



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

**ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO DE LA INTEGRACIÓN
DE BATERÍAS DE IÓN DE LITIO EN PARQUES EÓLICOS**

**TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF THE
INTEGRATION OF LITHIUM-ION BATTERIES IN WIND
FARMS**

Autor/es

LIDIO ALBERTO MOYSÉS

Director/es

RODOLFO DUFO LÓPEZ

**ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA**

Junio 2024

Índice

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 OBJETO DEL PROYECTO	2
1.3 EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	3
1.4 ROL DEL ALMACENAMIENTO EN LA RED.....	4
2. PARQUES EÓLICOS Y ALMACENAMIENTO	7
2.1 OPCIONES DE ALMACENAMIENTO	7
2.2 SERVICIOS A LA RED	8
3. CASO BASE.....	9
3.1 PARÁMETROS DEL MODELO BASE.....	9
3.2 DETALLES DEL AEROGENERADOR	10
3.3 PRECIO DE LA ELECTRICIDAD	11
3.3.1 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	13
4. RESULTADOS OBTENIDOS	14
4.1 ESCENARIO SIN BATERÍA	16
4.2 ESCENARIO CON BATERÍAS.....	18
4.2.1 VARIACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE DESCARGA MAXIMA PERMITIDA	21
4.2.2 VARIACIÓN DE PRECIOS SEGÚN PREVISIÓN.....	22
5. CASO ALMACENAMIENTO, SIMULACIÓN MEDIANTE EXCEL.....	23
6. CONCLUSIÓN	27
7. REFERENCIAS	28
8. ANEXOS	33
ANEXO I: FUNCIONAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO.....	33
ANEXO II: UTILIZACION DEL SOFTWARE MHOGA	35
ANEXO III OPTIMIZACIÓN DEL NÚMERO DE BATERÍAS.....	40
ANEXO IV DETALLES DE LA SIMULACIÓN EN EXCEL	44

Índice de Figuras

Figura 1: Potencia Mundial Instalada Según Tecnología.....	3
Figura 2: Potencia Renovable Instalada en España según Tecnología.....	4
Figura 3: Comparación técnica de distintos tipos de baterías	5
Figura 4: Evolución de los precios de las células y packs de baterías.....	6
Figura 5: Diagrama del concepto de arbitraje de potencia	8
Figura 6: Curva de potencia V90/2000.....	10
Figura 7: Evolución del precio de la electricidad en España.....	12
Figura 8: Precio de la electricidad en España 2018.....	13
Figura 9: Pronóstico del precio según inflación del año 2023	13
Figura 10: Batería de ion-litio de LG	14
Figura 11: Inversor de Power Electronics	14
Figura 12: Evolución del precio a lo largo del año de 2018.....	16
Figura 13: Generación de la energía a 20 años vista	16
Figura 14: Simulación del sistema con baterías	19
Figura 15: Simulación del sistema con baterías optimizado por MHOGA.....	20
Figura 16: Precio de la energía y límites de carga y descarga.....	20
Figura 17: Simulación con baterías y precio de la energía.....	21
Figura 18: Simulación optimizada por MHOGA y precio de la energía.....	21
Figura 19: VAN previsto según número de baterías	23
Figura 20: Resultados obtenidos en Excel.....	25
Figura 21: Comparación del VAN según estrategia y simulación	26
Figura 22: Esquema de la generación eólica	34
Figura 23: Procedimiento simulación en MHOGA I	35
Figura 24: Procedimiento simulación en MHOGA II	36
Figura 25: Procedimiento simulación en MHOGA III.....	36
Figura 26: Procedimiento simulación en MHOGA IV.....	37
Figura 27: Procedimiento simulación en MHOGA V.....	38
Figura 28: Procedimiento simulación en MHOGA VI.....	38
Figura 29: Procedimiento simulación en MHOGA VII	39
Figura 30: Parámetros empleados en la simulación en Excel	44

Índice de Tablas

Tabla 1: Pronóstico Evolución de la Potencia Instalada.....	2
Tabla 2: Servicios que aporta el almacenamiento a la red	9
Tabla 3: Característica del aerogenerador	11
Tabla 4: Estimación de inversión inicial según precio de la turbina.....	15
Tabla 5: Resultados caso base	17
Tabla 6: Variación del viento en el caso base	17
Tabla 7: Variación del precio de la turbina en el caso base	17
Tabla 8: Variación de la inflación en el caso base	18
Tabla 9: Optimización precio de venta de la energía almacenada	18
Tabla 10: Optimización precio de venta de la energía almacenada con MHOGA.....	19
Tabla 11: Ciclos de vida frente a profundidad de descarga según fabricante	21
Tabla 12: Resultados de la variación en DoD	22
Tabla 13: Consideraciones para las simulaciones en Excel	24
Tabla 14: Resultados para 0,015 €/kWh.....	40
Tabla 15: Resultados para 0,03 €/kWh.....	40
Tabla 16: Resultados para 0,045 €/kWh.....	40
Tabla 17: Resultados para 0,06 €/kWh.....	41
Tabla 18: Resultados para 0,075 €/kWh.....	41
Tabla 19: Resultados para 0,09 €/kWh.....	41
Tabla 20: Resultados para 0,105 €/kWh.....	42
Tabla 21: Resultados para 0,12 €/kWh.....	42
Tabla 22: Resultados para 0,135 €/kWh.....	42
Tabla 23: Resultados para 0,15 €/kWh.....	43
Tabla 24: Simulación en Excel sin baterías.....	45
Tabla 25: Control de carga y descarga de las baterías en Excel.....	45
Tabla 26: Cálculo de la rentabilidad en Excel.....	46

1. INTRODUCCIÓN

Una solución prometedora para reducir la intermitencia de las energías renovables es la integración de sistemas de almacenamiento en las instalaciones de generación. La integración permite almacenar energía en momentos de alta producción y liberarla en momentos de baja, lo que ayuda a estabilizar la red eléctrica. Con la aceleración de la transición hacia fuentes de energía renovable, la importancia de desarrollar y optimizar estas soluciones híbridas se magnifica. Esta tendencia se ve respaldada por la reducción significativa en los costos de tecnologías de almacenamiento, como las baterías de ion de litio, facilitando su implementación junto a las infraestructuras ya existentes[1].

El objetivo de este proyecto es llevar a cabo un estudio técnico-económico sobre la integración de sistemas de almacenamiento en la generación eólica. Este análisis no solo permitirá evaluar los beneficios técnicos, como la mejora en la calidad y la estabilidad de la red, sino también los beneficios económicos derivados de la venta de energía almacenada durante los períodos de alta demanda. Además, brindará una perspectiva útil sobre las implicaciones financieras y los modelos de negocio viables sobre este sector.

1.1 ANTECEDENTES

La energía eólica ha tenido una evolución notable desde sus inicios, cuando los seres humanos utilizaban molinos de viento para moler granos y bombear agua. La modernización de esta tecnología comenzó en el siglo XIX con el desarrollo de los primeros aerogeneradores modernos[2]. El Acuerdo de Transición Energética de 2030, establecido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), marca un hito importante en la evolución de la energía eólica en España, planteando el objetivo de alcanzar una potencia instalada de 50.258 MW para 2030, lo que representa un crecimiento significativo desde los 29.994 MW instalados hasta la fecha[3].

En el ámbito europeo, se ha establecido el objetivo de instalar 32 GW de energía eólica anualmente para que, en 2030, el 40% de la producción eléctrica provenga de energías renovables[4]. En España, la energía eólica se ha convertido en la principal fuente de generación eléctrica, y se espera que continúe creciendo, aunque a un ritmo que todavía necesita acelerarse para alcanzar los objetivos del PNIEC para 2030. Durante 2022, se instalaron 1.670 MW eólicos, cifra que se sitúa por debajo de los 2,2 GW anuales necesarios para cumplir con los objetivos del PNIEC para 2030[5].

Tabla 2.4. Evolución de la potencia bruta instalada de energía eléctrica (MW)

Parque de generación del Escenario PNI 2023-2030. Potencia bruta (MW)					
	Años	2019	2020	2025	2030
Eólica		25.583	26.754	42.144	62.044
Solar fotovoltaica		8.306	11.004	56.737	76.387
Solar termoeléctrica		2.300	2.300	2.300	4.800
Hidráulica		14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás		203	210	240	440
Otras renovables		0	0	25	80
Biomasa		413	609	1.009	1.409
Carbón		10.159	10.159	0	0
Ciclo combinado		26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración		5.446	5.276	4.068	3.784
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)		3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros		600	609	470	342
Nuclear		7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento*		6.413	6.413	8.828	18.543
Total		111.100	115.015	166.939	213.963

*Incluyendo el almacenamiento de solar termoeléctrica llega a 22 GW.

Tabla 1: Pronóstico Evolución de la Potencia Instalada[6]

La energía eólica ha evolucionado significativamente a lo largo del tiempo. Con los objetivos establecidos en el Acuerdo de Transición Energética de 2030, se espera no solo un crecimiento continuo sino también una consolidación de esta fuente de energía en España y toda Europa. Para maximizar su utilidad y asegurar un suministro estable de energía, es fundamental incorporar sistemas de almacenamiento en la energía eólica.

Las baterías se presentan como una solución eficaz para la variabilidad de esta fuente renovable, permitiendo almacenar energía durante períodos de alta producción eólica y liberarla cuando la producción es baja. Empresas líderes como Iberdrola están a la vanguardia de la implementación de estas tecnologías, con proyectos innovadores de almacenamiento de energía eléctrica en lugares como Caravaca de la Cruz[7]. Esta tendencia es crucial para llevar a cabo los objetivos establecidos tanto para 2030 como el del 2050, siendo irrefutable, la importancia de invertir en el almacenamiento si el objetivo final es lograr una matriz energética más sostenible y resiliente.

1.2 OBJETO DEL PROYECTO

El objetivo principal de este proyecto es llevar a cabo un análisis tecno-económico de la aplicación de sistemas de almacenamiento en parques eólicos. Para determinar la eficacia técnica y la viabilidad económica de cada opción, se analizarán y evaluarán las opciones.

El estudio comenzará con una revisión del estado actual de las energías renovables a nivel nacional e internacional, con especial atención a la energía eólica. Se destacará la importancia del almacenamiento de energía.

En el siguiente paso, se definirá un caso base sin almacenamiento y se realizarán múltiples simulaciones y optimizaciones con el apoyo del software MHOGA (*MegaWatt Hybrid Optimization by Genetic Algorithms*). Además, se realizará un análisis de sensibilidad de las variables clave.

Posteriormente, se integrará la opción de almacenamiento de energía en el estudio, llevando a cabo simulaciones adicionales para mejorar y optimizar los resultados iniciales.

Para concluir, se realizarán comparaciones basadas en los datos obtenidos, contrastándolos con una optimización previa hecha en EXCEL. De esta manera, se evaluarán los resultados obtenidos en el programa anterior, llegando a conclusiones sobre la viabilidad y los beneficios de implementar sistemas de provisión en parques eólicos.

1.3 EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El crecimiento de las energías renovables en los últimos años ha sido significativo a nivel mundial y en España. Estas fuentes de energía limpia son cada vez más importantes debido a su impacto positivo en el medio ambiente, su contribución a la seguridad energética y su relación con el crecimiento económico.

A nivel mundial, las energías renovables han experimentado un aumento en su capacidad de generación de electricidad. En 2020, a pesar de los efectos de la pandemia de COVID-19, las energías renovables alcanzaron un récord de nueva capacidad energética instalada y fueron la única fuente de generación de electricidad que registró un aumento neto de la capacidad total[8]. Se estima que para 2035, las energías renovables representarán la mitad del incremento en la generación de energía eléctrica a nivel mundial, y las fuentes solar fotovoltaica y eólica proporcionarán el 45% de este incremento[9].

La importancia de las energías renovables radica en su contribución a la seguridad energética. Dado que estas fuentes de energía se renuevan continuamente, no están sujetas a la escasez o a los precios volátiles de los combustibles fósiles, lo que las hace más confiables y sostenibles a largo plazo[9]. Además, las energías renovables desempeñan un papel crucial en la mitigación del cambio climático, ya que no emiten gases de efecto invernadero durante su operación[9].

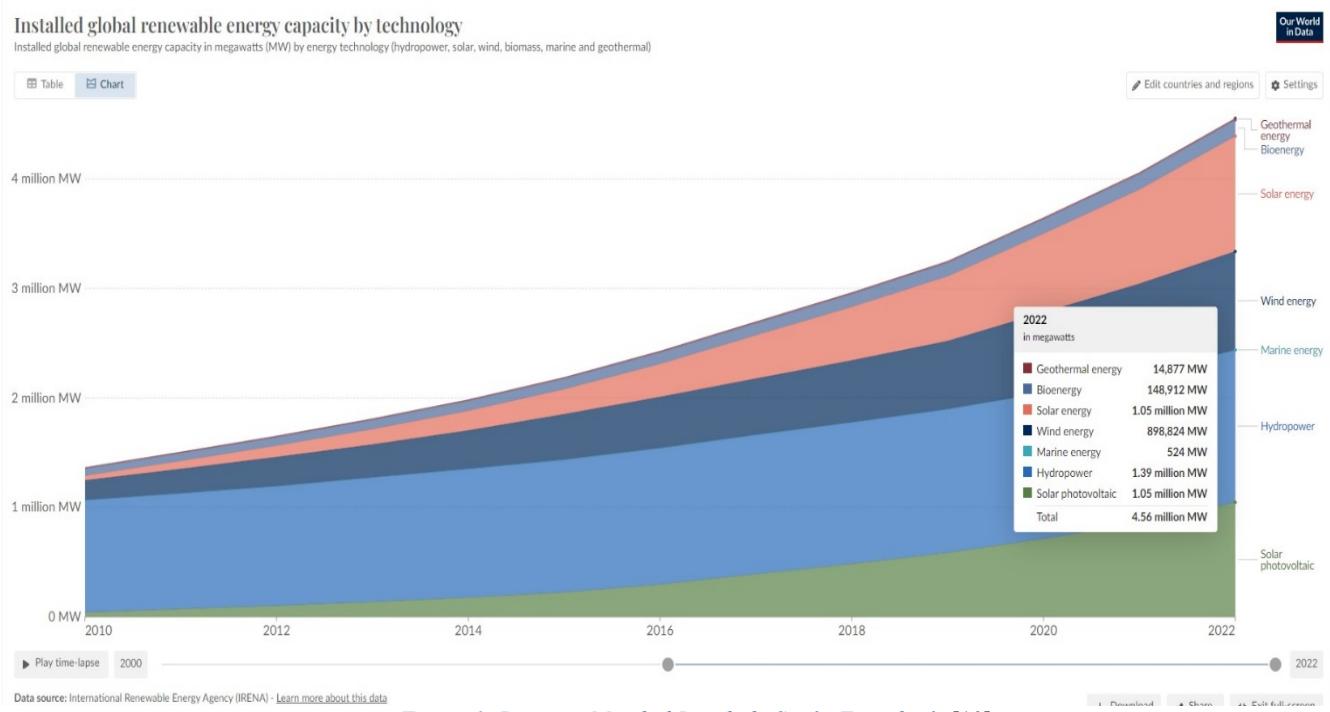


Figura 1: Potencia Mundial Instalada Según Tecnología [10]

En cuanto al crecimiento económico, las energías renovables han demostrado ser una fuente de inversión y empleo. La optimización de estas a nivel local, regional y global, propendiendo por su uso adecuado desde la legislación, es fundamental para su rentabilidad y atracción de capital[9]. Además, la integración de la energía renovable en la red, incluyendo fuentes de generación intermitentes e imprevisibles, es otra recomendación importante para su desarrollo sostenible[9].

En el caso de España, las energías renovables también han experimentado un crecimiento significativo en los últimos años. Un estudio realizado entre 1980 y 2010 demostró que el consumo de energía renovable tiene un impacto positivo en el crecimiento y el desarrollo económico del país[11]. Además, las energías renovables han contribuido a la reducción de las emisiones de CO₂ y a la creación de empleo en el sector [8][11].

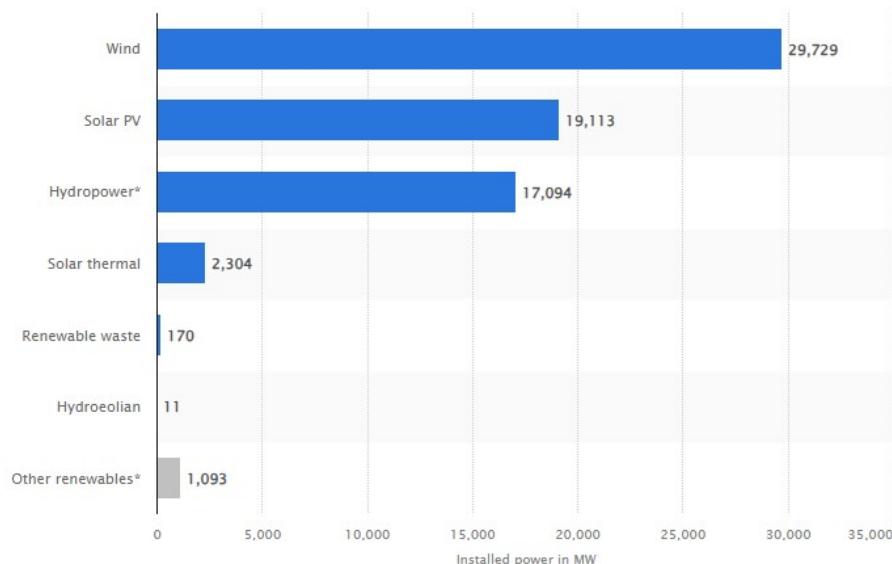


Figura 2: Potencia Renovable Instalada en España según Tecnología [12]

1.4 ROL DEL ALMACENAMIENTO EN LA RED

El almacenamiento energético es un pilar fundamental para lograr la transición energética, un aspecto que el PNIEC reconoce estableciendo objetivos de 2,5 GW de potencia equivalente en baterías y 3,5 GW en bombeo hidráulico para 2030. Se contemplan diversas tecnologías para hacer acopio de energía:

- **Electroquímica (Baterías):** Estas tecnologías aprovechan reacciones electroquímicas para almacenar y liberar energía, adaptándose a una amplia gama de aplicaciones, desde dispositivos móviles hasta sistemas de almacenamiento a gran escala.
- **Almacenamiento por Bombeo Hidráulico (PHS):** emplea la energía para elevar agua a un embalse y luego la libera para generar electricidad. Es ideal para el almacenamiento a gran escala, aunque su viabilidad depende de la geografía del lugar.
- **Almacenamiento Térmico:** Guarda energía en forma de calor o frío, siendo clave en la climatización y en la generación de energía solar concentrada.

- **Volantes de Inercia:** Se centran en almacenar energía cinética en un rotor giratorio, idóneos para liberaciones energéticas rápidas y breves.
- **Compresión de Aire (CAES):** Conserva energía comprimiendo aire, que luego impulsa turbinas para generar electricidad, adecuada para almacenamientos a gran escala.
- **Supercondensadores (SMES):** Almacenan energía eléctrica en campos eléctricos, efectivos en aplicaciones que necesitan ciclos rápidos de carga y descarga.
- **Hidrógeno:** Transforma electricidad en hidrógeno a través de la electrólisis, se utiliza posteriormente como fuente de energía.

	Power rating (MW)	Storage duration (h)	Cycling or lifetime	Self discharge ⁸	Energy density (Wh/l)	Power density (W/l)	Efficiency	Response time
PHS ¹	100 - 1,000	4 - 12h	30 - 60 years	~0	0.2 - 2	0.1 - 0.2	70-85%	Sec - Min
CAES ²	10 - 1,000	2 - 30h	20 - 40 years	~0	2 - 6	0.2 - 0.6	40-75%	Sec - Min
Flywheels	0.001 - 1	Sec - hours	20,000 - 100,000	1.3 -100 %	20 - 80	5,000	70-95%	< sec
NaS battery ³	10 - 100	1 min - 8h	2,500 - 4,500	0.05 - 20%	150 - 300	120 - 160	70-90%	< sec
Li-ion battery ⁴	0.1 - 20	1 min - 8h	1,000 - 10,000	0.1 - 0.3%	200 - 400	1,300 - 10,000	85-98%	< sec
Flow battery ⁵	0.1 - 100	1 - 0h	12,000 - 14,000	0.2%	20 - 70	0.5 - 2	60-85%	< sec
Supercapacitor	0.01 - 1	Ms - min	10,000- 100,000	20 - 40%	10 - 20	40,000 - 120,000	80-98%	< sec
SMES ⁶	0.1 - 1	Ms - sec	100,000	10 - 15%	~6	-2,600	80-95%	< sec
Molten salt	1 - 150	Hours	30 years	n/a	70 - 210	n/a	80-90%	Min
Hydrogen	0.01 - 1,000	Min - weeks	5 - 30 years	0 - 4%	600 (200 bar)	0.2 - 20	25-45%	Sec - Min
SNG ⁷	50 - 1,000	hours-weeks	30 years	negligible	1,800 (200 bar)	0.2 - 2	25-50%	Sec - Min

Figura 3: Comparación técnica de distintos tipos de baterías [13]

El almacenamiento de energía a gran escala, en la eólica, juega un papel crítico en el balance de la oferta y demanda de electricidad en las redes eléctricas. Las tecnologías de baterías, por su modularidad, rápida respuesta y cortos ciclos de construcción, se presentan como dispositivos de almacenamiento de energía deseables para este propósito. Estas tecnologías son fundamentales para cumplir con requerimientos como el aplanamiento de picos, regulación de voltaje y frecuencia, y respuesta a emergencias[14].

Las baterías de iones de litio, desde su comercialización en 1990 por Sony, han liderado el mercado de almacenamiento de energía. Estas baterías operan mediante el movimiento de iones de litio entre dos electrodos, ofreciendo un ciclo de vida largo (hasta 10.000 ciclos con 80% de profundidad de descarga), alta eficiencia (alrededor del 90%), baja tasa de autodescarga y un amplio rango de temperatura operativa. No obstante, poseen desventajas como riesgos de seguridad cuando se sobrecargan y la dependencia de materiales críticos como el litio y el cobalto[13][14].

Las baterías de flujo, exploradas desde la década de 1970, almacenan energía en soluciones de electrolitos y presentan ventajas como alta densidad energética específica y bajo costo, aunque su desarrollo comercial se ve limitado por problemas como la formación de dendritas en zinc y baja eficiencia energética[14].

Por otro lado, el arbitraje de precios de electricidad, donde los sistemas de almacenamiento se programan para comprar energía a precios bajos y venderla a precios altos, emerge como una aplicación crucial para el almacenamiento de energía. En este contexto, un estudio propone un método para generar señales predictivas de precios de electricidad, ayudando a los operadores de almacenamiento a tomar decisiones de arbitraje más rentables. Este método ha demostrado mejorar significativamente las ganancias de arbitraje de sistemas de almacenamiento en el mercado eléctrico de Ontario (Canadá)[15].

El estudio comparativo entre el almacenamiento de hidrógeno y las baterías de iones de litio para el arbitraje de precios en el mercado diario revela que, aunque ambas tecnologías son viables técnicamente, enfrentan el desafío de un valor actual neto (VAN) negativo bajo las condiciones actuales de inversión. En el caso del hidrógeno, los altos costos se asocian principalmente con la infraestructura necesaria para la electrólisis, el almacenamiento y la reconversión de energía. La eficiencia total del ciclo de conversión de electricidad a hidrógeno y de vuelta a electricidad puede alcanzar aproximadamente el 35% utilizando los valores más altos de eficiencia en cada etapa del proceso (siendo optimista). La producción de hidrógeno mediante electrólisis tiene una eficiencia del 60%-80%[16][17]. La compresión o licuefacción del hidrógeno alcanza una eficiencia del 90%-95% para compresión y del 60%-70% para licuefacción[16][17]. Finalmente, la conversión de hidrógeno en electricidad mediante celdas de combustible tiene una eficiencia del 40%-60%[18].

Por su parte, en las baterías de iones de litio, los costos significativos están en su adquisición y mantenimiento, ya que tienen una eficiencia del 85%-95%. Sin embargo, hay una tendencia a la baja en estos costos, con precios de celdas que han disminuido a unos 137 USD/kWh en 2020 y se espera que bajen hasta aproximadamente 62 USD/kWh en los próximos años, con un CAPEX (gasto de capital) proyectado de alrededor de 90 USD/kWh. Esta reducción en los costos podría traducirse en una mejora sustancial de los resultados financieros de las baterías de iones de litio, mejorando su atractivo económico para aplicaciones de almacenamiento de energía y arbitraje de precios[19].

Near-term lithium-ion battery cell and pack price forecast



Figura 4: Evolución de los precios de las células y packs de baterías [20]

2. PARQUES EÓLICOS Y ALMACENAMIENTO

En el Anexo I se puede ver el funcionamiento, simplificado, de un parque eólico

2.1 OPCIONES DE ALMACENAMIENTO

La implementación de baterías en la integración de energías renovables es crucial para equilibrar la generación y la demanda eléctrica. Esta integración es vital en regiones con alta penetración de renovables, como se ha estudiado en el caso de Irlanda, donde las baterías ofrecen una solución clave para acceder a recursos necesarios de flexibilidad domésticos [21]. Cada tipo de batería presenta ventajas y desventajas específicas, haciéndolas una opción a tener en cuenta según su uso.

- **Almacenamientos de Hidrógeno:** Aunque eficaces en términos de densidad energética, enfrentan desafíos en eficiencia energética y costos de infraestructura. La conversión de electricidad en hidrógeno y viceversa conlleva pérdidas significativas de energía, y la infraestructura necesaria para la electrólisis y almacenamiento de hidrógeno es compleja y costosa.
- **Baterías de Ion-Litio:** Ofrecen alta eficiencia y densidad energética, con una vida útil relativamente larga, con una tasa de autodescarga baja (2–8% al mes). Sin embargo, su ciclo de vida puede verse afectado negativamente por la profundidad de descarga y la temperatura de operación. Además, el costo inicial es alto, aunque se espera que disminuya en el futuro[14][19].
- **Baterías de Flujo:** Ideales para aplicaciones a gran escala, su principal ventaja es la capacidad de separar potencia y capacidad de almacenamiento. Sin embargo, suelen ser menos eficientes y más costosas que las baterías de ion-litio, y su mantenimiento puede ser más complejo.
- **Baterías de Plomo-Ácido:** Aunque son la opción más económica y madura, sufren de una menor eficiencia energética y una vida útil más corta comparada con las de ion-litio. También requieren mantenimiento regular y su rendimiento puede degradarse significativamente con el tiempo.

El almacenamiento por bombeo hidráulico es una opción coprotagonista a las baterías y de mayor prioridad en algunos países. Su principal ventaja es la capacidad de almacenar grandes cantidades de energía durante largos períodos de tiempo, lo que lo hace ideal para estabilizar la red a gran escala. Además, tiene una larga vida útil y es relativamente eficiente. Sin embargo, su implementación está limitada por la geografía, ya que requiere una ubicación específica donde se pueda construir un embalse. De igual manera, la construcción de estas instalaciones puede tener un impacto ambiental significativo y los costes iniciales son elevados [22][23].

En el presente proyecto, se pondrá énfasis en las baterías de ion-litio, las cuales emergen como una opción destacada debido a su equilibrio entre eficiencia, vida útil, densidad energética y fácil implementación. Para su correcta implementación, es crucial realizar un arbitraje adecuado de las baterías, que implica una serie de consideraciones clave para garantizar su funcionamiento óptimo y duradero. La gestión efectiva del Estado de

Carga (SoC) es uno de los aspectos más importantes. Mantener el SoC dentro de un rango óptimo, evitando tanto la carga completa como la descarga total, es fundamental para prolongar la vida útil de la batería. Los sistemas de gestión de baterías (BMS) juegan un papel crucial en este proceso, ya que monitorean y mantienen el SoC dentro de límites seguros, lo que ayuda a preservar la salud de la batería a lo largo del tiempo. Hoy en día, las baterías ya vienen con el BMS implementado, lo que asegura una gestión eficiente y segura desde el primer momento. Este sistema también permite regular la profundidad de descarga (DoD) y el SoC de las baterías, proporcionando un control preciso sobre el rendimiento y la vida útil de las mismas [24][25].

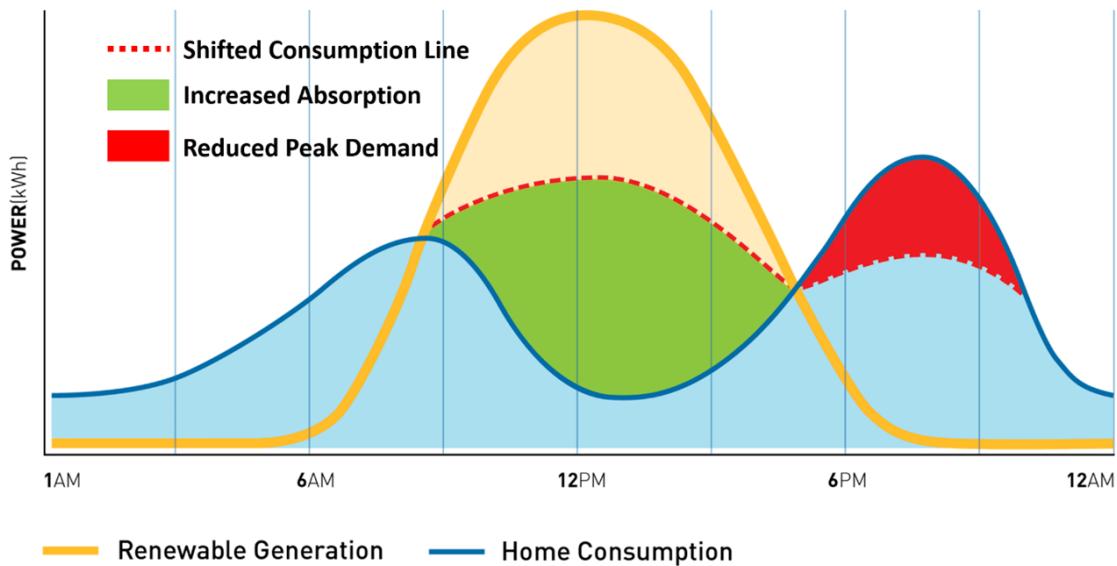


Figura 5: Diagrama del concepto de arbitraje de potencia [25]

Las estrategias de carga y descarga deben ser cuidadosamente planificadas para optimizar la eficiencia de la batería y extender su duración. Evitar la carga rápida constante y las descargas profundas es crucial, ya que pueden acelerar la degradación de la batería. La carga debe realizarse de manera controlada, idealmente durante períodos de baja demanda energética o cuando las tarifas de electricidad son más bajas, aprovechando así las condiciones más favorables del mercado[24][25].

Se debe considerar la degradación de las baterías de ion-litio. Aunque la degradación es un proceso inevitable, puede ser minimizada mediante una gestión adecuada. Factores como la temperatura de operación, la profundidad de descarga, la frecuencia de los ciclos de carga y descarga, y el nivel de carga influyen en la tasa de degradación. Por lo tanto, realizar un seguimiento regular del rendimiento de la batería y llevar a cabo un mantenimiento preventivo es esencial para mitigar los efectos de la degradación y asegurar una vida útil prolongada[26].

2.2 SERVICIOS A LA RED

Además de los beneficios generales, los sistemas de almacenamiento energético proporcionan servicios críticos para la red eléctrica:

Servicio	Descripción
Control de Frecuencia	El control de frecuencia, o regulación potencia-frecuencia, mantiene la estabilidad del sistema eléctrico al equilibrar generación y demanda, utilizando reservas primarias, secundarias y terciarias según el tiempo de respuesta requerido.
Limitación de Rampa de Potencia	El suavizado de pendientes elimina fluctuaciones momentáneas de potencia, mejorando la estabilidad de la red.
Laminado de Picos de Potencia	El peak-shaving evita exceder los límites de potencia de intercambio, crucial durante picos de consumo o generación.
Emulación de Inercia	La emulación de inercia permite a los sistemas de almacenamiento imitar la respuesta inercial de generadores síncronos, proporcionando estabilidad adicional.
Arranque Autógeno	El black start permite la restauración de la generación sin depender de otra fuente, crucial para la recuperación rápida tras un apagón.
Arbitraje	El arbitraje optimiza el uso de energía al almacenarla durante períodos de baja demanda y venderla en períodos de alta demanda.
Nivelación de Carga	El load leveling almacena energía en períodos de alta generación y la libera en períodos de baja generación, equilibrando la carga en la red.
Control de Tensión	El control de tensión se logra mediante la generación o consumo de potencia reactiva, manteniendo niveles de tensión estables.
Seguimiento de Carga	El load following adapta la generación a las variaciones de demanda, crucial para gestionar la variabilidad de fuentes renovables.
Calidad de Potencia	La calidad de potencia compensa perturbaciones que afectan la energía suministrada, protegiendo equipos sensibles.
Seguridad de Suministro	La seguridad de suministro asegura energía continua, incluso en condiciones de trabajo en isla, funcionando como un sistema de alimentación ininterrumpida (UPS).

Tabla 2: Servicios que aporta el almacenamiento a la red[27]

Como se puede observar, la implementación de sistemas de almacenamiento energético mejora significativamente la estabilidad, eficiencia y confiabilidad de la red eléctrica. Estos sistemas son un pilar fundamental para la integración efectiva de fuentes de energía renovable y para la operación eficiente del sistema eléctrico en su conjunto.

3. CASO BASE

3.1 PARÁMETROS DEL MODELO BASE

Para la realización de este estudio técnico-económico, se ha intentado utilizar el máximo posible de proyectos reales. Por ende, se ha basado en un parque eólico real en Acampo de Arias con su mayoría de datos públicos. Este se ubicado en la zona de Burgo de Ebro, Zaragoza y se han obtenido los valores medios del viento mediante la plataforma “NASA”[28]. Esta región es conocida por sus favorables condiciones climáticas para la generación de energía eólica, debido a que la topografía del área es predominantemente

plana, facilitando la instalación y operación de aerogeneradores y permite una captación eficiente del viento [29][30].

La elección de esta ubicación, según el promotor, se basa en estudios anemométricos que muestran una velocidad media del viento adecuada para la operación eficiente de los aerogeneradores. Aquellos datos que no son públicos, como el coste de los aerogeneradores, se han proporcionado como rangos de valores tras ponerse en contacto con el promotor y el gestor de la página que compilan datos de parques eólicos a nivel mundial. Teniendo esta última premisa en cuenta, se ha decidido utilizar el valor medio de dichos rangos proporcionados, asegurando que el análisis se realice con datos representativos y precisos sin comprometer la información sensible desconocida[30].

3.2 DETALLES DEL AEROGENERADOR

El parque cuenta con una capacidad instalada de 48 MW, distribuida en 24 aerogeneradores de 2 MW cada uno. Estos aerogeneradores son del modelo V90/2000 de Vestas, conocido por su alta eficiencia y fiabilidad en diversas condiciones operativas. La instalación está dividida en tres partes: una de 12 MW y las otras dos de 18 MW, utilizando el mismo modelo de aerogenerador en todas las secciones. La capacidad instalada permite al parque contribuir significativamente a la generación de energía renovable en la región. Este modelo presenta una curva de potencia característica de los últimos modelos[31][32].

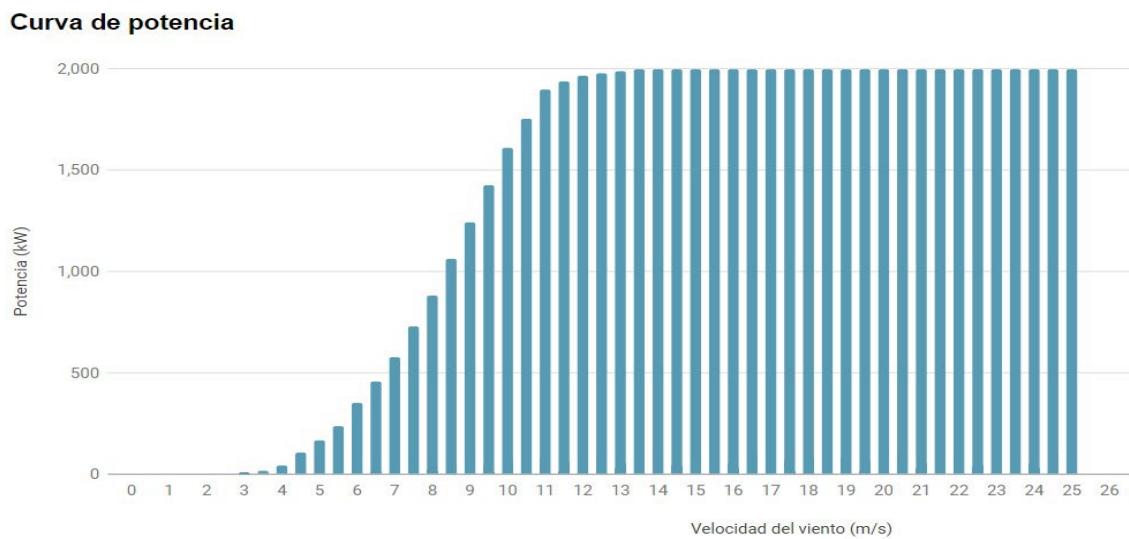


Figura 6: Curva de potencia V90/2000[31]

El aerogenerador V90/2000 de Vestas es una máquina robusta y eficiente, diseñada para maximizar la producción de energía eólica. En la Tabla 2, se detallan las especificaciones técnicas clave del aerogenerador:

Categoría	Datos
Potencia Nominal	2,000 kW
Velocidad de Arranque	4 m/s
Velocidad de Parada	25 m/s
Diámetro del Rotor	90 m
Altura	85 m
Área Barrida	6,362 m ²
Tipo de control	Pitch
Retorno de Energía en Vida Útil*	26 veces
Tasa de Reciclabilidad*	82%

*Valores teóricos del fabricante.

Tabla 3: Característica del aerogenerador

Este modelo de máquina asíncrona con velocidad variable y control de ángulo de paso (pitch control), es ampliamente utilizado en parques eólicos a nivel mundial debido a su eficiencia y fiabilidad. Para este proyecto, se considera un coste de operación y mantenimiento anual (O&M) del 2% y una degradación del 1% [33][34].

Por confidencialidad no se puede obtener el precio real; sin embargo, analizando este mismo modelo seminuevo, se considera 1,5 M€/MW incluyendo las obras pertinentes[35][36].

Por otro lado, se cuenta con un transformador de 50 MVA. Aplicando un factor de potencia de 0,9, habitual en este sector, se obtiene una potencia máxima de 45 MW.

3.3 PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

Los datos sobre el precio de la electricidad se han obtenido del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE). La Figura 9 muestra la evolución temporal del precio medio de la electricidad en España desde 2007 hasta 2023 [37].

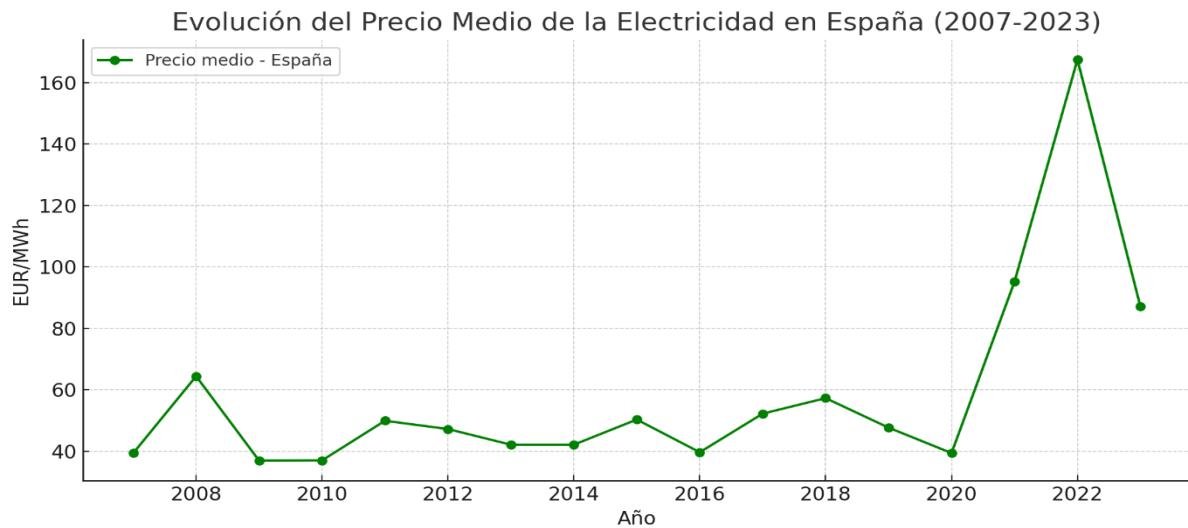


Figura 7: Evolución del precio de la electricidad en España[37]

Esta información es crucial para el análisis económico del parque eólico. La evolución de los precios refleja varios factores, incluidos los cambios en la demanda y oferta de electricidad, así como los impactos de eventos económicos y geopolíticos.

Entre 2007 y 2020, el precio medio de la electricidad en España mostró fluctuaciones moderadas, manteniéndose en un rango relativamente estable.

En 2021, se observa un aumento significativo en el precio medio de la electricidad, alcanzando un máximo en 2022 debido a factores como la crisis energética y los conflictos geopolíticos.

En 2023, el precio disminuye, pero sigue siendo superior al promedio de los años anteriores.

Para mitigar la variabilidad del precio de la electricidad en los análisis económicos, se ha decidido utilizar el valor del año 2018 (58,18 €/MWh de media ese año), ya que no se ven afectados por la fluctuación de estos últimos años y coincide con el año de inauguración de este parque eólico, con el fin de proporcionar una base más estable y representativa para evaluar la viabilidad económica[37].

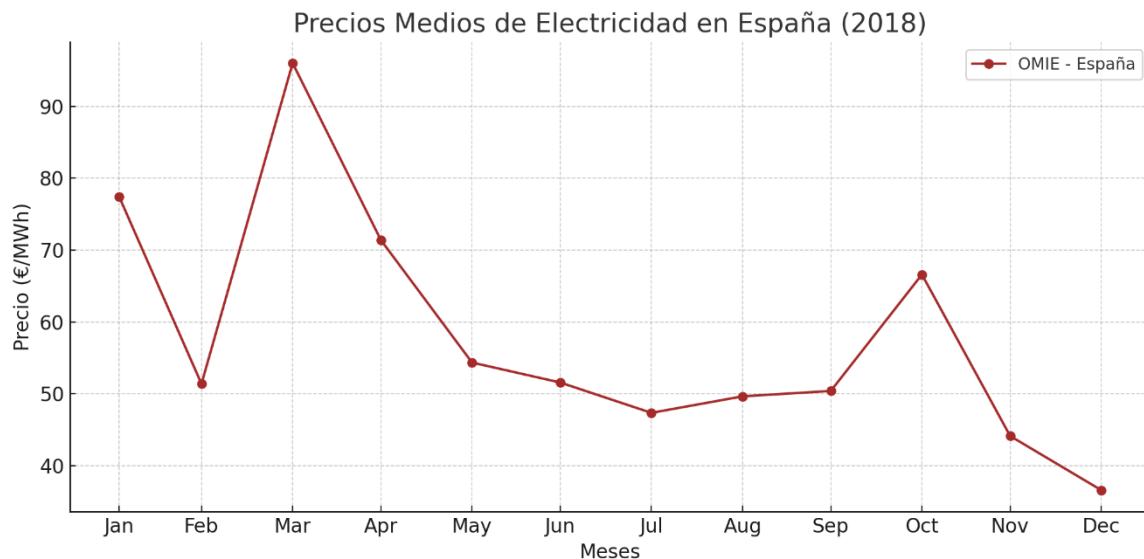


Figura 8: Precio de la electricidad en España 2018[37]

A partir de 2024, se ha considerado una inflación del 3,1%, reflejando la tasa de inflación de 2023. Esta proyección es esencial para ajustar los precios futuros de la electricidad y evaluar el rendimiento económico del parque eólico a largo plazo. La inflación afecta tanto a los ingresos generados por la venta de electricidad como a los costos operativos y de mantenimiento del parque[38][39].

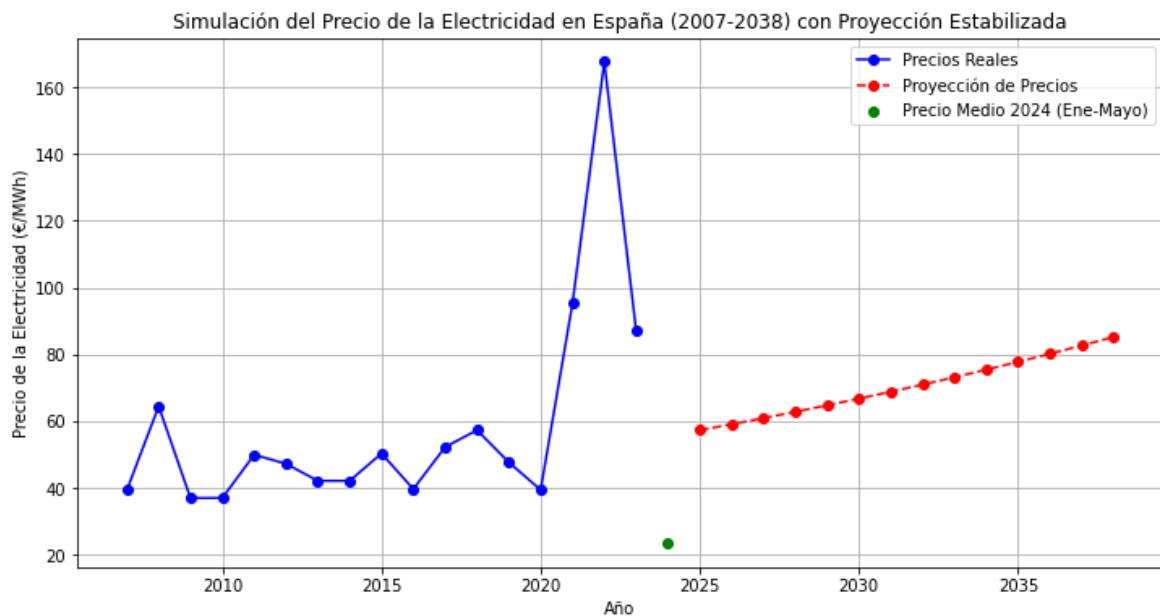


Figura 9: Pronóstico del precio según inflación del año 2023

Al considerar estos factores, se tiene como foco que el análisis económico del parque eólico sea más preciso y se intenta reflejar de manera más realista las condiciones futuras del mercado energético.

3.3.1 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Para este proyecto se ha seleccionado el sistema de almacenamiento *Power Container*, que agrupa las baterías modelo M48128P6B de LG. Este sistema tiene una

potencia de 2,4 MW, en las baterías de LG usualmente un 60% de la capacidad de almacenamiento, opera con un voltaje de 714 V DC y una intensidad máxima de 3,3kA, garantizando, según fabricante, 6000 ciclos de vida con un DoD del 90% y una vida útil de más de 20 años[40][41]. Se trata de una batería de NCM (níquel, cobalto y magnesio), caracterizadas por su alta densidad de energía, buen rendimiento a alta potencia y diseño flexible, las hacen ideales para aplicaciones que requieren un balance entre capacidad, peso y eficiencia energética. La elección de esta batería es crucial para gestionar eficazmente la energía generada por el parque eólico, permitiendo almacenar el exceso de energía cuando la producción supera la demanda y liberarla cuando la demanda es mayor. Es un sistema utilizado en otros proyectos similares, lo que garantiza su fiabilidad y eficiencia. Además, cuenta con los últimos protocolos de comunicación, lo que permite una integración eficiente con la infraestructura de gestión y control del parque eólico[42][43].

Power Container	Models	40ft HC ISO Container	
		M48128P6B	
	Energy [MWh]	4.0	
	System Voltage [V dc]	714~1,000	
	Dimension [W x H x D, m]	12.2 x 2.9 x 2.5	
	Weight [ton] (incl. battery)	50	
	Ambient Temperature [°C]	-20~50	
	Communication	CAN2.0B, Modbus TCP/IP	

Figura 10: Batería de ion-litio de LG [40][41]

El inversor seleccionado es el modelo *Frame 4* (FP3180K4) de Power Electronics. Sus parámetros casan con los rangos de la batería, operando en un margen de voltaje DC de 708V a 1250V, compatible con el rango de 714V a 1,000V DC de la batería LG, asegurando una conversión eficiente de la energía almacenada[44].

500 V		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		FP1590K2	FP2385K3	FP3180K2	FP3180K4
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	1590	2385	3180	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1475	2215	2955	
	Operating Grid Voltage (VAC)		500V ±10%		
DC	DC Voltage Range [2]		708V - 1250V		
	Maximum DC Voltage		1250V		
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4
EFFICIENCY	Efficiency (Max) (n) (preliminary)	98.76%	98.78%	98.94%	
	Euroeta (n) (preliminary)	98.37%	98.39%	98.56%	

Figura 11: Inversor de Power Electronics [44]

Para este estudio, se ha considerado un coste de la batería de 127 €/kWh[45][46] y 97€/kW para el inversor[47][48].

4. RESULTADOS OBTENIDOS

Se presentarán los resultados de las simulaciones efectuadas con el software. En primer lugar, se examinará el caso base, que no incorpora baterías y tiene una potencia instalada menor a la permitida, junto con un análisis de sensibilidad. Posteriormente, se analizará la optimización que incluye el uso de baterías e inversor, así como el análisis de sensibilidad de ciertas variables. Por último, se contrastarán los resultados obtenidos del almacenamiento con los de otro software, Excel. Se desglosará el proyecto teniendo las siguientes consideraciones, económicas:

Componente	Detalles
Turbinas, Construcción e Instalación (80%)	36.045 M€
Infraestructura Eléctrica y Conexiones (10%)	4.509 M€
Desarrollo (Ingeniería, Permisos, Estudios) (8%)	3.605 M€
Operación y Mantenimiento (O&M) Anual (2%)	0.899 M€**
Vida Útil	20 años
Inflación Anual Considerada	3.1%
Inflación costes de O&M	3.1%
Interés de la Inversión	5%
Precio medio en 2018	0.05818 €/kWh

*Porcentajes habituales a la hora de realizar un parque eólico[49]

**Valor del primer año

Tabla 4: Estimación de inversión inicial según precio de la turbina

Se obtiene así un coste de inversión total estimado de 45,058 millones de euros. Por lo tanto, el coste total por kW es aproximadamente 938,71 euros/kW (938710 €/MW).

Para analizar esta simulación, se evaluarán la energía producida a lo largo de 20 años, así como varios indicadores económicos clave:

- **Valor Actual Neto (VAN):** Indica el valor presente de los flujos de caja netos del proyecto. Un VAN positivo sugiere que el proyecto es rentable.
- **Tasa Interna de Retorno (IRR/TIR):** Representa la rentabilidad esperada del proyecto. Es la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero.
- **Costo Nivelado de Energía (LCOE):** Es el costo promedio de generación de energía durante la vida útil del parque, expresado en €/kWh.
- **Payback:** Es el número de años necesarios para recuperar la inversión inicial del proyecto. Una vez alcanzado el Payback, el proyecto empieza a generar ganancias netas.

En el Anexo I se puede ver el procedimiento para realizar una simulación en MHOGA.

La curva del precio horario a lo largo de todo el año utiliza, 2018, se puede observar en la Figura 12.

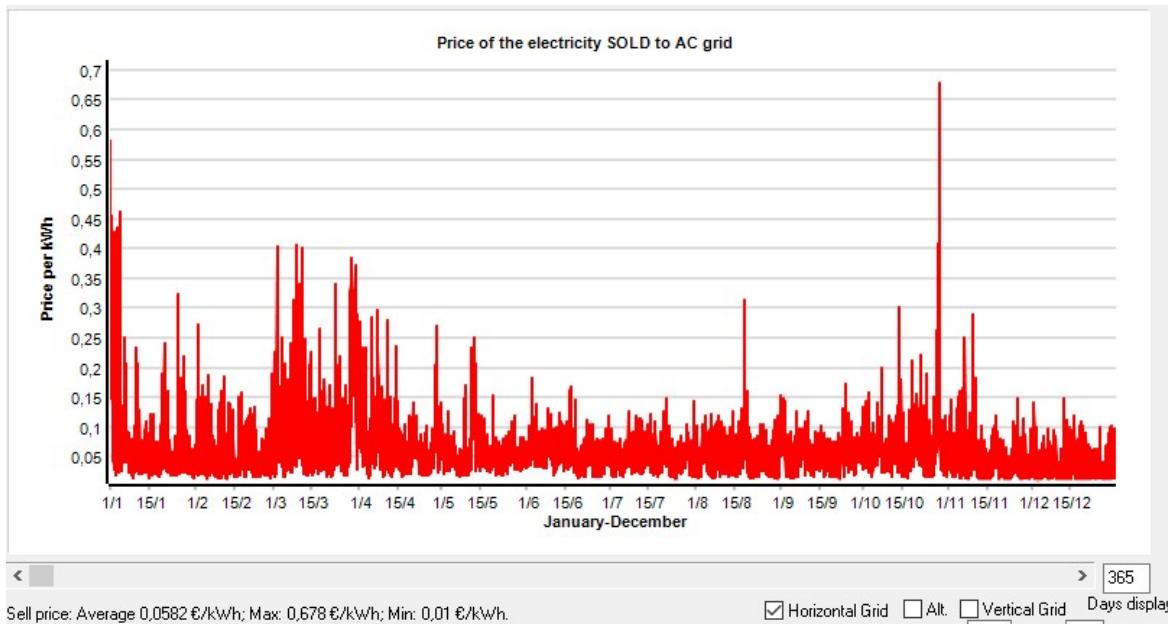


Figura 12: Evolución del precio a lo largo del año de 2018 [37]

Se puede apreciar que en este año hubo un mínimo de 0,01 €/kWh y un pico máximo de 0,678 €/kWh.

4.1 ESCENARIO SIN BATERÍA

En la simulación del parque eólico sin baterías, toda la energía producida es vertida a la red, por lo que el exceso se pierde (generación hasta 48MW, máximo de la red 45MW). Considerando un periodo de 20 años, se obtuvo una producción anual media de 137,893 GWh/año. A continuación, se presenta la gráfica de la generación de energía a lo largo de estos 20 años, donde se observa la variabilidad anual y la tendencia general de producción.

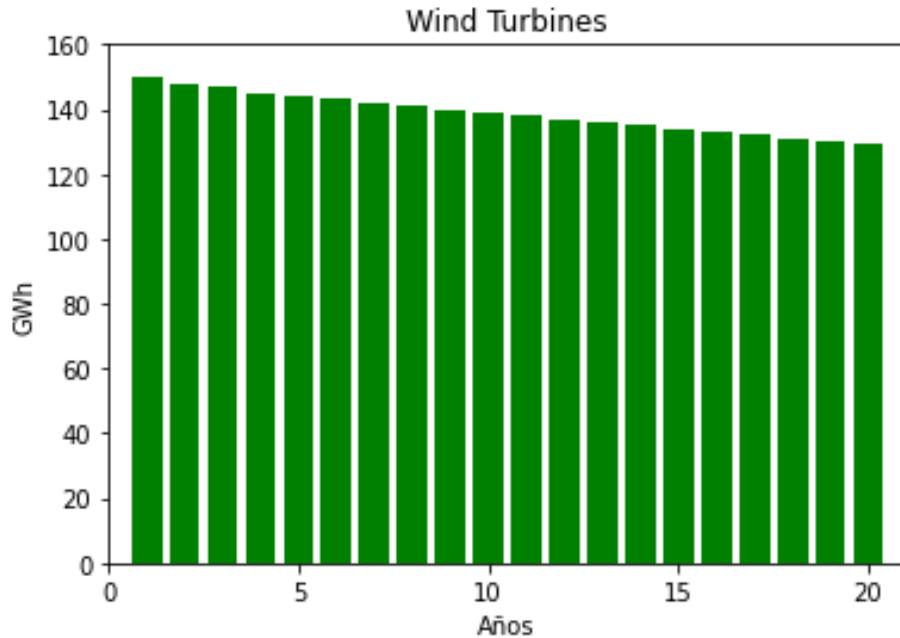


Figura 13: Generación de la energía a 20 años vista

Se observa que la producción de energía tiende a reducirse a lo largo de los años debido al desgaste y envejecimiento de los componentes del parque eólico, lo cual provoca

una reducción aproximada del 20% de la energía generada a lo largo de esos 20 años. Dado que se ha considerado una degradación del 1% anual[50], este comportamiento es el esperado.

VAN (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)	Payback (años)
67.418	19.76	0.0244	7.5

Tabla 5: Resultados caso base

Se puede apreciar que en ocho años se ha recuperado la inversión y genera beneficios.

Además, en el caso sin batería, se ha realizado una serie de variaciones en parámetros clave para ver cómo afectan a los resultados obtenidos. Primero, se ha realizado una variación de $\pm 1\%$ y $\pm 5\%$ en la velocidad del viento para evaluar su impacto y la importancia que tiene. Luego, se ha considerado el efecto del precio de los aerogeneradores, ajustándolo a 0,8 y 0,9 del precio nominal (siendo estos 1,5 millones de euros cada uno). Finalmente, se ha examinado la variación de la inflación, modificándola a 2,1% y 4,1%, en comparación con la base de 3,1%.

Viento	VAN (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)	Payback (años)
0.95	57.791	17.87	0.0265	8.26
0.99	65.529	19.39	0.0273	7.63
1.0	67.418	19.76	0.0244	7.5
1.01	69.287	20.12	0.0264	7.32
1.05	76.553	21.5	0.0226	6.92

Tabla 6: Variación del viento en el caso base

Como se puede observar, una pequeña variación en el viento afecta significativamente a los resultados. Con un ligero aumento del viento, el VAN y el IRR (TIR) aumentan, el LCOE disminuye y el Payback se acorta, reflejando así lo crucial que es realizar un buen estudio a la hora de desarrollar un parque eólico.

Precio Aerogenerador	VAN (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)	Payback (años)
1.5 M€	67.418	19.76	0.0244	7.5
1.35 M€ (P x 0.9)	72.149	22.2	0.024	6.7
1.2 M€ (P x 0.8)	76.879	25.18	0.0214	5.97

Tabla 7: Variación del precio de la turbina en el caso base

Como se puede observar, una pequeña variación en el precio de los aerogeneradores afecta significativamente los resultados. Con una disminución del precio de los aerogeneradores, el VAN y el IRR (TIR) aumentan, y el LCOE disminuye, reflejando así la importancia de conseguir precios competitivos en la adquisición de los equipos para mejorar la rentabilidad y eficiencia económica del parque eólico.

Inflación (%)	VAN (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)	Payback (años)
2.1%	56.26	17.93	0.0278	8.31
3.1%	67.418	19.76	0.0244	7.5
4.1%	75.895	20.44	0.0275	6.01

Tabla 8: Variación de la inflación en el caso base

Como se puede observar, una pequeña variación en las tasas de inflación afecta significativamente a los resultados. Con un ligero aumento en la tasa de inflación, el VAN y el IRR pueden variar considerablemente. Esto refleja lo importante que es tener en cuenta las proyecciones económicas a largo plazo, ya que la inflación es un factor volátil que puede cambiar dependiendo de las condiciones económicas de cada año, afectando así la viabilidad financiera del parque eólico.

4.2 ESCENARIO CON BATERÍAS

En este apartado se va a analizar el impacto de implementar baterías de ion-litio en el parque eólico. Para ello, se evaluará la energía producida a lo largo de 20 años y con los mismos indicadores que en el apartado anterior. Además, se ha realizado un estudio del precio de venta de la energía almacenada en las baterías. Se estima una vida útil de las baterías de 15 años, pero en las simulaciones se utiliza el modelo *Rainflow* [51] para ajustar la degradación y la vida útil de las baterías según las diferentes profundidades de descarga.

El estudio de numero de baterías de ion-litio optimo se puede observar en el Anexo II, el óptimo se ha demostrado que son 2 baterías en paralelo.

Tras implementar las baterías en el parque eólico, se procede a realizar el análisis de la descarga de las baterías. La carga de la batería es solo mediante la fuente renovable con energía remanente, es decir, cuando la generación supera el máximo que puede inyectar a la red. Los precios para realizar la descarga considerados van de 0,015 €/kWh a 0,150 €/kWh. en incrementos de 0,015 €/kWh.

Precio de descarga	VAN (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)	Payback (años)
0.015 €/kWh	66.426	19.3	0.0249	7.67
0.03 €/kWh	66.43	19.3	0.0249	7.67
0.045 €/kWh	66.434	19.3	0.0249	7.67
0.06 €/kWh	66.437	19.3	0.0249	7.67
0.075 €/kWh	66.444	19.3	0.0249	7.67
0.09 €/kWh	66.451	19.3	0.0249	7.66
0.105 €/kWh	66.456	19.3	0.0249	7.65
0.12 €/kWh	66.454	19.3	0.0249	7.66
0.135 €/kWh	66.447	19.3	0.0249	7.66
0.15 €/kWh	66.439	19.3	0.0249	7.67

Tabla 9: Optimización precio de venta de la energía almacenada

Con una producción anual media de energía de 138,087 GWh/año, se observa que el mejor valor de VAN y el menor Payback se obtienen con un precio de venta de la energía de 0,105 €/kWh. Comparando el VAN (66,456 M€ frente a 67,418 M€) de los dos escenarios, se puede concluir que implementar baterías no es tan rentable como no invertir en almacenamiento.

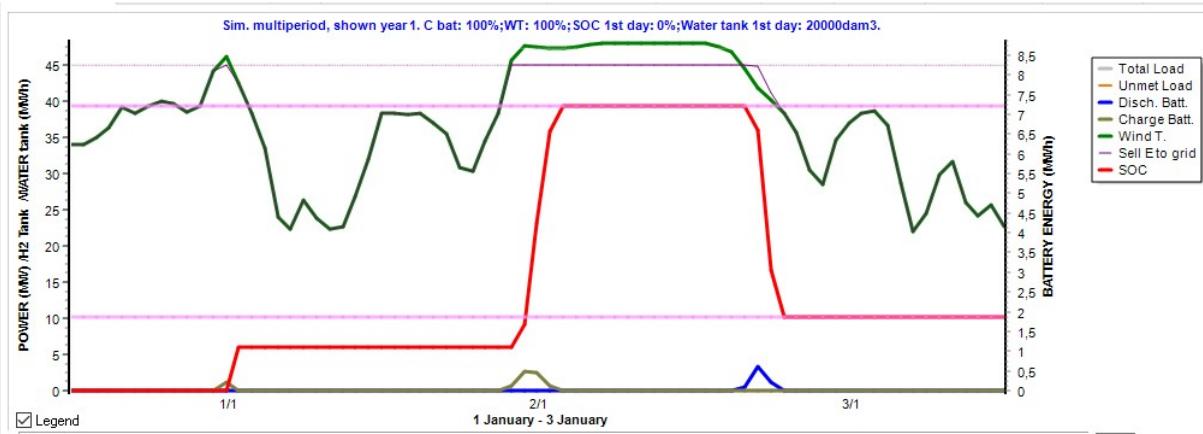


Figura 14: Simulación del sistema con baterías

En la Figura 14 se puede apreciar la gestión de la carga y descarga de la batería según la demanda y generación del sistema. Este sistema solo se carga las baterías con exceso de generación el cual no se puede verter a la red.

Para maximizar el beneficio económico del uso de la batería, se permitirá su carga no solo con el exceso de generación, sino también cuando el precio de la energía sea inferior a un valor predeterminado. De este modo, se establecerá un precio que determine tanto la carga como la descarga de la batería. MHOGA se encargará de analizar y optimizar estos sistemas complejos mediante múltiples simulaciones, con el objetivo de obtener el mejor VAN posible.

Precio de carga (€/kWh)	Precio de descarga (€/kWh)	VAN (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)	Payback (años)
<0,1436	≥0,1436	66.802	19.37	0.0274	7.64

Tabla 10: Optimización precio de venta de la energía almacenada con MHOGA

Se obtiene un arbitraje ideal de las baterías cargando cuando el precio es inferior a 0,1436 €/kWh y descargando cuando el precio es igual o superior a 0,1436 €/kWh. Con este arbitraje se consigue una producción anual media de energía de 138,333 GWh/año, se observa una mejora significativa del VAN debido a la optimización del precio de carga y descarga de las baterías. Sin embargo, no llega a ser más rentable que el sistema sin baterías.

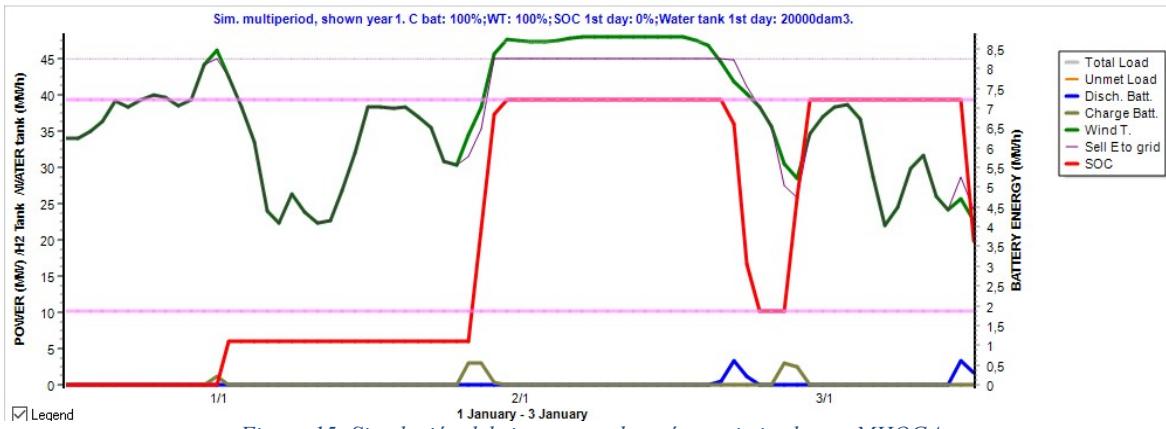


Figura 15: Simulación del sistema con baterías optimizado por MHOGA

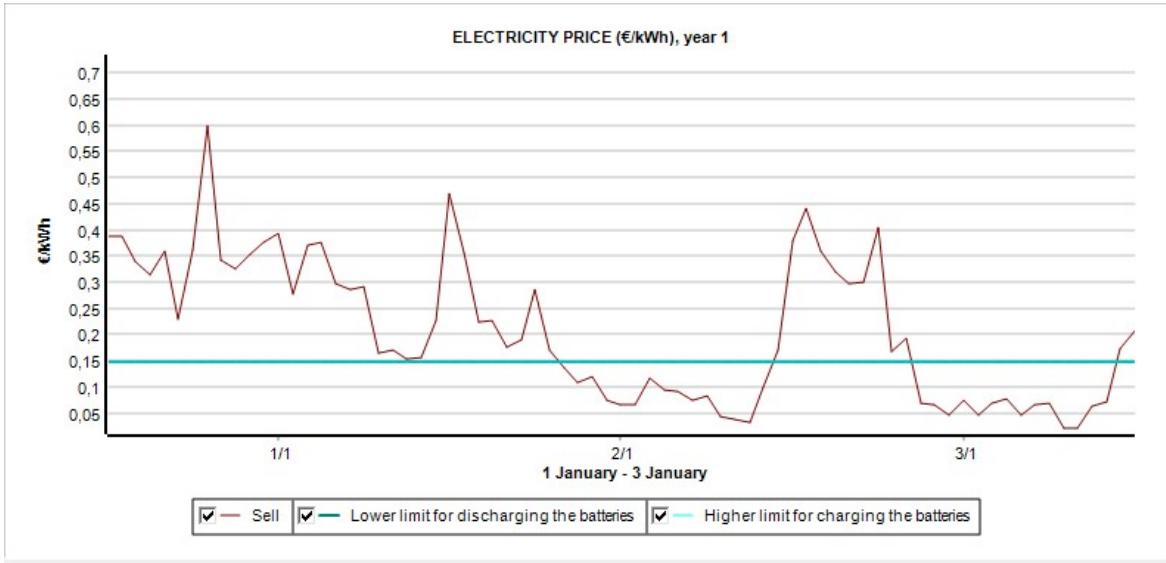


Figura 16: Precio de la energía y límites de carga y descarga

En las Figura 15 y Figura 16, se puede apreciar la gestión del sistema optimizado por MHOGA. A diferencia del caso anterior, horas antes del día tres se registra una disminución en el precio de la electricidad, la cual, gracias a la optimización, se aprovecha para cargar las baterías. Este análisis resalta la importancia de un arbitraje eficiente en la gestión de las baterías, lo que mejora significativamente la rentabilidad del proyecto. En las figuras 17 y Figura 18 se pueden ver los resultados de ambas simulaciones, con y sin arbitraje, con el precio superpuesto.

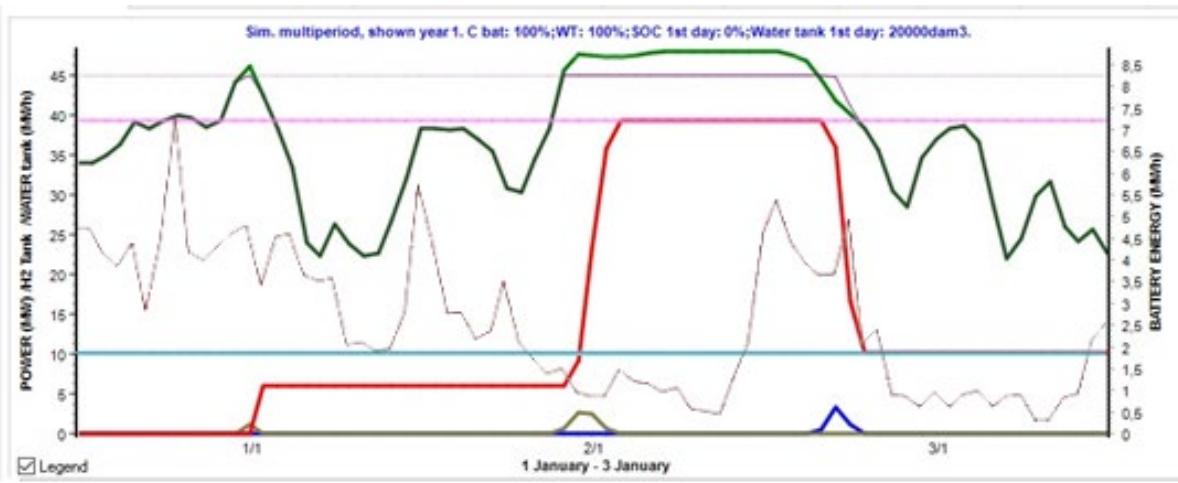


Figura 17: Simulación con baterías y precio de la energía

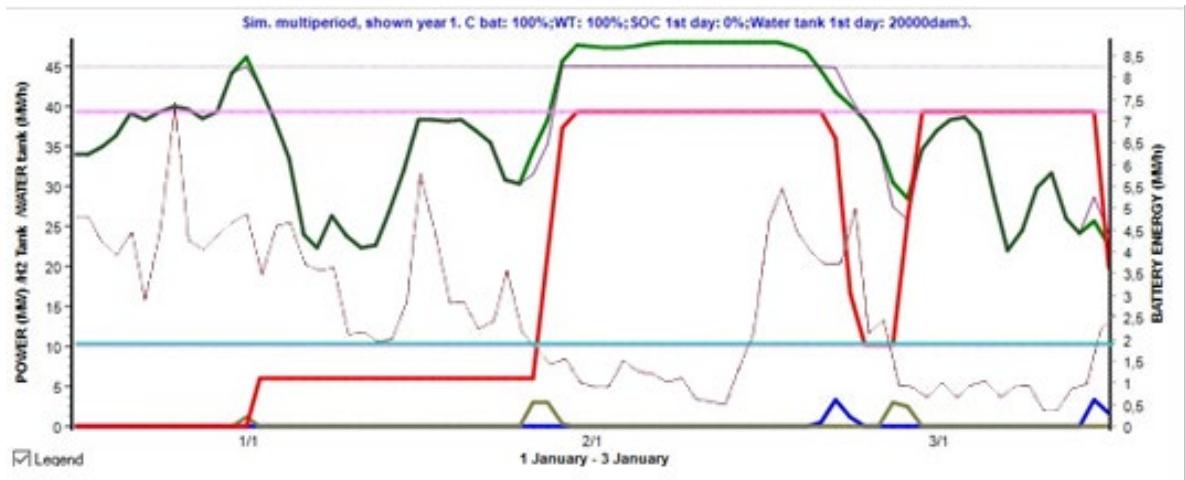


Figura 18: Simulación optimizada por MHOGA y precio de la energía

4.2.1 VARIACIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE DESCARGA MAXIMA PERMITIDA

Con el objetivo de al menos igualar la rentabilidad del parque sin almacenamiento, se estudiará la variación de la profundidad de descarga de la batería en el caso optimizado por MHOGA. Los análisis iniciales se realizaron con los datos del fabricante, que especifican una profundidad de descarga (DoD) del 90% y 6000 ciclos de vida útil.

DoD	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Ciclos	54000	27000	18000	13500	10800	9000	7714	6750	6000	5400

Tabla 11: Ciclos de vida frente a profundidad de descarga según fabricante

Para optimizar la rentabilidad, se variará la profundidad de descarga desde el 50% hasta un supuesto 100%, evaluando cómo estos cambios afectan al impacto económico general del proyecto y la degradación de las baterías al haber utilizado un modelo “Rainflow” el cual ajusta el envejecimiento según la profundidad de descarga[51].

DoD	VAN (M€)	Energía aportada	Horas
50%	66.637	0.229 GWh/año	572.5
60%	66.673	0.283 GWh/año	707.5
70%	66.707	0.337 GWh/año	842.5
80%	66.741	0.39 GWh/año	975
90%	66.802	0.44 GWh/año	1100
100%	66.859	0.481 GWh/año	1202.5

Tabla 12: Resultados de la variación en DoD

El estudio de la profundidad de descarga de las baterías muestra que, al incrementar la DoD, el VAN y la energía aportada aumentan ligeramente. El VAN varía desde 66,637 M€ para una DoD del 50% hasta 66,859 M€ para una DoD del 100%. Aunque se observa una mejora en el VAN y la energía aportada con una mayor DoD, ninguna de las configuraciones con baterías alcanza la rentabilidad del parque sin almacenamiento de 67,418 M€.

4.2.2 VARIACIÓN DE PRECIOS SEGÚN PREVISIÓN

Observando que las ganancias del sistema con almacenamiento no compensan su inversión inicial, se ha decidido reducir el precio del sistema basado en estudios de la proyección del precio de las baterías de ion-litio. Según estos estudios, el precio de las baterías disminuirá de 127 €/kWh a 80 €/kWh. Además, se proyecta una reducción del 20% en el costo de los inversores, de 97 €/kWh a 77.6€/kWh[52][53] Con estas reducciones, la inversión inicial del sistema se reduce significativamente, lo que mejora la rentabilidad y hace que la implementación del almacenamiento sea más viable económicaamente.

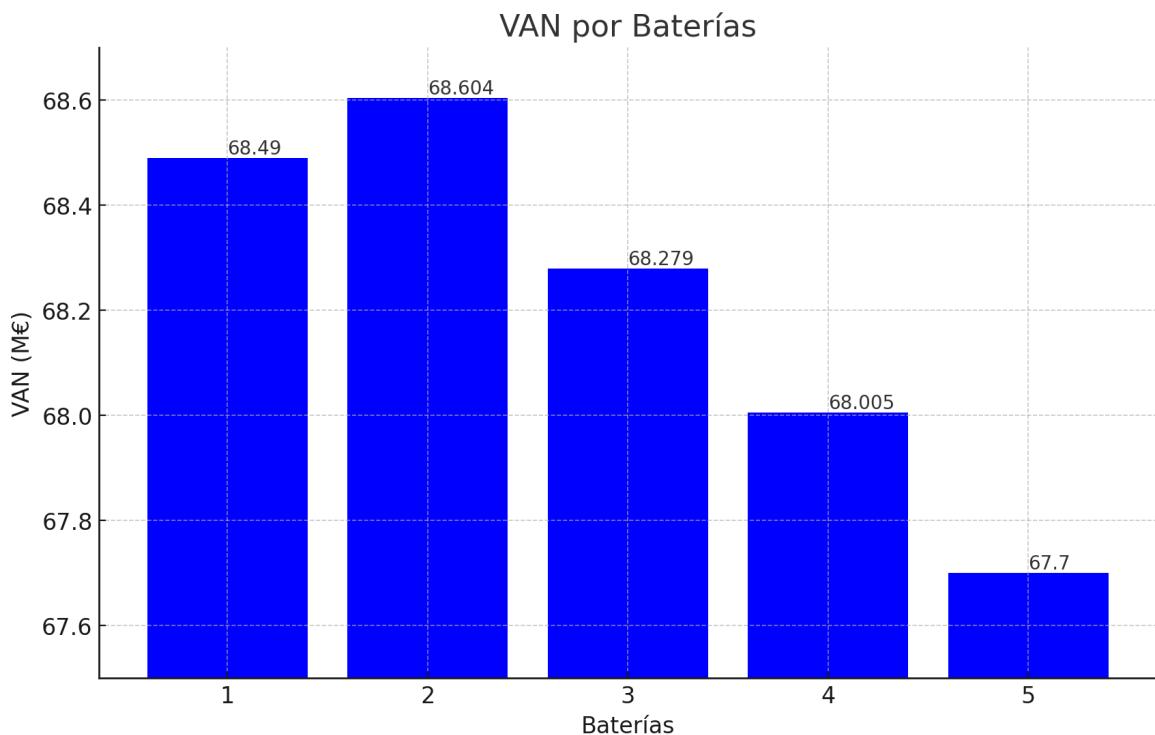


Figura 19: *VAN* previsto según número de baterías

Para esta parte, se ha vuelto a estudiar el número óptimo de baterías. Se puede observar que, al no cambiar las características técnicas iniciales, sigue siendo mejor implementar 2 baterías. Además, con esta previsión de reducción de costos, todos los valores de rentabilidad ya superan los del parque eólico sin baterías.

5. CASO ALMACENAMIENTO, SIMULACIÓN MEDIANTE EXCEL

En este apartado se procederá a simular la rentabilidad mediante Excel, utilizando las bases de datos de viento y precio de las plataformas NASA y OMIE, respectivamente, al igual que en los apartados anteriores. Con los datos de la instalación, se realizan los cálculos necesarios. Las condiciones empleadas fueron, al igual que en MHOGA, con 2 baterías, cargando cuando el precio fuese inferior a 0,1436 €/kWh y descargando la batería cuando el precio fuese igual o mayor a 0,1436 €/kWh. Como en el caso optimizado.

Utilizando la inversión inicial que se ha visto en la Tabla 4, se tienen las siguientes consideraciones:

Componente	Detalles
Inversión sin baterías	45.058 M€
Inversión con baterías	46.658 M€
O&M anual	2%
Interés Inversión	5%
Inflación	3.1%
Desgaste turbina anual	1%
Degradación baterías primer año	5%
Degradación baterías anual	1%

Tabla 13: Consideraciones para las simulaciones en Excel

Para las baterías, se ha considerado una pérdida de capacidad del 5% el primer año y para el resto de los años un 1%, comportamiento habitual en las baterías de ion-litio[54][55].

Con la curva de potencia del aerogenerador y la velocidad del viento se ha obtenido la potencia unitaria que genera cada turbina. Dicha potencia se multiplica por el factor de corrección de la energía generada debido al desgaste de las maquinas.

$$E_{generada} = 24 \times (P_{generada} \times 1h \times (1 - DesgasteTurbina))$$

El primer año el “DesgasteTurbina” es 0 y se incremente en 0,01 por año transcurrido.

Se analiza el precio de esa hora, en caso de ser inferior a los 0,1436 €/kWh se cargan las baterías. Si es inferior y las baterías ya están cargadas o el precio es superior se inyectan a la red, la energía aportada a la red entre la generación y las baterías se limitan a un máximo de 45MW. La energía que no es almacenada y se puede verter a la red se considere energía inyectada.

Para cargar las dos baterías se comprueba que no están ya cargadas, además se aplica un DoD de 90%, según fabricante, y se tienen en cuenta el envejecimiento del almacenamiento.

$$E_{almacenada} = 2 \times (4MWh \times 0,9 \times (1 \times DesgasteBaterias))$$

El “DesgasteBaterias” es un factor de corrección el cual el primer año es cero, el segundo 0,05 y se incrementa en 0,01 el resto de los años.

Para la energía descargada primero se comprueba que hay energía almacenada, luego que el precio sea superior al margen marcado y por último que se pueda inyectar a la red.

Con el precio por horas se obtienen los ingresos que se generan cada hora:

$$Ingreso = Precio\ por\ hora \times \left(\frac{E_{descargada} + E_{inyectada}}{1000} \right)$$

Como el precio es en €/kWh y las energías en MWh se ajustan las unidades para obtener los ingresos en €.

Cada año que ocurre en la simulación se considera una inflación, acumulativa, de 3,1%, se ve afectados los precios por hora, así como los O&M.

Se obtiene los ingresos totales en cada año con:

$$\text{Ingresos totales} = \text{Ingresos} - \text{O\&M}$$

Así como el flujo de caja en cada año:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos totales} - \text{Inversión Total}$$

En esta fórmula, la inversión total, se tiene en cuenta el interés del 5% del proyecto. Con todas estas consideraciones se puede extraer, con el flujo de caja del año 20, el VAN del plan.

Año	Ingreso por año (M€)	Ingreso proyectado (M€)	Costo O&M (M€)	Ingresos	Flujo Caja				
1	8,858	8,858	0,901	7,957	-41,034				
2	8,737	17,595	1,863	15,732	-33,259				
3	8,582	26,177	2,825	23,352	-25,639				
4	8,405	34,582	3,787	30,794	-18,197				
5	8,228	42,809	4,750	38,060	-10,931				
6	8,050	50,860	5,712	45,148	-3,843				
7	7,873	58,733	6,674	52,059	3,068				
8	7,696	66,429	7,636	58,793	9,802				
9	7,519	73,948	8,598	65,350	16,359				
10	7,342	81,290	9,560	71,730	22,739				
11	7,165	88,454	10,522	77,932	28,941				
12	6,987	95,442	11,484	83,958	34,967				
13	6,810	102,252	12,446	89,806	40,815				
14	6,633	108,885	13,408	95,477	46,486				
15	6,456	115,341	14,370	100,971	51,980				
16	6,279	121,620	15,332	106,287	57,296				
17	6,102	127,721	16,295	111,427	62,436				
18	5,924	133,646	17,257	116,389	67,398				
19	5,747	139,393	18,219	121,174	72,183				
20	5,570	144,963	19,181	125,782	76,792				

Año	Ingreso por año (M€)	Ingreso proyectado (M€)	Costo O&M (M€)	Ingresos	Flujo Caja				
1	8,637	8,637	0,901	7,736	-39,575				
2	8,638	17,276	1,830	15,445	-31,866				
3	8,591	25,867	2,759	23,107	-24,204				
4	8,443	34,310	3,688	30,622	-16,689				
5	8,295	42,605	4,618	37,987	-9,924				
6	8,145	50,750	5,547	45,204	-2,107				
7	7,997	58,747	6,476	52,271	4,960				
8	7,849	66,596	7,405	59,191	11,880				
9	7,701	74,298	8,334	65,964	18,653				
10	7,553	81,850	9,263	72,587	25,277				
11	7,404	89,255	10,192	79,063	31,752				

<	>	...	Viento	Precio	Resultados Simulación
					Flujo de Caja
					Costos O&M Anuales
					Ingresos Proyectados
					Resultados Simulación (2)
					+

Figura 20: Resultados obtenidos en Excel

Es posible consultar más detalles del proceso realizado, en Excel, en el Anexo IV.

Se obtiene un VAN con baterías y sin baterías de 76,792 M€ y 83,343 M€ respectivamente. En la Figura 18 se comparan estos resultados con los logrados en MHOGA.

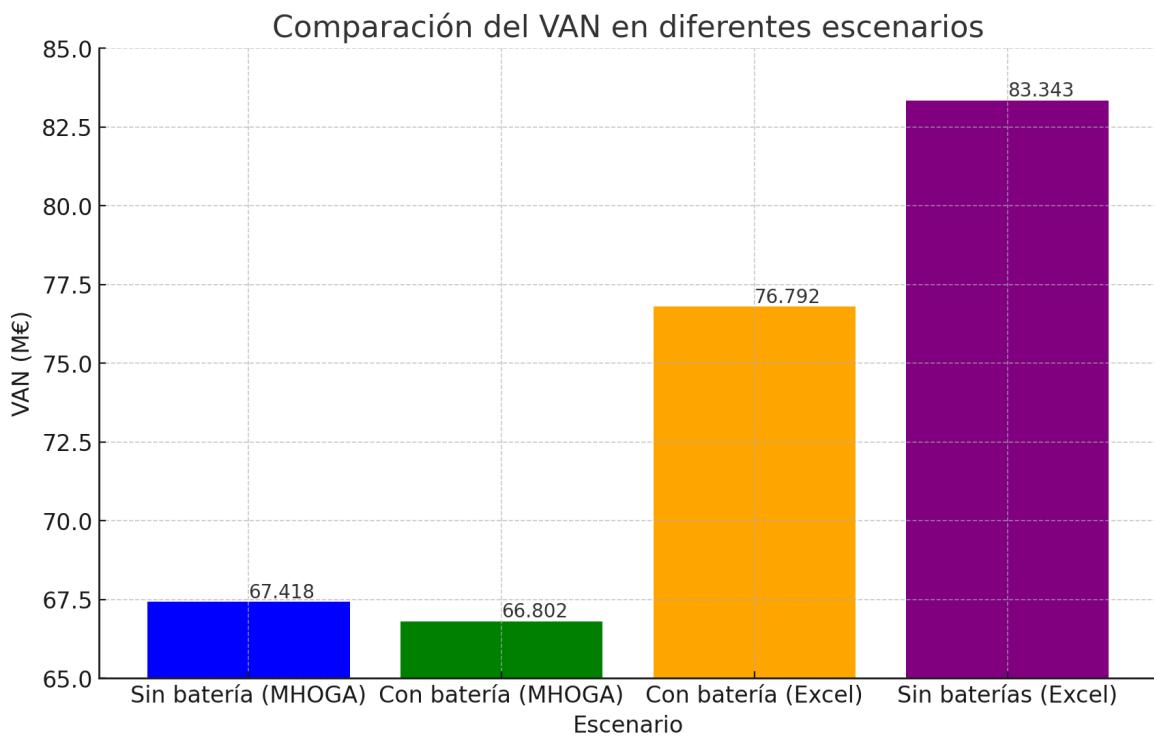


Figura 21: Comparación del VAN según estrategia y simulación

El análisis de rentabilidad realizado mediante Excel muestra valores de VAN considerablemente más altos que los obtenidos con el modelo en MHOGA. Esto se debe a que se trata de una simulación significativamente más simplificada, lo que impide capturar toda la complejidad inherente a este tipo de análisis. No obstante, ambas metodologías permiten llegar a la misma conclusión: la implementación de baterías sigue siendo menos rentable en comparación con no invertir en almacenamiento.

6. CONCLUSIÓN

En este proyecto se ha realizado una simulación de la implementación de almacenamiento mediante baterías de ion-litio en un parque eólico. Se llevaron a cabo simulaciones del parque sin baterías y con baterías, utilizando los programas MHOGA y Excel. Los resultados mostraron que, aunque a nivel técnico las baterías ofrecen numerosas ventajas y el proyecto es rentable, en términos puramente económicos y con los precios actuales de las baterías, no se alcanza la rentabilidad deseada.

No obstante, las baterías podrían aportar otras ventajas significativas, como la corrección de la fluctuación de tensión y frecuencia, que es uno de los mayores desafíos de las energías renovables a la hora de inyectar electricidad a la red. Por lo tanto, es necesario seguir investigando y generar más incentivos para que las empresas apuesten por esta tecnología.

De cara a futuras líneas de investigación, se pueden realizar estudios sobre la combinación de generación eólica y fotovoltaica, ya que ambas fuentes se complementan bien; la energía eólica tiende a generar más en otoño e invierno, mientras que la fotovoltaica tiene su pico en primavera y verano. Además, se puede investigar la viabilidad de sistemas de almacenamiento híbridos, combinando baterías de ion-litio con baterías de flujo o almacenamiento térmico. También se debe evaluar la opción de cargar las baterías utilizando energía de la red cuando los precios son muy bajos e inyectar la energía almacenada cuando los precios sean más altos, mejorando así la rentabilidad económica.

7. REFERENCIAS

- [1] D. Campos-Gaona, A. Madariaga, J. Zafar, O. Anaya-Lara, y G. Burt, «Techno-economic analysis of energy storage system for wind farms: The UK perspective», *2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies, SEST 2018 - Proceedings*, oct. 2018, doi: 10.1109/SEST.2018.8495885.
- [2] «Historia de la Energía Eólica». Accedido: 19 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://estudiarenergiasrenovablesonline.es/historia-de-la-energia-eolica/>
- [3] «UNE-EN IEC 61400-1: referente para el sector eólico español». Accedido: 19 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://revista.une.org/24/une-en-iec-61400-1-referente-para-el-sector-eolico-espanol.html>
- [4] «Evolución de la energía eólica en Europa - Iberdrola». Accedido: 19 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/evolucion-energia-eolica-europa>
- [5] «La eólica instala 1.670 MW en 2022 - Asociación Empresarial Eólica». Accedido: 13 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://aeeolica.org/la-eolica-instala-1-670-mw-en-2022-a-punto-de-alcanzar-el-hito-de-los-30-gw-eolicos-2/>
- [6] «Panorama - Las renovables deberán producir en la España de 2030 el 81% de la electricidad - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.» Accedido: 13 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/panorama/el-nuevo-borrador-del-pniec-aumenta-el-20230628>
- [7] «Iberdrola alcanzará 900 MW en almacenamiento en baterías, siendo Reino Unido y Australia sus principales mercados - Iberdrola». Accedido: 19 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-alcanza-900-MW-almacenamiento-mundial-baterias>
- [8] L. P. U. Valencia, L. P. U. Valencia, F. L. A. Moreno, y J. C. R. Rodríguez, «Importancia de las energías renovables en la seguridad energética y su relación con el crecimiento económico.», *Revista de Investigación Agraria y Ambiental*, vol. 6, n.º 2, pp. 231-242, jul. 2015, doi: 10.22490/21456453.1419.
- [9] «Vista de Importancia de las energías renovables en la seguridad energética y su relación con el crecimiento económico.» Accedido: 20 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://hemeroteca.unad.edu.co/index.php/riaa/article/view/1419/1743>
- [10] «Renewable Energy - Our World in Data». Accedido: 13 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/renewable-energy>
- [11] «[PDF] Energías renovables y desarrollo económico. Un análisis para España y las grandes economías europeas | Semantic Scholar». Accedido: 20 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en:

<https://www.semanticscholar.org/paper/Energ%C3%ADAs-renovables-y-desarrollo-econ%C3%ADmico.-Un-para-Pou-Sim%C3%ADn/18264218790f242810001403f580c04289d7f313>

- [12] «Renewable energy: installed capacity Spain 2022 | Statista». Accedido: 27 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.statista.com/statistics/1031674/installed-power-capacity-from-renewable-sources-in-spain/>
- [13] «Inicio - Asociación Empresarial Eólica». Accedido: 15 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://aeeolica.org/>
- [14] X. Fan *et al.*, «Battery Technologies for Grid-Level Large-Scale Electrical Energy Storage», *Transactions of Tianjin University*, vol. 26, pp. 92-103, 1234, doi: 10.1007/s12209-019-00231-w.
- [15] P. Zamani-Dehkordi, H. Chitsaz, L. Rakai, y 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.
- [16] I. Renewable Energy Agency, «Green hydrogen: A guide to policy making», 2020, Accedido: 4 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: www.irena.org
- [17] «Hydrogen Storage | Department of Energy». Accedido: 4 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>
- [18] «Fuel Cells | Department of Energy». Accedido: 4 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cells>
- [19] A. Komorowska, P. Olczak, E. Hanc, y J. Kamiński, «An analysis of the competitiveness of hydrogen storage and Li-ion batteries based on price arbitrage in the day-ahead market», *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, n.º 66, pp. 28556-28572, ago. 2022, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.06.160.
- [20] «Las 10 principales tendencias de almacenamiento de energía en 2023 - El Periódico de la Energía». Accedido: 27 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-principales-tendencias-de-almacenamiento-de-energia-en-2023/>
- [21] M. Haji Bashi, L. De Tommasi, y P. Lyons, «Electricity market integration of utility-scale battery energy storage units in Ireland, the status and future regulatory frameworks», *J Energy Storage*, vol. 55, p. 105442, nov. 2022, doi: 10.1016/J.JEST.2022.105442.
- [22] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, y R. Villafáfila-Robles, «A review of energy storage technologies for wind power applications», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n.º 4, pp. 2154-2171, may 2012, doi: 10.1016/J.RSER.2012.01.029.

- [23] «Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market». Accedido: 15 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/revista/en/324/Stochastic_joint_optimization_of_wind_generation_and_pumped-storage_units_in_an_electricity_market
- [24] Y. Wu, Z. Liu, B. Li, J. Liu, y L. Zhang, «Energy management strategy and optimal battery capacity for flexible PV-battery system under time-of-use tariff», *Renew Energy*, vol. 200, pp. 558-570, nov. 2022, doi: 10.1016/J.RENENE.2022.09.118.
- [25] «Understanding Battery Energy Storage Systems (BESS) & Power Arbitrage». Accedido: 16 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.powerandcables.com/understanding-battery-energy-storage-systems-bess-and-power-arbitrage-by-spe-electrical-ltd/>
- [26] Y. Wu, Z. Liu, J. Liu, H. Xiao, R. Liu, y L. Zhang, «Optimal battery capacity of grid-connected PV-battery systems considering battery degradation», *Renew Energy*, vol. 181, pp. 10-23, ene. 2022, doi: 10.1016/J.RENENE.2021.09.036.
- [27] S. Arnaltes y M. García Plaza, «IX Asamblea General de REOLTEC Sistemas de Almacenamiento Energético Aplicaciones de Potencia para Eólica».
- [28] «POWER | Data Access Viewer». Accedido: 10 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [29] «Acampo Arias (España) - Parques eólicos - Acceso en línea - The Wind Power». Accedido: 24 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.thewindpower.net/windfarm_es_31836_acampo-arias.php
- [30] «PARQUE EÓLICO ACAMPO SANCHO 1º INFORME MENSUAL DE VIGILANCIA AMBIENTAL».
- [31] «Vestas V90/2000 - Fabricantes y aerogeneradores - Acceso en línea - The Wind Power». Accedido: 10 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.thewindpower.net/turbine_es_32 Vestas_v90-2000.php
- [32] «V90-2.0 MWTM». Accedido: 10 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.vestas.com/en/pages/backup-2-mw-platform/V90-2-0-MW>
- [33] I. Renewable Energy Agency, «RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2022 2 R E N E W A B L E P O W E R G E N E R A T I O N C O S T S I N 2022», 2023, Accedido: 4 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: www.irena.org
- [34] D. Nagpal *et al.*, «Global landscape of renewable energy finance 2023», 2023, Accedido: 4 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: www.irena.org/publications
- [35] «Vestas V90 - 2,00 MW - Aerogenerador». Accedido: 25 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/16-vestas-v90>

- [36] «Vestas V90/2000 | wind-turbine.com». Accedido: 25 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://es.wind-turbine.com/installaciones-eolicas/70151/vestas-v90-2000.html>
- [37] «Publicaciones | OMIE». Accedido: 10 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual>
- [38] «El INE confirma que la inflación cerró 2023 en el 3,1%». Accedido: 19 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.rtve.es/noticias/20240112/precios-inflacion-ipc-diciembre-definitivo-cierre-2023-ine-31-por-ciento/2470977.shtml>
- [39] «La inflación se modera una décima en diciembre y termina el año en el 3,1% | Economía | EL PAÍS». Accedido: 19 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://elpais.com/economia/2023-12-29/la-inflacion-se-modera-una-decima-en-diciembre-y-termina-el-ano-en-el-31.html#>
- [40] T. Yamamoto *et al.*, «Characterization of the Depth of Discharge-Dependent Charge Transfer Resistance of a Single LiFePO₄Particle», *Anal Chem*, vol. 93, n.º 43, pp. 14448-14453, nov. 2021, doi: 10.1021/ACS.ANALCHEM.1C02851/SUPPL_FILE/AC1C02851_SI_001.PDF.
- [41] «Expert Review of the LG Energy Solution RESU Battery: Is it Right for Your Home?» Accedido: 25 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://origin-www.solarreviews.com/blog/lg-chem-battery-review>
- [42] W. Suh, J. Hideki Morita, A. Jamie Allen, y E. Joern Juergens, «https://www.lgchem.com/upload/file/product/LGChem_Catalog_Global_2018.pdf», Accedido: 18 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://www.lgesspartner.com>
- [43] W. Suh, J. Hideki Morita, A. Jamie Allen, y E. Joern Juergens, «ADVANCED BATTERIES FOR ENERGY STORAGE CHANGE YOUR ENERGY CHARGE YOUR LIFE Innovation for a Better Life Company Websites Energy Solutions Company ESS Battery Division Headquarters Korea China India Introducing LG Chem LG Chem at a Glance Global Operation of Energy Solutions Energy Solutions ESS Battery Automotive Battery IT & New Application Battery», Accedido: 18 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://www.lgesspartner.com>
- [44] «Storage Battery inverters Unlimited Energy», https://bucket-software00.s3.eu-west-1.amazonaws.com/web-power-electronics/media/storage/brochures/storage_brochure_en.pdf.
- [45] «Cae hasta un 80% el precio de los minerales de las baterías por exceso de oferta». Accedido: 24 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.vozpopuli.com/economia_y_finanzas/cae-80-precio-minerales-baterias-exceso-oferta.html

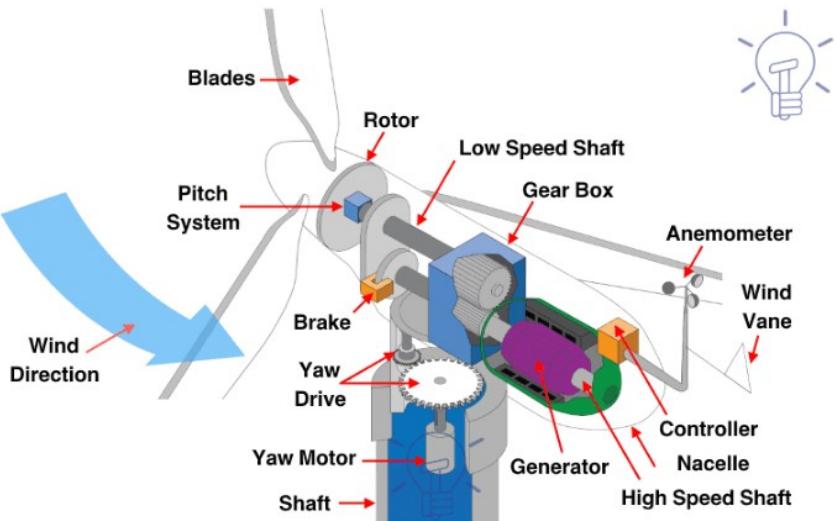
- [46] «El precio de las baterías de litio caerá a 100 \$/kWh en 2025 - Movilidad Eléctrica». Accedido: 24 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://movilidadelectrica.com/precio-las-baterias-litio-caera-100-kwh-2025/>
- [47] «Tipos de inversores para placas solares: los mejores de 2023». Accedido: 24 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://climate.selectra.com/es/placas-solares/componentes/inversor>
- [48] «Inversores | AutoSolar». Accedido: 24 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.pe/inversores-solares>
- [49] T. Stehly, P. Duffy, y D. Mulas Hernando, «2022 Cost of Wind Energy Review», p. 627281636, 2023.
- [50] R. Byrne, D. Astolfi, F. Castellani, y N. J. Hewitt, «A Study of Wind Turbine Performance Decline with Age through Operation Data Analysis», *Energies 2020, Vol. 13, Page 2086*, vol. 13, n.º 8, p. 2086, abr. 2020, doi: 10.3390/EN13082086.
- [51] J. Huang, S. Wang, W. Xu, W. Shi, y C. Fernandez, «A Novel Autoregressive Rainflow—Integrated Moving Average Modeling Method for the Accurate State of Health Prediction of Lithium-Ion Batteries», *Processes 2021, Vol. 9, Page 795*, vol. 9, n.º 5, p. 795, abr. 2021, doi: 10.3390/PR9050795.
- [52] «Solar (PV) Inverter Market Analysis - 2030 | Industry Growth Forecast». Accedido: 31 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.alliedmarketresearch.com/pv-inverters-market-A10500>
- [53] «BNEF 2023 Battery Survey: Key Takeaways Unveiled». Accedido: 31 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.batterytionline.com/lithium-ion-batteries/bnef-2023-battery-survey-key-takeaways-unveiled>
- [54] «BU-808: How to Prolong Lithium-based Batteries - Battery University». Accedido: 9 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://batteryuniversity.com/article/bu-808-how-to-prolong-lithium-based-batteries>
- [55] «BU-808b: What Causes Li-ion to Die? - Battery University». Accedido: 9 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://batteryuniversity.com/article/bu-808b-what-causes-li-ion-to-die>
- [56] «Wind Power Plant - Types of Wind Turbines and Generators». Accedido: 15 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.electricaltechnology.org/2021/08/wind-power-plant.html>

8. ANEXOS

ANEXO I: FUNCIONAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO

El funcionamiento de un parque eólico se puede explicar, de forma simplificada, en cuatro pasos fundamentales:

1. **Captura de Energía Eólica:** Las turbinas eólicas, que son los componentes principales de un parque eólico, capturan la energía del viento. Cada turbina consta de palas o aspas montadas en un rotor. Cuando el viento sopla, su energía cinética hace girar las palas del rotor.
2. **Conversión de Energía Mecánica a Eléctrica:** El rotor está conectado a un eje principal que, a su vez, está acoplado a un generador. Cuando el eje gira debido al movimiento del rotor, el generador convierte la energía mecánica del movimiento giratorio en energía eléctrica. Esto se logra mediante la inducción electromagnética, donde el movimiento del eje genera un flujo magnético que produce electricidad.
3. **Transformación y Transmisión de Electricidad:** La electricidad generada por cada turbina generalmente es de baja tensión. Antes de ser enviada a la red eléctrica, esta electricidad pasa por un transformador situado en la turbina o en una subestación cercana, que eleva su tensión para que sea adecuada para la transmisión a larga distancia.
4. **Distribución de la Energía Eléctrica:** Una vez transformada a una tensión más alta, la electricidad se transmite a través de líneas de alta tensión a una subestación de distribución. En la subestación, la tensión se reduce a niveles adecuados para su distribución y uso en hogares, industrias y negocios.



What is Wind Power and How it Works?

WWW.ELECTRICALTECHNOLOGY.ORG

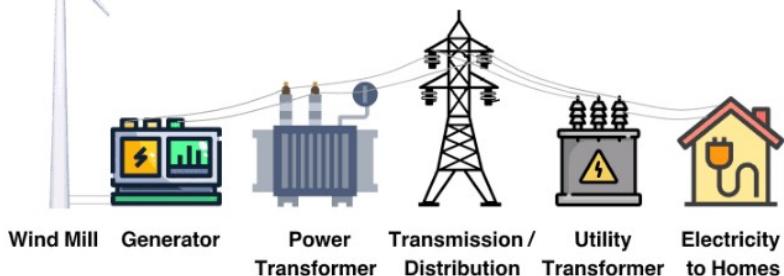


Figura 22: Esquema de la generación eólica [56]

Cabe destacar que los parques eólicos están equipados con sistemas de control que ajustan la orientación de las turbinas y la posición de las palas para maximizar la captura de energía del viento. Además, se lleva a cabo un mantenimiento regular para asegurar el funcionamiento eficiente y seguro de las turbinas.

ANEXO II: UTILIZACION DEL SOFTWARE MHOGA

En este anexo se explicarán los procesos básicos para realizar una simulación en MHOGA. Este software, conocido por su eficiencia y adaptabilidad a este tipo de proyectos, fue utilizado para las simulaciones y mejoras de la instalación. A continuación, se detallarán los pasos principales realizados, comenzando con las simulaciones del escenario inicial y continuando con la optimización de los proyectos mediante la inclusión de sistemas de almacenamiento.

Al ejecutar el programa y crear un nuevo proyecto, pedirá que se introduzcan las condiciones básicas del proyecto:

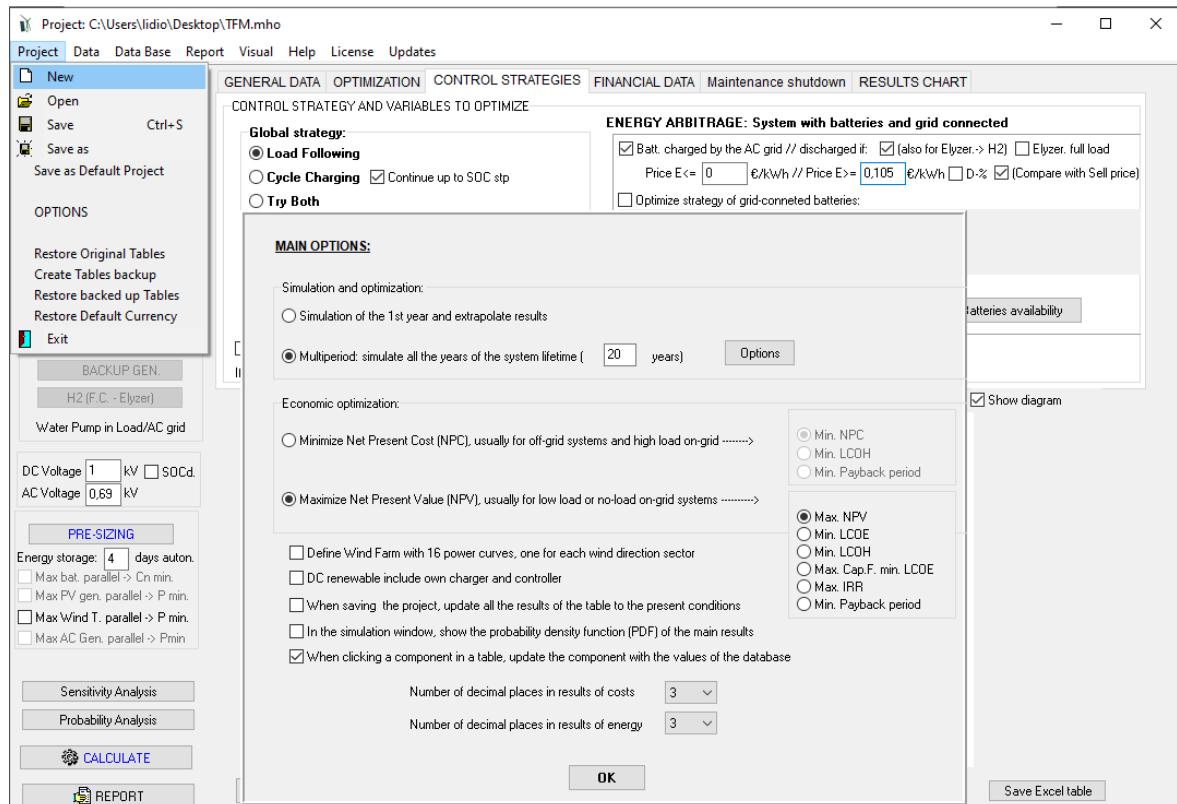


Figura 23: Procedimiento simulación en MHOGA I

Luego en la pestaña Data Base, se añaden las características de la turbina, batería e inversor. En caso de que el proyecto contase con otro sistema como generación o almacenamiento se añadirían aquí.

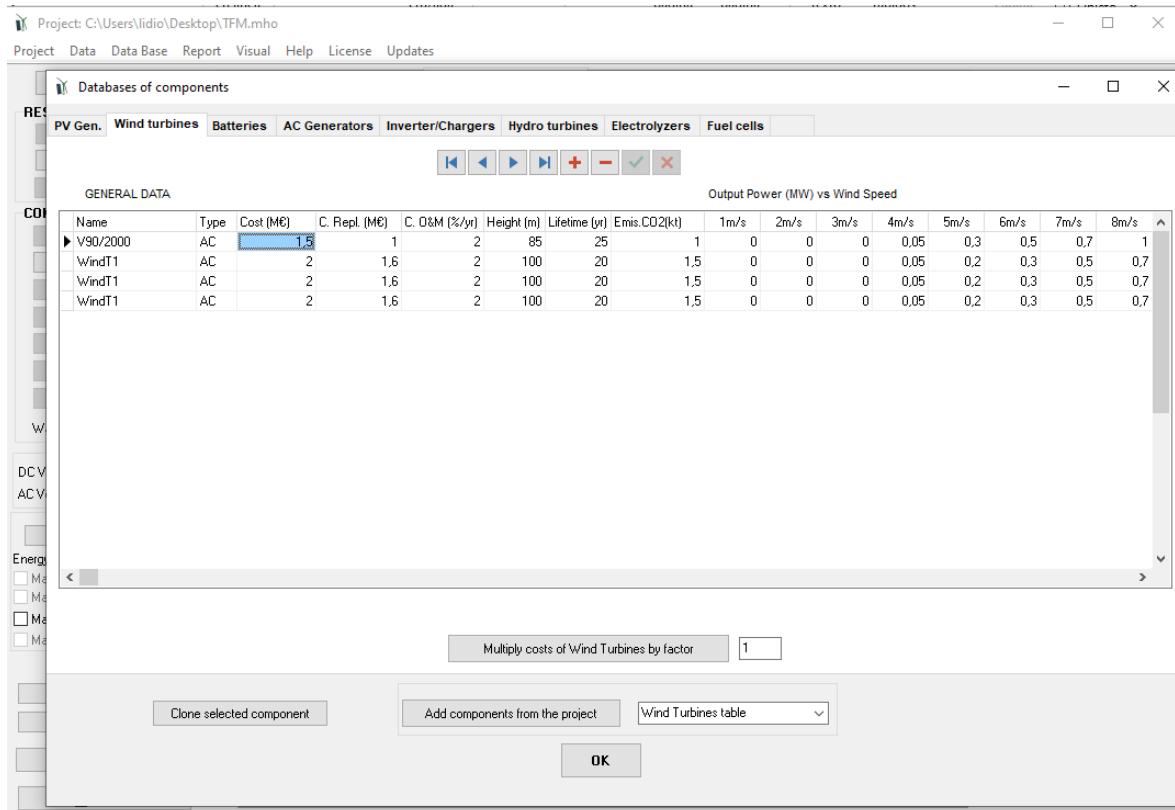


Figura 24: Procedimiento simulación en MHOGA II

En la pestaña “LOAD/AD GRID” se marcan las condiciones de conexión a red del parque y se carga el precio de la energía por horas.

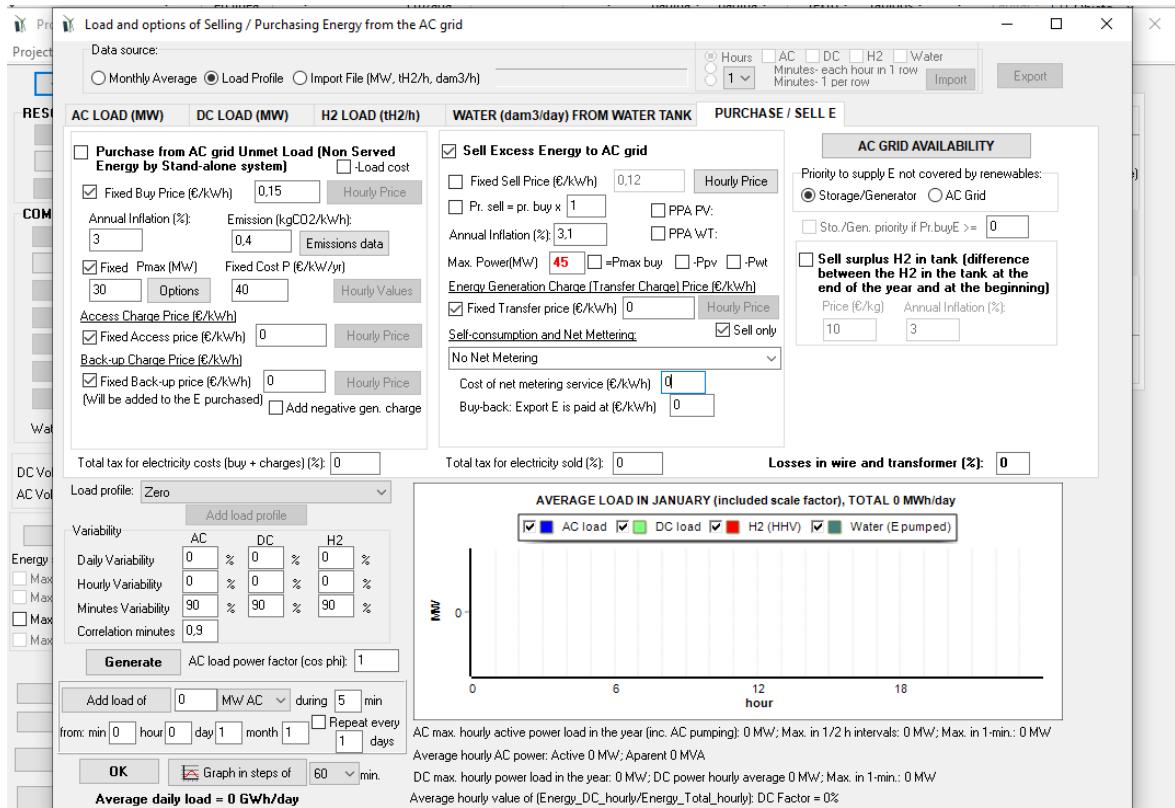


Figura 25: Procedimiento simulación en MHOGA III

Posteriormente en la pestaña de “WIND” se establece la ubicación del parque y se importa los datos por hora, en este caso se ha utilizado de la página NASA ya que cuenta con datos más recientes (2022).

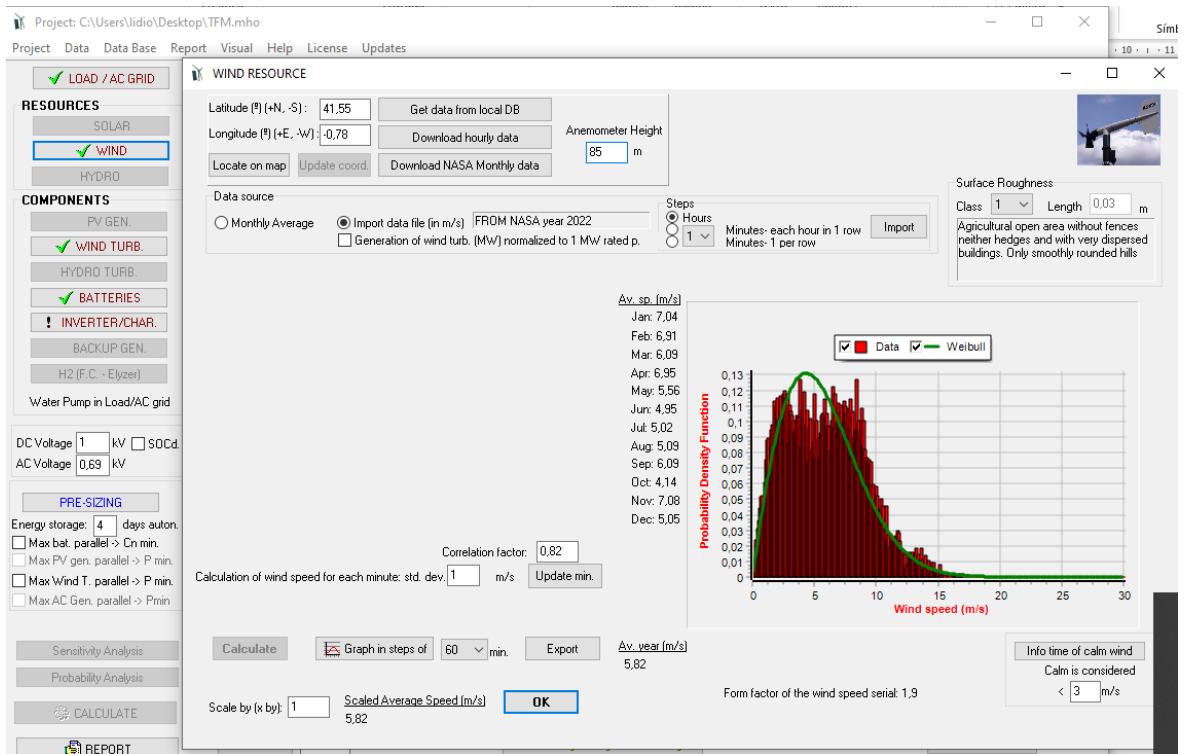


Figura 26: Procedimiento simulación en MHOGA IV

En las pestañas de “BATTERIES” e “INVERTER” se cargan los datos de las baterías e inversores anteriormente añadidos en *Data Base*, además de modificar algún parámetro en caso de ser necesario, como por ejemplo el *DoD*.

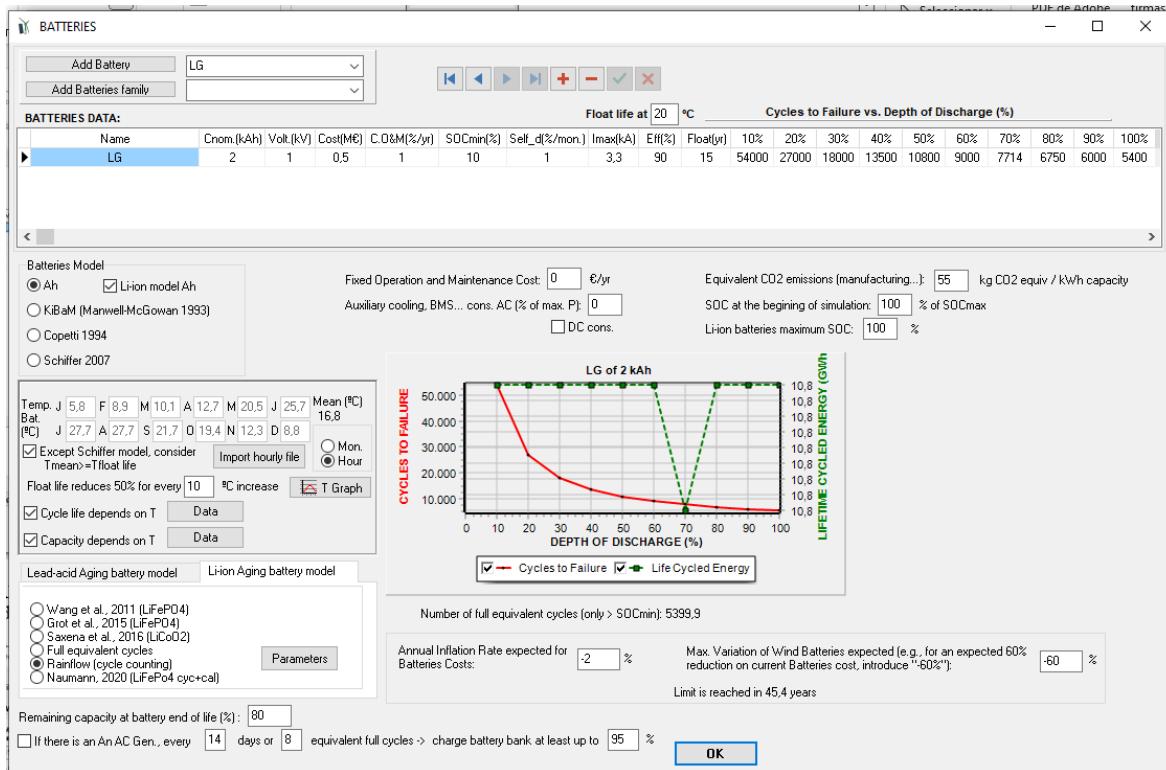


Figura 27: Procedimiento simulación en MHOGA V

Por último, en las pestañas de “GENERAL DATA”, “CONTROL STRATEGIES” y “FINANCIAL DATA” se añaden y modifican las configuraciones con fin de analizar distintas situaciones como, por ejemplo, el precio de venta a la cual se descargan las baterías.

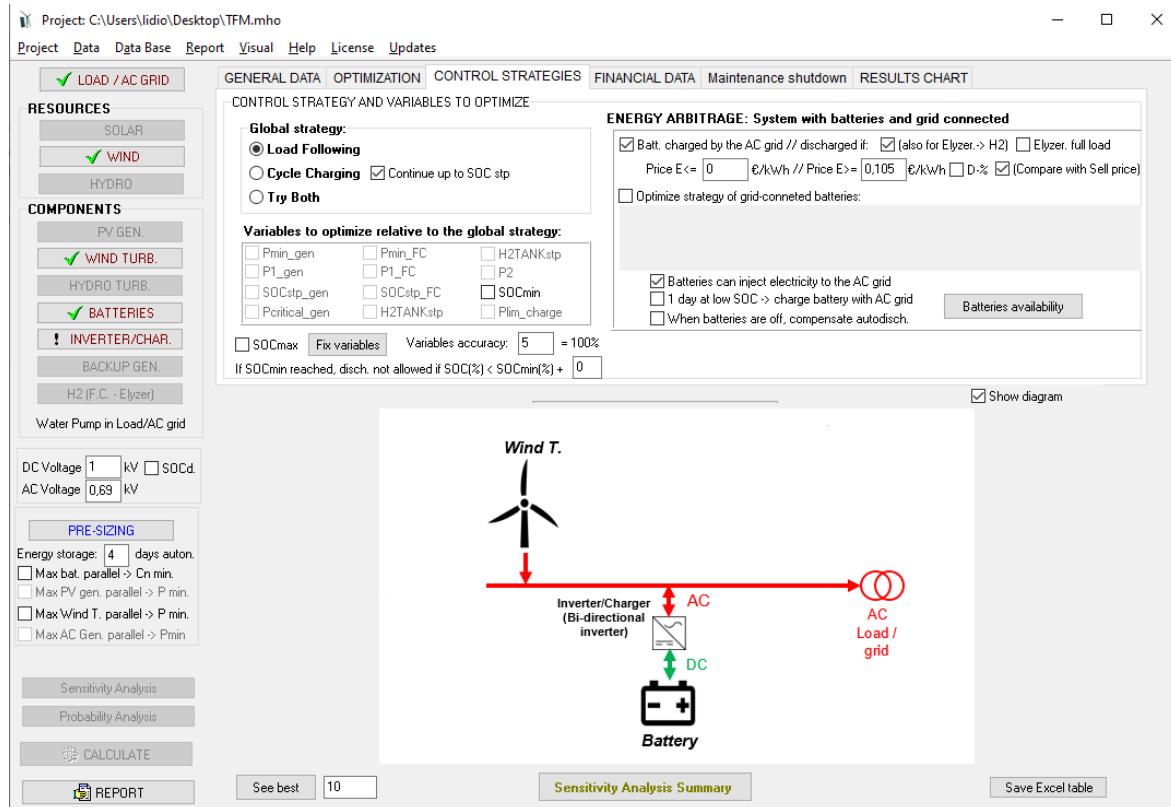


Figura 28: Procedimiento simulación en MHOGA VI

Una vez realizada la simulación en la pestaña “RESULTS” se puede observar los resultados obtenidos.

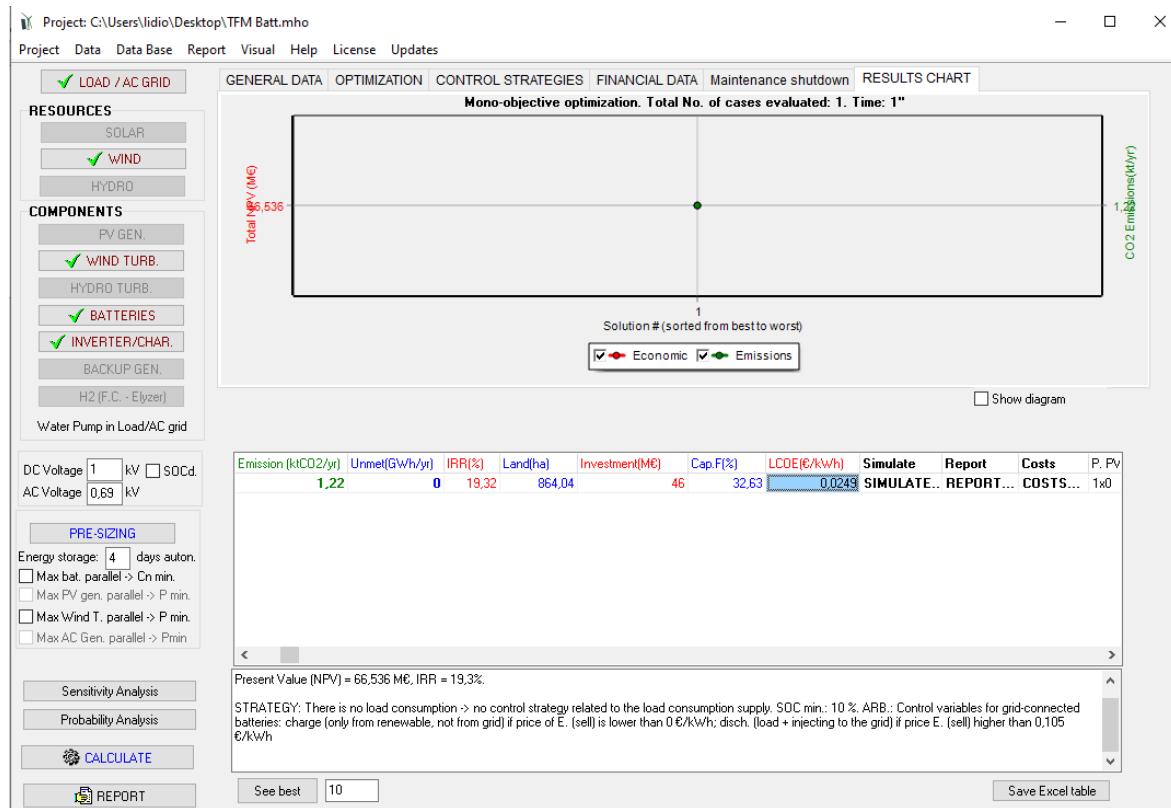


Figura 29: Procedimiento simulación en MHOGA VII

ANEXO III OPTIMIZACIÓN DEL NÚMERO DE BATERÍAS

En este anexo se observan los resultados obtenidos variando el precio de descarga de las baterías, así como el número de baterías ideal para las mismas.

Precio	Baterías en paralelo	Total NPV (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)
0,015 €/kwh	1	65.81	19.02	0.0253
0,015 €/kwh	2	66.426	19.3	0.0249
0,015 €/kwh	3	65.189	18.74	0.0256
0,015 €/kwh	4	64.563	18.47	0.0259
0,015 €/kwh	5	63.932	18.2	0.0263

Tabla 14: Resultados para 0,015 €/kWh

Precio	Baterías en paralelo	Total NPV (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)
0,03 €/kwh	1	65.816	19.02	0.0253
0,03 €/kwh	2	66.43	19.3	0.0249
0,03 €/kwh	3	65.199	18.74	0.0256
0,03 €/kwh	4	64.575	18.47	0.0259
0,03 €/kwh	5	63.948	18.2	0.0263

Tabla 15: Resultados para 0,03 €/kWh

Precio	Baterías en paralelo	Total NPV (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)
0,045 €/kwh	1	65.824	19.02	0.0253
0,045 €/kwh	2	66.434	19.3	0.0249
0,045 €/kwh	3	65.209	18.74	0.0256
0,045 €/kwh	4	64.589	18.47	0.0259
0,045 €/kwh	5	63.965	18.21	0.0263

Tabla 16: Resultados para 0,045 €/kWh

Precio	Baterías en paralelo	Total NPV (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)
0,06 €/kwh	1	65.829	19.02	0.0253
0,06 €/kwh	2	66.437	19.3	0.0249
0,06 €/kwh	3	65.218	18.75	0.0256
0,06 €/kwh	4	64.602	18.48	0.0259
0,06 €/kwh	5	63.982	18.21	0.0263

Tabla 17: Resultados para 0,06 €/kWh

Precio	Baterías en paralelo	Total NPV (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)
0,075 €/kwh	1	65.84	19.02	0.0253
0,075 €/kwh	2	66.444	19.3	0.0249
0,075 €/kwh	3	65.236	18.75	0.0256
0,075 €/kwh	4	64.626	18.48	0.0259
0,075 €/kwh	5	64.011	18.21	0.0263

Tabla 18: Resultados para 0,075 €/kWh

Precio	Baterías en paralelo	Total NPV (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)
0,09 €/kwh	1	65.855	19.03	0.0253
0,09 €/kwh	2	66.451	19.3	0.0249
0,09 €/kwh	3	65.255	18.75	0.0256
0,09 €/kwh	4	64.646	18.49	0.026
0,09 €/kwh	5	64.031	18.22	0.0263

Tabla 19: Resultados para 0,09 €/kWh

Precio	Baterías en paralelo	Total NPV (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)
0,105 €/kwh	1	65.864	19.03	0.0253
0,105 €/kwh	2	66.456	19.3	0.0249
0,105 €/kwh	3	65.264	18.76	0.0256
0,105 €/kwh	4	64.654	18.49	0.0259
0,105 €/kwh	5	64.042	18.23	0.0263

Tabla 20: Resultados para 0,105 €/kWh

Precio	Baterías en paralelo	Total NPV (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)
0,12 €/kwh	1	65.863	19.03	0.0253
0,12 €/kwh	2	66.456	19.3	0.0249
0,12 €/kwh	3	65.262	18.76	0.0256
0,12 €/kwh	4	64.653	18.49	0.0259
0,12 €/kwh	5	64.04	18.23	0.0263

Tabla 21: Resultados para 0,12 €/kWh

Precio	Baterías en paralelo	Total NPV (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)
0,135 €/kwh	1	65.849	19.02	0.0253
0,135 €/kwh	2	66.447	19.3	0.0249
0,135 €/kwh	3	65.246	18.75	0.0256
0,135 €/kwh	4	64.635	18.48	0.026
0,135 €/kwh	5	64.023	18.22	0.0263

Tabla 22: Resultados para 0,135 €/kWh

Precio	Baterías en paralelo	Total NPV (M€)	IRR (%)	LCOE (€/kWh)
0,15 €/kwh	1	65.835	19.02	0.0253
0,15 €/kwh	2	66.439	19.3	0.0249
0,15 €/kwh	3	65.232	18.75	0.0256
0,15 €/kwh	4	64.623	18.48	0.0259
0,15 €/kwh	5	64.01	18.22	0.0263

Tabla 23: Resultados para 0,15 €/kWh

Con los resultados anteriores, se puede observar que el número de baterías óptimo es de 2 y apreciar que el VAN se incrementa hasta 0,105 €/kWh, a partir de ese precio se empieza a decrecer, por lo que se reducen las ganancias.

ANEXO IV DETALLES DE LA SIMULACIÓN EN EXCEL

En este anexo se describe el proceso seguido para realizar la simulación de rentabilidad del parque eólico con almacenamiento mediante baterías de ion-litio utilizando Excel. El objetivo es comparar la rentabilidad del parque con y sin baterías, empleando datos de viento y precios de energía.

Se recopilaron datos históricos de viento de la plataforma NASA, del año 2022, precios de energía del mercado OMIE, del año 2018, y los parámetros del aerogenerador. Estos datos se utilizaron para generar un perfil de producción de energía del parque eólico a lo largo de 20 años.

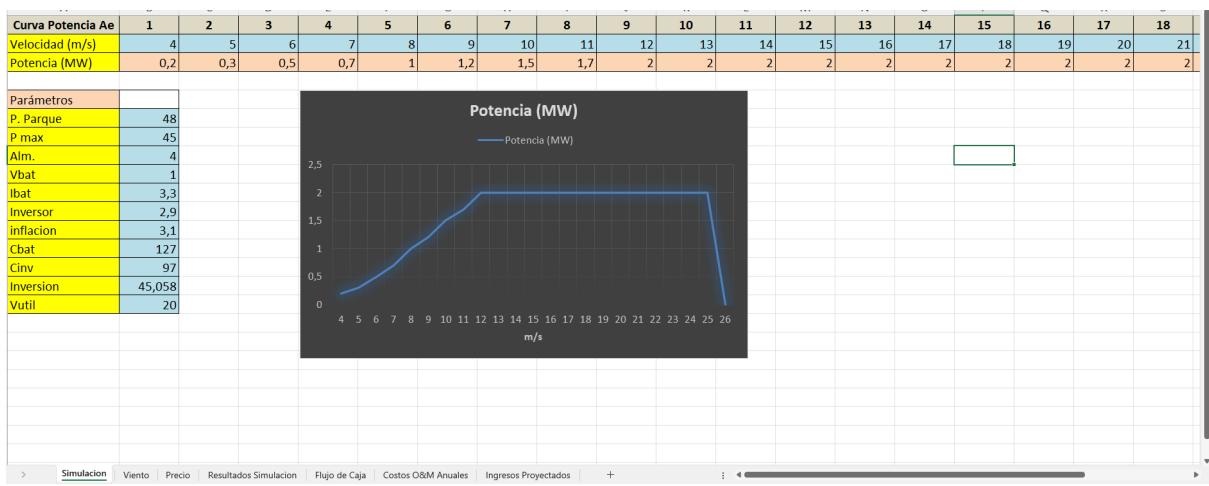


Figura 30: Parámetros empleados en la simulación en Excel

Se diseñó una hoja de cálculo para calcular la producción anual de energía del parque eólico basado en los datos de viento, incluyendo fórmulas para estimar la energía producida por los aerogeneradores y la eficiencia del parque. Con estos datos se pueden calcular los ingresos solo inyectando a la red, solo se tiene en consideración la inflación del 3,1%, el cual afecta el precio de la energía y los costes de operación y mantenimiento del parque. Esta simulación es más fácil de regular ya que toda la energía es vertida a la red con solo la limitación de la potencia máxima de 45 MW.

Hora	Velocidad_viento	Precio_energia	Inflación	Potencia_generada	potencia_residual	Energía_inyectada	Ingreso_inyectada	Ingreso_total 1	Ingreso_total 2	Ingreso_total 3	Ingreso_total 4	Ingreso_total 5	Ingreso_total 6	Ingreso
1	8,97	0,377	1	1,2	1	28,8	10857,6	8637470,4	8638075,023	8591087,184	8443386,44	8294821,949	8145393,711	7996
2	9,18	0,376	1	1,2	1	28,8	10828,8							
3	9,42	0,33	1	1,2	1	28,8	9504							
4	9,98	0,304	1	1,5	1	36	10944							
5	9,82	0,348	1	1,5	1	36	12528							
6	9,98	0,223	1	1,5	1	36	8028							
7	10,13	0,352	1	1,5	1	36	12672							
8	10,05	0,581	1	1,5	1	36	20916							
9	9,81	0,332	1	1,5	1	36	11952							
10	10,01	0,316	1	1,5	1	36	11376							
11	10,78	0,344	1	1,7	1	40,8	14035,2							
12	11,06	0,366	1	1,7	1	40,8	14932,8							
13	10,6	0,382	1	1,7	1	40,8	15585,6							
14	9,92	0,269	1	1,5	1	36	9684							
15	8,97	0,358	1	1,2	1	28,8	10310,4							
16	7,52	0,364	1	1	1	24	8736							
17	7,26	0,289	1	0,7	1	16,8	4855,2							
18	7,77	0,278	1	1	1	24	6672							
19	7,46	0,284	1	0,7	1	16,8	4771,2							
20	7,26	0,159	1	0,7	1	16,8	2671,2							
21	7,29	0,165	1	0,7	1	16,8	2772							
22	7,82	0,148	1	1	1	24	3552							
23	8,55	0,152	1	1,2	1	28,8	4377,6							
24	9,39	0,219	1	1,2	1	28,8	6307,2							
25	9,77	0,455	1	1,5	1	36	16380							
26	9,72	0,345	1	1,5	1	36	12420							
27	9,75	0,217	1	1,5	1	36	7812							
28	9,51	0,22	1	1,5	1	36	7920							
29	9,22	0,172	1	1,2	1	28,8	4953,6							
30	8,32	0,185	1	1	1	24	4440							
31	8,25	0,276	1	1	1	24	6624							
32	8,97	0,166	1	1,2	1	28,8	4780,8							
33	9,74	0,132	1	1,5	1	36	4752							
34	10,89	0,105	1	1,7	1	40,8	4284							

Tabla 24: Simulación en Excel sin baterías

Además, se incorporaron baterías de ion-litio en el modelo, considerando sus especificaciones técnicas como capacidad, profundidad de descarga (DoD) y ciclos de vida, y se configuró el modelo para carga cuando el precio fuese inferior a 0,1436 €/kWh y descargar las baterías cuando el precio de la energía fuese igual o superior a 0,1436 €/kWh (como en MHOGA).

Hora	Velocidad_viento	Precio_energia	Coef. Precio (Infl.)	Potencia generada	Potencia residual	Energía inyectada	Energía almacenada	Energía descargada	Ingreso inyectada	Ingreso descargada	Ingreso total 1	Ingreso total 2	Ingreso total 3	Ingreso total
1	8,97	0,377	1	1,2	1	28,8	0	0	10857,6	0	8857982,4	8737271,566	8581857,87	8404698,2
2	9,18	0,376	1	1,2	1	28,8	0	0	10828,8	0				
3	9,42	0,33	1	1,2	1	28,8	0	0	9504	0				
4	9,98	0,304	1	1,5	1	36	0	0	10944	0				
5	9,82	0,348	1	1,5	1	36	0	0	12528	0				
6	9,98	0,223	1	1,5	1	36	0	0	8028	0				
7	10,13	0,352	1	1,5	1	36	0	0	12672	0				
8	10,05	0,581	1	1,5	1	36	0	0	20916	0				
9	9,81	0,332	1	1,5	1	36	0	0	11952	0				
10	10,01	0,316	1	1,5	1	36	0	0	11376	0				
11	10,78	0,344	1	1,7	1	40,8	0	0	14035,2	0				
12	11,06	0,366	1	1,7	1	40,8	0	0	14932,8	0				
13	10,6	0,382	1	1,7	1	40,8	0	0	15585,6	0				
14	9,92	0,269	1	1,5	1	36	0	0	9684	0				
15	8,97	0,358	1	1,2	1	28,8	0	0	10310,4	0				
16	7,52	0,364	1	1	1	24	0	0	8736	0				
17	7,26	0,289	1	0,7	1	16,8	0	0	4855,2	0				
18	7,77	0,278	1	1	1	24	0	0	6672	0				
19	7,46	0,284	1	0,7	1	16,8	0	0	4771,2	0				
20	7,26	0,159	1	0,7	1	16,8	0	0	2671,2	0				
21	7,29	0,165	1	0,7	1	16,8	0	0	2772	0				
22	7,82	0,148	1	1	1	24	0	0	3552	0				
23	8,55	0,152	1	1,2	1	28,8	0	0	4377,6	0				
24	9,39	0,219	1	1,2	1	28,8	0	0	6307,2	0				
25	9,77	0,455	1	1,5	1	36	0	0	16380	0				
26	9,72	0,345	1	1,5	1	36	0	0	12420	0				
27	9,75	0,217	1	1,5	1	36	0	0	7812	0				
28	9,51	0,22	1	1,5	1	36	0	0	7920	0				
29	9,22	0,172	1	1,2	1	28,8	0	0	4953,6	0				
30	8,32	0,185	1	1	1	24	0	0	4440	0				
31	8,25	0,276	1	1	1	24	0	0	6624	0				
32	8,97	0,166	1	1,2	1	28,8	0	0	4780,8	0				
33	9,74	0,132	1	1,5	1	36	8	0	4752	0				
34	10,89	0,105	1	1,7	1	40,8	8	0	4284	0				

Tabla 25: Control de carga y descarga de las baterías en Excel

Se evaluaron diferentes escenarios con 1 a 5 baterías para determinar la cantidad óptima, analizando los impactos en la rentabilidad y eficiencia del sistema para cada cantidad de baterías. Al igual que en la simulación con MHOGA, se encontró que el número ideal de baterías es 2, proporcionando el mejor equilibrio entre costo y beneficio.

Posteriormente, se calcularon los flujos de caja anuales considerando los ingresos por venta de energía y los costos operativos, incluyendo los costos de inversión inicial para las baterías y otros componentes del sistema. Además, se utilizó el Valor Actual Neto (VAN) para evaluar la rentabilidad del proyecto.

Año	Ingresa por año (M€)	Ingresa proyectado (M€)	Costo O&M (M€)	Ingresa	Flujo Caja															
1	8,858	8,858	0,901	7,957	-41,034															
2	8,737	17,595	1,863	15,732	-33,259															
3	8,582	26,177	2,825	23,352	-25,639															
4	8,405	34,582	3,787	30,794	-18,197															
5	8,228	42,809	4,750	38,060	-10,931															
6	8,050	50,860	5,712	45,148	-3,843															
7	7,873	58,733	6,674	52,059	3,068															
8	7,696	66,429	7,636	58,793	9,802															
9	7,519	73,948	8,598	65,350	16,359															
10	7,342	81,290	9,560	71,730	22,739															
11	7,165	88,454	10,522	77,932	28,941															
12	6,987	95,442	11,484	83,958	34,967															
13	6,810	102,252	12,446	89,806	40,815															
14	6,633	108,885	13,408	95,477	46,486															
15	6,456	115,341	14,370	100,971	51,980															
16	6,279	121,620	15,332	106,287	57,296															
17	6,102	127,721	16,295	111,427	62,436															
18	5,924	133,646	17,257	116,389	67,398															
19	5,747	139,393	18,219	121,174	72,183															
20	5,570	144,963	19,181	125,782	76,792															

Con Baterias					
Inversión	Inversión Total	Inversión T. + Interes	VAN	TIR	
-45,058	-46,658	-48,9909	76,792	13%	

Sin Baterias					
Inversión	Inversión Total	Inversión T. + Interes	VAN	TIR	
-45,058	-45,058	-47,3109	83,343	14%	

< > ... Viento | Precio | Resultados Simulacion | **Flujo de Caja** | Costos O&M Anuales | Ingresos Proyectados | Resultados Simulacion (2) | + : < > []

Tabla 26: Cálculo de la rentabilidad en Excel

Excel tiene la fórmula para calcular el TIR de un sistema dando como rango el flujo de caja de los 20 años, se obtiene valores algo inferiores a los que se podían esperar en MHOGA, que rondaban el 19%.

El modelo de simulación en Excel, aunque simplificado, proporcionó una visión útil de la rentabilidad del parque eólico con y sin almacenamiento que se alinea con lo esperado tras realizar el mismo estudio en el anterior programa.