

Trabajo Fin de Máster

Máster en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

**APLICACIÓN DE UN MODELO DE
DEGRADACIÓN DE BATERIAS DE LITIO A UN
SISTEMA HIBRIDO PANEL FV-BATERIA DE
USO DOMESTICO PARA AUTOCONSUMO.
ANALISIS TECNICO Y ECONOMICO.**

Autor: Fernando Dastis Barrantes

Tutores: Jose Maria Delgado Sánchez

Isidoro Lillo Bravo

**Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2023



Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

**APLICACIÓN DE UN MODELO DE DEGRADACIÓN DE BATERIAS DE LITIO A UN
SISTEMA HIBRIDO PANEL FV-BATERIA DE USO DOMESTICO PARA
AUTOCONSUMO. ANALISIS TECNICO Y ECONOMICO.**

Autor:
Fernando Dastis Barrantes

Tutor:
Jose Maria Delgado Sánchez
Isidoro Lillo Bravo

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2022

Trabajo Fin de Máster: APLICACIÓN DE UN MODELO DE DEGRADACIÓN DE BATERIAS DE LITIO A UN SISTEMA HIBRIDO PANEL FV-BATERIA DE USO DOMESTICO PARA AUTOCONSUMO. ANALISIS TECNICO Y ECONOMICO.

Autor: Fernando Dastis Barrantes
Tutores: Jose Maria Delgado Sánchez
Isidoro Lillo Bravo

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha

Agradecimientos

*A Esther, mi familia y amigos.
A mis tutores, sin saberlo me han ayudado a mejorar en aspectos que van más allá de los académicos.*

Resumen

La economía mundial se enfrenta a una situación que en determinados países se acerca a la estanflación. La interdependencia energética entre países ha provocado un hito, y es el kilovatio hora más caro alguna vez registrado.

La tecnología de almacenamiento de energía (baterías), así como la mejora de su eficiencia y rentabilidad está siendo desde hace años uno de los objetivos de la comunidad científica y se presenta como un mercado atractivo para aumentar la autosuficiencia energética de los países.

El presente trabajo de fin de master pretende esclarecer sobre la viabilidad energética y económica de un sistema híbrido de paneles solares y batería de ion litio que abastecen una demanda horaria de un hogar tipo, analizando distintas configuraciones de tamaño entre el panel y la batería para un periodo típico de vida de los paneles solares, 30 años. Se profundizará previamente en implementar la degradación que sufre la batería, siendo la durabilidad y coste de esta última el elemento clave en el proyecto a desarrollar.

Abstract

Global economy faces a critical situation, near to stagflation in some countries. Energy between countries has led us to a landmark, the most expensive kilowatt-hour ever registered.

Improvements in the efficiency and cost effectiveness of energy storage technology is one of the main goals in science community and nowadays it could be an attractive market to increase energy self-sufficiency.

This master's thesis aims to clarify the energy and economic feasibility of a hybrid system of solar panels and lithium-ion battery to supply an hourly demand of a typical household, analyzing different size configurations between the panel and the battery for a typical life span of the solar panels, 30 years. Previously, the degradation suffered by the battery will be implemented, being the durability and cost of the latter the key element in the project to be developed.

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Crecimiento del almacenamiento eléctrico por aplicación. Disminución del uso del bombeo (PHS) en los escenarios previstos: Referencia (conservador en el incremento de las energías renovables) y Doble (duplicación de las renovables).	1
Ilustración 2. N° Instalaciones en hogares familiares de sistema fotovoltaico y batería en Alemania [5]	2
Ilustración 3. Resultados comparativos entre el modelo desarrollado y mediciones en laboratorio. Se observa como la temperatura afecta más que el estado de carga.	7
Ilustración 4. Modelo eléctrico de una batería de litio representado en un diagrama Nyquist. Las resistencias se asocian a los distintos componentes de la batería.	8
Ilustración 5. Ejemplo de ajuste de test parametrizado con alpha.....	10
Ilustración 6. Recopilación de tests	10
Ilustración 7. Etapas posteriores a la recopilación y primer ajuste de los test. Podemos observar cómo se forma un grupo y como el efecto de un factor estrés se incorpora a la ecuación de degradación: tras el cálculo en la primera etapa de delta (tasa de degradación determinada en función del número de ciclos, para cada test) se escoge el factor de estrés a analizar (DOD en este caso) manteniendo el resto constantes, formando un grupo (DOD-1). Se representan los distintos grupos (DOD-1...-4) en función de la tasa de degradación y los ajustan mediante curvas de regresión parametrizadas con “b” en este caso las cuales, mediante un diagrama de frecuencia, determinan el valor medio más frecuente.	11
Ilustración 8. Parámetros obtenidos tras el análisis de cada factor de degradación	11
Ilustración 9. Medidas y curvas de ajuste de la degradación natural para distintas temperaturas y un SOC del 50%.....	12
Ilustración 10. Contribución de la degradación cíclica y natural para un perfil de operación de la batería típico de un coche eléctrico.....	13
Ilustración 11. Resultado graficado de los test. Fijan la muerte de la batería cuando la pérdida de la capacidad alcance el 20%	13

Ilustración 12. Esquema del sistema FV y batería como apoyo al hogar tipo.....	15
Ilustración 13. Estrategia de carga y descarga de la batería y operación de la red.....	17
Ilustración 14. EE vs tasa de descarga y temperatura.....	19
Ilustración 15. Izquierda: Frecuencia de la tasa de descarga en el proyecto. Derecha:EE vs Tdch vs T extraída del artículo [35].....	19
Ilustración 16. Balance energético horario para invierno del escenario E1.1	22
Ilustración 17. . Balance energético horario para verano del escenario E1.1	22
Ilustración 18. Contribución por equipos a la demanda	23
Ilustración 19. Contribución batería al hogar para E1.1 y E1.4	23
Ilustración 20. Degradación cíclica y natural para las 4 condiciones de la batería distintas.....	24
Ilustración 21. Representación de la evolución de la capacidad de la batería de las 4 baterías que se requieren en E1.1	24
Ilustración 22. Duración de las baterías y número de ciclos realizados en E1.1.....	25
Ilustración 23. . Duración de las baterías y número de ciclos realizados en E1.2.....	25
Ilustración 24. . Duración de las baterías y número de ciclos realizados en E1.3.....	26
Ilustración 25. . Duración de las baterías y número de ciclos realizados en E1.4.....	26
Ilustración 26. Balance energético horario para invierno del escenario E2.1	27
Ilustración 27. Balance energético horario para verano del escenario E2.1	27
Ilustración 28. Contribución a la demanda por equipos.	28
Ilustración 29. Degradación cíclica y natural para las 4 condiciones de operación de la batería.	28
Ilustración 30. Duración y número de ciclos de las baterías para E2.1	29
Ilustración 31. Duración y número de ciclos de las baterías para E2.2.....	30
Ilustración 32. . Duración y número de ciclos de las baterías para E2.3.....	30
Ilustración 33. Duración y número de ciclos de las baterías para E2.4.....	30
Ilustración 34. Balance energético horario para invierno del escenario E3.1	31
Ilustración 35. Balance energético horario para verano del escenario E3.1	31
Ilustración 36. Contribución a la demanda por equipos	32
Ilustración 37. Degradación cíclica y natural para las 4 condiciones de operación de la batería.	32
Ilustración 38. Duración y número de ciclos de las baterías para E3.1	33
Ilustración 39. Duración y número de ciclos de las baterías para E3.2.....	33
Ilustración 40. Duración y número de ciclos de las baterías para E3.3.....	34

Ilustración 41 .Duración y número de ciclos de las baterías para E3.4.....	34
Ilustración 42. Balance energético horario para invierno del escenario E4.1	35
Ilustración 43. Balance energético horario para verano del escenario E4.1	35
Ilustración 44. Contribución a la demanda por equipos.	36
Ilustración 45. Degradación cíclica y natural para las 4 condiciones de operación de la batería.	36
Ilustración 46. Duración y número de ciclos de las baterías para E4.1	37
Ilustración 47. Duración y número de ciclos de las baterías para E4.2.....	37
Ilustración 48. Duración y número de ciclos de la batería para E4.3	38
Ilustración 49. Balance energético horario para invierno del escenario E4.4	38
Ilustración 50. Contribución de la batería a la demanda y los excedentes para E1.1 y E2.1.....	39
Ilustración 51. Contribución en Wh de la batería al hogar para E1.1	41
Ilustración 52. Ingresos con y sin degradación en la batería para E3.1.....	43
Ilustración 53. Rentabilidad del proyecto para los 4 escenarios en la operación de la batería estándar.....	43
Ilustración 54. Rentabilidad del proyecto para los 4 escenarios en la operación de la batería más agresiva.....	44
Ilustración 55. Rentabilidad del proyecto para los casos de empleo fotovoltaico sin baterías de litio.	45
Ilustración 56. Inicio de iteración. Cálculo del estado de la batería al finalizar la hora.	50
Ilustración 57. Cálculo de las eficiencias	50
Ilustración 58. Cálculo del nuevo estado de la batería final.....	51
Ilustración 59. Curvas de ajuste potencial y exponencial de los valores de degradación natural obtenidos en el modelo correspondiente.	54

Índice de tablas

Tabla 1. Generación y degradación fotovoltaica.	17
Tabla 2. Ejemplo del resultado de la estrategia diseñada para el cálculo de los balances energéticos.	18
Tabla 3. Efecto de la degradación en los intercambios energéticos de la batería.....	20
Tabla 4. Contribución por equipos a la demanda para días distintos del primer año.....	23
Tabla 5. Contribución por equipos a la demanda para días distintos del primer año.....	28
Tabla 6. Contribución por equipos a la demanda para días distintos del primer año.....	31
Tabla 7. Balances energéticos para el escenario E3.1 en un día de verano.....	35
Tabla 8. Contribución por equipos a la demanda para días distintos del primer año.....	35
Tabla 9. Porcentaje de uso de la batería en todo el proyecto para cada escenario.	39
Tabla 10. Balances de energía para un día de junio del primer año. Carga de la batería en varias horas.	40
Tabla 11. Degradación de la batería en E1 para las 4 condiciones de la batería. Tendencia similar para el resto de escenarios.	41
Tabla 12. Tiempos de uso y de nivel máximo de capacidad para la primera batería de los 4 escenarios.....	42
Tabla 13. Pérdidas energéticas por el efecto de la degradación de la batería.....	42
Tabla 14. Rentabilidad del proyecto para E1.1	43
Tabla 15. Rentabilidad del proyecto para E2.1	44
Tabla 16. Rentabilidad del proyecto para E3.1	44
Tabla 17. Rentabilidad del escenario sólo FV de 1,5 kWp.	45
Tabla 18. Rentabilidad del escenario sólo FV de 5 kWp	45

Índice

Agradecimientos	7
Resumen	9
Abstract	11
Índice de ilustraciones	VII
Índice de tablas	11
Índice	13
1. Introducción	1
2. Objeto	4
3. Revisión bibliográfica	5
3.1 <i>Baterías de litio</i>	5
3.2 <i>Modelos de degradación</i>	6
3.3 <i>Modelos de degradación seleccionados</i>	9
4. Metodología	15
4.1 <i>Descripción</i>	15
4.2 <i>Hipótesis</i>	15
4.3 <i>Balances energéticos</i>	16
4.4 <i>Aspectos económicos</i>	20
5. Resultados	22
5.1 <i>Escenario E1: Baja fotovoltaica y batería pequeña</i>	22
5.2 <i>Escenario E2: Baja fotovoltaica y batería grande</i>	27
5.3 <i>Escenario E3: Alta fotovoltaica y batería pequeña</i>	31
5.4 <i>Escenario E4: Alta fotovoltaica y batería grande</i>	34
5.5 <i>Comparativa entre escenarios</i>	38
5.6 <i>Rentabilidad del proyecto</i>	43
6. Conclusiones	46
7. Anexos	48
7.1 <i>Cálculo del punto de la eficiencia de la batería sin determinar</i>	48
7.2 <i>Diseño de la operación del batería con eficiencias</i>	48
7.3 <i>Problemática de la implementación de las eficiencias de la batería</i>	49
7.3.1 <i>Descripción</i>	49
7.3.2 <i>Solución</i>	50
7.4 <i>Presupuesto instalación fotovoltaica</i>	51
7.5 <i>Adaptación de la degradación natural</i>	53
8. Bibliografía	55

1. Introducción

La electricidad es la forma de energía existente más versátil y útil para nuestra sociedad. El espectro de uso es tan amplio que abarca desde iluminar ciudades, alimentar dispositivos tecnológicos como ordenadores y móviles a electrosoldaduras de piezas. Consecuentemente, desde la primera pila creada por Alessandro Volta en 1799, el almacenamiento de la electricidad se ha convertido en un punto de interés científico global¹, acentuado por la creciente electrificación que estamos experimentando [1] [2].

La tendencia renovable que han tomado los principales países del mundo con objetivos de sostenibilidad, ha promovido un aumento del uso de energías renovables. La integración de las mismas requiere de sistemas de almacenamiento con los objetivos de actuar como apoyo, en caso de insuficiencia de recurso o bien para el almacenamiento del excedente generado [3].



Ilustración 1. Crecimiento del almacenamiento eléctrico por aplicación. Disminución del uso del bombeo (PHS) en los escenarios previstos: Referencia (conservador en el incremento de las energías renovables) y Doble (duplicación de las renovables).

Centrándonos en los sistemas de almacenamiento, hoy día la principal forma de acumulación energética en el mundo es el bombeo, con una tasa del 96% del total [3]. No obstante, esta cifra puede cambiar en los próximos años ya que este sistema está limitado por los saltos hidráulicos y la pluviosidad del lugar, virando hacia las baterías [3], como se aprecia en la ilustración 1.

Las baterías son unos dispositivos los cuales, a través de una reacción química, generan o acumulan electricidad en un pequeño período de tiempo, a diferencia del bombeo donde es preciso previamente almacenar agua. Su uso se extiende a todas las etapas que conforman el sistema eléctrico, desde su generación en centrales hasta su consumo en los hogares, en sus diversos tamaños, dimensiones y configuraciones.

¹ En 2019 el estudio y desarrollo de las baterías de litio fue galardonado con el premio Nobel de Química [59].

Es en el nivel residencial donde encontramos un punto de interés debido a la escasa literatura existente, convirtiéndose en un mercado posiblemente subestimado [3]. Por ejemplo, en Alemania cerca de 100 mil comercios y residencias tienen instalado sistemas de panel fotovoltaico y batería en 2018, y se estima que en los próximos años esta cifra se duplicará [4]. Más recientemente, la compañía especialista en servicios de consultoría de mercados energéticos, BloombergNEF afirmaba que un cuarto de las instalaciones mundiales de almacenamiento energético será de tipo residencial en 2030, además de multiplicarse por 11 aproximadamente la potencia instalada a día de hoy [2].

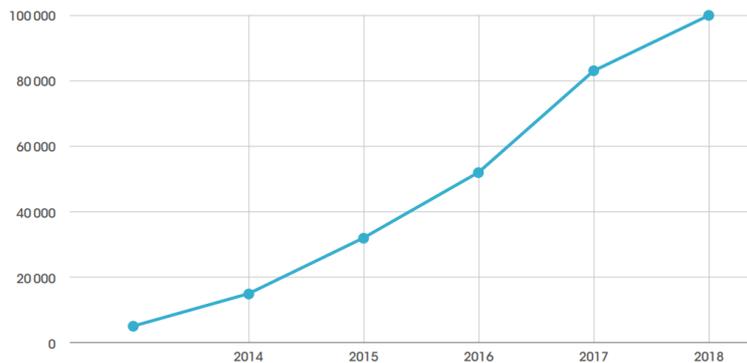


Ilustración 2. N° Instalaciones en hogares familiares de sistema fotovoltaico y batería en Alemania [5]

Si nos centramos en la escala de almacenamiento energético de grandes hogares, residencias y comercios y hogares pequeños (menor de 1 kW), encontramos que para mayores tamaños prepondera la batería de litio mientras que para escalas más pequeñas las baterías de plomo ácido [3]. En aplicaciones fotovoltaicas, puesto que las instalaciones pueden ir desde medio kilovatio a decenas en grandes residencias, la tecnología de batería que predomina es la de litio, plomo ácido y plomo ácido avanzadas [5]. No obstante, otras tecnologías de almacenamiento energético aparecen en el sector residencial de comercios y pequeños y medianos hogares. Las razones de su menor presencia son diversas:

- Baterías de plomo ácido: durante muchos años esta tipología de batería fue la más utilizada, pero la aparición de las baterías de litio, las cuales mejoraban a las de plomo en muchos aspectos (mayor vida útil, menor mantenimiento, eliminación de posibilidad de intoxicación por gas, menor huella de carbono, mayor profundidad de descarga, mayor eficiencia de carga así como velocidad de la misma, precio-vida útil más competitivo) supuso su sustitución en instalaciones residenciales medias y grandes (menores de 200 kW) rápidamente [3].
- Baterías de flujo: concretamente del tipo flujo redox de vanadio fue comercializado originariamente para sistemas de almacenamiento de hogares y vehículos eléctricos, sin embargo su alto coste las hizo menos atractivas para su uso a pequeña escala en comparación con las baterías de litio, siendo principalmente preferida como un dispositivo de almacenamiento estacionario de mediano y gran tamaño de conexión a la red eléctrica [3] [6].
- Baterías de litio NCA (óxido de níquel, cobalto y aluminio): su coste es más elevado que el resto y no destaca por su durabilidad. Su alta densidad energética no es especialmente útil para aplicaciones de almacenamiento estacionario y presenta la peor estabilidad térmica, convirtiéndola en la batería de litio menos segura. No usadas en aplicaciones residenciales [3].
- Baterías NaS (de sodio-sulfuro): la necesidad de estar a una cierta temperatura y conectada a una fuente de alimentación constante la convierte en la batería con más pérdidas energéticas y por tanto, con mayor coste de operación. El rango de temperatura

para operar esta batería se encuentra alrededor de los 300 °C. No siendo recomendables para su uso en pequeñas instalaciones y sí para almacenamientos estacionarios a gran escala¹ [3].

- Baterías de titanato de litio: su empleo es escaso pero existente. Debido a su alto coste no se comercializa en grandes cantidades. Además, es la que ofrece menor densidad energética [3].
- Baterías de litio LFP (óxido de ferrofosfato): en Alemania, cerca del 97% de sistemas fotovoltaicos con baterías recurren a esta tecnología junto a las de NMC (óxido de níquel, cobalto y manganeso). Destaca su buena estabilidad térmica, alta seguridad y sostenibilidad al usar un cátodo no tóxico, muy baja tasa de autodescarga, mayor vida útil, su bajo efecto memoria. No sobresale por una alta densidad energética (a pesar de ser casi 4 veces mejor que las baterías de ácido de plomo) por la baja conductividad eléctrica del hierro, a diferencia de otros como el níquel o el cobalto. Como otros inconvenientes la necesidad de circuitos de protección o su alto coste si solo se atiende al precio final de inversión [3].

Al mencionado crecimiento de las baterías de litio en el sector residencial se le añade la ya palpable electrificación total de la automoción [7] [8]. Teniendo en cuenta que las reservas de litio y grafeno son limitadas, esta abrumadora demanda puede conllevar problemas de abastecimiento futuros [9] [7]. Si además, existen interrogantes acerca del futuro precio de las baterías de litio [9], cuya tendencia en los últimos años es significativamente decreciente [3], se torna aún más interesante el estudio de un sistema fotovoltaico con baterías de litio, analizando por un lado su duración y por otro su costo y rentabilidad actual.

Estudiar cómo varía la duración de una batería de Litio LFP, incorporada a una instalación fotovoltaica que cubre una demanda de orden residencial, según un modelo de degradación desarrollado e implementado, así como la rentabilidad económica dadas unas condiciones de operación, será el objeto del presente Trabajo Fin de Master.

¹ En Japón existen más de 300 MW de batería NaS. El principal objetivo es la regulación de la red eléctrica del país [3].

2. Objeto

El objetivo principal de este Proyecto Fin de Master es analizar, desde un punto de vista técnico y económico, la integración de sistemas de almacenamiento basados en tecnología de litio en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

Para ello, se proponen los siguientes objetivos intermedios:

- Dado un perfil de demanda tipo y unas condiciones de irradiancia y temperatura, calcular la producción fotovoltaica generada. Comparación del perfil de generación eléctrica desde el sistema fotovoltaico y la demanda.
- Establecer una estrategia para la operación del sistema fotovoltaico integrando una batería de litio en la instalación, de manera que la demanda sea satisfecha de manera preferente, desde generación renovable, y manteniendo el suministro de red como alternativa a la indisposición del recurso solar con almacenamiento.
- Introducción de un modelo de degradación de la batería que contemple los siguientes factores: a) degradación natural; b) degradación cíclica; c) temperatura de operación.
- Comparación tecno-económica de diferentes escenarios de operación con/sin degradación de la batería y sólo fotovoltaica.

El fin del trabajo de investigación es aportar información al usuario doméstico durante el proceso de diseño de la instalación fotovoltaica, considerando incorporar baterías de litio, destacando las principales diferencias que se pueden observar cuando se consideran modelos de degradación no descritos en la información del fabricante.

3. Revisión bibliográfica

3.1 Baterías de litio

No son pocas las variaciones realizadas de la química del litio con el objetivo de una optimización de las celdas. Las distintas combinaciones de los materiales en las baterías de litio tienen como resultado características diferentes en cuanto a su rendimiento, coste, densidad energética, respeto al medio ambiente y, por tanto, usos.

Éstas son algunas de las combinaciones de materiales existentes:

- Óxido de cobalto (LiCoO_2): este tipo de batería ofrece una densidad de energía muy alta, siendo el tipo de batería más comúnmente utilizada en los sectores de telefonía, e informática. Las principales desventajas están asociadas al cobalto, al poseer este un elevado coste y considerarse un elemento tóxico. Además, esta batería se caracteriza por una baja durabilidad respecto a otras de litio, baja estabilidad térmica y una capacidad de carga limitada al no soportar altos regímenes de carga y descarga [10] [11]. En aplicaciones fotovoltaicas, a pesar de contar con buenas cualidades, su elevado precio dificulta su utilización [11].

- Óxido de manganeso (LiMn_2O_4): este tipo de baterías encuentra su mercado habitual en los instrumentos médicos y herramientas de tipo eléctrico. Su estructura en espinela tridimensional le aporta una mejora del flujo de iones en el electrodo, aumentando su capacidad de cargar y descargar a altos regímenes. Posee una alta estabilidad térmica, es más segura y benigna con el medio ambiente que las de cobalto, siendo el manganeso hasta 5 veces más barato. Por otro lado, su densidad energética es menor y su durabilidad no es una característica destacable [10] [3].

- Óxido de cobalto-manganeso-níquel (LiNiMnCoO_2): resultado de la evolución de las baterías de óxido de cobalto con el objeto de reducir el coste, esta variación de batería de litio resultó como uno de los sistemas con mayor éxito. La razón es combinar dos elementos que al complementarse potencian las cualidades de la batería: la alta energía específica del níquel palia la baja del manganeso y la buena estabilidad por la estructura en espinela de este mejora la reducida estabilidad del níquel. Como resultado, esta tecnología destaca su elevada densidad energética, potencia y durabilidad bajo un precio contenido, aunque posea un voltaje ligeramente menor que las de cobalto. Son el tipo de batería principalmente usada en el sector de la electromovilidad, como las bicicletas eléctricas [3] [11].

- Óxido de aluminio-cobalto-níquel (LiNiCoAlO_2): esta tecnología comparte similitudes con las baterías de óxido de cobalto, manganeso y níquel (NMC), donde el aluminio aporta mejoras en el rendimiento energético de la batería, logrando ser una de las baterías de litio con mayor densidad energética y capacidad específica, por encima de las NMC. Con un coste ligeramente superior a la anterior, la operación de la batería a altos regímenes supone una elevada degradación del electrolito, punto débil de la tecnología. Comparte aplicación con las NMC al estar presente en el mercado de la electromovilidad [11] [3] [10].

- Óxido de Titanio ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$): el titanio sustituye al grafito como elemento anódico, otorgándole mayor potencial electroquímico al ánodo. En consecuencia, el voltaje de la celda se

reduce, disminuyendo su densidad energética, pero aumentando la estabilidad y seguridad de la batería. El alto potencial del ánodo evita problemas relacionados con la descomposición del electrolito que puede suponer el crecimiento de la interfase electrolítica sólida y su tendencia a sobrecalentarse, derivando en pérdida de capacidad y aumento del envejecimiento de la batería. Destaca por tanto de esta tecnología su alta estabilidad térmica, permitiendo operar a temperaturas bajo cero, alta seguridad y muy buena durabilidad. Por otro lado, su alto costo de fabricación (de los más altos de las baterías de litio y con una expectativa de mantenerse en el futuro próximo) y su baja densidad energética han supuesto que esta batería no prospere en el mercado [3] [11] [10].

- Fosfato de hierro (LiFePO_4): esta tecnología destaca por una muy alta estabilidad térmica, durabilidad, seguridad al emplear elementos no tóxicos, una densidad energética elevada y bajo coste. Aunque las baterías de litio ofrecen una tasa de autodescarga muy baja, este tipo presenta la mayor entre las baterías de litio, siendo necesario el empleo de células de alta calidad o componentes electrónicos de control para reducir la autodescarga, lo que conlleva un aumento del coste. Esta batería reúne unas características que la hacen muy atractivas para aplicaciones estacionarias [11] [3] [10].

La batería de ferrofosfato de litio, es aquella que mejor se adapta a nuestras condiciones, pues es la que presenta una mejor respuesta y eficiencia ante sollicitaciones variables típicas de fuentes renovables o una menor degradación de entre las principales tecnologías de baterías de iones de litio [13].

3.2 Modelos de degradación

En función de la literatura revisada y de los requisitos demandados, los cuales se pueden resumir en baterías de apoyo fotovoltaico, cátodo de fosfato de hierro (LFP) y cálculo de parámetros del modelo ajustables a nuestras condiciones y recursos, abordaremos distintos modelos de degradación susceptibles de ser utilizados en nuestro sistema. Además, aprovechando que la literatura suele clasificar los modelos en tres grandes grupos, se describirá brevemente en que consiste cada uno y se expondrá ejemplos para cada uno.

El tipo de modelo de degradación se basa en cómo se configura la batería, qué tipo de ecuaciones se van a utilizar y de dónde provienen. Entonces, encontramos principalmente modelos de baterías basados en (1) ecuaciones físicas (conservación de masa y carga, leyes de difusión), conformando el grupo de los electroquímicos, (2) modelo de batería basado en circuitos eléctricos, comúnmente acompañados de espectroscopia para modelar su degradación y (3) experimentales, que a través de muestras y resultados conforman ecuaciones que se intentan aproximar al comportamiento de la degradación.

Los tres grupos principales son:

- Electroquímicos

E. Prada *et al* [13] presentaron en 2013 un estudio de degradación en baterías de litio LFP en base a un modelo electroquímico. Más específicamente, estimaron la pérdida de la capacidad en base a las ecuaciones de Newman. Como hipótesis de trabajo sugieren que el mecanismo dominante en la degradación es debido al aumento de espesor de la interfase entre el electrolito y el cátodo/ánodo. Realizan un modelo teórico 2D resolviendo las ecuaciones de balance de carga, masa y energía, que finalmente validan con unos

experimentos usando una batería de LiFePO4 con un diseño de experimentos de dos niveles: temperatura (30 °C, 45 °C y 60 °C) y estado de carga (30%, 65% y 100%). Concluyen que es por tanto posible estimar la pérdida de capacidad debido a la degradación de la batería correlacionando la resistencia eléctrica del electrolito y la resistencia eléctrica de la interfase formado con el cátodo y ánodo. Sugieren no obstante que es necesario realizar más ensayos experimentales para identificar relaciones entre los parámetros empleados en el modelo, y sobre todo, considerar el efecto de la porosidad de los materiales, no considerada (crítico para el grafito), ya que la porosidad es el principal responsable del aumento del espesor de la interfaz, y la formación dendrítica dentro de los materiales activos del cátodo y ánodo. Se extrae una relación entre la pérdida de la capacidad y la temperatura y estado de carga, a tener en cuenta para los resultados a aportar del modelo desarrollado.

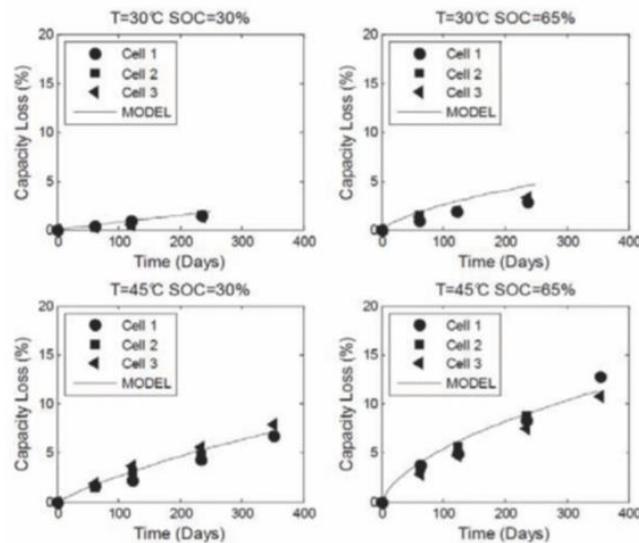


Ilustración 3. Resultados comparativos entre el modelo desarrollado y mediciones en laboratorio. Se observa como la temperatura afecta más que el estado de carga.

Ulrike Krewer *et al* [15] determina un modelo para obtener el óptimo económico del tamaño de una batería que forma parte de una instalación fotovoltaica, los cuales alimentan a un hogar tipo. Considera un modelo de batería matemático basadas en ecuaciones físico-químicas, empleando ecuaciones diferenciales para desarrollar el modelo de degradación. Considera el fin de la vida útil de la batería cuando el SOH alcanza el 80%.

Encontramos distintos puntos débiles del modelo:

- No toma en consideración la degradación natural de las baterías
 - A pesar de considerar la temperatura como un factor importante sobre el que depende la degradación, la fija como un valor constante
 - Con el objetivo de simplificar el modelo no tiene en cuenta la profundidad de descarga
- Además, la generación fotovoltaica anual que utiliza para determinar los tamaños óptimos de la batería no considera la degradación que sufren los paneles, a diferencia de lo estipulado en nuestro proyecto.

- Circuito equivalente:

Estos modelos de degradación se basan en un circuito eléctrico donde las impedancias del mismo representan la resistencia de los distintos componentes, procesos internos y superficies de la batería. Suelen emplear una herramienta de diagnóstico común en electroquímica, denominada espectroscopia de impedancia electroquímica, con el fin de determinar los valores de dichas resistencias [15]. Este método consiste en, mediante un medidor de impedancias, excitar a la batería con distintas frecuencias de corriente alterna

para desencadenar distintos mecanismos de degradación y determinar los valores de las resistencias a través del equipo, permitiendo determinar el modelo de circuito equivalente de la batería. Una resistencia o impedancia de la batería, usualmente la que ofrece una mayor sensibilidad a los cambios de operación de la batería, suele ser la variable que se relaciona con el SOH y que permite por tanto definir el estado de salud de la batería [17].

J.Jiang *et al* [18] proponen y desarrollan un modelo que utiliza la metodología de circuito equivalente denominado método de media y alta frecuencia de circuito equivalente (MLECM), con el objetivo de mejorar la precisión de modelos de circuito equivalentes comunes. Primeramente, a través de experimentos ya realizados a dos grupos de baterías de litio con la herramienta antes comentada, EIS, y junto a unas condiciones de operación definidas (temperatura, tasa de carga y estado de carga de la batería) obtienen los valores de las resistencias que configuran el modelo de circuito equivalente en forma de diagramas Nyquist, como el de la ilustración posterior. Seguidamente, definen dos métodos de circuitos equivalentes¹, modelo convencional de circuito equivalente (CECM) y el mencionado MLECM. Evalúan ambos modelos bajo las mismas condiciones de operación de la batería a través de un software que simula una espectroscopia y obtienen los valores característicos de resistencia e impedancias en forma de gráficas, ofreciendo dicho software un ajuste a los valores obtenidos. A continuación, plantean un modelo matemático para adaptarse al ofrecido por el software y determinan el error cometido a través del error cuadrático medio. Identifican y asocian a cada modelo la resistencia dominante que se utilizará para determinar el SOH de la batería, para finalmente comparar los resultados obtenidos que ofrecen ambos modelos por un lado con los valores reales determinados en los experimentos y por otro con modelos de estimación del SOH alternativos. Finalizan con la conclusión de que el modelo MLECM desarrollado reduce los recursos computacionales considerablemente respecto a los modelos de circuito equivalente convencionales para determinar el SOH, además de ganar ligeramente precisión.

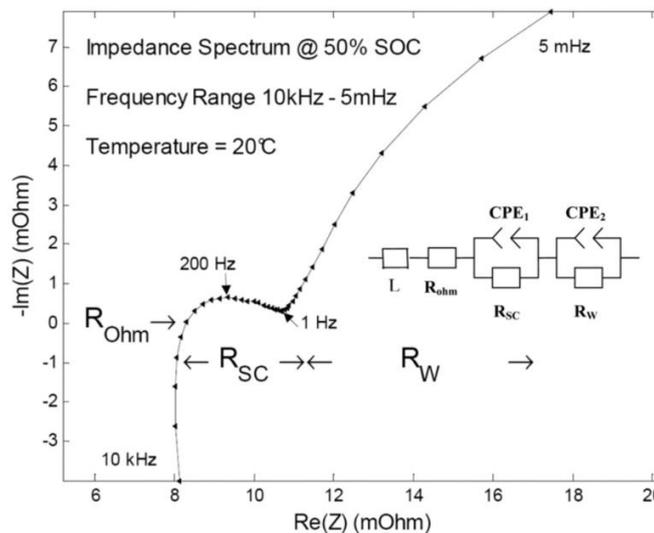


Ilustración 4. Modelo eléctrico de una batería de litio representado en un diagrama Nyquist. Las resistencias se asocian a los distintos componentes de la batería.

- Empíricos:

Los modelos empíricos se basan en una aproximación heurística, donde el comportamiento interno de la batería se predice adecuando grupos de

¹ Existen tantos circuitos equivalentes como tipos de baterías existen. Todos ellos comparten concepto y configuración pero las resistencias e impedancias sufren pequeñas variaciones para adaptarse mejor al comportamiento propio del tipo de batería.

datos experimentales sin considerar principios físico-químicos. En este grupo se ubican los desarrollados en el proyecto.

La baja complejidad matemática de los modelos empíricos los hace computacionalmente eficientes, a la vez que menos precisos y con limitaciones en explicaciones físico-químicas. Cuando se apoyan en las ecuaciones que modelan dichas reacciones físicas, aparecen los modelos semi-empíricos.

E. Sarasketa-Zabala *et al* desarrolla un modelo de degradación empírico para baterías LFP en dos artículos distintos, diferenciando en degradación cíclica [19] y natural [20]. El objetivo es conseguir una herramienta de predicción de la vida de la batería aplicable a distintas situaciones reales. Para ello, previamente realizan un estado del arte de los modelos de degradación tanto cíclicos como naturales. En ambos artículos emplean la misma metodología: a partir de una muestra de una misma batería LFP, aclimatan la misma para someterla a test acelerados de degradación. Emplean una habitación de temperatura regulable para variar la temperatura y para medir la degradación (SOH) utilizan la herramienta antes descrita de espectroscopia junto a Identificación de Parámetros Eléctricos (EPIT). Forman tres grupos distintos en los que diferencian las condiciones de los test a realizar, y las someten a dichas condiciones, tanto estática como dinámicamente. Los parámetros que modifican son la temperatura, la tasa de carga y descarga y la profundidad de descarga. A partir de las mediciones de los test tomadas y a través de un ajuste matemático, son capaces de relacionar los distintos escenarios, ajustando los parámetros característicos de las ecuaciones matemáticas, y obteniendo las siguientes relaciones (gráficas): en el caso del artículo de la degradación cíclica, pérdida de la capacidad de la batería (SOH) en función del número de ciclos y en el caso de la degradación natural, SOH en función del tiempo de almacenamiento. Las conclusiones principales a las que llegan son las siguientes: la temperatura de almacenamiento posee un gran impacto en la degradación mientras que la profundidad de descarga un nivel secundario, la degradación no depende del historial de la batería si no del almacenamiento actual y las condiciones en las que se encuentre y las condiciones estáticas de la batería degradan más que las dinámicas. Como línea de mejora comentan el someter a la batería a un mayor rango de temperatura, un modo de ciclado y una descarga que no sean simétricos con el objetivo de mejorar el modelo propuesto.

Los modelos implementados se pueden ubicar en esta rama. La razón y su descripción se expondrán en el siguiente capítulo.

3.3 Modelos de degradación seleccionados

Previamente a estudiar el modelo de degradación que se ajusta a las condiciones de nuestro proyecto, es preciso esclarecer ciertos puntos.

En primer lugar, se suele definir en la literatura la regla de superposición [21] para determinar la degradación de la batería: la suma entre la degradación cíclica y natural. La primera consiste en la degradación debida a los ciclos que realiza la batería y la segunda al tiempo en el que encuentra almacenada.

En segundo lugar, se escoge como modelo de degradación aquel basado en el Estado de Salud de la batería, mencionado anteriormente como SOH, puesto que se determina a partir de un dato siempre accesible, conocido y fiable como es la capacidad de la batería. Concretamente, este parámetro es la relación, en tanto por ciento, de la capacidad de la batería a medida que se degrada y la capacidad nominal de la misma. Depende de factores como la temperatura ambiente y la tasa de carga, es generalmente utilizado en aplicaciones fotovoltaicas de la batería y se revela como una línea de estudio actual de interés académico, debido principalmente a su cualidad de ser medible en laboratorio [22] [23].

En tercer lugar, el fin de la vida útil de la batería sigue el aceptado criterio del 80%: cuando el Estado de Salud de la batería (SOH) que por definición comienza en el 100%, decaiga por debajo del 80%, esta se considera inoperativa y se recomienda para su sustitución [21] [24] [25] [26] [27].

En cuarto y último lugar, cabe destacar que no existe hasta la fecha un modelo de degradación ideal capaz de calcular con precisión la durabilidad de las baterías [28]. A pesar del gran interés y estudio que despierta este fenómeno, la naturaleza de las baterías implican comportamientos no lineales, dependencia de sus propiedades con el tiempo, posibles interacciones entre los múltiples mecanismos de degradación que resultan en comportamientos desconocidos los cuales frenan su entendimiento, desarrollo y por tanto, su exactitud [13] [28].

a. Degradación cíclica

La degradación cíclica se va a determinar siguiendo el modelo desarrollado por J.Olmos *et al* [29]. Como se comentaba anteriormente, se trata de un método empírico cuyo objetivo es determinar la degradación debida a los ciclos que realiza una batería de litio (concretamente la calcula para baterías LFP y NMC) en función de la temperatura, profundidad de descarga (DOD), estado de carga, tasa de carga (C-rate) y ciclo realizado por la batería.

Este artículo, además de cumplir los requisitos que demandamos, se diferencia del resto artículos en la forma de determinar las ecuaciones que modelan la degradación: en vez de realizar un experimento a una batería concreta bajo unas circunstancias específicas y extraer ecuaciones matemáticas de los resultados para así modelar la degradación, primero realiza una amplia lista de ensayos a baterías de ion litio, los organiza y clasifica en grupos que comparten las mismas características y condiciones de contorno (mismos C-rates, DOD, temperatura, material del cátodo... eliminando aquellos cuyo comportamiento presentan un error medio elevado¹), y finalmente evalúa la degradación cíclica en función de cada factor de estrés² individualmente a cada grupo parametrizando los resultados e integra los resultados en una ecuación final.

LIB chemistry	Tests (-)	Analysed factors
NMC	285	T, DOD, C _{ch} , C _{dch} , mSOC
LFP	131	T, DOD, C _{ch} , C _{dch} , mSOC
LCO	30	T, DOD, C _{ch} , C _{dch}
NMC-LMO	27	T, DOD, C _{dch} , mSOC
LTO	16	T, DOD, C _{ch} , C _{dch}
NCA	10	T, C _{dch}
LCO-NCA	3	T

Ilustración 6. Recopilación de tests

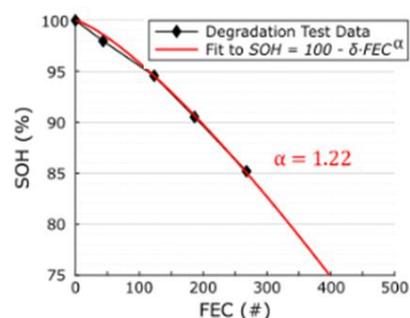


Ilustración 5. Ejemplo de ajuste de test parametrizado con alpha

¹ El error al que nos referimos es el error absoluto que incurren los distintos modelos recopilados, la diferencia entre el resultado del test y el modelo matemático considerado.

² Definen los factores de estrés del artículo como: Temperatura ambiente, Profundidad de descarga, Estado de carga medio, Tasa de carga y descarga, Ciclos equivalentes.

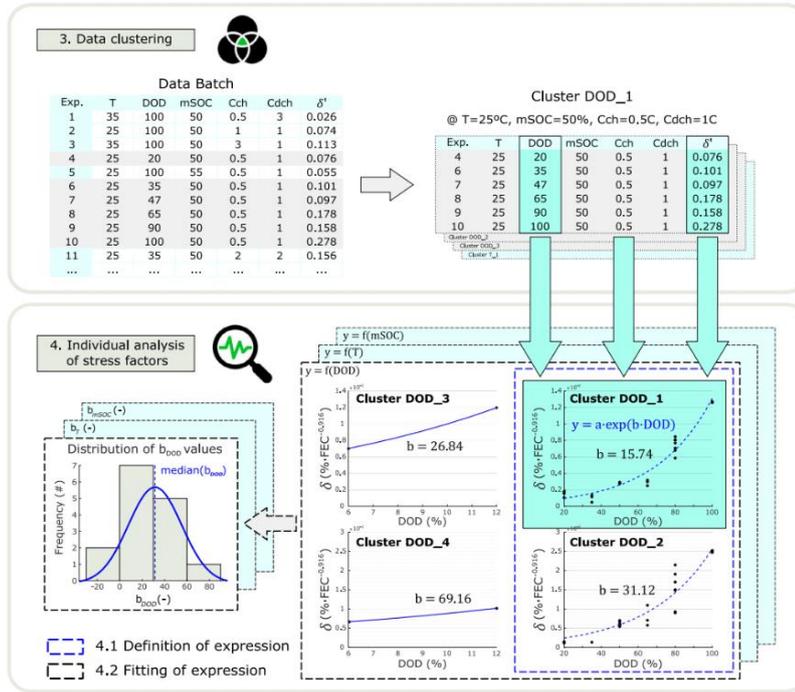


Ilustración 7. Etapas posteriores a la recopilación y primer ajuste de los test. Podemos observar cómo se forma un grupo y como el efecto de un factor estrés se incorpora a la ecuación de degradación: tras el cálculo en la primera etapa de delta (tasa de degradación determinada en función del número de ciclos, para cada test) se escoge el factor de estrés a analizar (DOD en este caso) manteniendo el resto constantes, formando un grupo (DOD-1). Se representan los distintos grupos (DOD-1...-4) en función de la tasa de degradación y los ajustan mediante curvas de regresión parametrizadas con “b” en este caso las cuales, mediante un diagrama de frecuencia, determinan el valor medio más frecuente.

El objetivo es obtener una ecuación del SOH cíclico que mejor se ajuste a todos los modelos de degradación de los distintos test analizados, logrando describir el comportamiento de las baterías de ion litio.

La ecuación del SOH cíclica final es:

$$SOH = 100 - \Delta SOH \quad (1)$$

$$\Delta SOH = \beta * \exp \left(Kt * \frac{T-T_{ref}}{T} + K_{dod} * DOD + K_{ch} * Cch + K_{dch} * Cdch \right) * \left[1 + b_{msoc} * mSOC * \left(1 - \frac{mSOC}{2 * mSOC_{ref}} \right) \right] * (FEC(k)^{\alpha_{opt}} - FEC(k-1)^{\alpha_{opt}}) \quad (2)$$

Parameters for LFP degradation model.	
Model parameter	Value
β	0.003414
k_T	5.8755
k_{DOD}	-0.0046
k_{Cch}	0.1038
k_{Cdch}	0.296
k_{mSOC}	0.0513
α_{opt}	0.869
T_{ref}	293 K
$mSOC_{ref}$	42%

Ilustración 8. Parámetros obtenidos tras el análisis de cada factor de degradación

La ecuación está conformada por los siguientes parámetros: β (parámetro de ajuste determinado para integrar las ecuaciones individuales de cada factor de estrés), K (definido para la profundidad de descarga, tasa de carga y estado de carga medio es el parámetro “b” determinado en la ilustración 8), DOD (profundidad de descarga en un ciclo de carga o descarga), C (tasa de carga y descarga), $mSOC$ (estado de carga medio en un ciclo de carga o descarga), FEC (ciclo completo equivalente o cantidad de un ciclo completo de carga y descarga realizado en un período de tiempo k) y α_{opt} (determinado en la primera etapa, parámetro de ajuste que mejor se adapta a todas las gráficas (SOH-Nº ciclos) extraídas de las muestras).

Una hipótesis de trabajo de este artículo es mantener que los parámetros del ensayo durante el proceso de degradación permanecen constantes, lo cual no es realista en condiciones reales de operación cuando la batería se integra en un sistema fotovoltaico. Para solventar esta limitación, el autor sugiere calcular los ciclos equivalentes horarios y calcular consecuentemente la degradación acumulada.

Los parámetros de entrada del modelo son: la cantidad de ciclo (FEC) realizado en cada hora, la profundidad de descarga, la temperatura ambiente y las tasas de carga y descarga. El parámetro de salida del modelo es el ΔSOH cíclico, calculado cada hora.

b. Degradación natural.

Al igual que la degradación cíclica, la cual se activa sólo cuando la batería interviene, la degradación natural también posee una limitación en su uso: debe incrementarse siempre que la batería se encuentre en estado de reposo, es decir sin intervenir. Este dato será muy relevante en el proyecto a estudiar.

El modelo de degradación natural es el empleado en los siguientes artículos [21] [30]. La forma de determinar la degradación es de manera empírica: a través de diversos test a varias probetas de baterías de litio LFP en el que los parámetros a medir se encuentran monitorizados, se desarrolla un modelo matemático a partir de los resultados.

En mayor profundidad, a través de un equipo de testeo¹ controlan la temperatura ambiente y el estado de carga de la batería, midiendo directamente la capacidad de la batería y cuánto se ha degradado cada cierto tiempo. Para el caso de la degradación natural, cada mes durante un año completo, como se aprecia en la siguiente ilustración. Este tiempo influye en la adaptación a realizar en nuestro sistema, el cual se menciona al final de este apartado.

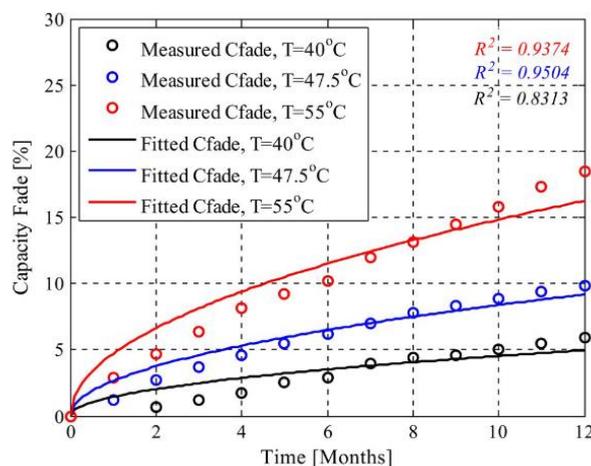


Ilustración 9. Medidas y curvas de ajuste de la degradación natural para distintas temperaturas y un SOC del 50%.

¹ Utilizan el sistema de medición de monitoreo Evaluator B de HORIBA.

Los test acelerados a los que se someten las distintas probetas de batería LFP [31] se desarrollan y detallan en un artículo distinto. Los test se dividen según el factor de estrés a analizar (Temperatura y SOC) formando dos grupos, uno por cada factor de estrés. Para cada grupo, varían un factor en tres niveles fijando el otro y al contrario en el grupo restante. De los resultados que obtienen durante el año de estudio, primero toman el resultado medio de las distintas probetas que han sido sometidas al mismo test y luego parametrizan todos los resultados en una ecuación matemática. Finalmente emplean un perfil de operación de la batería para comprobar el modelo matemático de la degradación obteniendo por separado la contribución por degradación cíclica y natural, como se observa en la siguiente ilustración.

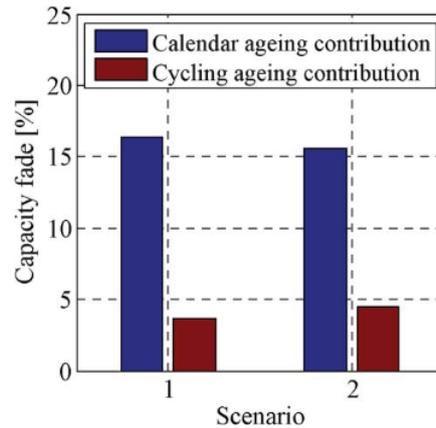


Ilustración 10. Contribución de la degradación cíclica y natural para un perfil de operación típico de la batería en un coche eléctrico.

Puesto que el perfil de operación de la batería que emplean en el artículo no se corresponde con nuestro sistema, los resultados anteriores expuestos en la anterior ilustración pueden no ser representativos de la degradación real que vaya a sufrir nuestra batería LFP. Por ello, se presentan los artículos [32] [33] donde estudian la degradación cíclica y natural de forma separada y emplean un perfil de operación de la batería con nuestra misma estrategia de carga y descarga y bajo la misma situación de hogar apoyado con paneles FV y batería de litio, con el objetivo de comparar resultados en su correspondiente apartado.

Destaca del modelo seleccionado del citado artículo [30] el definir la degradación como la pérdida de la capacidad de la batería y el realizar test independientes a la degradación cíclica y natural, permitiendo determinar ecuaciones de degradación distintas asociadas a su mecanismo de degradación. Es sencillo y completo, analiza e incluye el tiempo, estado de carga de la batería y la temperatura de la misma como se aprecia en la siguiente ilustración:

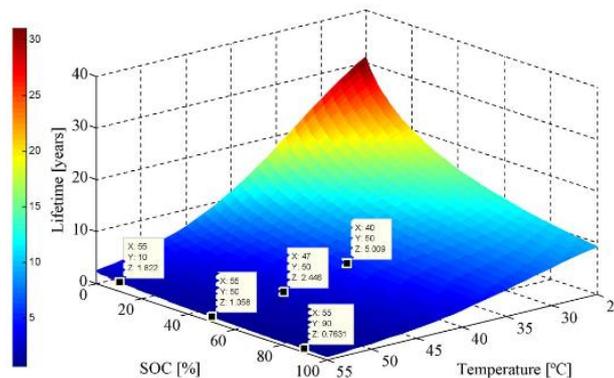


Ilustración 11. Resultado graficado de los test. Fijan la muerte de la batería cuando la pérdida de la capacidad alcance el 20%

Cabe mencionar de este modelo la forma en que ha de aplicarse. A diferencia del modelo cíclico, el cual arroja unos valores de degradación cíclica incrementales y por tanto, acumulables, este modelo no recurre a la acumulación para incrementarse sino al paso del tiempo. En la ilustración anterior se visualiza la evolución del modelo y como, para distintas condiciones de operación estáticas, varía la vida de la batería fijada únicamente por la degradación natural y en la que el tiempo (en meses) va aumentando hasta que la pérdida de la capacidad llega al 20%.

Los parámetros de entrada son: el estado de carga de la batería, el tiempo y la temperatura de la batería.

El parámetro de salida es la degradación natural en forma de la pérdida de capacidad de la batería.

La ecuación de la pérdida de capacidad de la batería por envejecimiento natural es, en [%]:

$$C_{fade}(t, T, SOC) = (0,019 * SOC^{0.823} + 05195) * (3.258 * 10^{-9} * T^{5.087} + 0.295) * t^{0.8} \quad (3)$$

Como se mencionaba anteriormente, los parámetros que conforman la ecuación de pérdida de capacidad de la batería son: SOC (estado de carga de la batería), T (temperatura de la batería) y t (tiempo de almacenamiento de la batería).

Para implementar en nuestro sistema este modelo debieron de realizarse dos adaptaciones, la primera relacionadas con las unidades del tiempo (adaptación compartida y verificada con el autor del artículo) y la segunda con las condiciones dinámicas a la que está sometida nuestra batería.

Se profundiza en ello en el [capítulo 7.5](#) del Anexo.

4. Metodología

4.1 Descripción

La forma de proceder será la siguiente: a partir de una serie de datos e hipótesis de partida, se determina la generación fotovoltaica hora a hora incluyendo una degradación en el desempeño de los paneles. A continuación, se diseñan las instrucciones de la carga y descarga de la batería, y se implementan. Entonces, tras calcular e introducir las eficiencias de carga y descarga de la batería se aplicarán los modelos de degradación cíclico y natural de la misma, finalizando esta sección de balances energéticos del sistema. Por último, con la información de dichos balances energéticos y fijando unos datos económicos, se calcula la rentabilidad del proyecto. Todo ello se determina para distintas configuraciones de tamaño de paneles y batería y variaciones de los parámetros más importantes de la degradación de la batería para cada hora de los 30 años que dura, con el objetivo de analizar la duración de la batería y la economía del proyecto.



Ilustración 12. Esquema del sistema FV y batería como apoyo al hogar tipo.

Los datos energéticos de entrada al modelo son: demanda horaria, irradiancia horaria, temperatura ambiente horaria y rendimiento del inversor (que se supondrá constante en 95%). Los datos económicos de entrada al modelo serán la tasa de interés, el coste de la electricidad (compra y venta de excedentes), costes de inversión (CAPEX), y costes de mantenimiento (OPEX).

4.2 Hipótesis

Para el cálculo e implementación de lo descrito en el apartado anterior han sido necesarias realizar unas series de simplificaciones para poder llevarlo a cabo las cuales, junto a consideraciones necesarias de mencionar, se presentan a continuación:

- Adaptaciones en los modelos de degradación. Para implementar un modelo en nuestro sistema es necesario que este se ajuste a nuestras condiciones particulares, por lo que es imprescindible asegurarse, confirmando y trabajando paralelamente con los autores de los artículos siguiendo sus directrices y recomendaciones.

- El porcentaje de autodescarga de la batería no se ha tenido en cuenta. No obstante, las baterías de litio poseen una muy baja autodescarga¹
- La eficiencia del inversor se considera constante y de valor 95%
- El inversor se reemplaza cada 10 años
- Tras alcanzar el fin de vida de la batería, el inicio de su reemplazo que se ha considerado es el siguiente: si es antes del día 18 de cada mes, el mismo día de la muerte de la batería. Si es después, el día 1 del siguiente mes
- En el análisis económico, no se ha realizado ningún reemplazo de batería en el último año del proyecto al carecer de sentido económico. Las consecuencias de no contar con una batería el último año en términos energéticos y económicos se han tenido en cuenta
- En ciertos artículos científicos estudian el efecto de la degradación de la batería en su potencia, a parte de su efecto en la capacidad. Dicho estudio no se ha considerado en el presente trabajo

4.3 Balances energéticos

Se propone un modelo teórico de generación fotovoltaica de autoconsumo para cubrir un perfil de demanda tipo de una vivienda. El modelo parte de considerar una potencia pico o capacidad fotovoltaica instalada, y a partir de los datos de irradiancia y temperatura estimar la producción eléctrica generada en frecuencia horaria (modelo de Osterwalds [31]).

$$P_m = P_{m, stc} * \frac{G}{G_{stc}} * [1 - \gamma * (T_c - 25)] \quad (3)$$

Donde P_m representa la potencia máxima de la célula, STC test en condiciones estándar y γ el coeficiente de temperatura de la celda.

Se considerará una degradación de los paneles tipo², con una potencia inicial real del 97% y una pérdida anual del 0,55%. Se introduce en la generación fotovoltaica como se aprecia en la siguiente tabla.

Con ello podemos comenzar con el primer balance de energía y dirigirnos al siguiente paso, la estrategia de operación de la batería de ion litio.

Año	Generación FV [Wh]	Generación FV degradada [Wh]	Generación FV degradada tras inversor [Wh]	Degradación paneles FV [%]
1	0,00	0	0	96,99993721
1	0,00	0	0	96,99987443
1	0,00	0	0	96,99981164
1	0,00	0	0	96,99974886
1	0,00	0	0	96,99968607
1	0,00	0	0	96,99962329
1	0,00	0	0	96,9995605
1	0,00	0	0	96,99949772
1	35,30	34,24	32,53	96,99943493
1	126,64	122,84	116,69	96,99937215
1	173,78	168,56	160,13	96,99930936

¹ La tasa de autodescarga en baterías de litio es máxima de 6% al mes, a diferencia de las níquel o plomo las cuales pueden alcanzar el 20% [11].

² La degradación del panel viene dada por la información aportada por el fabricante en sus fichas técnicas [59].

1	240,43	233,21	221,55	96,99924658
---	--------	--------	--------	-------------

Tabla 1. Generación y degradación fotovoltaica.

Conocida la cantidad de energía que van a ir generando los paneles, que se irá reduciendo a lo largo del tiempo por la degradación de los mismos, pasamos a determinar la operación de la batería, esto es, cuándo y cuánto va a cargar y descargar. Para ello, en cada hora realizamos la resta entre lo que producen los paneles y la demanda, cuyo resultado puede ser:

- **Positivo** ($Gen\ FV > Demanda$): Se ha cubierto la demanda con la energía de los paneles, procediéndose a cargar la batería. Si esta estuviera llena, se vuelca a la red, si no, se carga. Puede ser que no esté llena y que el excedente cargue la batería hasta su capacidad máxima y siga sobrando. En ese caso, el sobrante se vuelca a la red.
- **Negativo** ($Gen\ FV < Demanda$): La energía de los paneles FV no es suficiente para cubrir la demanda, por lo que procedemos a descargar la batería. Si estuviera descargada, se requiere de la red eléctrica. Puede ser que en la descarga llegue a su capacidad mínima, en cuyo caso se demanda de la red lo necesario para cubrir completamente la demanda.

Este razonamiento puede desglosarse en un diagrama de flujo como el siguiente, el cual se traslada a nuestra hoja de cálculo.

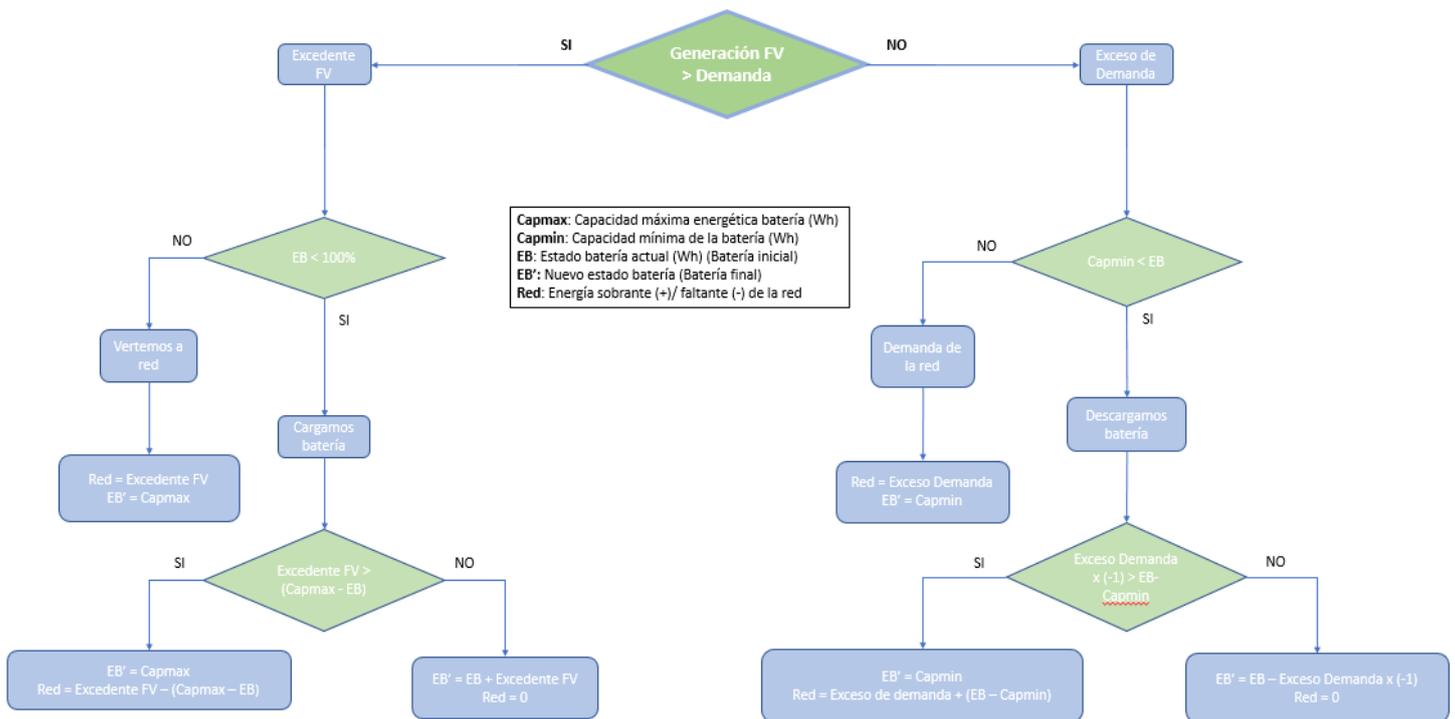


Ilustración 13. Estrategia de carga y descarga de la batería y operación de la red.

La carga y descarga de la batería queda completamente definida y se traduce en dos estados de batería, la inicial y final (EB y EB' en el diagrama y con unidades de Wh) para cada hora como se observa en la ilustración siguiente. El estado de la batería inicial representa el nivel energético de la batería antes de comenzar la hora y es igual al estado de batería final de la hora anterior. El estado de batería final representa el nivel energético que resulta tras recorrer la casuística del diagrama anterior.

Month	Day	Time (h)	Año	Generación FV real [Wh]	Demanda [Wh]	Balance [Wh]	Batería inicial [Wh]	Batería final [Wh]	Red [Wh]
Enero	1	1	1	0,00	128,21	-128,21	1.500,00	1.371,79	0,00
Enero	1	2	1	0,00	128,21	-128,21	1.371,79	1.243,59	0,00
Enero	1	3	1	0,00	128,21	-128,21	1.243,59	1.115,38	0,00
Enero	1	4	1	0,00	128,21	-128,21	1.115,38	987,18	0,00
Enero	1	5	1	0,00	128,21	-128,21	987,18	858,97	0,00
Enero	1	6	1	0,00	128,21	-128,21	858,97	730,77	0,00
Enero	1	7	1	0,00	256,41	-256,41	730,77	474,36	0,00
Enero	1	8	1	0,00	384,62	-384,62	474,36	150,00	-60,2
Enero	1	9	1	32,53	512,82	-480,29	150,00	150,00	-480,2

Tabla 2. Ejemplo del resultado de la estrategia diseñada para el cálculo de los balances energéticos.

En la ilustración anterior puede visualizarse la descarga de una batería de 1500 Wh y como al llegar a su capacidad mínima (150 Wh, para este caso se considera una profundidad de descarga del 90%) en la octava hora, parte de la red entra en juego para cubrir toda la demanda.

Con el objetivo de ser más precisos, se procederá a estudiar e incorporar las eficiencias de carga y descarga de una batería de ion litio, a pesar de que es característico de dichas baterías mantener en cualquier proceso una elevada eficiencia (> 90%) [27].

Definimos la eficiencia de una batería como la relación entre la energía que introduzco en ella y tras almacenarla, la que es capaz de entregar. Denominada comúnmente como round-trip efficiency (η_{rt} , EE en adelante), se puede relacionar con las eficiencias de carga y descarga de la batería (η_{ch} y η_{dch} respectivamente) por la raíz cuadrada [32] [33] [34]:

$$\eta_{ch} = \eta_{dch} = \sqrt{\eta_{rt}} \quad (4)$$

Las eficiencias de carga y descarga se calcularán de manera semejante pues las variables de las que dependen son las mismas: Temperatura ambiente y tasa de carga y descarga. Esta última se define como la relación entre la energía que ha entrado o salido de la batería en un determinado tiempo y la energía total que es capaz de almacenar, esto es, la capacidad de la batería.

S.Song *et al* [35] en su artículo nos permite determinar la EE y con ella, como se comenta anteriormente, las eficiencias de carga y descarga de la batería.

En dicho artículo toman varios modelos de batería de litio LFP, los testean sometiéndolas a pruebas entre las cuales se encuentra la que nos interesa: analizar el rendimiento de la batería cuando cambia la temperatura y la tasa de descarga. En la siguiente ilustración se visualiza el resultado que obtienen, el cual se implementará en nuestro sistema.

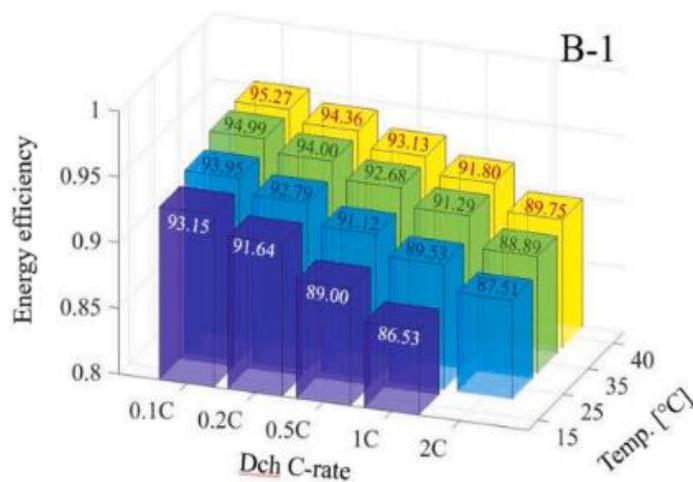


Ilustración 14. EE vs tasa de descarga y temperatura.

El valor que falta para 2C y 15 °C se obtiene interpolando sus puntos. Estos cálculos se desarrollan en el [capítulo 7.1](#) del Anexo.

Cabe destacar que la tasa de descarga más alta que se produce en los 30 años de proyecto es de 0,8 C aproximadamente, siendo la mayoría valores alrededor de 0,2 C, por lo que, como se deduce de las siguientes gráficas, las eficiencias serán altas.

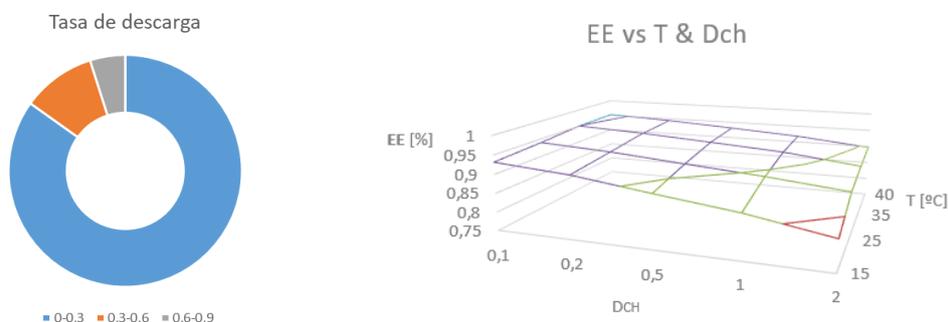


Ilustración 15. Izquierda: Frecuencia de la tasa de descarga en el proyecto. Derecha: EE vs Tdch vs T extraída del artículo [35].

Conocidas las eficiencias de carga y descarga de la batería, el siguiente paso es introducirlas en nuestro sistema. El resultado es conocer el valor de la eficiencia de la batería en cada hora en función de la temperatura ambiente a la que se encuentre y de la tasa de carga o descarga a la que se cargue o descargue. No obstante, previamente es preciso resolver la problemática de la dependencia entre variables, abordada en el [capítulo 7.3](#) de los Anexos.

La siguiente etapa es el cálculo de la degradación. A partir de las ecuaciones correspondientes, introducimos la degradación cíclica y natural en nuestro sistema. La manera es hora a hora, con una degradación que se irá acumulando y creciendo hasta llegar al fin de su vida útil.

El efecto de la degradación, comentado en el capítulo 3.3, en un tramo corto del proyecto, se puede visualizar en la siguiente ilustración donde se aprecia la disminución progresiva de la capacidad de la batería. Al llegar la degradación al 20%, se repone la batería.

Degradación total [%]	Capacidad Batería Degradada [Wh]	Batería inicial [Wh]	Batería final [Wh]
1,6703689933	1474,944465	1.474,94	1.342,11
1,6706162516	1474,940756	1.342,11	1.209,27
1,6708479687	1474,93728	1.209,27	1.076,44
1,6710728020	1474,933908	1.076,44	943,60
1,6712888565	1474,930667	943,60	810,77
1,6715086952	1474,92737	810,77	677,93
1,6719290006	1474,921065	677,93	410,08
1,6722773371	1474,91584	410,08	150,00
1,6723232553	1474,915151	150,00	150,00

Tabla 3. Efecto de la degradación en los intercambios energéticos de la batería.

4.4 Aspectos económicos

Por último, se halla la etapa del análisis económico. A partir de los balances de energía del sistema fotovoltaico, batería y red, determinados con las directrices y estrategias anteriormente mencionadas, es posible calcular los ingresos y los gastos del proyecto.

Los ingresos estarán conformados por dos elementos: el ahorro producido por los paneles fotovoltaicos y batería y la venta de excedentes.

Para el precio de la electricidad, se ha considerado tres escenarios distintos (bajo, medio y alto) para representar todas las opciones posibles. El dato del precio se ha elaborado considerando la variación del precio de la electricidad desde 2016 hasta la actualidad en España [38]. De forma que, el precio bajo y alto es el mínimo y máximo del período indicado.

Los gastos se dividen en dos: inversión inicial de los equipos y el coste de mantenimiento de los mismos a lo largo del proyecto. En el caso de la batería e inversor, se debe tener en cuenta el gasto en el que se incurre cuando se reemplazan, fijándose en el caso del inversor recambios cada 10 años. La inversión inicial está compuesta por el gasto en equipos, siendo estos el panel fotovoltaico, la batería y el inversor.

Para los precios de los equipos nos hemos orientado a partir del presupuesto de una instalación fotovoltaica real, a escala residencial de 3,6 kWp y llevada a cabo en la localidad de Sevilla en junio de 2022. Dicho presupuesto se encuentra en el capítulo 7.4 de los Anexos.

Definido qué y cómo se va a hacer, pasaremos al capítulo de resultados. Para enriquecer los mismos, la rentabilidad del proyecto se realizará considerando cuatro escenarios distintos:

- E1: 1,5 kWp + 1,5 kWh: ↓ FV + ↓ Batería
- E2: 1,5 kWp + 3 kWh: ↓ FV + ↑ Batería
- E3: 5 kWp + 1,5 kWh: ↑ FV + ↓ Batería
- E4: 5 kWp + 3 kWh: ↑ FV + ↑ Batería

Además, los resultados obtenidos en los cuatro escenarios serán comparados con otros dos escenarios, aquellos en los que no se incluye la batería de litio en el sistema, sólo la instalación fotovoltaica: 1,5 kWp y 5,0 kWp. A su vez, para cada escenario propuesto con batería, se estudiará el impacto que tiene en el proyecto considerar dos profundidades de carga posibles

(DoD 90% y DoD 60%) y dos temperaturas posibles (ambiente y ambiente incrementada en 15 °C).

Se presenta el artículo desarrollado por A. Coman *et al* [40] en el que analizan para un hogar en régimen de autoconsumo con paneles fotovoltaicos y baterías el tamaño óptimo de estos equipos que maximizan el valor presente neto del proyecto. Al igual que en nuestro caso, estudian si el ahorro producido por el panel y la batería o solo el panel es suficiente para recuperar la inversión correspondiente. Además, estudian el efecto de empleo de equipos de gestión de la energía en la rentabilidad. Es en el apartado 5.6 Rentabilidad del proyecto se comparará los resultados obtenidos definiendo para qué tamaño de batería es más rentable el proyecto.

La herramienta de operación de esta parte del trabajo es Microsoft Excel.

5. Resultados

Este capítulo se divide en varios apartados: los 4 primeros, conformados por los 4 escenarios de tamaño de panel y batería estudiados y en los que se exponen los principales resultados realizándose, en cada uno, un análisis comparativo entre los sub escenarios constituidos por las 4 configuraciones distintas de temperatura y profundidad de descarga de la batería. El quinto, donde se realiza el mismo análisis comparativo, pero al nivel de entre escenarios y para finalizar el último apartado donde se lleva a cabo el análisis económico del proyecto.

5.1 Escenario E1: Baja fotovoltaica y batería pequeña

Este escenario está formado por un tamaño de panel fotovoltaico y batería de 1,5 kWp y 1,5 kWh de dimensión respectivamente.

En la siguiente figura evaluamos los intercambios energéticos en dos días distintos del primer año del proyecto, comparando cómo se comportan según la época del año. El escenario asociado a las condiciones de la batería que se ha utilizado es el de temperatura ambiente estándar y profundidad de descarga del 90%, E1.1.

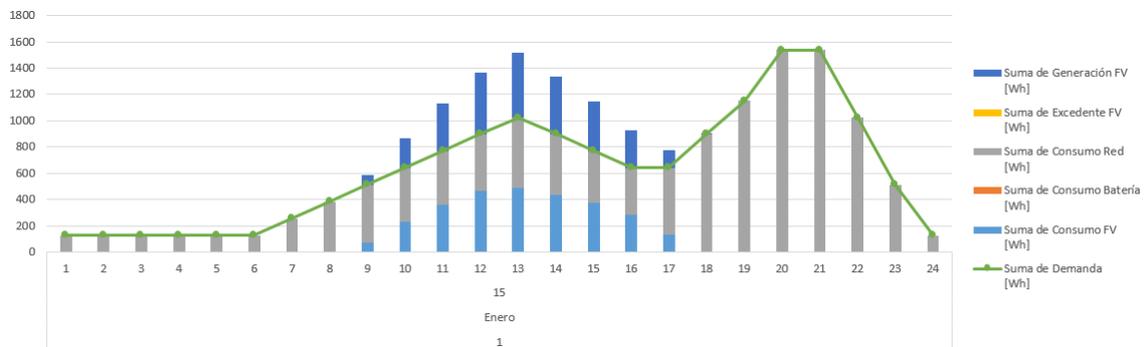


Ilustración 16. Balance energético horario para invierno del escenario E1.1

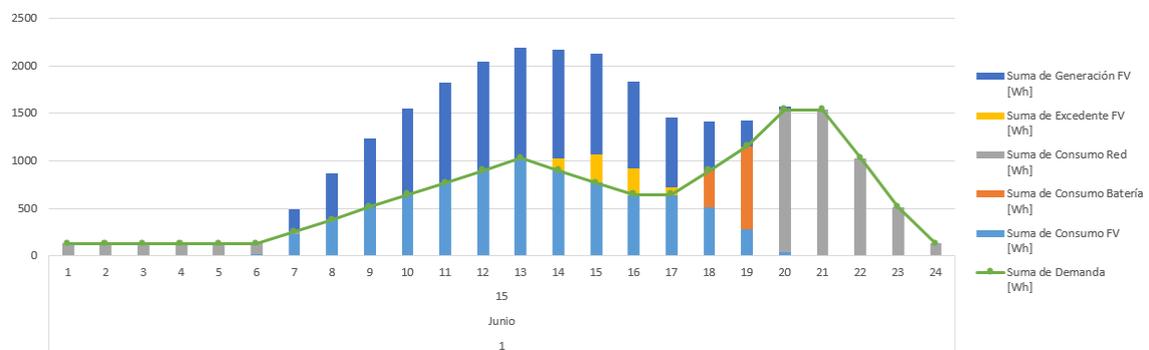


Ilustración 17. . Balance energético horario para verano del escenario E1.1

En invierno, para esta configuración de tamaños de los equipos la batería no aporta. De igual forma, los paneles fotovoltaicos no alcanzan a cubrir la demanda en ningún momento. Por otro lado, en verano la generación de los paneles cubre la demanda durante el tramo de luz debido principalmente por el aumento en la radiación. La batería ahora entra en funcionamiento 2 horas. Los porcentajes de cada equipo sobre la demanda son el siguiente:

% Demanda por equipos		
	15 / Enero / Año 1	15 / Junio / Año 1
FV	19%	55%
Batería	0%	8%
Red	81%	37%

Tabla 4. Contribución por equipos a la demanda para días distintos del primer año.

El porcentaje de demanda cubierta por la red, paneles y batería en los 30 años del proyecto se observa en la siguiente ilustración. Se representará para los dos escenarios: el estándar a una temperatura ambiente y profundidad de descarga del 90% y el más agresivo con la batería como se comentaba anteriormente, con una temperatura ambiente incrementada en 15 °C y profundidad de descarga del 60%.

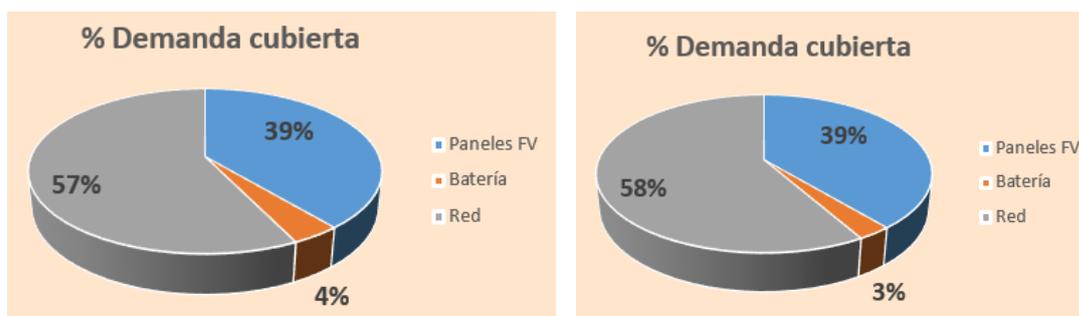


Ilustración 18. Contribución por equipos a la demanda

No se observan diferencias considerables entre los dos casos. Se deduce que el efecto de la degradación en términos energéticos respecto a la demanda es bajo, perdiendo concretamente 1,37 millones de Wh en los 30 años del proyecto, lo cual supone el 0,97% de la demanda, la diferencia existente entre ambos escenarios. En la siguiente ilustración se compara la energía aportada por los dos escenarios, observándose en los picos de cada escenario la reposición de las baterías. Este hecho, el reemplazo de las baterías, es la causa de que la diferencia entre ambos escenarios no sea muy acusada, como se puede apreciar en la siguiente ilustración. Por ejemplo, en el año 5 se rompe la dinámica de la degradación y del menor aporte por la batería del escenario E1.4 al ser sustituida, reduciendo las diferencias energéticas.

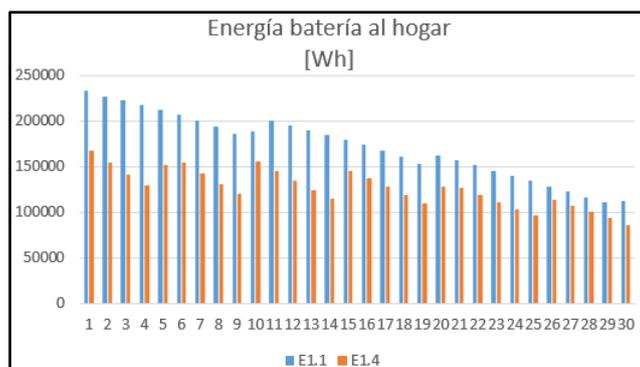


Ilustración 19. Contribución batería al hogar para E1.1 y E1.4

En cuanto a la degradación, en la siguiente ilustración se representa los valores de la degradación cíclica y natural a lo largo del proyecto. Se evaluará para todos los casos de temperatura y profundidad de descarga con el objetivo de observar cómo afecta variar los parámetros determinantes de las baterías en su vida útil.

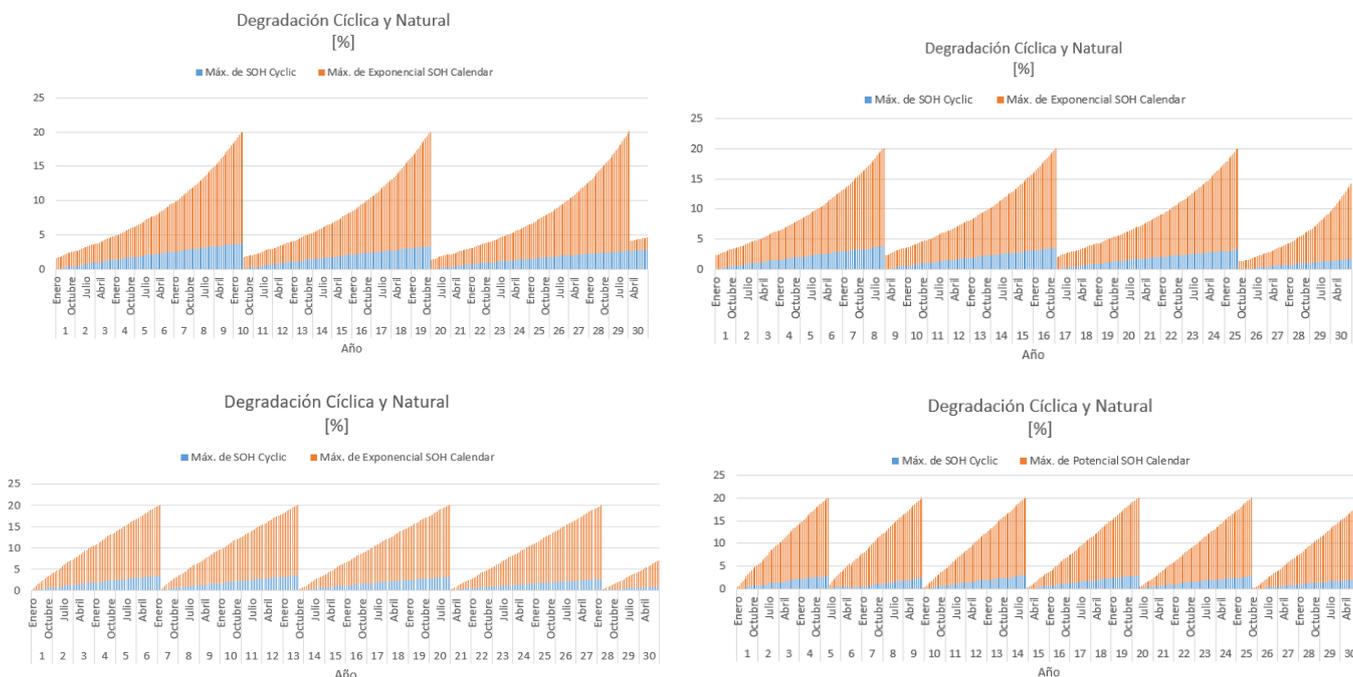


Ilustración 20. Degradación cíclica y natural para las 4 condiciones de la batería distintas.

A la vista de los resultados, la degradación de la batería sí afecta al número de baterías necesarias para satisfacer el consumo del hogar en todo el proyecto. El número crece desde 3 en E1.1 (según lo he obtenido realmente son necesarias 4 como se aprecia en la ilustración anterior, debería descartarse al no tener sentido energético ni económico invertir en una nueva batería en el último año del proyecto) hasta 6 en E1.4 (gráfica esquina inferior derecha de la ilustración anterior).

El efecto de la degradación en los balances energéticos se materializa en una reducción paulatina de la capacidad de la batería. Dicho efecto se observa en la siguiente ilustración, donde justamente la pérdida de la capacidad se corresponde con el aumento de la degradación, en este caso, la degradación del escenario E1.1.

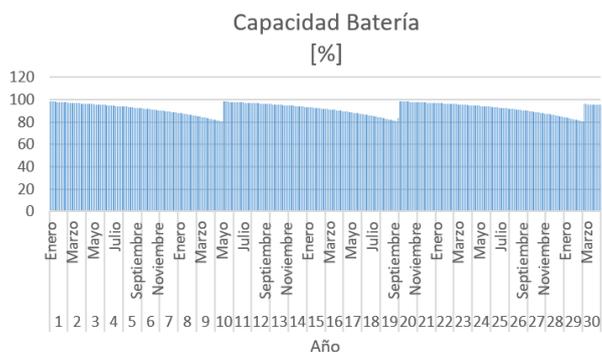


Ilustración 21. Representación de la evolución de la capacidad de la batería de las 4 baterías que se requieren en E1.1

La degradación principal es la natural, en consonancia con los modelos implementados los cuales, a través de sus condiciones, implica que más del 70%¹ del tiempo la batería se encuentra degradándose en su vertiente natural.

La duración de las baterías y el número de ciclos realizado en cada escenario se representa en las siguientes figuras. Para la duración y ciclado medio no se ha considerado los valores de la última batería del proyecto, al desvirtuar la duración y número de ciclos que realiza una batería antes de su fin de vida.

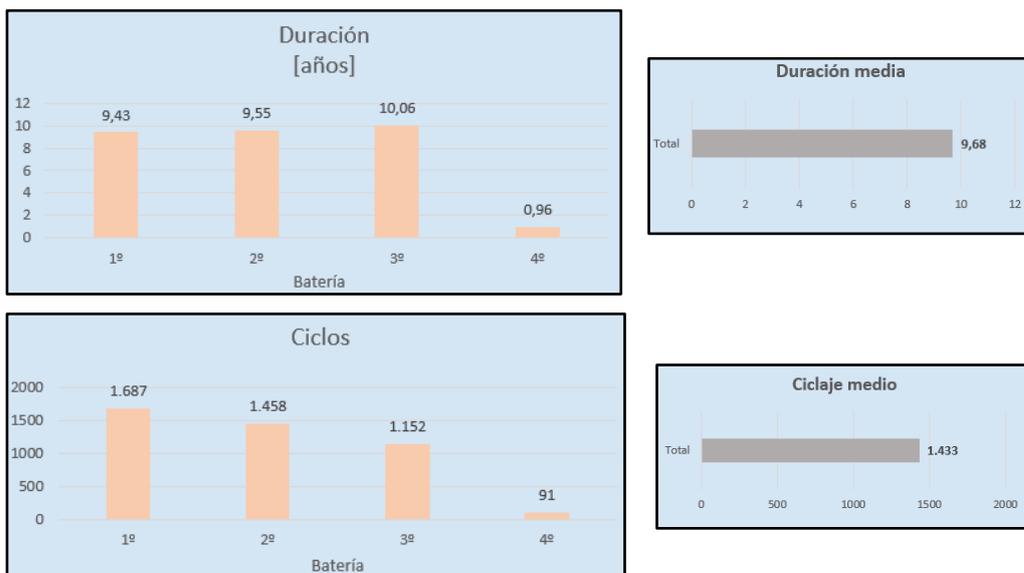


Ilustración 22. Duración de las baterías y número de ciclos realizados en E1.1

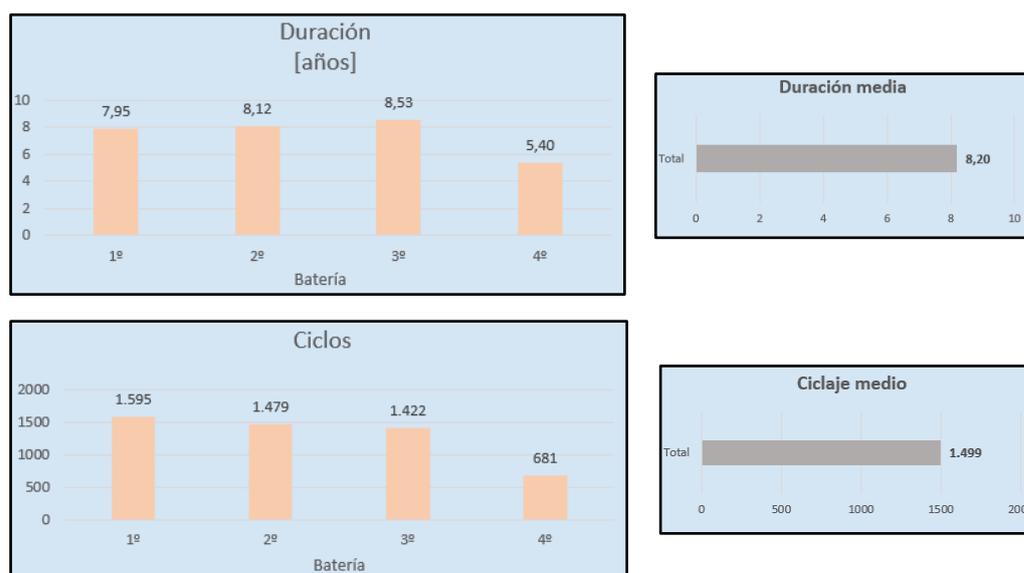


Ilustración 23. Duración de las baterías y número de ciclos realizados en E1.2

¹ Dato extraído del apartado 5 de Resultados.

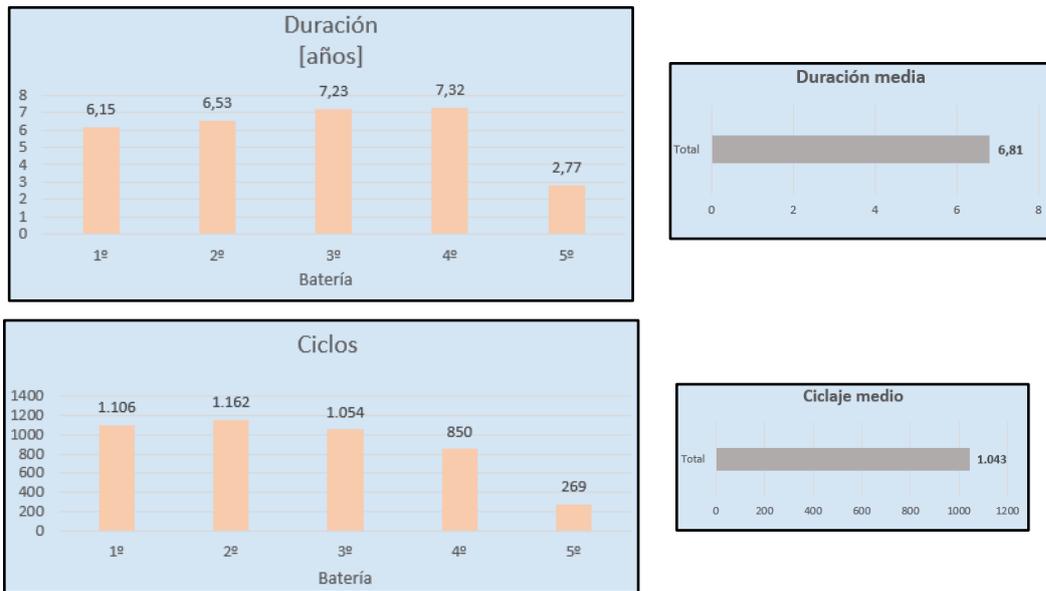


Ilustración 24. Duración de las baterías y número de ciclos realizados en E1.3

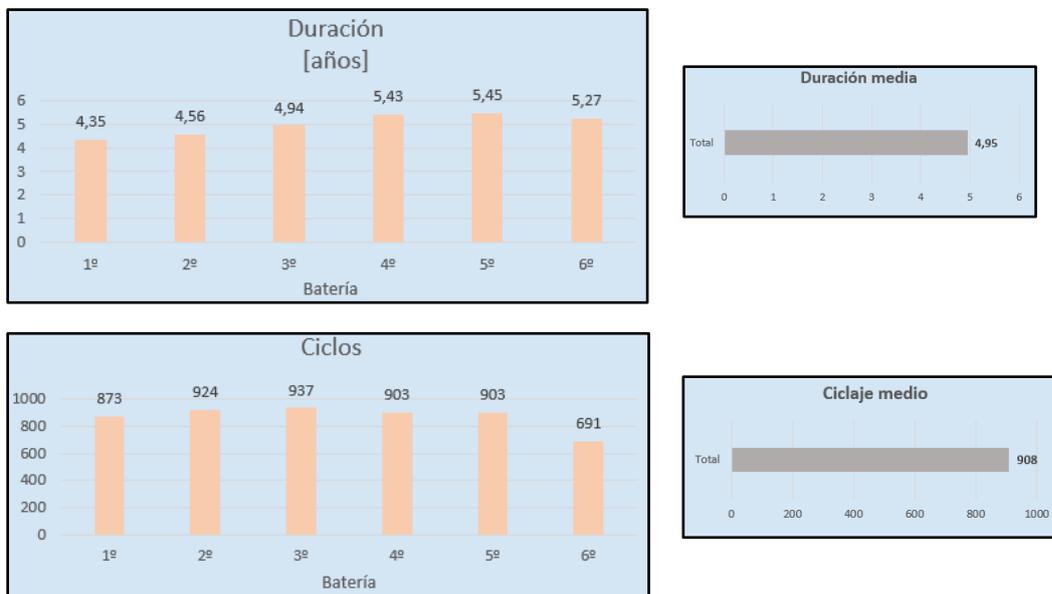


Ilustración 25. Duración de las baterías y número de ciclos realizados en E1.4

Se observa la consecuencia de la degradación en cada escenario. El número de baterías necesario para cubrir todo el proyecto y la duración de las mismas, refrenda los resultados de distintos modelos de degradación hallados en la literatura. En ellos se considera que la temperatura a la que se va a encontrar la batería resulta ser el factor determinante en su

degradación, por encima del estado de carga, tasa de carga o profundidad de descarga [30] [13] [29].

Otro comportamiento que se aprecia es el efecto de la degradación de los paneles fotovoltaicos en la duración de las baterías, al tratarse del único parámetro que varía a lo largo del tiempo y de la cual depende el resto de variables, entre ellas la degradación. Se observa como a medida que los paneles generan menos energía, la duración de la batería aumenta ligeramente a diferencia del número de ciclos, que se reduce: al ir recibiendo menos energía al cabo de los años (6% menos por lustro) disminuye el número de ciclos que realiza y, por tanto, aumenta su vida útil. Por otro lado, la tendencia en el número de ciclos realizados está supeditada a la función de ajuste de la degradación natural: aquellas que siguen una exponencial, supone una disminución en el número de ciclos mientras que la función potencial, un ligero crecimiento.

5.2 Escenario E2: Baja fotovoltaica y batería grande

Este escenario está conformado por un tamaño de panel fotovoltaico y batería de 1,5 kWp y 3 kWh respectivamente.

Se representa para dos días, de épocas del año distintas, los balances de energía que suceden en nuestro sistema. Al igual que en el caso anterior, en enero no existe aporte de la batería y es la red la que principalmente cubre la demanda.

En verano, se repite la tendencia del escenario anterior: la generación fotovoltaica propia de épocas estivales propicia una menor dependencia de la red. En este escenario, la batería al poseer más tamaño entrega más energía, como se aprecia en la ilustración.

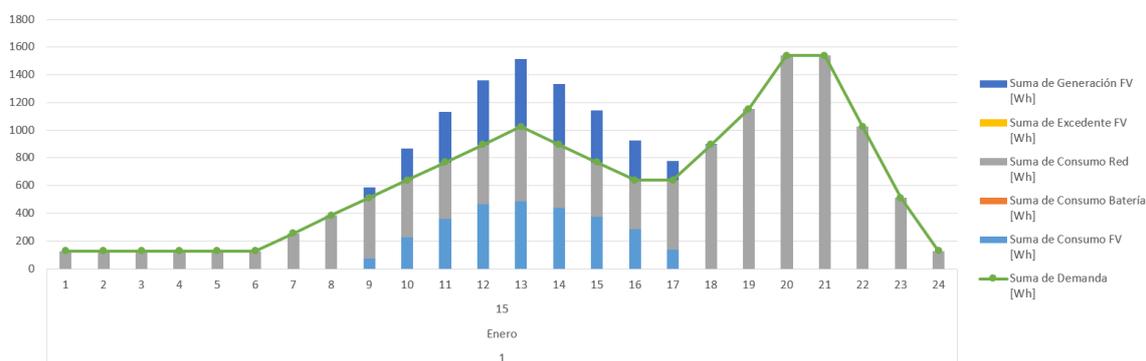


Ilustración 26. Balance energético horario para invierno del escenario E2.1

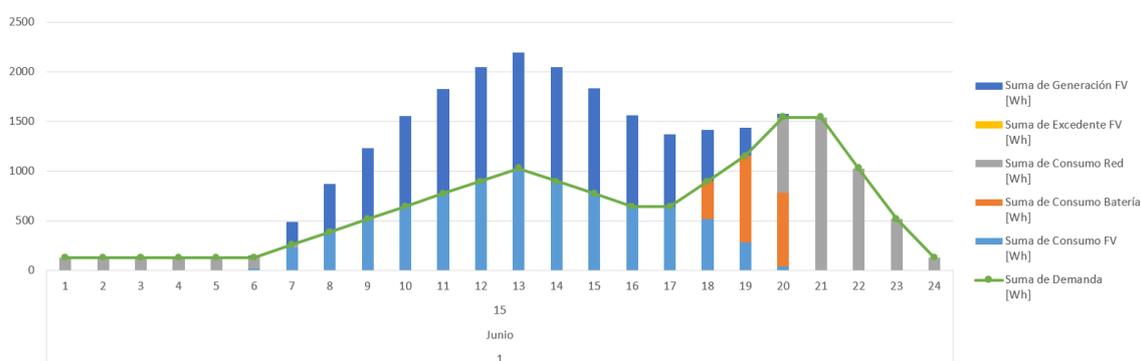


Ilustración 27. Balance energético horario para verano del escenario E2.1

El porcentaje de la demanda que es cubierta por la red, paneles y batería de los dos días se representa en la siguiente tabla.

% Demanda por equipos

	15 / Enero / Año 1	15 / Junio / Año 1
FV	19%	55%
Batería	0%	13%
Red	81%	32%

Tabla 5. Contribución por equipos a la demanda para días distintos del primer año.

En la siguiente ilustración se visualiza el aporte de cada equipo en los 30 años del proyecto. Se determina en porcentaje sobre la demanda del hogar y se representa para los dos escenarios que ocasionan una degradación más distante en la batería, es decir, 2.1 y 2.4.

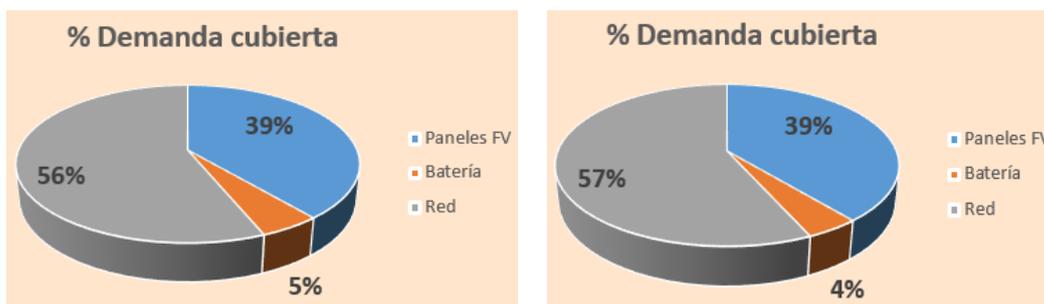


Ilustración 28. Contribución a la demanda por equipos.

No se aprecian diferencias considerables entre los dos escenarios, comportándose de igual manera que en el caso anterior. La razón de esta tendencia se explica en el apartado anterior, E1.

En cuanto a la degradación en este escenario, en la siguiente ilustración se grafica la degradación cíclica y natural a lo largo del proyecto.

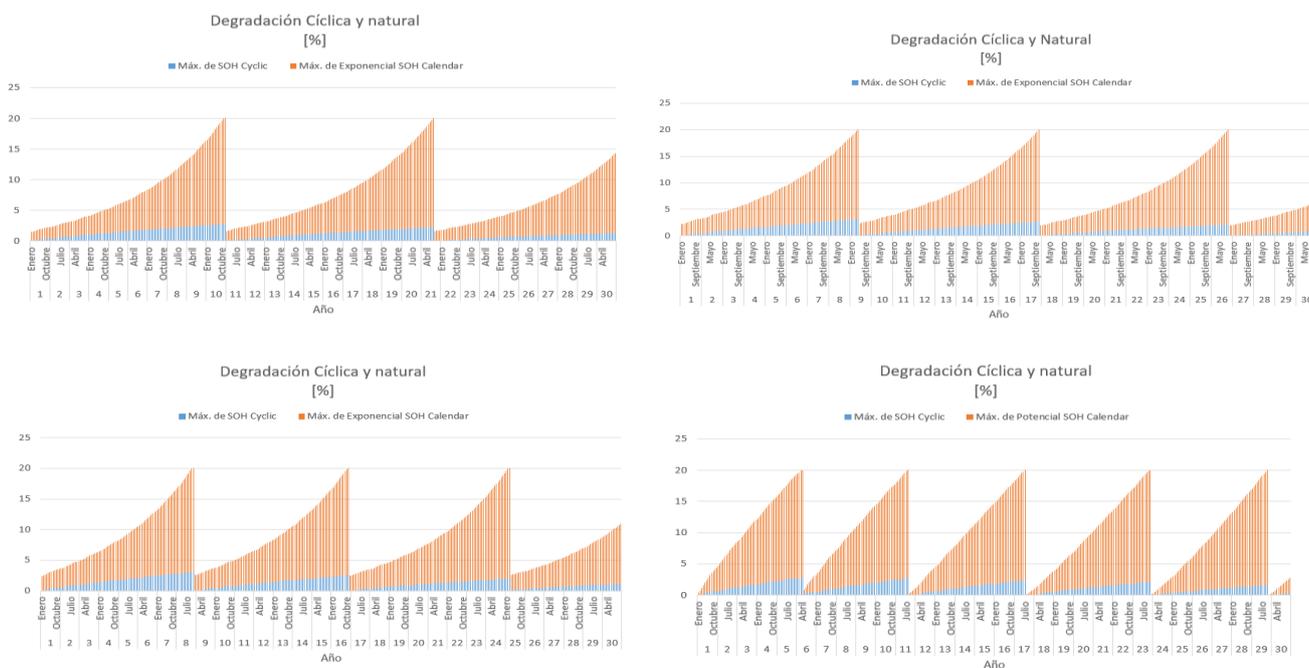


Ilustración 29. Degradación cíclica y natural para las 4 condiciones de operación de la batería.

Como se observa, el número de baterías va a depender de las condiciones de operación a la que someto la batería. El mayor número, al igual que en el resto de escenarios, se da para el escenario de temperaturas altas y profundidad de descarga menor, el 2.4. Se verifica que la temperatura es la variable más influyente. Se referencia en el apartado 5.1 que se encuentra en consonancia con la literatura. La razón de que para una profundidad de descarga menor aumenta la degradación la encontramos en el modelo de degradación natural: dependiente del estado de carga, una menor profundidad de descarga implica almacenar la batería a un mayor nivel energético, acusando dicha degradación.

En este escenario pasamos de requerir 3 a 6 baterías.

En cuanto a la duración de las baterías y al número de ciclos, la tendencia es la misma que la del escenario anterior. Las evoluciones de dichos parámetros mantienen la misma línea y su explicación se menciona en dicho apartado.

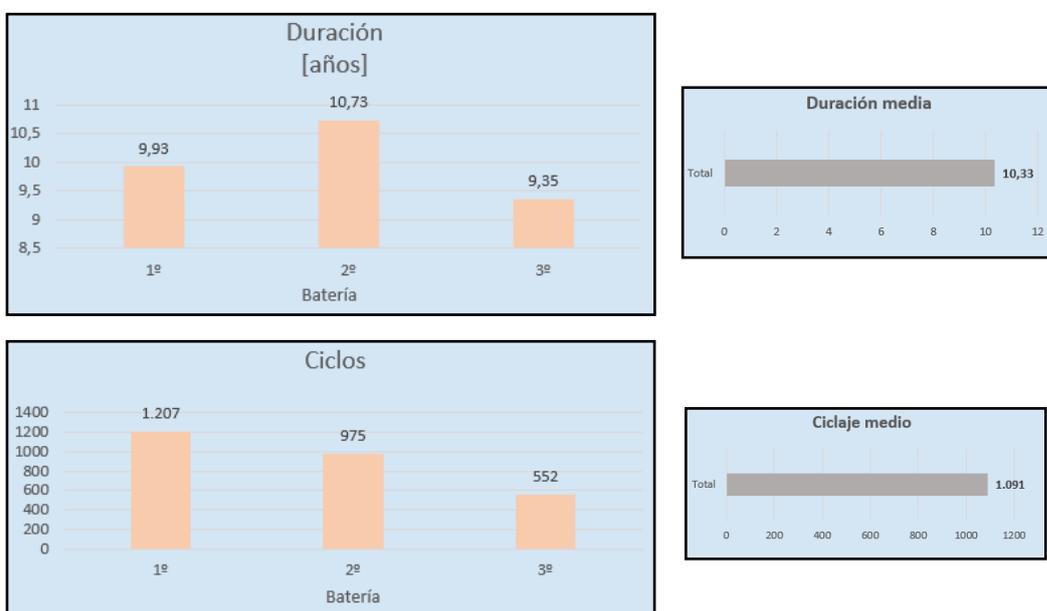


Ilustración 30. Duración y número de ciclos de las baterías para E2.1.

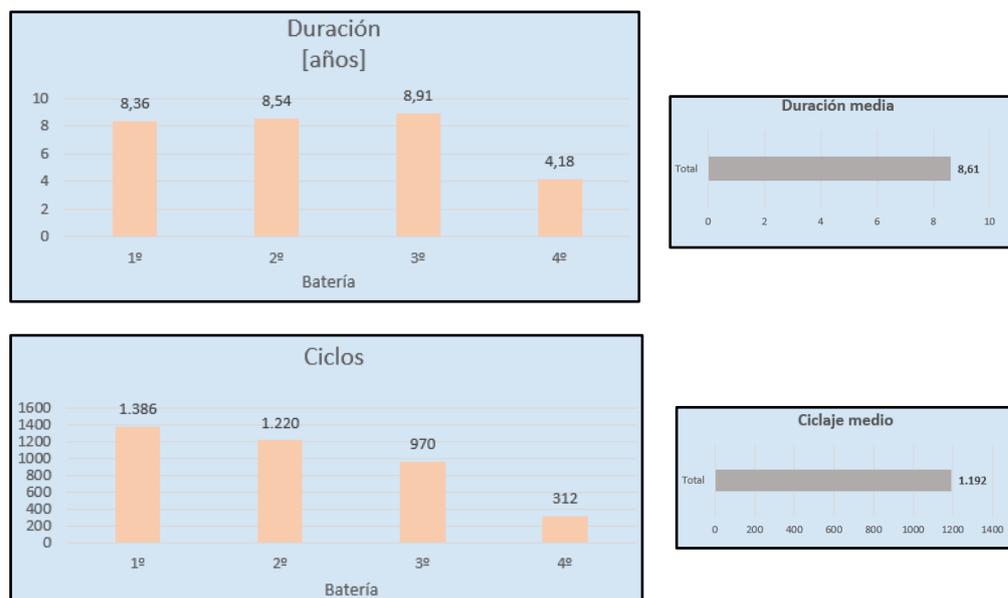


Ilustración 31. Duración y número de ciclos de las baterías para E2.2.

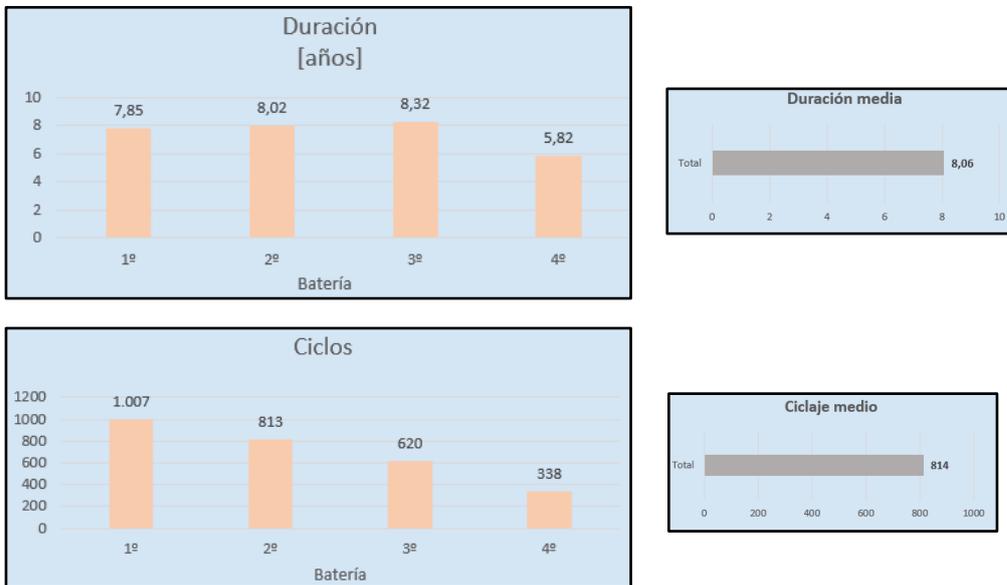


Ilustración 32. Duración y número de ciclos de las baterías para E2.3.

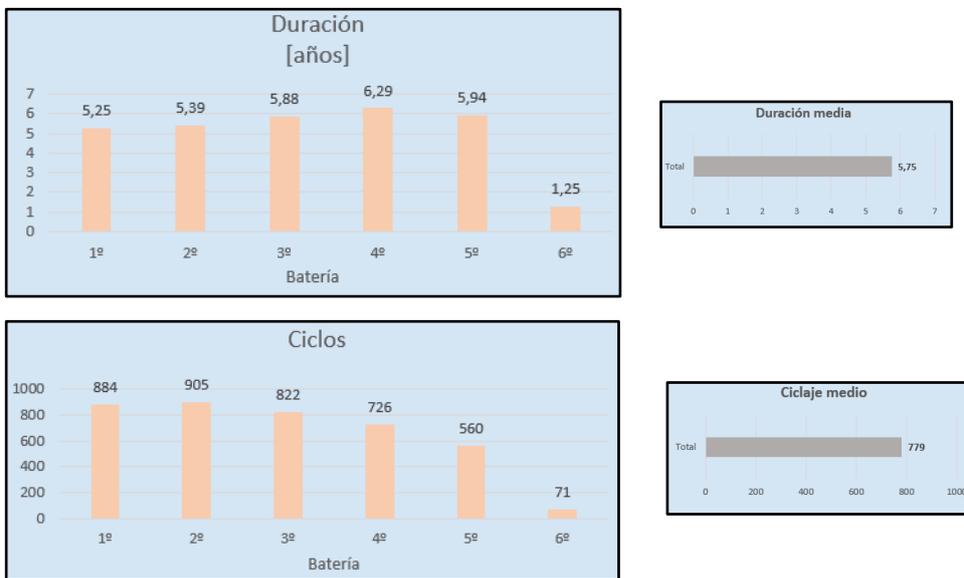


Ilustración 33. Duración y número de ciclos de las baterías para E2.4.

5.3 Escenario E3: Alta fotovoltaica y batería pequeña

Este escenario está formado por un tamaño de paneles y batería de 5 kWp y 1,5 kWh respectivamente.

Se representa los balances energéticos del sistema en dos días representativos de las distintas épocas de un año, analizando brevemente sus resultados. El escenario de batería estudiado es el E3.1: una temperatura ambiente estándar y profundidad de descarga del 90%.

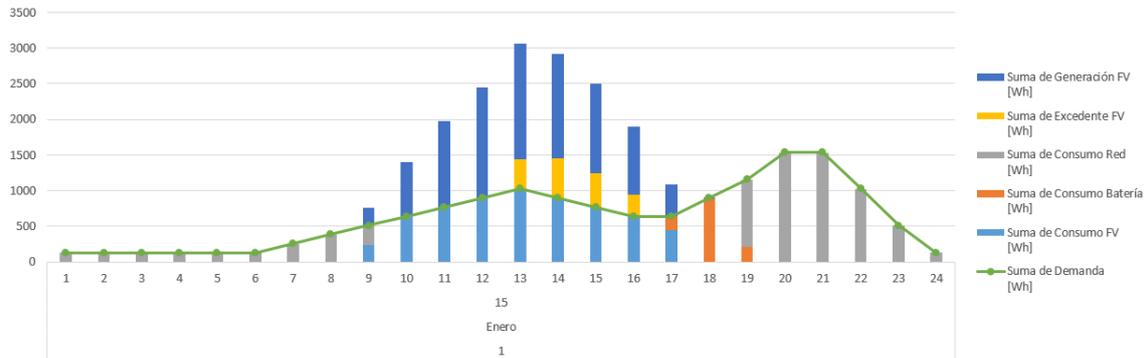


Ilustración 34. Balance energético horario para invierno del escenario E3.1

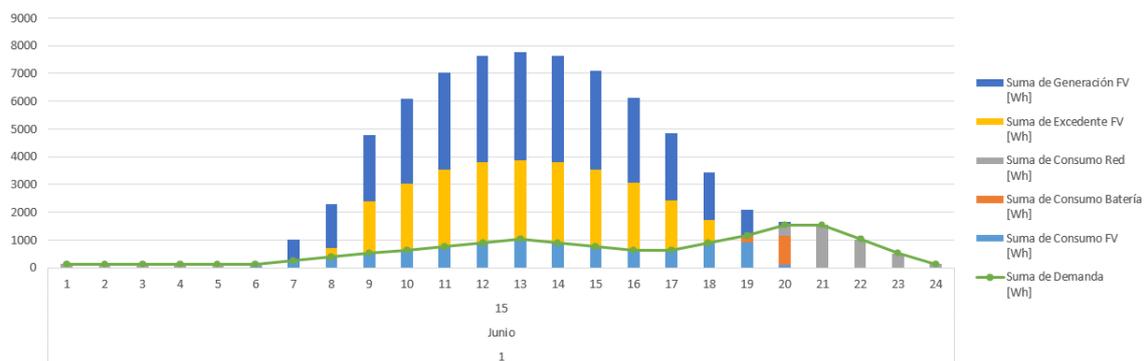


Ilustración 35. Balance energético horario para verano del escenario E3.1

En este escenario, el aumento de la potencia fotovoltaica se observa en el incremento de los excedentes, muy superior al escenario de 1,5 kWp. Para el día de verano se observa como en las primeras horas de luz la generación fotovoltaica es capaz de cubrir la demanda y la carga de la batería, ya que se producen excedentes.

El porcentaje de la demanda que es cubierta por la red, paneles y batería de los dos días se representa en la siguiente tabla.

% Demanda por equipos		
	15 / Enero / Año 1	15 / Junio / Año 1
FV	42%	62%
Batería	8%	8%
Red	50%	30%

Tabla 6. Contribución por equipos a la demanda para días distintos del primer año.

El porcentaje de demanda cubierta por la red, paneles y batería en los 30 años del proyecto se observa en la siguiente ilustración. Se representará para los dos escenarios: el estándar a una

temperatura ambiente y profundidad de descarga del 90% y el más agresivo con la batería como se comentaba anteriormente, con una temperatura ambiente incrementada en 15 °C y profundidad de descarga del 60%.

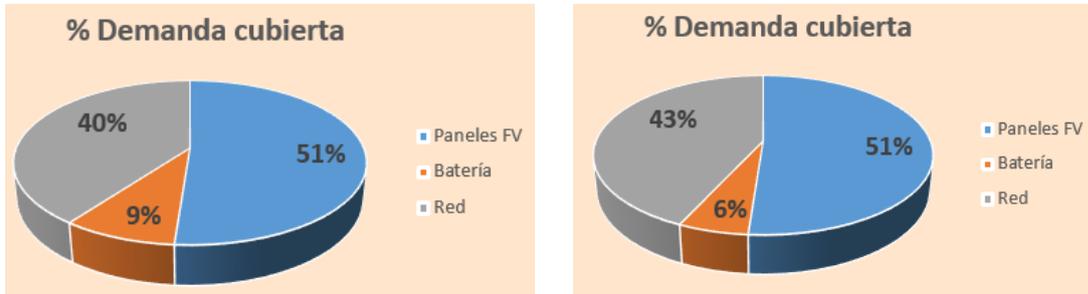


Ilustración 36. Contribución a la demanda por equipos

En este escenario, se observa un mayor efecto de la degradación de la batería en los balances energéticos, pasando de un 6% a un 9% de aporte de la batería.

En cuanto a la degradación, en la siguiente ilustración se representa los valores de la degradación cíclica y natural a lo largo del proyecto. Se evaluará para todos los casos de temperatura y profundidad de descarga con el objetivo de observar cómo afecta variar los parámetros determinantes de las baterías en su vida útil.

Se observa que el número de baterías crece desde 4 hasta 9 para el escenario más agresivo con la vida de la batería.

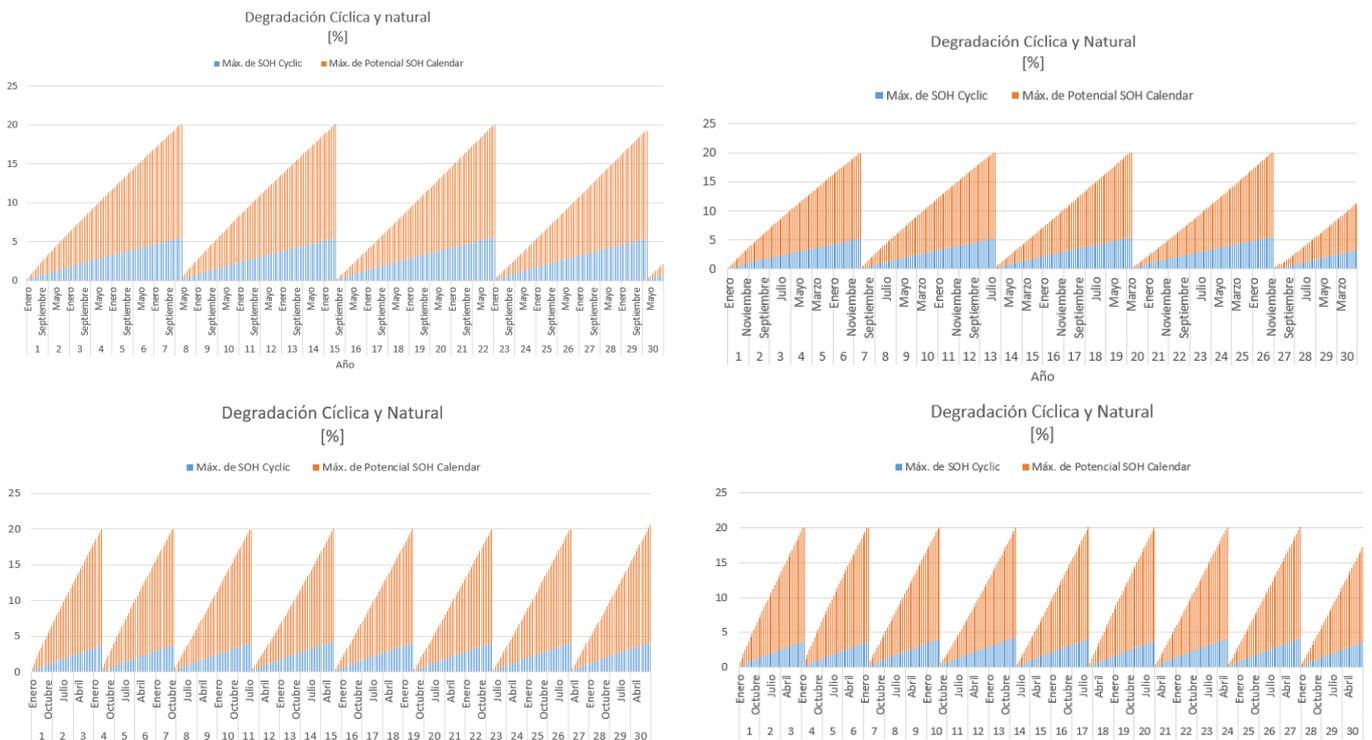


Ilustración 37. Degradación cíclica y natural para las 4 condiciones de operación de la batería.

La duración de las baterías y el número de ciclos realizado en cada escenario se representa en las siguientes figuras. Para la duración y ciclado medio no se ha considerado los valores de la última batería del proyecto, al desvirtuar la duración y número de ciclos que realiza una batería antes de su fin de vida.

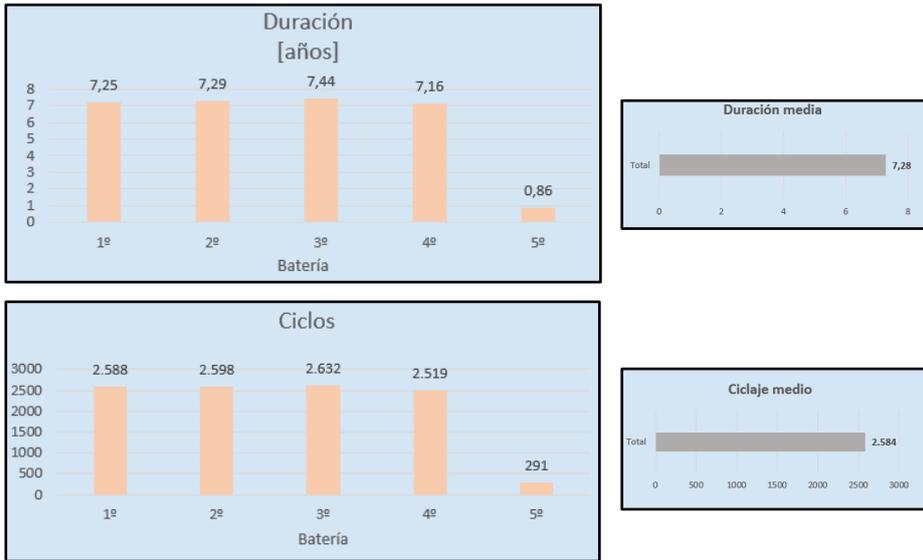


Ilustración 38. Duración y número de ciclos de las baterías para E3.1.

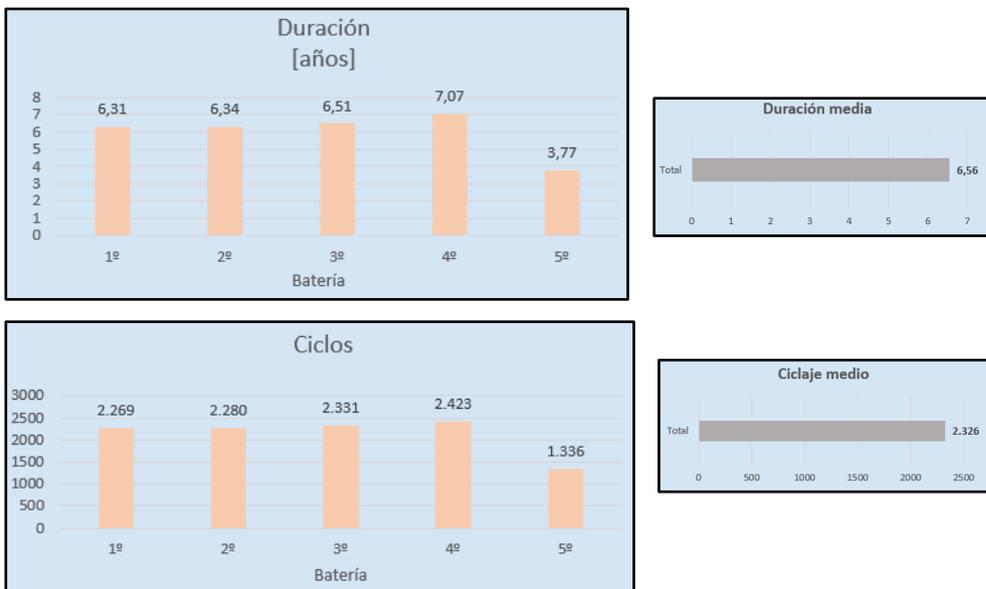


Ilustración 39. Duración y número de ciclos de las baterías para E3.2

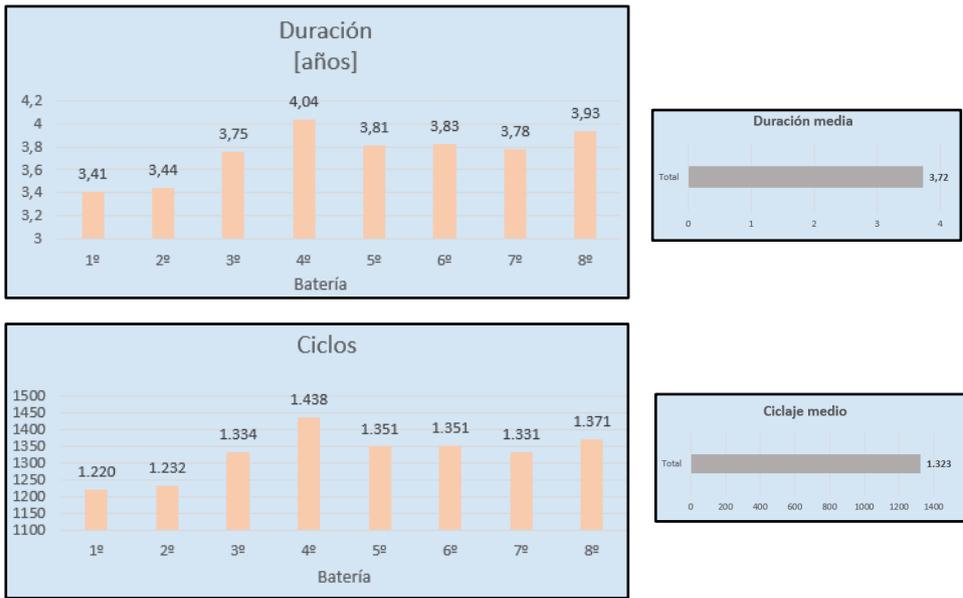


Ilustración 40. Duración y número de ciclos de las baterías para E3.3

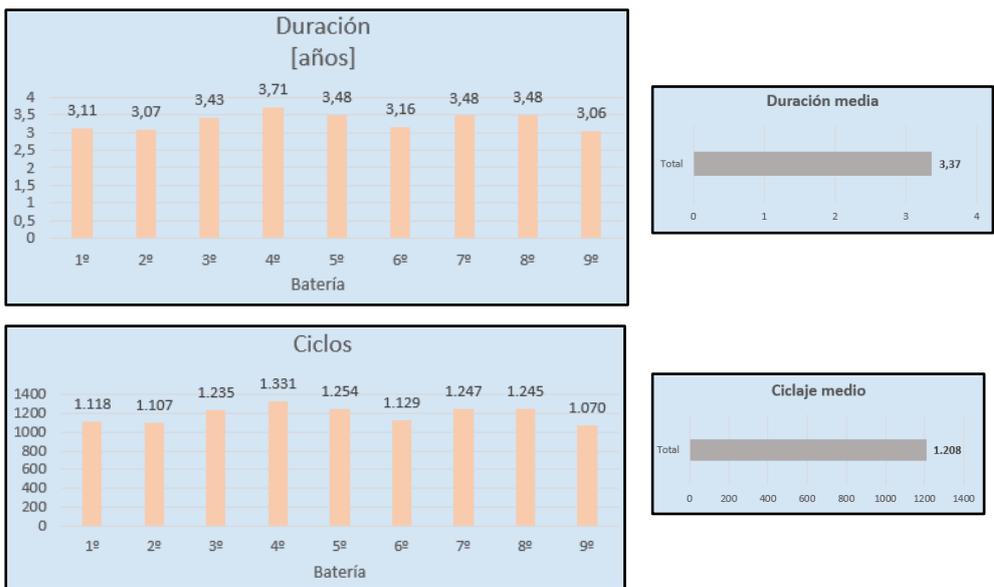


Ilustración 41. Duración y número de ciclos de las baterías para E3.4.

5.4 Escenario E4: Alta fotovoltaica y batería grande

Este escenario está formado por un tamaño de panel fotovoltaico y batería de 5 kWp y 3 kWh de dimensión respectivamente.

En la siguiente figura evaluamos los intercambios energéticos en dos días distintos del primer año del proyecto, comparando cómo se comportan según la época del año.

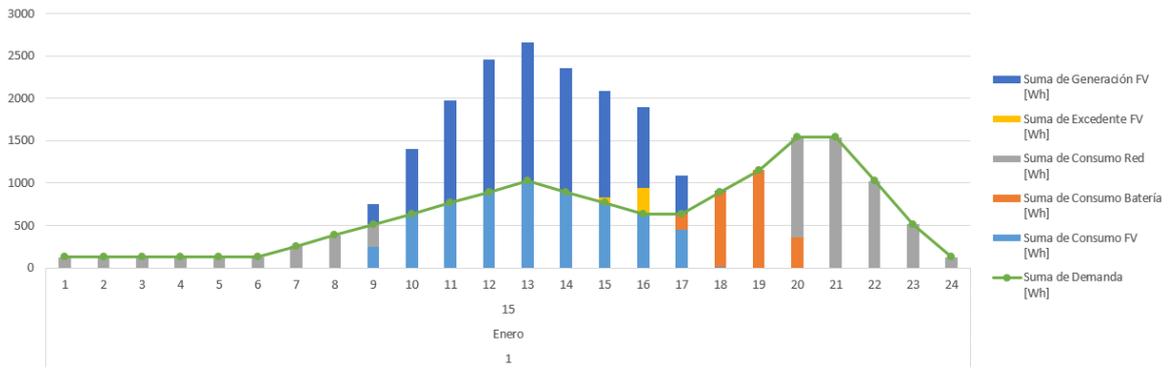


Ilustración 42. Balance energético horario para invierno del escenario E4.1

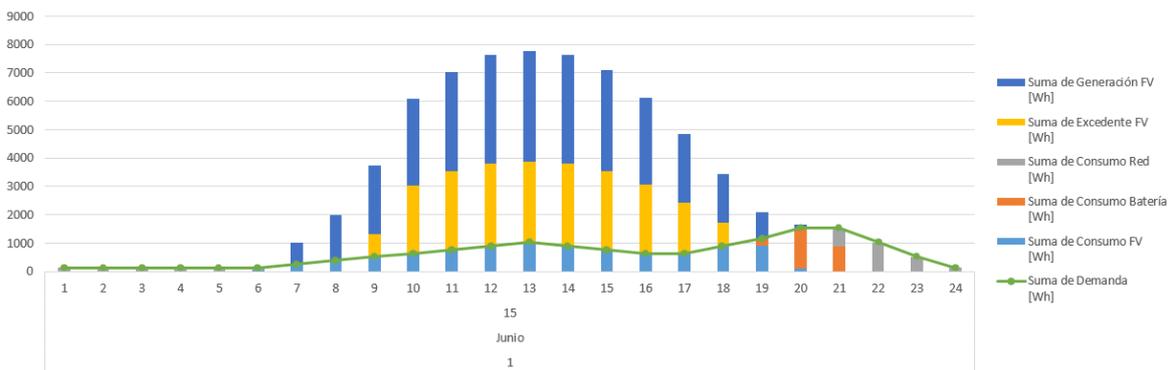


Ilustración 43. Balance energético horario para verano del escenario E4.1

Se aprecia como para este escenario la batería se carga en ambas épocas del año. De hecho, en verano la batería se encuentra cargada desde las 9 de la mañana, pues al verse excedentes a la red en esta hora implica, según la estrategia diseñada, que la batería debe estar cargada. Recuperando el día de la base de datos se aprecia tal afirmación:

Mes	Día	Hora	Año	Generación FV [Wh]	Demanda [Wh]	Balance [Wh]	Batería inicial [Wh]	Batería final [Wh]
Junio	15	6	1	53,48	128,20	-74,72	300	300
Junio	15	7	1	771	256,41	514,6	300	792,62
Junio	15	8	1	1607,3	384,61	1222,68	792,62	1946,09
Junio	15	9	1	2395,12	512,82	1882,30	1946,09	2953,75
Junio	15	10	1	3039,43	641,02	2398,41	2953,76	2953,75

Tabla 7. Balances energéticos para el escenario E3.1 en un día de verano

Los porcentajes de cada equipo sobre la demanda son el siguiente:

% Demanda por equipos		
	15 / Enero / Año 1	15 / Junio / Año 1
FV	42%	63%
Batería	17%	17%
Red	41%	20%

Tabla 8. Contribución por equipos a la demanda para días distintos del primer año.

El porcentaje de demanda cubierta por la red, paneles y batería en los 30 años del proyecto se observa en la siguiente ilustración. Se representará para los dos escenarios: el estándar a una temperatura ambiente y profundidad de descarga del 90% y el más agresivo con la batería, con una temperatura ambiente incrementada en 15 °C y profundidad de descarga del 60%.

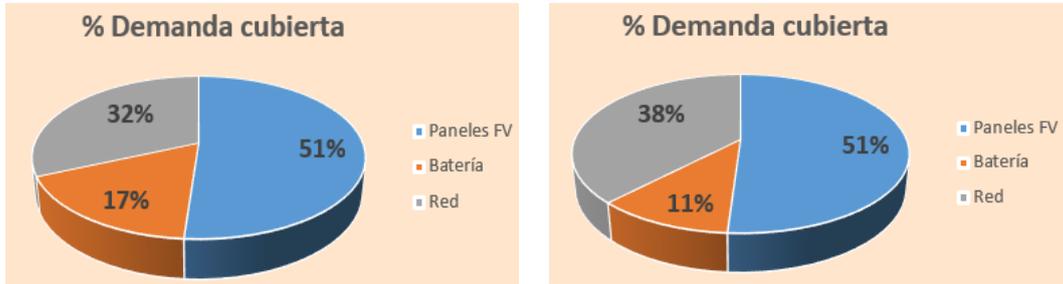


Ilustración 44. Contribución a la demanda por equipos.

Al igual que en el escenario anterior, el efecto de la degradación es más acusado en la contribución energética de la batería. Concretamente, se extrae el dato de 8,3 millones de vatios-hora de pérdidas de la batería que penaliza su aporte al consumo del hogar, al tratarse de un valor de 5,87% sobre la demanda.

En cuanto a la degradación, en la siguiente ilustración se representa los valores de la degradación cíclica y natural a lo largo del proyecto. Se evaluará para todos los casos de temperatura y profundidad de descarga con el objetivo de observar cómo afecta variar los parámetros determinantes de las baterías en su vida útil

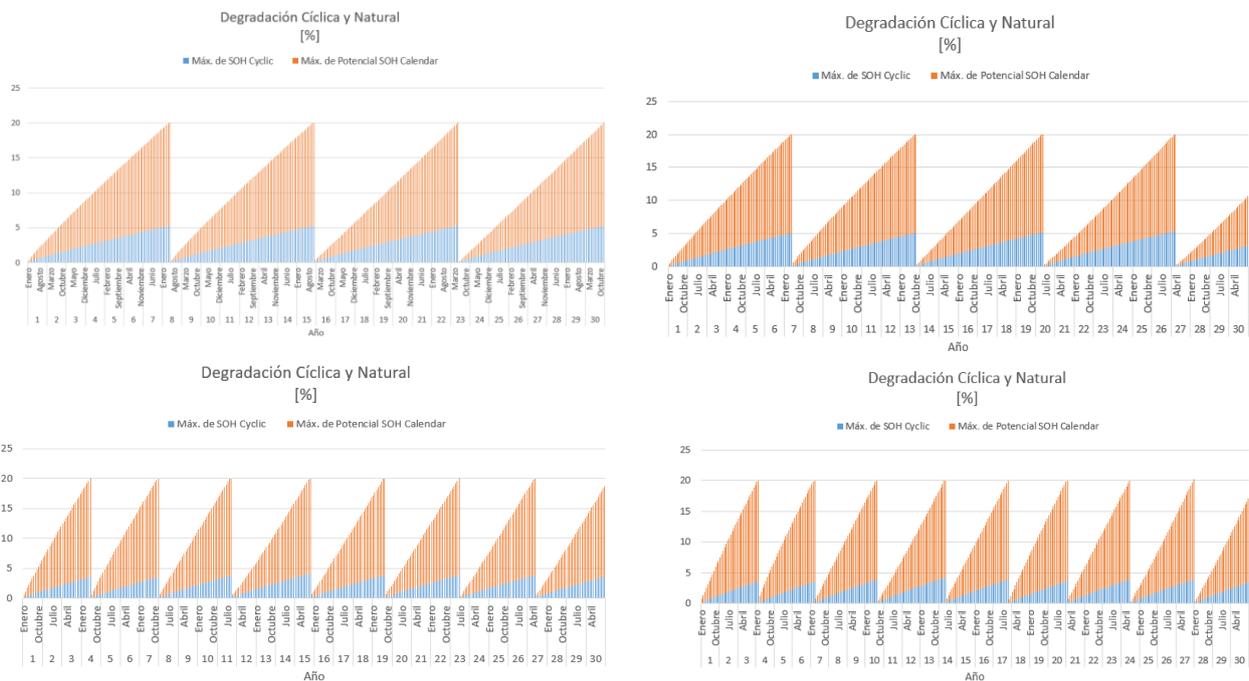


Ilustración 45. Degradación cíclica y natural para las 4 condiciones de operación de la batería.

La duración de las baterías y el número de ciclos realizado en cada escenario se representa en las siguientes figuras. Para la duración y ciclado medio no se ha considerado los valores de la última batería del proyecto, al desvirtuar la duración y número de ciclos que realiza una batería antes de su fin de vida.

La tendencia que siguen los parámetros duración de las baterías y el número de ciclos en cada uno de los escenarios es igual que las descritas en el apartado 5.1

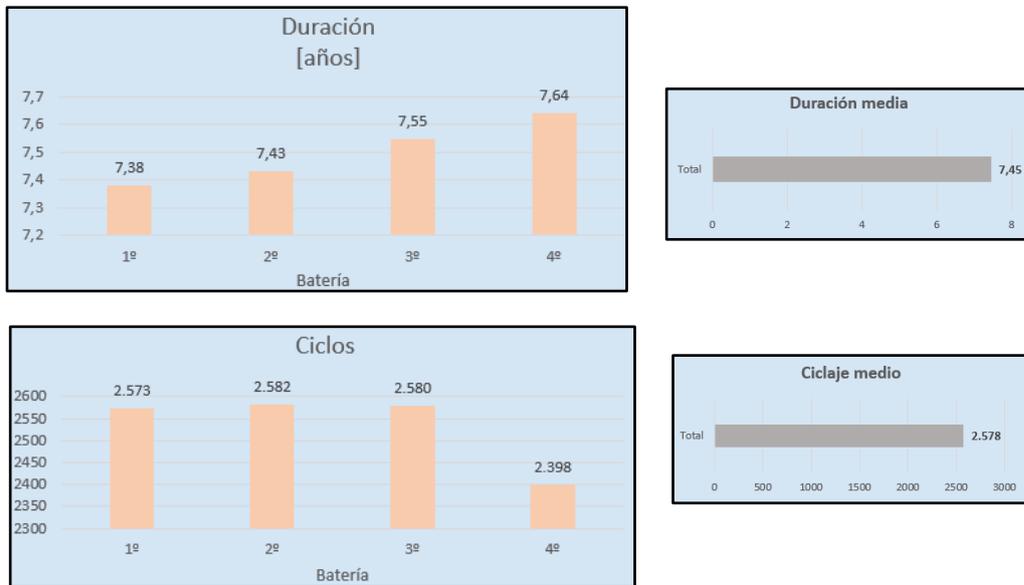


Ilustración 46. Duración y número de ciclos de las baterías para E4.1

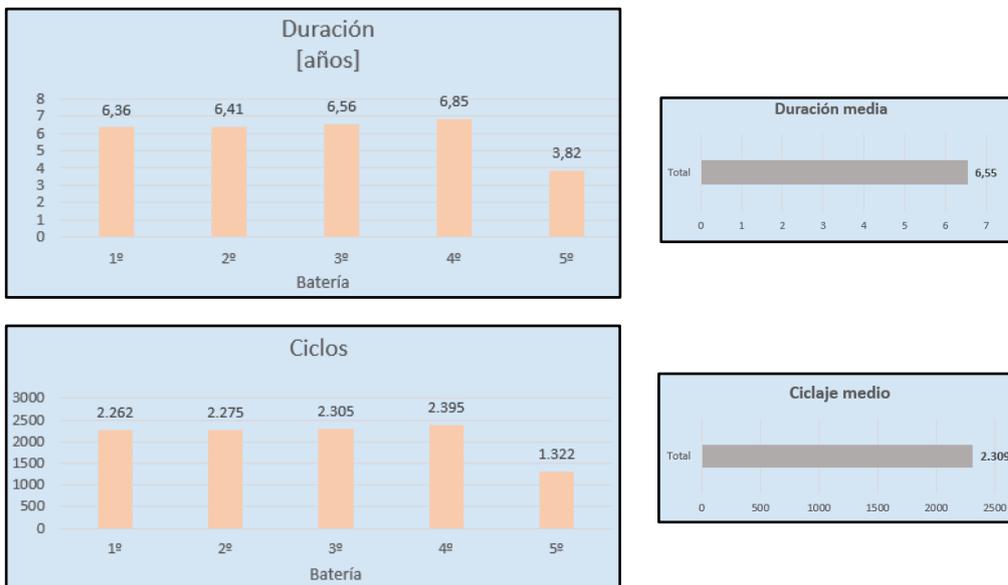


Ilustración 47. Duración y número de ciclos de las baterías para E4.2

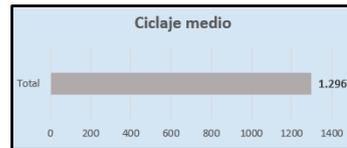
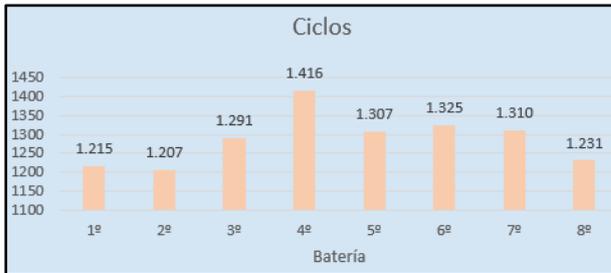
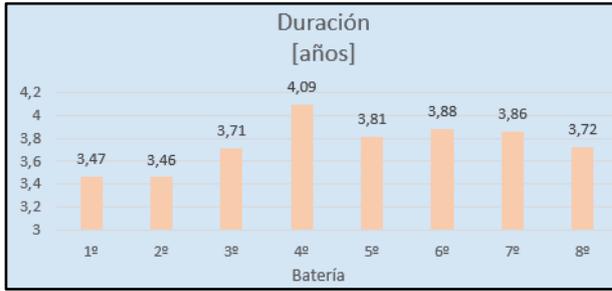


Ilustración 48. Duración y número de ciclos de la batería para E4.3

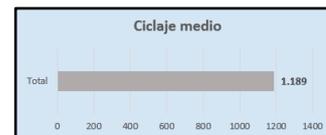
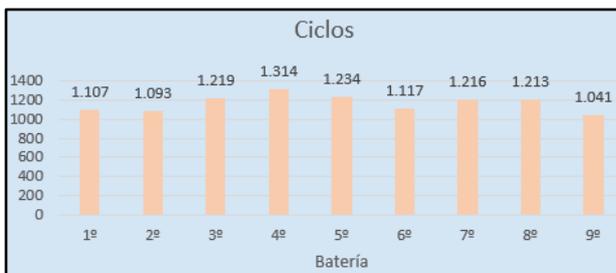
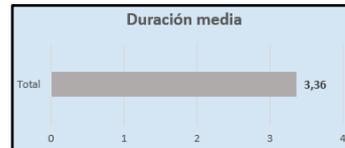


Ilustración 49. Balance energético horario para invierno del escenario E4.4

5.5 Comparativa entre escenarios

Los escenarios donde encontramos mayor disparidad en la contribución de la batería a la demanda son el escenario de menor tamaño (E1.1) y mayor tamaño (E4.1). La diferencia entre invertir en un tamaño fotovoltaico y batería de 1,5 kWp y 1,5 kWh a 5 kWp y 3 kWh respectivamente, supone multiplicar por 5 la energía entregada por la batería aproximadamente.

Cabe mencionar sobre la aportación de la batería a la demanda una asimetría que sucede entre los escenarios: los escenarios de alta fotovoltaica y batería y misma fotovoltaica pero menor batería, la contribución de la batería a la demanda es proporcional. Concretamente, pasar de 1,5 a 3 kWh de batería el porcentaje se eleva de 9% a 17%, hecho que no ocurre entre los casos de baja fotovoltaica, al no generar lo suficiente y hallarse varios días del año sin cargarse como se aprecia en la ilustración 15.

De los resultados anteriores se observa como para los casos de alta fotovoltaica, la generación de los paneles cubre con creces la demanda hasta el punto de cargar la batería en horas tempranas con poca radiación. Puede ser un síntoma de sobredimensionamiento de la instalación fotovoltaica, el cual podría materializarse en pérdidas económicas en el análisis económico del apartado siguiente. Además, la batería en meses de poca radiación se carga hasta su máximo, a diferencia de los escenarios con baja fotovoltaica. Los excedentes para el mismo día pasan de 787 Wh a 22467 Wh en E1.1 (baja fotovoltaica y batería pequeña) y E3.1 (alta fotovoltaica y batería pequeña) respectivamente.

Cabe destacar el hecho que ocurre entre escenarios con misma fotovoltaica pero distinto tamaño de batería: al disponer de la misma cantidad de energía para cargar y descargar la batería para satisfacer el consumo, la única diferencia entre ambos casos se aprecia en la reducción de los excedentes, ahora absorbidos por la batería que posee mayor capacidad, como se aprecia en la siguiente ilustración:

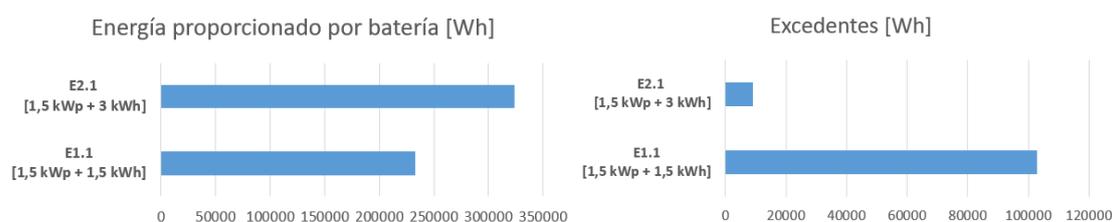


Ilustración 50. Contribución de la batería a la demanda y los excedentes para E1.1 y E2.1

Cabe destacar el tiempo que va a intervenir la batería para cada uno de los escenarios en los 30 años del proyecto, representado en la tabla siguiente:

% Uso de la batería				
Escenario	T DOD 90%	T DOD 60%	T+15 DOD 90%	T+15 DOD 60%
E1	23,26	20,19	23,14	20,01
E2	25,82	24,53	25,82	24,35
E3	21,36	17,72	21,30	17,66
E4	29,24	23,50	29,32	23,39

Tabla 9. Porcentaje de uso de la batería en todo el proyecto para cada escenario.

En primer lugar, a pesar de aumentar la potencia fotovoltaica por 3 y doblar el tamaño de la batería, las horas que va a intervenir son muy parecidas. La razón es la siguiente: la batería en el escenario que recibe menos energía fotovoltaica sólo en los meses pico de radiación se encuentra en un estado de carga y descarga de varias horas, mientras que en el escenario que recibe la mayor energía se carga en pocas horas, pero opera en todos los meses. Al final en cómputo de horas de uso las baterías se igualan. Por ejemplo, en la siguiente tabla se ha representado un día en el que se carga la batería del escenario de baja fotovoltaica y batería, con una duración de la carga de 8 horas. En la tabla 7 se aprecia que, para el mismo escenario y mismo día pero con 5 kWp de fotovoltaica, la carga se consume en 3 horas.

Este dato será relevante en la degradación natural que sufre la batería.

Mes	Día	Hora	Año	Gen FV [Wh]	Demanda [Wh]	Balance [Wh]	Batería inicial	Batería final
Junio	14	7	1	236,88	256,41	-19,53	150,00	150,00
Junio	14	8	1	487,47	384,62	102,85	150,00	252,85
Junio	14	9	1	727,23	512,82	214,41	252,85	467,26
Junio	14	10	1	920,05	641,03	279,02	467,26	746,29
Junio	14	11	1	1.053,27	769,23	284,04	746,29	1.030,33
Junio	14	12	1	1.140,66	897,44	243,23	1.030,33	1.273,56
Junio	14	13	1	1.160,22	1.025,64	134,58	1.273,56	1.408,13
Junio	14	14	1	1.132,78	897,44	235,34	1.408,13	1.500,00
Junio	14	15	1	1.050,17	769,23	280,94	1.500,00	1.500,00

Tabla 10. Balances de energía para un día de junio del primer año. Carga de la batería en varias horas.

En cuanto a la degradación de la batería, a partir de los resultados obtenidos el impacto que produce en los distintos escenarios es similar. Al disminuir la profundidad de descarga, se aumenta el estado de carga al que almacenamos la batería acusando la degradación natural y por tanto reduciendo la vida útil de la batería. Se observa en aquellos escenarios en los que se reduce únicamente la profundidad de descarga como el número de baterías necesario para el proyecto aumenta debido a una mayor degradación. Por ejemplo, para el escenario 1, reducir la profundidad de descarga supone pasar de una duración de batería de 9,43 años a 7,94 años. La variable más influyente en la vida útil de las baterías de cualquier escenario ha resultado ser la temperatura, en consonancia con la literatura [30] [13] [29]. Esto se refleja en la duración de la batería, reduciéndose considerablemente cuando la temperatura aumenta. Concretamente, para el escenario E1 ha significado pasar de 9,4 años a 6,1 años, una reducción del 35%.

Cabe comparar las consecuencias de la degradación entre los distintos escenarios. Se observa que, para el mismo tamaño de batería, aumentar la potencia fotovoltaica de 1,5 a 5 kWp supone una mayor degradación debido al crecimiento del número de ciclos que realiza. Pasamos de 9,43 años a 7,2 años y de 1687 ciclos a 2587 ciclos. Examinando los escenarios de igual fotovoltaica y distinto tamaño de batería, aquel en el que la batería es mayor sufre una menor degradación, motivada por un menor ciclado al poseer el doble de capacidad¹. Concretamente, de 9,43 años pasamos a 9,92 años.

¹ Por definición de ciclo, para el mismo intercambio energético aumentar la capacidad de la batería implica que el ciclo realizado se reduce.

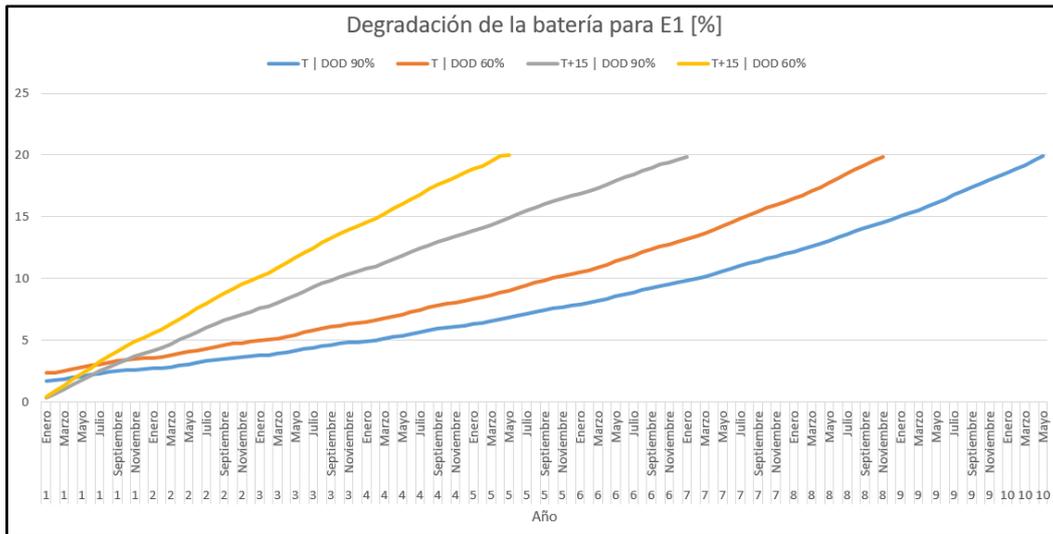


Tabla 11. Degradación de la batería en E1 para las 4 condiciones de la batería. Tendencia similar para el resto de escenarios.

Energéticamente el efecto de la degradación denotará en una reducción de la energía aportada por la batería hasta su fin de vida y en el año siguiente se visualizará un repunte por la sustitución de una batería nueva. Se observa además que este repunte no alcanza el nivel de la batería anterior, al recibir menos energía por la degradación paulatina que sufren los paneles fotovoltaicos.

En la siguiente ilustración se perciben esos dientes de sierra, asociados a los años en los que se sustituyen las baterías, para el escenario E1.1, siendo replicable para el resto de escenarios:



Ilustración 51. Contribución en Wh de la batería al hogar para E1.1

Cabe mencionar sobre el efecto de la degradación la magnitud de dicha reducción de energía aportada por la batería. Se recuerda que la degradación se materializa en una pérdida progresiva de la capacidad de la batería, por lo que esta sólo se pone de manifiesto cuando la batería se encuentra a su capacidad máxima, hecho que ocurre, respecto a la vida de la batería y según los distintos escenarios, de poco a muy poco: para la primera batería de los escenarios E2.1 y E3.1, las baterías se encuentran a su máxima capacidad el 0,48 y el 32,3% del tiempo respectivamente, como se observa en la tabla siguiente.

	Tiempo batería opera [%]	Tiempo batería a su capacidad máxima [%]
E1.1	23,92	5,3
E2.1	28,67	0,48
E3.1	20,73	32,35
E4.1	28,67	28,17

Tabla 12. Tiempos de uso y de nivel máximo de capacidad para la primera batería de los 4 escenarios.

Cabe destacar, como para el escenario E3.1 (5 kWp de fotovoltaica y 1,5 kWh de batería) la batería se encuentra más tiempo a su capacidad máxima que entregando o recibiendo energía, debido a como se comentaba anteriormente al posible sobredimensionamiento de la instalación fotovoltaica, capaz de cargar la batería al inicio del día manteniéndola cargada durante todas las horas de luz, para finalmente descargar la en pocas horas tras el ocaso.

En términos energéticos, en la siguiente tabla se representa cuánto supone la degradación sobre el aporte de la batería, en concreto para la primera batería de cada uno de los escenarios.

	Energía aportada batería sin degradación [Wh]	Energía aportada batería con degradación [Wh]	Reducción energética por la degradación [%]
E1.1	2109599,09	1976634,75	6,3
E2.1	2895799,28	2863871,18	1,1
E3.1	3323493,92	2946847,51	11,3
E4.1	6481193,19	5879464,81	9,28

Tabla 13. Pérdidas energéticas por el efecto de la degradación de la batería.

Por último y como antecedente del apartado siguiente, se analizará el efecto económico que produce la degradación de la batería sobre el escenario cuyo efecto es mayor, el escenario E3.1.

En la siguiente ilustración, se observa el efecto que produce la degradación anual en los ingresos totales. Es esperable una diferencia pequeña pues el ingreso que se ve afectado por la degradación son los excedentes, factor que menos influye en el ingreso total. Es el ahorro producido por los paneles fotovoltaicos y batería el elemento principal en los ingresos. Por ejemplo, para el primer año el peso de cada ingreso está formado por 66% para el ahorro de paneles y batería y 34% por la venta de excedentes¹. En el momento que la batería llega a su fin de vida, entonces la nueva inversión en la sustitución de la batería hace valer la importancia económica de la degradación.

Se observa como a medida que va aumentando la degradación, la diferencia entre los ingresos se incrementa ligeramente. Del mismo modo la tendencia decreciente en ambos casos motivada por la reducción de la energía entregada por los paneles debido a la degradación de los mismos.

¹ Para un precio de electricidad de 0,15 €/kWh y precio de venta de excedentes de 0,05 €/kWh y para el escenario que más se producen excedentes, el E3.1.

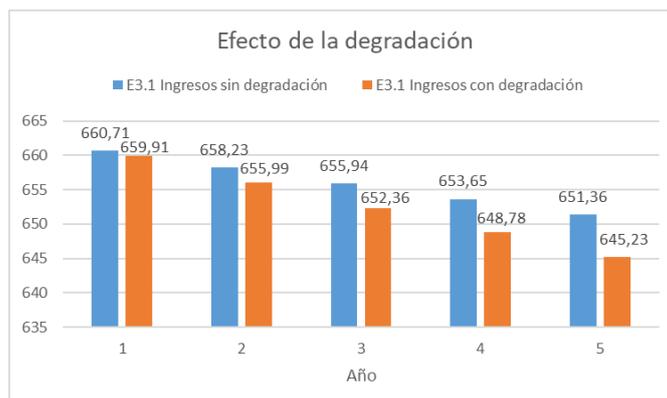


Ilustración 52. Ingresos con y sin degradación en la batería para E3.1

5.6 Rentabilidad del proyecto

Los resultados económicos obtenidos fluctúan en función del precio de la electricidad estipulado, como se aprecia en la tabla posterior. Como se comenta en el [capítulo 4.4 Aspectos económicos](#), son tres escenarios a estudiar, variando en cada uno de ellos el precio de la electricidad.

Cabe remarcar que no se ha tenido en cuenta ningún tipo de subvención u incentivo típico en estos proyectos (hogares en régimen de autoconsumo), que ayudan a mejorar los flujos monetarios de la inversión.

		Precios electricidad		
		0,15 €/kWh	0,25 €/kWh	0,3 €/kWh
E1	VAN	-1230,10	3311,20	5581,85
	TIR	-1,01%	8,59%	12,48%
E2	VAN	-4546,51	94,39	2414,85
	TIR	-9,41%	2,17%	6,08%
E3	VAN	-5503,15	890,49	4087,31
	TIR	-3,61%	2,74%	5,19%
E4	VAN	-8874,99	-1524,23	2151,15
	TIR	-6,00%	0,90%	3,44%

Ilustración 53. Rentabilidad del proyecto para los 4 escenarios en la operación de la batería estándar.

Se observa que para la dualidad 1,5 kWp y 1,5 kWh de fotovoltaica y batería obtenemos los mejores resultados económicos, siendo rentable el proyecto para los precios medio y alto de la electricidad.

Tras determinar los índices económicos, podemos descartar los escenarios con balance negativo para determinar el Payback.

Para el escenario 1, temperatura ambiente y profundidad de descarga del 90%, el Payback resulta ser el siguiente:

		0,25 €/kWh	0,3 €/kWh
E1	VAN [€]	3311	5581
	TIR	8,59%	12,5%
	PAYBACK	8 años	7 años

Tabla 14. Rentabilidad del proyecto para E1.1

Para el escenario 2, temperatura ambiente y profundidad de descarga del 90%, el Payback resulta ser el siguiente:

		0,25 €/kWh	0,3 €/kWh
E2	VAN [€]	94	2414
	TIR	2,17%	6,08%
	PAYBACK	27 años	15 años

Tabla 15. Rentabilidad del proyecto para E2.1

Para el escenario 3, temperatura ambiente y profundidad de descarga del 90%, el Payback resulta ser el siguiente:

		0,25 €/kWh	0,3 €/kWh
E3	VAN [€]	890	4087
	TIR	2,74%	5,19%
	PAYBACK	19 años	17 años

Tabla 16. Rentabilidad del proyecto para E3.1

Los resultados cambian considerablemente para los escenarios más agresivos con la batería (E1.4, E2.4, E3.4 y E4.4), como se puede apreciar en la siguiente tabla, al sufrir esta una mayor degradación reduciendo su vida útil, incrementando el número de baterías necesarias en el proyecto y por tanto aumentando las inversiones del mismo.

		Precios electricidad		
		0,15 €/kWh	0,25 €/kWh	0,3 €/kWh
E1	VAN	-3720,83	719,62	2939,85
	TIR	-8,87%	3,53%	7,77%
E2	VAN	-9077,84	-4508,83	-2224,32
	TIR	Indef	Indef	-7,38%
E3	VAN	-9682,85	-3649,22	-632,41
	TIR	-12,08%	-1,64%	1,43%
E4	VAN	-16694,31	-9343,56	-5668,18
	TIR	Indef	-6,69%	-2,61%

Ilustración 54. Rentabilidad del proyecto para los 4 escenarios en la operación de la batería más agresiva.

A modo de comparativa, también se ha efectuado el análisis económico a dos escenarios con potencia fotovoltaica distinta, pero sin batería alguna. Las potencias son las mismas que las analizadas en los escenarios estudiados, 1,5 y 5 kWp, y los resultados cosechados son los más económicos.

Como se presentaba en el [apartado 4.4 Aspectos económicos](#), el resultado más óptimo de tamaño de batería que obtenían en el artículo mencionado es aquel en el que no interviene ninguna batería, es decir cero baterías. Nuestro proyecto, con un VAN de 7937 € y una TIR de 20% para el caso de una potencia fotovoltaica de 1,5 kWp, como se representa en la siguiente tabla, va en consonancia con los resultados de dicho artículo. Además, su tamaño óptimo de panel fotovoltaico es de 3 kWp, el doble que el nuestro ya que la demanda que ellos consideran es aproximadamente el doble, 37,5 kWh al día.

		Precios electricidad					
		0,15 €/kWh		0,25 €/kWh		0,3 €/kWh	
1,5 kWp		1795,35	7,01%	5890,12	16,15%	7937,50	20,29%
5 kWp		-4451,74	-2,95%	607,49	2,56%	3137,11	4,72%
		VAN	TIR	VAN	TIR	VAN	TIR

Ilustración 55. Rentabilidad del proyecto para los casos de empleo fotovoltaico sin baterías de litio.

Donde el Payback de los dos escenarios con paneles fotovoltaicos únicamente resulta ser:

		0,15 €/kWh	0,25 €/kWh	0,3 €/kWh
1,5 kWp	VAN [€]	1795	5890	7937
	TIR	7%	16%	20%
	PAYBACK	10 años	6 años	5 años

Tabla 17. Rentabilidad del escenario sólo FV de 1,5 kWp.

		0,15 €/kWh	0,25 €/kWh	0,3 €/kWh
5 kWp	VAN [€]	-4451	607	3137
	TIR	-2,95%	2,56%	4,7%
	PAYBACK	-	25 años	16 años

Tabla 18. Rentabilidad del escenario sólo FV de 5 kWp.

6. Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos, varias son las conclusiones y puntos de interés que se pueden extraer.

- En la situación descrita en los objetivos del trabajo, un hogar tipo con un consumo energético variable adecuado a las necesidades energéticas de la misma y con conexión a la red, si se decidiera implementar un sistema de apoyo energético conformado por paneles fotovoltaicos y batería de litio, considerando la degradación típica que sufren, para unos precios de electricidad ajustados al presente y unos gastos de equipos representativos, la dimensión de dichos equipos que presenta la configuración más rentable de las analizadas en el presente trabajo resulta ser un tamaño de 1,5 kWp y 1,5 kWh respectivamente, arrojando un payback de 7 años con una rentabilidad del 12% para el escenario más favorable, y de 8 años y 8,5% para el precio medio de electricidad, respectivamente.
- Del estudio realizado entre acoplar baterías o no se extrae la conclusión que, considerando unos precios de equipos acordes a la actualidad, el coste de las baterías de litio como sistema de almacenamiento energético en hogares aún no mejora la rentabilidad del uso únicamente de paneles fotovoltaicos [40]. Concretamente, hemos obtenido que para una potencia fotovoltaica de 1,5 kWp la rentabilidad es de 20,5% con período de retorno de 5 años para el precio más caro de la electricidad, y 16% con un período de retorno de 6 años para un precio medio.
- La casuística entre los distintos escenarios analizados pone de manifiesto que, aunque se aumente el tamaño de los paneles y la batería y por tanto se disparen los excedentes, el precio al que se venden no es crítico en la rentabilidad del proyecto, como sí lo es el sobre coste de invertir en paneles y baterías más grandes.
- Para una demanda tipo de un hogar medio con una potencia fotovoltaica óptima y un tamaño de batería pequeño, aumentar dicha potencia por 3,3 supone multiplicar por 4,6 el aporte energético de la batería sobre el consumo del hogar. La energía aportada por los paneles se eleva proporcionalmente, 3,3 y la demanda de la red se reduce en tanto en cuanto se ha incrementado el resto.
- Destaca el tiempo de uso de la batería, similar en los dieciséis escenarios y subescenarios estudiados. A pesar de triplicar la potencia fotovoltaica y duplicar el tamaño de la batería, el porcentaje de uso (número de horas en los que las baterías van a intervenir en todo el proyecto) pasa solamente de 23% a 29%.
- Cabe mencionar el poco peso de la degradación de la batería en los ingresos, hecho esperable, pues supone una reducción de estos en 2% aproximadamente. El efecto contrario sucede en los gastos, siendo la degradación de la batería la principal causa de que la batería sea el equipo cuyo gasto es el predominante en los 30 años del proyecto.

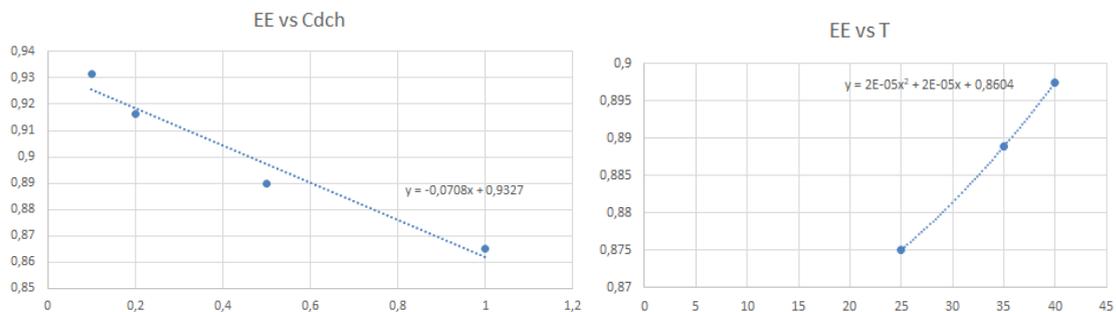
- La variable predominante en la vida de las baterías es la temperatura, por encima de la profundidad de descarga. El efecto en la degradación es notorio e idéntico en todos los escenarios: aquellos en los que se reduce la profundidad de descarga, la vida media de las baterías se reduce en un 15% mientras que, al aumentar la temperatura, disminuye hasta un 30%.
- La degradación natural resulta ser predominante. La razón de que la natural sea superior se debe a las condiciones de los modelos implementados pues suponen que el tiempo en el que interviene la degradación cíclica respecto a la natural, es de menos del 30%, como se aprecia en los resultados. La degradación predominante varía en la literatura, algunas cíclica [15], y otras natural [30] [32].

Se expone como futura línea de trabajo la implementación de los precios de electricidad por hora y la validación de los modelos de degradación, así como determinar el tamaño óptimo de la batería que minimiza los costes del proyecto.

7. Anexos

7.1 Cálculo del punto de la eficiencia de la batería sin determinar

El punto de la gráfica tridimensional que se va a calcular mediante una aproximación es el asociado a una tasa de descarga de 2C y una temperatura de 15 °C. Si realizamos dos curvas de ajuste manteniendo fijas las variables anteriores, obtendremos dos gráficas bidimensionales que, en el caso de fijar la temperatura de 15 °C, se corresponde a la gráfica Eficiencia vs Tasa de descarga y en el caso de mantener 2C, la gráfica Eficiencia vs Temperatura.



$$EE(Cdch = 2C) = 0,7911$$

$$EE(T = 15) = 0,8652$$

De cada curva obtenemos el valor de la eficiencia para el punto a determinar, de la gráfica EE vs Tasa de descarga es 2C y la para la otra, 15 °C. Obtenemos dos valores de eficiencia cuya media será el valor que buscamos.

$$EE(Tdch, T) = 0,8215$$

7.2 Diseño de la operación del batería con eficiencias

El razonamiento que se deriva de introducir las eficiencias en la operación de la batería es el siguiente:

- En la **carga**, la energía que realmente va a almacenar viene reducida por la eficiencia de carga, esto es, si hay disponible 100 unidades de energía, la batería se carga con 95¹. En otras palabras, el excedente fotovoltaico resultante de cubrir la demanda y que va destinado primeramente a cargar la batería, se ve multiplicado por la eficiencia de carga de la batería.
 - Si estamos en el caso de que la carga sobrepasa la capacidad de la batería, para determinar cuánto se vuelca a la red será preciso entonces dividir la eficiencia de carga por la cantidad de energía que carga y colma la batería, pues es la energía real necesaria para cargar la batería hasta su máximo. Es decir, si se disponen de 100 unidades de energía y en la batería sólo caben 20, a la red se

¹ Para una eficiencia de carga del 95% ($100 \cdot 0,95 = 95$).

volcará los 100 menos la energía real necesaria para llenar la batería, esto es, 25¹.

- En la **descarga**, la energía que va a proporcionar la batería es la solicitada por la demanda. Si tras el suministro de los paneles FV sigue existiendo demanda que cubrir, la energía necesaria para satisfacerla por completo será la dada por la batería más un poco más, esto es, dicha energía dividida por la eficiencia de la descarga.
 - Si estamos en el caso de que en la descarga se alcanza la capacidad mínima de la batería, para considerar cuánto se va a requerir de la red la eficiencia de carga multiplicará la cantidad de energía que ha proporcionado la batería hasta su completa descarga. Es decir, si se requieren 100 ud de energía y la batería sólo puede proporcionar 70, de la red se demandará 100 menos 75², pues la batería realmente ha aportado 65.

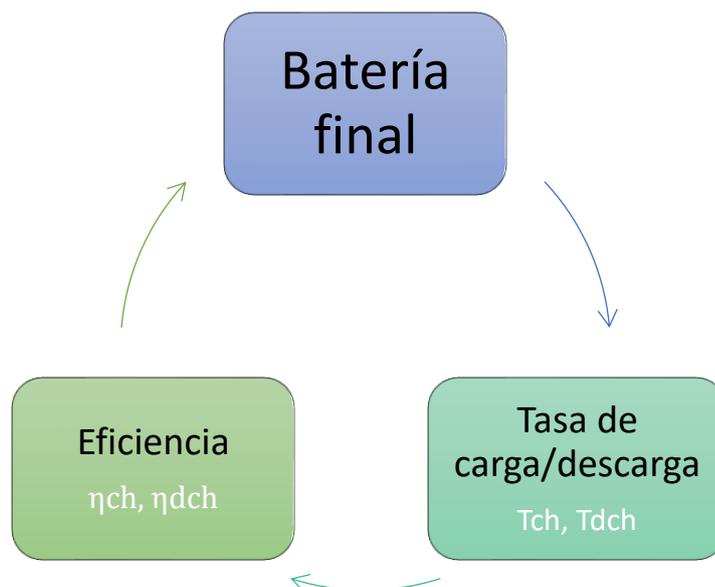
A través de un diagrama de flujo podemos implementar la carga y descarga y los distintos Como se comentaba anteriormente, a la hora de trasladar toda la casuística anterior a nuestra hoja de cálculo, surge el primer problema: la dependencia entre variables. En el siguiente apartado se expondrá y así como la solución adoptada.

7.3 Problemática de la implementación de las eficiencias de la batería

7.3.1 Descripción

Como se aprecia en el artículo [7], la eficiencia de la batería depende de la tasa de carga y descarga. Cuanto mayor sea esta, peor eficiencia tendrá y por tanto menos energía podrá almacenar o entregar, según si estemos cargando o descargando.

Se pone de manifiesto la dependencia entre las variables: si quiero conocer cuánto se carga o descarga la batería en una hora debo saber la eficiencia de la operación y para determinar esta debo saber antes cuánto se carga o descarga, pues es necesario para el cálculo de la tasa de carga/descarga. Cerramos un círculo del que no se puede salir ni determinada nada. Nos apoyamos en la siguiente ilustración para visualizar dicha dependencia:



¹ Para una eficiencia de descarga del 80% ($20/0,8=25$).

² Para una eficiencia de descarga del 92,8% ($70*0,928=65$).

En concreto,

$$Tch = f(\text{Batería inicial}, \text{Capacidad batería}, \text{Batería final})$$

$$Tdch = f(\text{Batería inicial}, \text{Capacidad batería}, \text{Batería final})$$

$$\eta_{ch} = f(T_{\text{ambiente}}, Tch,)$$

$$\eta_{dch} = f(T_{\text{ambiente}}, Tdch)$$

Por consiguiente, es preciso conocer alguna de las tres variables para calcular el resto. En el siguiente apartado se expone la solución adoptada.

7.3.2 Solución

Planteada la problemática, la solución que se toma es la conocida como iteración: Suponemos el valor de una variable, calculamos el resto y volvemos a determinar dicha variable (recalculamos) hasta que su valor no cambie, converja.

Concretamente la variable que suponemos es el estado de la batería final, pero en vez de tomar un valor aleatorio calculamos uno muy cercano de la solución para reducir las iteraciones. Es decir, con el diagrama de flujo energético de la ilustración 13 determinamos la batería final, sin considerar eficiencias. Este resultado sólo difiere del correcto en las eficiencias y sabiendo que estas son altas, existe poca diferencia entre ambos. Además, otra razón por la que la convergencia será alta se debe a que las tasas de carga y descarga de nuestro proyecto son bajas (ninguna pasa del 1C) y parecidas, por lo que las eficiencias serán semejantes. Esto significará que la diferencia entre los estados de la batería final de cada iteración será pequeña.

Para el tamaño de panel FV y batería de 1,5 kWp y 1,5 kWh respectivamente, un ejemplo de iteración sería el siguiente:

1. Se calcula el estado de la batería final sin considerar eficiencias.

Month	Day	Time (h)	Año	Generación FV real [Wh]	Demanda [Wh]	Balance PV-Demanda [Wh]	Batería inicial [Wh]	Batería final [Wh]
Enero	1	1	1	0,00	128,21	-128,21	1.500,00	1.371,79
Enero	1	2	1	0,00	128,21	-128,21	1.371,79	1.243,59
Enero	1	3	1	0,00	128,21	-128,21	1.243,59	1.115,38
Enero	1	4	1	0,00	128,21	-128,21	1.115,38	987,18
Enero	1	5	1	0,00	128,21	-128,21	987,18	858,97
Enero	1	6	1	0,00	128,21	-128,21	858,97	730,77
Enero	1	7	1	0,00	256,41	-256,41	730,77	474,36
Enero	1	8	1	0,00	384,62	-384,62	474,36	150,00
Enero	1	9	1	65,06	512,82	-447,76	150,00	150,00
Enero	1	10	1	233,40	641,03	-407,63	150,00	150,00

Ilustración 56. Inicio de iteración. Cálculo del estado de la batería al finalizar la hora.

2. Determinamos las tasas de carga y descarga y junto a la temperatura ambiente, las eficiencias.

Day	Time (h)	Año	Batería inicial [Wh]	Batería final [Wh]	Tch	Tdch	Eficiencia Carga batería	Eficiencia Descarga batería	Round-trip EE Tdch	Round-trip EE Tch	Temp. Ambiente [°C]
1	1	1	1.500,00	1.371,79	0,00	0,0855	0,000	0,965	0,9315	Cch es 0	15,00
1	2	1	1.371,79	1.243,59	0,00	0,0855	0,000	0,965	0,9315	Cch es 0	9,00
1	3	1	1.243,59	1.115,38	0,00	0,0855	0,000	0,965	0,9315	Cch es 0	8,00
1	4	1	1.115,38	987,18	0,00	0,0855	0,000	0,965	0,9315	Cch es 0	8,00
1	5	1	987,18	858,97	0,00	0,0855	0,000	0,965	0,9315	Cch es 0	7,00
1	6	1	858,97	730,77	0,00	0,0855	0,000	0,965	0,9315	Cch es 0	9,00
1	7	1	730,77	474,36	0,00	0,1709	0,000	0,957	0,9164	Cch es 0	12,00
1	8	1	474,36	150,00	0,00	0,2162	0,000	0,943	0,8900	Cch es 0	15,00
1	9	1	150,00	150,00	0,00	0,0000	0,000	0,000	Cdch es 0	Cch es 0	18,00
1	10	1	150,00	150,00	0,00	0,0000	0,000	0,000	Cdch es 0	Cch es 0	21,00

Ilustración 57. Cálculo de las eficiencias

3. Recalculamos el estado de la batería final, ahora teniendo en cuenta las eficiencias.

Month	Day	Time (h)	Año	Batería inicial [Wh]	Batería final [Wh]	Eficiencia Carga batería	Eficiencia Descarga batería	Batería inicial [Wh]	Batería final [Wh]
Enero	1	1	1	1.500,00	1.371,79	0,000	0,965	1.500,00	1.367,16
Enero	1	2	1	1.371,79	1.243,59	0,000	0,965	1.367,16	1.234,33
Enero	1	3	1	1.243,59	1.115,38	0,000	0,965	1.234,33	1.101,49
Enero	1	4	1	1.115,38	987,18	0,000	0,965	1.101,49	968,66
Enero	1	5	1	987,18	858,97	0,000	0,965	968,66	835,82
Enero	1	6	1	858,97	730,77	0,000	0,965	835,82	702,99
Enero	1	7	1	730,77	474,36	0,000	0,957	702,99	435,14
Enero	1	8	1	474,36	150,00	0,000	0,943	435,14	150,00
Enero	1	9	1	150,00	150,00	0,000	0,000	150,00	150,00
Enero	1	10	1	150,00	150,00	0,000	0,000	150,00	150,00

Ilustración 58. Cálculo del nuevo estado de la batería final.

4. Con los nuevos valores de la batería final, volvemos al paso 2. Sería el fin de la primera iteración.

Observamos en la última ilustración la diferencia entre los valores de la batería final, debidos a la introducción de las eficiencias. También como la eficiencia de carga es 0 debido a que el tramo horario del ejemplo la batería solo se descarga.

Repitiendo este proceso una vez más llegamos a la solución final, donde los valores de la batería de esta última iteración y la anterior son iguales.

7.4 Presupuesto instalación fotovoltaica



Polígono Industrial La Morera
C/ Fabricantas, 12
Utrera (SEVILLA)

Teléfonos:
954 036 556
663 270 517
656 832 975

SVS Renovable, S.L.
CIF - B90238346



PRESUPUESTO Nº 06-22-72
41300 SAN JOSE DE LA RINCONADA (SEVILLA)
Instalación Fotovoltaica 3.6kWp MONOFÁSICA
Fecha: 30/06/2022

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CAJAS	CANTIDAD	PRECIO/UD	IMPORTE
	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 3.6 kWp				
	Ud. Módulo fotovoltaico LONGI 450W (O misma gama)		8		
	Ud. Estructuras paneles K-2 System		8		
	Ud. Inversor HUAWEI SUN2000-4KTL-L1		1		
	Ud. Vatímetro / meter		1		
	Ud. Material eléctrico necesario		1		
	Ud. Montaje, instalación, puesta en marcha y Monitorización		1		
	Ud. Gestión y tramitación de subvención		1		
	Ud. Legalización		1		
	• Precio instalación		1		4.844,45€
	• Total incentivo estimado paneles: 600,00€/kWp x 3.6 kWp = 2.160,00 €				
	• Total tras incentivo: 3.701,78 €				
IMP. DTO	BASE IMPONIBLE	%I.V.A.	IMPORTE I.V.A.	TOTAL FACTURA	
	4.844,45€	21	1.017,33€	5.861,78€	

*PRESUPUESTO VÁLIDO 30 DÍAS

www.svsrenovables.com
info@svsrenovables.com
info@svsrenovables.com

DATOS FACTURA ACTUAL DE ELECTRICIDAD

Potencia contratada	4,40	kW
Término de Potencia	0,083360	€/kW-d
Término de Energía (Punta o Fija)	0,266849	€/kWh
Término de Energía (Valle)	0,00	€/kWh
Precio excedentes	0,05	€/kWh
Impuesto de Electricidad	0,50%	%
Alquiler de equipos	0,800000	€/mes
Variación precio Electricidad	4,95	%

7.5. Adaptación de la degradación natural

Como se mencionaba en el apartado del modelo de degradación natural seleccionado, es preciso adaptar las unidades del tiempo a las de nuestro sistema. El tiempo (m) que aparece en la ecuación (3) es el tiempo almacenado de la batería en meses, por lo que para aplicar el modelo en nuestro sistema el cual es horario, es preciso realizar la siguiente modificación:

Unidad tiempo original: mes

Unidad tiempo original modificado: N° hora actual/ N° horas del mes

De esta forma, el tiempo modificado va aumentando cada hora con la hora actual la cual va creciendo progresivamente. El denominador es el número de horas totales del mes y por tanto constante durante el mes de estudio. Así, cuando el numerador alcance las horas del mes en cuestión, el tiempo modificado se habrá incrementado en una unidad.

La segunda adaptación del modelo que se ha llevado a cabo se debe por un lado a las condiciones dinámicas de operación de nuestro sistema y por otro a la naturaleza de la ecuación del modelo. En el primer caso, la ecuación (3) ofrece la degradación natural de una batería para cualquier estado de carga y temperatura, pero valores fijos (no dinámicos). Entonces, para unas condiciones cambiantes se toma como adaptación el determinar el promedio de los valores de degradación natural horarios. En el segundo caso, la unidad de trabajo del tiempo que utilizan para el desarrollo del modelo es el mes por lo que, el promedio de los valores de la degradación horaria es de un mes. De esta forma, obtenemos un valor mensual de la degradación natural que considera los valores y variaciones horarias con el tiempo ajustado a la unidad de estudio, horas.

Por último y tras implementar las adaptaciones se observó que existían meses en los que la degradación era menor que tiempos anteriores, hecho físicamente imposible pues las baterías no recuperan la degradación sufrida. La razón de dichos altibajos se debe a los momentos en la que la batería se encuentra almacenada a su máxima capacidad, es decir, a un estado de carga del 100%. Se acrecienta la degradación natural en esos momentos para luego bajar cuando la batería se halle almacenada a su capacidad mínima, lo cual es la mayor parte del tiempo.

Para abordar esta cuestión, se tomaron curvas de ajuste de la degradación natural. Se comprobó si estas eran sensibles a variaciones de la degradación, con resultado afirmativo. Ayudó el probar todas las curvas de ajuste y seleccionar aquellas que arrojaban un mayor R^{21} .

En la siguiente ilustración observamos las dos curvas de regresión que se han utilizado: exponencial y potencial, al ser las que mejor se ajustaban a la degradación natural. En el ejemplo se percibe las bajadas y subidas de la degradación así como una clara tendencia creciente.

¹ De entre las curvas de ajuste con alto $R^2 (>0,8)$, se escogía aquella que fuera más agresiva, la que alcanzara antes el 20% de degradación.

Degradación Natural

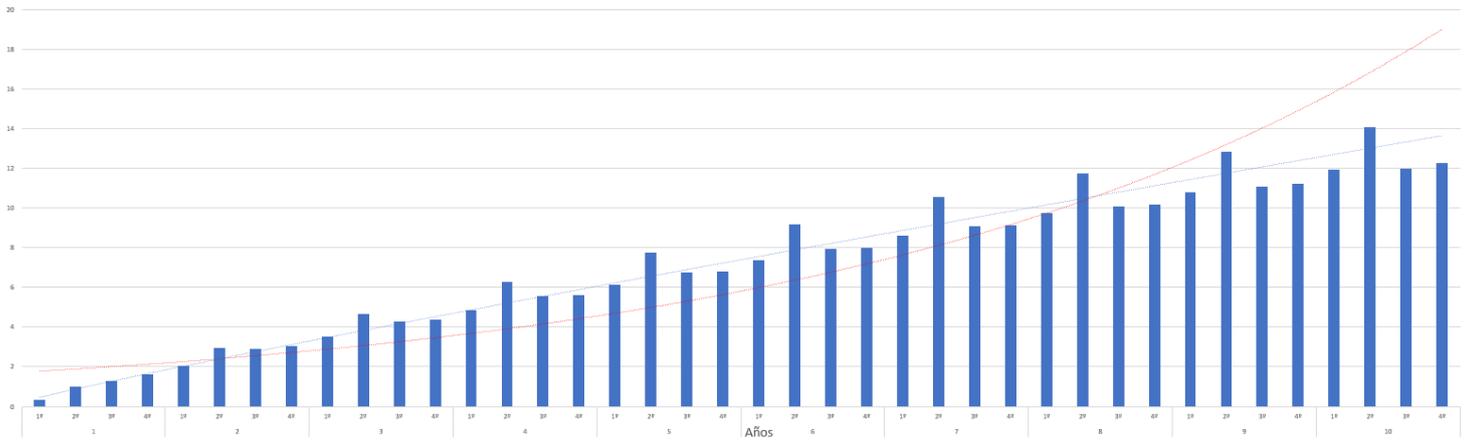


Ilustración 59. Curvas de ajuste potencial y exponencial de los valores de degradación natural obtenidos en el modelo correspondiente.

8. Bibliografía

- [1] L. Paoli, «Electric cars fend off supply challenges to more than double global sales,» 30 Enero 2022. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/commentaries/electric-cars-fend-off-supply-challenges-to-more-than-double-global-sales>. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [2] V. Hence, «BloombergNEF,» Octubre 2022. [En línea]. Available: <https://about.bnef.com/blog/global-energy-storage-market-to-grow-15-fold-by-2030/>.
- [3] IRENA, «Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>. [Último acceso: Diciembre 2022].
- [4] A. Rathi, «100,000 homes in Germany now have battery-storage systems connected to the grid,» *Quartz*, Agosto 2018.
- [5] IRENA, «Innovation landscape brief: Behind-the-meter batteries,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Enabling-Technologies>. [Último acceso: Diciembre 2022].
- [6] A. Parasuraman, T. Mariana Lim, C. Menictas y M. Skyllas-Kazacos, «Review of material research and development for vanadium redox flow battery applications,» *Electrochimica Acta*, vol. 101, pp. 27-40.
- [7] G. García, «General Motors regresa a Europa y lo hará ofreciendo solamente coches eléctricos,» 28 Julio 2022. [En línea]. Available: <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/actualidad/general-motors-regresa-europa-solamente-coches-electricos/20220728105537060848.html>. [Último acceso: 5 Noviembre 2022].

- [8] M. Parangón, «El fiasco europeo del vehículo eléctrico: no habrá baterías para tanto coche,» *LibreMercado*, Noviembre 2022.
- [9] D. Gielen y M. Lyon, «Critical materials for energy transition: Lithium,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/Technical-Papers/Critical-Materials-For-The-Energy-Transition-Lithium>. [Último acceso: Enero 2022].
- [10] A. B. Núñez, *Análisis de ventajas e inconvenientes de las baterías de flujo redox frente a las baterías de iones de litio en aplicaciones de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica*, trabajo de fin de máster, Universidad de Oviedo, Oviedo, 2018.
- [11] M. A. Toscano Barriga, *Estudio de las baterías en aplicaciones fotovoltaicas*, trabajo fin de grado, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2018.
- [12] E. M. Krieger, J. Cannarella y C. B. Arnold, «A comparison of lead-acid and lithium-based battery behavior and capacity fade in off-grid renewable charging applications,» *Energy*, Septiembre 2013.
- [13] E. Prada, D. Di Domenico, Y. B. J. Creff, V. Sauvant-Moynot y F. Huet, «A Simplified Electrochemical and Thermal Aging Model of LiFePO₄-Graphite Li-ion Batteries: Power and Capacity Fade Simulations,» *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 160, n° 4, 2013.
- [14] X. Deng, F. Wan, B. Hu, X. Lin y X. Hu, «Optimal sizing of residential battery energy storage systems for long-term operational planning,» *Power Sources*, vol. 551, 2022.
- [15] «Química.es,» Octubre 2022. [En línea]. Available: <https://www.quimica.es/noticias/1177752/una-forma-libre-de-daos-para-medir-la-salud-de-las-bateras-de-nueva-generacion-para-vehculos-elctricos.html>.
- [16] N. Damay, C. Forgez y G. Friedric, «Heterogeneous behavior modeling of a LiFePO₄-graphite cell using an equivalent electrical circuit,» *Energy Storage*, vol. 17, pp. 166-177, 2017.
- [17] C. Chang, S. Wang, C. Tao, J. Jiang, YanJiang y L. Wang, «An improvement of equivalent circuit model for state of health estimation of lithium-ion batteries based on mid-frequency and low-frequency electrochemical impedance spectroscopy,» *Measurement*, vol. 202, 2022.

- [18] E.Sarasketa-Zabala, I.Gandiaga, E. Martinez-Laserna, L.M.Rodriguez-Martinez y I.Villarreal, «Cycle ageing analysis of a LiFePO₄/graphite cell with dynamic model validations: Towards realistic lifetime predictions,» *Power Sources*, vol. 275, pp. 573-587, 2015.
- [19] E.Sarasketa-Zabala, I.Gandiaga, E. Martinez-Laserna, L.M.Rodriguez-Martinez y I.Villarreal, «Calendar ageing analysis of a LiFePO₄/graphite cell with dynamic model validations: Towards realistic lifetime predictions,» *Power Sources*, vol. 272, pp. 45-57, 2014.
- [20] U. Mulleriyawage y W. Shen, «Optimally sizing of battery energy storage capacity by operational optimization of residential PV-Battery systems: An Australian household case study,» *Renewable Energy*, vol. 160, pp. 852-864, 2020.
- [21] Y. Sijia, Z. Caiping, J. Jiuchun, Z. Weige, Z. Linjing y W. Yubin, «Review on state-of-health of lithium-ion batteries: Characterizations, estimations and applications,» *Cleaner Production*, vol. 314, Septiembre 2021.
- [22] Y. Zhu, S. Liu, K. Wei, H. Zuo, R. Du y X. Shu, «A novel based-performance degradation Wiener process model for real-time reliability evaluation of lithium-ion battery,» *Energy Storage*, vol. 50, Diciembre 2021.
- [23] U. Krewer, F. Röder, E. Harinath, R. D. Braatz, . B. Bedürftig y R. Findeisen, «Review - Dynamic Models of Li-Ion Batteries for Diagnosis and Operation: A Review and Perspective,» *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 165, n° 16, 2018.
- [24] A. Nuhica, T. Terzimehica, T. Soczka-Guth, M. Buchholz y K. Dietmayer, «Health diagnosis and remaining useful life prognostics of lithium-ion batteries using data-driven methods,» *Journal of Power Sources*, vol. 239, pp. 680-688, 2013.
- [25] S. Ansari , A. Ayob, M. Hossain y A. Hussein, «Remaining useful life prediction for lithium-ion battery storage system: A comprehensive review of methods, key factors, issues and future outlook,» *Energy Reports*, vol. 8, 2022.
- [26] H. C. Hesse, R. Martins, P. Musilek, M. Naumann, C. Nam Truong y A. Jossen, «Economic Optimization of Component Sizing for Residential Battery Storage Systems,» *Energies*, vol. 10, n° 7, 2017.

- [27] W. Guo, Z. Sun, S. Bygvilsen, J. Meng y D. Ioan Stroen, «Review of “grey box” lifetime modeling for lithium-ion battery: Combining physics and data-driven methods,» *Journal of Energy Storage*, vol. 56, Diciembre 2022.
- [28] J. Olmo, I. Gandiaga, A. Saez-de-Ibarra, X. Larrea, T. Nieva y I. Aizpuru, «Modelling the cycling degradation of Li-ion batteries: Chemistry influenced stress factors,» *Energy Storage*, vol. 40, 2021.
- [29] M. Swierczynski, D.-I. Stroe, A.-I. Stan, R. Teodorescu y S. K. Kær, «Lifetime Estimation of the Nanophosphate LiFePO₄/C Battery Chemistry Used in Fully Electric Vehicles,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, n° 4, pp. 3453 - 3461, 2015.
- [30] D.-I. Stroe, M. Świerczyński y . A.-I. Stan, «Accelerated Lifetime Testing Methodology for Lifetime Estimation of Lithium-Ion Batteries Used in Augmented Wind Power Plants,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, 2014.
- [31] M. Naumann, F. B. Spingler y A. Jossen, «Analysis and modeling of cycle aging of a commercial LiFePO₄/graphite cell,» *Power Sources*, vol. 451, 2020.
- [32] M. Naumann, M. Schimpe, P. Keil, H. C. Hesse y A. Jossen, «Analysis and modeling of calendar aging of a commercial LiFePO₄/graphite cell,» *Energy Storage*, vol. 17, 2017.
- [33] F. Almonacid, C. Rus, P. Pérez-Higueras y L. Hontoria, «Calculation of the energy provided by a PV generator. Comparative study: Conventional methods vs. artificial neural networks,» *Energy*, vol. 36, n° 1, pp. 375-384, 2011.
- [34] «Homer Energy,» [En línea]. Available: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/battery_roundtrip_efficiency.html.
- [35] C. Bordin, H. Oghenetejiri Anuta, A. Crossland, I. Lascurain Gutierrez, C. J. Dent y D. Vigo, «A linear programming approach for battery degradation analysis and optimization in offgrid power systems with solar energy integration,» *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 417-430, 2017.
- [36] M. Shabani, E. Dahlquist, F. Wallin y J. Yan, «Techno-economic impacts of battery performance models and control strategies on optimal design of a grid-connected PV system,» *Energy Conversion and Management*, vol. 245, 2021.

- [37] S. Song, S. Munk-Nielsen, V. Knap y C. Uhrenfeldt, «Performance evaluation of lithium-ion batteries (LiFePO₄ cathode) from novel perspectives using a new figure of merit, temperature distribution analysis, and cell package analysis,» *Journal of Energy Storage*, vol. 44, 2021.
- [38] Expansión, «Crece el precio de la electricidad en España,» Junio 2022. [En línea]. Available: <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-precio-hogares/espana>. [Último acceso: Diciembre 2022].
- [39] D. A. Can, E. Hamza Salih, G. Ömer y G. Önder, «Optimal sizing of PV-BESS units for home energy management system-equipped households considering day-ahead load scheduling for demand response and self-consumption,» *Energy and Buildings*, vol. 267, 2022.
- [40] A. Callejo, «Stellantis presenta su plan Dare Forward 2030: solo venderá coches 100% eléctricos en Europa a partir de 2030,» 1 Marzo 2022. [En línea]. Available: <https://forococheselectricos.com/2022/03/stellantis-plan-dare-forward-2030-solo-vendera-coches-electricos-europa-2030.html>. [Último acceso: 5 Noviembre 2022].
- [41] J. Newman, M. Doyle y T. Fuller, «Modeling of Galvanostatic Charge and Discharge of the Lithium/Polymer/Insertion Cell,» *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 140, n° 6, 1993.
- [42] J. Newman, M. Doyle y T. Fuller, «Simulation and Optimization of the Dual Lithium Ion Insertion Cell,» *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 141, n° 1, 1994.
- [43] A. Colclasure, K. Smith y R. Kee, «Modeling detailed chemistry and transport for solid-electrolyte-interface (SEI) films in Li-ion batteries,» *Electrochimica Acta*, vol. 58, pp. 33-43, 2011.
- [44] M. Safari, . M. Morcrette, A. Teyssot y C. Delacourt, «Multimodal Physics-Based Aging Model for Life Prediction of Li-Ion Batteries,» *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 156, n° 3, 2008.
- [45] F. Zhou y C. Bao, «Analysis of the lithium-ion battery capacity degradation behavior with a comprehensive mathematical model,» *Journal of Power Sources*, vol. 515, 2021.

- [46] V. Quintero, «Baterías de ion litio: características y aplicaciones,» *I+D Tecnológico*, vol. 17, 2021.
- [47] N. Singh, «En números: así avanzan la energía solar distribuida en Puerto Rico,» *Energía Estratégica*, Noviembre 2022.
- [48] H. Kim, K. Lee, S. Kim y Y. Kim, «Fluorination of free lithium residues on the surface of lithium nickel cobalt aluminum oxide cathode materials for lithium ion batteries,» *Materials & Design*, vol. 15, 2016.
- [49] R. Benato, S. D. Sessa, F. Bevilacqua y F. Palone, «Measurement-based lithium-manganese oxide battery model,» Cagliari, 2017.
- [50] M. A. Hannan, M. M. Hoque, A. Hussain, Y. Yusof y P. J. Ker, «State-of-the-Art and Energy Management System of Lithium-Ion Batteries in Electric Vehicle Applications: Issues and Recommendations,» vol. 6, 2018.
- [51] N. Omar, G. Mulder y M. Daowd, «Assessment of performance of lithium iron phosphate oxide, nickel manganese cobalt oxide and nickel cobalt aluminum oxide based cells for using in plug-in battery electric vehicle applications,» 2011.
- [52] T. Nemeth, P. Schröer, M. Kuipers y D. UweSauer, «Lithium titanate oxide battery cells for high-power automotive applications – Electro-thermal properties, aging behavior and cost considerations,» *Energy Storage*, vol. 31, 2020.
- [53] B. Lawson, «Electropaedia,» Woodbank Communications Ltd, [En línea]. Available: <https://www.mpoweruk.com/lithiumS.htm>.
- [54] M. Yoshinari, S. Tsuyoshi, N. Takamasa, F. N. Yusaku, U. Takeshi, O. Chikaaki, I. Yuichi y T. Yoji, «Factors affecting cycling life of $\text{LiNi}_0.8\text{Co}_0.15\text{Al}_0.05\text{O}_2$ for lithium-ion batteries,» *Journals of Material Chemistry A*, vol. 21, 2016.
- [55] Mundo, Redacción BBC News, «Nobel de Química para los creadores de las baterías de iones de litio que están omnipresentes en nuestra vida,» 9 Octubre 2019. [En línea]. Available: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-49984510>. [Último acceso: Octubre 2022].
- [56] J. Newman y K. Thomas-Aleya, *Electrochemical Systems* third edition, New Jersey, 2004.
- [57] I. Mártil, «Baterías de iones de litio, ¿cómo son?,» 2019. [En línea]. Available: <https://blogs.cdecomunicacion.es/ignacio/2019/01/11/como-son-las-baterias-de-ion-litio/>. [Último acceso: Octubre 2022].

- [58] J. Solar, «Ficha técnica panel monocristalino PERC,» [En línea]. Available: <https://autosolar.es/pdf/JaSolar-M72S20-MR440-465W.pdf>. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [59] J. Alonso del Valle, J. Viera, M. González, D. Anseán, V. M. García y C. Blanco Viejo, «Sistemas de almacenamiento masivo de energía con baterías (BESS): Estado actual y tendencias del futuro.,» 2019, pp. 326-331.