



**Universidad**  
**Zaragoza**

## Trabajo Fin de Máster

Título del trabajo:

Análisis tecno-económico de la incorporación de  
almacenamiento a parques eólicos

English title:

Techno-economic analysis of incorporating storage in wind  
farms

Autor:

Luis Gil Gil

Director:

Rodolfo Dufo López

Escuela de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de Zaragoza

Máster en Ingeniería Industrial - Curso 2021/2022

## RESUMEN

La preocupación mundial sobre las energías está creciendo rápidamente, además, el deseo de sustitución de los combustibles fósiles hace que las energías renovables estén en su máximo apogeo.

Por esta razón, en el presente trabajo se muestra la historia, presente y futuro de las energías sostenibles y la eólica en particular, a nivel nacional e internacional, llegando a un punto clave: la necesidad de almacenar dicha energía debido a la intermitencia de estas fuentes.

En la actualidad, se están desarrollando diferentes tecnologías para potenciar la incorporación del almacenamiento en las instalaciones de generación. Tras un análisis de éstas, se consideran las baterías de ion de litio como la mejor solución hasta el momento para ejecutar el objetivo principal.

Con la finalidad de estudiar esta posible integración de almacenamiento y generación, se ha utilizado el software “MHOGA”, con el que se realizarán simulaciones implementando un parque eólico convencional de tamaño medio con baterías, para ver su resultado tanto técnico como económico.

En primer lugar, el estudio se centrará en analizar las simulaciones de un parque de aerogeneradores sin almacenamiento en varias localizaciones, viendo así los resultados tanto energéticos como económicos producidos a lo largo de su vida útil en los distintos lugares.

Después, se añadirá al parque eólico el almacenamiento, gracias al cual, se conservará en las baterías toda la energía que no se vierta a la red para venderla cuando mayor beneficio económico suponga.

Con el objetivo de un análisis más profundo, a las anteriores simulaciones se les harán modificaciones en sus variables clave para ver de qué manera afectan. Todo ello será estudiado y comparado, obteniendo de esta manera claras conclusiones acerca de la incorporación de almacenamiento a los parques eólicos.

## Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN .....	1
1.2 OBJETO Y ALCANCE .....	1
1.3 ACTUALIDAD DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES .....	2
1.4 IMPORTANCIA DEL ALMACENAMIENTO EN LA OPERACIÓN DE RED .....	4
1.5 BARRERAS AL ALMACENAMIENTO .....	7
2. PARQUE EÓLICO CON ALMACENAMIENTO .....	8
2.1 ELEMENTOS Y PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO .....	8
2.2 ALTERNATIVAS EN EL ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS .....	8
2.3 LEGISLACIÓN ASOCIADA A UN PARQUE EÓLICO .....	10
3. CASO BASE .....	11
3.1 CONDICIONES CASO BASE .....	11
3.1.1 AEROGENERADORES .....	11
3.1.2 POTENCIA MÁXIMA DE LA SUBESTACIÓN .....	12
3.1.3 PRECIO VENTA ELECTRICIDAD .....	12
3.1.4 LOCALIZACIONES Y RECURSO EÓLICO .....	14
3.2 ALTERNATIVA CON BATERÍAS .....	15
4. RESULTADOS .....	16
4.1 SIMULACIONES CASO BASE .....	16
4.1.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL CASO BASE .....	19
4.2 OPTIMIZACIÓN CON BATERÍAS .....	21
4.2.1 OPTIMIZACIÓN PRECIO DE VENTA Y COMPOSICIÓN .....	22
4.2.2 ANÁLISIS SENSIBILIDAD BATERÍAS .....	26
4.2.3 ANÁLISIS SENSIBILIDAD DE LA TASA INFLACIÓN ANUAL .....	27
4.2.4 ANÁLISIS SENSIBILIDAD PRECIO COMPONENTES .....	31
5. CONCLUSIONES .....	34
6. CONTINUACIONES FUTURAS .....	35
7. BIBLIOGRAFÍA .....	36
8. ANEXOS .....	38
ANEXO I. AMPLIACIÓN DE LA ACTUALIDAD DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES .....	38
ANEXO II. AMPLIACIÓN DE LA IMPORTANCIA DEL ALMACENAMIENTO EN LA OPERACIÓN DE RED .....	44

ANEXO III. AMPLIACIÓN ALTERNATIVAS EN EL ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS .....	51
ANEXO IV. EVOLUCIÓN DE LA LEGISLACIÓN ASOCIADA A UN PARQUE EÓLICO.....	56
ANEXO V. DEFINICIÓN CASO BASE .....	59
ANEXO VI. RESULTADOS CASO BASE.....	63
ANEXO VII. RESULTADOS ANÁLISIS SENSIBILIDAD CASO BASE .....	65
ANEXO VIII. RESULTADOS ANÁLISIS SENSIBILIDAD DE LA TASA DE INFLACIÓN.....	69
ANEXO IX. PROCEDIMIENTO SIMULACIÓN MHOGA .....	72

## Índice de figuras

Figura 1. Capacidad mundial de las energías renovables.....	2
Figura 2. Capacidad mundial de energía eólica.....	3
Figura 3. Importancia energía eólica en España.....	4
Figura 4. Aplicaciones del almacenamiento en redes eléctricas.....	5
Figura 5. Capacidad operativa global de almacenamiento de electricidad por tecnología.....	6
Figura 6. Ejemplos de aplicaciones según tecnologías.....	6
Figura 7. Esquema de un parque eólico .....	8
Figura 8. Comparación cualitativa de los tipos de baterías.....	9
Figura 9. Comparación cuantitativa de los tipos de baterías.....	9
Figura 10. Curva de potencia del aerogenerador.....	11
Figura 11. Evolución Precio electricidad 2020 .....	13
Figura 12. Evolución supuesta del precio de la electricidad .....	13
Figura 13 Comparación velocidad media viento vs Precio electricidad .....	14
Figura 14. Características del inversor elegido .....	15
Figura 15. Energía eléctrica generada por el parque en las ubicaciones .....	17
Figura 16. Comparativa VAN de las ubicaciones .....	18
Figura 17. Comparativa LCOE de las ubicaciones .....	18
Figura 18. Influencia precio aerogenerador en el VAN y TIR .....	19
Figura 19. Influencia valor interés en el VAN y LCOE .....	20
Figura 20. Influencia recurso eólico en el VAN y TIR .....	20
Figura 21. Resultados simulación con baterías durante la vida útil en Trasobares.....	23
Figura 22. Resultados mensuales de la simulación con baterías en Trasobares.....	24
Figura 23. Comparativa VAN Caso base vs Optimización Baterías.....	25
Figura 24. Comparativa Energía generada Caso Base vs Optimización Baterías .....	25
Figura 25. Comparativa ciclos/profundidad descarga de las diferentes baterías. ....	26
Figura 26. Evolución precio medio electricidad.....	28

Figura 27. Comparación VAN según tasa de inflación .....	29
Figura 28. Evolución temporal de la capacidad mundial de energías renovables .....	38
Figura 29. Evolución temporal de la distribución de la capacidad mundial de energías renovables.....	38
Figura 30. Evolución temporal del LCOE según tecnología .....	39
Figura 31. Procedencia incremento energía del último año .....	39
Figura 32. Evolución temporal de la capacidad mundial en energía eólica. ....	40
Figura 33. Evolución temporal de la distribución de la capacidad mundial de energía eólica.....	40
Figura 34. Evolución temporal de la potencia eólica instalada en España.....	41
Figura 35. Evolución temporal de la energía eólica generada en España.....	41
Figura 36. Distribución de la potencia eólica instalada en España.....	42
Figura 37. Densidad de potencia eólica instalada en España .....	43
Figura 38. Desafíos y beneficios del almacenamiento de energía.....	44
Figura 39. Aplicaciones según tipo de almacenamiento .....	45
Figura 40. Tecnologías existentes de almacenamiento. ....	46
Figura 41. Esquema funcionamiento de un bombeo hidráulico. ....	47
Figura 42. Esquema funcionamiento del almacenamiento con sales fundidas .....	48
Figura 43. Esquema funcionamiento del almacenamiento mediante baterías .....	48
Figura 44. Composición de los volantes de inercia .....	49
Figura 45. Esquema funcionamiento de las baterías de plomo ácido .....	51
Figura 46. Esquema funcionamiento de las baterías de sales fundidas .....	52
Figura 47. Esquema funcionamiento de las baterías de flujo de vanadio .....	53
Figura 48. Esquema funcionamiento de las baterías de fujo de bromuro de zinc .....	54
Figura 49. Esquema funcionamiento de las baterías ion litio.....	54
Figura 50. Comparativa de las características de varios tipos de baterías .....	55
Figura 51. Evolución temporal del precio de la electricidad .....	59
Figura 52. Densidad de probabilidad, factor de forma y velocidad del viento en Trasobares.....	61
Figura 53. Densidad de probabilidad, factor de forma y velocidad del viento en Dehesa.....	61

Figura 54. Densidad de probabilidad, factor de forma y velocidad del viento en Yeste.....	61
Figura 55. Densidad de probabilidad, factor de forma y velocidad del viento en Piedrafita.....	62
Figura 56. Densidad de probabilidad, factor de forma y velocidad del viento en Bérchules.....	62
Figura 57. Ingresos anualizados obtenidos del parque en las ubicaciones .....	63
Figura 58. Distribución de ingresos y gastos del parque en las localizaciones. ....	64
Figura 59. Beneficios anualizados del parque en las localizaciones .....	64
Figura 60. Captura 1 del procedimiento de simulación .....	72
Figura 61. Captura 2 del procedimiento de simulación .....	72
Figura 62. Captura 3 del procedimiento de simulación .....	73
Figura 63. Captura 4 del procedimiento de simulación .....	73
Figura 64. Captura 5 del procedimiento de simulación .....	74
Figura 65. Captura 6 del procedimiento de simulación .....	75
Figura 66. Captura 7 del procedimiento de simulación .....	75
Figura 67. Captura 8 del procedimiento de simulación .....	76
Figura 68. Captura 9 del procedimiento de simulación .....	76
Figura 69. Captura 10 del procedimiento de simulación .....	77
Figura 70. Captura 11 del procedimiento de simulación .....	77

## Índice de tablas

Tabla 1. Características generales aerogenerador elegido.....	12
Tabla 2. Resumen condiciones caso base del parque eólico.....	16
Tabla 3. Resumen condiciones alternativa con baterías del parque eólico .....	21
Tabla 4. Análisis VAN optimizando precio de venta.....	22
Tabla 5. Resultados y composición de la optimización del precio de venta .....	22
Tabla 6. Número de ciclos de las baterías según profundidad de descarga .....	26
Tabla 7. Comparativa diferentes baterías en las distintas ubicaciones .....	27
Tabla 8. Comparación resultados según tasa de inflación y ubicación. ....	29
Tabla 9. Resumen de los casos en Trasobares.....	30
Tabla 10. Resumen de los casos en Dehesa.....	30
Tabla 11. Resumen de los casos en Yeste.....	30
Tabla 12. Resumen de los casos en Piedrafita.....	30
Tabla 13. Resumen de los casos en Bérchules.....	31
Tabla 14. Análisis sensibilidad precio componentes en Trasobares .....	31
Tabla 15. Análisis sensibilidad precio componentes en Dehesa .....	32
Tabla 16. Análisis sensibilidad precio componentes en Yeste .....,.....	32
Tabla 17. Análisis sensibilidad precio componentes en Piedrafita.. .....	33
Tabla 18. Análisis sensibilidad precio componentes en Bérchules .....	33
Tabla 19. Características bombeo hidráulico .....	47
Tabla 20. Características sales fundidas .....	48
Tabla 21. Características volantes de inercia .....	49
Tabla 22. Características y usos de las tecnologías de almacenamiento .....	50
Tabla 23. Características baterías plomo ácido .....	51
Tabla 24. Características baterías alcalinas .....	52
Tabla 25. Características baterías de sales fundidas .....	53
Tabla 26. Características baterías de flujo.....	54



Tabla 27. Características baterías ion litio .....	55
Tabla 28. Resumen características de los tipos de baterías existentes .....	55
Tabla 29. Evolución temporal del precio de la electricidad.....	59
Tabla 30. Evolución supuesta del precio de la electricidad en el futuro.....	60
Tabla 31. Resumen resultados del análisis de sensibilidad a las variables en Trasobares .....	65
Tabla 32. Resumen resultados del análisis de sensibilidad a las variables en Dehesa.....	66
Tabla 33. Resumen resultados del análisis de sensibilidad a las variables en Yeste.....	67
Tabla 34. Resumen resultados del análisis de sensibilidad a las variables en Piedrafita.....	67
Tabla 35. Resumen resultados del análisis de sensibilidad a las variables en Bérchules .....	68
Tabla 36. Resultados de la optimización del VAN según la tasa 0,5% y la ubicación .....	69
Tabla 37. Resultados de la optimización del VAN según la tasa 1,5% y la ubicación .....	70
Tabla 38. Resultados de la optimización del VAN según la tasa 3,5% y la ubicación .....	70
Tabla 39. Resultados de la optimización del VAN según la tasa 4,5% y la ubicación .....	71

# 1. INTRODUCCIÓN

Las energías renovables están cobrando cada vez mayor importancia como un gran recurso energético. Sin embargo, es desde las últimas décadas, cuando se está realizando un mayor impulso en la industria para aumentar el efecto de las renovables. Dentro de ellas se encuentra la energía eólica, base fundamental de este proyecto.

## 1.1 ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

La energía eólica es una fuente de energía limpia e inagotable, genera electricidad gracias a la energía cinética del viento. En la actualidad, es una de las energías renovables más desarrolladas junto con la fotovoltaica y la hidráulica.

Sin embargo, se estima que la fuerza del viento comenzó a aprovecharse para navegar entre los siglos VI y V a.C., las civilizaciones pioneras fueron los egipcios, fenicios y romanos. Desde entonces, ese aprovechamiento ha ido mejorando con el paso del tiempo, destacando en su historia: el molino de viento (siglo I d.C.) y más tarde la turbina eólica (1887), gracias a estos avances, se pasó de simplemente moler grano hasta generar electricidad [1].

El primer parque eólico de España entró en funcionamiento en un municipio de Gerona en 1984. La empresa Nacional de Hidroeléctrica del Ribagorzana (ENHER) explotó dicha instalación produciendo 250 MW/año con una potencia instalada de 120 kW [2].

Actualmente, en el panorama nacional, todos los proyectos eólicos en funcionamiento suman un total de 27.446 MW [3]. Lentamente se está implementando el almacenamiento, este tipo de parque hace que la disponibilidad de dicha energía crezca, ya que, la gran desventaja de la eólica es la intermitencia, de esta manera, se puede acumular la energía en horarios de exceso y usarla cuando exista defecto.

## 1.2 OBJETO Y ALCANCE

El propósito de este proyecto es analizar tecno-económicamente la inclusión de almacenamiento en parques eólicos. De esta manera, se mostrarán las diferentes alternativas encontradas para una correcta ejecución técnica y la viabilidad económica que corresponda.

En el presente trabajo, se comenzará mostrando la actualidad de las energías renovables tanto nacional como internacionalmente, centrándose especialmente en la energía eólica. Además, se destacará la importancia del almacenamiento, así como la propia normativa que lo rige.

Después de presentar la actualidad, se llevará a cabo una definición de los parques eólicos, el principio de funcionamiento, elementos que lo componen y las diferentes alternativas que se pueden encontrar en la acumulación de la energía.

Tras mostrar las opciones existentes, se definirá el caso base de estudio sin almacenamiento, gracias a la ayuda del software “MHOGA” resultarán diversas simulaciones y optimizaciones, incluyendo análisis de sensibilidad de las variables más trascendentes.

A continuación, se añadirá la posibilidad de acumulación, y de la misma manera que antes, se realizarán simulaciones con la finalidad de optimizar los resultados anteriores.

Finalmente, se realizarán una serie de comparaciones en base a los resultados obtenidos. Éstas arrojarán las conclusiones pertinentes sobre la inclusión de almacenamiento en parques eólicos.

### 1.3 ACTUALIDAD DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Durante la última década, la utilización a nivel mundial de energías renovables ha ido en aumento, hasta alcanzar hoy en día casi los 2.800 GW [4], este logro se debe en gran medida a que los costes de generación de dicha energía han caído drásticamente al mejorar las tecnologías y cadenas de suministros. Obviamente, esta trayectoria no ha sido continua ni proporcional en todos los continentes, sino que, ha sido mayor en lugares con más capacidad para el desarrollo tecnológico y mayor apuesta por la energía limpia. Esta variabilidad de crecimiento se muestra a continuación:

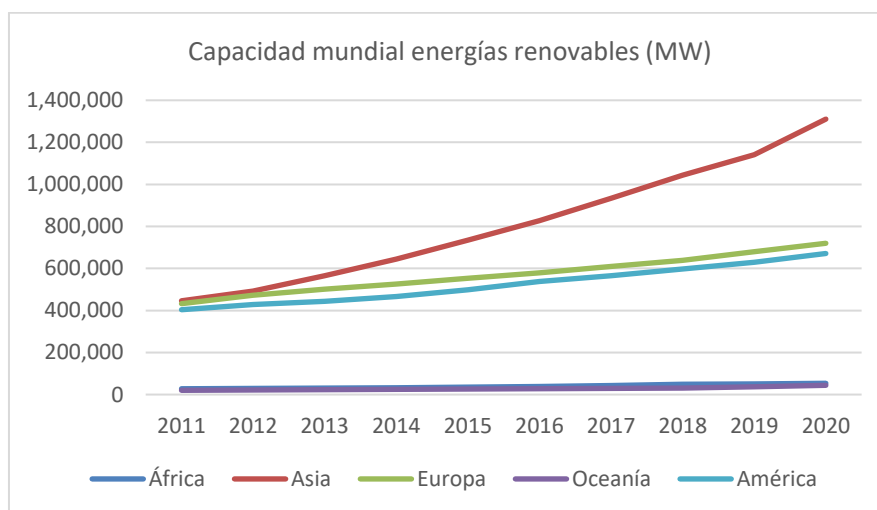


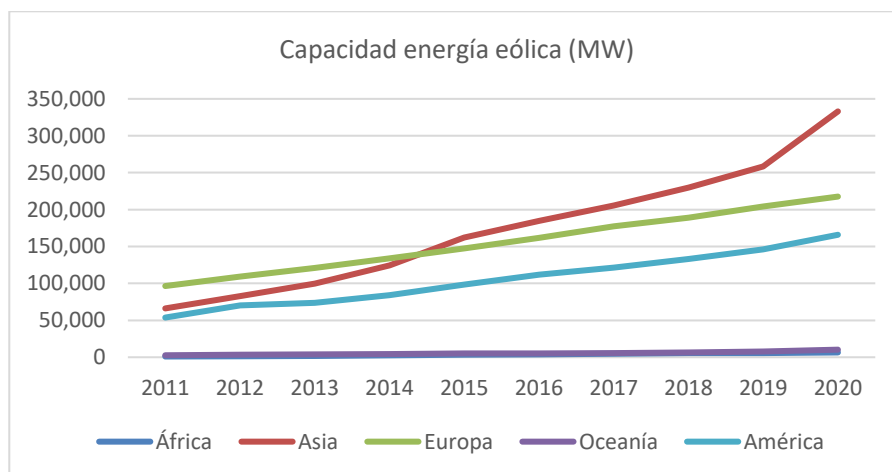
Figura 1. Capacidad mundial de las energías renovables. (MW). Fuente: Elaboración propia y [4].

A pesar de que, los tres continentes con mayor capacidad en 2011 (Asia, Europa y América) estaban igualados, la apuesta de Asia por las energías renovables ha sido superior a la del resto, se observa en ella una tendencia ascendente mayor. En cambio, el crecimiento de Europa y América ha sido más paulatino y prácticamente igual.

Como se ha demostrado en la anterior gráfica, a pesar de que el año 2020 estuvo marcado por la pandemia mundial de COVID-19, el crecimiento de las energías renovables continuó e incluso superó las estimaciones. Esto significa un punto muy positivo, provocado por la resistencia de las cadenas de suministro de generación de energías renovables.

Tampoco hubo interrupción en la tendencia reductora de los costes normalizados de la energía (LCOE), ya que, han seguido disminuyendo dichos valores hasta: en solar fotovoltaica un 7%, en la energía eólica terrestre (“onshore”) un 13% y en la solar de concentración un 16% [5].

De la mano de las energías renovables ha ido la energía eólica, que gracias a la tendencia positiva, en el último año se consiguió una capacidad de generación eólica mundial de 733.276 MW [4], la siguiente figura muestra la evolución histórica:



**Figura 2. Capacidad mundial de energía eólica. (MW). Fuente: Elaboración propia y [4].**

Al igual que anteriormente, se observa como el crecimiento en Asia es mucho mayor que en el resto, ampliándose esa diferencia en el último año.

Poniendo el foco del estudio en el ámbito nacional, se observa también un aumento en el último año en la capacidad total de energía renovable de 4.330 MW instalados [4].

Haciendo hincapié en la energía eólica, España es el quinto país con mayor potencia instalada acumulada, un total de 27.446 MW, instalando en el último año 1.720 MW [3].

En la siguiente figura se hace referencia a nuevos datos que sitúan la importancia de la eólica en España.



Figura 3. Importancia energía eólica en España. Fuente: [3].

Tal y como se ha demostrado, las energías renovables están en pleno auge, este avance no se va a frenar gracias a los objetivos marcados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Dicho plan prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161 GW, de los que 50 GW serán energía eólica y 39 GW solar fotovoltaica [6].

En el Anexo I se implementa la evolución y actualidad de las energías renovables.

## 1.4 IMPORTANCIA DEL ALMACENAMIENTO EN LA OPERACIÓN DE RED

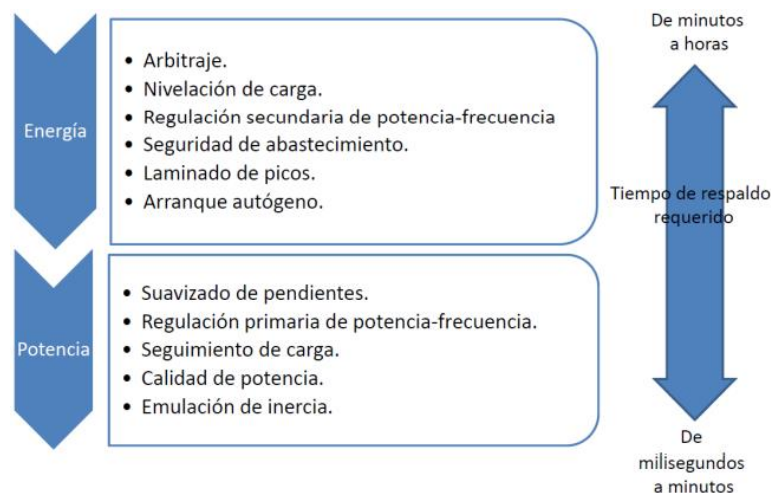
En el mencionado Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), también se prevé que se necesite un almacenamiento de: 2,5 GW de potencia equivalente en baterías y 3,5 GW en bombeo hidráulico, todo ello para la gestión de la demanda eléctrica de 2030. Esta es otra justificación más del importante papel que tendrá el almacenamiento.

La conservación de la energía eléctrica engloba un amplio abanico de tecnologías como: energía potencial en sistemas de bombeo o en sistemas basados en aire comprimido; energía electroquímica como baterías secundarias y de flujo; energía química a partir de celdas de combustible; como energía cinética en volantes de inercia; en un campo magnético en inductores; en un campo eléctrico en condensadores o en forma de energía térmica en sales fundidas.

Independientemente de la tecnología utilizada, los sistemas de almacenamiento de energía constan de cuatro componentes: el medio de almacenamiento, el sistema de control, el sistema de conversión de la energía y los equipos e instalaciones auxiliares. El diseño de todos estos componentes varía según la aplicación y la potencia nominal de la instalación [7].

Las diferentes aplicaciones no tienen las mismas necesidades, es necesario diferenciar en función de que requieran aporte de potencia o energía al sistema. El primero de ellos, con alta potencia y cortos periodos de tiempo, el segundo, menor potencia, pero durante más tiempo.

En la siguiente figura, se muestran algunas aplicaciones para los diferentes tipos de almacenamiento:



**Figura 4. Aplicaciones del almacenamiento en redes eléctricas. Fuente: [8].**

A continuación, se definirán algunas aplicaciones con más detalle:

- Arbitraje: Implica almacenar energía en periodos de baja demanda (bajo precio eléctrico) y venderla en periodos de alta demanda (precios mayores).
- Nivelación de carga: Implica almacenar energía en periodos de elevada generación y verterla a la red en periodos de baja generación.
- Regulación potencia-frecuencia: Ante un desequilibrio entre la generación y demanda, cada área de la red debe disponer de las suficientes reservas de energía.
- Laminado de picos: Se evitan inconvenientes de exceder los límites de potencia de intercambio con la red, el excedente es cubierto por un sistema de almacenamiento de energía.
- Suavizado de pendientes: Se usa para eliminar o amortiguar las fluctuaciones momentáneas de la potencia. El resultado final tras el suavizado es un perfil con menos perturbaciones [8].

Una vez comentadas las aplicaciones más habituales, se mostrarán los tipos de almacenamiento más utilizados mundialmente para conservar la energía procedente de las fuentes renovables y en concreto de la energía eólica:

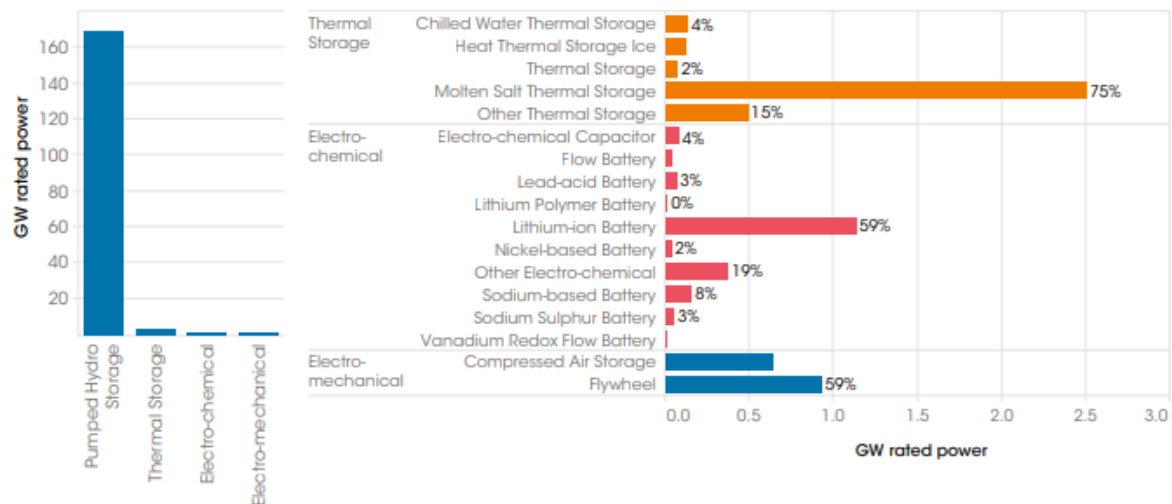


Figura 5. Capacidad operativa global de almacenamiento de electricidad por tecnología. Fuente: [9].

Como muestra la anterior figura, las alternativas de almacenaje más utilizadas se agrupan en 4: mecánico, térmico (más utilizada en energía solar), electroquímico y electromecánico.

Sin embargo, cada una de ellas posee unas características que determinan su aplicación:

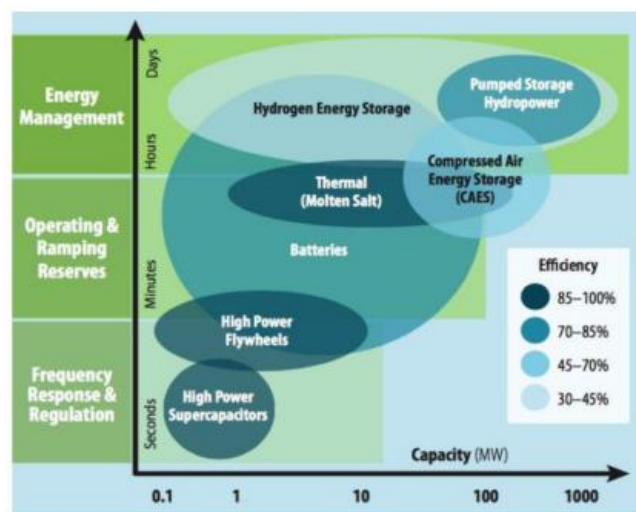


Figura 6. Ejemplos de aplicaciones según tecnología. Fuente: [10].

Como se muestra, el bombeo hidráulico permite una capacidad de almacenamiento superior, mientras que, las sales térmicas y los volantes de inercia destacan por su alta eficiencia. Además, dependiendo del tiempo de respuesta y capacidad, pueden adaptarse a una tarea u otra.

Las baterías a pesar de tener menor eficiencia se adaptan mejor a cualquiera de las aplicaciones, y al ser un almacenamiento muy modulado, aumentarlo es muy sencillo.

Observando el gráfico y teniendo en cuenta las características intrínsecas de una instalación eólica y su generación, a corto plazo, el almacenamiento que actualmente complementaría mejor a los parques eólicos serían las baterías electroquímicas, gracias a su versatilidad y posibilidad de ubicarse físicamente en las instalaciones.

En el Anexo II se amplía la información sobre las características de cada tipo de almacenamiento.

## 1.5 BARRERAS AL ALMACENAMIENTO

Durante las décadas de los años 1990 y 2000, muchos países comenzaron un proceso de reestructuración y liberalización de sus sistemas eléctricos, poniendo fin al monopolio existente en sus actividades y a la baja remuneración basada en retribuir el coste del servicio.

La separación de las distintas actividades involucradas en la generación, transporte, distribución y suministro final de energía a los consumidores se consideró un paso fundamental y necesario para poder alcanzar un mercado eléctrico competitivo, tanto a nivel mayorista como minorista.

Actualmente, las principales barreras al desarrollo de los sistemas de almacenamiento se pueden clasificar en los problemas asociados a la estructura regulatoria del sector eléctrico y en los asociados al mercado eléctrico.

- Respecto al sector eléctrico, es evidente la falta de rigor en la tipología de agentes del sistema, dado que el almacenamiento puede actuar como generador, consumidor o incluso como activo en el transporte y distribución, lo que dificulta su regulación. Además de esto, faltan medios regulatorios que incentiven la innovación, actualmente, el sector eléctrico tiene un carácter conservador que no lo hace atractivo para posibles inversores.
- En lo que respecta a las barreras asociadas al mercado eléctrico, se destaca las limitaciones al almacenamiento en la participación en los distintos mercados. Las reglas del mercado dificultan la participación de los recursos de almacenamiento en los mercados spot, al no cumplir con los requisitos establecidos. También existen ventajas competitivas a favor de las compañías ya establecidas, ya que los futuros propietarios independientes deben acudir a los mercados para proveer dichos servicios remunerados.

Además, es preocupante la baja remuneración de los servicios de reserva y otros servicios complementarios, remuneración que no tiene en cuenta la flexibilidad y velocidad de respuesta que proporcionan los sistemas de almacenamiento en comparación con la generación convencional.

En cualquier caso, la imparable tendencia hacia la sustitución de los combustibles fósiles por las fuentes de origen renovable conllevará de manera inevitable una reforma de las estructuras regulatorias y organizativas de los mercados eléctricos para integrar dichos recursos de manera adecuada [11].



## 2. PARQUE EÓLICO CON ALMACENAMIENTO

### 2.1 ELEMENTOS Y PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

La energía eólica se produce gracias a la fuerza del viento, que hace rotar las palas de los aerogeneradores, estando éstas unidas a la turbina a través del buje. Conectado a él se encuentra el eje lento, que gira a la misma velocidad que las palas, después, una multiplicadora eleva la velocidad a más de 100 veces y la transfiere al eje rápido, que se conecta con el generador para convertir la energía cinética en energía eléctrica. A continuación, el convertidor transforma la corriente continua en alterna.

Tras todo este proceso que se lleva a cabo en el aerogenerador, la electricidad pasa al transformador, que eleva la tensión para poder transportar la corriente y minimizar así pérdidas en el transporte. A consecuencia del incremento de tensión, la energía se transmite hasta la subestación con cables de media tensión. En dicha subestación, se incrementa aún más el voltaje hasta convertirla en alta tensión.

Saliendo de la subestación, se transfiere la electricidad mediante las líneas de evacuación hasta la red de distribución, que la hace llegar hasta los hogares.



Figura 7. Esquema de un parque eólico. Fuente: [12].

### 2.2 ALTERNATIVAS EN EL ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS

Como antes se ha comentado, el almacenamiento en baterías es el más adecuado gracias a sus características y a la compatibilidad con los parques eólicos actuales.

Dentro del ámbito de las baterías, existen distintos tipos según los componentes que actúen. Se pueden agrupar en 5: baterías de plomo ácido, alcalinas, sales fundidas, de litio y de flujo.

En el Anexo III se define en profundidad las características de las diferentes alternativas.

A continuación, se va a realizar una comparación conjunta para hacer una selección objetiva, con la finalidad de implementar el parque eólico.

En la siguiente figura, se ilustran varias categorías de manera cualitativa, para analizar cuáles podrían ser opciones adecuadas:

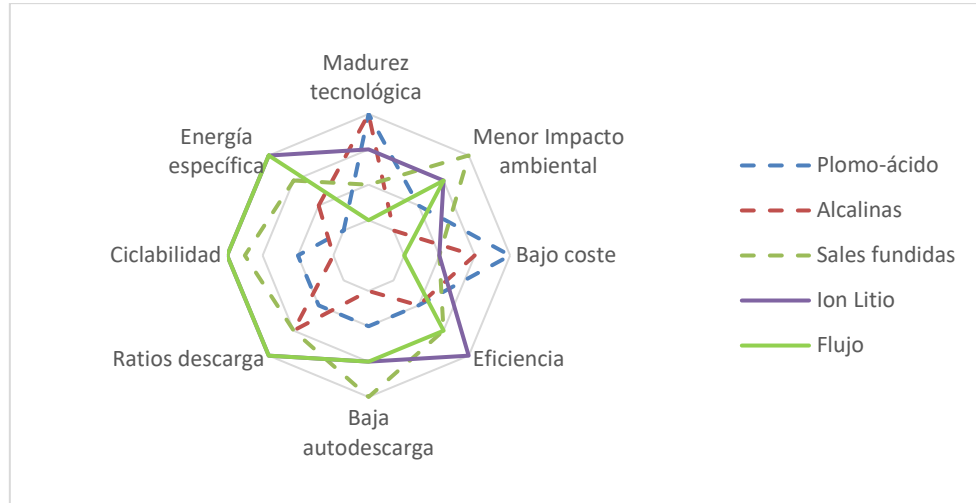


Figura 8. Comparación cualitativa de los tipos de baterías. Fuente: [11] y elaboración propia.

Tal y como se observa, hay tres tipos de baterías que han sido representadas con líneas discontinuas, la razón es que se consideran las menos viables debido a sus características.

Tanto las baterías de plomo ácido, como las alcalinas, han alcanzado su madurez tecnológica y aunque sigan siendo buenas posibilidades en otras finalidades, en este caso no son alternativas, no prestan unas condiciones tan favorables como lo podrían ser los otros grupos, además, sus posibles mejoras no serán diferenciales.

Las dos tecnologías que mejor se pueden adaptar a la inmediata integración de las energías renovables son: las baterías de ion litio y las baterías de flujo.

Tienen unas características similares, aunque actualmente, se obtiene una mayor eficiencia a menor coste con las baterías de litio. Sin embargo, vale la pena destacar que, a pesar de su inmadurez, las baterías de flujo presentan unas aceptables condiciones, que las convierten en una alternativa considerablemente atractiva para el futuro, cuando se potencien tecnológicamente.

En esta figura, se muestran los datos más significativos de las dos alternativas:

	Power rating (MW)	Storage duration (h)	Cycling or lifetime	Self discharge %	Energy density (Wh/l)	Power density (W/l)	Efficiency	Response time
Li-ion battery <sup>4</sup>	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 <sup>5</sup>	0.1 - 100	1 - 0h	12,000 - 14,000	0.2%	20 - 70	0.5 - 2	60-85%	< sec

Figura 9. Comparación cuantitativa de los tipos de baterías. Fuente: [10].

Comparando ambas tecnologías, se observa como la potencia nominal y los ciclos de carga son mayores en el caso de las baterías de flujo, además, necesitan un mayor mantenimiento al conformarse de electrodos líquidos y existir bombas y otros aparatos auxiliares. En cambio, estas baterías de flujo tienen menores prestaciones en cuanto a la densidad energética y la eficiencia.

Por todo ello lo comentado anteriormente junto a la compatibilidad, las baterías que se eligen para almacenar la energía eólica son de ion litio.

## 2.3 LEGISLACIÓN ASOCIADA A UN PARQUE EÓLICO

Actualmente, existe mucha normativa que rige no solo el funcionamiento de los parques eólicos, sino también su acceso, conexión, integración a red, etc.

En la última década se ha desarrollado una normativa muy extensa detallada en el Anexo IV, pero, en los últimos años se han publicado normativas muy esperadas por el sector eólico. A continuación, se detallarán las más importantes, así como su ámbito de afección:

- Generales:
  - Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad.
  - Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes para la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural.
- Mercado eléctrico:
  - Resolución de 6 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos.
- Integración en red:
  - Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
  - Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631. Versión 2.1. Fecha Publicación 9/7/2021.
  - Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el P.O. 12.2 SENP. Versión 1.1. Fecha Publicación 9/7/2021.
- Acceso y conexión:
  - Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua [13].

- Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución
- Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.

### 3. CASO BASE

#### 3.1 CONDICIONES CASO BASE

El caso base, sobre el que se va a realizar el estudio de viabilidad tecno-económica, dispondrá de varios elementos y condiciones, las más importantes se resumirán en los siguientes subapartados.

Además, en el Anexo V se detallan más características de las condiciones y elementos que lo constituyen.

##### 3.1.1 AEROGENERADORES

El parque tendrá una potencia instalada de 20 MW, estará compuesto por 10 aerogeneradores con una altura de buje de 95 m, todos ellos de un modelo de la prestigiosa marca danesa “Vestas”, el V100-2.0 MW [14].

El aerogenerador escogido permite aumentar la productividad en lugares con viento medio y bajo. A continuación, se muestra la curva de potencia del aerogenerador y varias características técnicas:

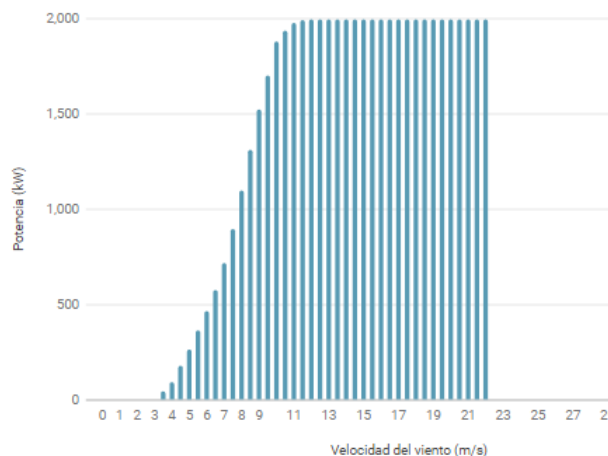


Figura 10. Curva de potencia del aerogenerador. Fuente: [15].

Características generales			
Regulación de potencia	"Pitch" regulado con velocidad variable		
Potencia nominal (kW)	2.000 – 2.200	Área Barrido (m <sup>2</sup> )	7.854
Rango operación (m/s)	3 – 22	Altura torre (m)	95
Diámetro Rotor (m)	100	Longitud pala (m)	49

Tabla 1. Características generales aerogenerador elegido. Fuente: [14].

Un aspecto fundamental para estudiar la posible rentabilidad es conocer el precio del aerogenerador, por confidencialidad la compañía no ha desvelado el precio de éste, sin embargo, se ha obtenido de diversas fuentes un precio medio de 1 M€/MW instalado, constituyendo dicho valor: obra civil, instalación eléctrica con conexión y aerogenerador [16].

Otro gasto importante que se debe afrontar desde la instalación es el coste de mantenimiento y operación, éste aumentará con la vida útil del parque, sin embargo, gracias a estimaciones, se considera constante durante todos los años, un 2% del coste de la inversión [17].

### 3.1.2 POTENCIA MÁXIMA DE LA SUBESTACIÓN

La potencia del punto de acceso del parque es un factor condicionante para realizar una correcta acometida a red, ésta puede variar según las condiciones de cada lugar.

Se considerará una potencia de acceso de 22MW, con los que la potencia total de los aerogeneradores (20 MW), no supondrá ningún problema.

Más tarde, se estudiará la posibilidad de aumentar el parque eólico, por lo que, al superar la potencia máxima de acceso a red, será interesante la inclusión de almacenamiento para cargar las baterías cuando los aerogeneradores estén a plena potencia y descargarlas cuando interese.

### 3.1.3 PRECIO VENTA ELECTRICIDAD

La finalidad del parque es producir electricidad para después venderla, por tanto, el precio de venta será la única fuente de ingresos para recuperar la inversión.

En este caso base, la electricidad se venderá en el momento de generarla; más tarde, cuando se estudie y analice la posibilidad de incluir baterías para almacenar, se intentará maximizar los beneficios de la venta vendiendo la energía almacenada cuando interese.

La información de los precios, se obtiene del Sistema de información del operador del sistema, en la página web de Red Eléctrica de España [18]. Se va a considerar en un inicio los precios del 2020 (que fueron los menores en esta última década), éstos se muestran en la siguiente figura:

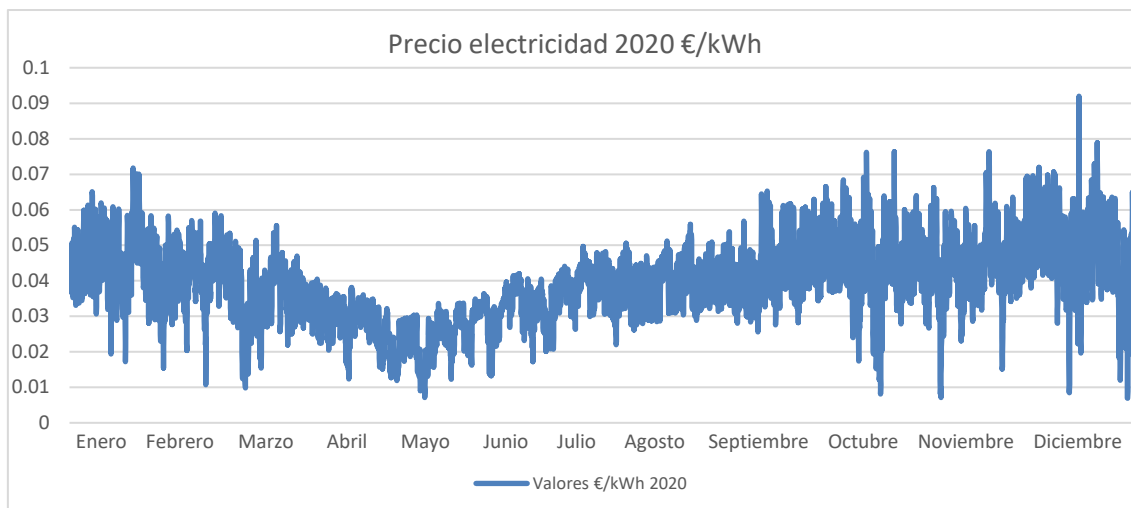


Figura 11. Evolución Precio electricidad 2020 (€/kWh). Fuente: Elaboración propia.

Como se muestra, los precios a lo largo del año van variando, siendo el periodo primavera-verano cuando toman los menores valores, sin embargo, al final del año se van alcanzando los máximos, coincidiendo con las estaciones de otoño e invierno.

A partir del 2020, se considerará una tasa de inflación del 2,5% anual durante los próximos 20 años (dicha tasa se variará después para ver su impacto), esta supuesta tasa se considera realista y conservadora, ya que, pasado dicho periodo se alcanzaría un precio ya pagado anteriormente en 2018. La siguiente figura ilustra la supuesta evolución temporal del precio:

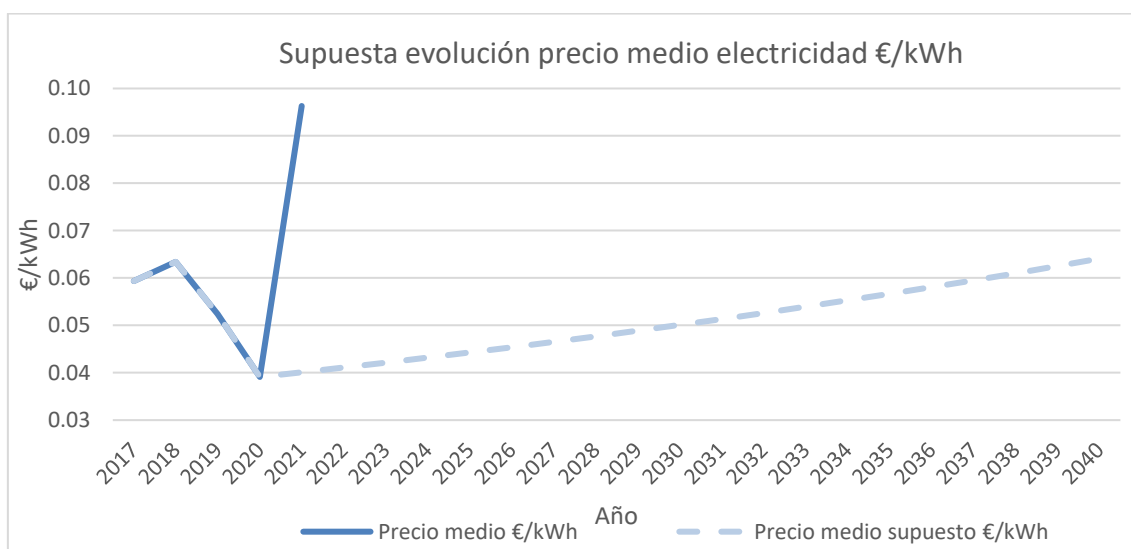


Figura 12. Evolución supuesta del precio de la electricidad (€/kWh). Fuente: Elaboración propia.

Como se observa, en el pasado año (2021), el precio de la electricidad alcanzó valores máximos históricos, no se ha considerado como año inicial debido a su elevada inestabilidad y los sucesos poco comunes ocurridos en dicho año.

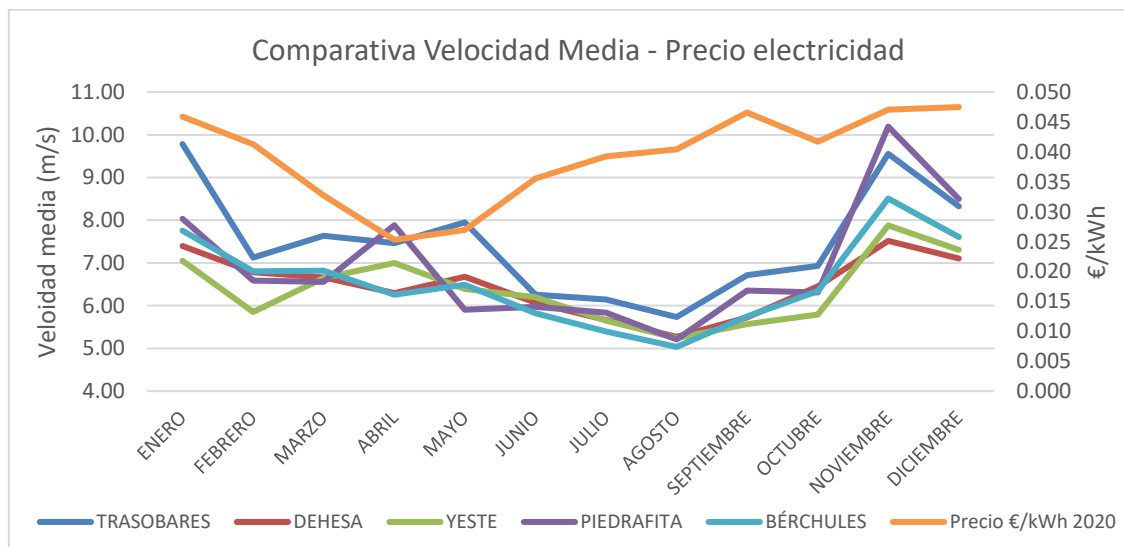
En el Anexo V, se hace referencia de nuevo al precio supuesto, en este caso a las cifras exactas que alcanzaría la electricidad en los distintos años sucesivos.

### 3.1.4 LOCALIZACIONES Y RECURSO EÓLICO

Para un correcto estudio y análisis del caso base, se van a considerar diferentes ubicaciones del parque eólico, se escogerán 5 por toda la geografía española, variando así las condiciones del viento a la que estará sometido y, en función de ellas, observar qué condiciones serían más beneficiosas para los aerogeneradores. Dicha elección se ha realizado según la potencia instalada en las comunidades autónomas en 2020 [19].

Siendo elegidos municipios de Aragón, Castilla y León, Castilla-La Mancha, Galicia y Andalucía.

En la siguiente figura se puede observar la velocidad media del viento a lo largo del año [20] (en cada ubicación), así como una comparativa con el precio medio mensual de la electricidad en 2020, para analizar de esta manera una posible influencia:



**Figura 13. Comparación velocidad media viento (m/s) vs Precio electricidad (€/kWh). Fuente: Elaboración propia.**

Tal y como muestra la figura, no se aprecia ninguna relación entre la variabilidad del viento y el precio medio de la electricidad. Además, se ha estudiado el coeficiente de correlación de Pearson, obteniendo la mayor relación entre el precio y la velocidad de viento en Piedrafita (0,356), este valor es bastante bajo, por tanto, se puede afirmar que no hay relación directa.

Los valores medios de la velocidad del viento en cada ubicación se han obtenido de la web “Renewable Ninja” [21].

### 3.2 ALTERNATIVA CON BATERÍAS

Después de realizar las simulaciones pertinentes para el caso base, se llevará a cabo una modificación en las condiciones, con la finalidad de optimizar el parque eólico.

En esta ocasión, la potencia eólica instalada será mayor que la potencia de punto de acceso a red (aumentando el número de aerogeneradores), por esta razón, se implementará un sistema de baterías de ion de litio (“Intensium Máx+ 20P” de la compañía “Saft”) [22].

Esta batería tiene un voltaje de 771 V, una potencia de 2,5 MW y una intensidad máxima de 3,38 kA. Otro de los datos imprescindibles y más importantes es la duración, es decir, los ciclos que puede garantizar, éstos son 6.000 con 80% de “DoD” y una vida útil de más de 25 años.

Las baterías se cargarán cuando la potencia eólica generada supere a la de acceso (22MW), no pudiendo verter toda a la red, y se descargarán cuando no se disponga de suficiente potencia generada y el precio de venta de la electricidad sea alto, intentando maximizar los ingresos.

Además de la batería, es necesario incluir en la instalación un inversor/cargador que modifique la corriente para cargar las baterías (AC/DC) y viceversa (DC/AC) para integrarla a la red.

Esto se ha conseguido gracias a un modelo (480V / talla 4) de la marca “Power Electronics”, el inversor “Freemaq Multi PCSK” [23].

480 V		TALLA 2	TALLA 4	
REFERENCIAS		FP1525K2	FP3055K2	FP3055K4
CA	Potencia de salida CA (kVA/kW) @ 40 °C <sup>[1]</sup>	1525	3055	
	Potencia de salida CA (kVA/kW) @ 50 °C <sup>[1]</sup>	1415	2840	
	Tensión de red (V)	480V ±10%		
CC	Rango de tensión CC <sup>[2]</sup>	679V - 1200V		
	Máxima tensión CC	1200V		
EFICIENCIA	Eficiencia (Max) (η)	98.76%	98.84%	
	Euroeta (η)	98.37%	98.56%	

Figura 14. Características del inversor elegido. Fuente: [22].

El motivo de la elección de este modelo es que el rango para la corriente continua (DC) es el adecuado para el funcionamiento de la batería, que tiene 771V.

En cuanto a la talla, como la intensidad máxima de la batería es 3,38kA y el voltaje 0,771kV, se obtiene una potencia máxima de 2,6 MW, es por esto que es necesario elegir el de talla 4, dentro de este, se ha elegido el valor a 50 °C (el más desfavorable), teniendo una potencia de salida de 2,84 MW.

En cuanto a la viabilidad económica, el coste de la batería es 260 €/kWh [24], con un mantenimiento anual del 1% estimado por el software y 90 €/kW para el inversor/cargador [25].



## 4. RESULTADOS

A continuación, se mostrarán los resultados de las simulaciones realizadas con el software, en primer lugar, del caso base (sin baterías y con una potencia instalada menor a la de acceso) y análisis de sensibilidad. En segundo lugar, la optimización con baterías e inversor y el análisis de sensibilidad de algunas variables.

### 4.1 SIMULACIONES CASO BASE

Antes de proceder a mostrar los resultados, se va a incluir una tabla resumen de las condiciones que caracterizan este caso base. Además, en color naranja aparecen varias características sobre las que más tarde se hará un análisis de sensibilidad para ver su afectación de manera directa.

PARQUE EÓLICO		
Aerogenerador	Vestas V100-2.0MW (10 unidades) → 20 MW	
	Coste instalación	1 M€/MW → 20M€
	Coste O&M	2% (anual)
	Vida útil	20 años
	Potencia máx. Subestación	22 MW
Precio venta electricidad	Precio medio horario 2020	0,03911 €/kWh
	Tasa inflación anual	+2,5%
Finanzas	Interés e inflación general	7% - 2%
Velocidad media del viento a 95 m (h buje)	Trasobares (Zaragoza)	7,47 m/s - 646 msnm
	Dehesa de Montejo (Palencia)	6,46 m/s – 1.095 msnm
-----	Yeste (Albacete)	6,38 m/s – 912 msnm
Altitud sobre nivel del mar	Piedrafita del Cebrero (Lugo)	6,94 m/s – 1.275 msnm
	Bérchules (Granada)	6,55 m/s – 1.341 msnm

Tabla 2. Resumen condiciones caso base del parque eólico. Fuente: elaboración propia.

En primer lugar, se va a analizar los resultados del recurso eólico disponible. En la siguiente figura se muestra la energía eléctrica generada por el parque eólico anualmente en los cinco lugares seleccionados.

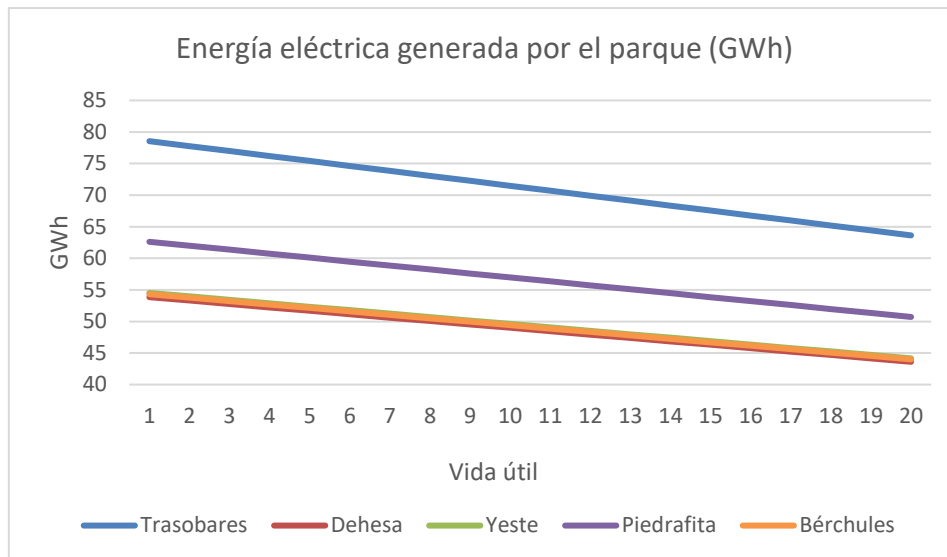


Figura 15. Energía eléctrica generada por el parque en las ubicaciones. Fuente: Elaboración propia.

Como se observa, Trasobares y Piedrafita son los lugares donde más energía es posible producir, en los otros tres existe una producción muy similar.

Otro factor clave es la reducción en la producción de la energía eólica con el paso del tiempo, 1% anual [26,27], esto simplemente se debe al envejecimiento de los aerogeneradores, haciendo que extraigan menos energía del viento conforme pasan los años.

Comparando los resultados con los valores de la tabla 2, se ve como la energía eólica generada depende de la velocidad del viento horaria a lo largo del año (mayor en los casos de Trasobares y Piedrafita).

En cambio, la altitud solo afecta a la curva del aerogenerador, a mayor altitud, menor densidad del aire, y la curva de potencia se reduce, por lo que se produce menos a igual velocidad del viento. Esta última influencia se observaría analizando el comportamiento en la misma ubicación a diferentes alturas.

En el aspecto económico, toda la energía eólica que se genera es la que se vende directamente y por tanto la única fuente de ingresos. En cuanto a los costes, solamente existen los producidos directamente por los aerogeneradores, su mantenimiento y la instalación/financiación, además, todos estos son constantes en las diferentes ubicaciones.

A continuación, se muestran varias figuras que definen la situación financiera a final de la vida útil del parque eólico.

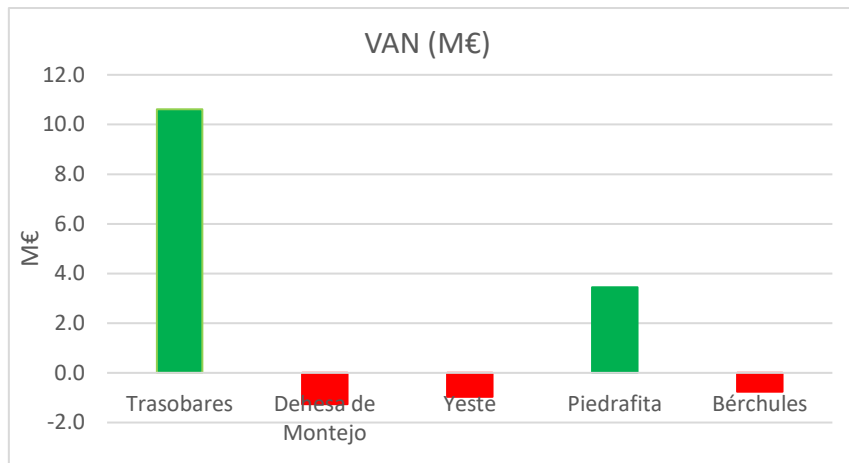


Figura 16. Comparativa VAN de las ubicaciones. Caso Base. Fuente: Elaboración propia.

Como se ve, el VAN (Valor Actual Neto) solamente es positivo en dos circunstancias, y es precisamente donde la cantidad de energía eólica para vender es más elevada. En los otros tres casos, la energía producida no es lo suficiente como para hacer rentable toda la inversión realizada en el parque eólico.

Es por eso por lo que solamente hay dos TIR (Tasa Interna de Retorno o IRR) positivos, 12,66% en el caso de Trasobares (Zaragoza) y 8,95% para Piedrafita (Lugo).

En la siguiente figura, se muestra otro resultado importante como es el LCOE (*“Levelized Cost Of Energy”*, coste normalizado o nivelado de la energía):

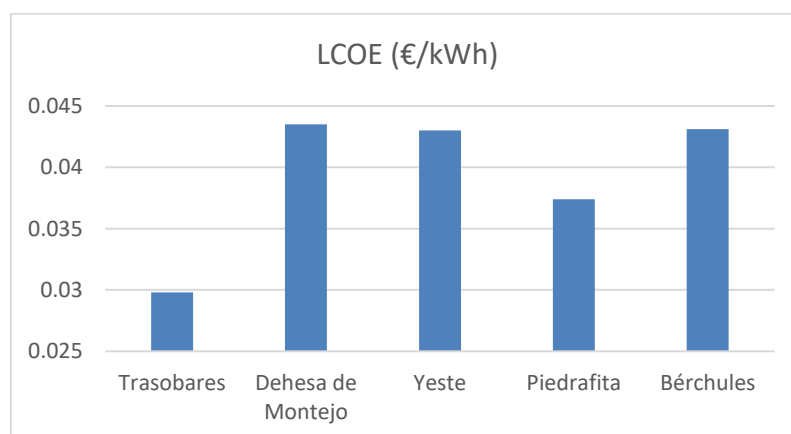


Figura 17. Comparativa LCOE de las ubicaciones. Caso Base. Fuente: Elaboración propia.

La figura anterior sigue la tendencia del resto de resultados obtenidos, el menor coste de energía se da en los casos de Trasobares y Piedrafita (0,0298 y 0,0374 €/kWh).

Tras lo ilustrado en las figuras, se concluye que la ubicación más idónea para poner este tipo de parque es Trasobares en Zaragoza, seguido de Piedrafita, ambos son los únicos rentables a lo largo de la vida útil, el resto no generan beneficios.

En el Anexo VI se amplía la información obtenida con estas simulaciones.

#### 4.1.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL CASO BASE

Después de ver los resultados globales con las condiciones estándar, se va a modificar:

- Coste del aerogenerador: con factores de 0,95 y 0,8, estos costes son los supuestos para un futuro, 2025 y 2030 respectivamente [16].
- Interés: aumentando al 10%, otro valor común en ese tipo de instalaciones con dicha inversión.
- Recurso eólico: incluyendo un factor de 0,95 y 1,05, mostrando así su importancia.

En este apartado, únicamente se mostrará la influencia de las variables para la localidad de Trasobares. En el Anexo VII, se encuentran los resultados de las simulaciones para el resto de las localidades.

En la siguiente figura, se ve como el precio del aerogenerador influye en gran medida, aumentando el beneficio cuando el coste disminuye, la razón es la disminución del precio al tener mayor madurez tecnológica con el paso del tiempo. La tasa interna de retorno también aumenta, mientras que el LCOE disminuye, tomando valores de 0,0298, 0,0286 y por último 0,0251 €/kWh.

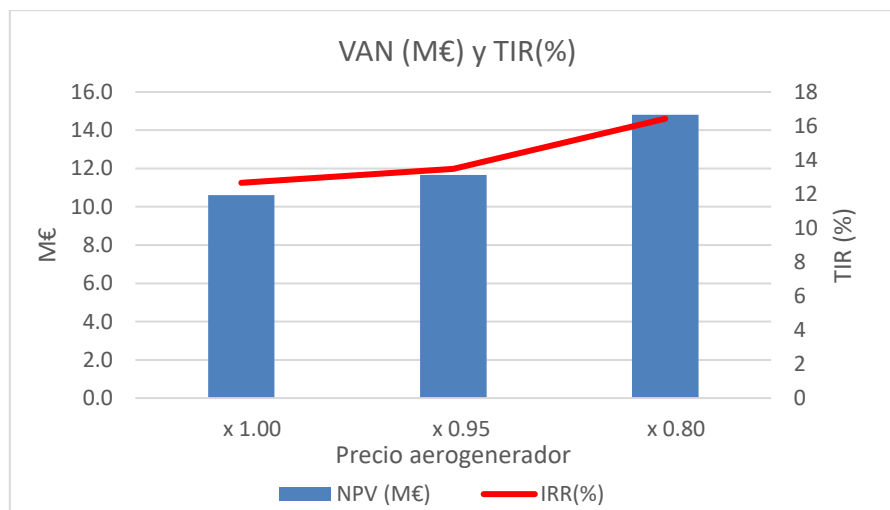


Figura 18. Influencia precio aerogenerador en el VAN y TIR. Caso Base Trasobares. Fuente: Elaboración propia.

Modificando el interés de la inversión de 7 a 10%, cambian los resultados de la siguiente manera:

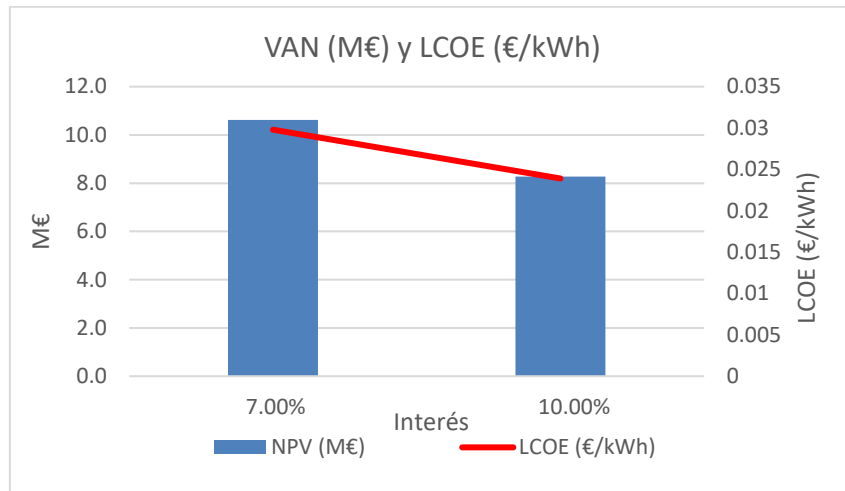


Figura 19. Influencia valor interés en el VAN y LCOE. Caso Base Trasobares. Fuente: Elaboración propia.

El efecto causado es el esperado, se obtiene un menor VAN al subir los intereses y un LCOE inferior.

El último de los factores a analizar es el recurso eólico, se ha multiplicado por los factores 0,95 y 1,05. La figura siguiente muestra los resultados derivados del estudio:

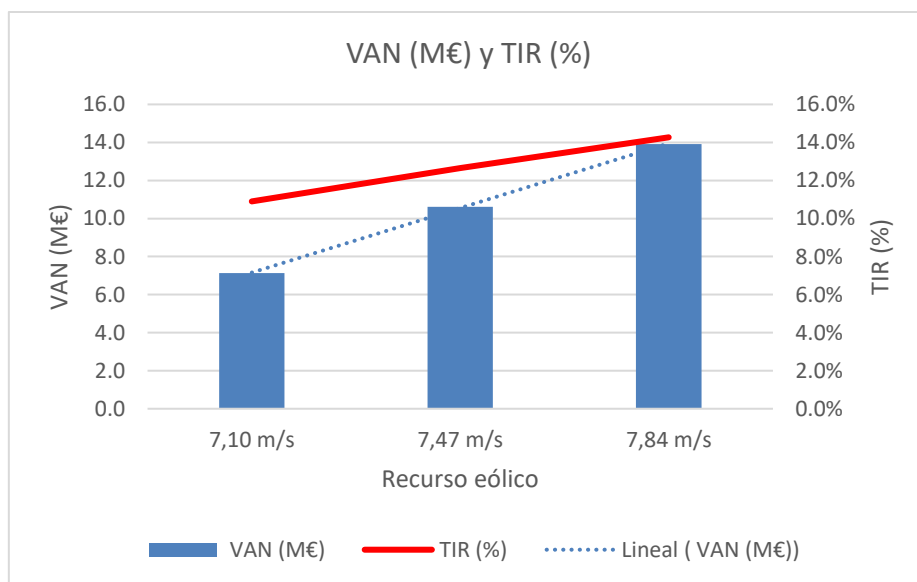


Figura 20. Influencia recurso eólico en el VAN y TIR. Caso Base Trasobares. Fuente: Elaboración propia.

Se ve como el VAN y el TIR aumenta con el recurso eólico existente. Como se muestra, la variación de ambas no es directamente proporcional. La energía que es posible generar también aumenta, en cambio, el LCOE disminuye.

Como conclusión a este apartado, se confirma la influencia directa del coste del aerogenerador, pero, esta disminución se consigue con el paso del tiempo y depende de factores como el desarrollo y la madurez de la tecnología.

El otro factor que afecta en mayor proporción es la cantidad de recurso del que dispone el parque eólico, aumentando considerablemente el beneficio al modificarse levemente ( $\times 1,05$ ).

Estos factores afectan de manera similar y casi equivalente al resto de ubicaciones.

## 4.2 OPTIMIZACIÓN CON BATERÍAS

Tras analizar el caso base, ahora se va a realizar la implementación del almacenamiento al parque eólico.

Para ello, se ha aumentado la potencia instalada por encima de la potencia de acceso, necesitando así almacenar energía en los casos en que se supera dicha potencia y justificando el uso de baterías de ion de litio. Éstas serán gestionadas con la finalidad de maximizar los beneficios de la inyección de energía eléctrica a la red.

Al tratarse de un análisis experimental, se va a optimizar diferentes variables para analizar cuál sería la mejor composición del parque eólico en las diferentes ubicaciones.

En esta tabla, se muestran las condiciones usadas para esta simulación y en color naranja las variables a optimizar y analizar.

PARQUE EÓLICO		
Aerogenerador	Vestas V100-2.0MW (12-16 unidades) → 24-32 MW	
	Coste instalación	1 M€/MW → 24 – 32 M€
	Coste O&M	2% (anual)
	Vida útil	20 años
	Potencia máx. Subestación	22 MW
Almacenamiento	Intensium Máx+ 20P	260 €/kWh
	Cantidad	4-16
	Ciclos	6.000 - 80%DoD
Inversor	Freemaq Multi PCSK	90 €/kW
Precio venta electricidad	Precio medio horario 2020	0,03911 €/kWh
	Tasa inflación anual	+2,5%
	Precio límite para descarga (1er año)	0,01 – 0,08€/kWh
Finanzas	Interés e inflación general	7% - 2%
Velocidad media del viento a 95 m (h buje)	Trasobares (Zaragoza)	7,47 m/s - 646 msnm
	Dehesa de Montejo (Palencia)	6,46 m/s – 1.095 msnm
	Yeste (Albacete)	6,38 m/s – 912 msnm
Altitud sobre el nivel del mar	Piedrafita del Cebrero (Lugo)	6,94 m/s – 1.275 msnm
	Bérchules (Granada)	6,55 m/s – 1.341 msnm

Tabla 3. Resumen condiciones alternativa con baterías del parque eólico. Fuente: Elaboración propia.

#### 4.2.1 OPTIMIZACIÓN PRECIO DE VENTA Y COMPOSICIÓN

Se comienza estudiando tanto la composición del parque, como el precio límite de venta de la electricidad generada (de forma que cuando la electricidad alcance dicho precio, las baterías comenzarán a descargarse).

La composición del parque se ha acotado entre 12 y 16 aerogeneradores [14] y de 4 a 16 baterías de ion de litio [22], este rango se ha considerado necesario y realista, adaptándose a las condiciones de potencia de conexión a red y no elevar los casos de estudio.

Otra limitación considerada ha sido el rango del precio límite para la venta de la electricidad, tomando para el primer año desde 1 hasta 8 c€/kWh con un incremento de 0,5c€/kWh.

A continuación, se muestra una tabla que maximiza los beneficios, dando como resultado el precio límite de venta de la electricidad más beneficioso y los componentes del parque, que se verán más tarde en cada caso elegido.

Precio Venta Límite (€/kWh)	Trasobares VAN (M€)	Dehesa VAN (M€)	Yeste VAN (M€)	Piedrafita VAN (M€)	Bérchules VAN (M€)
0,01	11,134	-3,486	-3,14	2,062	-2,898
0,015	11,134	-3,486	-3,14	2,063	-2,898
0,02	11,134	-3,486	-3,14	2,062	-2,898
0,025	11,135	-3,486	-3,139	2,063	-2,898
0,03	11,135	-3,486	-3,14	2,063	-2,898
0,035	11,131	-3,486	-3,141	2,062	-2,898
0,04	11,128	-3,486	-3,14	2,062	-2,897
0,045	11,128	-3,485	-3,14	2,062	-2,897
0,05	11,125	-3,485	-3,139	2,061	-2,898
0,055	11,118	-3,486	-3,139	2,056	-2,899
0,06	11,109	-3,488	-3,141	2,051	-2,903
0,065	11,095	-3,492	-3,142	2,049	-2,906
0,07	11,087	-3,492	-3,143	2,044	-2,908
0,075	11,08	-3,496	-3,145	2,04	-2,913
0,08	11,075	-3,499	-3,148	2,037	-2,916

Tabla 4. Análisis VAN optimizando precio de venta. Fuente: Elaboración propia.

La tabla anterior muestra la misma tendencia en todas las ubicaciones analizadas. El VAN es muy similar hasta los 0,045€/kWh, es a partir de entonces cuando comienza a decaer, la razón es porque, como se ve en la figura 11 (Evolución Precio Electricidad 2020), al aumentar el precio de venta, se reduce el número de veces que el precio de la electricidad alcanza dicho valor, por tanto, se descargan menos las baterías, sacándoles entonces un menor rendimiento económico. Según el análisis, el mejor precio de venta es 0,025 €/kWh.

A continuación, se analiza la composición y resultados del parque eólico que maximizan el VAN para dicho precio límite de 0,025 €/kWh:

	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)	Nº Aer	Nº Bat	Inver. (MW)	E. eól (GWh/año)	E. desc. Batería (GWh/año)
Trasobares	11,135	11,3	0,0318	13	4	11,36	92,502	0,079
Dehesa	-3,486	0	0,0462	12	4	11,36	58,497	0,023
Yeste	-3,139	0	0,0456	12	4	11,36	59,22	0,016
Piedrafita	2,063	7,92	0,0398	12	4	11,36	68,033	0,035
Bérchules	-2,898	0	0,0458	12	4	11,36	59,011	0,027

Tabla 5. Resultados y composición de la optimización del precio de venta (0,025€/kWh). Fuente: Elaboración propia.

Como se muestra en la tabla, la composición que generalmente maximiza el beneficio, o en su caso, minimiza las pérdidas, es de 12 aerogeneradores con tan solo 4 baterías.

Únicamente en el caso de Trasobares, que es la localidad con mayor recurso eólico disponible es rentable aumentar el número de aerogeneradores a 13, el número de baterías sigue siendo el menor posible dentro del rango dado.

En las siguientes figuras se va a mostrar el comportamiento de carga/descarga de las baterías y la generación eólica del parque en Trasobares. En la primera de ellas, se verá lo que sucede cada año de la vida útil del sistema, en cambio, en la segunda, se observará las variaciones durante los diferentes meses:

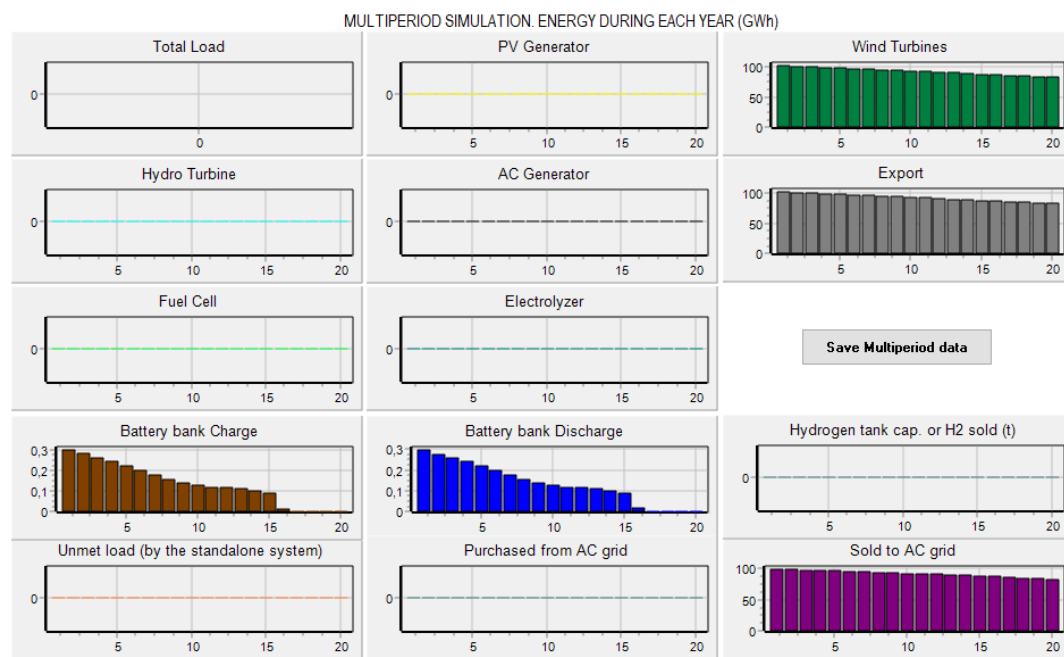


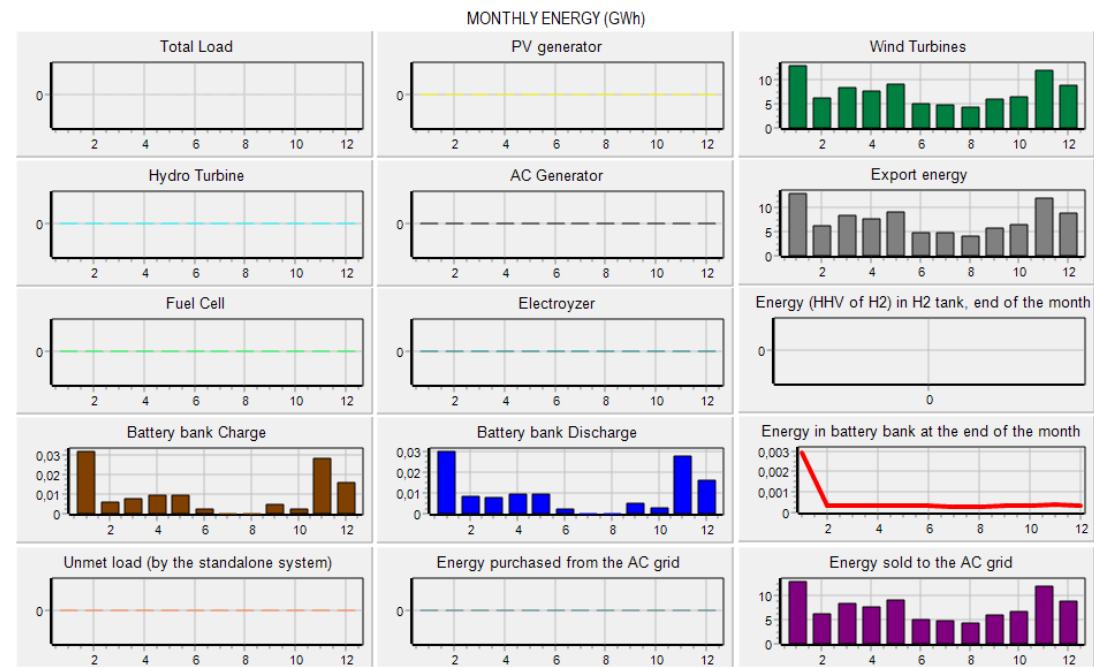
Figura 21. Resultados simulación con baterías durante la vida útil en Trasobares. Fuente: MHOGA.



Según se muestra en la figura anterior, la generación del parque eólico se reduce anualmente levemente debido al desgaste comentado, por tanto, la energía vendida a la red también disminuye.

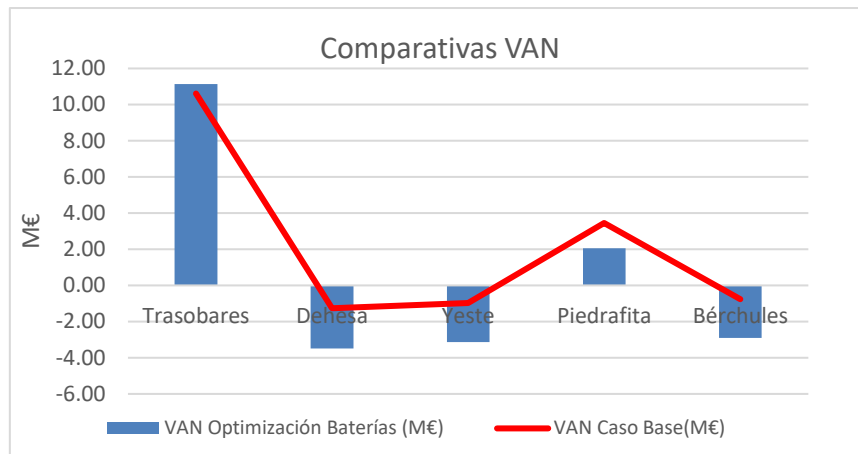
En el comportamiento de carga/descarga las baterías, se ve como baja gradualmente hasta el año 16, que pasa a ser prácticamente residual, este suceso se justifica por la reducción de la generación de energía de los aerogeneradores, al disminuir su generación, ésta ya no supera la potencia de punto de acceso, lo que hace que, en vez de cargar baterías, se venda toda la energía en el momento de producirla.

La siguiente figura muestra la tendencia mensual de los comportamientos de aerogeneradores y baterías. Todas las gráficas mostradas siguen la misma tendencia, en los meses donde existe mayor recurso eólico (otoño y sobre todo invierno) se produce mayor energía y por tanto las baterías se ciclan mayor número de veces, en los meses donde las baterías no trabajan es debido a que, por la escasez de recurso eólico, no se alcanza la potencia suficiente como para tener que almacenar energía.



**Figura 22. Resultados mensuales de la simulación con baterías en Trasobares. Fuente: MHOGA.**

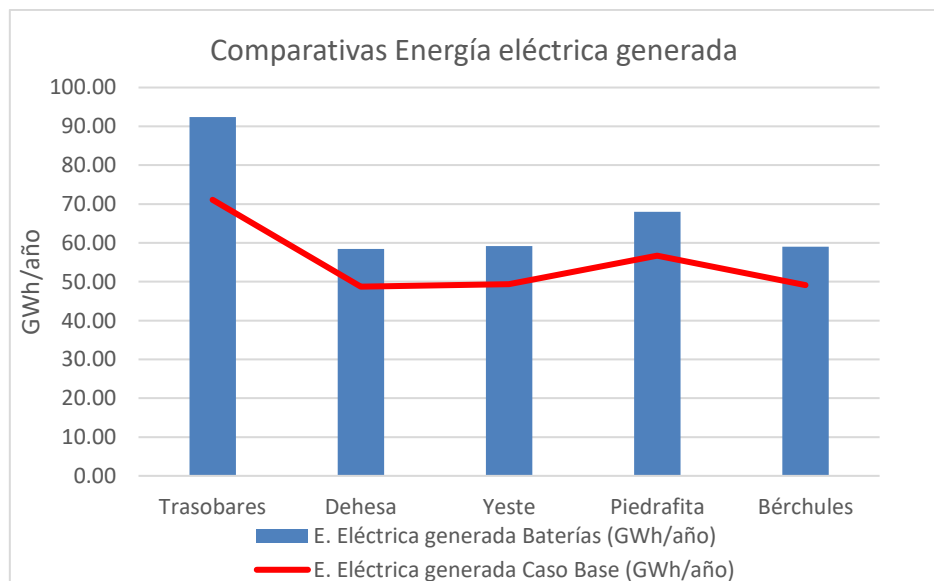
Tras obtener estos resultados y ver que, generalmente la mejor composición ha sido la de menor componentes añadidos, surge la necesidad de comparar los resultados del caso base sin baterías (Apartado 4.1) con la supuesta optimización realizada en el presente apartado, en las siguientes figuras se mostrarán las diferencias:



**Figura 23. Comparativa VAN Caso base vs Optimización Baterías. Fuente: Elaboración propia.**

Observando la gráfica anterior, se muestran dos tendencias muy marcadas. Por un lado, la que sucede en la población de Trasobares, donde sí saldría rentable integrar las baterías en el parque eólico, ya que se obtiene mayor rentabilidad. Sin embargo, en las otras cuatro poblaciones, mediante el caso base se obtienen unos mejores resultados que con baterías.

La siguiente figura muestra la energía eléctrica generada en cada caso, este comportamiento que se observa es el esperado, ya que se ha aumentado en todos los casos el número de aerogeneradores.



**Figura 24. Comparativa Energía generada Caso Base vs Optimización Baterías. Fuente: Elaboración propia.**

Por tanto, como conclusión parcial, únicamente es rentable integrar almacenamiento en el parque eólico de Trasobares, que es el de mayor disponibilidad de recurso eólico. En el resto, incorporar almacenamiento no sale económicamente rentable, a pesar de producir mayor energía.

A continuación, se analizará cómo afectan otras variables en el estudio, en un primer caso, el uso de diferentes baterías.

#### 4.2.2 ANÁLISIS SENSIBILIDAD BATERÍAS

A pesar de los resultados anteriores, indicativos de que aún no sale generalmente rentable implementar almacenamiento en todos los lugares, se va a cambiar ligeramente el tipo de batería, para observar cómo influyen en los resultados.

El procedimiento seguido para elaborar esta discusión ha sido mantener el precio límite de venta que maximizaba los beneficios (0,025€/kWh), posible composición de 12 a 16 aerogeneradores y de 4 a 16 baterías, cambiando únicamente los ciclos de duración a cierta profundidad de descarga, tal y como se muestra en la tabla:

	10%%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
1ª Opc.	175.000	50.000	27.000	17.000	11.000	9.000	7.500	6.000	4.500
2ª Opc.	173.500	48.500	25.500	15.500	9.500	7.500	6.000	4.500	3.000
3ª Opc.	180.000	54.000	31.000	21.000	15.000	13.000	11.500	10.000	8.500

Tabla 6. Número de ciclos de las baterías según profundidad de descarga. Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente figura se observa de manera más representativa la diferencia entre las tres alternativas de baterías, se debe comentar que hasta ahora y en los próximos estudios, la utilizada para simular los distintos análisis ha sido la opción número 1.

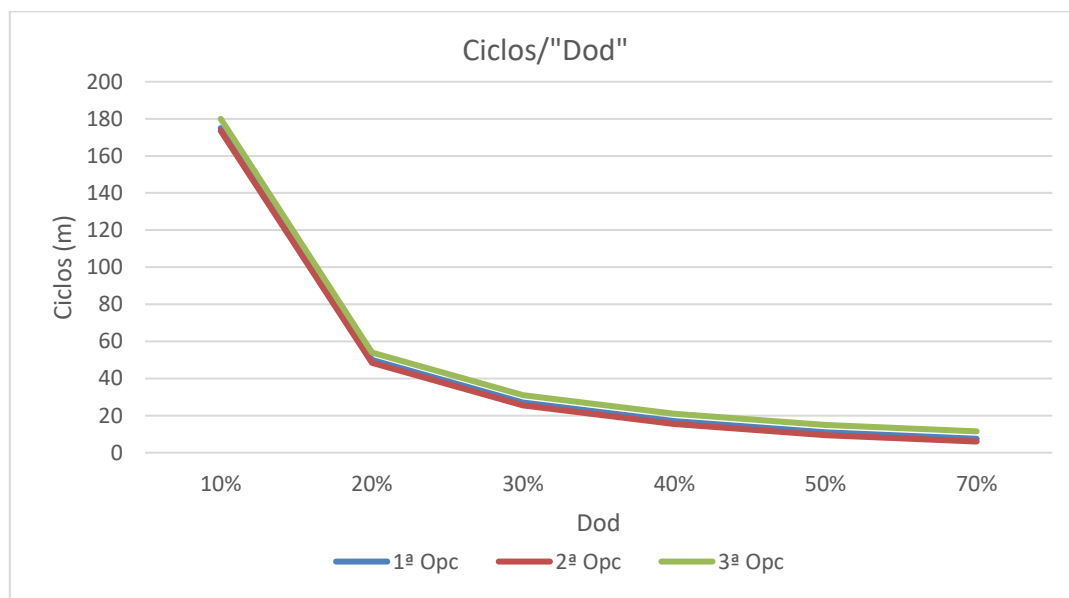


Figura 25. Comparativa ciclos/profundidad descarga de las diferentes baterías. Fuente: Elaboración propia.

Tras haber comentado las condiciones es turno del estudio, en la siguiente tabla se muestra un resumen de los resultados arrojados por el análisis:

		VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)	AERG (nº)	BAT (nº)	En. Descar. (GWh/año)	Vida útil (año)	Horas descarga
Trasobares	1ª Opc.	11,135	11,3	0,0318	13	4	0,131	24,99	497,35
	2ª Opc.	11,134	11,3	0,0318	13	4	0,129	24,76	541,6
	3ª Opc.	11,134	11,3	0,0318	13	4	0,129	25	541,7
Dehesa	1ª Opc.	-3,486	0	0,0462	12	4	0,027	25	147,85
	2ª Opc.	-3,486	0	0,0462	12	4	0,027	25	147,85
	3ª Opc.	-3,486	0	0,0462	12	4	0,027	25	147,85
Yeste	1ª Opc.	-3,139	0	0,0456	12	4	0,02	25	98,2
	2ª Opc.	-3,139	0	0,0456	12	4	0,02	25	98,2
	3ª Opc.	-3,139	0	0,0456	12	4	0,02	25	98,2
Piedrafita	1ª Opc.	2,065	7,92	0,0398	12	4	0,049	24,32	67,1
	2ª Opc.	2,065	7,92	0,0398	12	4	0,049	23,36	64,9
	3ª Opc.	2,065	7,92	0,0398	12	4	0,049	25	66,5
Bérchules	1ª Opc.	-2,896	0	0,0458	12	4	0,035	25	44,55
	2ª Opc.	-2,896	0	0,0458	12	4	0,035	24,56	44,6
	3ª Opc.	-2,896	0	0,0458	12	4	0,035	25	44,55

Tabla 7. Comparativa diferentes baterías en las distintas ubicaciones. Fuente: Elaboración propia.

Como se ve en la figura 25, la batería tipo 2 tiene menor número de ciclos, mientras que la 3 es la que más puede soportar.

En las 5 ubicaciones estudiadas, el cambio de batería no afecta en los aspectos económicos, ni energéticos, ya que la disponibilidad de recurso y el gasto es el mismo. Sin embargo, en el ciclo de vida sí se nota diferencia, la segunda batería al tener menor número de ciclos de descarga no es capaz de soportar en varias ocasiones los 25 años, la tercera opción, en cambio, al tener mayor ciclo de carga-profundidad de descarga perdura más en el tiempo.

#### 4.2.3 ANÁLISIS SENSIBILIDAD DE LA TASA INFLACIÓN ANUAL

A continuación, se ha decidido variar un valor muy determinante en la viabilidad del proyecto, se trata de modificar la tasa de inflación anual en el precio de la electricidad. En lugar de 2,5% (como en todos los estudios hasta ahora), se aplicarán otros valores: intervalos respecto al inicial de  $\pm 1\%$  y  $\pm 2\%$ . Modificando el precio de la siguiente manera:

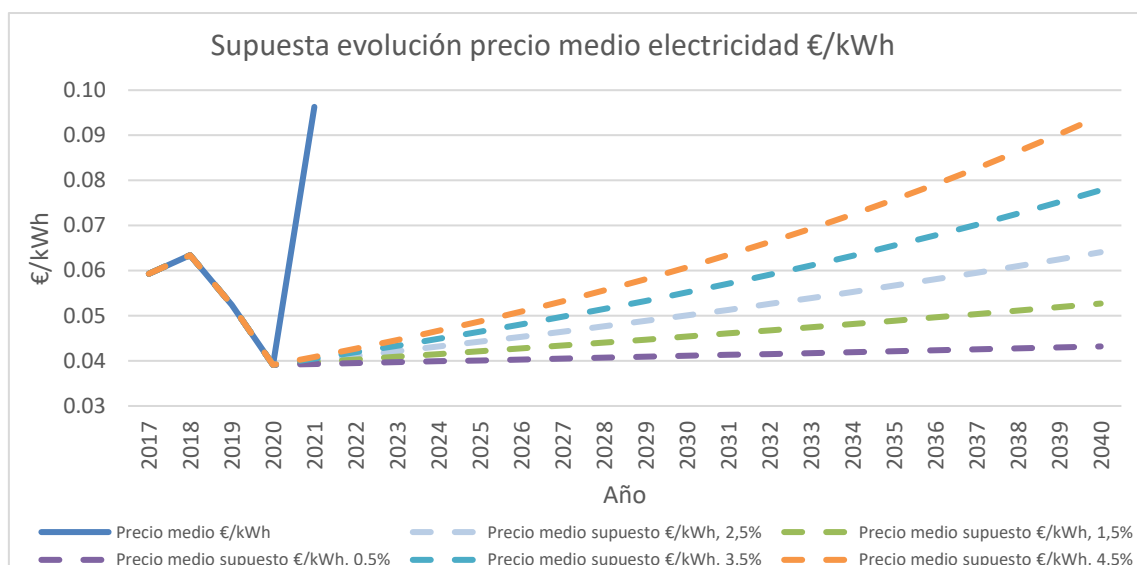


Figura 26. Evolución precio medio electricidad. Fuente: Elaboración propia.

Esta modificación realizada, se debe a la incertidumbre e inestabilidad en dicho sector.

En el Anexo VIII, se muestran los resultados obtenidos para cada tasa de inflación y cada ubicación.

Tal y como reflejan los resultados, para las distintas tasas de inflación estudiadas, el precio de venta se comporta de la misma manera que anteriormente, a partir de 0,045 €/kWh comienza la reducción de la rentabilidad. Y se alcanza el máximo VAN generalmente para precio de 0,25 €/kWh.

A continuación, se mostrará un resumen de las simulaciones, donde se incluyen aquellas más rentables según la tasa de inflación y su ubicación:

	Tasa Infla. %	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)	AERG (nº)	BAT (nº)	En. Eólic. (GWh/año)	En. Descar. (GWh/año)	Horas descarga
Trasobares	0,5	3,818	8,8	0,0317	12	4	85,306	0,049	224,2
	1,5	7,261	10,0	0,0318	13	4	92,415	0,132	450,5
	2,5	11,135	11,3	0,0318	13	4	92,415	0,131	497,4
	3,5	15,701	12,3	0,0322	14	4	99,524	0,226	611,3
	4,5	20,896	13,1	0,0328	15	4	106,635	0,291	676,9
Dehesa	0,5	-8,144	0,0	0,0462	12	4	58,473	0,027	112,5
	1,5	-5,942	0,0	0,0462	12	4	58,473	0,027	112,5
	2,5	-3,486	0,0	0,0462	12	4	58,473	0,026	147,9
	3,5	-0,742	0,0	0,0462	12	4	58,473	0,027	112,5
	4,5	2,553	7,9	0,0462	14	4	68,218	0,098	326,4
Yeste	0,5	-7,852	0,0	0,0456	12	4	59,202	0,020	98,2
	1,5	-5,624	0,0	0,0456	12	4	59,202	0,020	98,2
	2,5	-3,139	0,0	0,0456	12	4	59,202	0,020	98,2
	3,5	-0,365	0,0	0,0456	12	4	59,202	0,020	98,2
	4,5	3,006	8,1	0,0457	14	4	69,069	0,096	337,0

Piedrafita	0,5	-3,455	0,0	0,0398	12	4	67,996	0,047	154,2
	1,5	-0,847	0,0	0,0398	12	4	67,996	0,047	154,2
	2,5	2,063	7,9	0,0398	12	4	67,996	0,047	158,5
	3,5	5,542	9,1	0,0399	13	4	73,663	0,088	296,0
	4,5	9,568	10,2	0,0403	14	4	79,329	0,140	404,8
Bérchules	0,5	-7,649	0,0	0,0458	12	4	58,983	0,033	155,9
	1,5	-5,403	0,0	0,0458	12	4	58,983	0,033	155,9
	2,5	-2,898	0,0	0,0458	12	4	58,983	0,033	155,8
	3,5	-0,100	0,0	0,0458	12	4	58,983	0,033	155,9
	4,5	3,291	8,2	0,0459	14	4	68,814	0,098	396,6

Tabla 8. Comparación resultados según tasa de inflación y ubicación. Fuente: Elaboración propia.

Observando la tabla anterior, la tendencia sigue lo esperado, con una mayor tasa de inflación, el precio de venta de la electricidad aumenta, por tanto, se saca más beneficio a la energía vendida, es por esto que los proyectos más rentables resultan de las mayores tasas de inflación, teniendo un gran efecto.

Incluso las ubicaciones menos rentables, consiguen ser viables económicamente con la tasa más alta. Por el contrario, al bajar la tasa, los ingresos disminuyen y hacen menos rentables las inversiones.

En la siguiente figura, se ve un resumen de la evolución del VAN al modificar la inflación, con la tendencia comentada anteriormente:

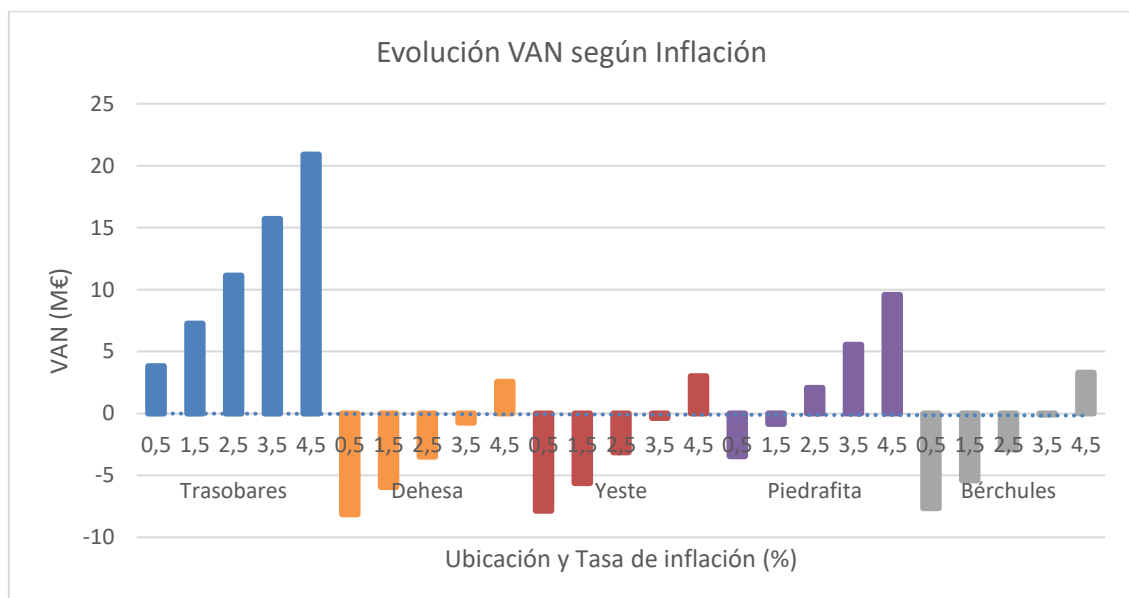


Figura 27. Comparación VAN según tasa de inflación. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestran los resultados más significativos hasta el momento, éstos son los del caso base, el caso optimizado (con almacenamiento y mejor precio límite de venta) y también las modificaciones realizadas en la tasa de inflación:

▪ Trasobares:

Caso	Tasa Infla. %	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)	AERG (nº)	BAT (nº)	En. Eólico. (GWh/año)	En. Descar. (GWh/año)	Horas descarga
Base	2.5	10.613	12.7	0.0298	10	0	71.089	-	-
Opt. Bat	2.5	11.135	11.3	0.0318	13	4	92.415	0.131	497.4
Opt. Bat	0.5	3.818	8.8	0.0317	12	4	85.306	0.049	224.2
Opt. Bat	4.5	20.896	13.1	0.0328	15	4	106.635	0.291	676.9

Tabla 9. Resumen de los casos en Trasobares. Fuente: Elaboración propia.

▪ Dehesa de Montejo:

Caso	Tasa Infla. %	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)	AERG (nº)	BAT (nº)	En. Eólico. (GWh/año)	En. Descar. (GWh/año)	Horas descarga
Base	2.5	-1.262	0.0	0.0435	10	0	48.728	-	-
Opt. Bat	2.5	-3.486	0.0	0.0462	12	4	58.473	0.026	147.9
Opt. Bat	0.5	-8.144	0.0	0.0462	12	4	58.473	0.027	112.5
Opt. Bat	4.5	3.006	8.1	0.0457	14	4	69.069	0.096	337.0

Tabla 90. Resumen de los casos en Dehesa. Fuente: Elaboración propia.

▪ Yeste:

Caso	Tasa Infla. %	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)	AERG (nº)	BAT (nº)	En. Eólico. (GWh/año)	En. Descar. (GWh/año)	Horas descarga
Base	2.5	-0.968	0.0	0.0430	10	0	49.335	-	-
Opt. Bat	2.5	-3.139	0.0	0.0456	12	4	59.202	0.020	98.2
Opt. Bat	0.5	-7.852	0.0	0.0456	12	4	59.202	0.020	98.2
Opt. Bat	4.5	3.006	8.1	0.0457	14	4	69.069	0.096	337.0

Tabla 101. Resumen de los casos en Yeste. Fuente: Elaboración propia.

▪ Piedrafita del Cebrero:

Caso	Tasa Infla. %	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)	AERG (nº)	BAT (nº)	En. Eólico. (GWh/año)	En. Descar. (GWh/año)	Horas descarga
Base	2.5	3.446	8.95	0.0374	10	0	56.664	-	-
Opt. Bat	2.5	2.063	7.9	0.0398	12	4	67.996	0.047	158.5
Opt. Bat	0.5	-3.455	0.0	0.0398	12	4	67.996	0.047	154.2
Opt. Bat	4.5	9.568	10.2	0.0403	14	4	79.329	0.140	404.8

Tabla 12. Resumen de los casos en Piedrafita. Fuente: Elaboración propia.

- Bérchules:

Caso	Tasa Infla. %	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)	AERG (nº)	BAT (nº)	En. Eólico (GWh/año)	En. Descar. (GWh/año)	Horas descarga
Base	2.5	-0.754	0.0	0.0431	10	0	49.153	-	-
Opt. Bat	2.5	-2.898	0.0	0.0458	12	4	58.983	0.033	155.8
Opt. Bat	0.5	-7.649	0.0	0.0458	12	4	58.983	0.033	155.9
Opt. Bat	4.5	3.291	8.2	0.0459	14	4	68.814	0.098	396.6

Tabla 13. Resumen de los casos en Bérchules. Fuente: Elaboración propia.

#### 4.2.4 ANÁLISIS SENSIBILIDAD PRECIO COMPONENTES

En este apartado se pretende estudiar y analizar, cómo variarían los resultados con una reducción de los precios de los componentes que forman el parque.

Para analizar y comprobar esto, se van a modificar las siguientes variables.

- Coste del aerogenerador: con factores de 0,95 y 0,8, estos costes son los supuestos para un futuro, 2025 y 2030 respectivamente [16].
- Precio del almacenamiento: se modificará el precio con factores 0,8 y 0,65 [24].
- Recurso eólico: incluyendo un factor de 0,95 o 1,05, observando si es rentable ya o no.

El resto de los datos considerados han sido: precio de venta límite 0,25 €/kWh y la primera tipología de batería.

Realizando las diferentes simulaciones, los resultados para los proyectos de cada ubicación son:

- Trasobares

	Recurso eólico	Coste Aerg.	Coste Bater.	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)	Nº Aer	Nº Bat
Caso Base	X 1	X 1		10,613	12,66	0,0298	10	0
Caso Opt.	X 1	X 1	X 1	11,135	11,3	0,0318	13	4
Caso 1	X 1	X 0,95	X 0,8	12,739	12,11	0,0309	14	4
Caso 2	X 1	X 0,8	X 0,65	17,285	13,92	0,0277	15	4
Caso 3	X 0,95	X 1	X 1	6,798	9,7	0,0354	13	4
Caso 4	X 0,95	X 0,95	X 0,8	8,343	10,45	0,0336	13	4
Caso 5	X 0,95	X 0,8	X 0,65	12,872	12,46	0,0299	14	4

Tabla 14. Análisis sensibilidad precio componentes en Trasobares. Fuente: Elaboración propia.

En este caso, se ve como el proyecto es rentable en todos los casos, ha sido al único que se le ha aplicado una reducción del recurso eólico, para estudiar si a pesar de una reducción del viento seguía siendo rentable y así ha sido. Esta disminución le supondría una pérdida de rentabilidad importante, casi del 40%, pero seguiría siendo viable.



- Dehesa

	Recurso eólico	Coste Aerg.	Coste Bater.	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)	Nº Aer	Nº Bat
Caso Base	X 1	X 1		-1,262	0,0	0,0435	10	0
Caso Opt.	X 1	X 1	X 1	-3,486	0,0	0,0462	12	4
Caso 1	X 1	X 0,95	X 0,8	-2,054	0,0	0,0442	12	4
Caso 2	X 1	X 0,8	X 0,65	2,028	8,04	0,0388	13	4
Caso 3	X 1,05	X 1	X 1	0,062	7,02	0,0413	12	4
Caso 4	X 1,05	X 0,95	X 0,8	1,585	7,69	0,0395	13	4
Caso 5	X 1,05	X 0,8	X 0,65	5,980	9,76	0,0349	14	4

Tabla 115. Análisis sensibilidad precio componentes en Dehesa. Fuente: Elaboración propia.

En el municipio de Dehesa, se observa como inicialmente el proyecto no es rentable, sin embargo, contemplando los precios de 2030, es un proyecto viable. Por tanto, el paso del tiempo favorecería la rentabilidad, además, con los continuos avances tecnológicos, es posible una reducción más inmediata de los precios.

Con unas condiciones meteorológicas que aumenten un 5% el recurso eólico, se podría llegar a convertir en un proyecto rentable, incluso si no disminuyen los costes de los componentes.

- Yeste

	Recurso eólico	Coste Aerg.	Coste Bater.	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)	Nº Aer	Nº Bat
Caso Base	X 1	X 1		-0,968	0,0	0,043	10	0
Caso Opt.	X 1	X 1	X 1	-3,139	0,0	0,0456	12	4
Caso 1	X 1	X 0,95	X 0,8	-1,708	0,0	0,0437	12	4
Caso 2	X 1	X 0,8	X 0,65	2,395	8,22	0,0383	13	4
Caso 3	X 1,05	X 1	X 1	0,362	7,15	0,0408	13	4
Caso 4	X 1,05	X 0,95	X 0,8	1,889	7,83	0,0391	13	4
Caso 5	X 1,05	X 0,8	X 0,65	6,369	9,88	0,0346	14	4

Tabla 126. Análisis sensibilidad precio componentes en Yeste. Fuente: Elaboración propia.

En esta localidad sucede el mismo caso que el anterior, una considerable bajada de precios o un pequeño aumento de recurso eólico podrían hacerlo viable económicamente.

- Piedrafita

	Recurso eólico	Coste Aerg.	Coste Bater.	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)	Nº Aer	Nº Bat
Caso Base	X 1	X 1		3,446	8,95	0,0374	10	0
Caso Opt.	X 1	X 1	X 1	2,063	7,92	0,0398	12	4
Caso 1	X 1	X 0,95	X 0,8	3,581	8,53	0,0382	13	4
Caso 2	X 1	X 0,8	X 0,65	7,865	10,56	0,0339	13	4
Caso 3	X 1,05	X 1	X 1	5,321	9,13	0,0367	12	4
Caso 4	X 1,05	X 0,95	X 0,8	6,857	9,86	0,0351	13	4
Caso 5	X 1,05	X 0,8	X 0,65	11,226	11,96	0,0313	14	4

Tabla 137. Análisis sensibilidad precio componentes en Piedrafita. Fuente: Elaboración propia.

A pesar de que inicialmente el caso base de Piedrafita es un proyecto rentable, con la optimización se reducen estos beneficios, ya que, el coste del aumento de los componentes no es compensado por la venta de más energía.

Sin embargo, cuando se le ha concedido al recurso eólico un 5% más, se ve como se ha incrementado su VAN en casi dos millones (respecto del caso base).

- Bérchules

	Recurso eólico	Coste Aerg.	Coste Almac.	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)	Nº Aer	Nº Bat
Caso Base	X 1	X 1		-0,754	0,0	0,0431	10	0
Caso Opt.	X 1	X 1	X 1	-2,898	0,0	0,0458	12	4
Caso 1	X 1	X 0,95	X 0,8	-1,467	0,0	0,0438	12	4
Caso 2	X 1	X 0,8	X 0,65	2,636	8,25	0,0386	13	4
Caso 3	X 1,05	X 1	X 1	0,604	7,2	0,041	12	4
Caso 4	X 1,05	X 0,95	X 0,8	2,126	7,92	0,0393	13	4
Caso 5	X 1,05	X 0,8	X 0,65	6,544	10,01	0,0347	14	4

Tabla 18. Análisis sensibilidad precio componentes en Bérchules. Fuente: Elaboración propia.

Los comportamientos obtenidos en Yeste y Dehesa, se reproducen prácticamente igual en Bérchules, necesitarían no solo algo más de recurso si no abaratar costes para ser proyectos realmente óptimos y favorables.

En el Anexo IX se muestra cómo se han obtenido los resultados con el software utilizado.

## 5. CONCLUSIONES

La finalidad del proyecto era realizar un análisis tecno-económico respecto a la implementación de almacenaje en parques eólicos. Y a partir de esto, realizar una gestión energética del almacenamiento para vender la electricidad en las horas con los precios más elevados para obtener una mayor rentabilidad.

Tal y como se ha justificado, la producción de energía con almacenamiento tiene un gran futuro, aunque sin duda debe ser respaldado por las autoridades competentes y estar en un marco legislativo acorde a la importancia que se le desea aplicar.

Se ha demostrado que es viable técnicamente implementar almacenamiento de energía en este tipo de instalaciones. Además, existen varias tecnologías capacitadas, sin embargo, las baterías son la mejor solución por su modularidad y sus similitudes al comportamiento del parque.

Dentro de las alternativas encontradas para las baterías, las de ion de litio, hoy en día, tienen un mejor rendimiento y comportamiento que el resto, siendo destacable el potencial de las baterías de flujo.

En lo que respecta a la viabilidad económica, se encuentran mayores dificultades debido al precio actual de los aerogeneradores y sobre todo al de las baterías de ion lito, ambos se esperan que se reduzcan considerablemente en un futuro cercano (sobre todo las baterías), lo que dará un cambio drástico a la insuficiente viabilidad económica que existe actualmente.

Con lo expuesto en esta memoria, las conclusiones generales se pueden resumir en:

- Las energías renovables son una necesidad, además de ser el presente y el futuro.
- El almacenamiento energético es necesario para la integración de las energías renovables, implicando esto un marco legislativo atractivo y adecuado a su potencial.
- Las baterías de ion litio son, hasta el momento, las más adecuadas para afrontar el reto de esta transición.
- En la actualidad, generalmente, no es rentable económicamente incorporar almacenamiento a los parques eólicos, la inversión necesaria en los componentes no se compensa con la venta selectiva de la energía almacenada en las baterías.

## 6. CONTINUACIONES FUTURAS

El presente trabajo, al englobarse en un marco tan amplio como el de las energías renovables y al ser un proyecto apoyado en un software como el “MHOGA”, con un repertorio muy grande de posibilidades, se podría dirigir hacia cualquier dirección.

Una de las posibilidades sería estudiando, de la misma manera la inclusión de almacenamiento en instalaciones de otro tipo, como en una planta fotovoltaica. En este caso, se modificarían las condiciones de partida, ya que, el almacenamiento en esas ocasiones ya está más implantando, sin embargo, se podrían estudiar diferentes alternativas.

Otra de las posibilidades que se podría considerar, es la conjunción de otra energía renovable a la instalación eólica que se ha estudiado, teniendo así la posibilidad de juntar dos tipos de energías limpias que se complementen de manera adecuada.

Y una última posible continuación, sería realizar un estudio del mismo calibre, pero para un proyecto “offshore”, en el mar. La razón es que estos aerogeneradores tienen mayor potencia y generan más electricidad, por tanto, es posible que sea más necesaria una implantación de almacenamiento en este tipo de lugares que en el ámbito terrestre.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Grupo RP, “Historia de la Energía Eólica.” <https://gruporp.es/blog/historia-energia-eolica-n23> (accessed Oct. 22, 2021).
- [2] “El primer parque eólico de España entró ayer en funcionamiento en Gerona | Economía | EL PAÍS.” [https://elpais.com/diario/1984/04/10/economia/450396007\\_850215.html](https://elpais.com/diario/1984/04/10/economia/450396007_850215.html) (accessed Jan. 02, 2022).
- [3] “La eólica en España - Asociación Empresarial Eólica.” <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/> (accessed Jan. 26, 2022).
- [4] I. Renewable and E. Agency, *Renewable capacity statistics 2016 Statistiques de capacité renouvelable 2016 Estadísticas de capacidad renovable 2016*. 2016.
- [5] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2020*. 2020.
- [6] MITECO, “Estudio Ambiental Estratégico Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,” p. 414, 2020, [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/eae-pniec.aspx>.
- [7] C. Ryttoft, “Integración de las energías renovables,” *Abb*, vol. 4, p. 76, 2015.
- [8] S. Arnaltes and M. García Plaza, “Sistemas de Almacenamiento Energético Aplicaciones de Potencia para Eólica,” 2016.
- [9] IRENA, *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*, no. October. 2017.
- [10] C. D. E. L. O. S. Objetivos and D. E. L. Pniec, “Almacenamiento de energía en parques eólicos,” 2020.
- [11] A. Gómez Expósito and A. Sudriá Andreu, “El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro,” *El Almac. Energía en la Distrib. Eléctrica del Futur.*, pp. 1–174, 2017, [Online]. Available: [www.raing.es](http://www.raing.es).
- [12] Miguel Ramos Rodríguez, “Diseño Y Análisis Económico Financiero De Una Instalación Eólica Onshore De 99 Mw En El Mercado Rumano Y Norteamericano,” pp. 1–115, 2016, [Online]. Available: [http://oa.upm.es/42996/1/PFC\\_Miguel\\_Ramos\\_Rodriguez.pdf](http://oa.upm.es/42996/1/PFC_Miguel_Ramos_Rodriguez.pdf).
- [13] “Normativa Nacional - Asociación Empresarial Eólica.” <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/normativa/normativa-nacional/> (accessed Jan. 26, 2022).
- [14] “V100-2.0 MW®.” <https://www.vestas.com/en/products/2-mw-platform/V100-2-0-MW> (accessed Jan. 26, 2022).
- [15] “Vestas V100/2000 - Fabricantes y aerogeneradores - Acceso en línea - The Wind Power.” [https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_779\\_vestas\\_v100-2000.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_779_vestas_v100-2000.php) (accessed Jan. 26, 2022).
- [16] L. García de Fonseca, M. Parikh, and R. Manghani, “Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina,” *Banco Interam. Desarro.*, p. 235, 2019, [Online]. Available: <https://publications.iadb.org/es/evolucion-futura-de-costos-de-las-energias-renovables-y-almacenamiento-en-america-latina>.

- [17] “Bajan los costes de mantenimiento de los parques eólicos.” <https://www.eleconomista.es/energia/noticias/6832985/06/15/Bajan-los-costes-de-mantenimiento-de-los-parques-eolicos.html> (accessed Jan. 26, 2022).
- [18] “Bienvenido | ESIOS electricidad · datos · transparencia.” <https://www.esios.ree.es/es?locale=es> (accessed Jan. 26, 2022).
- [19] “• Energía eólica: potencia instalada por región en España en 2020 | Statista.” <https://es.statista.com/estadisticas/1004129/potencia-eolica-instalada-por-region-en-espana/> (accessed Jan. 26, 2022).
- [20] “Mapa Eólico Ibérico.” <https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=42.81953;longitude=-1.63290;altura=50;dato=micro> (accessed May 11, 2022).
- [21] “Renewables.ninja.” <https://www.renewables.ninja/> (accessed May 20, 2022).
- [22] Saft, “Intensium Max+ 20P datasheet,” pp. 1–2, 2017.
- [23] “Catálogo Almacenamiento de energía y calidad de red.”
- [24] W. Cole, A. W. Frazier, and C. Augustine, “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update,” *Natl. Renew. Energy Lab.*, no. June, p. 21, 2021.
- [25] T. F. De Grado, “Sistema de Generación y Suministro Eléctrico basado mayoritariamente en Energías Renovables para una comunidad isleña,” 2015.
- [26] R. Byrne, D. Astolfi, F. Castellani, and N. J. Hewitt, “A study of wind turbine performance decline with age through operation data analysis,” *Energies*, vol. 13, no. 8, pp. 1–18, 2020, doi: 10.3390/en13082086.
- [27] I. Staffell and R. Green, “How does wind farm performance decline with age?,” *Renew. Energy*, vol. 66, pp. 775–786, Jun. 2014, doi: 10.1016/J.RENENE.2013.10.041.
- [28] “Technologies | EASE: Why Energy Storage? | EASE.” <https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/> (accessed May 11, 2022).
- [29] “Pumped Hydro Electric Energy Storage.” <http://www.eseslab.com/ESsensePages/PHS-page> (accessed May 11, 2022).
- [30] “Plataforma Solar de Almería - Tecnología Solar de Alta Concentración.” <https://www.psa.es/es/areas/ussc/grupoalta/proyectos/solartres.php> (accessed May 11, 2022).

## 8. ANEXOS

### ANEXO I. AMPLIACIÓN DE LA ACTUALIDAD DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Como se ha mostrado anteriormente, se ha producido un aumento de la capacidad energética renovable en todo el mundo, además, en 2020 se superaron las estimaciones, batiendo récords anteriores pese a la desaceleración originada por la pandemia.

Dicha capacidad energética aumentó en más de 260 GW en el último año, esto supone cerca de un 50% por encima del crecimiento registrado en 2019.

A continuación, las siguientes gráficas mostrarán la evolución de la capacidad y dónde se ha producido la misma:

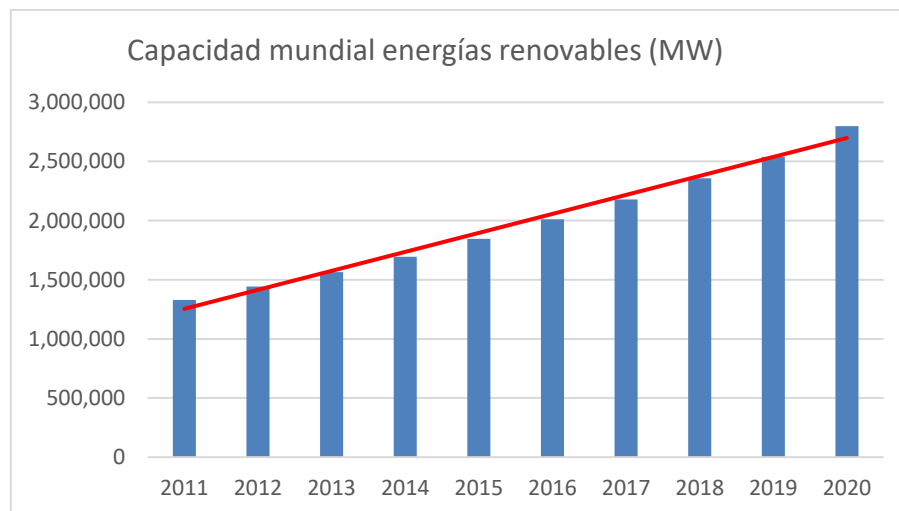


Figura 28. Evolución temporal de la capacidad mundial de energías renovables. Fuente: Elaboración propia y [4].

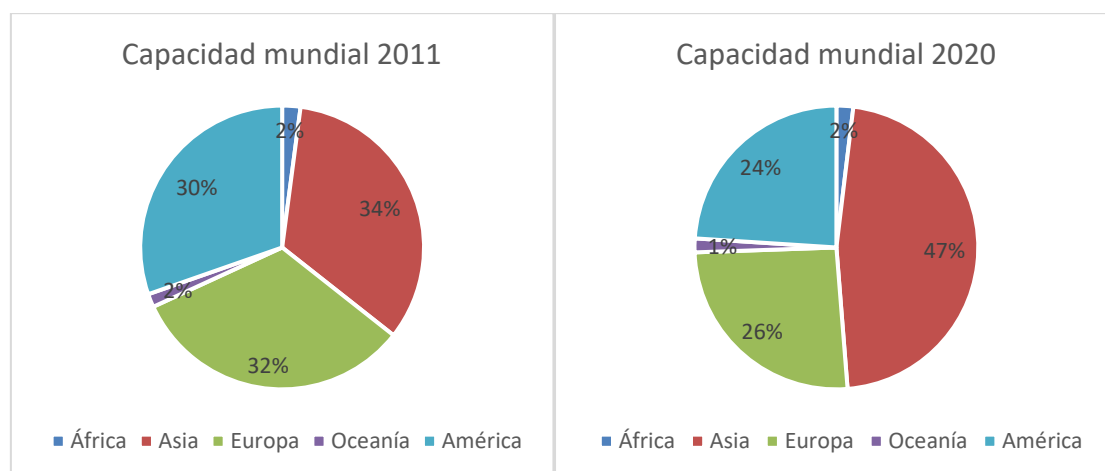


Figura 29. Evolución temporal de la distribución de la capacidad mundial de energías renovables. Fuente: Elaboración propia y [4].

Se observa como el reparto mundial no se ha mantenido, sino que, en continentes como Asia, (con China, India y Japón a la cabeza) se ha apostado más fuerte que en el resto de los lugares, dominando actualmente un panorama que en 2011 estaba relativamente igualado con otros dos continentes como Europa y América.

Este crecimiento de la capacidad renovable se ha mantenido debido a que otras tendencias favorables no han cambiado y es que, tampoco hubo interrupción en la continua reducción de los costes normalizados de la energía (LCOE), los cuales bajaron tal y como muestra la figura:

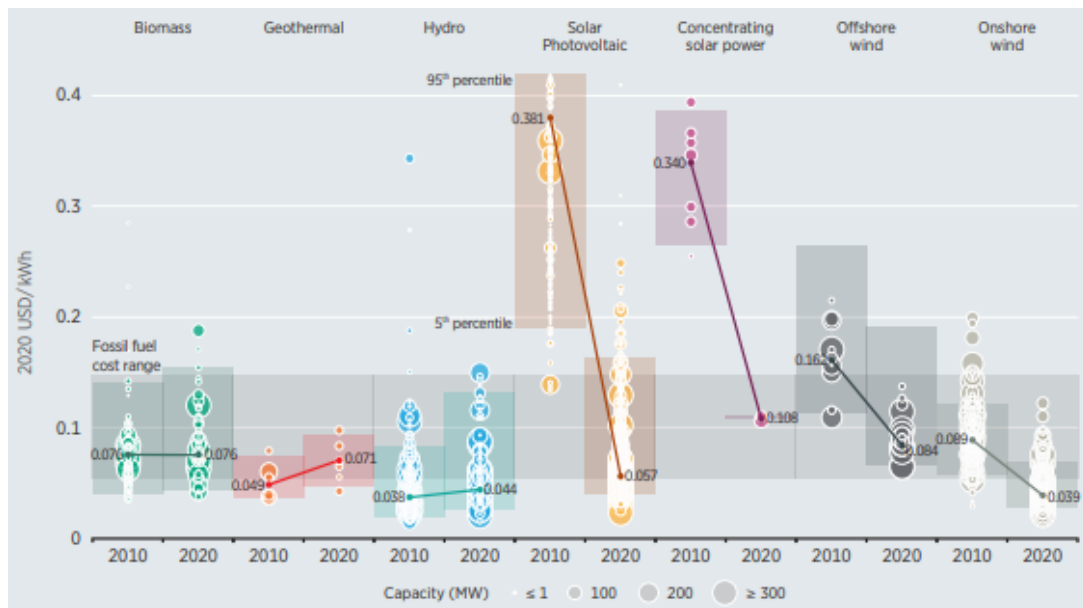


Figura 30. Evolución temporal del LCOE según tecnología. Fuente: [5].

Por otra parte, otro de los factores fundamentales del incremento de la cuota de renovables es el desmantelamiento de la generación de energía a partir de combustibles fósiles en Europa, Norteamérica y por primera vez en Euroasia (Armenia, Azerbaiyán, Georgia, Rusia y Turquía).

Analizando las razones de este avance de las energías limpias, se observa como la energía solar y la eólica van ganando terreno rápidamente. La siguiente figura así lo demuestra:

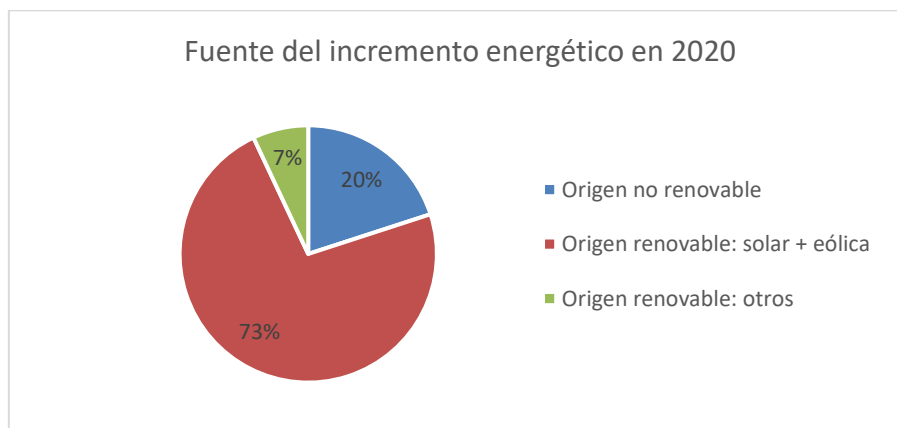


Figura 31. Procedencia incremento energía del último año. Fuente: Elaboración propia y [4].



A continuación, se muestra la evolución seguida por la capacidad eólica en todo el mundo:

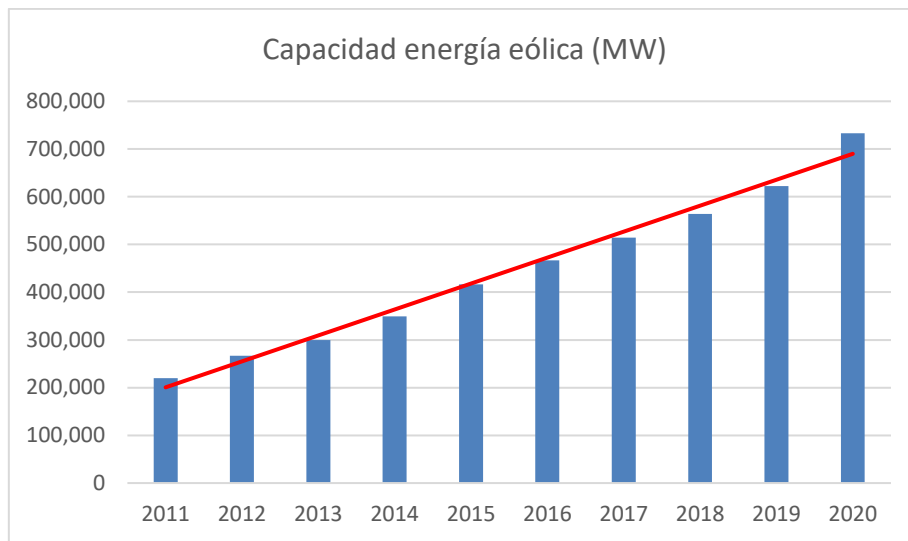


Figura 32. Evolución temporal de la capacidad mundial en energía eólica. Fuente: Elaboración propia y [4].

Como se ha citado anteriormente, se han visto superadas todas las estimaciones en el último año, se observa como en 2020 esta capacidad energética se elevó más de lo esperado. Esta evolución temporal no ha sido uniforme, ya que ciertos países/continentes han apostado más por la energía verde, esto se refleja en el siguiente gráfico:

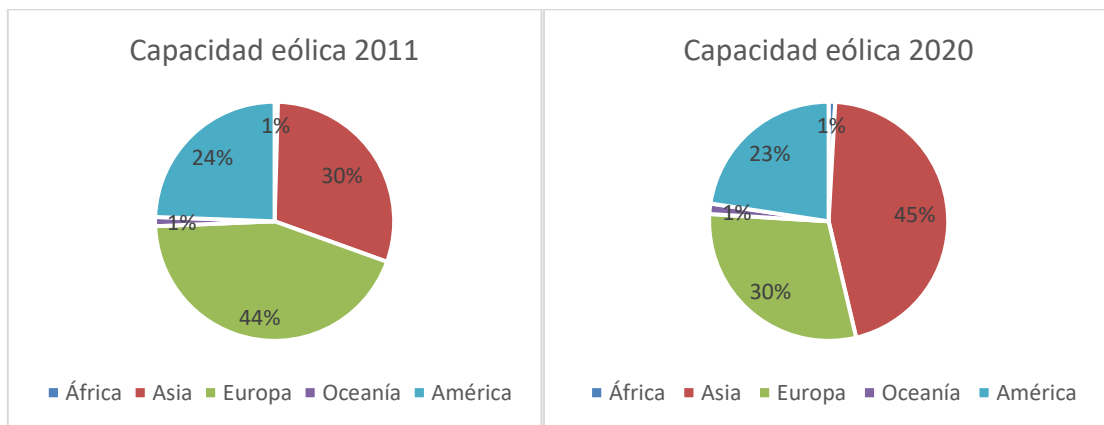
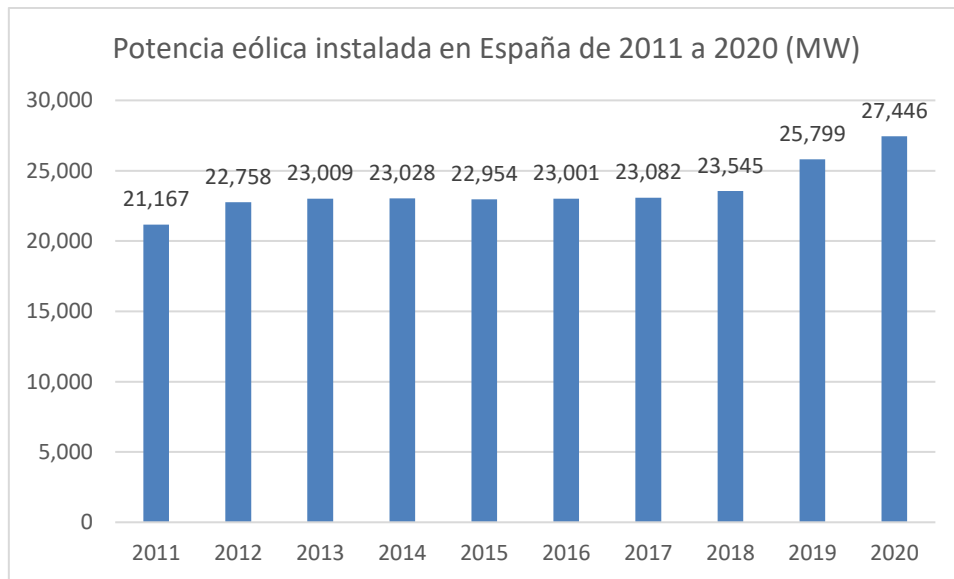


Figura 33. Evolución temporal de la distribución de la capacidad mundial de energía eólica. Fuente: Elaboración propia y [4].

Con el paso del tiempo, en la última década, se observa como Europa y Asia han intercambiado sus papeles como líderes del sector. Todos los continentes han apostado por la energía eólica, sin embargo, Asia lo ha hecho mucho más fuerte, convirtiéndose en el continente que mayor capacidad tiene instalada.

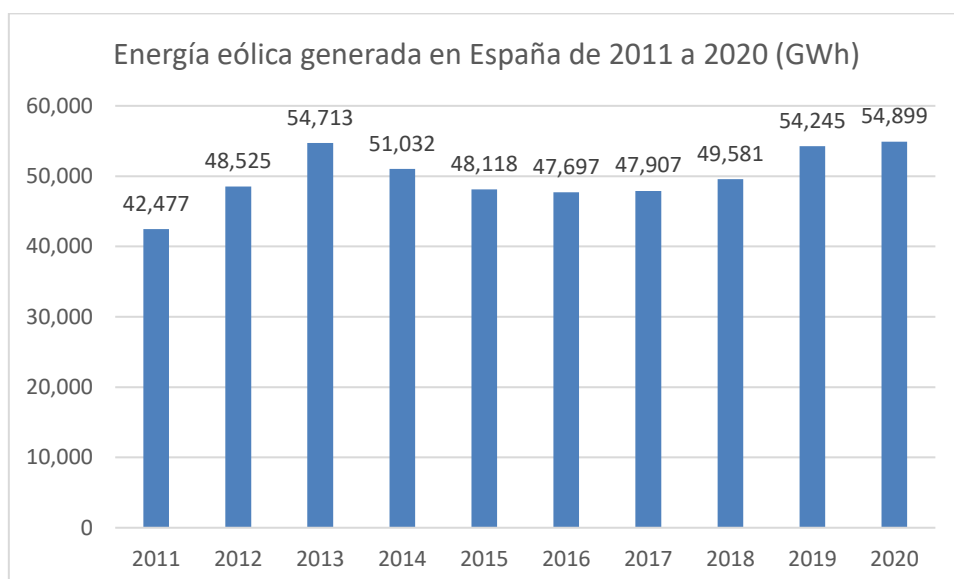
Tras ver el progreso de los continentes, se desea hacer un análisis más exhaustivo en España, además de las cifras mencionadas en la memoria se observarán otros indicadores:



**Figura 34. Evolución temporal de la potencia eólica instalada en España. Fuente: Elaboración propia y [4].**

Como ilustra la figura, tras unos años de potencia prácticamente constante, en los dos últimos periodos se ha producido un pronunciado incremento en la potencia instalada de la eólica, estos valores además se esperan que continúen creciendo.

A continuación, se mostrará la evolución de la energía eólica generada, la cual depende tanto de la capacidad de producción del país como del recurso disponible durante el año:



**Figura 35. Evolución temporal de la energía eólica generada en España. Fuente: Elaboración propia y [4].**

Esta figura tiene un comportamiento similar, hay varios años en los que se produce casi la misma energía. Sin embargo, en 2013 se produce un repunte, produciendo 54.713 GWh sin haberse realizado un incremento de la capacidad instalada en el país, lo que significa que el recurso disponible ese año fue mayor que otros, además, los dos últimos años se ha ido incrementando la producción hasta superar el valor de dicho año.

La evolución de la capacidad de producción de energía eólica no es equivalente, sino que depende de la geografía del país, por esta razón, se muestra la siguiente gráfica, indicando los lugares donde existe mayor potencia instalada:

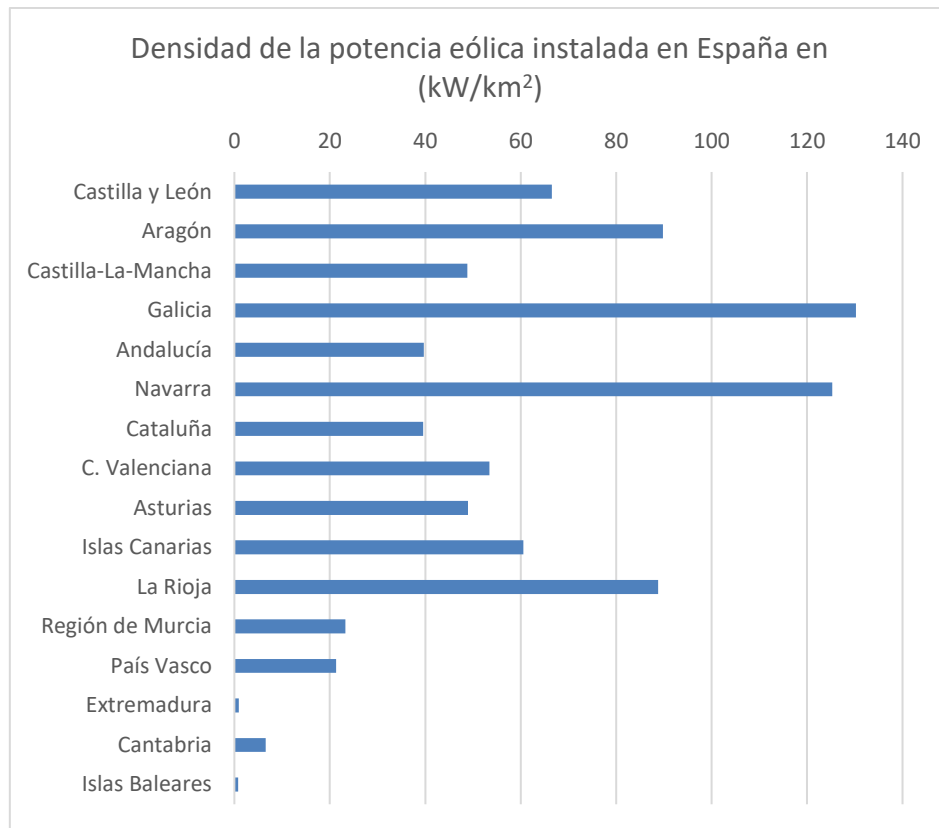


Figura 36. Distribución de la potencia eólica instalada en España. Fuente: Elaboración propia y [4].

Como se muestra, existe una gran diferencia actualmente a nivel de potencia instalada entre la primera comunidad y el resto, de la misma manera sucede entre Andalucía y Navarra.

Sin embargo, analizando estos valores, no sólo van relacionados con la inversión que se haga, sino que, también afecta el terreno disponible para realizar los proyectos. Entonces, es necesario analizar el terreno del que dispone cada territorio.

Por esta razón, se ha creído conveniente realizar el índice kW instalado entre los km<sup>2</sup> de la comunidad:



**Figura 37. Densidad de potencia eólica instalada en España. Fuente: Elaboración propia.**

Esta gráfica visibiliza otro punto de análisis, en el que comunidades como Castilla y León y Castilla-La-Mancha salen “perjudicadas”, ya que tienen mucha superficie. En esta ocasión Galicia, Navarra y Aragón estarían en cabeza.

Gracias a todo lo anterior, se ha visionado la evolución y se ha mostrado cómo está la situación de las energías renovables a nivel mundial, centrando el foco después en el ámbito de España y de la energía eólica.

## ANEXO II. AMPLIACIÓN DE LA IMPORTANCIA DEL ALMACENAMIENTO EN LA OPERACIÓN DE RED

El almacenamiento energético consiste en, conservar la energía generada sobrante para después liberarla cuando se desee. En esta ocasión, se almacenará energía eléctrica producida por la energía cinética del viento para regular su uso más tarde.

Existen diferentes aplicaciones en cuanto al almacenamiento de energía en la operación de la red, tal y como se detallan en la siguiente figura:



Figura 38. Desafíos y beneficios del almacenamiento de energía. Fuente: [9]

Todas estas alternativas no tienen la misma consideración a la hora de tratar el sistema de almacenamiento, siendo necesario diferenciar en función de que requieran aporte de potencia o energía al sistema.

Las aplicaciones de potencia necesitan de instalaciones con alta potencia nominal, si bien el aporte de esta potencia se realiza durante cortos períodos de tiempo (desde unos segundos a pocos minutos). La capacidad de almacenamiento de energía es, por tanto, reducida.

Por su parte, las aplicaciones de energía requieren del aporte de potencia durante largos períodos de tiempo, varias horas o días. Los dispositivos de almacenamiento requeridos para este tipo de aplicaciones necesitan una capacidad mucho mayor que las del caso anterior.

En la siguiente imagen se muestran algunas aplicaciones para los diferentes tipos de almacenamiento:

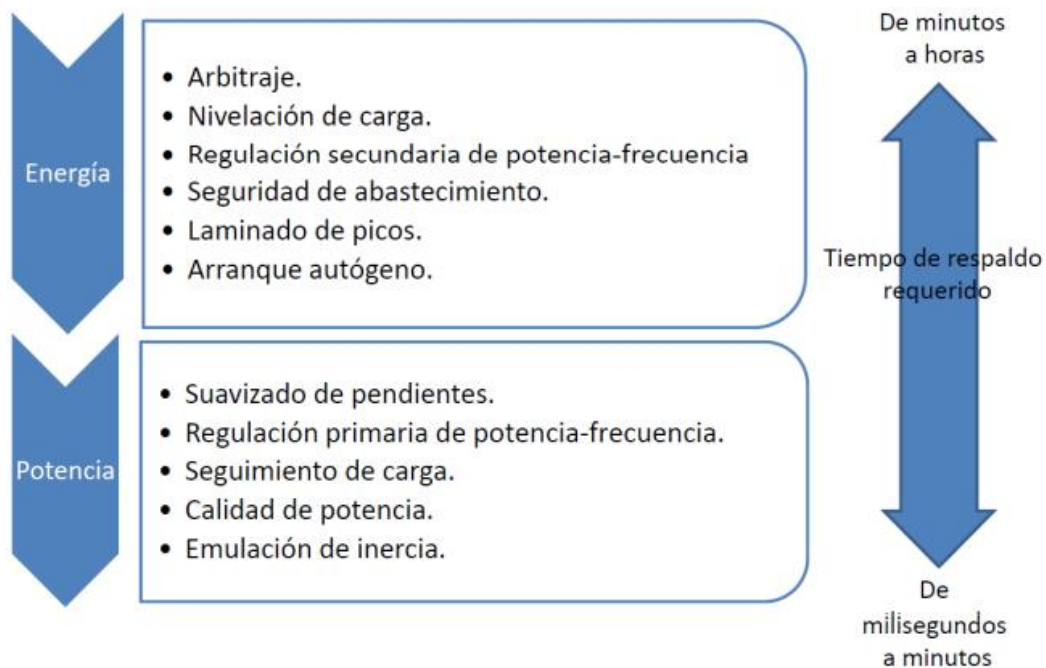


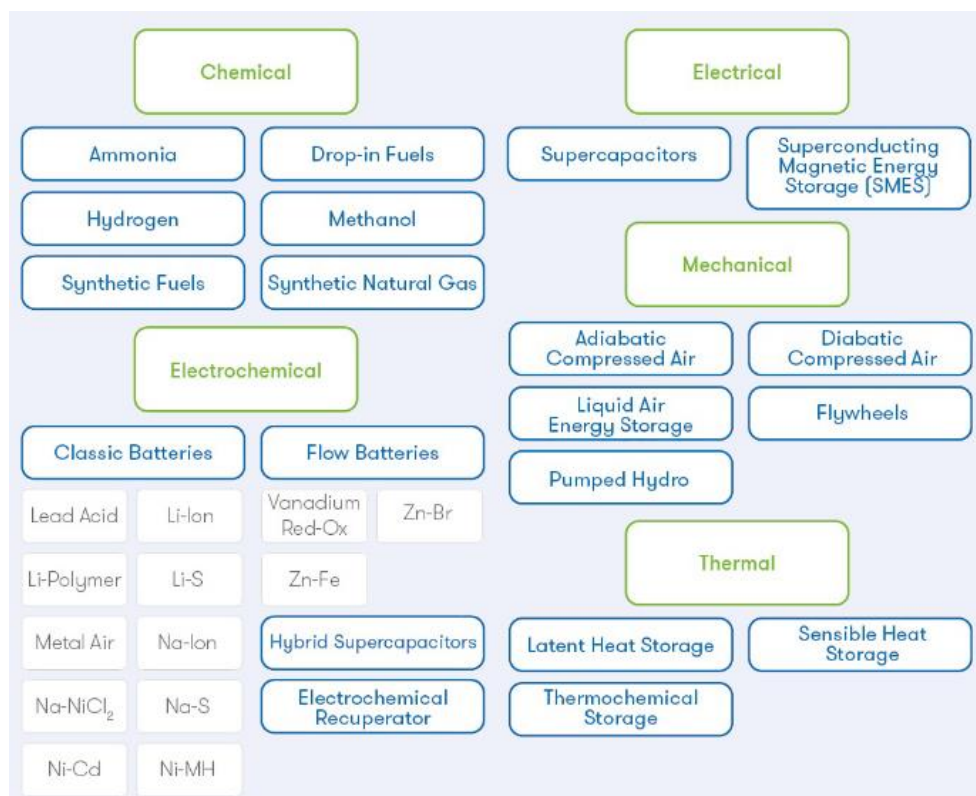
Figura 39. Aplicaciones según tipo de almacenamiento. Fuente: [8].

A continuación, se procederá a definir de manera más clara las diferentes aplicaciones:

- Seguridad de abastecimiento: El sistema de almacenamiento debe ser capaz de asegurar el abastecimiento del cliente incluso si es necesario trabajar en isla hasta la resincronización con la fuente principal de generación.
- Arranque autógeno: El almacenamiento energético permite el proceso de restauración de la fuente de generación sin dependencia de otra fuente o red eléctrica.
- Seguimiento de carga: La regulación y el seguimiento de carga mantienen el balance entre generación y consumo. La regulación en tiempos de respuesta de segundos a minutos, el seguimiento de carga de minutos a horas haciendo un balance hora a hora a lo largo del día. El balance de potencia es una de las cuestiones más críticas en las redes aisladas. Servicio muy adecuado para amortiguar la variabilidad de sistemas eólicos y fotovoltaicos.
- Calidad de potencia: Compensa perturbaciones de corta duración que afectan a la calidad de potencia. Algunas de las manifestaciones de mala calidad pueden ser: variaciones en la magnitud de la tensión y frecuencia, factor de potencia bajo, armónicos e interrupción del servicio (desde fracciones de segundo hasta varios segundos).

- Emulación de inercia: La emulación de inercia consiste en reproducir la respuesta inercial de un generador síncrono acoplado a la red, es decir, ante un desequilibrio de potencias entregar una potencia proporcional a la derivada de frecuencia.
- Control de tensión: Se puede dar soporte al control de la tensión mediante la generación o el consumo de potencia reactiva por parte del convertidor asociado al sistema de almacenamiento. Se puede llevar a cabo en conjunto a la gestión de potencia activa.

Tras definir las aplicaciones del almacenamiento, ahora, se ilustra las tecnologías existentes, haciendo después hincapié en las más utilizadas:



**Figura 40. Tecnologías existentes de almacenamiento. Fuente:[28].**

Los tipos de almacenamiento más utilizados se pueden agrupar en 4: almacenamiento mecánico, térmico (usada en energía solar), electroquímico y almacenamiento electromecánico.

En ellos destacan diferentes tecnologías como son respectivamente: bombeo hidráulico, sales fundidas, baterías ion litio (y otras tecnologías) y volantes de inercia.

- Bombeo hidráulico (*Pumped Hydroelectric Storage*):

Este método es el más empleado a nivel mundial, consiste en almacenar energía en forma de energía potencial gravitatoria.

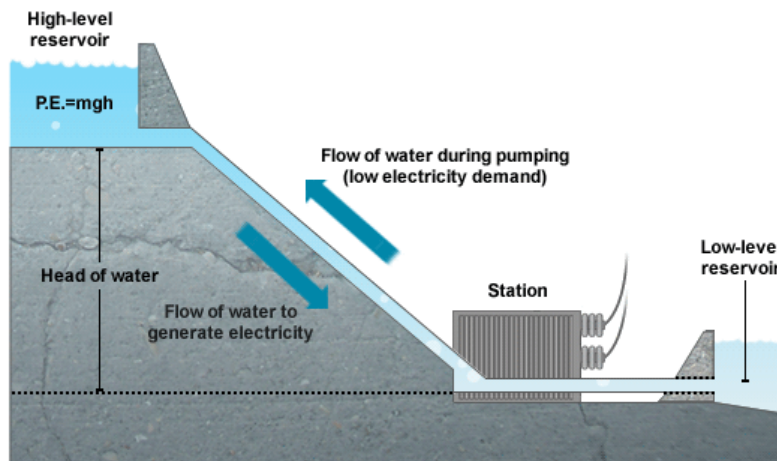


Figura 41. Esquema funcionamiento de un bombeo hidráulico. Fuente: [29].

Durante las horas de menor demanda, el agua se bombea hacia la parte superior, mientras que durante las horas pico, el agua de dicha zona se deja caer pasando por una turbina con la que se lleva a cabo la generación de energía eléctrica.

A continuación, se muestra una tabla con las ventajas y desventajas que posee:

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Alta madurez técnica y operacional	Restricción geográfica
Nivel bajo de autodescarga	Baja densidad energética
Gran volumen y tiempo de almacenamiento	Largo periodo de construcción
Bajos costes de operación y mantenimiento	Elevada inversión y tiempo en recuperarla
Buena flexibilidad en puesta en marcha	Impacto ambiental

Tabla 14. Características bombeo hidráulico. Fuente: Elaboración propia.

- Sales fundidas (*Molten Salt*):

Este sistema térmico se produce al calentar las sales y hacerlas pasar por un generador de vapor, dicho vapor se usa para accionar una turbina eléctrica. Tras esto, las sales han perdido ya temperatura y van a un tanque para comenzar de nuevo el ciclo.



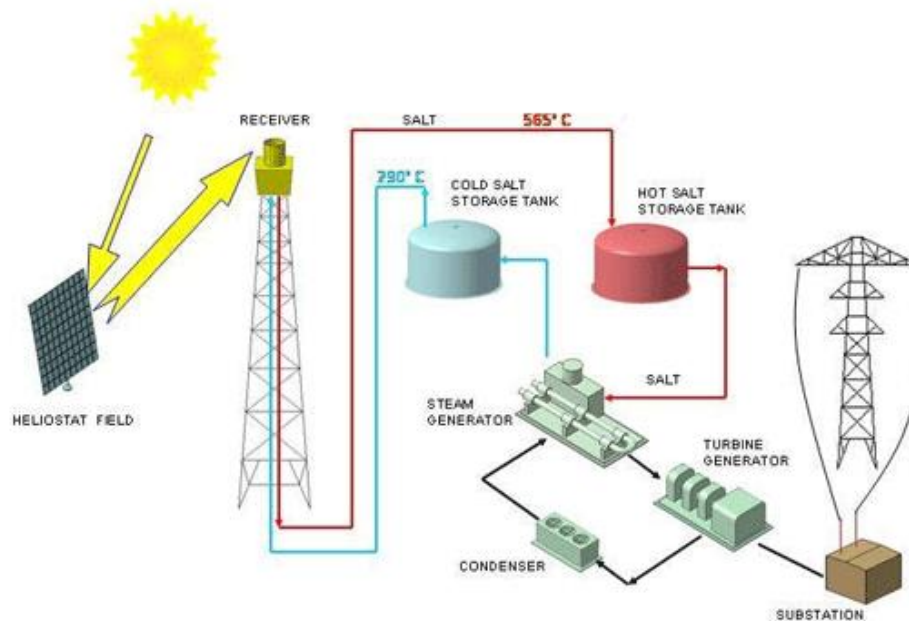


Figura 42. Esquema funcionamiento del almacenamiento con sales fundidas. Fuente: [30] .

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Gran eficiencia	Inmadurez tecnológica
Material común y barato	Elevado coste

Tabla 15. Características sales fundidas. Fuente: Elaboración propia.

#### - Baterías (Batteries):

Una batería electroquímica es un dispositivo capaz de, convertir energía eléctrica en energía química durante el proceso de carga, y convertir la energía química en energía eléctrica durante la descarga. Una batería se compone de un conjunto de celdas. Cada celda está compuesta por tres elementos: 2 electrodos (positivo o ánodo y negativo o cátodo) inmersos en un electrolito.

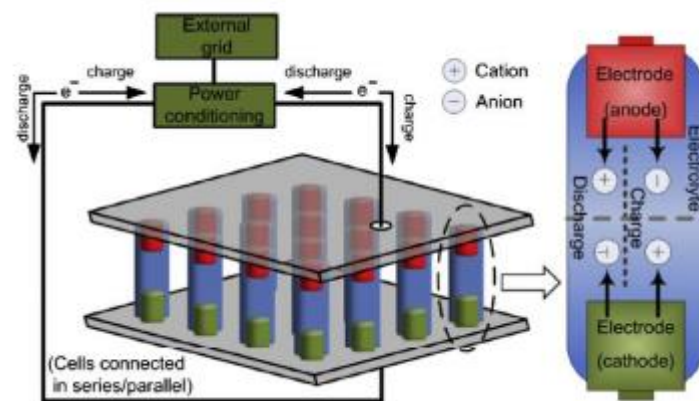


Figura 43. Esquema funcionamiento del almacenamiento mediante baterías. Fuente: [9].

En el proceso de descarga, los electrones fluyen desde los ánodos a los cátodos mediante la conexión de la red externa. Mientras que en el proceso de carga ocurre el proceso inverso aplicándole un voltaje determinado entre ambos electrodos.

Las características principales de las baterías dependen básicamente de los componentes que la forman. Más adelante, se detallarán las opciones existentes para las baterías.

- Volantes de inercia (*Flywheels*):

Los volantes almacenan energía como energía cinética de rotación al acelerar y frenar una masa. La cantidad de energía que es posible almacenar depende en gran medida del momento de inercia del rotor y de la velocidad a la que gira.

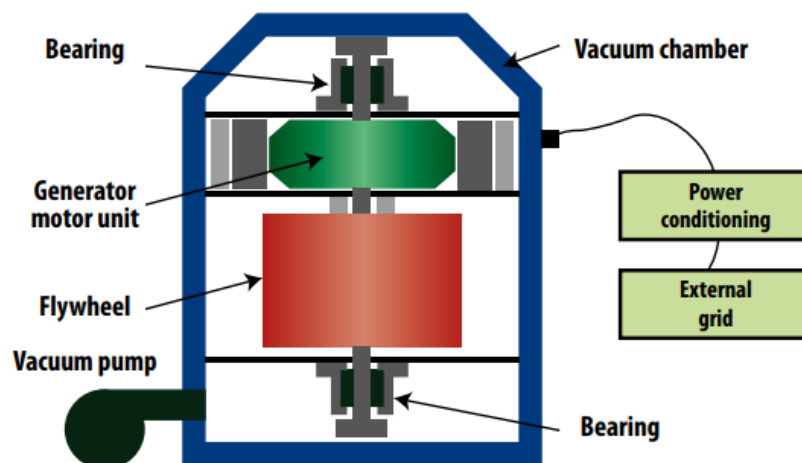


Figura 44. Composición de los volantes de inercia. Fuente: [9].

En este sistema de almacenamiento, la electricidad es la protagonista al acelerar o frenar el volante de inercia, estas variaciones provienen del motor/generador que transfiere dicha energía a la red o la consume, según el momento de carga o descarga en el que se encuentre.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Madurez operativa	Tasa elevada de autodescarga
Capacidad de carga rápida	Baja densidad energética
Alta densidad de potencia	Necesidad mantenimiento rodamientos
Larga vida útil y mantenimiento simple	Amplia variación cargas dinámicas

Tabla 16. Características volantes de inercia. Fuente: Elaboración propia.

Una vez detallado el funcionamiento y las características generales de los almacenamientos más típicos a nivel mundial, ahora, en la tabla siguiente se va a relacionar y comparar las distintas tecnologías de almacenamiento con las aplicaciones más habituales:

	Grid services				Behind the meter					Off grid		
	Enhanced Frequency Response	Frequency Containment Reserve	Frequency Restoration Reserve	Energy Shifting / Load Levelling	Self-consumption (small residential)	Community Storage	Increased Power Quality	Peak Shaving	Time-of-use	Nano Off-Grid	Village Electrification	Island Grid
Pumped Hydro												
CAES												
Flywheel												
Flooded LA												
VRLA												
Li-ion (NMC)												
Li-ion (NCA)												
Li-ion (LFP)												
Li-ion (LTO)												
NaNiCl												
NaS												
VRFB												
ZBFB												

Tabla 17. Características y usos de las tecnologías de almacenamiento. Fuente: [9].

Se observa como para las diferentes alternativas, determinadas opciones de almacenamiento son mejores que otras. Analizando la tabla, se ve como generalmente para cualquier aplicación, el uso de baterías (de un tipo u otras) es altamente beneficioso, por el contrario, el bombeo o los volantes de inercia tienen una menor polivalencia.

## ANEXO III. AMPLIACIÓN ALTERNATIVAS EN EL ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS

Actualmente, las baterías se pueden desglosar en 5 grupos, según los componentes usados. A continuación, se definirán y se mostrarán las ventajas, inconvenientes y sus principales usos:

- Baterías de plomo ácido (*Lead-acid*):

Este tipo de batería es la más desarrollada al ser investigada desde hace 140 años. Se trata de una tecnología muy usada y viable en un amplio rango de aplicaciones con costes razonables.

Dentro de este tipo, existen dos variantes: baterías inundadas y selladas.

Las primeras, emplean ácido sulfúrico líquido como electrolito, debido al funcionamiento se pierde agua de manera constante, dicho problema lo intenta solucionar las baterías selladas.

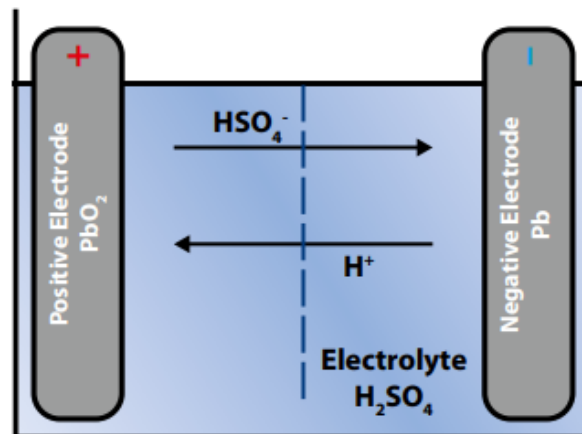


Figura 45. Esquema funcionamiento de las baterías de plomo ácido. Fuente: [9].

VENTAJAS	DESVENTAJAS	USOS
Madurez tecnológica	Baja densidad energética	Maquinaria industrial
Bajo coste	Baja ciclabilidad	Renovables
Gran fiabilidad	Dependencia temperatura operación	UPS (Sis. Alimen. Ininterrumpida)
Muy modulable	Eficiencia	Telecomunicaciones

Tabla 18. Características baterías plomo ácido. Fuente: Elaboración propia.

- Baterías alcalinas:

Entre las baterías alcalinas, se destacan las de tipo níquel-cadmio (NiCd) y níquel-metal hidruro (NiMH).

Cabe destacar que, las baterías de tipo NiCd, sufren del llamado “efecto memoria”, el cual, dificulta la operación reduciendo la vida útil. Por otra parte, una de las prestaciones destacables de estas baterías es la posibilidad de recarga ultrarrápida, debido a que las reacciones químicas durante la carga son endotérmicas. En cambio, los procesos de carga en las baterías NiMH son exotérmicos (los procesos de descarga sí resultan endotérmicos).

VENTAJAS	DESVENTAJAS	USOS
Madurez tecnológica	Coste	Portables sectores domésticos
Amplio rango de operación	Baja ciclabilidad	Renovables
Gran fiabilidad	Autodescarga y efecto memoria	Maquinaria y vehículos industriales
Bajo mantenimiento	Eficiencia	Tracción

Tabla 19. Características baterías alcalinas. Fuente: Elaboración propia.

- Baterías de sales fundidas:

En la actualidad, es posible encontrarse en el mercado dos tipos disponibles: las baterías de sodio azufre (NaS) y las de sodio metal haluro (Na/NiCl<sub>2</sub>).

La batería de sodio azufre, está agrupada en las baterías llamadas de alta temperatura, compuesta por dos líquidos activos y uno cerámico sólido.

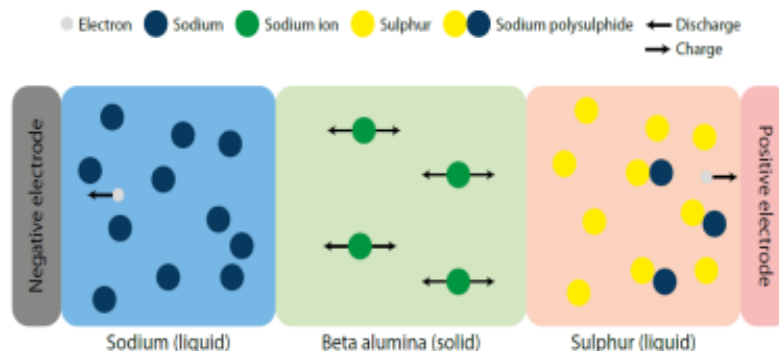


Figura 46. Esquema funcionamiento de las baterías de sales fundidas. Fuente: [9].

VENTAJAS	DESVENTAJAS	USOS
Eficiencia energética	Largos precalentamientos	Almacenamiento gran escala
Sin autodescarga y ciclabilidad	Costes	Renovables
Modularidad y escalabilidad	Necesidad de desarrollo	UPS (Sis. Alimen. Ininterrumpida)
Densidad energética	Escasos fabricantes	Tracción

Tabla 20. Características baterías de sales fundidas. Fuente: Elaboración propia.

- Baterías de flujo:

Es un tipo de batería recargable en la que los electrolitos que contienen una o más sustancias electroactivas disueltas fluyen, a través de una celda electroquímica que convierte la energía química en eléctrica.

Los electrolitos se almacenan externamente, generalmente en tanques y se bombean a través de la célula (o células) del reactor, también hay sistemas basados en la fuerza de gravedad.

Se distinguen dos tipos principales: baterías redox de vanadio (*Vanadium redox flow batteries*) y baterías de bromuro de zinc (*Zinc bromine flow batteries*).

Las primeras aprovechan una serie de reacciones en la celda, que se alimentan mediante materiales iónicos de vanadio almacenado en los depósitos, resultando en una transferencia de electrones en el circuito. Al ser recargable, las reacciones son reversibles. La siguiente figura muestra el esquema de una de ellas:

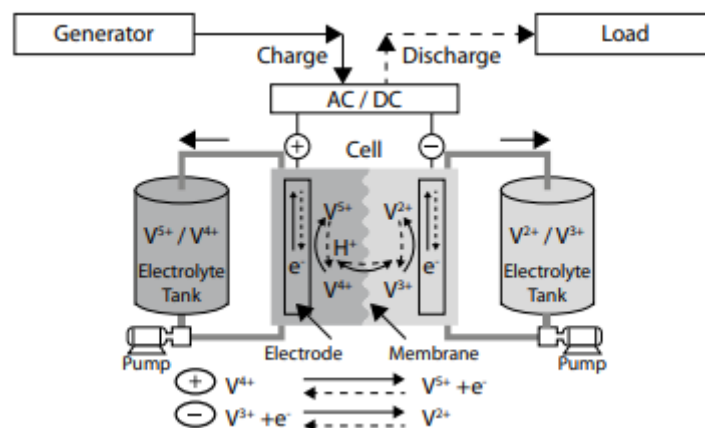


Figura 47. Esquema funcionamiento de las baterías de flujo de vanadio. Fuente: [9].

A continuación, se muestra el otro tipo, batería de bromuro de zinc. Se trata de una hibridación de batería de flujo, que consiste en dos compartimentos separados por una membrana con microporos.

A cada lado de la celda están los dos electrodos y están fabricados con carbono plástico, pues un electrodo metálico sería corroído por el bromo:

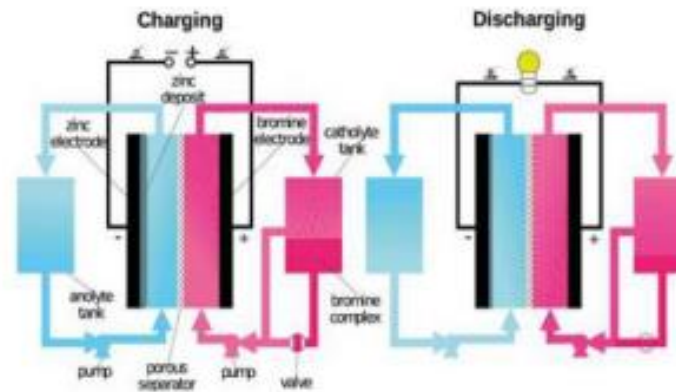


Figura 48. Esquema funcionamiento de las baterías de flujo de bromuro de zinc. Fuente: [9].

VENTAJAS	DESVENTAJAS	USOS
Gran capacidad energética	Madurez tecnológica	Ámbito inmobiliario
Buena seguridad	Gran coste	Renovables
Fácil de escalar	Baja densidad energética	Vehículos
Poca degradación	Complejidad	Regulación frecuencia

Tabla 21. Características baterías de flujo. Fuente: Elaboración propia.

#### - Baterías de ion litio:

Las baterías basadas en litio son una de las tecnologías que hacen posible una transición energética global aún mayor. Es el tipo de batería más utilizada en el almacenamiento de energías renovables.

El esquema químico está compuesto por: el cátodo, de un ácido de litio y un ánodo que suele ser grafito. En la siguiente figura se muestra dicho esquema:

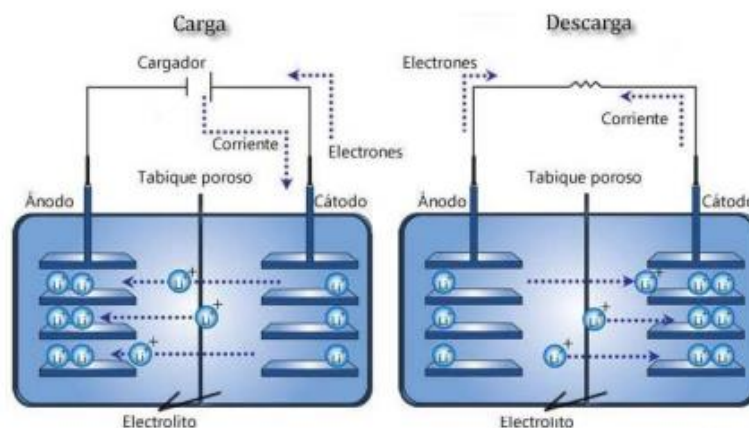


Figura 49. Esquema funcionamiento de las baterías ion litio. Fuente: [9].

En el proceso de carga, algunos iones de litio abandonan el electrodo positivo (el cátodo) y fluyen hacia el electrodo negativo a través del electrolito. Los electrones también fluyen desde el electrodo positivo al negativo, pero lo hacen a través del circuito externo.

Durante la descarga, los iones fluyen de regreso a través del electrolito, desde el ánodo hacia el cátodo.

Las características generales de estas baterías son las siguientes:

VENTAJAS	DESVENTAJAS	USOS
Eficiencia energética	Seguridad	Multitud aplicaciones
Flexibilidad y baja autodescarga	Costes	Vehículos
Densidad energética y ciclabilidad	Protección	Sector residencial e industrial

Tabla 22. Características baterías ion litio. Fuente: Elaboración propia.

Según los compuestos que conforman la batería, tienen unas propiedades u otras, a continuación, se evalúan las características más significativas de los distintos tipos:

	lithium nickel manganese cobalt oxide	lithium manganese oxide	lithium nickel cobalt aluminium	lithium iron phosphate	lithium titanate
Key active material	NMC	LMO	NCA	LFP	LTO
Technology short name	NMC	LMO	NCA	LFP	LTO
Cathode	$\text{LiNi}_{1-x}\text{Mn}_x\text{Co}_{1-y}\text{O}_2$	$\text{LiMn}_2\text{O}_4$ (spinel)	$\text{LiNiCoAlO}_2$	$\text{LiFePO}_4$	variable
Anode	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	$\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$
Safety					
Power density					
Energy density					
Cell costs advantage					
Lifetime					
BES system performance					
Advantages	-good properties combination -can be tailored for high power or high energy -stable thermal profile -can operate at high voltages	-low cost due to manganese abundance -very good thermal stability -very good power capability	-very good energy and good power capability -good cycle life in newer systems -long storage calendar life	-very good thermal stability -very good cycle life -very good power capability -low costs	-very good thermal stability -long cycle lifetime -high rate discharge capability -no solid electrolyte interphase issues
Disadvantages	-patent issues in some countries	-moderate cycle life insufficient for some applications -low energy performance	-moderate charged state thermal stability which can reduce safety -capacity can fade at temperature 40-70°C	-lower energy density due to lower cell voltage	-high cost of titanium -reduced cell voltage -low energy density

Tabla 23. Resumen características de los tipos de baterías existentes. Fuente: [9].

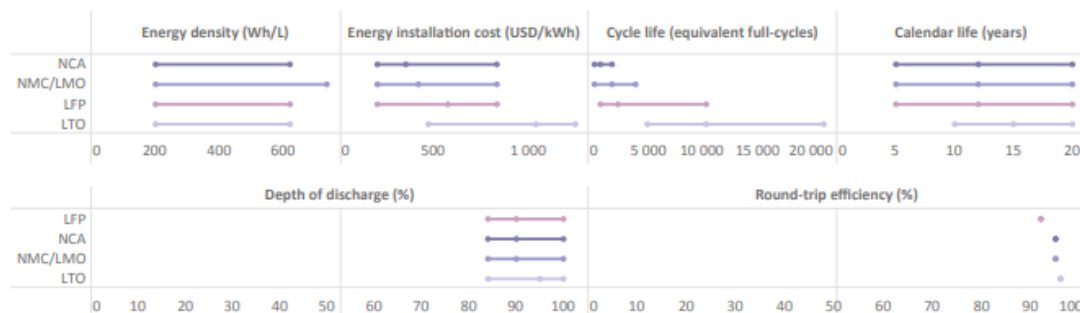


Figura 50. Comparativa de las características de varios tipos de baterías. Fuente: [9].

Como se ha observado hay varias alternativas posibles, en consecuencia, en este punto lo necesario es analizar qué características se desean potenciar y seleccionar así la mejor batería posible.



## ANEXO IV. EVOLUCIÓN DE LA LEGISLACIÓN ASOCIADA A UN PARQUE EÓLICO

A principios de 2012, el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, suspendió temporalmente los regímenes económicos incentivadores para las instalaciones no inscritas en el Registro de Pre-Asignación, así como el procedimiento de preasignación de retribución para el régimen especial.

- La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética establece el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE), que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica. El tipo impositivo es del 7%, que se aplica al importe de la producción de electricidad incorporada al sistema.

- El Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, y el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que deroga el Real Decreto 661/2007, modifican la anterior Ley del Sector Eléctrico (LSE), fijan la rentabilidad razonable con carácter retroactivo y establecen las características del nuevo modelo retributivo.

- La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece el nuevo marco regulatorio de las energías renovables en España. Consagra el principio de rentabilidad razonable basado en un modelo analítico establecido en función de una serie de parámetros.

- El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Su finalidad es desarrollar los principios concretos del nuevo régimen para las instalaciones, ya enunciados en el Real Decreto-ley 9/2013 y posteriormente integrados en la Ley 24/2013.

- La Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, establece los parámetros retributivos del modelo regulatorio recogido en la Ley 24/2013.

- La Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

- La Orden IET/1344/2015, de 2 de julio, por la que se aprueban las instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Dicha Orden completó la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, tras constatarse que las características técnicas de algunas instalaciones, no se correspondían con los de ninguna instalación tipo definida en la Orden IET/1045/2014, de forma que no se podía proceder a su inscripción automática en el registro de régimen retributivo específico.

- La Orden IET/1953/2015, de 24 de septiembre, por la que se modifica la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo

de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

- El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- El Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, fija las condiciones, tecnologías o colectivo de instalaciones concretas que pueden participar en las subastas, y convoca dicha subasta.
- La Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa y eólica.
- La Resolución de 30 de noviembre del 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa y eólica.
- La Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- La Resolución de 18 de enero de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa y eólica.
- La Orden IET/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.
- El Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables en el sistema eléctrico.
- La Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo.
- La Resolución de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen el procedimiento y las reglas de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

- El Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico.
- La Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes y demás aspectos que serán de aplicación para el cupo de 3 000 MW de potencia instalada.
- La Resolución de 30 de junio del 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 650/2017.
- La Orden ETU/360/2018, de 6 de abril, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre natural del año 2018 y por la que se aprueba una instalación tipo y se establecen sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- La Orden TEC/1302/2018, de 4 de diciembre de 2018, por la que se establecen las disposiciones necesarias para instrumentar un sistema de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
- La Orden TEC/1380/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnologías eólica y fotovoltaica situadas en los territorios no peninsulares cofinanciadas con Fondos Comunitarios
- El Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico, y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.
- La Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.
- Real Decreto 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, y que también incluye algunas medidas destinadas a la ordenación del acceso a la red y a la caducidad de los permisos.
- Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica. De acuerdo con este Real decreto, se realizarán subastas para conseguir los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIC) 2021-2030, y se actualizarán anualmente.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

## ANEXO V. DEFINICIÓN CASO BASE

A continuación, se detallará el procedimiento y las justificaciones por las que se han considerado diversos aspectos:

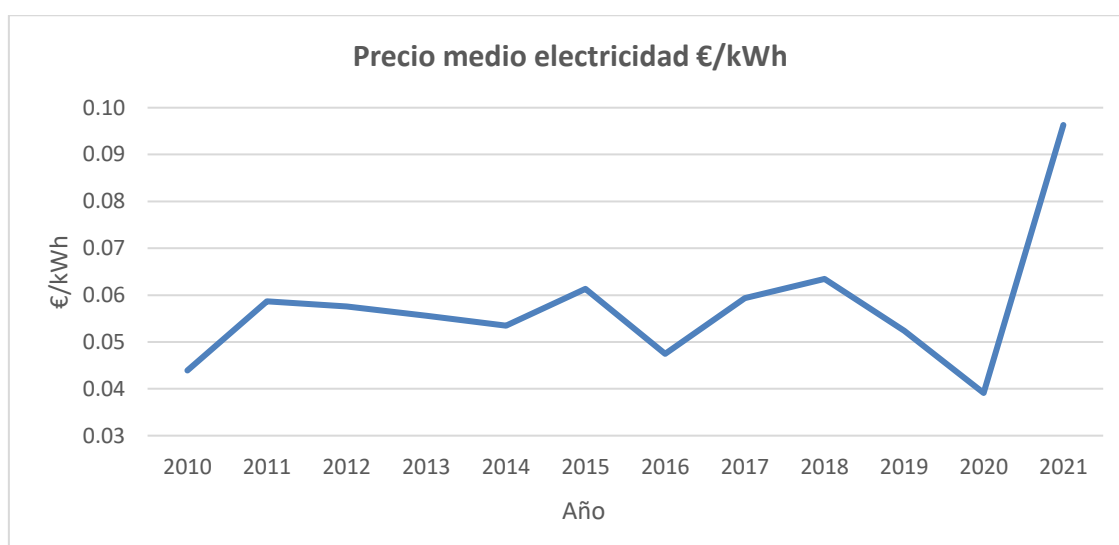
- Selección precio de la electricidad:

En lo que concierne al precio de la electricidad, se ha evaluado el precio histórico para ver su evolución y poder estimar de mejor manera la tendencia en un futuro.

Esta información se obtiene del Sistema de información del operador del sistema, página de Red Eléctrica de España[18], de ella se arrojan los siguientes resultados anuales:

AÑOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Precio medio €/kWh	0,04393	0,05868	0,05759	0,05558	0,05351	0,06136
Tasa inflación		33,59%	-1,89%	-3,48%	-3,72%	14,67%
AÑOS	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio medio €/kWh	0,04744	0,05933	0,06344	0,05240	0,03911	0,09630
Tasa inflación	-22,69%	25,07%	6,93%	-17,40%	-25,36%	146,21%

**Tabla 24. Evolución temporal del precio de la electricidad. Fuente: Elaboración propia.**



**Figura 51. Evolución temporal del precio de la electricidad. Fuente: Elaboración propia.**

Como se ve en la gráfica, los precios de la electricidad del año pasado fueron muy elevados, es por eso por lo que, se va a contemplar los precios del 2020 (que fueron los menores en esta última década) y a partir de ahí, se considerará una tasa de inflación del 2,5% anual durante 20 años, esta supuesta tasa se considera realista y conservadora, ya que en dicha duración se lograría prácticamente un precio ya visto anteriormente en la realidad en 2018.

A continuación, se muestra la tabla con los supuestos precios:

AÑO	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Precio medio €/kWh	0,05933	0,06344	0,05240	0,03911	0,04009	0,04109
Tasa inflación	25,07%	6,93%	-17,40%	-25,36%	2,5%	2,5%
AÑO	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Precio medio €/kWh	0,04212	0,04317	0,04425	0,04536	0,04649	0,04766
Tasa inflación	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
AÑO	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Precio medio €/kWh	0,04885	0,05007	0,05132	0,05260	0,05392	0,05527
Tasa inflación	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
AÑO	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Precio medio €/kWh	0,05665	0,05806	0,05952	0,06100	0,06253	0,06409
Tasa inflación	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%

**Tabla 25. Evolución supuesta del precio de la electricidad en el futuro. Fuente: Elaboración propia.**

- Selección localizaciones y recurso eólico:

Con la finalidad de realizar un estudio más concreto, se desea considerar varios emplazamientos con diferentes características, para ver cómo afecta la localización en los resultados.

Se han escogido 5 situaciones geográficas, con diferentes velocidades medias de viento a 100 metros de alturas, estos datos se han recogido gracias a la web de Mapa Eólico Ibérico [20].

- Trasobares (674 msnm, Zaragoza, Aragón) → Velocidad viento: 8,2212 m/s.
- Dehesa de Montejo (1095 msnm, Palencia, Castilla y León) → 7,7741 m/s.
- Yeste (912 msnm, Albacete, Castilla La Mancha) → 8,0741 m/s.
- Piedrafita del Cebrero (1275 msnm, Lugo, Galicia) → 7,4181 m/s.
- Bérchules (1341 msnm, Granada, Andalucía) → 8,5249 m/s.

Los datos citados anteriormente vienen dados por la web enunciada, solamente han servido para seleccionar ubicaciones con diferentes recursos disponibles. Por tanto, no son los valores con los que se han realizado las simulaciones en el MHOGA, ya que, el software introduciendo las coordenadas del lugar y las características del aerogenerador, te proporciona: la densidad de probabilidad, el factor de forma de la distribución Weibull del recurso disponible y la velocidad del viento a lo largo del año.

A continuación, se mostrará los dos últimos parámetros comentados de las ubicaciones con los que se han realizado las simulaciones:

## Trasobares:

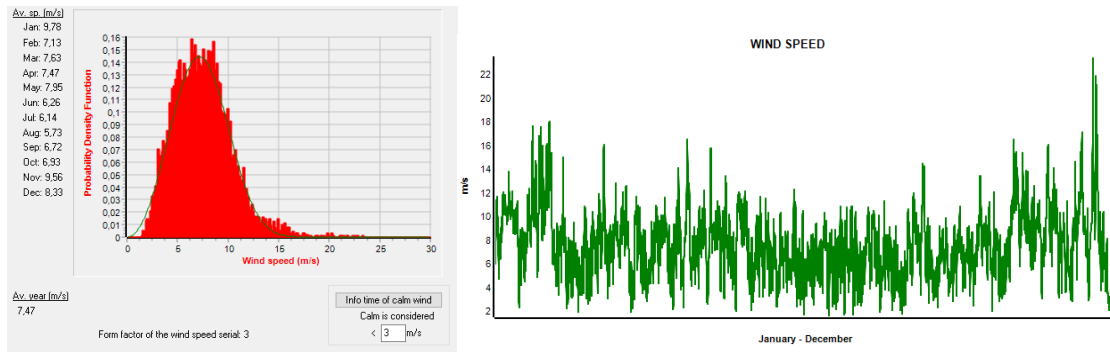


Figura 52. Densidad de probabilidad, factor de forma y velocidad del viento en Trasobares. Fuente: "MHOGA".

## Dehesa:

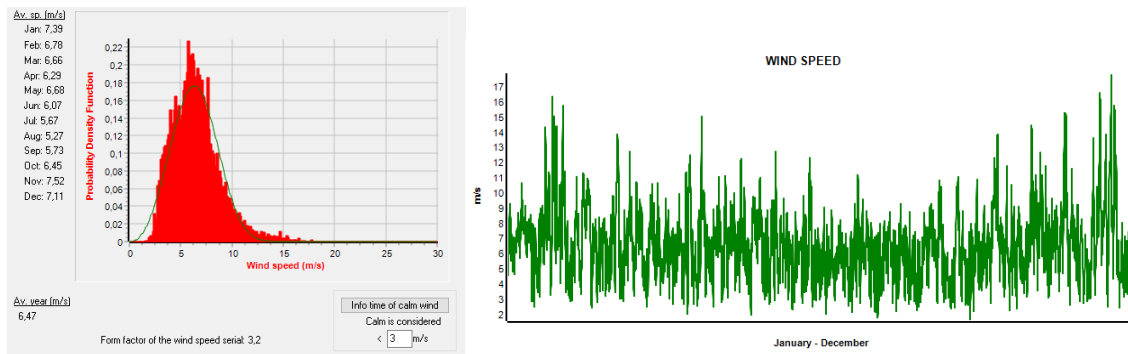


Figura 53. Densidad de probabilidad, factor de forma y velocidad del viento en Dehesa. Fuente: "MHOGA".

## Yeste:

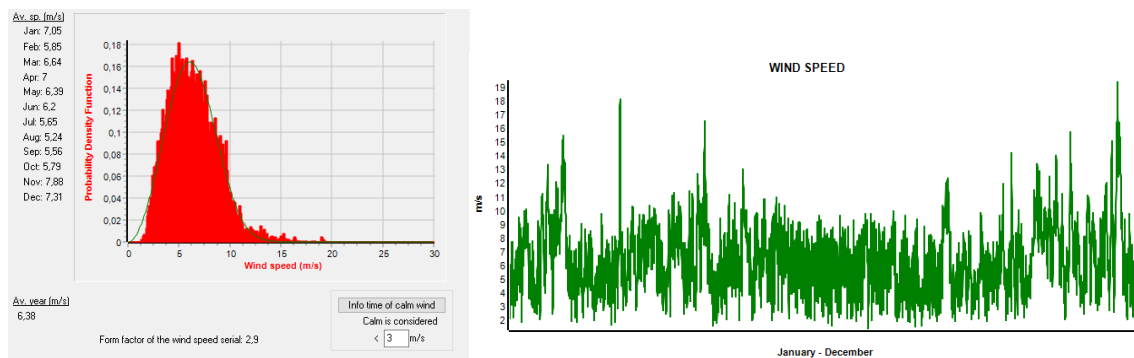


Figura 54. Densidad de probabilidad, factor de forma y velocidad del viento en Yeste. Fuente: "MHOGA".

Piedrafita:

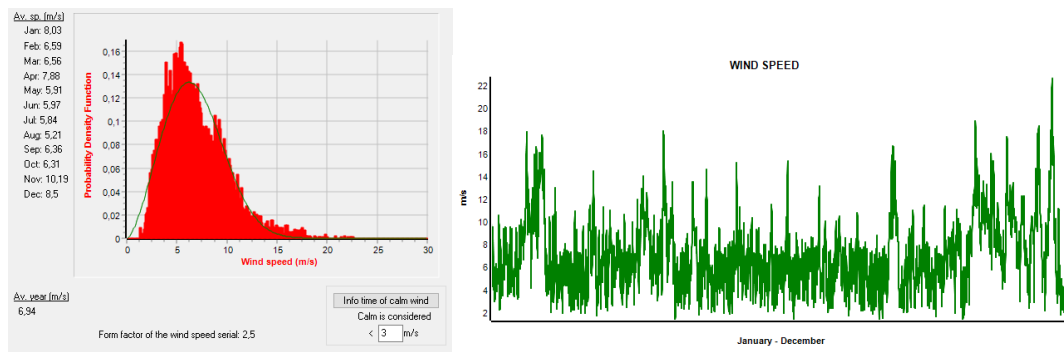


Figura 55. Densidad de probabilidad, factor de forma y velocidad del viento en Piedrafita. Fuente: "MHOGA".

Bérchules:

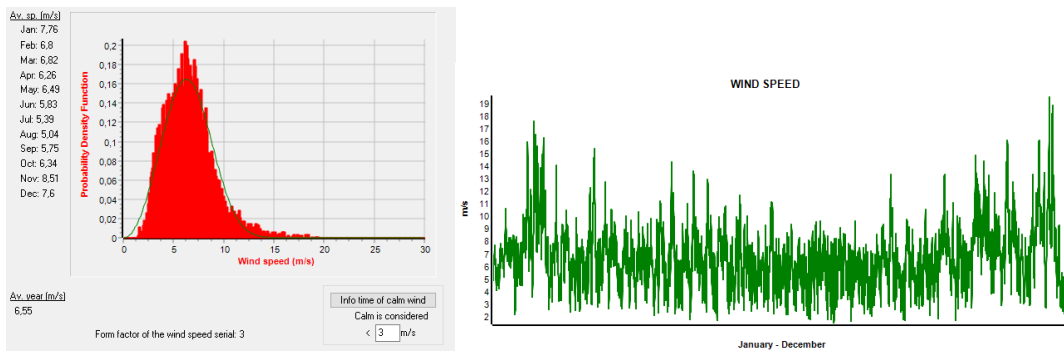


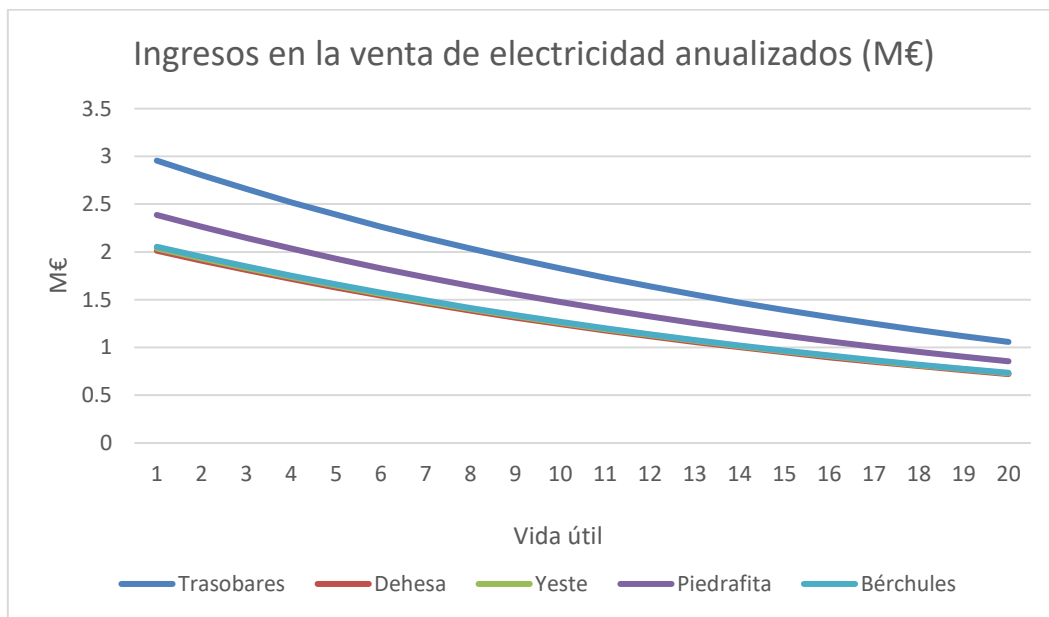
Figura 56. Densidad de probabilidad, factor de forma y velocidad del viento en Bérchules. Fuente: "MHOGA".

## ANEXO VI. RESULTADOS CASO BASE

Gracias al software utilizado, no solo se obtiene la información general mostrada en la memoria, sino que, es posible observar de manera detallada qué ocurre durante los 20 años de vida de la instalación.

Se van a ilustrar varias figuras generales sobre el seguimiento realizado a las cinco ubicaciones.

La siguiente gráfica es proporcional a la mostrada en la memoria que ilustra la cantidad de recurso eólico, se trata de los ingresos por la venta de la electricidad producida con la energía eólica, todos ellos pasados al valor del año.



**Figura 57. Ingresos anualizados obtenidos del parque en las ubicaciones. Fuente: Elaboración propia.**

Tal y como es lógico, las dos poblaciones que producían más energía obtienen más beneficios por su venta (ya que el precio era el mismo en todos lugares).

A pesar de que la inflación impuesta en el precio de la electricidad era positiva (aumenta con los años), se observa como con el paso del tiempo estos ingresos disminuyen, esto sucede ya que, la energía que es capaz de producir el aerogenerador no es la misma que al principio de su vida útil, si así fuera, esta gráfica sería creciente, en vez de todo lo contrario.

Ligada a la figura anterior, las siguientes muestran los beneficios (ingresos – costes) que se obtienen de la instalación, en este caso base, únicamente varían de una población a otra los ingresos, tal y como hemos visto y explicado (no tienen el mismo recurso eólico), en cambio los costes se mantienen fijos, ya que conciernen a los gastos del aerogenerador, instalación y mantenimiento.



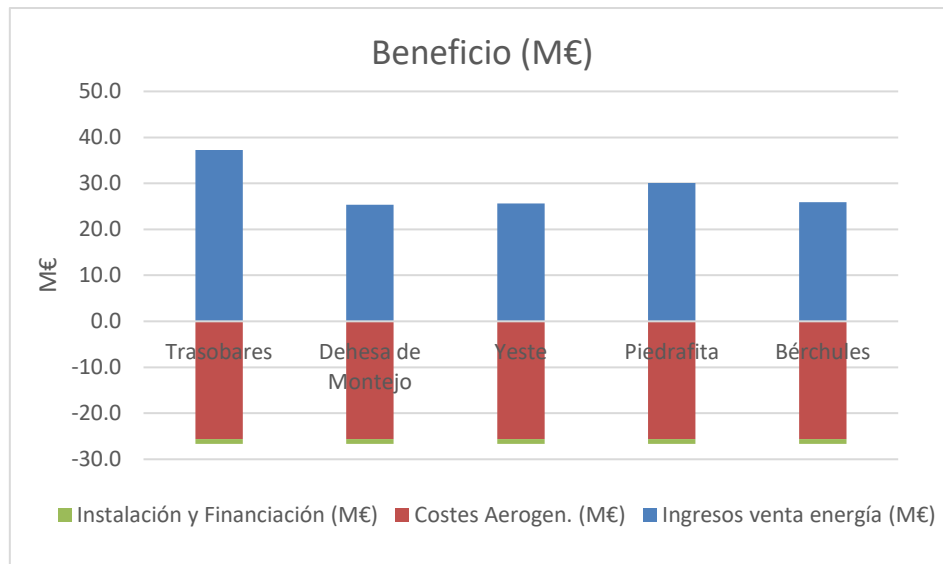


Figura 58. Distribución de ingresos y gastos del parque en las localizaciones. Fuente: Elaboración propia.

La diferencia de estos ingresos y costes generales da lugar al VAN indicado anteriormente.

En la siguiente figura, se pueden observar dos tendencias diferentes, en el caso de Trasobares los beneficios van reduciéndose y es que, a pesar de aumentar el precio de venta de la electricidad, la disminución de generación por envejecimiento tiene más peso.

En cambio, en las otras cuatro ubicaciones, la tendencia es positiva, aunque esto no hace rentable los proyectos, ya que, la tendencia no es lo suficientemente creciente como para en 20 años ser viables. Se puede llegar a pensar que, a los 30 años, siguiendo estas tendencias, puedan llegar a ser proyectos rentables, pero no es así, puesto que, a partir de los 20 años, los costes en mantenimiento y operación incrementarán más todavía, viendo reducida también la capacidad productiva de los aerogeneradores.

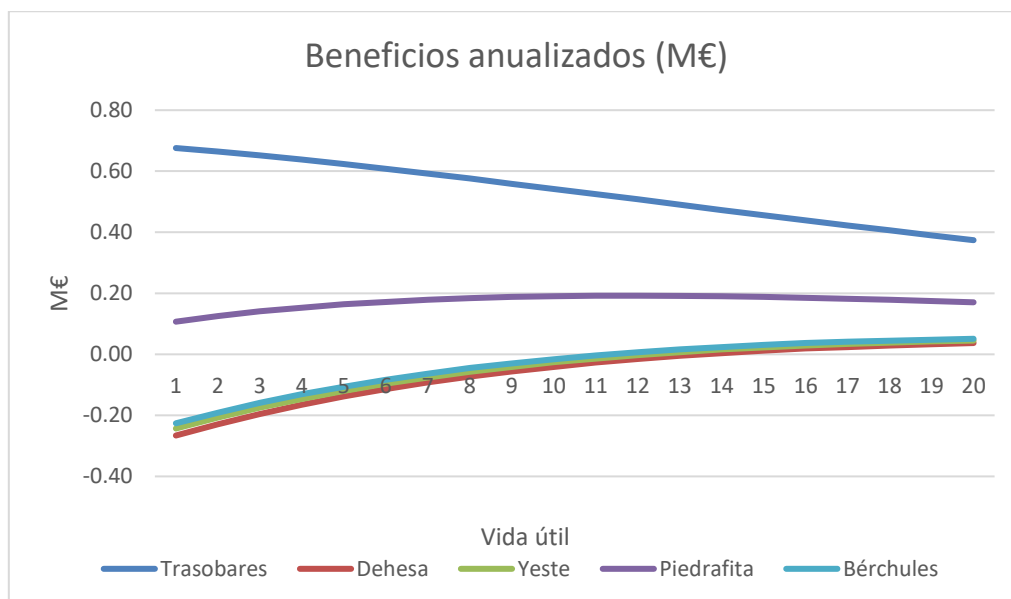


Figura 59. Beneficios anualizados del parque en las localizaciones. Fuente: Elaboración propia.

## ANEXO VII. RESULTADOS ANÁLISIS SENSIBILIDAD CASO BASE

En la memoria, se ha mostrado solamente lo sucedido para el caso base de Trasobares, en este anexo, se mostrarán los datos de todas las ubicaciones, como se ha comentado, se modifican las tres variables:

- Coste aerogenerador: x1, x0,95 y x0,8.
- Interés inversión: 7% y 10%.
- Recurso eólico: x1, x1,05 y x0,95

Anteriormente, se ha comparado de forma individual su influencia, ahora se verá desde una perspectiva mayor, ilustrando y justificando los valores más reseñables en cada una de las ubicaciones.

- Trasobares:

	Viento (m/s)	Interés (%)	Precio Aero. (x)	Ener.Eólica (GWh/año)	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)
<b>Caso 1</b>	7,47	7,00	1,00	71,089	10,615	12,66	0,0298
<b>Caso 2</b>	7,47	7,00	0,95	71,089	11,665	13,48	0,0286
<b>Caso 3</b>	7,47	7,00	0,80	71,089	14,815	16,43	0,0251
<b>Caso 4</b>	7,47	10,00	1,00	71,089	8,267	12,66	0,0239
<b>Caso 5</b>	7,47	10,00	0,95	71,089	9,111	13,48	0,0229
<b>Caso 6</b>	7,47	10,00	0,80	71,089	11,642	16,43	0,0201
<b>Caso 7</b>	7,84	7,00	1,00	77,601	13,921	14,27	0,0273
<b>Caso 8</b>	7,84	7,00	0,95	77,601	14,971	15,14	0,0262
<b>Caso 9</b>	7,84	7,00	0,80	77,601	18,121	18,31	0,0230
<b>Caso 10</b>	7,84	10,00	1,00	77,601	10,894	14,27	0,0219
<b>Caso 11</b>	7,84	10,00	0,95	77,601	11,738	15,14	0,0210
<b>Caso 12</b>	7,84	10,00	0,80	77,601	14,269	18,31	0,0184
<b>Caso 13</b>	7,10	7,00	1,00	64,278	7,127	10,90	0,0330
<b>Caso 14</b>	7,10	7,00	0,95	64,278	8,177	11,66	0,0317
<b>Caso 15</b>	7,10	7,00	0,80	64,278	11,327	14,39	0,0278
<b>Caso 16</b>	7,10	10,00	1,00	64,278	5,496	10,90	0,0264
<b>Caso 17</b>	7,10	10,00	0,95	64,278	6,340	11,66	0,0254
<b>Caso 18</b>	7,10	10,00	0,80	64,278	8,871	14,39	0,0222

Tabla 26. Resumen resultados del análisis de sensibilidad a las variables en Trasobares. Fuente: Elaboración propia.

El proyecto menos rentable, como es lógico es causado por la disponibilidad de menos recurso eólico, con un interés del 10% y el precio habitual del aerogenerador, de esta manera se reduce a la mitad el VAN obtenido con el caso general (caso 1).

De manera inversa, sucede con el proyecto más rentable, un viento más favorable para la producción y unas condiciones económicas más favorables (en un futuro), hacen de éste el proyecto más rentable.

- Dehesa de Montejo:

	Viento (m/s)	Interés (%)	Precio Aero. (x)	Ener.Eólica (GWh/año)	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)
Caso 1	6,47	7	1	48,727	-1,262	0	0,0435
Caso 2	6,47	7	0,95	48,727	-0,212	0	0,0418
Caso 3	6,47	7	0,8	48,727	2,938	9,08	0,0366
Caso 4	6,47	10	1	48,727	-1,169	0	0,0348
Caso 5	6,47	10	0,95	48,727	-0,326	0	0,0335
Caso 6	6,47	10	0,8	48,727	2,206	9,08	0,0293
Caso 7	6,79	7	1	54,518	1,717	7,99	0,0389
Caso 8	6,79	7	0,95	54,518	2,767	8,66	0,0373
Caso 9	6,79	7	0,8	54,518	5,917	11,05	0,0327
Caso 10	6,79	10	1	54,518	1,197	7,99	0,0311
Caso 11	6,79	10	0,95	54,518	2,041	8,66	0,0299
Caso 12	6,79	10	0,8	54,518	4,572	11,05	0,0262
Caso 13	6,14	7	1	43,052	-4,176	0	0,0492
Caso 14	6,14	7	0,95	43,052	-3,126	0	0,0473
Caso 15	6,14	7	0,8	43,052	0,024	7,02	0,0415
Caso 16	6,14	10	1	43,052	-3,485	0	0,0394
Caso 17	6,14	10	0,95	43,052	-2,642	0	0,0379
Caso 18	6,14	10	0,8	43,052	-0,110	0	0,0332

Tabla 27. Resumen resultados del análisis de sensibilidad a las variables en Dehesa. Fuente: Elaboración propia.

Como se muestra en la tabla, el caso general (Caso 1) no es un proyecto viable económicamente, ya que el recurso disponible no es suficiente, de hecho, está lejos de ser rentable.

Solamente lo hace completamente rentable, el posible aumento del viento. También daría rentabilidad, las combinaciones que disminuyen el precio del aerogenerador al coste supuesto para 2030. En cambio, con una disposición baja del recurso, no se consigue de ninguna manera un VAN positivo, excepto el Caso 15, que es ligeramente superior a 0.

- Yeste:

	Viento (m/s)	Interés (%)	Precio Aero. (x)	Ener.Eólica (GWh/año)	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)
Caso 1	6,38	7	1	49,335	-0,969	0	0,043
Caso 2	6,38	7	0,95	49,335	0,081	7,05	0,0413
Caso 3	6,38	7	0,8	49,335	3,231	9,27	0,0362
Caso 4	6,38	10	1	49,335	-0,937	0	0,0344
Caso 5	6,38	10	0,95	49,335	-0,093	0	0,033
Caso 6	6,38	10	0,8	49,335	2,438	9,27	0,029
Caso 7	6,7	7	1	55,042	1,950	8,12	0,0385
Caso 8	6,7	7	0,95	55,042	3,000	8,79	0,037
Caso 9	6,7	7	0,8	55,042	6,150	11,2	0,0324
Caso 10	6,7	10	1	55,042	1,383	8,12	0,0308

<b>Caso 11</b>	6,7	10	0,95	55,042	2,227	8,79	0,0296
<b>Caso 12</b>	6,7	10	0,8	55,042	4,758	11,2	0,026
<b>Caso 13</b>	6,06	7	1	43,596	-3,915	0	0,0486
<b>Caso 14</b>	6,06	7	0,95	43,596	-2,865	0	0,0467
<b>Caso 15</b>	6,06	7	0,8	43,596	0,285	7,21	0,0409
<b>Caso 16</b>	6,06	10	1	43,596	-3,277	0	0,0389
<b>Caso 17</b>	6,06	10	0,95	43,596	-2,434	0	0,0374
<b>Caso 18</b>	6,06	10	0,8	43,596	0,098	7,21	0,0328

**Tabla 28. Resumen resultados del análisis de sensibilidad a las variables en Yeste. Fuente: Elaboración propia.**

En el caso de la ubicación de Yeste, el VAN es más grande que el anterior, y éste se hace positivo ya en el caso 2, con un precio de aerogenerador equivalente al del año 2025.

Al igual que antes, la disponibilidad de recurso eólico hace del proyecto que sea rentable o no. Siendo después, el interés y el precio del aerogenerador, determinantes en menor medida.

- Piedrafita del Cebrero:

	<b>Viento (m/s)</b>	<b>Interés (%)</b>	<b>Precio Aero. (x)</b>	<b>Ener.Eólica (GWh/año)</b>	<b>VAN (M€)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>LCOE (€/kWh)</b>
<b>Caso 1</b>	6,94	7	1	56,664	3,448	8,95	0,0374
<b>Caso 2</b>	6,94	7	0,95	56,664	4,498	9,65	0,0359
<b>Caso 3</b>	6,94	7	0,8	56,664	7,648	12,14	0,0315
<b>Caso 4</b>	6,94	10	1	56,664	2,573	8,95	0,0299
<b>Caso 5</b>	6,94	10	0,95	56,664	3,417	9,65	0,0288
<b>Caso 6</b>	6,94	10	0,8	56,664	5,948	12,14	0,0252
<b>Caso 7</b>	7,29	7	1	61,750	6,076	10,36	0,0343
<b>Caso 8</b>	7,29	7	0,95	61,750	7,127	11,1	0,033
<b>Caso 9</b>	7,29	7	0,8	61,750	10,276	13,76	0,0289
<b>Caso 10</b>	7,29	10	1	61,750	4,661	10,36	0,0275
<b>Caso 11</b>	7,29	10	0,95	61,750	5,505	11,1	0,0264
<b>Caso 12</b>	7,29	10	0,8	61,750	8,037	13,76	0,0231
<b>Caso 13</b>	6,59	7	1	51,368	0,706	7,41	0,0413
<b>Caso 14</b>	6,59	7	0,95	51,368	1,756	8,06	0,0396
<b>Caso 15</b>	6,59	7	0,8	51,368	4,906	10,39	0,0347
<b>Caso 16</b>	6,59	10	1	51,368	0,394	7,41	0,033
<b>Caso 17</b>	6,59	10	0,95	51,368	1,238	8,06	0,0317
<b>Caso 18</b>	6,59	10	0,8	51,368	3,769	10,39	0,0278

**Tabla 29. Resumen resultados del análisis de sensibilidad a las variables en Piedrafita. Fuente: Elaboración propia.**

Piedrafita es la otra población junto a Trasobares donde el proyecto sale rentable, como se ve en la tabla en todos los casos el VAN es positivo, consiguiéndose el mayor como es previsible para mayor recurso y condiciones económicas más favorables.

- Bérchules:

	Viento (m/s)	Interés (%)	Precio Aero. (x)	Ener.Eólica (GWh/año)	VAN (M€)	TIR (%)	LCOE (€/kWh)
Caso 1	6,55	7	1	49,153	-0,754	0	0,0431
Caso 2	6,55	7	0,95	49,153	0,296	7,18	0,0414
Caso 3	6,55	7	0,8	49,153	3,446	9,42	0,0363
Caso 4	6,55	10	1	49,153	-0,766	0	0,0345
Caso 5	6,55	10	0,95	49,153	0,078	7,18	0,0332
Caso 6	6,55	10	0,8	49,153	2,609	9,42	0,0291
Caso 7	6,87	7	1	54,849	2,192	8,26	0,0386
Caso 8	6,87	7	0,95	54,849	3,242	8,93	0,0371
Caso 9	6,87	7	0,8	54,849	6,392	11,35	0,0325
Caso 10	6,87	10	1	54,849	1,575	8,26	0,0309
Caso 11	6,87	10	0,95	54,849	2,419	8,93	0,0297
Caso 12	6,87	10	0,8	54,849	4,950	11,35	0,026
Caso 13	6,22	7	1	43,591	-3,632	0	0,0486
Caso 14	6,22	7	0,95	43,591	-2,582	0	0,0467
Caso 15	6,22	7	0,8	43,591	0,568	7,41	0,0409
Caso 16	6,22	10	1	43,591	-3,053	0	0,0389
Caso 17	6,22	10	0,95	43,591	-2,209	0	0,0374
Caso 18	6,22	10	0,8	43,591	0,322	7,41	0,0328

Tabla 30. Resumen resultados del análisis de sensibilidad a las variables en Bérchules. Fuente: Elaboración propia.

Bérchules es una población que a pesar de estar a mayor altitud que ninguna otra, no tiene gran recurso eólico, lo que hace que no sea rentable el proyecto en términos generales.

En esta población, ocurre prácticamente como en Dehesa y Yeste, no se obtiene rentabilidad alguna, a no ser que, se modifiquen las condiciones de partida. Cuando se aplica el factor del incremento del recurso eólico es sobre todo cuando se obtienen beneficios.

## ANEXO VIII. RESULTADOS ANÁLISIS SENSIBILIDAD DE LA TASA DE INFLACIÓN

Como se ha citado en la memoria, en este anexo se van a mostrar los resultados del VAN según tasa de inflación y la ubicación.

Se escogerán aquellos precios de venta que maximicen dicho valor para cada tasa y ubicación:

- Tasa inflación 0,5%:

Precio Venta (€/kWh)	Trasobares VAN (M€)	Dehesa VAN (M€)	Yeste VAN (M€)	Piedrafita VAN (M€)	Bérchules VAN (M€)
0,01	3.817	-8.145	-7.852	-3.455	-7.649
0,015	3.817	-8.145	-7.852	-3.455	-7.649
0,02	3.817	-8.145	-7.852	-3.455	-7.649
0,025	3.818	-8.144	-7.852	-3.455	-7.649
0,03	3.818	-8.144	-7.852	-3.455	-7.648
0,035	3.817	-8.145	-7.853	-3.456	-7.649
0,04	3.817	-8.144	-7.852	-3.456	-7.648
0,045	3.817	-8.144	-7.852	-3.456	-7.648
0,05	3.816	-8.144	-7.852	-3.457	-7.649
0,055	3.815	-8.144	-7.851	-3.461	-7.650
0,06	3.811	-8.147	-7.853	-3.466	-7.654
0,065	3.807	-8.150	-7.854	-3.468	-7.656
0,07	3.803	-8.150	-7.855	-3.472	-7.658
0,075	3.799	-8.154	-7.857	-3.476	-7.662
0,08	3.796	-8.157	-7.860	-3.479	-7.665

Tabla 31. Resultados de la optimización del VAN según la tasa 0,5% y la ubicación. Fuente: Elaboración propia.

- Tasa inflación 1,5%:

Precio Venta (€/kWh)	Trasobares VAN (M€)	Dehesa VAN (M€)	Yeste VAN (M€)	Piedrafita VAN (M€)	Bérchules VAN (M€)
0,01	7.260	-5.942	-5.624	-0.847	-5.403
0,015	7.260	-5.942	-5.624	-0.847	-5.403
0,02	7.260	-5.942	-5.624	-0.847	-5.403
0,025	7.261	-5.942	-5.624	-0.847	-5.403
0,03	7.261	-5.942	-5.624	-0.847	-5.403
0,035	7.257	-5.942	-5.625	-0.848	-5.403
0,04	7.254	-5.941	-5.625	-0.848	-5.402
0,045	7.254	-5.941	-5.625	-0.848	-5.402
0,05	7.251	-5.941	-5.624	-0.848	-5.403
0,055	7.244	-5.942	-5.624	-0.853	-5.404
0,06	7.236	-5.944	-5.626	-0.858	-5.408
0,065	7.222	-5.948	-5.626	-0.860	-5.411
0,07	7.214	-5.948	-5.627	-0.865	-5.413
0,075	7.208	-5.952	-5.629	-0.868	-5.417
0,08	7.203	-5.955	-5.633	-0.872	-5.420

Tabla 32. Resultados de la optimización del VAN según la tasa 1,5% y la ubicación. Fuente: Elaboración propia.

- Tasa inflación 3,5%:

Precio Venta (€/kWh)	Trasobares VAN (M€)	Dehesa VAN (M€)	Yeste VAN (M€)	Piedrafita VAN (M€)	Bérchules VAN (M€)
0,01	15.700	-0.743	-0.365	5.542	-0.100
0,015	15.700	-0.743	-0.365	5.542	-0.100
0,02	15.700	-0.743	-0.365	5.542	-0.100
0,025	15.701	-0.742	-0.365	5.542	-0.100
0,03	15.700	-0.742	-0.365	5.542	-0.100
0,035	15.693	-0.743	-0.366	5.541	-0.101
0,04	15.685	-0.742	-0.366	5.541	-0.100
0,045	15.684	-0.741	-0.365	5.541	-0.099
0,05	15.673	-0.741	-0.364	5.540	-0.101
0,055	15.660	-0.742	-0.364	5.532	-0.102
0,06	15.645	-0.745	-0.366	5.524	-0.106
0,065	15.623	-0.748	-0.367	5.519	-0.109
0,07	15.611	-0.749	-0.368	5.511	-0.111
0,075	15.602	-0.753	-0.370	5.505	-0.116
0,08	15.596	-0.756	-0.374	5.500	-0.119

Tabla 33. Resultados de la optimización del VAN según la tasa 3,5% y la ubicación. Fuente: Elaboración propia.

- Tasa inflación 4,5%:

Precio Venta (€/kWh)	Trasobares VAN (M€)	Dehesa VAN (M€)	Yeste VAN (M€)	Piedrafita VAN (M€)	Bérchules VAN (M€)
0,01	20.896	2.551	3.006	9.566	3.290
0,015	20.896	2.551	3.006	9.566	3.290
0,02	20.897	2.552	3.006	9.566	3.290
0,025	20.896	2.553	3.006	9.568	3.291
0,03	20.893	2.554	3.006	9.567	3.291
0,035	20.884	2.551	3.004	9.564	3.290
0,04	20.871	2.552	3.001	9.564	3.290
0,045	20.867	2.552	2.999	9.563	3.291
0,05	20.849	2.547	2.997	9.557	3.288
0,055	20.830	2.547	2.994	9.545	3.287
0,06	20.810	2.539	2.987	9.535	3.276
0,065	20.783	2.533	2.980	9.526	3.268
0,07	20.768	2.531	2.974	9.512	3.261
0,075	20.759	2.522	2.967	9.506	3.249
0,08	20.752	2.518	2.960	9.499	3.243

Tabla 34. Resultados de la optimización del VAN según la tasa 4,5% y la ubicación. Fuente: Elaboración propia.

En todos los casos se muestra la misma tendencia, desde 1c€/kWh, hasta aproximadamente los 4,5 c€/kWh, se mantiene casi constante el valor actual neto, sin embargo, a partir de dicha cifra, comienza a decaer en picado, hasta que dicho precio de venta no se alcanza en ningún momento a lo largo del año.



## ANEXO IX. PROCEDIMIENTO SIMULACIÓN MHOGA

Como se ha comentado, se ha utilizado el software MHOGA para las simulaciones y mejoras de la instalación, es un programa muy completo y adecuado para este tipo de proyectos.

A continuación, se van a ilustrar los pasos más importantes que se han llevado a cabo, en primer lugar, para las simulaciones del caso base y después para la optimización de los proyectos con la incorporación de almacenamiento.

1º. Al comenzar, en la pestaña “Project”, en “OPTIONS” se debe configurar las opciones generales y las de la simulación.

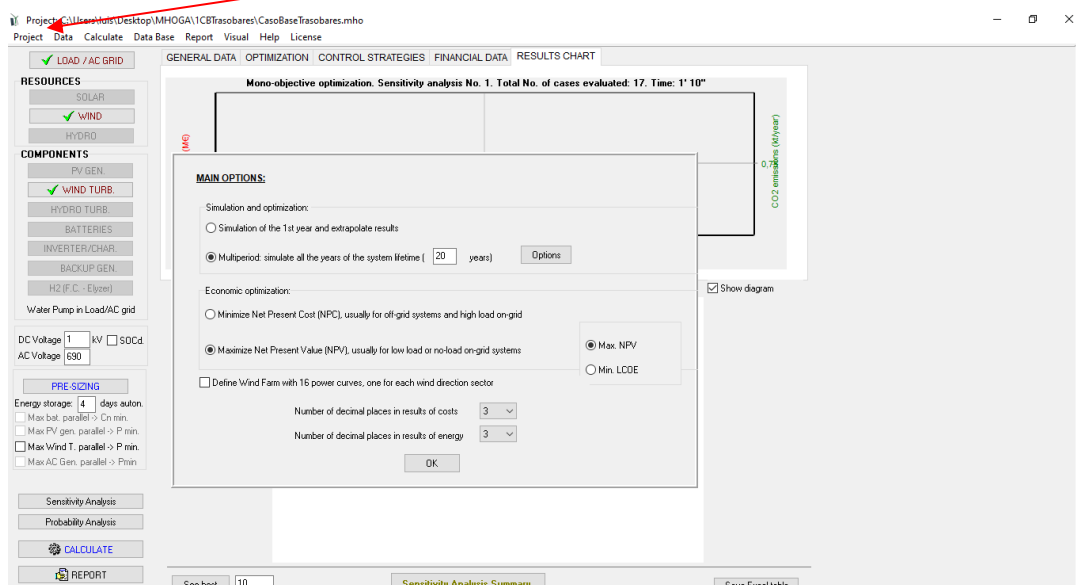


Figura 60. Captura 1 del procedimiento de simulación. Fuente: “MHOGA”.

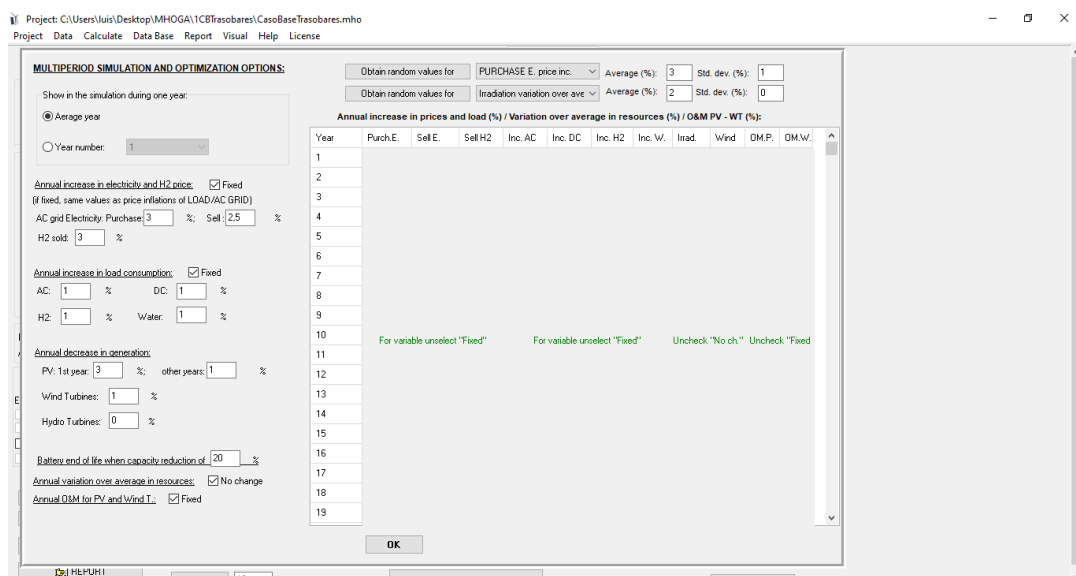


Figura 61. Captura 2 del procedimiento de simulación. Fuente: “MHOGA”.

2º. En la ventana principal, se selecciona la pestaña “LOAD/AD GRID”, para en este caso, fijar las condiciones de la conexión a red del parque eólico, si existieran otras cargas, se deberían incluir aquí.

Figura 62. Captura 3 del procedimiento de simulación. Fuente: “MHOGA”.

Dentro de la pestaña anterior, para fijar el precio al que pagarán la electricidad, se va a “Hourly Price”, y ahí se introduce los datos que deseas importar, como es este caso.

Figura 63. Captura 4 del procedimiento de simulación. Fuente: “MHOGA”.

3º. La siguiente pestaña que se debe seleccionar es la que concierne al recurso eólico, en la ventana principal se encontrará como “WIND”.

Se establecen las coordenadas de la localización concreta y la procedencia de los datos que deseas descargar, en este caso “RENEWABLES NINJA”, tras aceptar, saldrá automáticamente la curva del viento disponible en la región a la altura determinada que se introduzca.

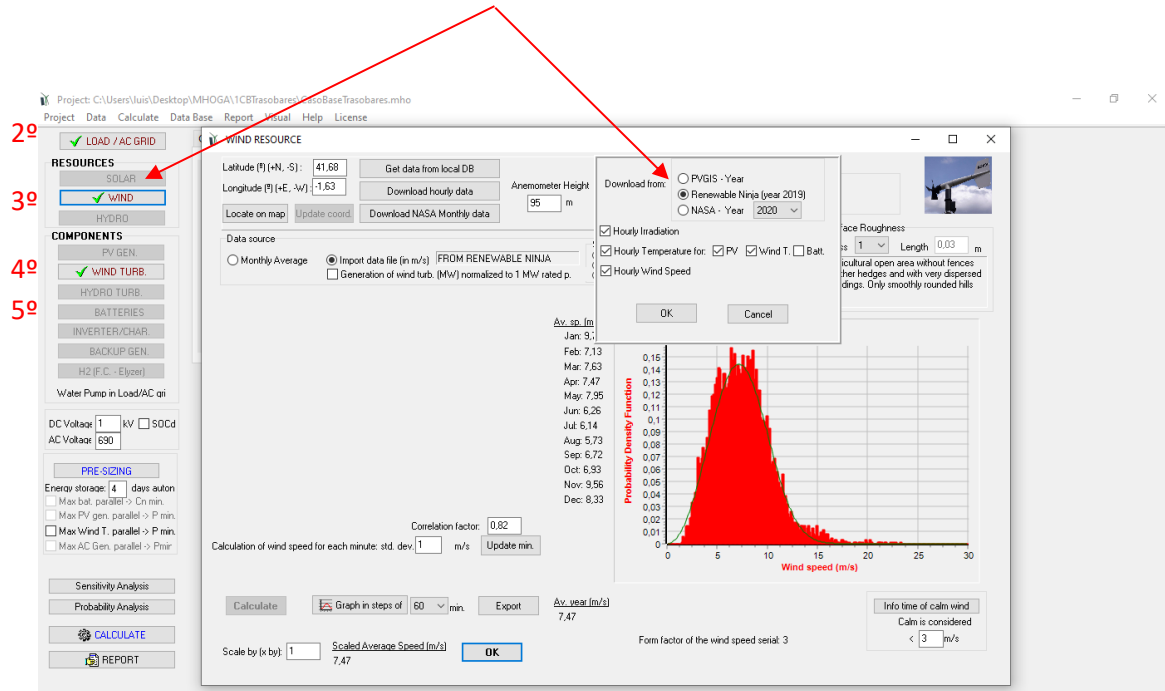


Figura 64. Captura 5 del procedimiento de simulación. Fuente: “MHOGA”.

4º. Tras establecer los valores del viento, ahora es turno de seleccionar el aerogenerador del que se dispone, pestaña “WIND TURB.” Se tienen unas turbinas por defecto, sin embargo, esta vez se ha creado la que ha sido seleccionada para el proyecto, obteniendo así la curva de potencia además con el efecto de la altitud del lugar (cambio en la densidad del aire).

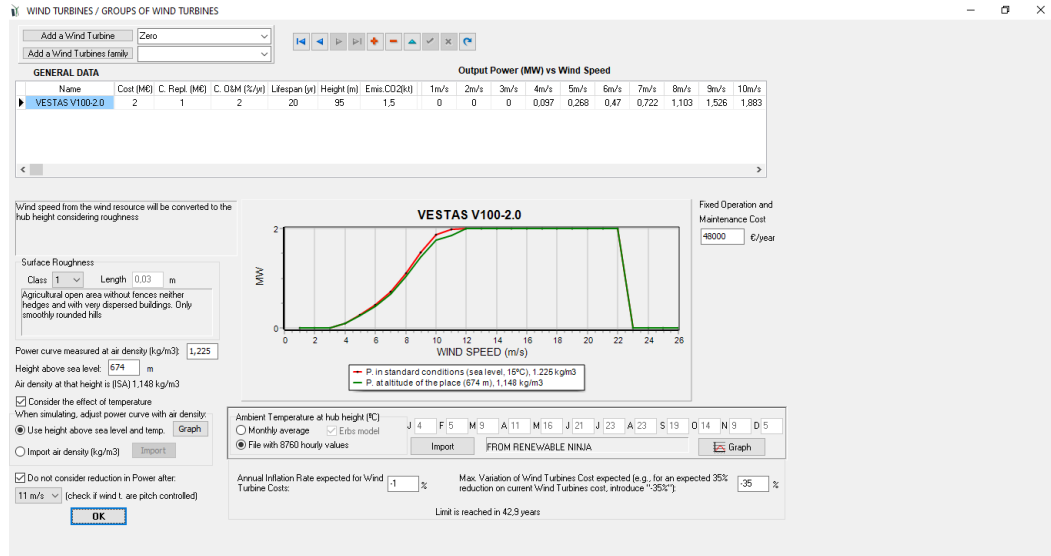


Figura 65. Captura 6 del procedimiento de simulación. Fuente: “MHOGA”.

5º. En la pestaña “BATTERIES”, es necesario elegir la que más convenga del catálogo existente o bien crear una con los parámetros que se deseen, siempre acordes a un modelo real de batería.

6º. En la parte central de la ventana principal, existen pestañas generales, tal que “GENERAL DATA”, “FINANCIAL DATA”, entre otras. Esta vez solo se variarán éstas dos, en la primera seleccionando los componentes que forman el parque eólico y en la segunda, los aspectos que rigen la parte económica.

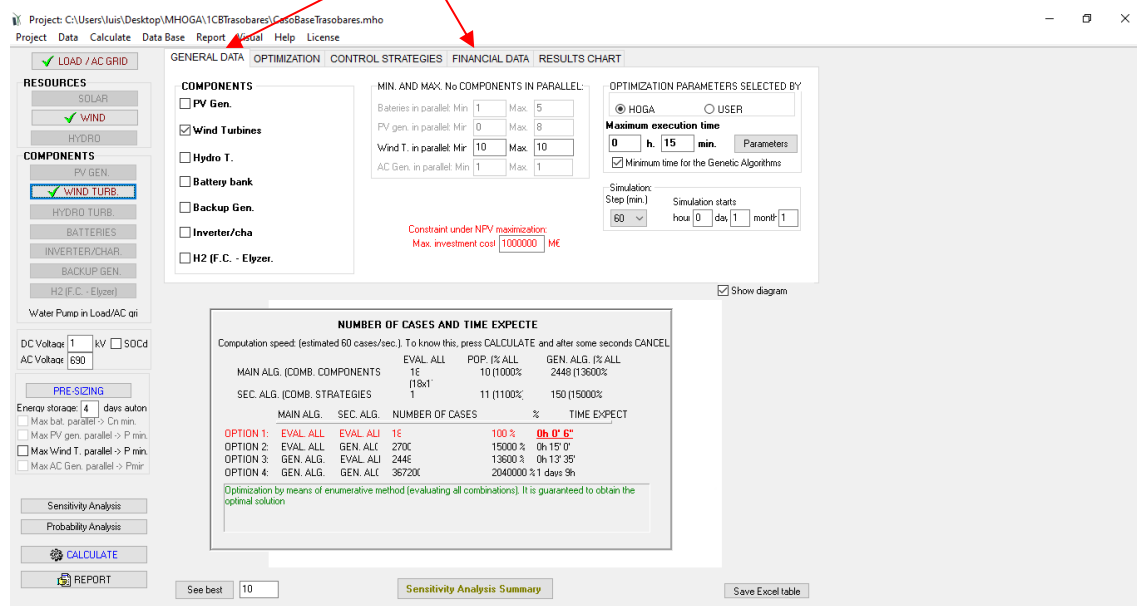


Figura 66. Captura 7 del procedimiento de simulación. Fuente: “MHOGA”.

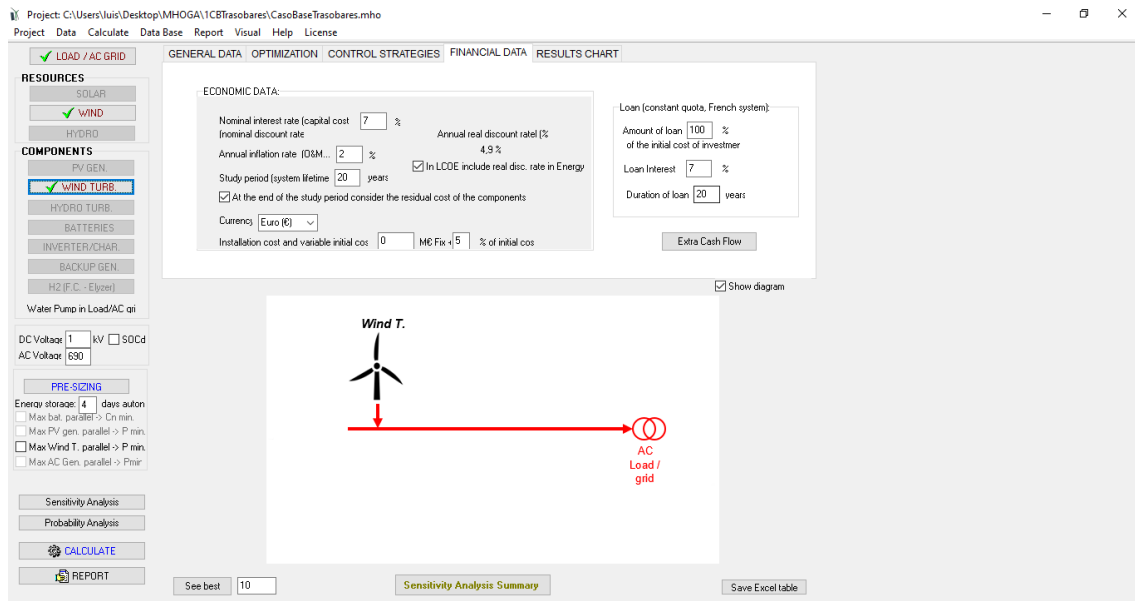


Figura 67. Captura 8 del procedimiento de simulación. Fuente: “MHOGA”.

7º. Por último, se ha realizado un paso prescindible según la finalidad, en esta ocasión se va a realizar un análisis de sensibilidad en la pestaña “Sensitivity Analysis”. Se modifica el recurso eólico con varios factores, también se cambia el interés de la inversión y por último el precio del aerogenerador.

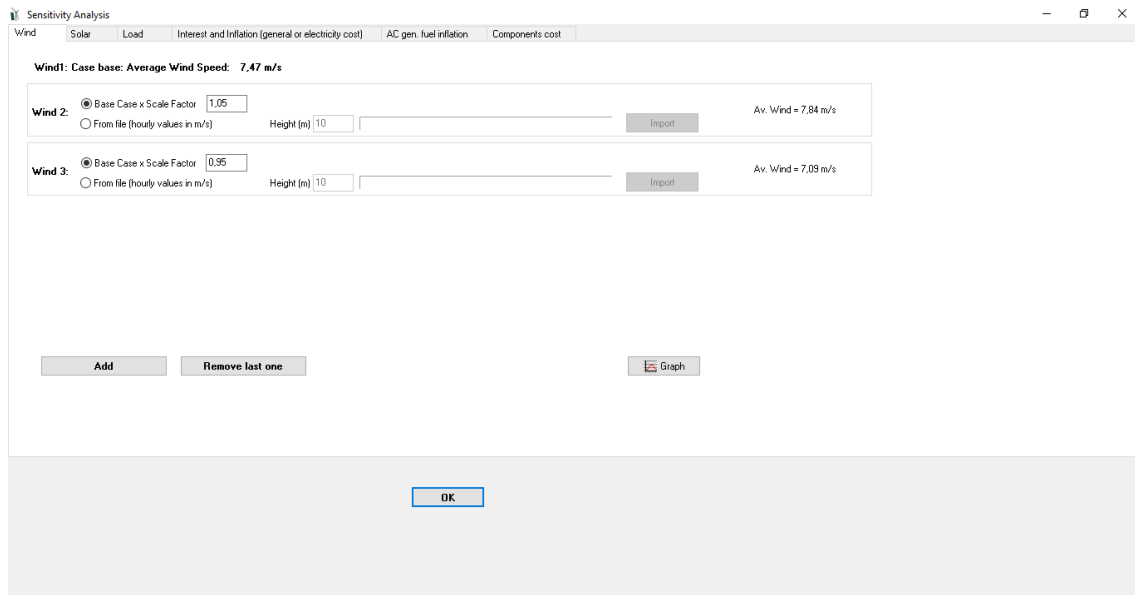


Figura 68. Captura 9 del procedimiento de simulación. Fuente: “MHOGA”.

Sensitivity Analysis

Wind Solar Load Interest and Inflation (general or electricity cost) AC gen. fuel inflation Components cost

**SENSITIVITY ANALYSIS OF ANNUAL INTEREST (i) AND INFLATION (q) RATES**

**(i-g) 1: Case base: Interest: 7%; Inflation: 2%**

**(i-g) 2: Interest: 10% Inflation: 2%**

Inflation refers to

☒ General inflation

☐ Electricity inflation (Purchase and Sell price inflation) (in base case shown values of buy price inflation \ sell price inflation)

Add Remove last one

OK

Figura 69. Captura 10 del procedimiento de simulación. Fuente: “MHOGA”.

Sensitivity Analysis

Wind Solar Load Interest and Inflation (general or electricity cost) AC gen. fuel inflation Components cost

**SENSITIVITY ANALYSIS OF THE ACQUISITION COST OF SOME COMPONENTS:**

**Pt.1: Case base (values in tables of components) (Scale Factor x1)**

**Pt.2: Acquisition Cost of PV Panels: x (Scale Factor): Wind Turbines Acq. Cost: x Batteries cost: x H2 components cost: x**

**Pt.3: Acquisition Cost of PV Panels: x (Scale Factor): Wind Turbines Acq. Cost: x Batteries cost: x H2 components cost: x**

Add Remove last one

OK

Figura 70. Captura 11 del procedimiento de simulación. Fuente: “MHOGA”.

Tras todos estos pasos por las consecuentes pestañas, se debe calcular y ver/descargar los resultados.