



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Análisis tecno-económico de la implantación de almacenamiento energético por medio de baterías en proyectos fotovoltaicos. Simulación y optimización.

Techno-economic analysis of the implementation of energy storage through batteries in photovoltaic projects. Simulation and optimization.

Autor

Marcos Adán Laguna

Director

Rodolfo Dufo López

Programa conjunto en Máster Universitario en Ingeniería Industrial-Máster
Universitario en Energías Renovables y Eficiencia Energética

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
2024

RESUMEN

Este Trabajo de Fin de Máster pertenece al ámbito de las energías renovables, concretamente a la integración de las mismas con sistemas de almacenamiento. Ante el gran despliegue de solar fotovoltaica y eólica de los últimos años en el territorio ibérico, surgen una serie de necesidades que pueden encontrar solución en el almacenamiento energético, siendo la opción más prometedora las baterías. Sin embargo, el carácter innovador de estos proyectos viene acompañado de la incógnita de su rentabilidad. El presente trabajo pretende dar respuesta a esta cuestión. Para ello, se lleva a cabo un análisis del estado actual de las baterías en materia de tecnología y costes que se toman como *inputs* para la creación de tres escenarios. Por medio de un software de simulación desarrollado por investigadores de la Universidad de Zaragoza se optimizan los sistemas y operativa de los mismos en cada uno de ellos. El análisis de sensibilidad y el estudio de los resultados hallados permite dar respuesta a la decisión final de inversión de los casos presentados, sirviendo como base a futuras actualizaciones y desarrollos. Si bien los resultados concluyen la no rentabilidad actual de estos proyectos, disminuciones en los costes de las baterías y/o aumentos en la diferencia diaria de precios máximo – mínimo dan lugar a situaciones en las que la inversión sí que está justificada.

ABSTRACT

This Master's Thesis belongs to the field of renewable energies, specifically to the integration of renewable energies with storage systems. Given the large deployment of solar photovoltaic and wind power in recent years in the Iberian Peninsula, a series of needs have arisen that can find a solution in energy storage, the most promising option being batteries. However, the innovative nature of these projects is accompanied by the question of their profitability. This project aims to provide an answer to this question. To this end, an analysis of the current state of batteries technology and costs is carried out, which are taken as inputs for the creation of three scenarios. Using simulation software developed by researchers at the University of Zaragoza, the systems and their operation are optimised in each scenario. The sensitivity analysis and the study of the results found allow a response to be given to the final investment decision of the cases presented, serving as a basis for future updates and developments. Although the results conclude that these projects are not currently profitable, decreases in battery costs and/or increases in the daily difference between maximum and minimum prices give rise to situations in which the investment is justified.

Índice general

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Antecedentes y contexto	1
1.2. Motivación y objetivos.....	3
1.3. Planificación.....	4
1.4. Herramientas	4
2. ESTADO DEL ARTE.....	6
2.1. Tecnologías de almacenamiento	6
2.2. Modelado de la operativa de baterías en arbitraje energético	8
2.3. Envejecimiento de baterías ion Li.....	9
2.4. Rentabilidad actual del arbitraje mediante baterías	9
3. COSTES EN PROYECTOS BESS	12
3.1. Capital Expenditures (CAPEX)	13
3.2. Operational Expenditures (OPEX)	14
3.3. Proyecciones futuras	15
4. CASOS DE ESTUDIO	17
4.1. Software MHOGA	17
4.2. Algoritmo de arbitraje. Método de las 3 variables.....	18
4.3. Inputs simulación	20
4.4. Escenarios de simulación.....	26
4.5. Métricas de análisis.....	26
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	28
5.1. Escenario 1. Hibridación	28
5.2. Escenario 2. Stand Alone.....	32
5.3. Escenario 3. Hibridación con PV sobredimensionado	34
6. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS.....	37
6.1. Conclusiones	37
6.2. Líneas futuras	39

Índice de figuras

FIGURA 1: EVOLUCIÓN DEL MIX DE POTENCIA INSTALADA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL ESPAÑOL.	2
FIGURA 2: PERFIL DE PRECIOS MEDIO DEL MERCADO DIARIO ESPAÑOL - EVOLUCIÓN A LO LARGO DE LOS AÑOS.	2
FIGURA 3: EVOLUCIÓN DEL SPREAD (DIFERENCIA DE PRECIO MÁXIMO – MÍNIMO DIARIO) DEL MERCADO DIARIO ESPAÑOL.	3
FIGURA 4: DIAGRAMA DE GANTT DE LA PLANIFICACIÓN DE ACTIVIDADES DEL PROYECTO.	4
FIGURA 5: RANGO DE DURACIONES MÍNIMAS DE DESCARGA (RELACIONES ENERGÍA-POTENCIA) PARA PROYECTOS OPERATIVOS DE ALMACENAMIENTO EN EEUU UTILIZANDO DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.	7
FIGURA 6: APLICACIONES DE LAS BATERÍAS EN LAS DISTINTAS DIMENSIONES DE UBICACIÓN EN RED Y DE TIPO DE SERVICIO.	7
FIGURA 7: SIMULACIÓN DE EVOLUCIÓN DE INGRESOS PARA BESS 2H EN ESPAÑA.	10
FIGURA 8: CADENA DE VALOR PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.	13
FIGURA 9: DESGLOSE DE COSTES DE UN PROYECTO DE ALMACENAMIENTO.	13
FIGURA 10: CURVAS DE EXPERIENCIA PARA LAS TECNOLOGÍAS DE ION LITIO. PRECIOS EN 2020 USD POR CAPACIDAD NOMINAL.	15
FIGURA 11: PROYECCIONES DE CRECIMIENTO DEL MERCADO PARA SISTEMAS DE ION LITIO A UTILITY-SCALE.	15
FIGURA 12: PROYECCIONES DE COSTE PARA DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO A LO LARGO DEL TIEMPO.	16
FIGURA 13: EJEMPLO DE LA OPERATIVA POR MEDIO DEL ALGORITMO DE 3 VARIABLES A LO LARGO DE 2 DÍAS.	19
FIGURA 14: EJEMPLO DE OPERATIVA EN SIMULACIÓN MHOGA.	20
FIGURA 15: ESQUEMA GLOBAL DE LA INSTALACIÓN OBJETO DE ESTUDIO.	20
FIGURA 16: EVOLUCIÓN DEL SPREAD DIARIO DE PRECIOS EN EL AÑO 2023 EN ESPAÑA.	21
FIGURA 17: EFICIENCIA DEL INVERSOR PV SIMULACIÓN.	24
FIGURA 18: ENVEJECIMIENTO DE BATERÍAS EN SIMULACIÓN POR CALENDARIO.	25
FIGURA 19: EFICIENCIA DEL INVERSOR DE LA SIMULACIÓN.	25
FIGURA 20: APORTE AL VAN DE LA HIBRIDACIÓN CON BESS PARA LOS DISTINTOS ESCENARIOS DE PRECIOS Y CAPEX.	30
FIGURA 21: INCREMENTO PORCENTUAL DEL VAN CON LA REDUCCIÓN DE CAPEX DE BESS PARA LAS DISTINTAS VARIANTES DE PRECIOS EN EL ESCENARIO HIBRIDADO.	30
FIGURA 22: VAN DE PROYECTOS DE STAND ALONE PARA DISTINTAS VARIANTES DE PRECIOS Y CAPEX DE BATERÍAS.	33
FIGURA 23: INCREMENTO PORCENTUAL DEL VAN CON LA REDUCCIÓN DE CAPEX DE BESS PARA LAS DISTINTAS VARIANTES DE PRECIOS EN EL ESCENARIO STAND ALONE.	33
FIGURA 24: APORTACIÓN AL VAN DE LA HIBRIDACIÓN CON BESS PARA LAS DISTINTAS VARIANTES DE PRECIOS Y CAPEX EN EL ESCENARIO DE HIBRIDACIÓN CON PV SOBREDIMENSIONADO.	35
FIGURA 25: INCREMENTO PORCENTUAL DEL VAN CON LA REDUCCIÓN DE CAPEX DE BESS PARA LAS DISTINTAS VARIANTES DE PRECIOS EN EL ESCENARIO HIBRIDADO CON SOBREDIMENSIONAMIENTO PV.	36

Índice de tablas

TABLA 1: COSTE OPERACIONALES & % OPEX/CAPEX DE PROYECTOS BESS DE TECNOLOGÍA ION LITIO.	14
TABLA 2: METADATOS SPREADS ESCENARIOS DE SIMULACIÓN.	22
TABLA 3: HORAS SOLARES POR COMUNIDAD AUTÓNOMA.	22
TABLA 4: METADATOS DE LA IRRADIACIÓN EMPLEADA EN LAS SIMULACIONES CON MHOGA.....	22
TABLA 5: CARACTERÍSTICAS MÓDULOS PV SIMULACIÓN.	24
TABLA 6: CARACTERÍSTICAS DE LAS BATERÍAS SIMULACIÓN.	24
TABLA 7: RESUMEN DE ESCENARIOS DE SIMULACIÓN.	26
TABLA 8: VARIANTES DE SIMULACIÓN.	26
TABLA 9: CONDICIONES DE SIMULACIÓN ESCENARIO HIBRIDACIÓN.	29
TABLA 10: METADATOS SIMULACIÓN CASO HIBRIDACIÓN.	29
TABLA 11: RESUMEN DE RESULTADOS – SIMULACIÓN HIBRIDACIÓN.	29
TABLA 12: ANÁLISIS ENERGÉTICO PARA LAS MEJORES SOLUCIONES HIBRIDADES CON CAPEX 25% Y DISTINTOS ESCENARIOS DE PRECIOS.	31
TABLA 13: ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LA SOLUCIÓN HIBRIDADO CON 1x1x5 MWh Y DISTINTOS ESCENARIOS DE PRECIOS.....	31
TABLA 14: CONDICIONES DE SIMULACIÓN ESCENARIO STAND ALONE.....	32
TABLA 15: METADATOS SIMULACIÓN CASO STAND ALONE.....	32
TABLA 16: RESUMEN DE RESULTADOS – SIMULACIÓN STAND ALONE.	32
TABLA 17: ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LA SOLUCIÓN STAND ALONE CON 1x3x10 MWh Y DISTINTOS ESCENARIOS DE PRECIOS.....	33
TABLA 18: METADATOS SIMULACIÓN CASO HIBRIDACIÓN CON SOBREDIMENSIONAMIENTO PV.	34
TABLA 19: CONDICIONES DE SIMULACIÓN ESCENARIO HIBRIDADO CON SOBREDIMENSIONAMIENTO PV.	34
TABLA 20: RESUMEN DE RESULTADOS – SIMULACIÓN HIBRIDACIÓN CON SOBREDIMENSIONAMIENTO PV.....	35
TABLA 21: ANÁLISIS ENERGÉTICO PARA LAS MEJORES SOLUCIONES HIBRIDADES (1x2x20) CON CAPEX 25% Y DISTINTOS ESCENARIOS DE PRECIOS.	36

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes y contexto

La generación y suministro de una energía asequible y no contaminante es uno de los grandes objetivos de la actualidad, así queda recogido en los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas (Objetivo 7).

Bajo esta premisa se han amparado multitud de directivas que han impulsado el despliegue de energías renovables en España, modificándose el mix energético hacia una generación más sostenible (Figura 1).

Ante este desarrollo, el sistema eléctrico actual enfrenta una serie de retos tanto de carácter técnico como económico que deben ser superados y para los cuales se requieren soluciones innovadoras.

Por un lado, el carácter intermitente y no controlable de las energías renovables conlleva riesgos en la estabilidad y confiabilidad del sistema [1], [2]. El progresivo desmantelamiento de centrales de carbón, la hoja de ruta del gobierno relativo al cierre de centrales nucleares recogido en el “Séptimo Plan General de Residuos Radiactivos” y las previsiones de abandono de los ciclos combinados obliga al empleo de tecnologías que doten de mayor flexibilidad a la generación renovable. Así lo recogió Red Eléctrica en su Análisis Nacional de Cobertura (NRAA), donde

identificaba riesgos futuros de cobertura por encima de los estándares de fiabilidad [3].

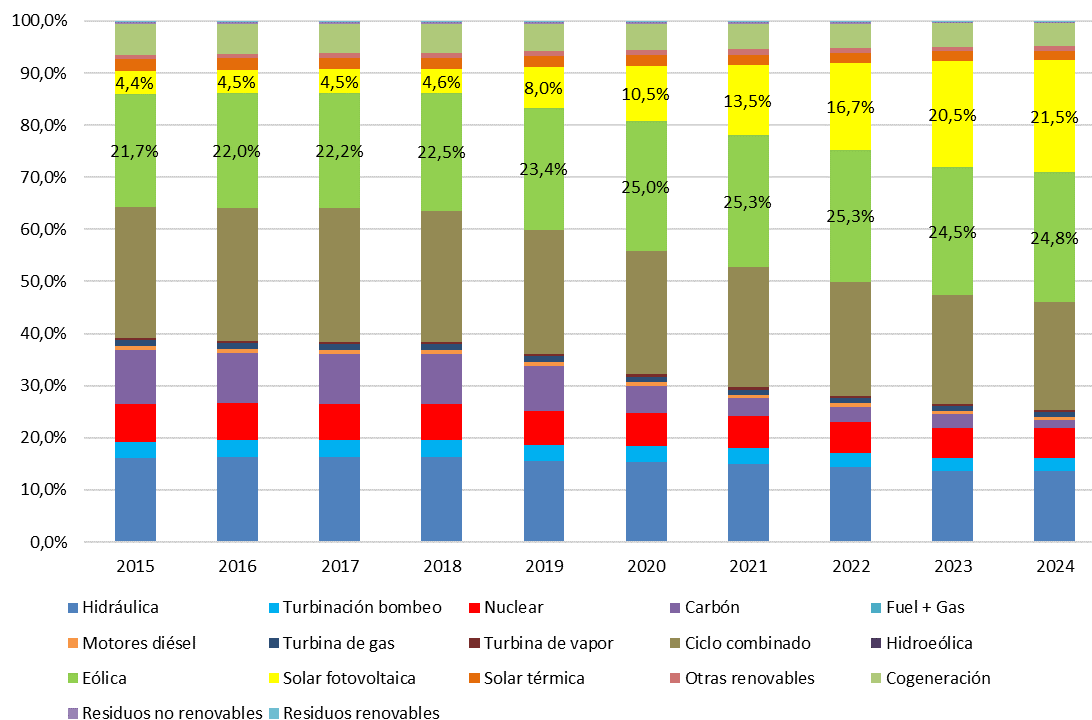


Figura 1: Evolución del mix de potencia instalada en el Sistema Eléctrico Nacional Español.

Fuente: elaboración propia (datos REData)

Por otro lado, el mercado ha experimentado una variación en su dinámica que afecta a productores disminuyendo sus rentabilidades. Fenómenos como la *canibalización fotovoltaica*, por el cual el gran incremento de potencia fotovoltaica instalada y su generación en las mismas horas da lugar a la caída de precios en dichas horas (Figura 2), deriva en bajos apuntamientos de las plantas, es decir, bajos precios capturados respecto al precio del mercado a lo largo del día [4].

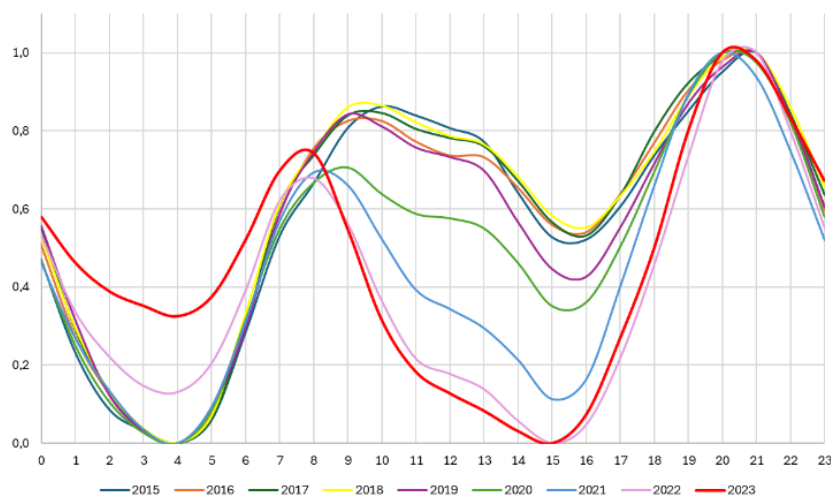


Figura 2: Perfil de precios medio del mercado diario español - Evolución a lo largo de los años.

Fuente: elaboración propia (datos REData)

Se ha visto un incremento en la frecuencia de precios negativos [5] y han aumentado las diferencias de precio máximo-mínimo diarias (*spreads*) (Figura 3), así como una mayor relevancia de los mercados de servicios auxiliares consecuencia de la disminución de precios del mercado diario [6], [7].

Ante esta coyuntura, el almacenamiento energético se plantea como la principal de las soluciones, estableciéndose objetivos nacionales de despliegue como los recogidos en la *Estrategia de Almacenamiento Energético* o el *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*. No obstante, se trata de elevadas inversiones de capital con operativas todavía incipientes y cuya rentabilidad no está probada.

En este contexto se desarrolla el presente trabajo, que trata de plantear el escenario eléctrico ibérico, centrándose en la hibridación de plantas fotovoltaicas con baterías, y dar respuesta a una posible decisión final de inversión.

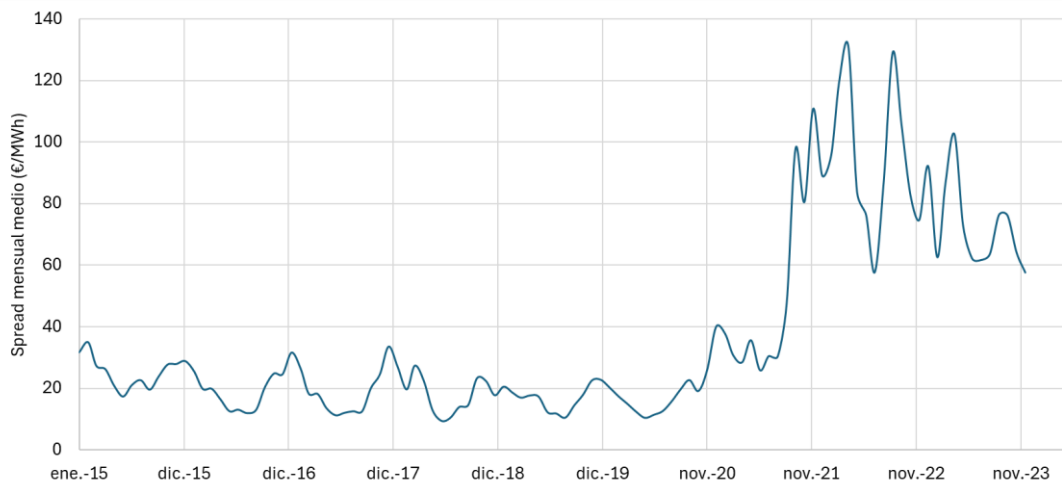


Figura 3: Evolución del spread (diferencia de precio máximo – mínimo diario) del mercado diario español. Se muestra el promedio mensual de los spreads diarios a lo largo de los años.
Fuente: elaboración propia (datos REData)

1.2. Motivación y objetivos

La motivación que impulsa el desarrollo de este trabajo es la de disminuir la incertidumbre acerca de las soluciones de hibridación de plantas fotovoltaicas con baterías y poder dar respuesta a la incógnita de la rentabilidad de la inversión. La constante evolución de la técnica y costes justifica un análisis actualizado.

Se pretende profundizar en el mercado eléctrico español de manera que se concrete el caso de estudio y pueda servir de base para las plantas instaladas en el territorio nacional.

El alcance desglosado del trabajo está comprendido por lo siguiente:

- Estudio del arte concerniente a la hibridación de instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento energético. Se divide en lo relativo a las características de las tecnologías de almacenamiento, así como la operativa actual de arbitraje de energía y los análisis de rentabilidad llevados a cabo.
- Análisis de costes de baterías y evolución de estos desde los históricos hasta escenarios futuros.
- Creación de los escenarios con los datos hallados, simulación y optimización por medio del software MHOGA de la hibridación y operativa.
- Análisis de sensibilidad y estudio de los resultados. Valoración de la rentabilidad de la inversión.

1.3. Planificación

A continuación, se presenta la planificación del proyecto, la cual abarca desde la formación en el tema de estudio hasta la redacción de la memoria final. Se extiende en un periodo de 119 días, desglosado según se indica en el diagrama de Gantt (Figura 4).



Figura 4: Diagrama de Gantt de la planificación de actividades del proyecto.
Fuente: elaboración propia.

1.4. Herramientas

La simulación y optimización de escenarios de hibridación se lleva a cabo por medio del software MHOGA, desarrollado en C++ por investigadores de la Universidad de Zaragoza en colaboración con Sisener Ingenieros (<https://ihoga.unizar.es/>). Este software presenta ventajas como el empleo de algoritmos genéticos que disminuyen el tiempo de cómputo. En el capítulo 5 se profundiza en el mismo.

Adicionalmente se simula la producción energética por medio de PVSyst. No obstante, debido a la reducida diferencia con MHOGA y por facilidad, se opta por los valores de este último.

La revisión bibliográfica se lleva a cabo principalmente por medio de la plataforma *Science Direct*, la cual recoge las publicaciones de la editorial científico-académica *Elsevier*. Se trata de una de las principales editoriales de este ámbito y reconocido prestigio.

Adicionalmente se hace empleo de herramientas de ofimática para el tratamiento de datos, análisis de resultados y elaboración de informes.

Capítulo 2

ESTADO DEL ARTE

En los últimos años, se ha incrementado notablemente el interés en las tecnologías de almacenamiento motivado por el efecto que el despliegue de energías renovables ha tenido en el sector eléctrico, tanto desde un punto de vista técnico [2] , [8] como a nivel de mercado.

La variación en la dinámica de precios ha originado una búsqueda de una solución que permita un mayor control del despacho de energía que evite la caída de rentabilidades de las plantas existentes, así como dote de mayor estabilidad y seguridad a la red.

Este análisis del estado del arte se centra en la identificación del tipo de tecnología óptima, el modelado de la operativa de la misma así como sus variables condicionantes y los análisis actuales de rentabilidad de estos sistemas.

2.1. Tecnologías de almacenamiento

En relación a la tecnología se pueden clasificar en base a distintos criterios. Desde el punto de vista de sus características técnicas la primera clasificación diferencia por su forma de almacenar la energía: químicas, térmicas, mecánicas y eléctricas; así como el tipo de reacción que ocurre: electroquímicas. No obstante, considerando la aplicación de las mismas, se pueden clasificar por la capacidad y la duración de descarga que pueden llevar a cabo [9].

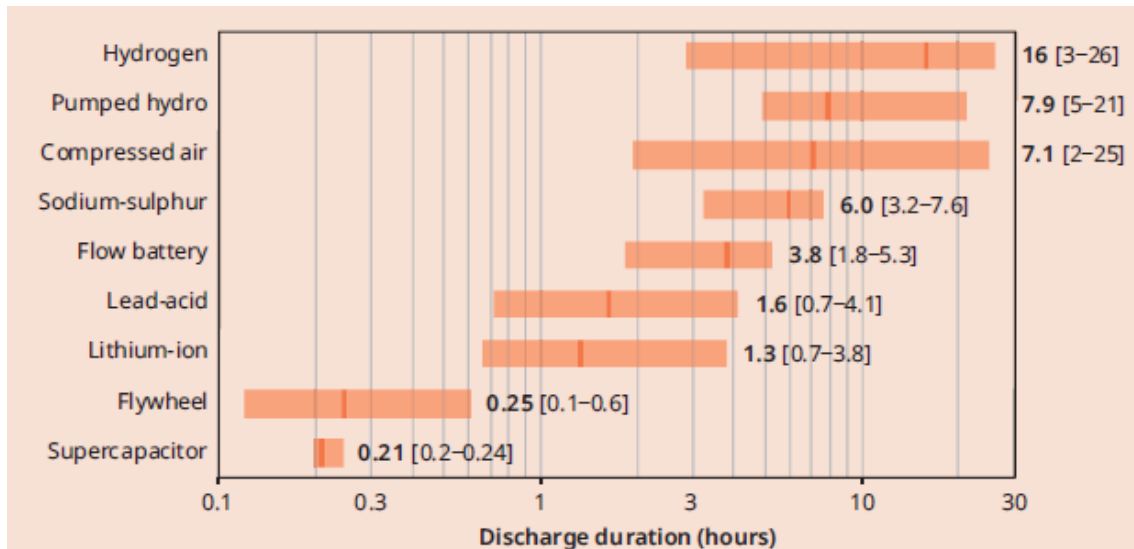


Figura 5: Rango de duraciones mínimas de descarga (relaciones energía-potencia) para proyectos operativos de almacenamiento en EEUU utilizando diferentes tecnologías de almacenamiento de energía.

Fuente [6]

Para aplicaciones de corta a media duración (1h – 4h) el bombeo hidroeléctrico y las baterías de ion Litio son las tecnologías predominantes, con unas previsiones de cota de mercado todavía mayores [9]. En especial, el almacenamiento por baterías de ion Litio presenta ventajas (alta densidad energética $\sim 450 \text{ kWh/m}^3$, alta eficiencia, modularidad, respuesta rápida $< 1\text{s}$, evolución positiva de costes) que la hacen muy competitiva en múltiples operativas [10].

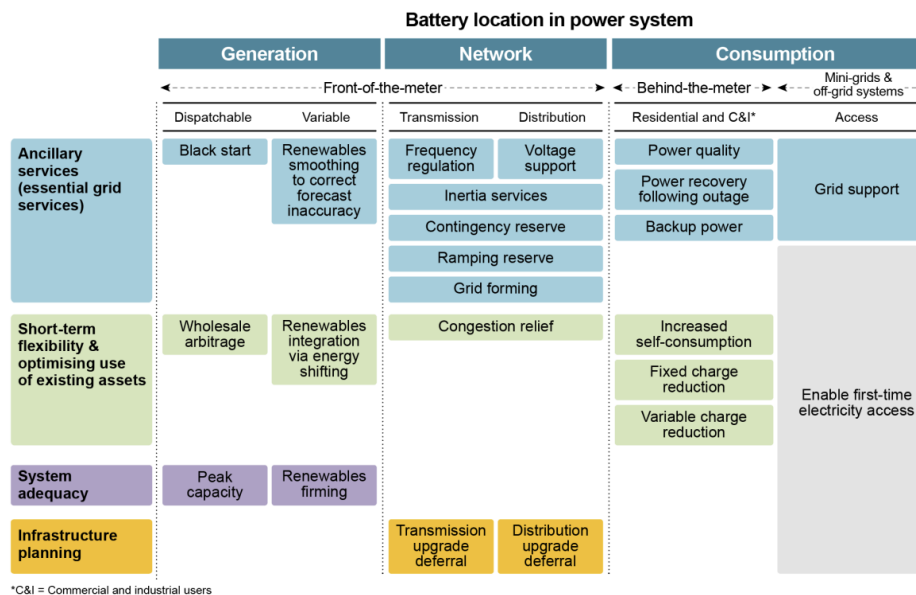


Figura 6: Aplicaciones de las baterías en las distintas dimensiones de ubicación en red y de tipo de servicio.

Fuente [7]

Esta preferencia de las baterías sobre otras tecnologías, que se aprecia en el elevado despliegue de las mismas, sumando a la reducción constante de costes

explicada en el capítulo 3, motivan el empleo de esta tecnología en el presente trabajo.

2.2. Modelado de la operativa de baterías en arbitraje energético

Seleccionada la tecnología, se analiza el estado de la técnica relativo al modelado de la operativa del arbitraje.

El arbitraje se puede definir como las *estrategias de comercio de energía dentro de un entorno del mercado eléctrico, con el objetivo de comprar energía de la red a bajo precio y venderla de nuevo a la red a un precio significativamente más alto que puede producir valor, considerando también las pérdidas por conversión de energía durante la operación del sistema* [11].

Los modelos actuales que determinan la estrategia (*schedulling*) se dividen en aproximaciones de solución exacta, modelos heurísticos y metaheurísticos [12]:

- Aproximaciones de soluciones exactas: la mayoría de modelados utilizan este método [13]. Se trata de algoritmos capaces de encontrar la solución óptima a un problema de optimización. Entre ellos, son comunes los algoritmos de programación lineal de enteros mixtos (MILP), es el caso de [14] y [15]. El principal problema que presentan es el elevado coste computacional, así como la pérdida de precisión por la linealización del modelo de simulación.
- Modelos heurísticos: se trata de métodos como lógica difusa, aprendizaje reforzado o métodos de gradiente que permite la obtención de la solución con mayor velocidad. Presentan el problema de poder quedarse en mínimos locales.
- Modelos metaheurísticos: la principal diferencia con el anterior es la posibilidad de un empeoramiento gradual que permite evitar mínimos locales. Es el caso de los algoritmos genéticos.

Por otro lado, existen distintas aproximaciones a esta optimización. Algunos autores consideran necesario contar con los precios reales de mercado en una previsión perfecta (*perfect foresight*) que elimine del análisis la pérdida de ingresos ocasionada por una incorrecta previsión, [15], mientras que otros plantean previsiones con el objetivo de simular la operativa real [16].

Además, también se diferencian los autores que tienen en consideración los cambios que las propias instalaciones generan en los precios del mercado (*Price-maker*) frente a los que no (*Price-taker*) [15].

En el presente trabajo se estudia mediante *perfect foresight* y *Price-taker*, haciendo uso tanto de modelos enumerativos como de algoritmos genéticos en aquellas situaciones en que el tiempo de cómputo es excesivo.

2.3. Envejecimiento de baterías ion Li

Un factor determinante en la rentabilidad de los proyectos de almacenamiento es el tiempo de vida de la batería. El envejecimiento de las mismas juega un papel fundamental y condiciona su operativa.

Los principales mecanismos por los que se degradan las baterías son la pérdida de inventario de litio (LLI), las pérdidas de material activo en ánodo y cátodo (LAM_{NE} / LAM_{PE}) y el aumento de la resistencia. El estudio de estos fenómenos demuestra la dependencia de los mismos con factores tanto operacionales como el propio paso del tiempo [17], motivo por el cual se consideran tanto envejecimiento por calendario como por operación (*calendar aging – cycling aging*).

Así, a nivel operacional influyen los ciclos completos equivalentes (FEC), la temperatura de operación, las ratios carga-descarga (C_{RATE}), el estado de carga medio (SOC), la tensión mínima y máxima admisible y la profundidad de descarga (DOD); mientras que factores externos como el paso del tiempo, la temperatura y el estado de carga también afectan. Los modelos de degradación actuales se dividen en aquellos que son empíricos, semi empíricos y físico químicos. [16]

Algunos autores integran el envejecimiento como una variable dentro del problema de optimización del arbitraje, bien por medio de reglas externas o incluyéndolo en la propia optimización. En el último caso incluyen en la función objetivo parámetros técnicos o, en mayor medida, parámetros económicos como los costes de operación por ciclado. Así, la operación queda condicionada a que el beneficio de la misma sea superior al coste por degradación de esta [16].

Otros autores mantienen el envejecimiento como variables exógenas fuera de la optimización [18].

No obstante, existe consenso en la relevancia de su consideración para el análisis de rentabilidad.

2.4. Rentabilidad actual del arbitraje mediante baterías

Relativo a la rentabilidad de las instalaciones de almacenamiento y los mecanismos de ingresos de las mismas, parece haber consenso en la necesidad actual de la participación tanto en el mercado diario como en mercados de servicios auxiliares con el objetivo de aumentar las fuentes de ingresos, en la

operativa conocida como *revenue stacking* [19] , [14] , [20]. A pesar de la complejidad de la operación, se demuestra la compatibilidad de los mercados [21].

En el caso de España, si bien se identifican los mercados de servicios auxiliares como un entorno en el que las baterías pueden capturar elevados precios y conseguir ingresos, especialmente la banda secundaria, se trata de mercados de volumen limitado y fijo al ser establecidos conforme la demanda. Esto se traducirá en una disminución de ingresos por instalación conforme el número de instalaciones participantes vaya aumentando, en el efecto conocido como canibalización. Por otro lado, la falta de retribución de mecanismos como la regulación primaria hacen de esta fuente de ingresos algo menos relevante a largo plazo. La siguiente gráfica refuerza esta previsión, resultado de la simulación de ingresos de la Asociación Empresarial de Pilas, Baterías y Almacenamiento Energético (AEPIBAL).

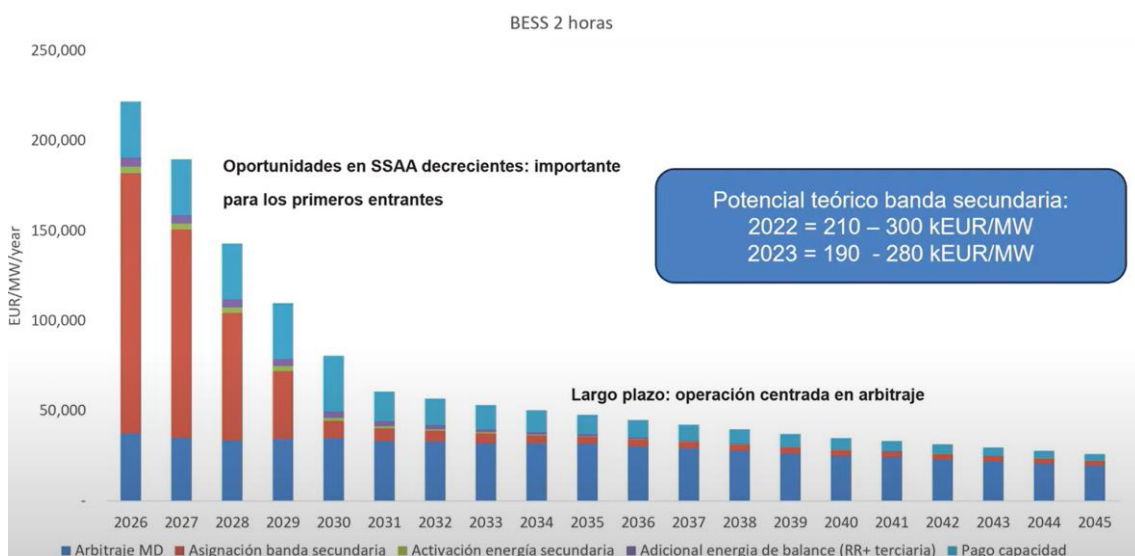


Figura 7: Simulación de evolución de ingresos para BESS 2h en España.
Fuente: AEPIBAL 2024

Es por este motivo por el que el análisis de esos ingresos queda fuera del alcance de este trabajo, centrándose en el arbitraje puro en el mercado diario. Esta aproximación se encuentra en otros estudios de reciente publicación.

En [22] , se lleva a cabo este análisis haciendo uso de 7 años de datos de 22 mercados europeos. Para ello se hace un modelado matemático implementado en RStudio en el que se calculan los beneficios obtenidos por cada ciclado (*operating profits*) considerando ciclos completos de 4h de capacidad. En el caso de España se observa que, a pesar de presentar elevados precios medios y máximos en el mercado mayorista, la volatilidad intradiaria no es suficiente para la rentabilidad del

ciclado de las baterías, dando lugar a tan solo 58 ciclos anuales, muy por debajo de otros mercados como el de UK con 300.

Tras un análisis de sensibilidad considerando inversión inicial, tasa de descuento y tiempos de descarga de la batería, determina el VAN positivo de algunos mercados. No es el caso de España, que incluso con una reducción del 70% en CAPEX mantiene un VAN negativo.

Es importe destacar que la operativa óptima puede requerir ciclados parciales y de menor duración, por lo que se considera necesario un mayor análisis.

La mayoría de estudios analizados concluyen en una rentabilidad negativa de los proyectos de almacenamiento para arbitraje [22], [23], [11], [24]. Autores como [23] determinan el coste necesario (*break-even cost*) que justificaría esta inversión, siendo de 93 \$/kWh si dura 10 años hasta reemplazo y de 165\$/kWh si se extiende hasta 20 (análisis en el mercado de California).

No obstante, la rápida evolución de precios unida al desarrollo tecnológico que permiten una mayor vida de las baterías con mayores eficiencias hace necesaria una actualización periódica de estos análisis. Así lo recogieron en [25], previendo VAN positivos a partir de 2024. Adicionalmente, autores como [11] identifican en mercados con alto despliegue de EERR pero limitada integración europea oportunidades para estos proyectos, siendo este el caso del mercado ibérico por su reducida interconexión con Francia y por lo tanto el resto de Europa.

Capítulo 3

COSTES EN PROYECTOS BESS

Una de las principales variables de estudio en los proyectos de almacenamiento es el coste inicial por su influencia en la rentabilidad de estos. La rápida evolución del mismo exige una constante revisión y actualización de los análisis, con el objetivo de la correcta modelización y toma de decisiones.

Los costes de la parte correspondiente a la instalación fotovoltaica, si bien relevantes, tienen una menor incertidumbre asociada como consecuencia del elevado despliegue y la dilatada trayectoria. Por este motivo no se ahonda en detalle en este capítulo, quedando reflejados directamente en los *inputs* de la simulación.

Así, se recogen en este capítulo los costes relativos al almacenamiento energético diferenciando entre costes iniciales (*CAPEX*), costes de operación y mantenimiento (*OPEX*) y las proyecciones futuras de estos.

3.1. Capital Expenditures (CAPEX)

Los costes asociados a las soluciones de almacenamiento tienden a expresarse en unidades de €/kWh; sin embargo, no todos los componentes escalan directamente con la capacidad energética, (kWh) algunos lo hacen con la potencia (kW), es el caso de los inversores [26]. En este trabajo se utilizará la primera opción siguiendo el común de las publicaciones.

Los costes del sistema en planta se distribuyen en distintos niveles que siguen evoluciones de precio distintas y deben ser tenidas en cuenta. En la Figura 8 se indica la cadena de valor de los sistemas de almacenamiento. En la Figura 9 se recoge el reparto de costes del proyecto. Se observa que el peso de los equipos supone casi la mitad del coste del proyecto, seguido de los costes de *Balance of Plant (BOP)* con un 25%. Con la disminución de costes de los equipos, su peso porcentual disminuirá, cobrando mayor relevancia la hibridación gracias al aprovechamiento de infraestructura presente.

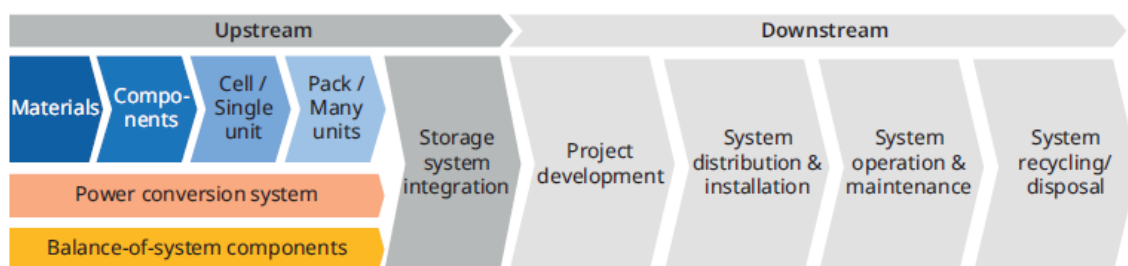


Figura 8: Cadena de Valor para sistemas de almacenamiento de energía.

Fuente [9]

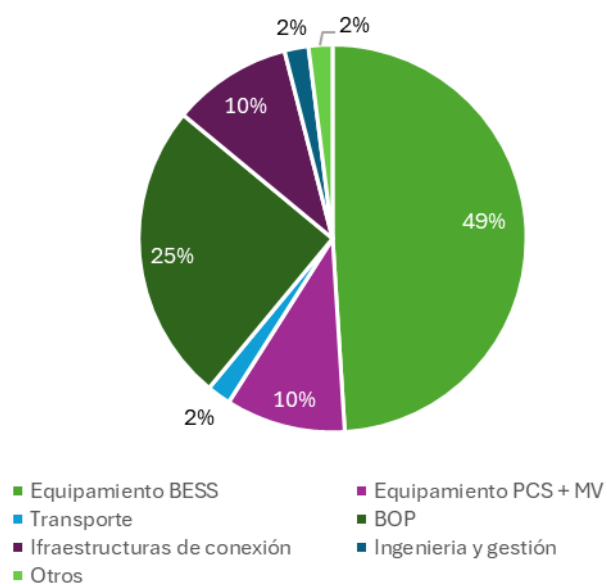


Figura 9: Desglose de costes de un proyecto de almacenamiento.

Fuente: elaboración propia (Datos NREL)

La estimación en términos absolutos del CAPEX varía en la literatura actual, tanto en el alcance del mismo como en su valor. En el presente trabajo se parte de los costes estimados por el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* [27] y su actualización en el *Electricity Annual Technology Baseline (ATB) 2024* por el cual plantean una horquilla de costes de 430 - 550 EUR/kWh para 2h y 360 - 463 para 4h. No obstante, los fabricantes están comenzando a plantear ofertas de BESS bajando hasta los 100 EUR/kWh, dando lugar a CAPEX de 250 - 350 EUR/kWh, por lo que el análisis de sensibilidad es de elevada importancia.

3.2. Operational Expenditures (OPEX)

Los costes operacionales corresponden a aquellos asociados al funcionamiento del equipo a lo largo de su vida útil. No se incluyen, sin embargo, los costes por la compra de energía para el arbitraje.

En un proyecto de almacenamiento energético corresponden a:

- Garantías (pueden incluirse en el CAPEX).
- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.
- Operación y monitorización.

En algunos análisis se incluyen como costes operacionales la repotenciación necesaria para mantener el 100% de capacidad de las baterías hasta el final del proyecto. Es el caso del análisis de NREL [27]. En este estudio ese coste no se incluye como *OPEX* al tratarse de una inversión puntual y no periódica, a diferencia del resto de costes considerados.

En la Tabla 1 se recogen los valores de *OPEX* para distintas potencias y duraciones correspondientes a la *Energy Storage Cost and Performance Database* del *Pacific Northwest National Laboratory (PNNL)* [28].

Costes operacionales fijos [€/kW-año]							
Potencia [MW] \ Duración [h]	2	4	6	8	10	24	100
1	2,91 €	5,04 €	6,42 €	8,06 €	9,74 €	21,44 €	83,23 €
10	2,57 €	4,22 €	5,86 €	7,47 €	9,08 €	20,22 €	79,10 €
100	2,35 €	3,93 €	5,48 €	7,02 €	8,58 €	19,17 €	75,27 €
1000	2,18 €	3,67 €	5,18 €	6,64 €	8,09 €	18,20 €	71,65 €

% OPEX ANUAL / CAPEX (DC block + DC BOS + Power Equipment)							
Potencia [MW] \ Duración [h]	2	4	6	8	10	24	100
1	0,38%	0,37%	0,32%	0,31%	0,30%	0,28%	0,27%
10	0,37%	0,34%	0,32%	0,31%	0,30%	0,29%	0,28%
100	0,36%	0,35%	0,33%	0,32%	0,32%	0,31%	0,30%
1000	0,35%	0,34%	0,33%	0,32%	0,32%	0,30%	0,30%

Tabla 1: Coste operacionales & % OPEX/CAPEX de proyectos BESS de tecnología ion Litio.

Fuente: elaboración propia (Datos PNNL [28])

Estos valores se engloban dentro del grupo de estimaciones de bajo coste en [27], siendo la segunda más baja de las nueve consideradas. Otras publicaciones como [29] o [30] consideran valores del 3% y 2,5% respectivamente sobre el CAPEX.

Teniendo en cuenta el conjunto de estimaciones indicadas, así como datos reales de proyectos de 2024 disponibles, se considera en este trabajo unos costes de O&M anuales del 1,5% del CAPEX (considerando el CAPEX asociado a DC Block + DC BOS + Power Equipment).

3.3. Proyecciones futuras

El análisis de rentabilidad presenta una inherente componente temporal que debe ser tomada en cuenta. En entornos poco cambiantes esta puede ser menos relevante, sin embargo, en el sector del almacenamiento su importancia es primaria. Es por este motivo por el que se analiza la previsión de costes de los equipos, la cual influye tanto en futuros reemplazos como en la decisión misma de inversión.

Uno de los mejores métodos para identificar los futuros escenarios es mediante las curvas de experiencia. Estas muestran tendencias de reducción de precios con la capacidad instalada en base a datos históricos (Figura 10). Permiten identificar la tasa de experiencia, es decir, el cambio en el coste del producto conforme se duplica su capacidad instalada. Así, se puede conocer el coste estimado de una tecnología cuando esta llegue a un nivel determinado de despliegue.

Esta curva adquiere un carácter temporal si se combina con las proyecciones de crecimiento del mercado. En el caso del despliegue de tecnologías innovadoras suelen corresponderse con una función sigmoidea (Figura 11).

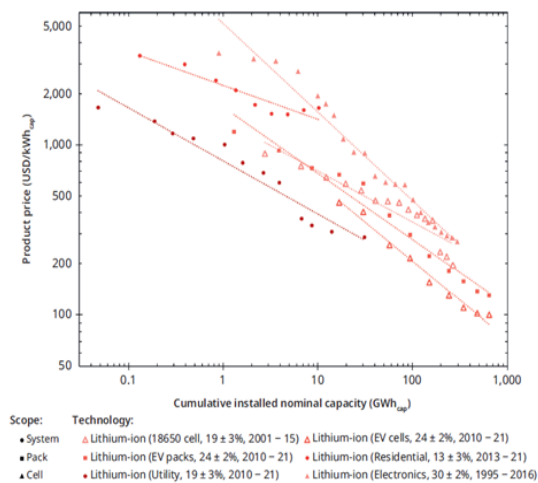


Figura 10: Curvas de experiencia para las tecnologías de Ion Litio. Precios en 2020 USD por capacidad nominal.

Fuente [9].

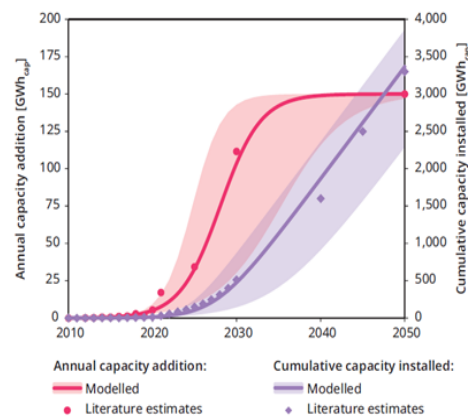


Figura 11: Proyecciones de crecimiento del mercado para sistemas de ion Litio a Utility-scale.

Fuente [9].

Se observa que las tasas de experiencia decrecen conforme se aumenta el alcance considerado (celdas, módulos, sistemas). Una explicación de esto es que la reducción de costes venga originada principalmente por una reducción de costes de fabricación de celdas seguida de la de módulos.

A continuación, se presenta la evolución temporal del coste combinando ambas gráficas en la Figura 12.

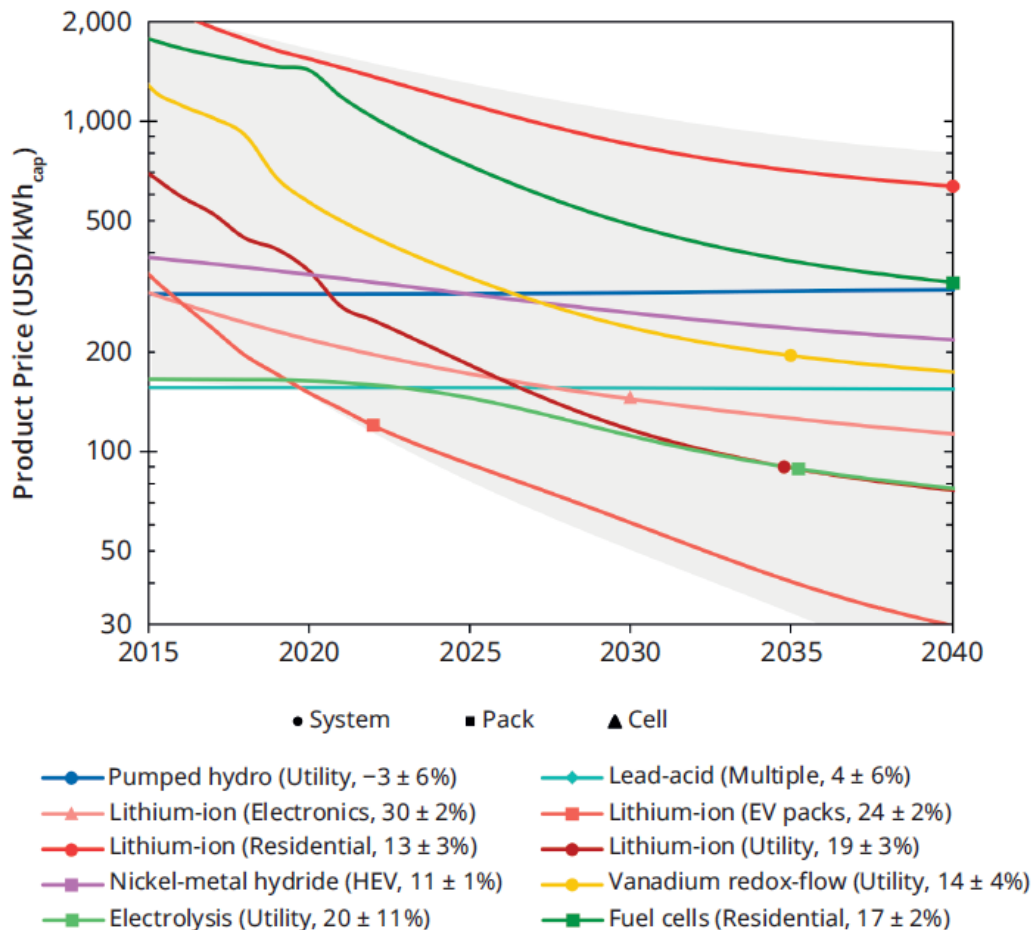


Figura 12: Proyecciones de coste para distintas tecnologías de almacenamiento a lo largo del tiempo.
Fuente [9].

Se observa una elevada tasa de experiencia para los sistemas utility-scale de ion Litio de en torno al 20% que deriva en elevadas reducciones de precios.

La previsión coincide con la llevada a cabo por NREL en [27] , estimando unos precios de los sistemas ion Litio *utility-scale* para 2030 en torno al 55% de los precios actuales.

Capítulo 4

CASOS DE ESTUDIO

En el presente capítulo se lleva a cabo el modelado, simulación y optimización de los casos de estudio analizados. Para ello, se presenta el software empleado, MHOGA, así como el algoritmo de arbitraje y los inputs de la simulación. Posteriormente se identifican las métricas de análisis y los escenarios propuestos.

4.1. Software MHOGA

El software empleado permite modelar sistemas integrados por variedad de componentes de generación (fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica, grupos back-up y H2) tanto en conexión a red como aislados, con posibilidad de cargas e incorporación de baterías.

Los datos necesarios de recurso solar y eólico pueden ser descargados directamente de bases de datos como NASA, PVGIS o Renewable Ninja en función de las coordenadas seleccionadas.

En la definición de los equipos permite un alto nivel de detalle como puede ser con el caso del envejecimiento de las baterías. Existen distintos modelos aplicables para tener en cuenta este fenómeno de elevada importancia.

El software lleva a cabo la optimización de la combinación de equipos en base a la métrica seleccionada, pudiendo ser mono-objetivo o multi-objetivo. Como se explicará más adelante, en este trabajo se considera el valor actual neto del proyecto (VAN) como variable a optimizar. Para ello, en función del tiempo de cómputo requerido y los límites establecidos, ejecuta un método enumerativo con la evaluación de todos los posibles casos o un método basado en algoritmos genéticos, con una elevada reducción de tiempo de simulación.

Para cada combinación de equipos se optimiza a su vez la estrategia de control, de nuevo por medio de método enumerativo o de algoritmos genéticos.

El software permite la simulación multiperiodo, sin embargo, esta supone elevados tiempos de cómputo. Por este motivo se opta por simular el primer año y asumir el resto de los años como idénticos, actualizando los costes e ingresos al momento actual.

4.2. Algoritmo de arbitraje. Método de las 3 variables

El arbitraje energético consiste en la compra-venta de energía en función del precio de la misma y la obtención de un beneficio por el *spread* existente. No obstante, las limitaciones técnicas de capacidad de la batería, potencia y la degradación de la misma hacen necesaria una estrategia que determine la optimización de dicha compra-venta.

Existen distintos métodos para esto, como la determinación de horas fijas de operación o reglas de compra y venta a partir de precios fijos (precio de compra/precio de venta). En este trabajo se hace uso de una metodología más compleja desarrollada en [31] e implementada en MHOGA, el método de las 3 variables.

El ciclado de la batería es rentable solo si la diferencia de precios es mayor que el coste de la operación por el envejecimiento asociado de la batería y las pérdidas energéticas por eficiencia. Así en función de la diferencia de precios se operará o no la batería, estableciéndose unos rangos de precios de compra y de venta.

Esta estrategia viene definida por tres variables:

- X1: mínima diferencia entre el precio máximo y el precio mínimo de la energía en un día de forma que las baterías entren en operación. Se garantiza con esta variable que solo en momentos en que sea rentable se producirá el ciclado.
- X2: porcentaje de la diferencia entre el precio máximo y el precio mínimo del día que se le suma al precio mínimo del día para establecer el intervalo en los que es rentable cargar la batería (compra de energía).
- X3: porcentaje de la diferencia entre el precio máximo y el precio mínimo del día que se le resta al precio máximo del día para establecer el intervalo en los que es rentable descargar la batería (venta de energía).

Estas variables se optimizan de acuerdo a la maximización del VAN.

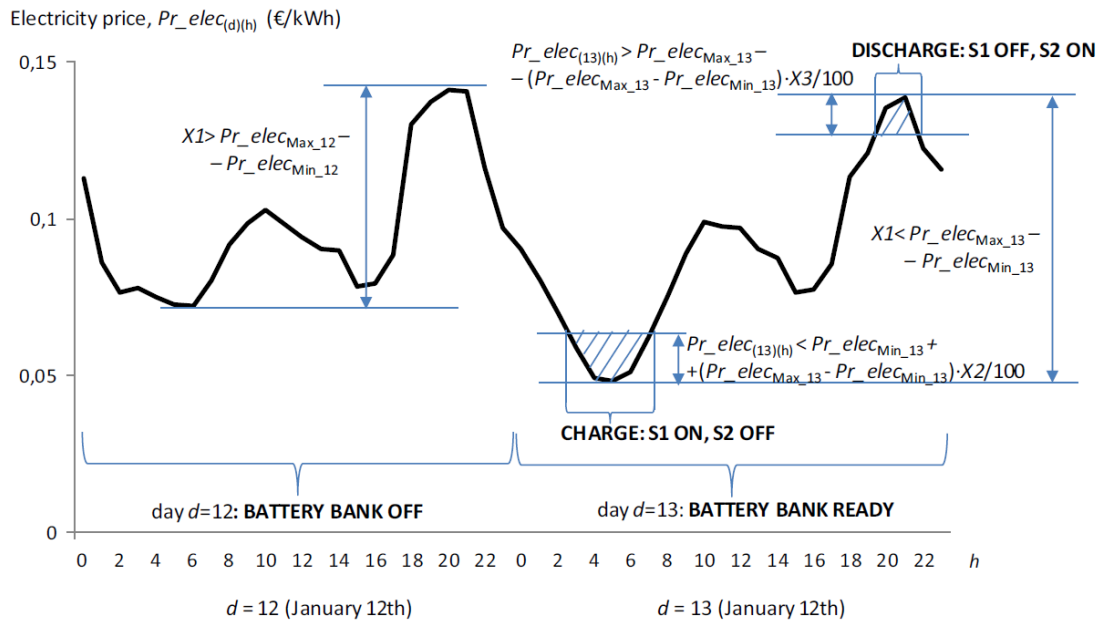


Figura 13: Ejemplo de la operativa por medio del algoritmo de 3 variables a lo largo de 2 días.
Fuente [31].

En la Figura 13 se expone el funcionamiento a lo largo de dos días de operación. Se puede observar que en el día 12 la diferencia de precios (*spread*) es inferior al valor X1, por lo que no se opera. En el 13, en cambio, el *spread* es mayor. Las variables X2 y X3 determinan el intervalo de precios en que se puede cargar y descargar la batería.

Anticipando las simulaciones, se expone en Figura 14 la estrategia de control llevada a cabo por MHOGA en un día concreto en que el *spread* es superior a X1. Se observa cómo se comienza a cargar la batería a las 10:00h, momento en el cual el precio de la energía es inferior a X2. En este caso, al tratarse de hibridación, esa

energía no es comprada sino suministrada por la fotovoltaica. La batería se mantiene sin operar hasta las 19:00, cuando se alcanza X3 y es rentable la venta. De esta forma se consigue desplazar la venta de horas de poco ingreso a otras de uno mayor.

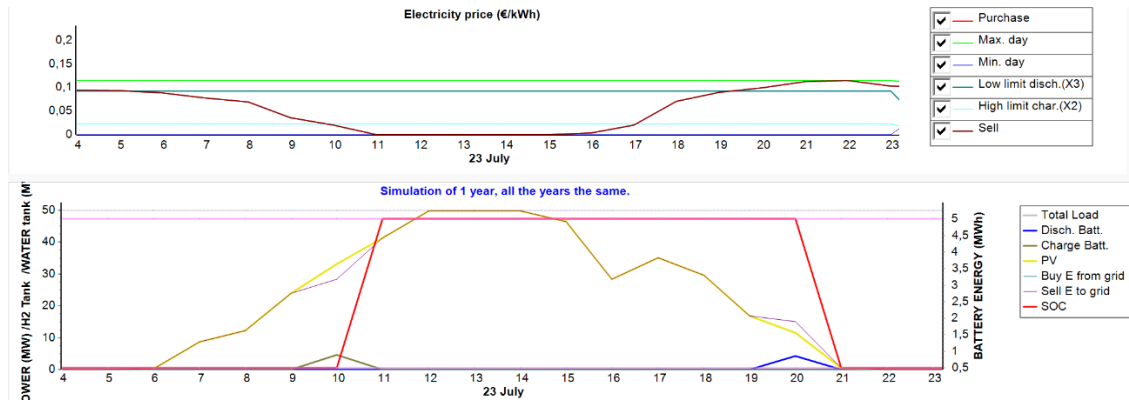


Figura 14: Ejemplo de operativa en simulación MHOGA.
Fuente: elaboración propia mediante MHOGA

4.3. Inputs simulación

En los distintos casos simulados se consideran y varían una serie de inputs. La configuración global, no obstante, se mantiene inalterada entre ellos. En la Figura 15 queda recogido el esquema de la instalación, siguiendo un diseño *AC coupling*.

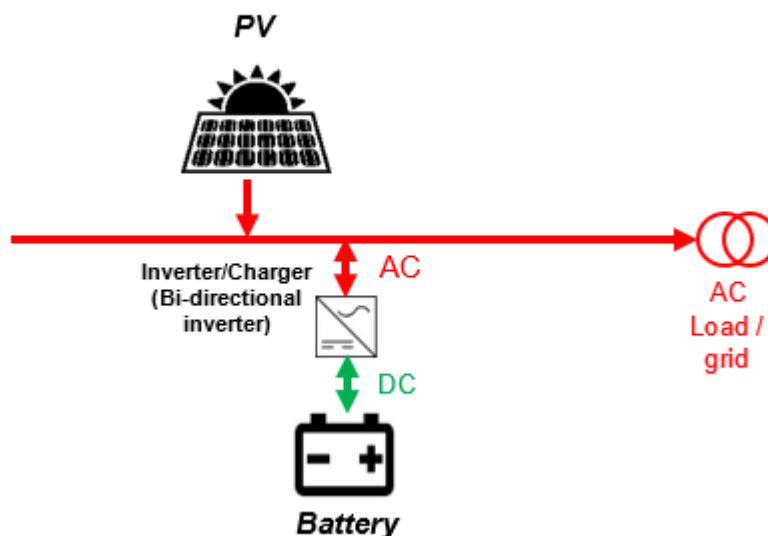


Figura 15: Esquema global de la instalación objeto de estudio.
Fuente: elaboración propia mediante MHOGA

A continuación, se recogen los principales inputs considerados.

4.3.1 Precio de la energía

Una de las variables que más afecta a los proyectos de almacenamiento es el precio de la energía. Los *spreads* diarios determinan tanto la activación de las baterías como el beneficio en dichos ciclos. La incertidumbre respecto a esta variable limita la bancabilidad de los proyectos por el riesgo asociado.

Con el objetivo de plantear un escenario realista, se hace uso del precio del mercado diario (*Day Ahead Market, DAM*) del año 2023 [Fuente REData]. Se opta por este método frente a otros posibles, como la creación de un año sintético de precios resultado de la media de años anteriores, para evitar la adulteración del mercado consecuencia de la pandemia del 2019 y las influencias geopolíticas de Rusia en los precios de la energía. Se considera 2023 como un año de funcionamiento estándar del mercado con el nivel de despliegue de energías renovables cercano al actual.

No obstante, dada la relevancia del mismo y con la perspectiva de una evolución de su dinámica, se plantean otros escenarios. Partiendo de los precios de 2023 y respetando la evolución temporal, se incrementan los *spreads* diarios por medio del tratamiento de dichos datos. Para cada día, se incrementa un porcentaje el precio horario de aquellos valores que estén por encima de la media del día, aumentando así los *spreads* y también la media de precios.

Se plantean 3 escenarios:

- Precio de la energía del año 2023.
- Precio de la energía sintético, con la dinámica de 2023 y coeficiente multiplicativo de 1,125 para valores superiores a la media diaria.
- Precio de la energía sintético, con la dinámica de 2023 y coeficiente multiplicativo de 1,25 para valores superiores a la media diaria.

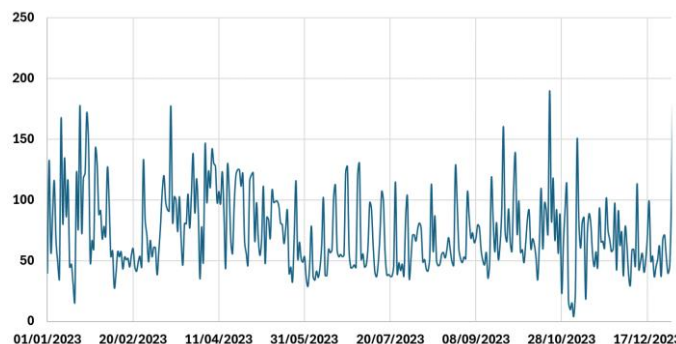


Figura 16: Evolución del spread diario de precios en el año 2023 en España.

Fuente: elaboración propia.

Análisis - 2023		Análisis - Coeficiente x 1,125		Análisis - Coeficiente x 1,25	
Spread mínimo [€/MWh]	4,30	Spread mínimo [€/MWh]	4,84	Spread mínimo [€/MWh]	5,38
Spread máximo [€/MWh]	190,00	Spread máximo [€/MWh]	215,00	Spread máximo [€/MWh]	240,00
Spread medio [€/MWh]	73,28	Spread medio [€/MWh]	89,21	Spread medio [€/MWh]	105,15
Desviación estandar [€/MWh]	31,62	Desviación estandar [€/MWh]	33,58	Desviación estandar [€/MWh]	35,98
Precio medio [€/MWh]	87,10	Precio medio [€/MWh]	93,79	Precio medio [€/MWh]	100,48
Incremento spread medio	0%	Incremento spread medio	22%	Incremento spread medio	43%
Incremento precio medio	0%	Incremento precio medio	8%	Incremento precio medio	15%

Tabla 2: Metadatos spreads escenarios de simulación.

Fuente: elaboración propia.

4.3.2 Irradiación solar – variable geográfica

Uno de los factores que motiva la incorporación de las baterías a plantas fotovoltaicas es su bajo apuntamiento, es decir, el bajo nivel de precios que capturan frente al precio del mercado. Si bien las diferencias de horas solares entre provincias españolas podrían afectar, tras un análisis preliminar se observa que la influencia es mínima. Así, se toma en todas las simulaciones como ubicación la comunidad de Aragón al tratarse del caso medio. Con el objetivo de maximizar la producción, se considera *PV tracking* por medio de eje horizontal.

Comunidad Autónoma	Horas de sol	Hora solar pico	Análisis	
Andalucía	3357	5,94	Base de datos	NASA 2022
Murcia	3348	5,70	Comunidad Autónoma	Aragón
Extremadura	3295	5,72	Latitud	41,651° N
Comunidad Valenciana	3175	5,68	Longitud	0,892° W
Islas Baleares	3040	5,30	Irradiación diaria media (Inclinada)	6,15 kWh/m2
Castilla La Mancha	3014	5,68	Irradiación total anual (Inclinada)	2246,82 kWh/m2
Islas Canarias	2941	5,70	Irradiación total anual-back surface	183,77 kWh/m2
Castilla y León	2936	5,22	Tabla 4: Metadatos de la irradiación empleada en las simulaciones con MHOGA.	
Aragón	2910	5,46		
Galicia	2776	4,45	Fuente: elaboración propia.	
Cataluña	2726	5,18		
La Rioja	2708	4,54		
Madrid	2691	5,74		
Navarra	2285	4,74		
Asturias	1962	3,85		
País Vasco	1916	3,89		
Cantabria	1639	3,97		

Tabla 3: Horas solares por comunidad autónoma.

Fuente: elaboración propia (Datos EU Science Hub).

4.3.3 CAPEX & OPEX

Siguiendo el esquema global de equipos presentado anteriormente, se puede identificar por un lado la parte correspondiente a la instalación fotovoltaica y por otro la correspondiente al almacenamiento.

Con respecto a la primera, está conformada por los equipos principales (módulos, estructura, inversores, centros de transformación...) así como los costes asociados a los trabajos requeridos (eléctricos, civiles, mecánicos), el desarrollo, permisos e ingeniería. A esta parte, la PV, se le imputa un coste total inicial (CAPEX) de 0,80€/Wp y unos costes anuales (OPEX) del 1,25% de este valor. Estos datos provienen de proyectos reales ejecutados en 2023 y siguen la línea del análisis de costes de IRENA (*International Renewable Energy Agency*) recogidos en [32].

Con respecto a la instalación de almacenamiento, los costes han sido desarrollados en el capítulo 4. Se plantea un caso base con un coste total de la instalación BESS de 400 €/MWh, de los cuales el 55% lo asumen las baterías, el 10% el inversor cargador (con un coste de 40.000€/MW) y el restante 35% costes iniciales (asociados a ingeniería, permisos, desarrollo, *Balance of Plant* e infraestructura de conexión).

Esta división entre costes fijos iniciales y costes de equipos no es relevante en el caso de la parte fotovoltaica, puesto que la extensión temporal del proyecto y la duración de los equipos coincide en 25 años. En el caso de la parte de BESS, sin embargo, el 35% de los costes se realizan tan solo al principio, el 55% (las baterías) requieren un reemplazo al final de su vida, que es anterior a la finalización del proyecto, y el 10% (inversor-cargador) se estima en 15 años de vida y requiere a su vez de un reemplazo.

Se establece también una diferencia de costes en función de las horas de duración de la batería para una misma potencia. Así, el CAPEX/MWh de un proyecto de 2h es un 10% inferior al correspondiente de 1h y el de 4h un 20% inferior. Esto refleja el mayor aprovechamiento frente a la simple colocación de baterías en paralelo.

Respecto a los costes operacionales de la parte de almacenamiento se considera un 1,5% del coste de las baterías y los equipos de conversión.

Tanto en la PV como en BESS se incluye una reducción anual de costes del 2% y 9% anual respectivamente de acuerdo a las proyecciones anteriormente presentadas. Esto es relevante en las sustituciones de equipos.

Adicionalmente al caso base y motivado por la rápida evolución de costes, se plantean escenarios con una reducción del CAPEX de baterías del 25%, 50% y 75%.

4.3.4 Características técnicas de los equipos principales

Instalación PV

Se modela la instalación fotovoltaica como un conjunto por lo que no se llega al máximo nivel de detalle al no ser este el objetivo. Se toma una ratio DC/AC de 1 y se consideran módulos fotovoltaicos bifaciales con una vida útil de 25 años. Al llevarse a cabo una simulación de 1 año, y no multiperiodo por los elevados costes de cómputo, la degradación de los módulos no se tiene en cuenta. Puesto que no es este el principal objeto de estudio se considera válido el enfoque. A continuación, se recogen las principales características de los módulos y la curva de eficiencia del inversor.

Características módulos PV	
NOCT [°C]	43
Power T coef [%/°C]	-0,4
Bifaciality [0,1]	0,8
Vida útil [años]	25
Eficiencia por pérdidas en los módulos, cableado, suciedad, transformador, etc...	0,95

Tabla 5: Características módulos PV simulación.
Fuente: elaboración propia.

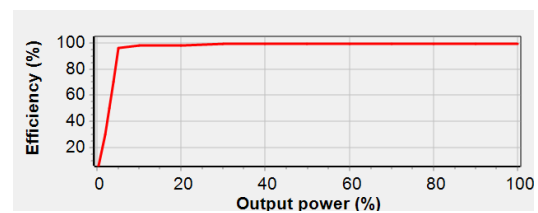


Figura 17: Eficiencia del inversor PV simulación.
Fuente: elaboración propia mediante MHOGA

Instalación BESS

Respecto a las baterías, se recogen las características que las definen en la Tabla 5. Para cada escenario se plantean baterías de 1h, 2h y 4h y el software determina la selección de unas u otras.

Características baterías	Ciclos hasta fallo vs Profundidad de descarga (DoD)		
	5MWh	10MWh	20MWh
Capacidad nominal [kAh]	5	10	20
Voltaje [kV]		1	
SOC mínimo [%]		10	
Autodescarga [%/mes]		1	
I máxima [kA]		5	
Eficiencia [%] (Roundtrip)		92	
Float life @ 20°C [años]		15	
Tipo		Li	
End of Life Capacity [%] (EoL)		80	
		10%	48000
		20%	24000
		30%	16000
		40%	12000
		50%	9600
		60%	8000
		70%	6857
		80%	6000
		90%	5333
		100%	4000

Tabla 6: Características de las baterías simulación.
Fuente: elaboración propia.

El modelo de baterías utilizado es el modelo Ah [33] y se considera la dependencia del envejecimiento y de la capacidad con la temperatura según (valores de <https://midsummer.ie/pdfs/fronius-performance-solar-battery.pdf>):

$$\text{Ciclos (\%)} = 100 * (1,62 - 0,0354 T + 0,0002 T^2)$$

$$\text{Capacidad (\%)} = 100 * (0,8 + 0,012 T - 0,00011 T^2)$$

Respecto al envejecimiento de estas, se aplica el modelo *Rainflow (cycle counting)* [34] y se considera a su vez el envejecimiento por calendario.

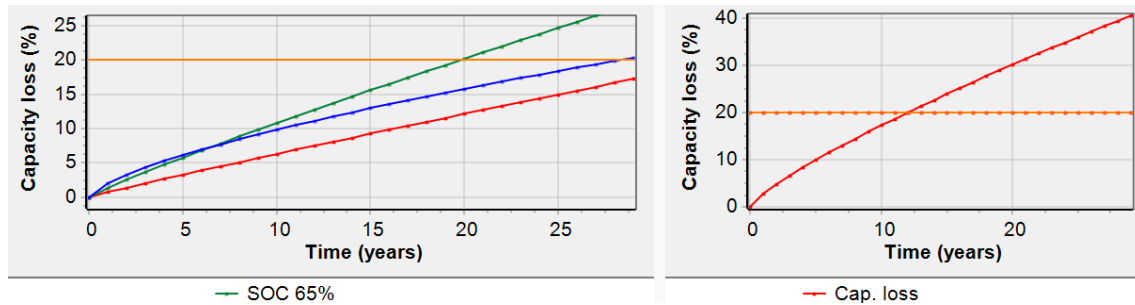


Figura 18: Envejecimiento de baterías en simulación por calendario.

Fuente: MHOGA

El inversor – cargador se modela con una potencia de 5MW y una vida útil de 15 años. La siguiente gráfica recoge la curva de eficiencia del inversor. La eficiencia del cargador se considera fija del 98%.

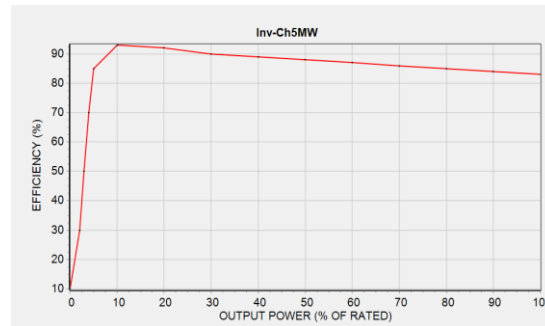


Figura 19: Eficiencia del inversor de la simulación.

Fuente: MHOGA

4.3.5 Potencia de generación & Limitación de red

En todos los escenarios se impone una limitación de red, tanto para generación/venta como para compra de energía, de 50 MW.

Respecto a la potencia pico considerada en la generación PV, puesto que el objeto de estudio no es su dimensionamiento sino la viabilidad de la hibridación se fija en 60MWp, manteniendo un sobredimensionamiento de 1.2. Esta ratio se aumenta en uno de los escenarios con el objetivo de analizar la rentabilidad en estos casos extremos.

4.3.6 Datos financieros

El proyecto se simula con una financiación del 100% a 25 años al 7% de interés con amortización francesa, es decir, cuotas constantes.

Se considera una tasa de interés nominal del 7% y una inflación anual del 3%, resultando en una tasa de descuento anual real del 3,88%.

La inflación anual en el precio de la energía se considera igualmente del 3%.

4.4. Escenarios de simulación

Considerando los distintos *inputs* anteriores y las combinaciones de los mismos, se plantean los siguientes escenarios:

Escenario	Pmax red [MW]	P PV [MW]	Precio Energía	Baterías	CAPEX PV [€/Wp]	OPEX PV (%/CAPEX)	CAPEX BESS [€/kWh]	OPEX BESS (%/CAPEX)
1 Hibridación	50	60	2023	1h/2h/4h	0,80	1,25%	400	1,5%
2 Stand alone	50	0	2023	1h/2h/4h	0,80	1,25%	400	1,5%
3 Hibridación con sobredimensionamiento PV	50	90	2023	1h/2h/4h	0,80	1,25%	400	1,5%

Tabla 7: Resumen de escenarios de simulación.

Fuente: elaboración propia.

Siendo *stand alone* proyectos de almacenamiento independientes, con conexión a red pero no a fuentes generadoras de energía, a diferencia de la hibridación.

Adicionalmente, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad relativo a los precios de la energía y el coste de las baterías.

Escenario	Precio Energía	CAPEX BESS	Variantes
1 Hibridación	Incremento Spread 22% (x1,125) / 43% (x1,25)	75% / 50% / 25%	12
2 Stand alone	Incremento Spread 22% (x1,125) / 43% (x1,25)	75% / 50% / 25%	12
3 Hibridación con sobredimensionamiento PV	Incremento Spread 22% (x1,125) / 43% (x1,25)	75% / 50% / 25%	12

Tabla 8: Variantes de simulación.

Fuente: elaboración propia.

Se simula un total de 36 escenarios, para cada uno de los cuales se optimiza la combinación de equipos y la estrategia de control.

4.5. Métricas de análisis

Existen distintas métricas que pueden considerarse en trabajos de simulación para la optimización de las soluciones. En el presente trabajo y debido a su carácter económico, se elige la maximización del Valor Actual Neto (VAN). También se considera la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR), pudiendo no corresponder al mismo óptimo. Se calcula el VAN de cada combinación *i* de componentes y estrategia *k* según:

$$VAN_{i,k} = \sum_{y=1}^{Vida\ HS} \left(\frac{Ingresos_{venta\ de\ energía_y}}{(1+i)^y} \right) + \sum_{y=1}^{Vida\ HS} \left(\frac{Costes_{compra\ de\ energía_y}}{(1+i)^y} \right) - \sum_j (Coste_j + NPC_{reposicion_j} + \sum_{y=1}^{Vida\ HS} (Coste_{O\&M_j} \frac{(1+Inf_{gen})^y}{(1+i)^y})) - Cost_{INST}$$

Donde *Vida HS* es la vida del sistema híbrido, *i* es la tasa de descuento anual, *y* es el año, $NPC_{reposicion_j}$ es el coste de reposición del componente *j*, Inf_{gen} corresponde a la inflación general anual y $Cost_{INST}$ son los costes de la instalación (ingeniería, terrenos, cableado...).

Capítulo 5

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Escenario 1. Hibridación

5.1.1 Condiciones de la simulación

El primer escenario que se simula es el correspondiente a un parque PV de 60MWp y 50MW de límite de red en el cual se valora la incorporación de baterías. Se analiza la viabilidad de una hibridación limitada a 5MW de potencia de baterías sin limitación de capacidad. Las baterías contempladas son de 1h (5MWh), 2h (10MWh) y 4h (20MWh), pudiendo combinarse para aumentar la capacidad total.

En la Tabla 10 se recoge las condiciones de la simulación, así como los metadatos de esta en la Tabla 9.

Se llevan a cabo simulaciones para los 3 escenarios de precios planteados y los 4 porcentajes de CAPEX para las baterías, dando un total de 12 simulaciones, cada una de las cuales de 31.104 casos totales.

Escenario de simulación - Caso base	
Potencia límite red [MW]	50
Potencia pico PV [MWp]	60
Potencia baterías [MW]	5
Capacidad baterías [MWh]	5 / 10 / 20
Rango baterías simulación	0 - 5
CAPEX PV [€/Wp]	0,8
OPEX PV [%/CAPEX]	1,25%
OPEX BESS [%/CAPEX]	1,50%
Análisis de sensibilidad	
CAPEX BESS [€/kWh]	400 x 1 / 0,75 / 0,5 / 0,25
Precios energía	2023 x 1 / 1,125 / 1,25

Tabla 10: Condiciones de simulación escenario hibridación.

Fuente: elaboración propia.

Metadatos simulación	
Nº casos de combinación equipos	144
Nº de casos por estrategia de arbitraje	216
Nº de casos totales	31104
Algoritmo principal	Enumerativo
Nº casos simulados principal	144
Algoritmo secundario	Genético
Nº de casos simulado secundario	183
Nº de casos totales simulados	26352
Velocidad de cómputo (casos/segundo)	30,791
Procesador Intel(R) Core(TM) Ultra 7 155H, 3800 Mhz,	
16 procesadores principales, 22 procesadores lógicos	
Memoria RAM [GB]	16

Tabla 9: Metadatos simulación caso hibridación.

Fuente: elaboración propia.

5.1.2 Resultados

Tras llevar a cabo las simulaciones, se recogen las combinaciones con almacenamiento con mayo VAN del proyecto y se compara con la planta sin hibridar para los distintos escenarios de precios.

Precio Energía	CAPEX BESS [%]	Ranking	Potencia PV [MWp]	Nº Baterías serie	Nº Baterías paralelo	Capacidad Batería [MWh]	Capacidad total Baterías [MWh]	VAN [M€]	TIR [%]	Inversión [M€]	
2023	Solo PV		60	-	-	-	-	83,411	20,47	47,998	
	100%	7	60	1	1	5	5	81,833	19,79	49,998	✗
	75%	7	60	1	1	5	5	82,281	19,95	49,575	✗
	50%	7	60	1	1	5	5	82,702	20,1	49,152	✗
	25%	1	60	1	1	20	20	83,649	20,08	49,828	✓
Incremento Spreads 22%	Solo PV		60	-	-	-	-	88,499	21,2	47,998	
	100%	7	60	1	1	5	5	87,027	20,51	49,998	✗
	75%	7	60	1	1	5	5	87,351	20,65	49,575	✗
	50%	7	60	1	1	5	5	87,927	20,83	49,152	✗
	25%	1	60	1	3	10	30	89,855	20,7	50,774	✓
Incremento Spreads 43%	Solo PV		60	-	-	-	-	93,587	21,93	47,998	
	100%	7	60	1	1	5	5	91,884	21,17	49,998	✗
	75%	7	60	1	1	5	5	92,677	21,39	49,575	✗
	50%	1	60	1	3	10	30	93,982	20,68	53,243	✓
	25%	1	60	1	4	10	40	96,819	21,45	51,597	✓

Tabla 11: Resumen de resultados – simulación hibridación.

Fuente: elaboración propia.

Se observa cómo la hibridación con baterías supone un decremento del VAN y la TIR en la mayoría de las variantes del escenario planteado. Sin embargo, con una disminución del CAPEX de baterías hasta el 25%, la hibridación pasa a ser la opción que genera un mayor VAN (TIR disminuye, indicativo de que la rentabilidad asociada a la parte de almacenamiento es inferior a la PV).

Este resultado se observa en los tres escenarios de precios. Conforme aumenta el *spread*, la incorporación de baterías llega con CAPEX mayores. Así, con un incremento de *spreads* medios del 22% se tiene que bajar hasta el 25% de CAPEX de BESS para la viabilidad de las baterías; en cambio, si los *spreads* aumentan hasta el 43%, con CAPEX de BESS del 50% comienzan a ser una solución óptima.

Por otro lado, la capacidad óptima para la potencia de 5MW de baterías va aumentando conforme aumentan los *spreads*, pasando en el caso del 25% de CAPEX de 20 a 30 y 40 MWh. No obstante, para una conclusión certera se requeriría de una optimización sin limitación de potencia en baterías, de forma que se obtuviese la mejor combinación posible.

La Figura 20 muestra la aportación al VAN de la parte de BESS hibridada para cada escenario y refleja las explicaciones previas. La Figura 21 recoge el incremento porcentual del VAN conforme se reduce el CAPEX de BESS para los distintos escenarios de precios. Se puede observar como en escenarios de mayores *spreads* la disminución de CAPEX tiene un impacto favorable mayor.

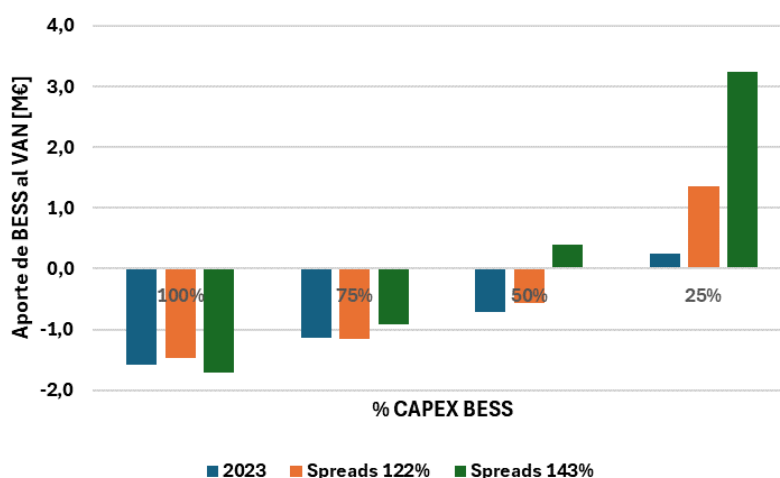


Figura 20: Aporte al VAN de la hibridación con BESS para los distintos escenarios de precios y CAPEX.
Fuente: elaboración propia.

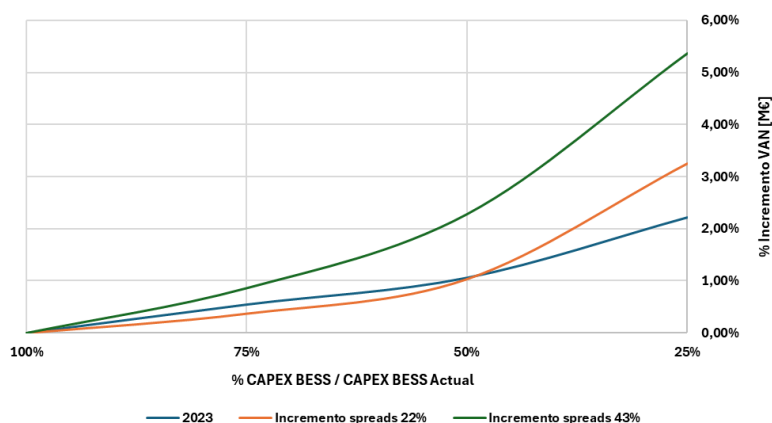


Figura 21: Incremento porcentual del VAN con la reducción de CAPEX de BESS para las distintas variantes de precios en el escenario hibridado.
Fuente: elaboración propia.

En relación a la operativa de las baterías, tomando las soluciones con CAPEX 25% de forma que sean rentables para los tres escenarios de precios, se analiza su balance energético en la Tabla 12.

Precios	CAPEX BESS	Capacidad Baterías [MWh]	X1 [€/kWh]	X2 [%]	X3 [%]	E PV [GWh/año]	E Carga BESS [GWh/año]	E Descarga BESS [GWh/año]	Ciclos equivalente anuales	Vida batería [años]
2023	25%	20	0,04182	20	40	125,215	6,457	5,958	324	9,0
Spreads 122%	25%	30	0,00480	20	40	125,215	10,728	9,896	359	8,6
Spreads 143%	25%	40	0,05272	20	40	125,215	13,247	12,222	332	9,3

Tabla 12: Análisis energético para las mejores soluciones híbridadas con CAPEX 25% y distintos escenarios de precios.

Fuente: elaboración propia.

Puesto que la capacidad de las baterías es distinta, varían las variables de arbitraje X1, X2 y X3 en cada caso. Sin embargo, se observa como las tres soluciones llevan a cabo un ciclo diario aproximadamente, dando lugar a vidas de baterías en torno a los 9 años.

Con el objetivo de analizar la influencia de los precios en la operación de las baterías, se indica en la Tabla 13 el balance energético de un mismo sistema: PV de 60MWp hibridado con 5MWh de baterías.

Precios	CAPEX BESS	Capacidad Baterías [MWh]	X1 [€/kWh]	X2 [%]	X3 [%]	E PV [GWh/año]	E Carga BESS [GWh/año]	E Descarga BESS [GWh/año]	Ciclos equivalente anuales	Vida batería [años]
2023	25%	5	0,00430	0	20	125,215	0,581	0,539	117	14,3
Spreads 122%	25%	5	0,04726	0	20	125,215	0,658	0,527	115	14,3
Spreads 143%	25%	5	0,05272	20	20	125,215	2,03	1,872	407	7,4

Tabla 13: Análisis energético de la solución hibridado con 1x1x5 MWh y distintos escenarios de precios.

Fuente: elaboración propia.

En este caso, a igualdad de sistema pero no de precios, se observa que la variable X1 que define la diferencia mínima óptima para empezar a operar la batería aumenta conforme aumentan los *spreads*; sin embargo, los ciclos equivalentes anuales de las baterías también lo hacen como reflejo del aumento de la frecuencia de situaciones de elevadas diferencias de precios.

Al no ser un escenario optimizado, las baterías de las variantes con mayores *spreads* se activan con mayor frecuencia. Esto provoca una menor vida útil, pero los ingresos que generan justifican el reemplazo.

En el Anexo 1 se recoge un informe más detallado del caso más favorable de hibridación: CAPEX 25% y precios con *spreads* al 143%.

Como se ha mostrado anteriormente, la evolución de aumento de *spreads* y la disminución de costes de las baterías son escenarios plausibles a corto plazo. De esta forma, se observa la no rentabilidad de la hibridación en el momento actual para el escenario considerado pero el interés de estos sistemas a corto plazo.

5.2. Escenario 2. Stand Alone

5.2.1 Condiciones de la simulación

Se plantea un escenario sin PV en el cual los ingresos corresponden al arbitraje puro de energía. De nuevo se limita la potencia de baterías a 5MW dejando libre la capacidad (5MWh, 10MWh, 20MWh con posibilidad de combinarse).

Como en el escenario anterior, se analiza la influencia de la disminución del CAPEX de baterías y el aumento de *spreads* medios. Se simulan 12 variantes cada una con 31.194 casos.

Escenario de simulación - Caso base	
Potencia límite red [MW]	-
Potencia pico PV [MWp]	0
Potencia baterías [MW]	5
Capacidad baterías [MWh]	5 / 10 / 20
Rango baterías simulación	0 - 5
OPEX BESS [%/CAPEX]	1,50%
Análisis de sensibilidad	
CAPEX BESS [€/kWh]	400 x 1 / 0,75 / 0,5 / 0,25
Precios energía	2023 x 1 / 1,125 / 1,25

Tabla 15: Condiciones de simulación escenario stand alone.

Fuente: elaboración propia.

Metadatos simulación	
Nº casos de combinación equipos	144
Nº de casos por estrategia de arbitraje	216
Nº de casos totales	31104
Algoritmo principal	Enumerativo
Nº casos simulados principal	144
Algoritmo secundario	Genético
Nº de casos simulado secundario	76
Nº de casos totales simulados	10944
Velocidad de cómputo (casos/segundo)	12,807
Procesador Intel(R) Core(TM) Ultra 7 155H, 3800 Mhz,	
16 procesadores principales, 22 procesadores lógicos	
Memoria RAM [GB]	16

Tabla 14: Metadatos simulación caso stand alone.

Fuente: elaboración propia.

5.2.2 Resultados

Se recogen las combinaciones con mayores VAN para las condiciones simuladas en la Tabla 16.

Precio Energía	CAPEX BESS [%]	Ranking	Potencia PV [MWp]	Nº Baterías serie	Nº Baterías paralelo	Capacidad Batería [MWh]	Capacidad total Baterías [MWh]	VAN [M€]	TIR [%]	Inversión [M€]	
2023	100%	7	0	1	1	5	5	-2,488	0,00%	2	✗
	75%	7	0	1	1	5	5	-1,475	0,00%	1,577	✗
	50%	7	0	1	1	5	5	-1,153	0,00%	1,154	✗
	25%	4	0	1	1	5	5	-0,394	0,00%	1,83	✗
Incremento Spreads 22%	100%	7	0	1	1	5	5	-1,785	0,00%	2	✗
	75%	7	0	1	1	5	5	-1,257	0,00%	1,577	✗
	50%	7	0	1	1	5	5	-0,716	0,00%	1,154	✗
	25%	1	0	1	1	20	20	0,629	10,05%	1,83	✓
Incremento Spreads 43%	100%	8	0	1	1	5	5	-2,328	0,00%	2	✗
	75%	8	0	1	2	5	10	-1,821	0,00%	2,846	✗
	50%	4	0	1	1	10	10	-0,244	0,00%	1,953	✗
	25%	1	0	1	3	10	30	2,557	14,69%	2,776	✓

Tabla 16: Resumen de resultados – simulación stand alone.

Fuente: elaboración propia

De nuevo, se observa como los proyectos de *Stand Alone* bajo las características simuladas no son rentables en condiciones actuales. Sin embargo, la disminución de costes de baterías hasta el 25% de su valor permitiría la rentabilidad de los mismos en un escenario futuro de aumento de diferencia de precios diarios.

La Figura 22 refleja estas consideraciones. En la Figura 23 se observa la misma evaluación que en el escenario hibridado, por el cual la disminución del CAPEX tiene un impacto mayor en las variantes de mayores *spreads*.

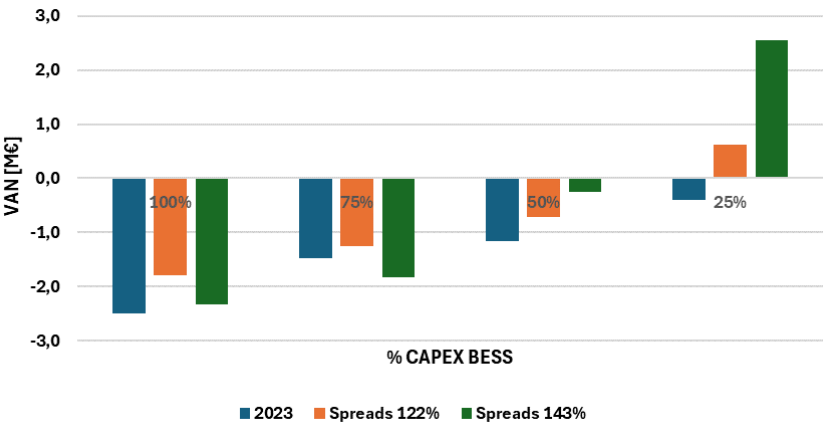


Figura 22: VAN de proyectos de Stand Alone para distintas variantes de precios y CAPEX de baterías.
Fuente: elaboración propia.

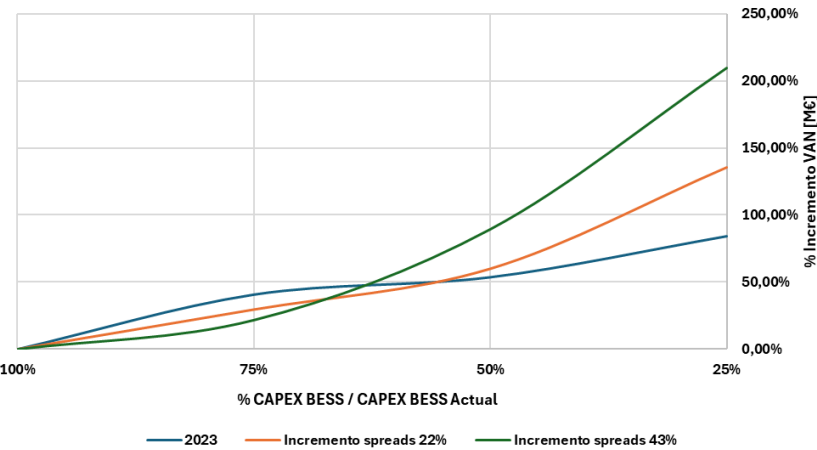


Figura 23: Incremento porcentual del VAN con la reducción de CAPEX de BESS para las distintas variantes de precios en el escenario stand alone.
Fuente: elaboración propia.

Para visualizar la operativa de las baterías, se toman las variantes de CAPEX 25% y escenario de precios con *spreads* aumentados, en los cuales son rentables. Se muestran los datos de energía relativos a una solución de 30MWh para ambos escenarios

Precios	CAPEX BESS	Capacidad Baterías [MWh]	X1 [€/kWh]	X2 [%]	X3 [%]	E PV [GWh/año]	E Carga BESS [GWh/año]	E Descarga BESS [GWh/año]	Ciclos equivalente anuales	Vida batería [años]
Spreads 122%	25%	30	0,04726	20	40	0,000	10,203	9,412	341	8,9
Spreads 143%	25%	30	0,05272	20	40	0,000	11,273	10,397	377	8,4

Tabla 17: Análisis energético de la solución stand alone con 1x3x10 MWh y distintos escenarios de precios.
Fuente elaboración propia.

La dinámica seguida coincide con el escenario de hibridación. La batería del caso con mayores *spreads* tiene mayor activación y se limita su vida útil como consecuencia.

Las mayores diferencias de precios permiten establecer la variable X1 con un valor superior.

En el Anexo 2 se recoge un informe más detallado del caso más favorable de stand alone: CAPEX 25% y precios con *spreads* al 143%.

5.3. Escenario 3. Hibridación con PV sobredimensionado

5.3.1 Condiciones de la simulación

El tercer escenario analizado corresponde a un parque PV con potencia pico sobredimensionada respecto el límite de conexión a red: 90MWp con límite de 50MW de conexión a red.

De nuevo, se analiza la viabilidad de una hibridación limitada a 5MW de potencia de baterías sin limitación de capacidad.

En la Tabla 9 se recoge las condiciones de la simulación, así como los metadatos de esta en la Tabla 10.

Las simulaciones contemplan 3 escenarios de precios y 4 porcentajes de CAPEX para las baterías, dando un total de 12 simulaciones, cada una de las cuales de 31.104 casos totales.

Escenario de simulación - Caso base	
Potencia límite red [MW]	50
Potencia pico PV [MWp]	90
Potencia baterías [MW]	5
Capacidad baterías [MWh]	5 / 10 / 20
Rango baterías simulación	0 - 5
CAPEX PV [€/Wp]	0,8
OPEX PV [%/CAPEX]	1,25%
OPEX BESS [%/CAPEX]	1,50%
Análisis de sensibilidad	
CAPEX BESS [€/kWh]	400 x 1 / 0,75 / 0,5 / 0,25
Precios energía	2023 x 1 / 1,125 / 1,25

Tabla 19: Condiciones de simulación escenario hibridado con sobredimensionamiento PV.
Fuente: elaboración propia.

Metadatos simulación	
Nº casos de combinación equipos	144
Nº de casos por estrategia de arbitraje	216
Nº de casos totales	31104
Algoritmo principal	Enumerativo
Nº casos simulados principal	144
Algoritmo secundario	Genético
Nº de casos simulado secundario	138
Nº de casos totales simulados	19872
Velocidad de cómputo (casos/segundo)	23,289
Procesador Intel(R) Core(TM) Ultra 7 155H, 3800 Mhz, 16 procesadores principales, 22 procesadores lógicos	
Memoria RAM [GB]	16

Tabla 18: Metadatos simulación caso hibridación con sobredimensionamiento PV.
Fuente: elaboración propia

5.3.2 Resultados

Se recogen en la Tabla 20 las combinaciones con almacenamiento con mayor VAN del proyecto y se compara con la planta sin hibridar para los distintos escenarios de precios.

Precio Energía	CAPEX BESS [%]	Ranking	Potencia PV [MWp]	Nº Baterías serie	Nº Baterías paralelo	Capacidad Batería [MWh]	Capacidad total Baterías [MWh]	VAN [M€]	TIR [%]	Inversión [M€]	
2023	Solo PV		90	-	-	-	-	97,255	17,77%	71,997	
	100%	7	90	1	1	10	10	96,591	17,26%	75,596	✗
	75%	1	90	1	1	20	20	98,283	17,27%	76,873	✓
	50%	1	90	1	1	20	20	99,76	17,59%	75,35	✓
	25%	1	90	1	2	20	40	102,738	17,87%	75,35	✓
Incremento Spreads 22%	Solo PV		90	-	-	-	-	104,547	18,49%	71,997	
	100%	4	90	1	3	5	15	104,267	17,76%	77,38	✗
	75%	1	90	1	4	5	20	105,778	17,90%	77,38	✓
	50%	1	90	1	3	10	30	107,689	18,08%	77,242	✓
	25%	1	90	1	2	20	40	112,29	18,76%	75,35	✓
Incremento Spreads 43%	Solo PV		90	-	-	-	-	111,838	19,20%	71,997	
	100%	1	90	1	2	5	10	112,126	18,70%	75,688	✓
	75%	1	90	1	3	10	30	113,582	18,29%	79,711	✓
	50%	1	90	1	2	20	40	117,585	18,82%	78,395	✓
	25%	1	90	1	2	20	40	121,433	19,60%	75,35	✓

Tabla 20: Resumen de resultados – simulación hibridación con sobredimensionamiento PV.

Fuente: elaboración propia

En este caso, una disminución de CAPEX de baterías al 75% origina VAN positivos relativos a la incorporación de baterías en los tres escenarios de precios. Además, a diferencia de los casos previos, la rentabilidad también se ve aumentada cuando el CAPEX de BESS disminuye hasta el 25%.

Se recoge en la Figura 24 esta situación, mostrándose el aporte de la hibridación con BESS al VAN del caso base sin hibridar. La Figura 25 recoge el incremento porcentual del VAN conforme se reduce el CAPEX de BESS para los distintos escenarios de precios.

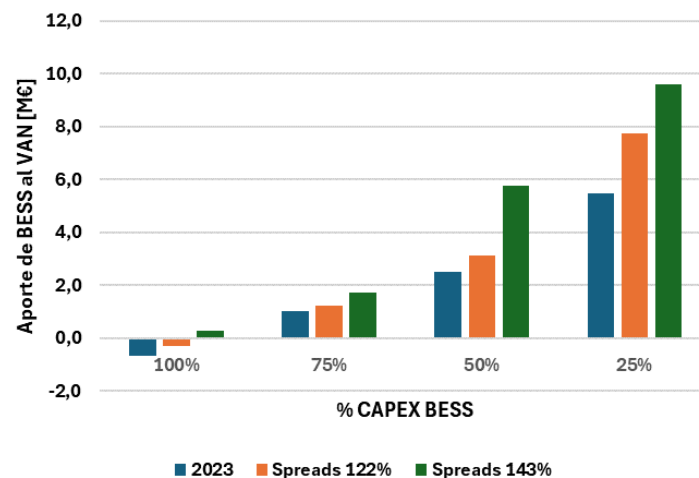


Figura 24: Aportación al VAN de la hibridación con BESS para las distintas variantes de precios y CAPEX en el escenario de hibridación con PV sobredimensionado.

Fuente: elaboración propia.

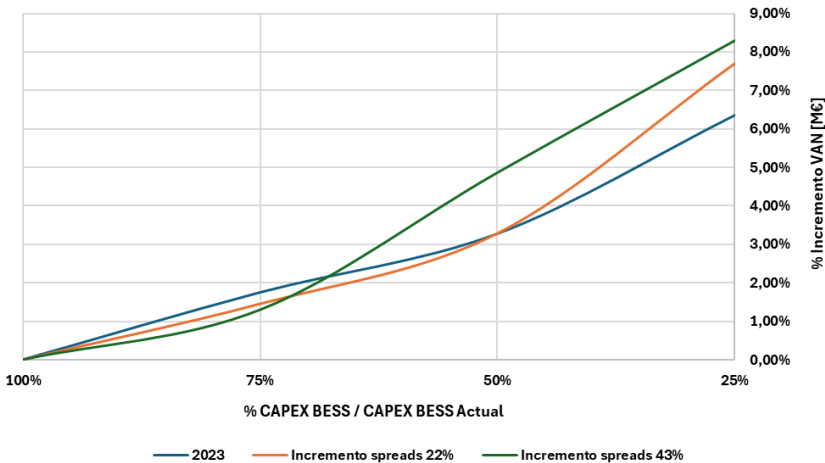


Figura 25. Incremento porcentual del VAN con la reducción de CAPEX de BESS para las distintas variantes de precios en el escenario hibridado con sobredimensionamiento PV.
Fuente: elaboración propia.

Se presenta a continuación un análisis energético de los escenarios más favorables (CAPEX 25%). La dinámica responde al mismo comportamiento que en los casos previos: mayores *spreads* permiten fijar el límite de diferencia de precios diarios, X1, en valores más elevados. Además, la activación de las baterías es significativamente mayor.

Precios	CAPEX BESS	Capacidad Baterías [MWh]	X1 [€/kWh]	X2 [%]	X3 [%]	E PV [GWh/año]	E Carga BESS [GWh/año]	E Descarga BESS [GWh/año]	Ciclos equivalentes anuales	Vida batería [años]
2023	25%	40	0,00430	0	40	187,823	7,89	7,293	198	13,0
Spreads 122%	25%	40	0,00480	40	80	187,823	15,2	14,018	381	8,8
Spreads 143%	25%	40	0,05272	60	60	187,823	17,279	15,932	433	7,74

Tabla 21: Análisis energético para las mejores soluciones hibridadas (1x2x20) con CAPEX 25% y distintos escenarios de precios.
Fuente: elaboración propia.

En el Anexo 3 se recoge un informe más detallado del caso más favorable de este escenario de hibridación con sobredimensionamiento PV: CAPEX 25% y precios con *spreads* al 143%.

Capítulo 6

CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

Se exponen en este capítulo las conclusiones obtenidas del estudio realizado y se proponen líneas futuras de investigación para la continuación del trabajo llevado a cabo.

6.1. Conclusiones

La incorporación de los sistemas de almacenamiento energético a la red eléctrica española parece ser una realidad cada vez más próxima. Las necesidades técnicas derivadas de la variación del mix de generación en los últimos años así lo reflejan.

En este trabajo se trata de dar respuesta a la incógnita de la rentabilidad de estas soluciones con el objetivo de la toma de una decisión final de inversión en los proyectos.

Tras llevar a cabo un estudio del arte relativo a las tecnologías BESS y métodos de operación y un análisis de costes de los proyectos, se plantean tres escenarios distintos en los que se analiza esta rentabilidad: un escenario de hibridación estándar, un escenario stand alone y un escenario de hibridación de una planta PV sobredimensionada.

Con el objetivo de ampliar el alcance del trabajo al cambiante entorno del almacenamiento energético, tanto por la evolución de costes como la evolución del propio mercado energético, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad de cada escenario para el coste de las baterías (CAPEX) y los *spreads* diarios del mercado diario de energía (DAM).

Las simulaciones por medio del software MHOGA y la optimización con el empleo de métodos enumerativos y algoritmos genéticos permite la obtención de las mejores combinaciones de equipos y operativa de los mismos.

El análisis de resultados permite extraer la conclusión principal del trabajo: la no rentabilidad actual de los proyectos de almacenamiento en ningún escenario bajo los supuestos analizados. Sin embargo, el análisis de sensibilidad refleja resultados optimistas.

Para el escenario de hibridación, disminuciones de CAPEX de BESS hasta 25% justifica la incorporación de baterías en todos los casos de precios, incluido el actual; y en variantes de precios sintéticos con *spreads* elevados, disminuciones del 50% son suficientes.

En el escenario de stand alone, se requieren disminuciones del CAPEX de BESS hasta el 25% en todos los casos y solo se justifica la inversión si el mercado varía hacia un aumento de *spreads* moderado o elevado (122% , 143%).

Por último, en el escenario de hibridación de la planta PV sobredimensionada, reducciones del CAPEX de BESS al 75% son suficientes para hibridar en cualquiera de las variantes de precios, incluidos los precios actuales. Si los *spreads* sufren un incremento elevado, la hibridación es la mejor opción incluso con CAPEX actuales.

Estas diferencias según el escenario planteado ponen de manifiesto la importancia de un análisis particular del caso objeto de estudio. Distintos condicionantes pueden influir en la rentabilidad de los proyectos.

Por otro lado, la operativa de las baterías puede extenderse hacia otros mercados que están fuera del alcance de este trabajo. Así, mercados secundarios y nuevas fuentes de ingresos como posibles mecanismos de capacidad exigen la revisión constante de estos análisis hasta el desarrollo y consolidación del almacenamiento energético en el panorama nacional.

6.2. Líneas futuras

Se plantean las siguientes líneas de investigación que no han formado parte del alcance de este proyecto:

- Análisis de casos de estudio con *revenue stacking* (arbitraje, mercados secundarios, mecanismos de capacidad...)
- Ampliación de la optimización de la combinación de equipos eliminando la restricción de potencia de baterías de 5MW y las potencias pico de PV fijas impuestas en el presente trabajo.
- Consideración del posible fenómeno de canibalización entre baterías y su influencia en el escenario de precios futuro.
- Análisis de sensibilidad de variables técnicas que pueden sufrir mejoras como la eficiencia de la batería (roundtrip efficiency) o los ciclos de vida.
- Influencia en los proyectos de almacenamiento de la posible implantación futura de un mercado quinceminutal.
- Análisis de los posibles incentivos y mecanismos de ayuda a los proyectos de almacenamiento energético (ayudas directas al CAPEX, ingresos mínimos asegurados...) y su impacto en estos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] S. Impram, S. Varbak Nese, and B. Oral, “Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 31, p. 100539, Sep. 2020, doi: 10.1016/J.ESR.2020.100539.
- [2] Z. Dalala, M. Al-Omari, M. Al-Addous, M. Bdour, Y. Al-Khasawneh, and M. Alkasrawi, “Increased renewable energy penetration in national electrical grids constraints and solutions,” *Energy*, vol. 246, p. 123361, May 2022, doi: 10.1016/J.ENERGY.2022.123361.
- [3] Red Eléctrica, “Análisis nacional de cobertura del Sistema Eléctrico Peninsular Español,” Oct. 2023.
- [4] L. Reichenberg, T. Ekholm, and T. Boomsma, “Revenue and risk of variable renewable electricity investment: The cannibalization effect under high market penetration,” *Energy*, vol. 284, p. 128419, Dec. 2023, doi: 10.1016/J.ENERGY.2023.128419.
- [5] O. Prokhorov and D. Dreisbach, “The impact of renewables on the incidents of negative prices in the energy spot markets,” *Energy Policy*, vol. 167, p. 113073, Aug. 2022, doi: 10.1016/J.ENPOL.2022.113073.
- [6] A. Ciarreta, M. P. Espinosa, and C. Pizarro-Irizar, “Has renewable energy induced competitive behavior in the Spanish electricity market?,” *Energy Policy*, vol. 104, pp. 171–182, May 2017, doi: 10.1016/J.ENPOL.2017.01.044.
- [7] A. A. Sánchez de la Nieta and J. Contreras, “Quantifying the effect of renewable generation on day-ahead electricity market prices: The Spanish

- case,” *Energy Econ*, vol. 90, p. 104841, Aug. 2020, doi: 10.1016/J.ENERCON.2020.104841.
- [8] K. Khan, C. W. Su, A. Khurshid, and M. Qin, “Does energy security improve renewable energy? A geopolitical perspective,” *Energy*, vol. 282, p. 128824, Nov. 2023, doi: 10.1016/J.ENERGY.2023.128824.
- [9] O. Schmidt and I. Staffell, *Monetizing Energy Storage: A Toolkit to Assess Future Cost and Value*. Oxford University Press, 2023.
- [10] IEA, “Batteries and Secure Energy Transitions,” Paris, 2024.
- [11] D. Zafirakis, K. J. Chalvatzis, G. Baiocchi, and G. Daskalakis, “The value of arbitrage for energy storage: Evidence from European electricity markets,” *Appl Energy*, vol. 184, pp. 971–986, Dec. 2016, doi: 10.1016/J.APENERGY.2016.05.047.
- [12] N. Collath, B. Tepe, S. Englberger, A. Jossen, and H. Hesse, “Aging aware operation of lithium-ion battery energy storage systems: A review,” *J Energy Storage*, vol. 55, p. 105634, Nov. 2022, doi: 10.1016/J.EST.2022.105634.
- [13] T. Weitzel and C. H. Glock, “Energy management for stationary electric energy storage systems: A systematic literature review,” *Eur J Oper Res*, vol. 264, no. 2, pp. 582–606, Jan. 2018, doi: 10.1016/J.EJOR.2017.06.052.
- [14] M. Bahloul, M. Daoud, and S. K. Khadem, “Optimal dispatch of battery energy storage for multi-service provision in a collocated PV power plant considering battery ageing,” *Energy*, vol. 293, p. 130744, Apr. 2024, doi: 10.1016/J.ENERGY.2024.130744.
- [15] T. Mercier, M. Olivier, and E. De Jaeger, “The value of electricity storage arbitrage on day-ahead markets across Europe,” *Energy Econ*, vol. 123, p. 106721, Jul. 2023, doi: 10.1016/J.ENERCON.2023.106721.
- [16] P. Zamani-Dehkordi, H. Chitsaz, L. Rakai, and H. Zareipour, “A price signal prediction method for energy arbitrage scheduling of energy storage systems,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 122, p. 106122, Nov. 2020, doi: 10.1016/J.IJEPES.2020.106122.
- [17] X. Han *et al.*, “A review on the key issues of the lithium ion battery degradation among the whole life cycle,” *eTransportation*, vol. 1, p. 100005, Aug. 2019, doi: 10.1016/J.ETRAN.2019.100005.
- [18] A. Pena-Bello, E. Barbour, M. C. Gonzalez, M. K. Patel, and D. Parra, “Optimized PV-coupled battery systems for combining applications: Impact of battery technology and geography,” *Renewable and Sustainable Energy*

- Reviews*, vol. 112, pp. 978–990, Sep. 2019, doi: 10.1016/J.RSER.2019.06.003.
- [19] A. Mohamed, R. Rigo-Mariani, V. Debusschere, and L. Pin, “Stacked revenues for energy storage participating in energy and reserve markets with an optimal frequency regulation modeling,” *Appl Energy*, vol. 350, p. 121721, Nov. 2023, doi: 10.1016/J.APENERGY.2023.121721.
- [20] J. Hjalmarsson, K. Thomas, and C. Boström, “Service stacking using energy storage systems for grid applications – A review,” *J Energy Storage*, vol. 60, p. 106639, Apr. 2023, doi: 10.1016/J.EST.2023.106639.
- [21] Á. Paredes and J. A. Aguado, “Revenue stacking of BESSs in wholesale and aFRR markets with delivery guarantees,” *Electric Power Systems Research*, vol. 234, p. 110633, Sep. 2024, doi: 10.1016/J.EPSR.2024.110633.
- [22] A. Komorowska and P. Olczak, “Economic viability of Li-ion batteries based on the price arbitrage in the European day-ahead markets,” *Energy*, vol. 290, p. 130009, Mar. 2024, doi: 10.1016/J.ENERGY.2023.130009.
- [23] X. Zhang, C. (Chris) Qin, E. Loth, Y. Xu, X. Zhou, and H. Chen, “Arbitrage analysis for different energy storage technologies and strategies,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 8198–8206, Nov. 2021, doi: 10.1016/J.EGYR.2021.09.009.
- [24] A. Grimaldi, F. D. Minuto, J. Brouwer, and A. Lanzini, “Profitability of energy arbitrage net profit for grid-scale battery energy storage considering dynamic efficiency and degradation using a linear, mixed-integer linear, and mixed-integer non-linear optimization approach,” *J Energy Storage*, vol. 95, p. 112380, Aug. 2024, doi: 10.1016/J.EST.2024.112380.
- [25] Á. Arcos-Vargas, D. Canca, and F. Núñez, “Impact of battery technological progress on electricity arbitrage: An application to the Iberian market,” *Appl Energy*, vol. 260, p. 114273, Feb. 2020, doi: 10.1016/J.APENERGY.2019.114273.
- [26] V. Ramasamy *et al.*, “U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2023,” 2023.
- [27] W. Cole and A. Karmakar, “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update,” 2023.
- [28] Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), “Energy Storage Cost and Performance Database,” Energy Storage Cost and Performance Database.
- [29] G-Advisory and Simulyde, “Technical and economic study of two energy storage technologies in Spain,” 2023.

- [30] WSP, "Making Batteries Work,"
- [31] R. Dufo-López, "Optimisation of size and control of grid-connected storage under real time electricity pricing conditions," *Appl Energy*, vol. 140, pp. 395–408, Feb. 2015, doi: 10.1016/J.APENERGY.2014.12.012.
- [32] IRENA International Renewable Energy Agency, "Renewable power generation costs in 2022," Abu Dhabi, 2023.
- [33] J. Schuhmacher, "INSEL – Interactive Simulation of Renewable Electrical Energy Supply Systems-, Reference Manual.," *University of Oldenburg, Renewable Energy Group, Dept. of Physics.*, 1993.
- [34] S. Downing and D. Socie, "Simple Rainflow Counting Algorithm," *Int J Fatigue*, 1982.