



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Simulación y optimización de sistemas de generación renovable con almacenamiento de bombeo.

Simulation and optimization of renewable generation systems with pumped storage.

Autor

Lucía Marín Blasco

Director/es

Rodolfo Dufo López

Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
Curso 2022/2023

Agradecimientos

Comenzaré dando las gracias a las personas que empezaron siendo mis compañeras de clase y se han convertido en amigas, juntas hemos compartido infinidad de horas de estudio, nos hemos apoyado mutuamente y nos hemos divertido durante los que han sido unos años maravillosos.

Gracias también a aquel viaje por carretera que hizo que me diera cuenta de mi pasión por la energía renovable y el camino a seguir en mis estudios.

Y, por último, gracias a mi familia por el gran apoyo ofrecido a lo largo de estos años de estudio. A mis padres por su paciencia y confianza en mí y por aportarme fortaleza cuando la necesitaba. A mi madre por el amor incondicional y por cuidarme durante este camino, y a mi padre por el orgullo que sentía y con la pena de que no pueda verme finalizar esta etapa de mi vida.

Gracias de corazón.

En honor a mi padre.

RESUMEN

Este trabajo estudia la viabilidad de diferentes proyectos de generación de energía renovable en combinación con almacenamiento hidráulico por bombeo (PHS). Este estudio se realizará utilizando el software MHOGA (MegaWatt Hybrid Optimization by Genetic Algorithms). Variando el tipo de generación de energía renovable, el emplazamiento del proyecto y la capacidad de almacenamiento se compararán los resultados para analizar la viabilidad de los distintos casos a estudiar y qué variables son las óptimas para el proyecto estudiado. Se obtiene resultado positivo en el caso de la combinación de energía eólica junto al almacenamiento por bombeo siendo más rentable que en el caso sin almacenamiento, pero en el caso de la energía fotovoltaica junto al almacenamiento por bombeo su rentabilidad es menor que el caso sin almacenamiento.

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	Situación energética actual.....	1
1.2	Almacenamiento energético.....	2
1.3	Tipos de almacenamiento energético.....	2
1.4	Almacenamiento de energía por bombeo hidráulico.....	3
	PHS junto a energía eólica y/o solar.....	5
1.5	PHS a nivel global.....	5
1.6	Objetivo y alcance.....	6
2.	SISTEMA EXPERIMENTAL.....	8
2.1	Optimizaciones.....	8
	Localización.....	8
	Capacidad de almacenamiento.....	9
2.2	Estrategia de control.....	10
2.3	Tiempo de simulación y optimización de las variables de control.....	11
2.4	Precio de la electricidad.....	11
2.5	Potencia máxima inyectable a red.....	12
2.6	Valores económicos.....	12
	CAPEX y OPEX.....	12
2.7	Sistema fotovoltaico.....	13
	Irradiancia solar.....	14
2.8	Sistema eólico.....	15
	Velocidad de viento.....	16
2.9	Sistema de almacenamiento hidráulico.....	17
	Rendimiento de la turbina.....	18
2.10	Simulaciones realizadas.....	19
3.	RESULTADOS.....	20
3.1	SISTEMA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA CON ALMACENAMIENTO	20
	20	
3.1.1	Análisis de las localizaciones.....	20
	Tiempo de simulación y casos optimizados.....	21
3.1.2	Análisis de la potencia de almacenamiento.....	22
	Tiempo de simulación y número de casos optimizados.....	23
3.1.3	Comparación sistema sin almacenamiento.....	23
3.1.4	Control estratégico.....	24

3.1.5	Análisis de sensibilidad de la inflación del precio de la electricidad	26
3.1.6	Análisis de sensibilidad del precio de la electricidad	27
3.1.7	Análisis de sensibilidad del precio del sistema de almacenamiento	28
3.2	SISTEMA DE ENERGÍA EÓLICA CON ALMACENAMIENTO.....	29
3.2.1	Análisis de las localizaciones.....	30
	Tiempo de simulación y número de casos optimizados	31
3.2.2	Análisis de la potencia de almacenamiento.	31
	Tiempo de simulación y número de casos optimizados	32
3.2.3	Comparación sistema sin almacenamiento.....	32
3.2.4	Control estratégico.....	33
3.2.5	Análisis de sensibilidad de la inflación	35
3.2.6	Análisis de sensibilidad del precio de la electricidad	36
3.2.7	Análisis de sensibilidad del precio del sistema de almacenamiento	37
4.	CONCLUSIONES.....	39
5.	REFERENCIAS	41

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Situación energética actual

El cambio climático se ha convertido en los últimos años en una preocupación para empresas, gobiernos, hogares e incluso en política y economía. El cambio climático es causado por la acumulación de gases de efecto invernadero, y algunos de sus efectos principales son el aumento del nivel del mar y los fenómenos meteorológicos extremos. Debido a que afecta a la población global, ha sido investigado durante años para reducir sus efectos, y una de las conclusiones que se llevó a cabo es que el uso de energías renovables favorece la mitigación de las consecuencias del cambio climático. Así es como comenzó a cobrar mayor importancia el uso de energías limpias [1].

La creciente preocupación sobre el medio ambiente llevó a que, en el año 2015, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) emitiera la Agenda 2030, en la cual se establecieron 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) para mejorar y proteger el medio ambiente. Uno de esos objetivos trata sobre el consumo y producción de energías limpias, el ODS 7 (Energía Limpia) [2]. Con el fin de conseguir los objetivos de la Agenda 2030 y en específico el ODS 7, todos los países están desarrollando desde hace años su producción de energía renovable para poder alcanzar la neutralidad de carbono [1].

La crisis energética y la guerra en Ucrania, ha dejado también en evidencia la dependencia de la Unión Europea del gas y petróleo proveniente de Rusia y ha provocado una aceleración en la búsqueda de alternativas, en la mayoría de carácter renovable [3]. Pero la transición energética en los diferentes países evoluciona a un ritmo distinto, y ha de realizarse de manera que logre una combinación energética óptima, intentando dar prioridad a las fuentes de energía renovable [4].

En el caso de España, si se analizan los datos desde el año 1990 hasta el 2022, se observa un incremento en la potencia instalada de energía renovable. En 1990, la potencia instalada renovable era de 11,320 MW, lo que suponía un 17,99% de potencia renovable con respecto a toda la potencia instalada en España; sin embargo, durante los siguientes 32 años la potencia instalada aumentó hasta la cifra de 70,813 MW, con un porcentaje del 42,21% de energía renovable respecto al total [5]. Cifras que se prevé que sigan creciendo año tras año. En la Figura 1 se puede observar gráficamente el crecimiento de la potencia instalada y el porcentaje de generación renovable de distintas fuentes de energía renovable desde 1990 hasta 2022 en España.

Dato peninsular (1990-2022)

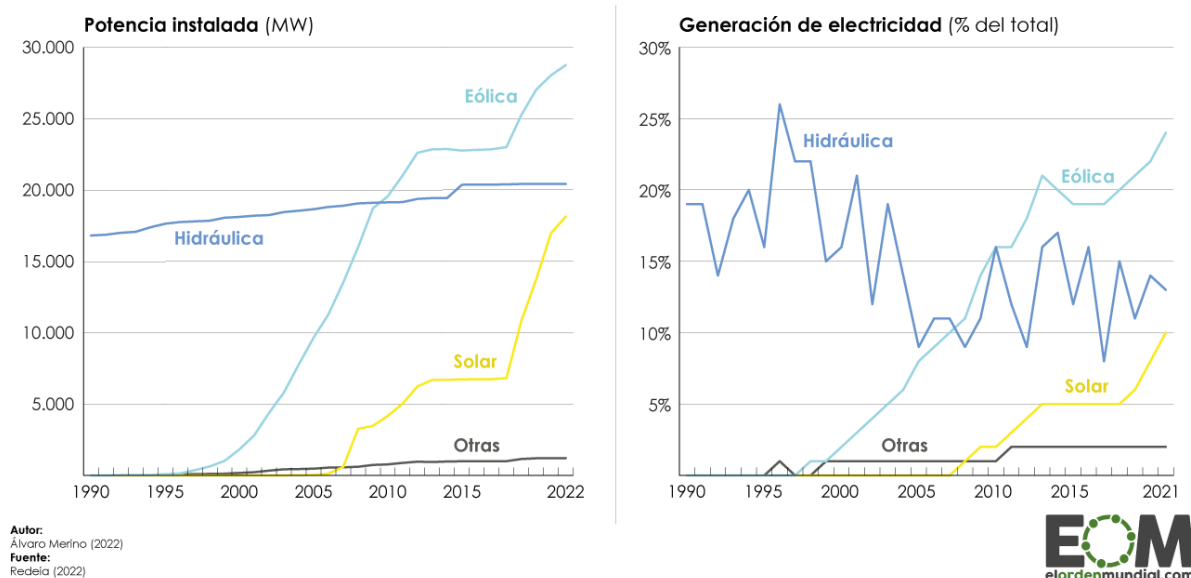


Figura 1. Evolución de la potencia instalada renovable y generación renovable entre 1990 y 2022 en España [3]

1.2 Almacenamiento energético

En el avance del uso de las energías renovables, se ha de tener en cuenta que dos de las energías más productivas son fuentes de energía intermitentes; la energía eólica y la fotovoltaica [6]. Estas energías no están disponibles durante todo el tiempo, y por ello no siempre pueden satisfacer la demanda de energía necesaria. Esta es una de las razones por las cuales se desarrolló y se sigue desarrollando el almacenamiento de energía.

El almacenamiento de energía consiste en el aprovechamiento de momentos de exceso de producción o periodos valle para almacenarla y utilizarla en momentos donde la demanda es mayor que la producción, o en periodos pico, y de esta manera conseguir un equilibrio en el suministro y la demanda energética. El almacenamiento energético permite obtener una producción de energía más flexible y tener energía disponible cuando sea más necesario y rentable. Se consigue evitar también el desperdicio de energía limpia en los periodos valle y con ello aumentar la eficiencia y seguridad del sistema eléctrico [6].

El almacenamiento de la energía renovable es crucial para lograr un futuro energético sostenible [7].

1.3 Tipos de almacenamiento energético

Los tipos de sistemas de almacenamiento de energía se pueden clasificar de distintas maneras, según el medio de almacenamiento de energía, según su potencia o sus capacidades energéticas, entre otros [8]. Si se analiza según el sistema de energía encontramos cinco tipos diferentes. En primer lugar, en los

sistemas químicos se encuentra almacenamiento por hidrógeno, por amoníaco, por metanol y combustibles alternativos y por combustibles sintéticos. En los sistemas eléctricos se puede diferenciar en supercondensadores e imanes superconductores. A continuación, en los sistemas de almacenamiento térmico se tiene almacenamiento de calor latente, almacenamiento termoquímico y almacenamiento de calor sensible. En los sistemas electroquímicos se encuentran algunos de los almacenamientos más comunes, baterías convencionales y baterías de flujo entre otros. Por último, se encuentran los sistemas mecánicos, en los que encontramos almacenamiento hidráulico por bombeo (PHS, Pumped Hydro Storage), almacenamiento por aire comprimido (CAES, Compressed Air Energy Storage), almacenamiento de aire líquido (LAES, Liquid Air Energy Storage), y almacenamiento por volantes de inercia (FES, Flywheel Energy Storage). [9]

No todas estas formas de almacenamiento son viables a la hora de llevarlas a la práctica; algunas de las opciones más viables respecto al tema económico y técnico son el almacenamiento de energía por bombeo, el almacenamiento de energía de aire comprimido y el almacenamiento de energía térmica. Es cierto que los sistemas de almacenamiento se están desarrollando, para una futura viabilidad técnica, pero a día de hoy el almacenamiento por bombeo hidráulico es uno de los más avanzados, con una vida útil mayor, una alta capacidad y un costo de almacenamiento, operación y mantenimiento menor que el resto de las opciones [8]. Es por ello que este trabajo se desarrollará en torno al almacenamiento por bombeo hidráulico y sus características.

1.4 Almacenamiento de energía por bombeo hidráulico

El almacenamiento de energía por bombeo hidráulico consiste básicamente en el almacenaje de energía en forma de energía potencial gravitacional de agua, en el cual se eleva agua desde un depósito inferior a uno de mayor altura [9].

El proceso completo consta de 2 partes, en la primera, en momentos de baja demanda, se utiliza energía de otra fuente para bombear el agua desde el depósito inferior hasta el depósito superior, donde queda el agua hasta el momento de necesitar energía. En momentos de alta demanda, donde la demanda es mayor que la producción de energía, el agua se turbinada desde el depósito superior hacia el inferior para generar la energía necesaria.

El emplazamiento de este sistema es de gran importancia, ya que requiere de unas características específicas para garantizar su viabilidad, como puede ser una conformación del terreno adecuada, una disponibilidad de agua y una diferencia de elevación de los dos depósitos para conseguir el salto necesario para operar de manera eficaz. Es cierto también que una de las ventajas que posee es la capacidad de aprovechar instalaciones hidroeléctricas existentes, añadiendo un sistema de bombeo para completar todo el proceso. También se ha estudiado en diferentes ocasiones la posibilidad de implantar instalaciones de almacenamiento de bombeo hidráulico en antiguas instalaciones mineras, aprovechando el lixiviado de las mismas y dándole un uso al agua contaminada

proveniente de las mismas. Otro proyecto innovador trata del bombeo con agua marina, en el cual el depósito inferior es el propio mar, evitando así la necesidad de buscar grandes cantidades de agua.

El almacenamiento de energía por bombeo hidráulico tiene diversos beneficios; económicamente, en términos de costes por kWh de electricidad almacenada y producida es una de las tecnologías de almacenamiento más baratas; su vida útil es muy alta, su huella de carbono es menor que el de otras tecnologías de almacenamiento y tiene una alta madurez y confiabilidad. [10] [11]

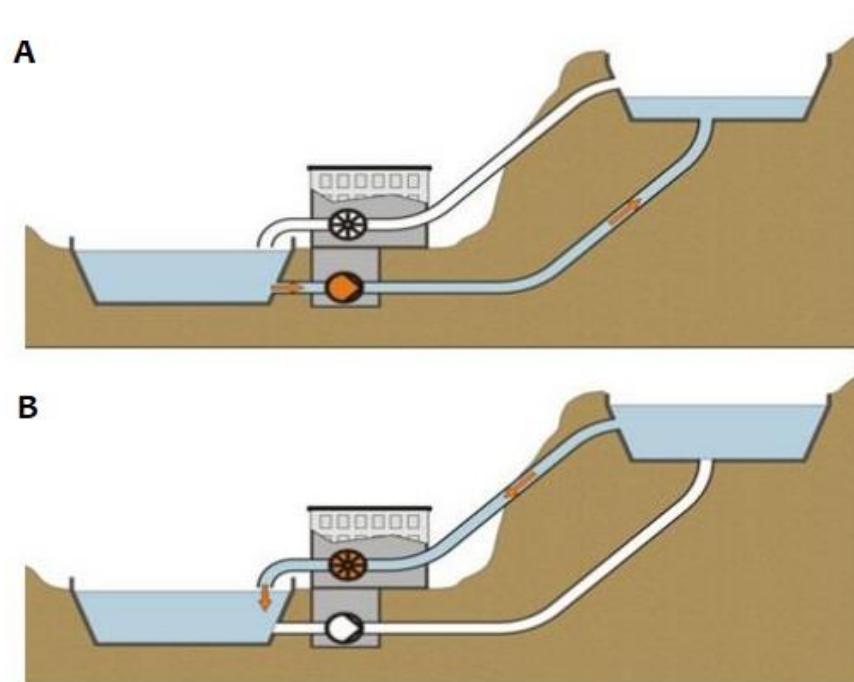


Figura 2. Sistema de almacenamiento por bombeo hidráulico [12]

En la Figura 2 se muestra un dibujo simplificado sobre el almacenamiento de energía por bombeo hidráulico. Se pueden ver con claridad el depósito inferior y el depósito superior, con una diferencia de altura. En la parte A de la ilustración está ocurriendo el proceso de bombeo de agua desde el depósito inferior al superior, el cual requiere de energía para llevarse a cabo. Una vez el agua se encuentra en el depósito superior, la energía se encuentra almacenada y en el momento de querer generar energía se producirá la segunda parte del proceso. Esta segunda parte queda representada en la parte B de la ilustración, el agua pasa del depósito superior al depósito inferior, pasando por una turbina la cual genera la energía.

Dentro del PHS, nos encontramos dos tipos principales; de circuito abierto (OL, Open-loop), en el que uno de los depósitos está conectado a una fuente de agua natural como puede ser un río; y de circuito cerrado (CL, lose-loop) en el que no hay conexión a fuentes de agua naturales. Otra clasificación es según el tamaño, pico si la capacidad es inferior a 5 kW, micro si la capacidad es inferior a 100 kW, pequeño si la capacidad es menor de 10 MW y grande si su capacidad es mayor de 10 MW.[11]

PHS junto a energía eólica y/o solar

La combinación del almacenamiento por bombeo hidráulico junto con la energía generada a partir de fuentes solares y/o eólicas, tal como se estudiará en este trabajo, representa un enfoque altamente efectivo para lograr una integración de energía renovable a gran escala. Esta combinación resuelve el problema de la producción de energía inestable que tienen estos dos tipos de energía, al depender del sol y del viento respectivamente [13].

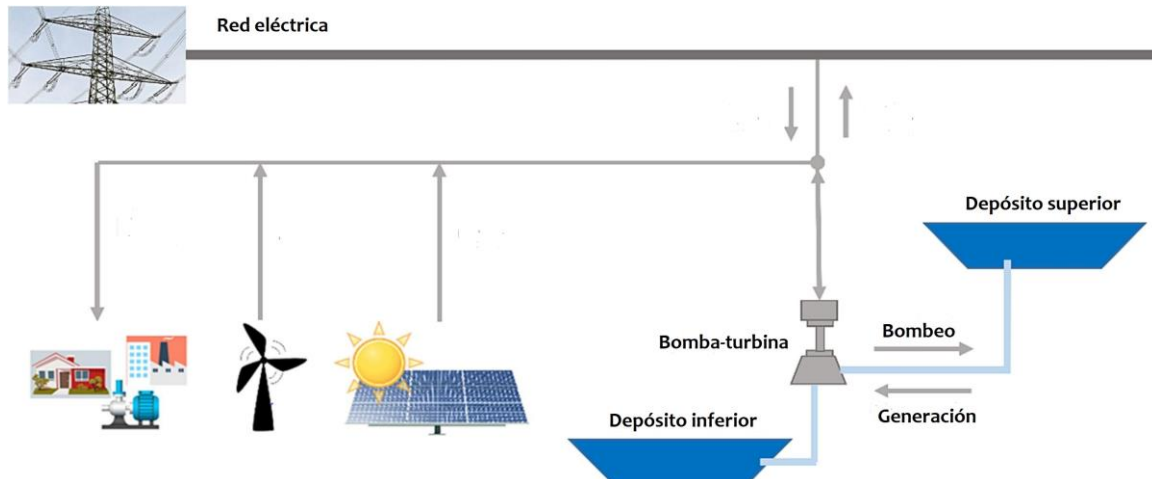


Figura 3. Esquema sistema de combinación PHS con energía eólica y fotovoltaica [14]

En la Figura 3 se muestra un ejemplo de esquema de almacenamiento de energía por bombeo junto a energía eólica y energía fotovoltaica. Este sistema consta de una alimentación de producción de energía eólica y/o fotovoltaica que puede ir a la red, para uso o para bombear agua en el sistema de almacenamiento energético. Se encuentran también los depósitos inferior y superior y la turbina y bomba para hacer funcionar el sistema, recibiendo energía y también generándola y repartiéndola tanto a la red como para un uso directo.

1.5 PHS a nivel global

La capacidad global instalada de almacenamiento de energía por bombeo es de aproximadamente 168 GW. Es una cifra alta si la comparamos con el resto de los tipos de almacenamiento, que suman un total de 4 GW de capacidad a nivel global. [8]

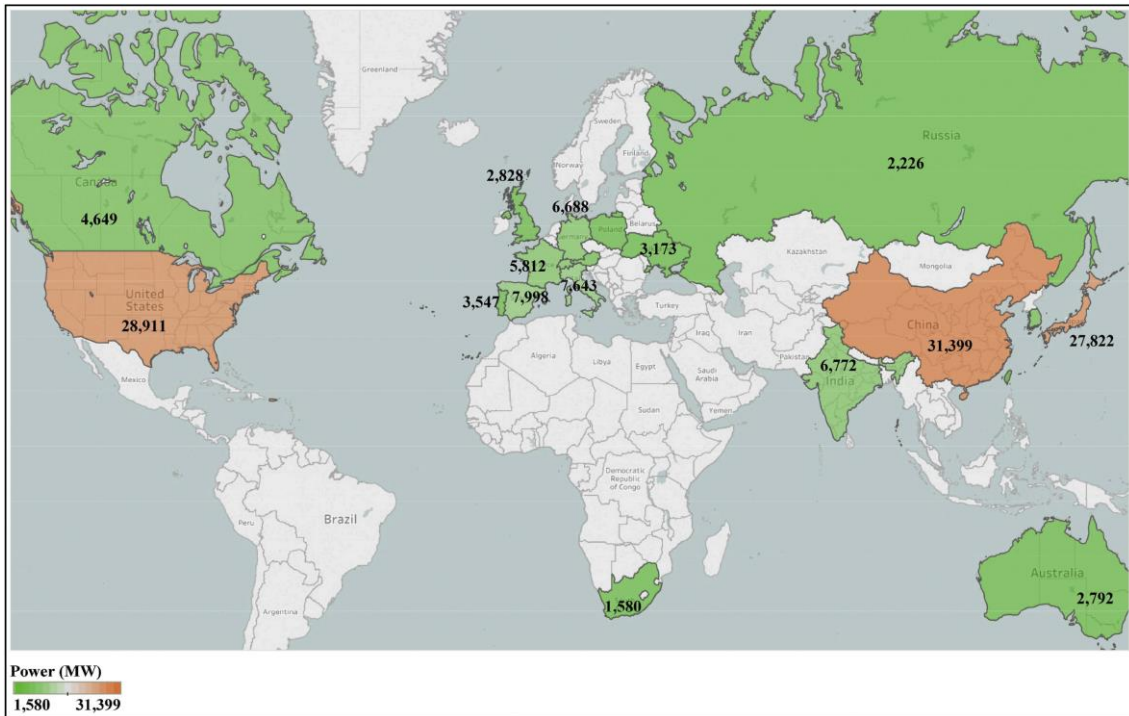


Figura 4. Distribución global de almacenamiento hidráulico por bombeo con capacidad limitada a un valor inferior de 1580 MW [8]

Como se puede ver en la ilustración 4, los países con mayor cuota de PHS son China, Estados Unidos y Japón, con cifras similares. En primer lugar, se encuentra China con un total de 31,4 MW; en segundo lugar, Estados Unidos con un total de 28,9 MW; y en tercer lugar Japón, con una cuota de 27,8 MW. El resto de los países distan mucho de estas cifras y se encuentran en torno a 2 MW y 8 MW. En el caso de España, hay un total de casi 8 MW, siendo el país con mayor cuota de PHS en Europa y situándose en el puesto número cuatro a nivel global.

Si se analizan los valores de MW de PHS anunciados y contratados por los diferentes países, se llega a la conclusión de que en un futuro próximo China seguirá siendo líder en almacenamiento hidráulico por bombeo respecto al resto de países. Las cifras de crecimiento de PHS a corto plazo no son significativas comparadas con las cifras que hay actualmente, excepto en el caso de Canadá, el cual posee en la actualidad 4,7 MW, y anunció que realizará un crecimiento de 4,5 MW, lo cual duplicará su cuota de PHS.

1.6 Objetivo y alcance

El objetivo principal de este trabajo es el estudio de la viabilidad de un sistema de generación de energía renovable junto a un sistema de almacenamiento por bombeo. En este trabajo se estudiará el sistema variando el tipo de generación de energía, la localización del proyecto y la capacidad de almacenamiento para llegar al resultado más rentable.

Para el estudio de la rentabilidad de los proyectos, entre otros factores, se utilizará el software MHOGA, el cual a partir de determinados parámetros y

variables realiza simulaciones con distintos tipos de generación de energía renovable y almacenamientos de energía.

De este modo, se han establecido una serie de objetivos específicos a alcanzar, los cuales son:

- Estudio bibliográfico del almacenamiento hidráulico por bombeo (PHS).
- Simular con el software MHOGA diferentes casos de almacenamiento por bombeo.
- Análisis y comparación de los resultados obtenidos y establecimiento de conclusiones.

2. SISTEMA EXPERIMENTAL

Para el sistema experimental de este trabajo, se utilizó el software MHOGA (MegaWatt Hybrid Optimization by Genetic Algorithms), mediante el cual se realizan simulaciones para comprobar la viabilidad de un proyecto.

El sistema experimental se divide en 2 casos a estudiar:

- Caso 1: Generación de energía fotovoltaica con almacenamiento hidráulico por bombeo.
- Caso 2: Generación de energía eólica con almacenamiento hidráulico por bombeo.

Dentro de cada uno de los casos se realizará una comparación del sistema con almacenamiento y sin almacenamiento para estudiar la rentabilidad del proyecto. También se realizará diferentes optimizaciones del sistema, como son la optimización de la localización y la optimización de la capacidad de almacenamiento, para llegar a la conclusión de cuáles serían las características del sistema óptimo en cada uno de los casos. Por último, se realizarán análisis de sensibilidad variando la inflación, el precio de la electricidad y el precio de la instalación de almacenamiento.

2.1 Optimizaciones

Localización

Para la optimización de las localizaciones se ha estudiado diferentes zonas y elegido cuatro localizaciones con las características necesarias para albergar sistemas de energía fotovoltaica, eólica y con posibilidad de instalar un sistema de almacenamiento por bombeo, ya que necesita de una diferencia de niveles entre los dos reservorios de agua. A continuación, se detallan las cuatro localizaciones.

- Localización 1. (N 40° 59' 45,6" O 1° 2' 9,6") Latitud 40,996 y longitud -1,036. Esta localización se encuentra cerca de la población de Allueva, en la provincia de Teruel, Aragón. La zona estudiada para la colocación de los generadores fotovoltaicos y/o eólicos se encuentra a 1300 metros sobre el nivel del mar aproximadamente, siendo esta zona una extensa colina gracias a la cual hay posibilidad de instalación de un sistema de almacenamiento por bombeo debido a que es posible que haya un salto de agua.
- Localización 2. (N 41° 48' 50,4" O 6° 8' 38,4") Latitud 41,814 y longitud -6,144. Esta localización se encuentra cerca de la población de Abejera, en la provincia de Zamora, Castilla y León. Esta zona se encuentra a una altura de 900 metros sobre el nivel del mar aproximadamente y comparte características con la anterior, como la posibilidad de un salto de agua al haber diferencia de altura con zonas próximas.

- Localización 3. (N 39° 16' 22,8" O 4° 5' 6") Latitud 39,273 y longitud -4,085. Esta localización se encuentra cerca de la población de Piedralá, en la provincia de Ciudad Real, Castilla la Mancha. Esta zona se encuentra a una altura de 900 m sobre el nivel del mar aproximadamente y su terreno tiene el desnivel suficiente para la infraestructura del almacenamiento por bombeo.
- Localización 4. (N 36° 15' 0" O 5° 29' 27,6") Latitud 36,250 y longitud -5,491. Esta localización se encuentra cerca de la población de Los Barrios, en la provincia de Cádiz, Andalucía. Esta zona se encuentra a una altura de 300 metros sobre el nivel del mar aproximada e igualmente el terreno tiene las características apropiadas para la instalación de un sistema de almacenamiento energético. Teniendo en cuenta también que cerca de esta zona se encuentra un embalse, el cual podría actuar como infraestructura para el almacenamiento por bombeo.

En la Figura 5 se observa la distribución de las cuatro localizaciones en la península.

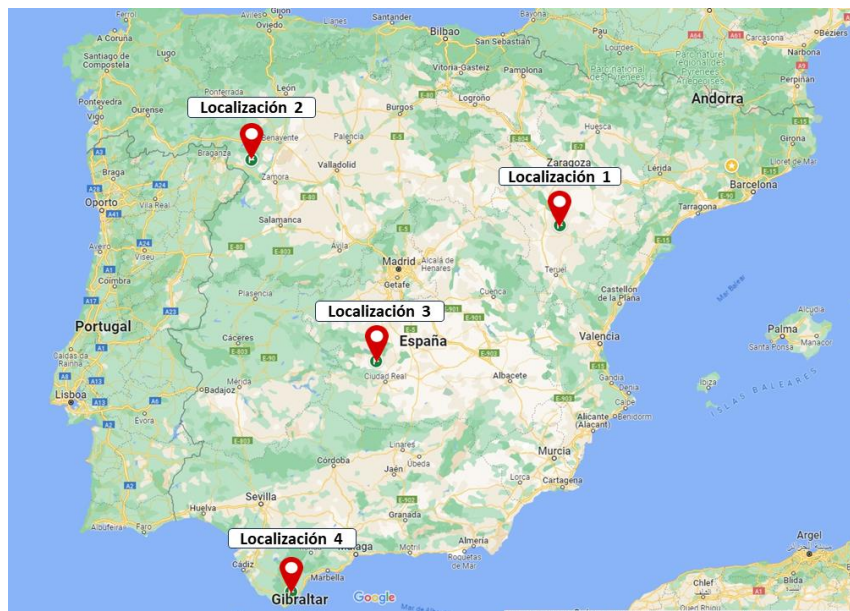


Figura 5. Distribución de las localizaciones de estudio en España.

Capacidad de almacenamiento

La siguiente optimización que se realizará será de la capacidad de almacenamiento del sistema de almacenamiento hidráulico por bombeo. Se realizarán simulaciones para diferentes potencias de almacenamiento, desde 0,5 MW hasta 5 MW dependiendo el caso, donde se especificarán las razones por las cuales se eligen esos valores.

2.2 Estrategia de control

Para el estudio de la viabilidad de los diferentes proyectos se ha de tener en cuenta la estrategia que se quiere usar, si se compra energía a red o solo se vende, si el sistema de almacenamiento para el bombeo puede tomar energía de red o usar solo la producida por su fuente renovable, entre otros casos.

La estrategia elegida para este trabajo es la de solo venta, no hay consumo de energía de la red. El sistema de almacenamiento hidráulico por bombeo usará solo energía producida por el sistema de generación de energía renovable con el cual esté combinado en cada caso a estudiar. Se podría elegir una estrategia de compra, pero en este trabajo la finalidad es que sea un sistema lo más autosuficiente posible, es por ello por lo que se elige solo venta de energía.

En esta estrategia de control se usan dos variables, precio a partir del cual se usa el sistema de almacenamiento para producir energía, turbinando el agua almacenada; y precio por debajo del cual la energía generada por el sistema renovable se usa para bombear el agua y producir almacenamiento. Los valores de estas dos variables son optimizados por el software MHOGA y se mostrarán sus valores en cada uno de los casos a estudiar.

En la Figura 6 se muestra una gráfica ilustrativa del control estratégico del sistema de almacenamiento por bombeo para un día en concreto. Se puede observar que la línea horizontal gris, es el precio de la electricidad a partir del cual merece la pena turbinar el agua almacenada para generar energía; y las líneas horizontales azules, es el rango en el cual el precio de la electricidad tiene unos valores para los cuales merece la pena utilizar la energía generada por el sistema renovable para bombear agua y almacenarla en forma de energía para turbinarla posteriormente.

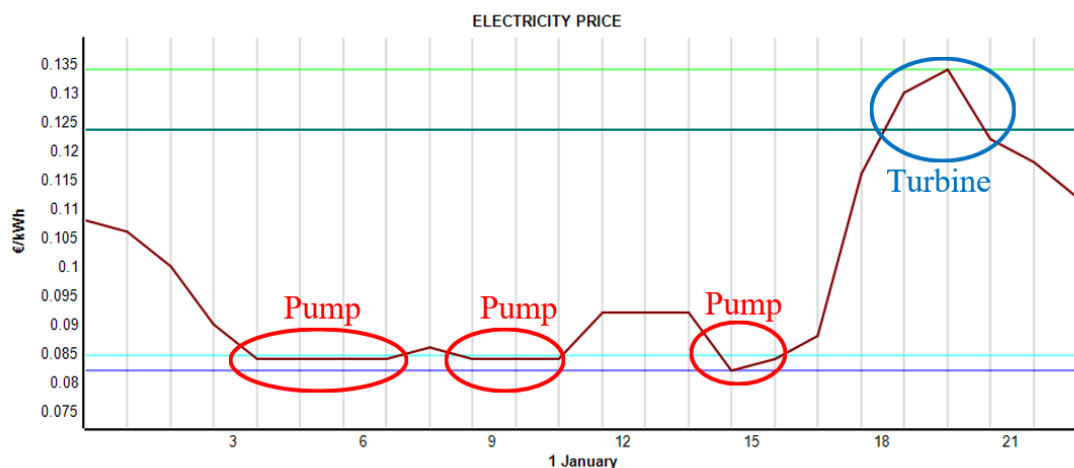


Figura 6. Gráfica ilustrativa de estrategia de control para un día en concreto. Línea negra: precio de la electricidad. Línea horizontal gris: precio a partir el cual se genera energía turbinando agua. Líneas azules: rango en el cual merece la pena usar la energía generada para bombear agua y almacenar energía. [15]

2.3 Tiempo de simulación y optimización de las variables de control

Una vez definidos los componentes del caso a estudiar con sus características y el número de variables para la estrategia de control el software MHOGA se encuentra listo para comenzar la simulación.

El tiempo empleado para completar una simulación depende del número de componentes y la posibilidad de combinación entre ellos, el número de variables de la estrategia de control y el número de pasos elegido.

El software analizará todas las posibles combinaciones de los componentes establecidos para cada caso, y para cada una de las combinaciones realiza una optimización para cada una de las dos variables de la estrategia de control. Dentro de las dos variables de control se ha de tener en cuenta su precisión, ya que dependiendo del valor cambiará el número de optimizaciones que realiza el software, ya que a mayor precisión mayor número de optimizaciones.

El software MHOGA al realizar cada una de las optimizaciones estudia cómo se comportará el sistema cada hora durante un año, para así extrapolarlo a la vida útil el proyecto elegido. Se ha elegido que el software haga el estudio cada una hora durante un año, pero puede ser modificado; si se reduce el tiempo de los pasos de la simulación, ésta será más precisa, pero tomará más tiempo en completarse; en cambio si los pasos son de mayor tiempo la simulación será menos precisa, pero tardará menos tiempo en completarse.

El tiempo máximo para que la simulación se complete se ha definido con un valor de 15 minutos, pero este valor puede cambiarse. Dependiendo del número de combinaciones resultantes que deba optimizar el software el tiempo necesario para completarlas variará, a mayor número de combinaciones mayor será el tiempo necesario para completar la simulación. En el caso de que el tiempo necesario para completar la simulación sea mayor que el tiempo máximo de ejecución de la simulación establecido el software usa algoritmos genéticos para seleccionar a priori las combinaciones que darán mejor resultados sin necesitar de la simulación de todas las posibles combinaciones.

2.4 Precio de la electricidad

Para los valores del precio de la electricidad en España se han elegido los datos anuales del año 2022, un fichero que consta de los precios horarios de la electricidad del año, sumando un total de 8760 valores. En la Figura 7 se muestra una gráfica de la evolución del precio de la electricidad por kWh a lo largo del año 2022.

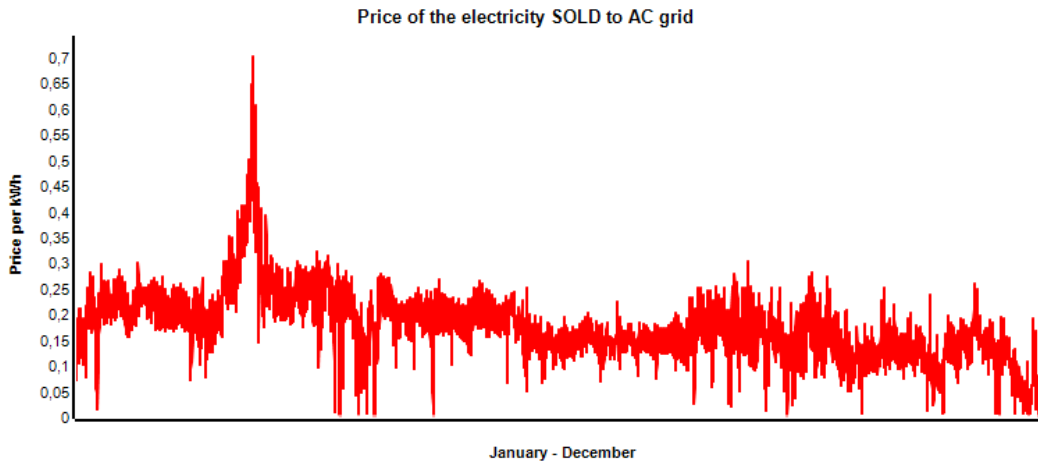


Figura 7. Gráfica precio de venta de la electricidad por kWh en España a lo largo del año 2022.

A lo largo del año 2022, el precio mínimo ha sido de 0 €/kWh, el precio máximo de 0,7 €/kWh y un precio medio de 0,168 €/kWh

Para el dato de la inflación anual en España se ha elegido el valor de 3,5%, ya que es el dato de inflación de los dos últimos meses, Septiembre y Octubre 2023 [16].

Se debe tener en cuenta que el programa descarga los datos horarios del precio de la electricidad del año 2022, y extrapola estos datos durante todos los años de la vida útil del sistema teniendo en cuenta la inflación anual del precio de la electricidad.

2.5 Potencia máxima inyectable a red

En este trabajo, se supone que la potencia máxima permitida para inyectar a la red es de 5 MW en todas las localizaciones, y a partir de ahí se dimensionarán el resto de los componentes. Este dato ha de ser una suposición ya que es complicado que las compañías eléctricas den esta información para estudios teóricos como se trata de este trabajo.

2.6 Valores económicos

Los datos financieros que se han tenido en cuenta para evaluar el proyecto son los siguientes. La tasa de descuento, que ayuda a evaluar proyectos de inversión, tiene un valor de un 7%. La tasa de inflación anual, de un valor de un 2%. Y, por último, el coste de instalación y el coste inicial variable, de un 25% del valor del CAPEX.

Para todos los cálculos financieros y de viabilidad se toma como dato que el estudio se realiza durante 25 años.

CAPEX y OPEX

Respecto al coste CAPEX del sistema fotovoltaico, el cual incluye el inversor, será considerado 800 €/kW_{ac}. Tras una revisión bibliográfica de IRENA [17] en la cual considera un coste de 810 €/kW, de la Ref. [18], el cual considera 800 €/kW de media y de la Ref. [19] que considera 850 €/kW; y por lo tanto tomamos un valor de 800 €/kW. El valor del OPEX es de un 1% del coste del CAPEX [19].

En el caso del sistema de almacenamiento hidráulico por bombeo, se ha estimado un CAPEX de 1000 €/kW, dato similar al del artículo de la Ref. [20] de valor 1072 €/kW. El OPEX de este sistema se considera un 2% del coste de CAPEX [15].

Para el sistema de generación de energía eólica se usará un CAPEX de 1500 €/kW, basándonos en el valor de 1400 €/kW de la Ref. [19], y en los valores de CAPEX mínimo de 1100 €/kW y máximo de 2000 €/kW de la Ref. [18]. El OPEX de este sistema se considera un 2% del coste de CAPEX.

2.7 Sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico consta de los paneles fotovoltaicos con orientación Sur y sin orientación variable. Los paneles tienen su propio inversor; en la Figura 8 se puede ver una gráfica de la eficiencia del inversor frente a la potencia de salida; la eficiencia máxima del inversor es de un 95%.

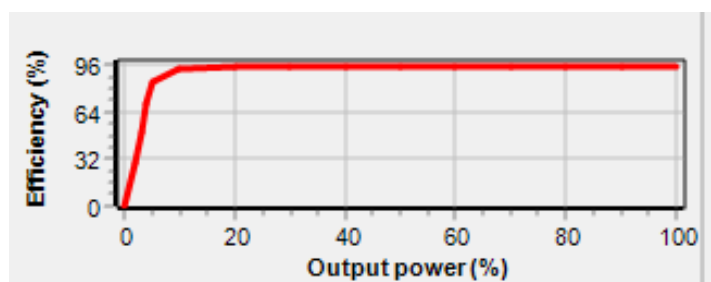


Figura 8. Eficiencia del inversor (%) frente a la potencia de salida (%)

La temperatura de operación nominal de la célula fotovoltaica (NOCT, Nominal Operating Cell Temperature) es de 43°C. La temperatura de operación nominal de la célula fotovoltaica trata de la temperatura que alcanza la célula cuando el módulo está expuesto a determinadas condiciones, una irradiancia de 800 W/m², una masa de aire de 1,5 G, una temperatura ambiente de 20°C y una velocidad de viento de 1 m/s [21]. El coeficiente de temperatura del módulo fotovoltaico es de un valor de -0,4 %/°C, este coeficiente expresa la disminución, en porcentaje, de la producción por cada 1°C que aumenta la temperatura a partir de 25°C.

La eficiencia debida a la degradación de los módulos, pérdidas en los cables, suciedad en los paneles, transformador entre otros es de un 95%.

La vida útil del sistema fotovoltaico se ha supuesto de 25 años.

Irradiancia solar

Los datos de irradiancia solar y temperatura para cada una de las localizaciones se extrajeron mediante el programa MHOGA. Se seleccionó descargar datos de cada hora durante un año completo de la base de datos de "NASA", seleccionando el año 2020 [22]. En la Figura 9 se puede ver una gráfica, obtenida en MHOGA, de los datos de irradiancia por hora (W/m^2) del año 2020 de la Localización 1, datos obtenidos para la inclinación óptima del panel, que para la Localización 1 tiene un valor de 36° . La Figura 10 se trata de una gráfica similar a la anterior, pero en este caso se ha seleccionado mostrar solo un día, el 30 de Junio de 2020 para ver como varía la irradiancia a lo largo de un día.

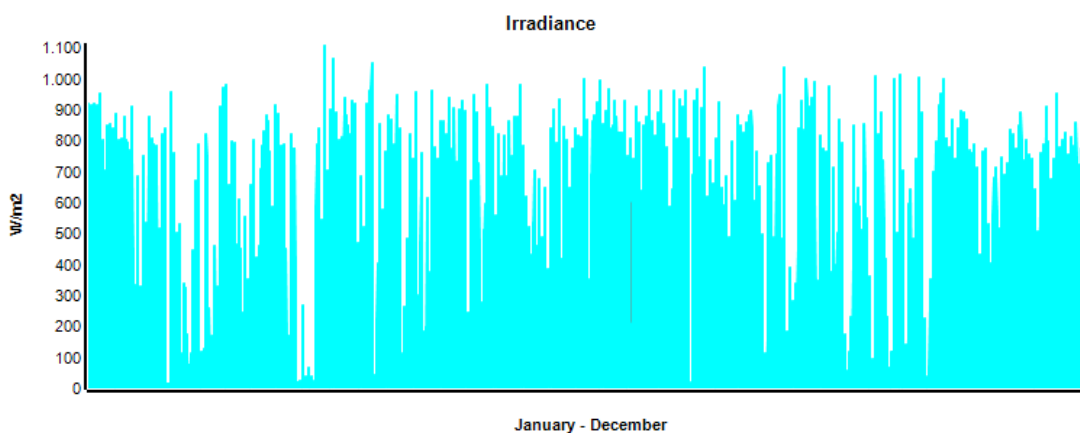


Figura 9. Irradiancia (W/m^2) año 2020, base de datos NASA, Localización 1.

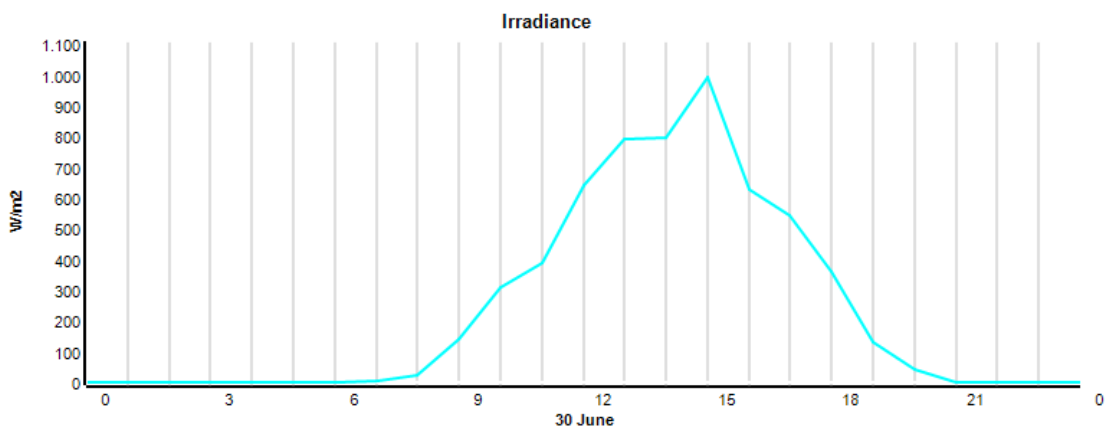


Figura 10. Irradiancia (W/m^2) del día 30 de Junio 2020, base de datos NASA, localización 1.

Tras obtener los datos de las irradiancias para cada una de las localizaciones, el programa hace una optimización del ángulo de inclinación necesaria y del valor de Azimuth. También se obtienen datos de la irradiación anual e irradiación media diaria tanto para superficie horizontal como superficie

inclinada de cada localización. Estos valores obtenidos quedan plasmados en el Anexo A.

Tras analizar los datos de irradiancia de las cuatro localizaciones se observó que la Localización 4 tiene los mayores valores de irradiación, tanto anuales como medias diarias.

2.8 Sistema eólico

El sistema eólico constará de aerogeneradores de 2 MW de potencia nominal. La altura del buje de los aerogeneradores se ha establecido en 100 metros de altura, dato que se usará posteriormente para la obtención de los datos de velocidad de viento a esa altura.

La rugosidad de la superficie del terreno se ha establecido para las cuatro localizaciones de clase 1, que trata de zona agrícola abierta sin vallas ni setos y con edificaciones muy dispersas, con colinas suaves.

La curva de potencia de un aerogenerador se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$P_v = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot v^3 \quad [W] \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde C_p es el coeficiente de potencia, P_v es la potencia del viento, A el área del rotor (m^2), ρ la densidad del aire (kg/m^3) y v la velocidad del viento (m/s).

En la Figura 11 se muestra como ejemplo la gráfica de la curva de potencia para la Localización 1. De color rojo se encuentra la curva de potencia en condiciones estándar (altura a nivel del mar, $15^\circ C$ y densidad del aire $1,225 kg/m^3$) y de color verde la curva de potencia a la altitud de la localización 1 con su densidad del aire a esa altura calculada por el software.

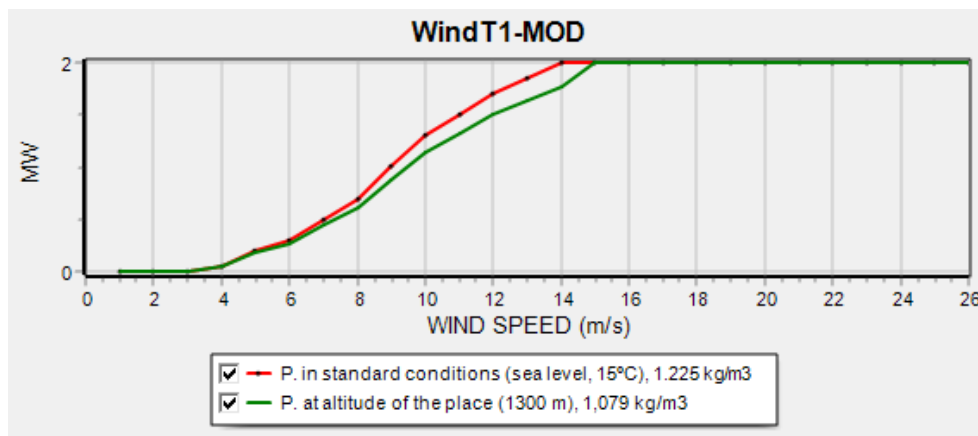


Figura 11. Curva de potencia en condiciones estándar (rojo) y curva de potencia a la altura de la localización (verde) de la Localización 1.

También es considerado el efecto de la temperatura ambiente a la altura del rotor, y estos valores son obtenidos de la base de datos “Renewable Ninja” que posee el software MHOGA.

En este caso, no se considerará el efecto estela, ya que los aerogeneradores se situarían en la misma fila, evitando así este efecto.

Por último, la vida útil del sistema eólico se ha supuesto de 25 años.

Velocidad de viento

Los datos de velocidad de viento para cada una de las localizaciones se extrajeron mediante el software MHOGA. Se seleccionó descargar datos de cada hora durante un año completo de la base de datos “Renewable Ninja 2019”, que escoge el año 2019 [23]. Ha sido elegida esta base de datos ya que es la más precisa y ofrece la posibilidad de modificar la altura a la cual se quieren obtener los datos de la velocidad del viento.

En la Figura 12 se puede ver una gráfica, obtenida en MHOGA, sobre los datos de velocidad de viento (m/s) durante un año completo. La parte roja de la gráfica se trata de una función de densidad de probabilidad, que indica cómo de probable es una velocidad de viento a lo largo del año. La línea verde de la gráfica trata de la distribución Weibull, que representa una curva de densidad de probabilidad aproximada a la distribución real de la probabilidad del viento; y en función de su factor de forma se adapta más o menos a la función de densidad de probabilidad.

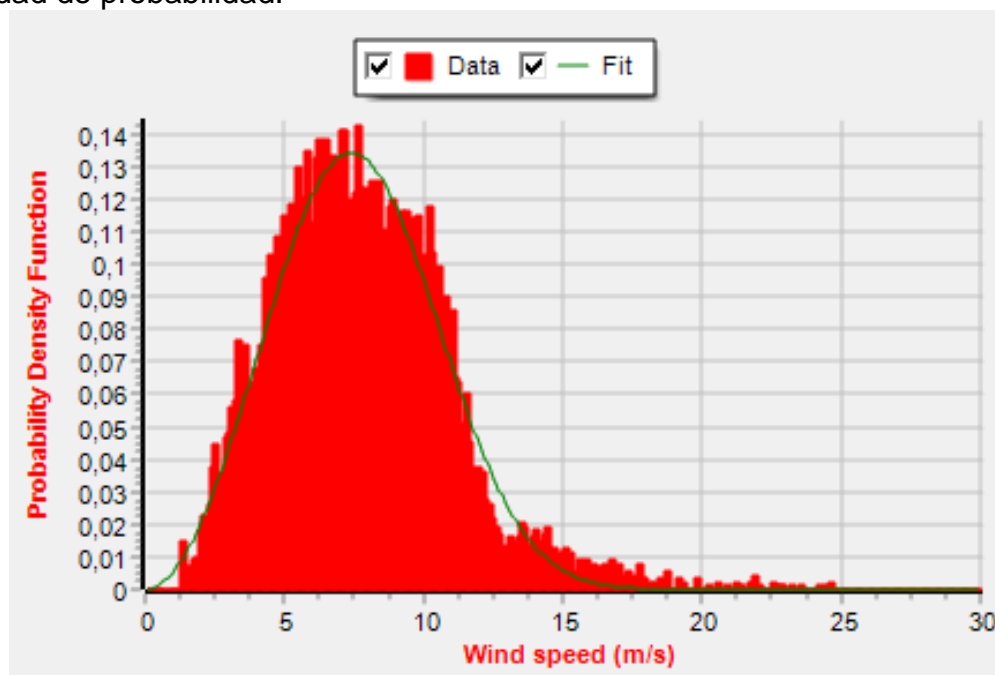


Figura 12. Función de densidad de probabilidad (rojo) y distribución de Weibull (verde) de Localización 1.

A partir de los datos descargados por el software MHOGA se obtiene el valor de la velocidad de viento anual media, la cual queda plasmada junto al factor de forma para cada una de las localizaciones en la Tabla 1.

Localizaciones	Vel. viento anual media (m/s)	Factor de forma
Localización 1	7,8	2,9
Localización 2	7,19	2,8
Localización 3	6,86	2,8
Localización 4	7,17	2,6

Tabla 1. Valores de velocidad de viento anual media y factor de forma de las Localizaciones 1, 2, 3 y 4 a una altura de 100 m.

En la Tabla 1 se puede observar que la Localización 1 es la que tiene mayor valor de velocidad de viento media anual, con un valor de 7,8 m/s, por lo tanto, es la Localización que mayor cantidad de energía eólica generará.

2.9 Sistema de almacenamiento hidráulico

Para el sistema de almacenamiento por bombeo, lo primero que debemos tener en cuenta es la selección de turbina y bomba, en este caso se ha elegido que sea una bomba-turbina reversible, en vez de dos mecanismos separados.

La elevación escogida para el salto es de 30 metros y las pérdidas por fricción son de un 10%, por lo tanto, el salto neto tiene un valor de 27 metros. ($30 - 0,10 \cdot 30 = 27$ m).

Sobre los rendimientos de los componentes, son los siguientes: rendimiento de la multiplicadora 98%, rendimiento del generador 90%, rendimiento de la turbina máximo 90%, rendimiento del transformador 90% y rendimiento de la bomba de un 90%.

La vida útil del sistema de almacenamiento hidráulico por bombeo se ha supuesto también de 25 años.

Con los datos de cada caso y mediante la siguiente ecuación se podrá calcular la potencia proporcional al salto del sistema.

$$P = 9,81 \cdot \rho \cdot Q_e \cdot H_n \cdot \eta_t \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot \eta_{tr} \quad [W] \quad (\text{Ec.2})$$

Siendo ρ la densidad del agua con un valor de 1000 kg/m³, Q_e el caudal de equipamiento [m³/s], H_n el salto neto [m], η_t el rendimiento de la turbina, η_m el rendimiento de la multiplicadora, η_g el rendimiento del generador y η_{tr} el rendimiento del transformador.

Y para el cálculo de la energía almacenada cuando el agua se encuentra en el reservorio superior lista para ser bombeada se usa la siguiente ecuación.

$$E = V \cdot \rho \cdot 9,81 \cdot H_n / 3600 \quad [Wh] \quad (Ec.3)$$

Siendo V el volumen de agua almacenada [m^3], ρ la densidad del agua con un valor de 1000 kg/m^3 y H_n el salto neto [m].

Para calcular el número de horas que tarda en vaciarse el reservorio superior, dato que puede ser especificado en el software, se divide la energía almacenada entre la potencia del sistema de almacenamiento, obteniendo el número horas de vaciado del reservorio. De esta manera, cuando se estudia diferentes casos de almacenamiento, se puede mantener constante el número de horas que tarda en vaciarse el reservorio superior, y así el volumen del reservorio es proporcional al caudal nominal.

Rendimiento de la turbina

En la siguiente figura, la Figura 13, se muestra el rendimiento de la turbina respecto al porcentaje de caudal de flujo máximo. El rendimiento aumenta y cuando alcanza el 40% del flujo máximo se estabiliza y permanece en un 90%, el valor máximo de rendimiento de la turbina. En la parte inferior de la gráfica, se ve que la eficiencia no aumenta hasta llegado hasta el 10% del caudal máximo, ya que antes de ese 10% no merece la pena turbinar.

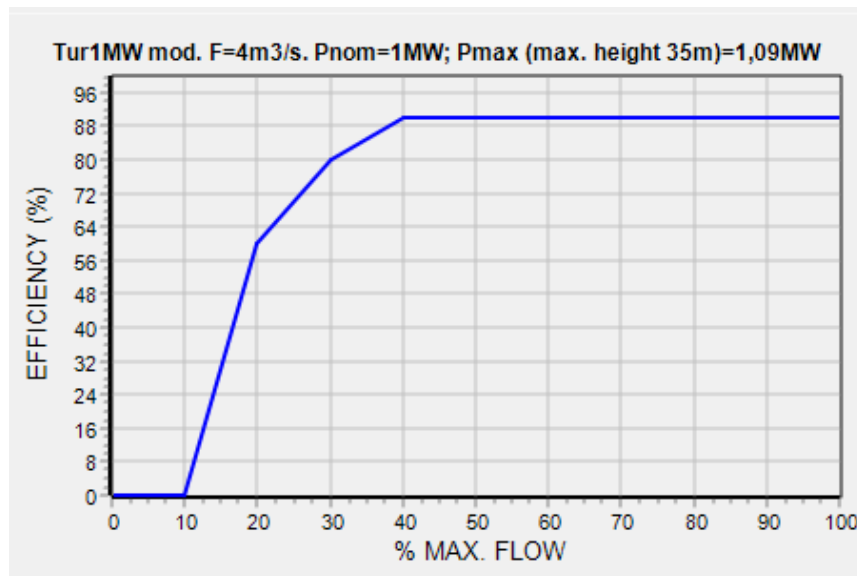


Figura 13. Rendimiento de la turbina hidrúlica.

2.10 Simulaciones realizadas

En la tabla 2 se muestra los parámetros que se variaron al hacer las simulaciones, tipo de sistema de generación de energía, localización y capacidad de almacenamiento.

CASOS	Localizaciones	Capacidad Alm.
Generación fotovoltaica + almacenamiento por bombeo	Localización 1	Sin almacenamiento
	Localización 2	0,5 MW
		1 MW
Generación eólica + almacenamiento por bombeo	Localización 3	1,5 MW
	Localización 4	2 MW
		3 MW

Tabla 2. *Parámetros variados de las simulaciones realizadas.*

3. RESULTADOS

3.1 SISTEMA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA CON ALMACENAMIENTO

En este primer caso, el sistema a estudiar consiste en un sistema fotovoltaico junto a un sistema de almacenamiento por bombeo hidráulico. En la Figura 14 se puede ver un esquema, extraído del software MHOGA, del sistema a estudiar.

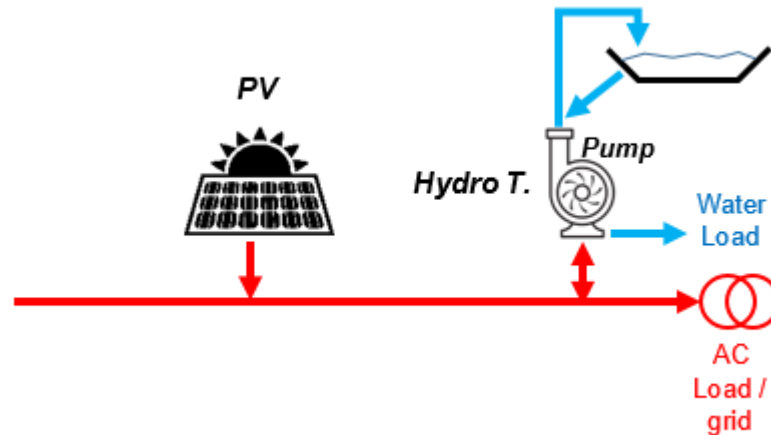


Figura 14. Esquema sistema de fotovoltaica con PHS, extraída del software MHOGA.

3.1.1 Análisis de las localizaciones.

En primer lugar, se estudia cómo afecta el cambio de localización a la viabilidad del sistema. Para ello, se variará las cuatro localizaciones seleccionadas anteriormente manteniendo constante tanto el sistema de almacenamiento por bombeo como la inversión.

Respecto a la inversión seleccionada, es de un máximo de 10 millones de euros, el software podrá ofrecer resultados cuya inversión sea menor de ese dato. El sistema de generación fotovoltaica seleccionado es de módulos de 1 MW, con un máximo de 10 módulos en paralelo. El sistema de almacenamiento seleccionado para el estudio de las localizaciones es de 1 MW, con un caudal de equipamiento máximo de 4 m³/s y un reservorio de 200 dam³; luego se harán variaciones de la capacidad de almacenamiento, pero en este estudio se mantiene para todas las localizaciones 1 MW de almacenamiento.

Tras realizar las simulaciones para cada una de las localizaciones y obtener los resultados de distintas variables, todos estos valores se plasman en una tabla en el Anexo B.

Para las cuatro localizaciones el sistema óptimo cuenta con un total de 8 MW de potencia fotovoltaica y la ya seleccionada potencia de almacenamiento de 1 MW. En este trabajo se estudia la rentabilidad del proyecto por lo que en la

siguiente figura se muestra una gráfica del Valor Actual Neto de cada localización.

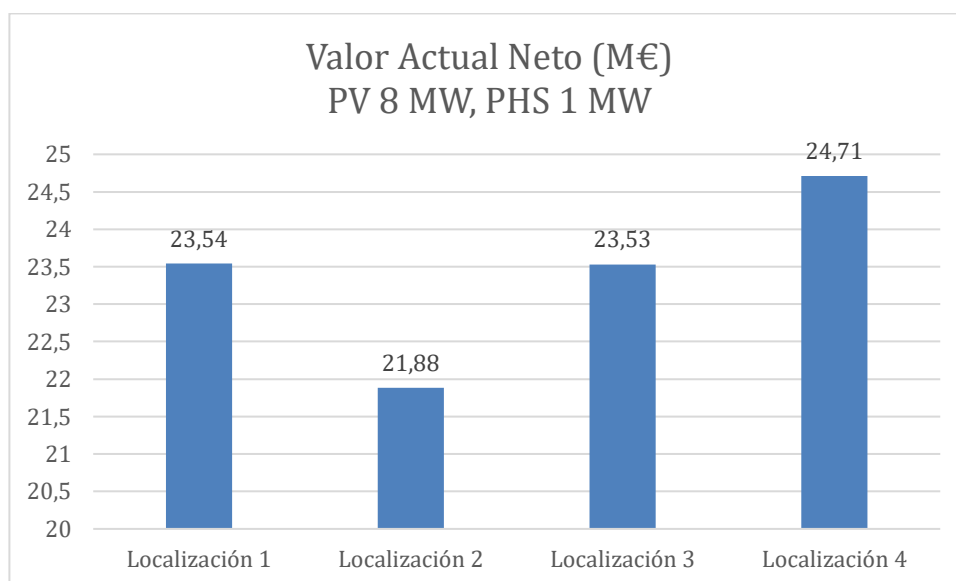


Figura 15. Valor Actual Neto (M€) de cada una de las localizaciones para una generación fotovoltaica de 8 MW y un almacenamiento por bombeo de 1 MW

En la Figura 15 se puede observar que la localización 4 es la que tiene mayor valor de VAN, 24,71 millones de euros. El resto de los valores de las variables también tienen mejores resultados en la localización 4 que en el resto de las localizaciones.

Es cierto que los datos de las cuatro localizaciones son similares, con pequeñas diferencias; pero la Localización 4 es la que tiene mejores valores. Esto coincide con lo que se comentó en el apartado de irradiancia, ya que, al tener los mayores valores de irradiancia, también tiene los mayores valores de generación fotovoltaica y por tanto es más viable que el resto de las localizaciones.

Tiempo de simulación y casos optimizados

Para la optimización de la potencia del sistema de almacenamiento se evaluaron 396 casos, no fue necesario el uso de algoritmos genéticos, ya que el tiempo de simulación esperado fue de 16 segundos. Estos 396 casos provienen de la evaluación de las 11 posibles combinaciones de componentes (al especificar número mínimo de potencia fotovoltaica 0 MW y potencia máxima de 10 MW) y para cada una de ellas la evaluación de la combinación de estrategias, con un total de 36.

Este tiempo de simulación se dio para el software instalado un ordenador DELL, de procesador Intel Core i5 con una memoria RAM instalada de 4 GB.

3.1.2 Análisis de la potencia de almacenamiento.

En este apartado, se estudiará cómo cambia la viabilidad del proyecto al modificar la potencia de almacenamiento del sistema hidráulico. Para este estudio se selecciona la localización 4, ya que es la que ha ofrecido mejores resultados en el apartado anterior. Se mantendrá constante la potencia de fotovoltaica en 8 MW y el valor de la inversión pasará a no ser constante. En la optimización de la localización, al mantenerse constante la potencia de almacenamiento, la capacidad del reservorio se tomó de un valor de 200 dam³; en este caso en lugar de mantener la capacidad del reservorio constante, se mantiene constante el número de horas que tarda en vaciarse el reservorio. De esta manera el depósito de cada potencia de almacenamiento se descargará por completo en el mismo número de horas funcionando a caudal nominal. Para este dato, se ha elegido el valor de 15 horas.

En un principio, las simulaciones iban a ser para potencias de 1 MW, 2 MW, 3 MW, 4 MW y 5 MW, pero a medida que se iban obteniendo los resultados se iba observando que al aumentar la potencia de almacenamiento el proyecto se iba volviendo menos viable, por lo cual no merecía la pena realizar simulaciones para potencias de almacenamiento tan altas. Por ello se realizaron simulaciones para potencias de almacenamiento de 0,5 MW, 1 MW, 1,5 MW, 2 MW y 3 MW. Los resultados de todas las variables se muestran en una tabla en el Anexo C.

De la misma manera que la optimización de la localización, en la Figura 16 se muestra una gráfica con los valores del VAN para cada potencia de almacenamiento, desde 0,5 MW hasta 3 MW de la Localización 4.

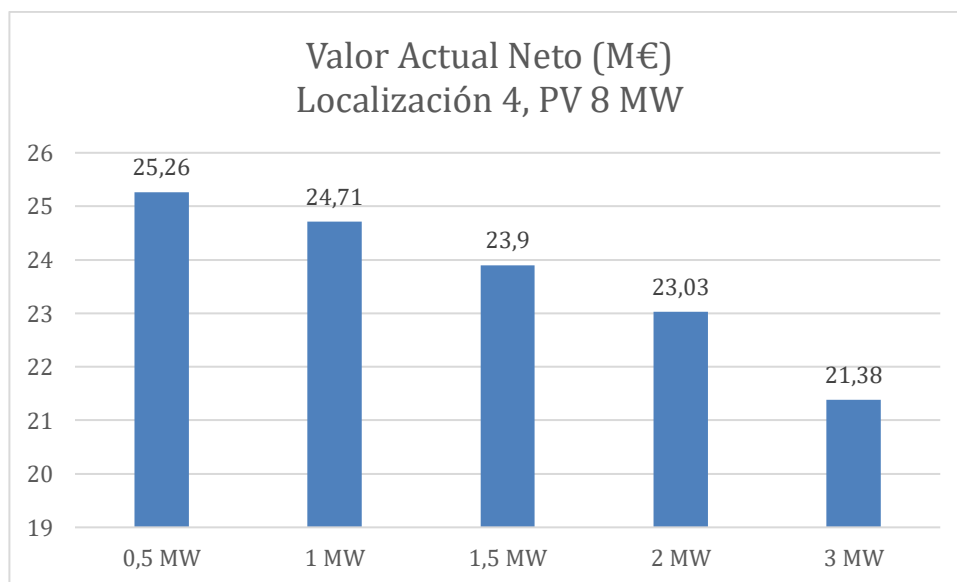


Figura 16. Valor Actual Neto sistema fotovoltaico de 8 MW y sistema de almacenamiento entre 0,5 MW y 3 MW de la Localización 4.

En la Figura 16 se puede observar que a medida que aumenta la potencia de almacenamiento, el Valor Actual Neto disminuye, por lo tanto, La potencia de

almacenamiento de 0,5 MW es la que tiene el mayor valor de VAN, 25,26 millones de euros. Esta disminución del VAN puede ser debida también al aumento de la inversión a realizar, ya que a mayor potencia mayor es la inversión inicial.

Por último, el mayor valor de VAN corresponde con el almacenamiento de potencia de 0,5 MW, y por ello la opción más rentable económicamente.

Tiempo de simulación y número de casos optimizados

Para la optimización de la potencia del sistema de almacenamiento se evaluaron 324 casos, no fue necesario el uso de algoritmos genéticos, ya que el tiempo de simulación esperado fue de 13 segundos. Estos 324 casos provienen de la evaluación de las 9 posibles combinaciones de componentes (al especificar número mínimo de potencia fotovoltaica 0 MW y potencia máxima de 8 MW) y para cada una de ellas la evaluación de la combinación de estrategias, con un total de 36.

Este tiempo de simulación se dio para el software instalado un ordenador DELL, de procesador Intel Core i5 con una memoria RAM instalada de 4 GB.

3.1.3 Comparación sistema sin almacenamiento.

En este último apartado del primer caso a estudiar se va a comparar el sistema con almacenamiento hidráulico con uno sin almacenamiento. Para el sistema con almacenamiento se selecciona el que mejores resultados económicos ofrece, la Localización 4 con 8 MW de fotovoltaica y 0,5 MW de almacenamiento. Los resultados se muestran en la Tabla 5.

	SIN ALM	CON ALM
PV (MW)	8	8
PHS (MW)	-	0,5
VAN (M€)	25,48	25,34
TIR (%)	29,28	27,73
Inversión (M€)	8	8,62
Factor de capacidad (%)	19,31	18,36
LCOE (€/kWh)	0,0395	0,0421
E_{pv} (GWh)	14,23	14,03
E_t (GWh)	-	0,187
E_v (M€/año)	2,06	2,09

Tabla 3. Comparación sistema con almacenamiento y sistema sin almacenamiento Localización 4.

Con los resultados plasmados en la Tabla 5, se observan valores similares. El valor actual neto es mínimamente mayor en el caso sin almacenamiento, pero simplemente en 136.000 euros. El valor de la Tasa Interna de Retorno es mayor en el caso sin almacenamiento, a favor de este sistema. La inversión es

menor sin almacenamiento debido a que no hay coste inicial para la infraestructura del almacenamiento. El factor de capacidad es ligeramente mayor para el primer caso, de la misma manera que lo es la generación de energía fotovoltaica, ya que no requiere de esa energía para bombear el agua en el caso del almacenamiento. El valor de LCOE es algo menor en el primer caso, y por última la energía vendida sí que es mayor en el caso con almacenamiento ya que vende la energía turbinada.

Como conclusión, los datos son muy similares, pero tiene mejores valores el caso sin almacenamiento. Por lo tanto, para este primer caso estudiado no merece la pena el almacenamiento de energía por bombeo.

3.1.4 Control estratégico

Los resultados del control estratégico en este caso, de mismo valor para todas las optimizaciones se explican a continuación. Para cualquier precio de la electricidad, la prioridad es inyectar energía generada por el sistema fotovoltaico, por lo tanto, no hay un precio por debajo del cual se use la energía generada para bombear el agua del almacenamiento, sino que se bombea cuando la energía generada supere la potencia máxima inyectable a red. Y cuando el precio de la electricidad supera el valor de 0,154 €/kWh, se inyecta a la red la energía producida por el sistema fotovoltaico y la energía generada al turbinar el agua almacenada, haciendo uso del sistema de almacenamiento de energía por bombeo. En la Figura 17 se puede ver un ejemplo tomando un día de referencia, el 1 de Enero de 2022, para ver gráficamente cuándo se turbinar y cuando se bombea, teniendo en cuenta que las partes marcadas con “Bombear” se bombeará realmente cuando la energía fotovoltaica generada supere la potencia máxima inyectable a red.

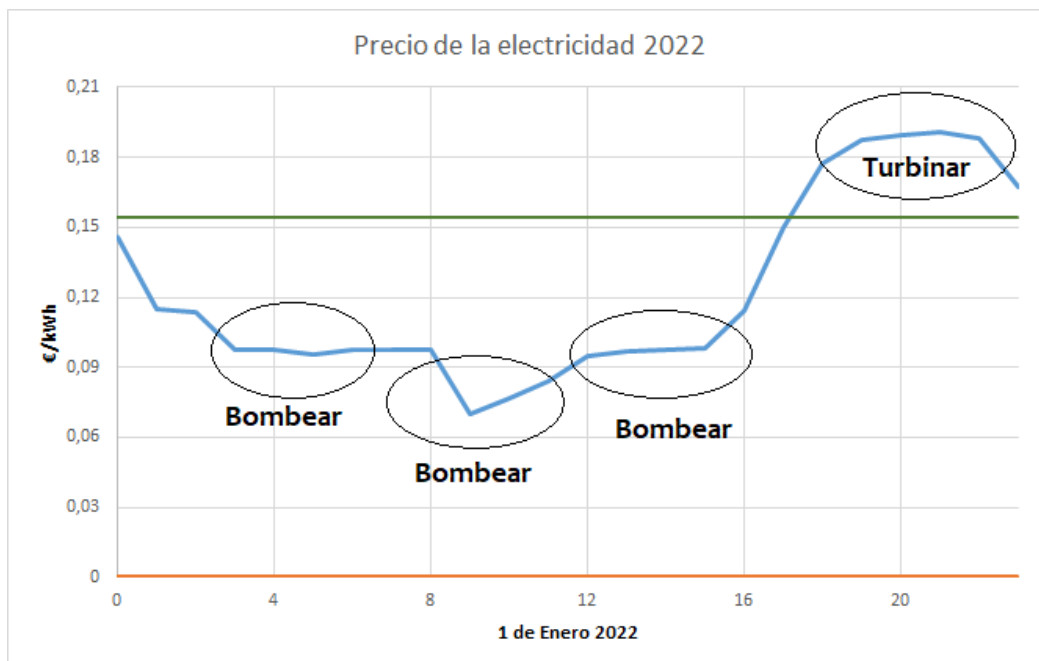


Figura 17. Control estratégico para el 1 de Enero de 2022. Línea azul precio de la electricidad, línea verde precio a partir de cual se turbinar el agua almacenada (0,154 €/kWh).

A continuación, se muestran una gráfica de la Localización 4 con sistema fotovoltaico de 8 MW y sistema de almacenamiento de 0,5 MW como ejemplo ilustrativo de la generación de energía fotovoltaica, generación de energía hidráulica, y el bombeo.

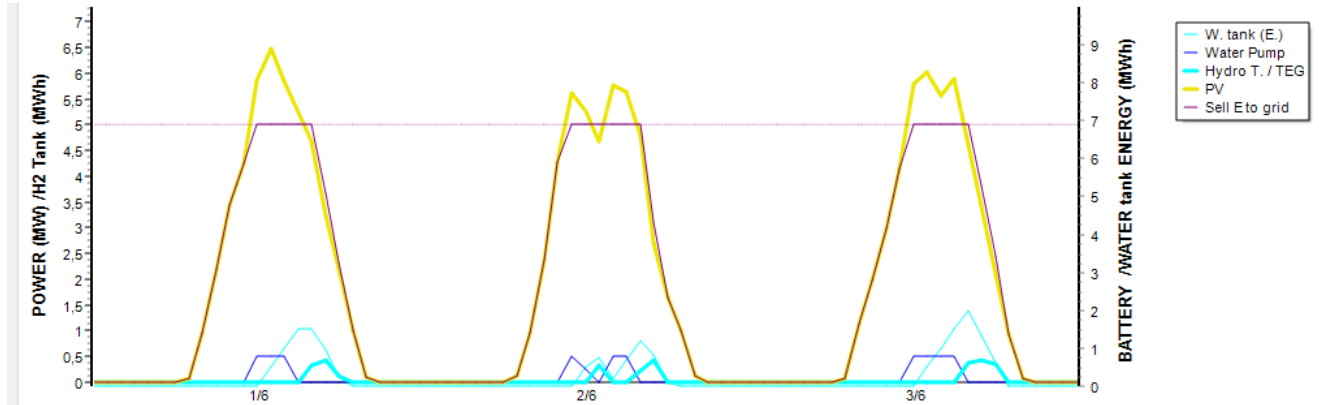


Figura 18. Simulación de los días 1, 2 y 3 de Junio de la Localización 4, sistema fotovoltaico de 8MW y almacenamiento de 0,5 MW.

En la Figura 18 se puede ver en color amarillo la generación de energía fotovoltaica, en azul claro grueso la generación de energía hidráulica, en azul oscuro los momentos en los que se produce bombeo de agua, que sucede en los momentos en los que la generación de energía fotovoltaica supera la potencia máxima inyectable a red (5 MW, la línea horizontal de la gráfica). Por último, en azul claro, línea fina muestra la energía almacenada en el reservorio superior.

En la Figura 19 se representa la energía generada por el sistema fotovoltaico (en amarillo) y por el sistema hidráulico (en azul) con valores mensuales en GWh.

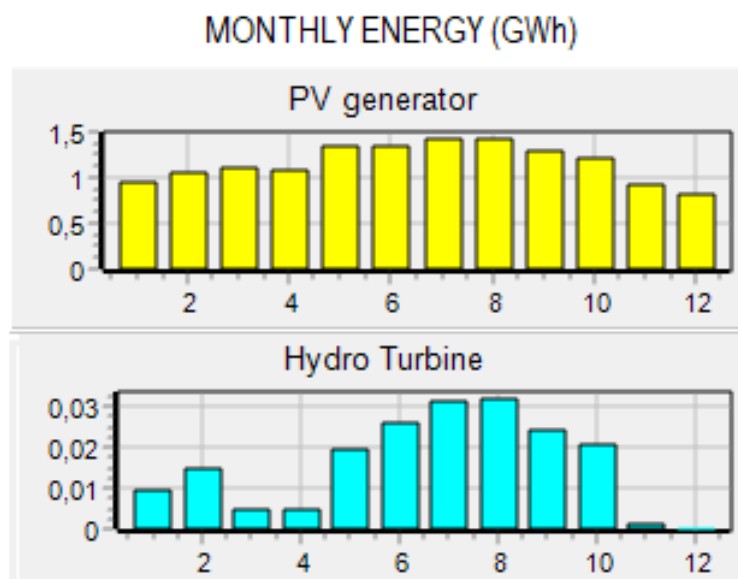


Figura 19. Energía generada por el sistema fotovoltaico (arriba) y por el sistema hidráulico (abajo) mensual. Localización 4 almacenamiento 0,5 MW.

Para observar más detalladamente el comportamiento del sistema de almacenamiento, en la Figura 20 se muestran dos gráficas. En la superior se muestra la cantidad de agua, en dam^3 , que se bombea (azul) y que se turbinada (verde) en cada mes del año. En la gráfica inferior se muestra la cantidad de energía (GWh) usada para bombear el agua (azul) y la cantidad de energía generada al turbinar el agua (turbinar) en cada mes del año.

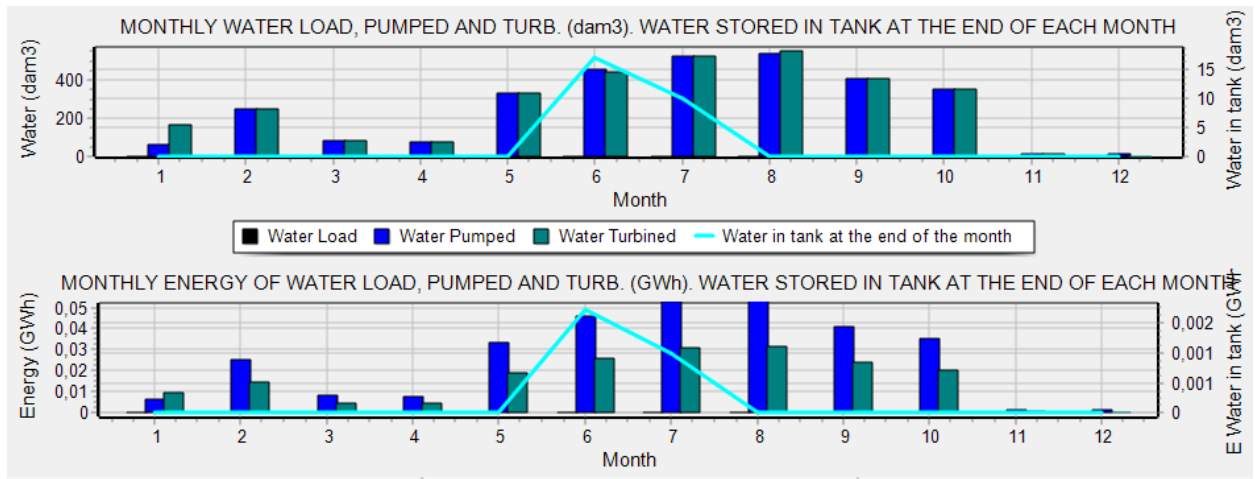


Figura 20. Superior: cantidad de agua (dam^3) bombeada (azul) y turbinada (verde) mensualmente. Inferior: cantidad de energía (GWh) bombeada (azul) y turbinada (verde) mensualmente. Localización 4 almacenamiento 0,5 MW.

3.1.5 Análisis de sensibilidad de la inflación del precio de la electricidad

A continuación, se procede a realizar un análisis de sensibilidad de la inflación del precio de la electricidad. En los casos estudiados se usó el valor de 3,5 % de inflación y para este análisis de sensibilidad se realizaron simulaciones para un valor de inflación menor, 2,5% y un valor de inflación mayor, 4,5%. Para este análisis se elige el caso óptimo de los apartados anteriores, Localización 4 con 8 MW de generación fotovoltaica y 0,5 MW de potencia de almacenamiento.

Tras el análisis de los resultados se pudo observar que conforme aumenta el valor de la inflación, también aumenta el Valor Actual Neto, por lo tanto, el caso con una inflación de 4,5 % es el que obtiene el mayor valor de VAN, con un valor de 29,34 millones de euros.

Tras analizar cuál de los tres valores de inflación obtiene el mayor VAN, se compara con el sistema sin almacenamiento (modificando también la inflación a 4,5%) y se comprueba de nuevo que no vale la pena la instalación de un sistema de almacenamiento ya que el valor de VAN es menor que para el sistema sin almacenamiento, de valor 29,51 millones de euros.

Todos los valores de las variables obtenidos en las simulaciones se pueden encontrar en el Anexo D.

En la Figura 21, se representa gráficamente el Valor Actual Neto del sistema simulado para cada uno de los valores de inflación estudiados, apreciando que

obtiene mayor VAN el sistema de inflación 4,5 %. En color rosa se muestra el resultado de VAN para una inflación de 4,5 % del sistema sin almacenamiento, comprobando que su valor es mayor que el sistema con almacenamiento.

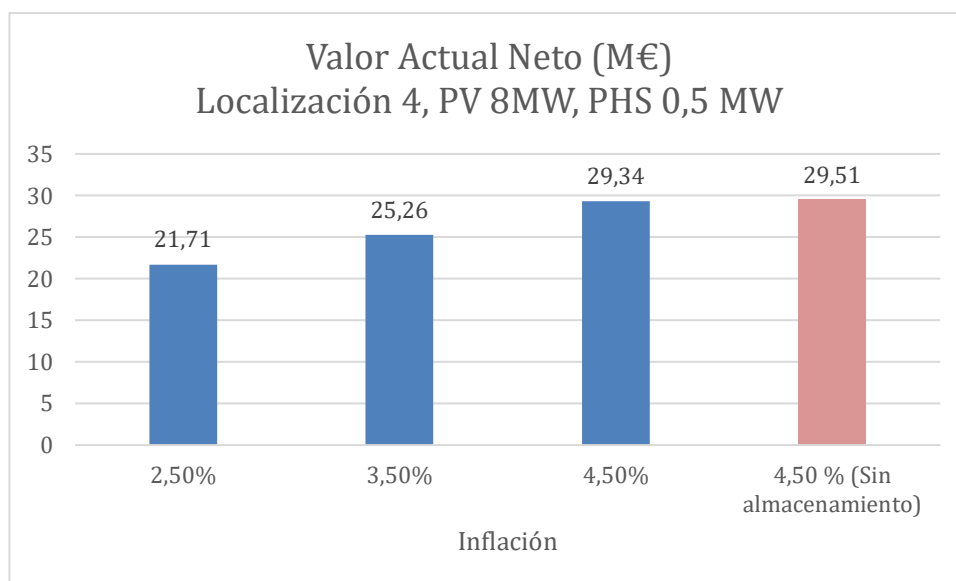


Figura 21. Valor Actual Neto sistema fotovoltaico de 8 MW y sistema de almacenamiento entre 0,5 MW de la Localización 4 para valores de inflación de 2,5%, 3,5%, 4,5% y 4,5% sin almacenamiento.

3.1.6 Análisis de sensibilidad del precio de la electricidad

El siguiente análisis de sensibilidad trata de analizar como varía el Valor Actual Neto al cambiar el fichero de datos del precio de la electricidad de diferentes años. En las simulaciones anteriores se usó el precio anual de la electricidad del año 2022 y en este análisis de sensibilidad se compara con los años anteriores, 2019, 2020 y 2021. Para este análisis se elige el caso óptimo de los apartados anteriores, Localización 4 con 8 MW de generación fotovoltaica y 0,5 MW de potencia de almacenamiento.

Tras el análisis de los resultados se pudo observar que los resultados tienen diferencias notorias; mientras que en el año 2022 el valor del VAN es de 25,34 millones de euros, en el año 2021 es de 15,1 millones de euros, en el año 2020 tiene un valor negativo de 1,97 millones de euros y en el año 2019 de 1,45 millones de euros. La clara diferencia de estos valores sobre todo en los años 2021 y 2022 ha sido debido a que el precio de la electricidad es mayor debido a las situaciones acontecidas durante esos dos años, como son el final de la pandemia del COVID en 2021 y la guerra entre Rusia y Ucrania en el año 2022.

Todos los valores de las variables obtenidos en las simulaciones se pueden encontrar en el Anexo E.

En la Figura 22, se representa gráficamente el Valor Actual Neto del sistema simulado para cada uno de los precios de la electricidad de los años 2019, 2020, 2021 y 2022.

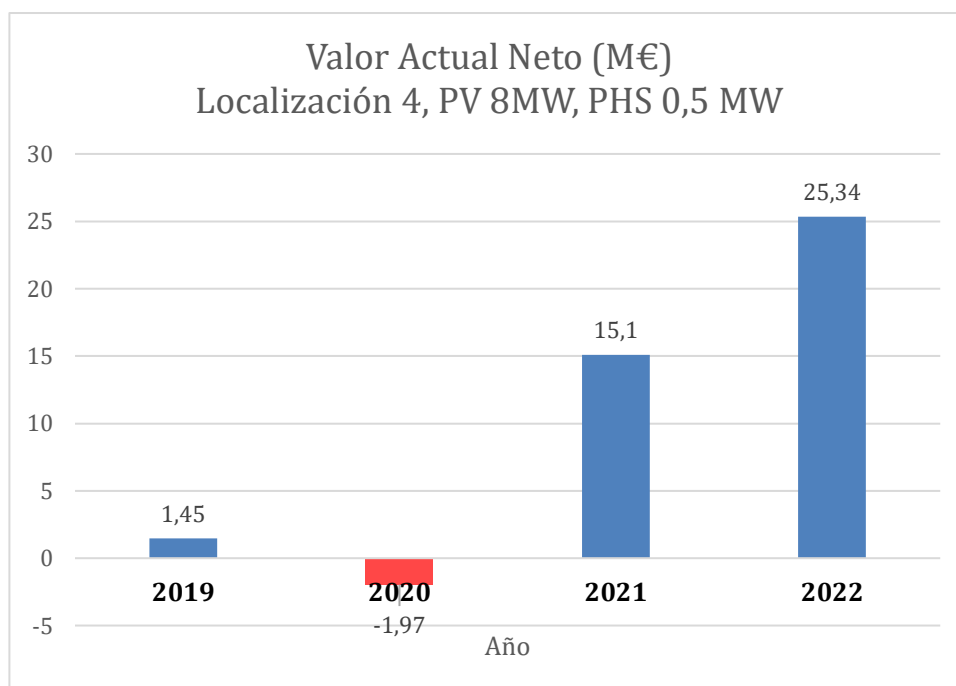


Figura 22. Valor Actual Neto sistema fotovoltaico de 8 MW y sistema de almacenamiento entre 0,5 MW de la Localización 4 para precio de la electricidad de los años 2019, 2020, 2021 y 2022.

3.1.7 Análisis de sensibilidad del precio del sistema de almacenamiento

En este análisis de sensibilidad se analiza como varía el Valor Actual Neto al variar el CAPEX del sistema de almacenamiento. En los casos estudiados anteriormente se usó un valor de CAPEX de 1000 €/kW y para este análisis de sensibilidad se realizaron simulaciones para un valor de CAPEX de 800 €/kW y de 1200 €/kW, así mismo comparándolo con el caso que no tiene almacenamiento. Para este análisis se elige el caso óptimo de los apartados anteriores, Localización 4 con 8 MW de generación fotovoltaica y 0,5 MW de potencia de almacenamiento.

Tras el análisis de los resultados se pudo observar que conforme aumenta el CAPEX del sistema de almacenamiento disminuye el valor del VAN, ya que, al ser la inversión menor, el Valor Actual Neto es ligeramente mayor. Por lo tanto, el caso de CAPEX 800 €/kW es el que obtiene mayor valor de VAN y por lo tanto el más rentable.

Al comparar el VAN de este caso comentado de CAPEX 800 €/kW con el caso de un sistema sin almacenamiento, vemos que el valor de VAN del caso sin almacenamiento es ligeramente menor. Por lo tanto, en caso de que el CAPEX del sistema de almacenamiento disminuya, se hace posible la rentabilidad de un sistema con almacenamiento frente a un sistema sin almacenamiento.

Todos los valores de las variables obtenidos en las simulaciones se pueden encontrar en el Anexo F.

En la Figura 23, se representa gráficamente el Valor Actual Neto del sistema simulado para cada uno de los valores de CAPEX estudiados, apreciando que obtiene mayor VAN el sistema de CAPEX 800 €/kW. En color rosa se muestra el resultado de VAN del sistema sin almacenamiento, comprobando que su valor es menor que el sistema con almacenamiento de CAPEX 800 €/kW.

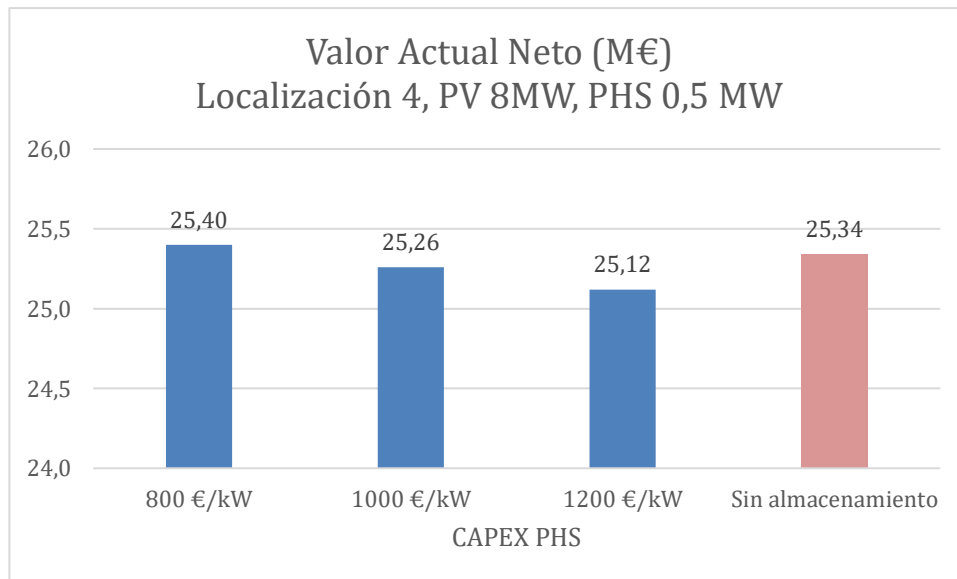


Figura 23. Valor Actual Neto sistema fotovoltaico de 8 MW y sistema de almacenamiento de 0,5 MW de la Localización 4 para valores de CAPEX de 800 €/kW, 1000 €/kW, 1200 €/kW y sin almacenamiento.

3.2 SISTEMA DE ENERGÍA EÓLICA CON ALMACENAMIENTO

En este segundo caso, el sistema a estudiar consiste en un sistema eólico junto a un sistema de almacenamiento por bombeo hidráulico. En la Figura 24 se puede ver un esquema, extraído del software MHOGA, del sistema a estudiar.

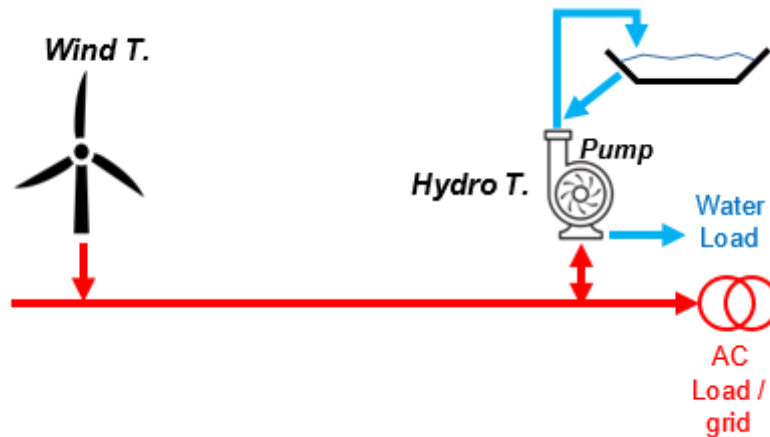


Figura 24. Esquema sistema eólico con PHS, extraída del software MHOGA.

3.2.1 Análisis de las localizaciones.

En primer lugar, se estudia cómo afecta el cambio de localización a la viabilidad del sistema. Para ello, se varía la localización de las cuatro mencionadas anteriormente manteniendo constante tanto el sistema de almacenamiento por bombeo como la inversión.

La inversión seleccionada se establece de un máximo de 30 millones de euros y el software ofrecerá resultados de distintas combinaciones cuya inversión sea menor o igual a 30 millones de euros. El sistema de generación eólica consta de aerogeneradores de 2 MW de potencia nominal con un máximo de 6 aerogeneradores en paralelo.

El sistema de almacenamiento seleccionado para el estudio de las localizaciones es de 1 MW, con un caudal de equipamiento máximo de $4\text{m}^3/\text{s}$ y un reservorio de 200 dam^3 , mismas características que en el estudio de las localizaciones del sistema de energía fotovoltaica.

Tras realizar simulaciones para las cuatro localizaciones a estudiar los valores resultados de las principales variables se encuentran en una tabla en el Anexo G.

Para las cuatro localizaciones el sistema óptimo cuenta con un total de 6 aerogeneradores de 2 MW cada uno, dando un total de 12 MW de potencia eólica. En la Figura 25 se muestra una gráfica del Valor Actual Neto de cada localización para el estudio de su rentabilidad.

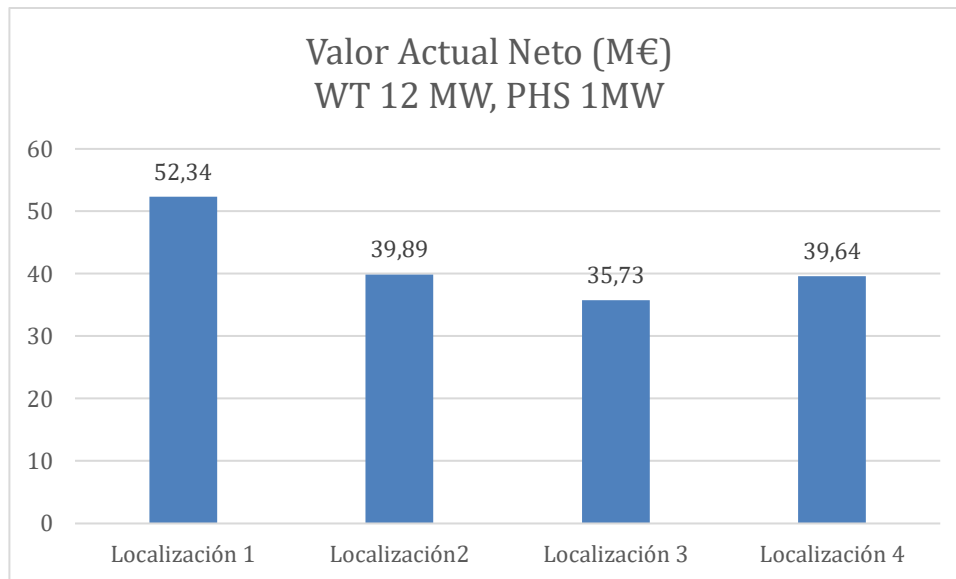


Figura 25. Valor actual neto (M€) de cada una de las localizaciones para una generación eólica de 8 MW y un almacenamiento por bombeo de 1 MW.

Tras estudiar la gráfica de la Figura 24 se llega a la conclusión de que la Localización 1 es la que mayor valor de VAN tiene, con un valor de 52,34 millones de euros.

Que la Localización 1 tenga el mayor Valor Actual Neto coincide con que tiene el mayor valor de velocidad del viento anual media, como se pudo comprobar en un apartado anterior.

Tiempo de simulación y número de casos optimizados

Para la optimización de la potencia del sistema de almacenamiento se evaluaron 216 casos, no fue necesario el uso de algoritmos genéticos, ya que el tiempo de simulación esperado fue de 1 segundos. Estos 216 casos provienen de la evaluación de las 7 posibles combinaciones de componentes (al especificar número mínimo de aerogeneradores 0 y número máximo de aerogeneradores 6) y para cada una de ellas la evaluación de la combinación de estrategias, con un total de 36.

Este tiempo de simulación se dio para el software instalado un ordenador DELL, de procesador Intel Core i5 con una memoria RAM instalada de 4 GB.

3.2.2 Análisis de la potencia de almacenamiento.

A continuación, se estudia cómo cambia la viabilidad del proyecto al modificar la potencia de almacenamiento del sistema hidráulico. Se selecciona la Localización 1, ya que ha obtenido mejor valor del VAN en el apartado anterior. La potencia del sistema eólico se mantiene constante en 12 MW. Del mismo modo que en caso 1 estudiado, se mantiene constante el número de

horas que tarda en vaciarse el reservorio, de esta manera el depósito depende de la potencia de almacenamiento. Se ha elegido un valor de 15 horas.

Se realizaron simulaciones para potencias de almacenamiento de 0,5 MW, 1 MW, 1,5 MW, 2 MW y 3 MW, pero no se muestra el resultado para 3 MW debido a que el valor del VAN era negativo. En la Figura 26 se muestran los valores del VAN para las diferentes potencias de almacenamiento.

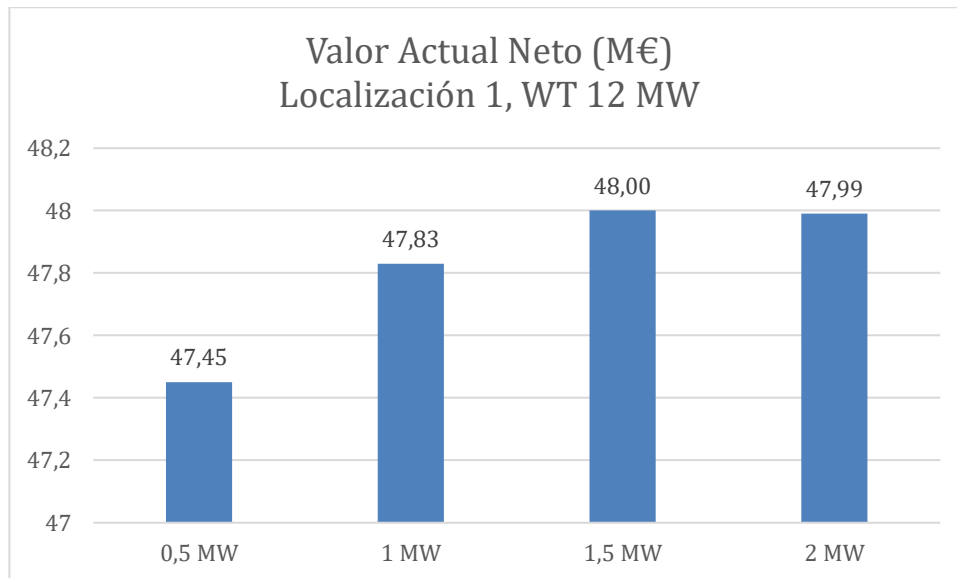


Figura 26. Valor Actual Neto (M€) sistema eólico de 12 MW y sistema de almacenamiento entre 0,5 MW y 2 MW de la Localización 1.

En la Figura 26 se observa que para todas las potencias de almacenamiento los valores del VAN son similares, pero el mayor valor lo tiene la potencia de almacenamiento de 1,5 MW, de 48 millones de euros.

Tiempo de simulación y número de casos optimizados

Para la optimización de la potencia del sistema de almacenamiento se evaluaron 216 casos, no fue necesario el uso de algoritmos genéticos, ya que el tiempo de simulación esperado fue de 1 segundos. Estos 216 casos provienen de la evaluación de las 7 posibles combinaciones de componentes (al especificar número mínimo de 0 aerogeneradores y número máximo de 6 aerogeneradores) y para cada una de ellas la evaluación de la combinación de estrategias, con un total de 36.

Este tiempo de simulación se dio para el software instalado un ordenador DELL, de procesador Intel Core i5 con una memoria RAM instalada de 4 GB.

3.2.3 Comparación sistema sin almacenamiento.

A continuación, se compara el sistema con almacenamiento hidráulico óptimo entre los estudiados con un sistema sin almacenamiento. El sistema sin almacenamiento óptimo es la Localización 1 con 12 MW de potencia eólica y

1,5 MW de potencia de almacenamiento. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla

	SIN ALM	CON ALM
WT (MW)	12	12
PHS (MW)	-	1,5
VAN (M€)	46,84	48,00
TIR (%)	22,2	21,47
Inversión (M€)	22,5	24,37
Factor de capacidad (%)	25,14	23,27
LCOE (€/kWh)	0,0626	0,0647
Ew (GWh)	34,51	34,51
Et (GWh)	-	1,10
E vendida (M€/año)	4,46	4,65

Tabla 4. Comparación sistema con almacenamiento y sistema sin almacenamiento
Localización 1.

Los valores plasmados en la Tabla 5 comparando sistema con almacenamiento y sin almacenamiento no son muy diferentes. El Valor Actual Neto es mayor en el sistema con almacenamiento, la Tasa Interna de Retorno es menor en el mismo, dos factores beneficiosos. La inversión es mayor en el caso con almacenamiento ya que consta de la instalación hidráulica que aumenta el precio. El factor de capacidad es mayor en el caso sin almacenamiento, a favor de este caso. El valor de LCOE es mayor también en el caso de almacenamiento. Y, por último, la energía vendida es mayor en el sistema con almacenamiento ya que vende la energía turbinada.

Como conclusión, económicamente, es más viable el sistema con almacenamiento por lo que merece la pena añadir una instalación con almacenamiento.

3.2.4 Control estratégico

Los resultados del control estratégico en este caso, de mismo valor para todas las optimizaciones se explican a continuación.

El valor de la variable de precio máximo por debajo del cual se bombea es 0 €/kWh, por lo que la prioridad es usar la energía eólica para inyectar a red; y la variable para el precio mínimo por encima del cual se turbinan es 0 €/kWh también. Para cualquier precio de la electricidad, la prioridad es inyectar energía generada por el sistema eólico y el bombeo de agua se produce cuando la energía generada por el sistema eólico es mayor que la potencia máxima inyectable a red, y esa diferencia es la energía destinada al bombeo. Mientras que la generación de energía hidráulica no tiene un valor del precio de la electricidad a partir del cual turbinar, si no que se turbinará agua cuando la

energía generada por el sistema eólico sea menor que la potencia máxima inyectable a red y que el reservorio superior tenga agua almacenada.

A continuación, se muestran una gráfica de la Localización 1 con sistema eólico de 12 MW y sistema de almacenamiento de 1,5 MW como ejemplo ilustrativo de la generación de energía eólica, generación de energía hidráulica, y el bombeo. Para ello se muestran los días 24, 25 y 26 de Diciembre.

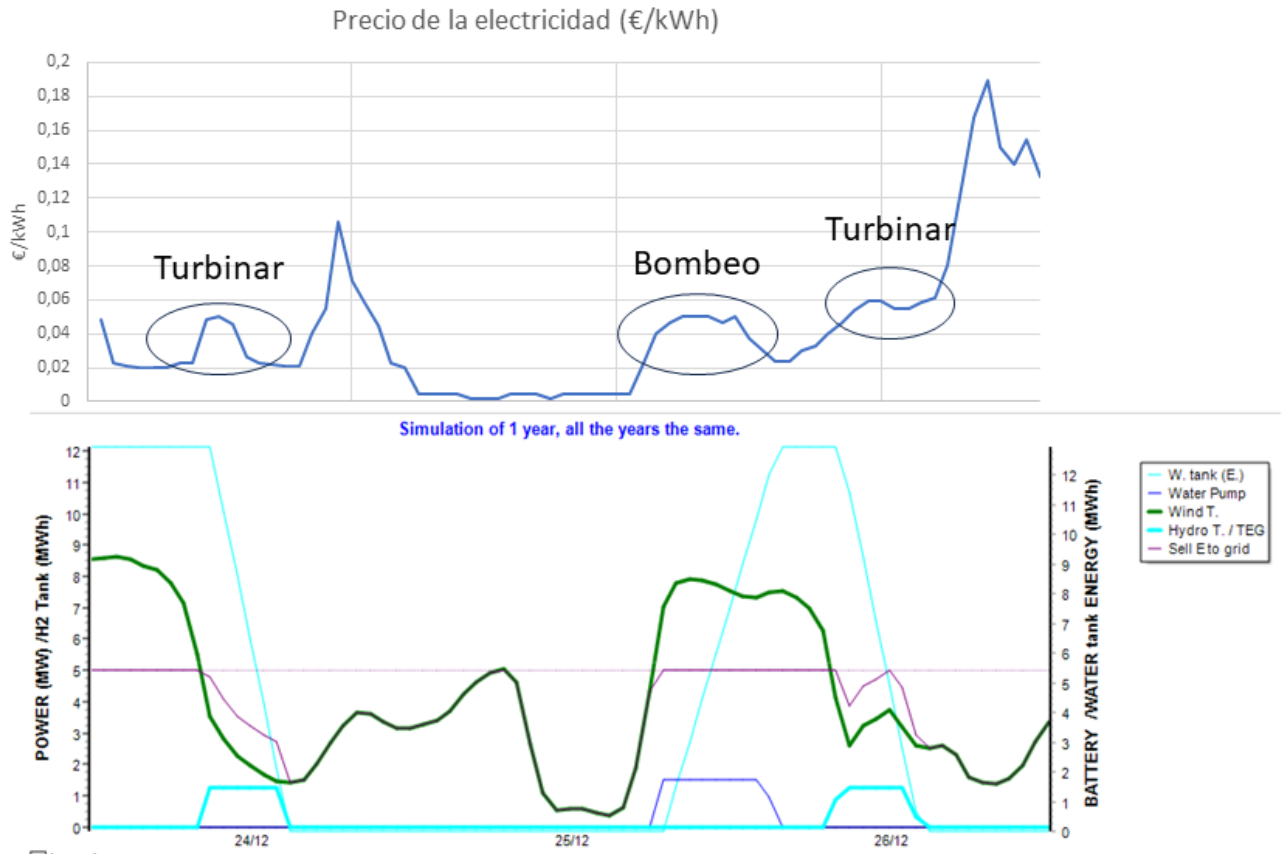


Figura 27. Superior: Precio de la electricidad días 24, 25 y 26 de Diciembre. Inferior: Simulación de los días 24, 25 y 26 de Diciembre de la Localización 1, sistema eólico de 12 MW y almacenamiento de 1,5 MW.

En la Figura 27 superior se puede ver los valores del precio de la electricidad para los días 24, 25 y 26 de Diciembre marcado con las zonas donde se turbinar y bombea, obtenido por la simulación que se muestra en la parte inferior. En la Figura 27 inferior se puede ver en color verde la generación de energía eólica, en azul claro grueso la generación de energía hidráulica, en azul oscuro los momentos en los que se produce bombeo de agua, que sucede en los momentos en los que la generación de energía eólica supera la potencia máxima inyectable a red (5 MW, la línea horizontal de la gráfica). La línea fina azul claro muestra la energía almacenada en el reservorio superior. Y por último la línea morada muestra la energía vendida a red.

En la Figura 28 se representa la energía generada por el sistema eólico (arriba) y por el sistema hidráulico (abajo) con valores mensuales en GWh.

MONTHLY ENERGY (GWh)

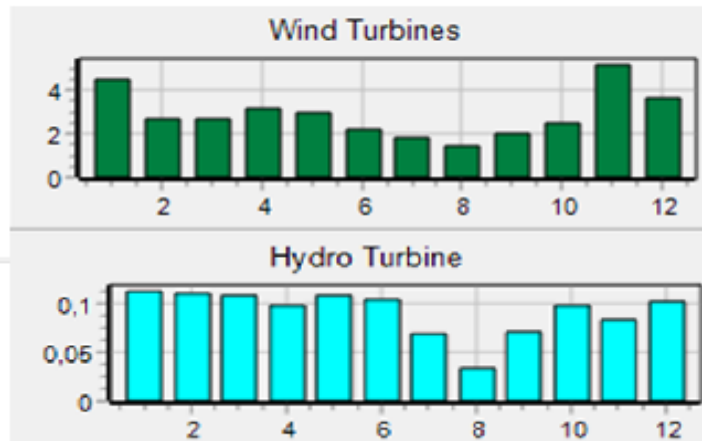


Figura 28. Energía generada (GWh) por el sistema eólico (arriba) y por el sistema hidráulico (abajo) mensual. Localización 1, almacenamiento de 1,5 MW.

Para observar más detalladamente el comportamiento del sistema de almacenamiento, en la Figura 29 se muestran dos gráficas. En la superior se muestra la cantidad de agua, en dam^3 , que se bombea (azul) y que se turbinada (verde) en cada mes del año. En la gráfica inferior se muestra la cantidad de energía (GWh) usada para bombear el agua (azul) y la cantidad de energía generada al turbinar el agua (turbinar) en cada mes del año.

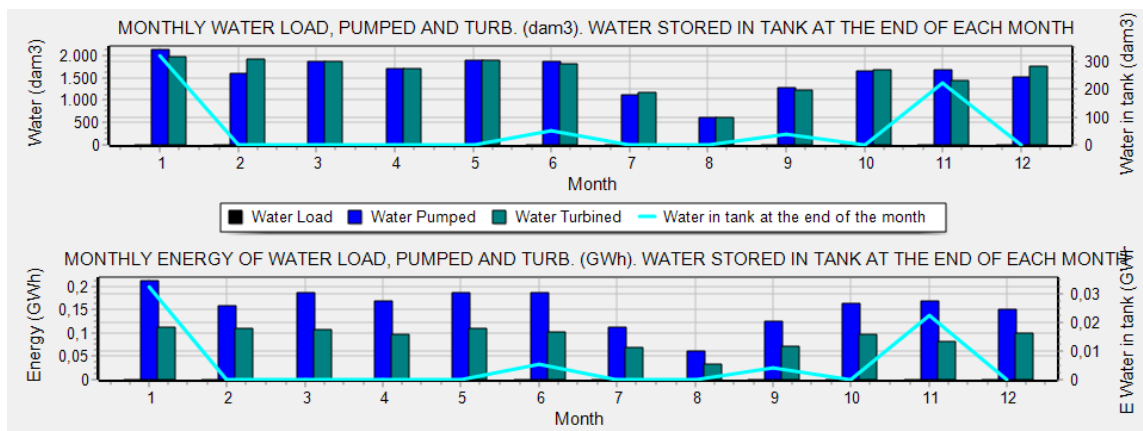


Figura 29. Superior: cantidad de agua (dam^3) bombeada (azul) y turbinada (verde) mensualmente. Inferior: cantidad de energía (GWh) bombeada (azul) y turbinada (verde) mensualmente. Localización 1 con almacenamiento de 1,5 MW.

3.2.5 Análisis de sensibilidad de la inflación

A continuación, se procede a realizar un análisis de sensibilidad de la inflación del precio de la electricidad. En los casos estudiados se usó el valor de 3,5 % de inflación anual y para este análisis de sensibilidad se realizaron simulaciones para un valor de inflación menor, 2,5% y un valor de inflación mayor, 4,5%. Para este análisis se elige el caso óptimo de los apartados

anteriores, Localización 1 con 12 MW de generación eólica y 1,5 MW de potencia de almacenamiento.

Tras el análisis de los resultados se pudo observar que conforme aumenta el valor de la inflación, también aumenta el Valor Actual Neto, por lo tanto, el caso con una inflación de 4,5 % es el que obtiene el mayor valor de VAN, con un valor de 57,12 millones de euros.

Se compara también con el sistema sin almacenamiento (modificando también la inflación a 4,5%) y se comprueba que el valor del VAN del sistema sin almacenamiento es menor que el sistema con almacenamiento, por lo tanto, sigue mereciendo la pena hacer una instalación de almacenamiento por bombeo.

Todos los valores de las variables obtenidos en las simulaciones se pueden encontrar en el Anexo I.

En la Figura 30, se representa gráficamente el Valor Actual Neto del sistema simulado para cada uno de los valores de inflación estudiados, apreciando que obtiene mayor VAN el sistema de inflación 4,5 %. En color rosa se muestra el resultado de VAN para una inflación de 4,5 % del sistema sin almacenamiento.

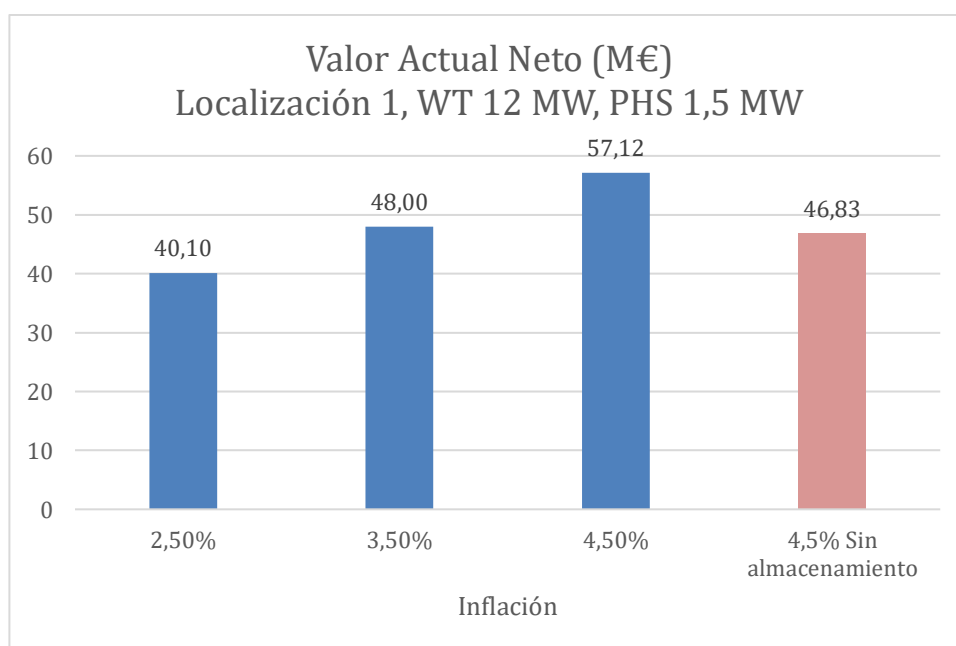


Figura 30. Valor Actual Neto sistema eólico de 812MW y sistema de almacenamiento entre 1,5 MW de la Localización 1 para valores de inflación de 2,5%, 3,5%, 4,5% y 4,5% sin almacenamiento.

3.2.6 Análisis de sensibilidad del precio de la electricidad

El siguiente análisis de sensibilidad trata de analizar como varía el Valor Actual Neto al cambiar el fichero de datos del precio de la electricidad de diferentes años. En las simulaciones anteriores se usó el precio anual de la electricidad del año 2022 y en este análisis de sensibilidad se compara con los

años anteriores, 2019, 2020 y 2021. Para este análisis se elige el caso óptimo de los apartados anteriores, Localización 1 con 12 MW de generación eólica y 1,5 MW de potencia de almacenamiento.

Tras el análisis de los resultados se pudo observar que los resultados tienen diferencias notorias, de igual manera que en el estudio de sensibilidad del caso 1. Esto es debido a la misma razón, que el precio de la electricidad de los años 2021 y 2022 aumentó por situaciones como el COVID y la guerra entre Rusia y Ucrania.

Todos los valores de las variables obtenidos en las simulaciones se pueden encontrar en el Anexo J.

En la Figura 31, se representa gráficamente el Valor Actual Neto del sistema simulado para cada uno de los precios de la electricidad de los años 2019, 2020, 2021 y 2022.

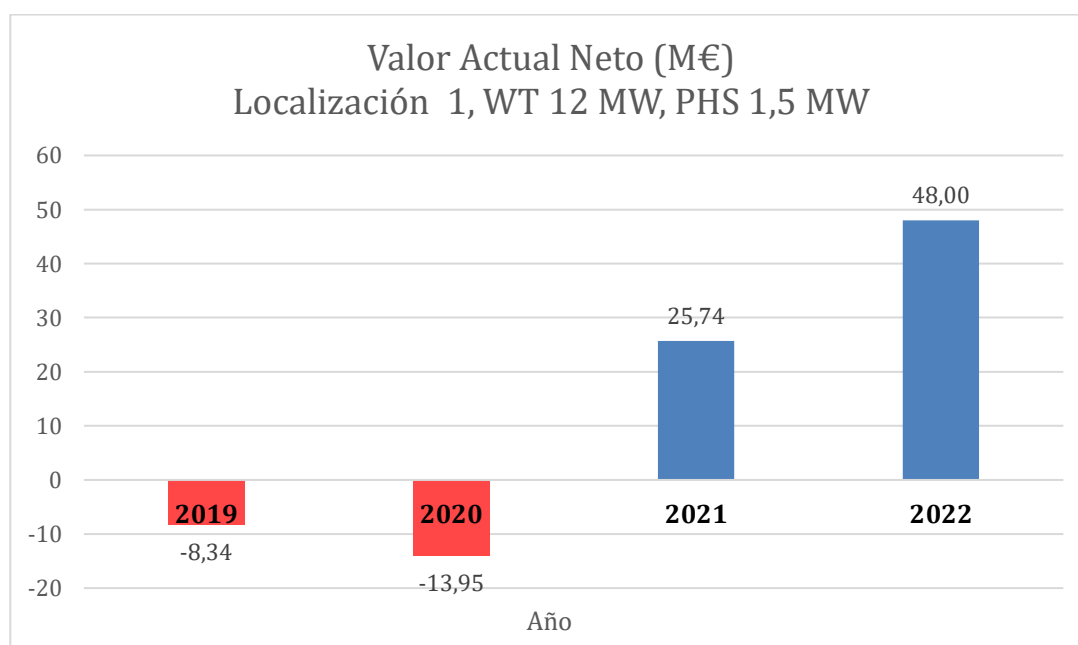


Figura 31. Valor Actual Neto sistema eólico de 12 MW y sistema de almacenamiento de 1,5 MW de la Localización 1 para precio de la electricidad de los años 2019, 2020, 2021 y 2022.

3.2.7 Análisis de sensibilidad del precio del sistema de almacenamiento

En este análisis de sensibilidad se analiza como varía el Valor Actual Neto al variar el CAPEX del sistema de almacenamiento. En los casos estudiados anteriormente se usó un valor de CAPEX de 1000 €/kW y para este análisis de sensibilidad se realizaron simulaciones para un valor de CAPEX de 800 €/kW y de 1200 €/kW, así mismo comparándolo con el caso que no tiene almacenamiento. Para este análisis se elige el caso óptimo de los apartados

anteriores, Localización 1 con 12 MW de generación eólica y 1,5 MW de potencia de almacenamiento.

Tras el análisis de los resultados se pudo observar, al igual que en el análisis de sensibilidad del caso 1, que conforme aumenta el CAPEX del sistema de almacenamiento disminuye el valor del VAN, ya que, al ser la inversión menor, el Valor Actual Neto es ligeramente mayor. Por lo tanto, el caso de CAPEX 800 €/kW es el que obtiene mayor valor de VAN y por lo tanto el más rentable.

Al comparar el VAN del caso con mayor precio de CAPEX, 1200 €/kW con el caso de un sistema sin almacenamiento, vemos que el valor de VAN del caso con almacenamiento sigue siendo mayor que el caso sin almacenamiento. Por lo tanto, sigue saliendo más rentable económicamente la instalación de almacenamiento.

Todos los valores de las variables obtenidos en las simulaciones se pueden encontrar en el Anexo K.

En la Figura 32, se representa gráficamente el Valor Actual Neto del sistema simulado para cada uno de los valores de CAPEX estudiados, apreciando que obtiene mayor VAN el sistema de CAPEX 800 €/kW. En color rosa se muestra el resultado de VAN del sistema sin almacenamiento.

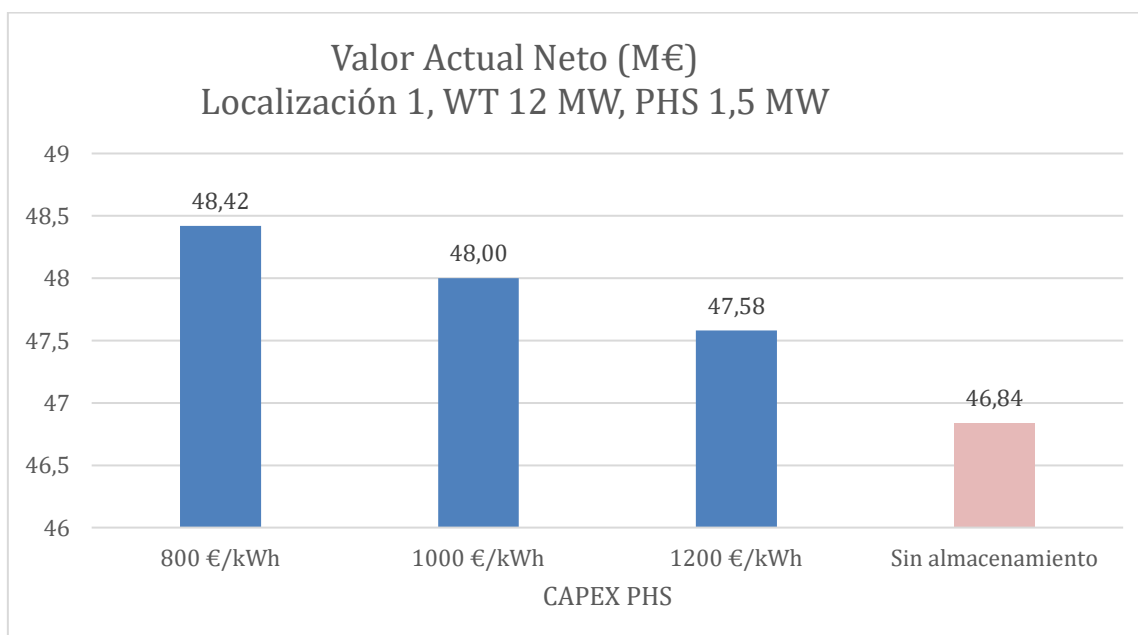


Figura 32. Valor Actual Neto sistema eólico de 12 MW y sistema de almacenamiento de 1,5 MW de la Localización 1 para valores de CAPEX de 800 €/kW, 1000 €/kW, 1200 €/kW y sin almacenamiento.

4. CONCLUSIONES

En el transcurso de este trabajo se ha estudiado la rentabilidad y la estrategia de control para dos casos de sistema de generación de energía renovable junto a un sistema de almacenamiento hidráulico por bombeo.

En el primer caso estudiado, generación fotovoltaica con almacenamiento hidráulico por bombeo se llega a la conclusión de que el sistema óptimo se encuentra en la Localización 4, con una potencia fotovoltaica de 8 MW y una potencia de almacenamiento de 0,5 MW, bajo las condiciones del precio de la electricidad del año 2022, una inflación anual de 3,5 % y CAPEX del sistema de almacenamiento de valor 1000 €/kWh. Las variables óptimas de la estrategia de control son las siguientes, el precio máximo por debajo del cual se bombea es 0 €/kWh, esto quiere decir que la prioridad es inyectar a red la energía generada por el sistema fotovoltaico, y bombear en los momentos que la energía producida sea mayor que la potencia máxima inyectable a red; la variable para el precio mínimo por encima del cual se turbinan es de 0,154 €/kWh.

En el estudio de la rentabilidad haciendo una comparación con un sistema sin almacenamiento, se llega a la conclusión de que es más rentable un sistema sin almacenamiento, con las mismas características que el sistema con almacenamiento.

En el segundo caso, generación eólica con almacenamiento hidráulico por bombeo se llega a la conclusión de que el sistema óptimo se encuentra en la Localización 1, con una potencia eólica de 12 MW y una potencia de almacenamiento de 1,5 MW, bajo las condiciones del precio de la electricidad del año 2022, una inflación anual de 3,5 % y CAPEX del sistema de almacenamiento de valor 1000 €/kWh. Las variables óptimas de la estrategia de control son las siguientes, el precio máximo por debajo del cual se bombea es 0 €/kWh, lo que significa que la prioridad es inyectar a red la energía generada por el sistema eólico, y bombear en los momentos que la energía producida sea mayor que la potencia máxima inyectable a red; y la variable para el precio mínimo por encima del cual se turbinan es de 0 €/kWh también, por lo que se puede turbinar el agua para cualquier precio de la electricidad, siempre que la generación eólica no supere la potencia máxima inyectable y haya agua en el reservorio superior para ser turbinada.

En el estudio de la rentabilidad, en el cual se hace una comparación con un sistema sin almacenamiento, se llega a la conclusión de que es más rentable el sistema con almacenamiento.

Para ambos casos estudiados se hicieron análisis de sensibilidad sobre el valor de la inflación, del precio de la electricidad de distintos años y del CAPEX del sistema de almacenamiento. Los resultados de estos análisis fueron los siguientes; con el aumento del valor de la inflación aumenta el Valor Actual Neto del sistema, el año que produce mayores valores de VAN es el año 2022, y, por último, al disminuir el valor de CAPEX del sistema de almacenamiento disminuye el valor del VAN del sistema, aumentando su rentabilidad.

Por último, se estudia en qué condiciones es más rentable un sistema con almacenamiento hidráulico por bombeo. En el caso de generación fotovoltaica, un sistema con almacenamiento sólo es rentable si el valor de CAPEX del sistema de almacenamiento se reduce a 800 €/kWh, manteniendo la inflación anual de 3,5 % y con los datos del precio de la electricidad del año 2022, para el resto de lo análisis de sensibilidad un sistema sin almacenamiento sigue siendo la mejor opción. En el caso de generación eólica, los resultados son distintos, ya que el sistema con almacenamiento siempre es más rentable que un sistema sin almacenamiento excepto en el caso en el que la inflación anual tenga un valor de 2,5 %, entonces es más rentable un sistema sin almacenamiento.

5. REFERENCIAS

- [1] S. Nan, Y. Huo, and C. C. Lee, "Assessing the role of globalization on renewable energy consumption: New evidence from a spatial econometric analysis," *Renew. Energy*, vol. 215, no. May, p. 118974, 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.118974.
- [2] D. B. Lorente, K. S. Mohammed, J. Cifuentes-Faura, and U. Shahzad, "Dynamic connectedness among climate change index, green financial assets and renewable energy markets: Novel evidence from sustainable development perspective," *Renew. Energy*, vol. 204, no. October 2022, pp. 94–105, 2023, doi: 10.1016/j.renene.2022.12.085.
- [3] Á. Merino, "La evolución de la energía renovable en España," 2022. <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/evolucion-energia-renovable-espana/>.
- [4] B. Igliński, M. B. Pietrzak, U. Kielkowska, M. Skrzatek, G. Kumar, and G. Piechota, "The assessment of renewable energy in Poland on the background of the world renewable energy sector," *Energy*, vol. 261, no. August, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.125319.
- [5] "España - Generación de electricidad," 2023. <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-generacion/espana>.
- [6] "Almacenamiento de energía: la clave de un futuro descarbonizado." <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/almacenamiento-de-energia-eficiente>.
- [7] "Te decimos por qué es necesario el almacenamiento de energía," [Online]. Available: <https://www.quartux.com/blog/te-decimos-por-que-es-necesario-el-almacenamiento-de-energia>.
- [8] K. R. Vasudevan, V. K. Ramachandaramurthy, G. Venugopal, J. B. Ekanayake, and S. K. Tiong, "Variable speed pumped hydro storage: A review of converters, controls and energy management strategies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 135, no. July 2020, p. 110156, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110156.
- [9] Secretaría de Estado de Energía, *Estrategia de almacenamiento energético*. 2021.
- [10] R. Ansorena Ruiz *et al.*, "Low-head pumped hydro storage: A review on civil structure designs, legal and environmental aspects to make its realization feasible in seawater," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 160, no. September 2021, p. 112281, 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112281.
- [11] R. J. Mahfoud, N. F. Alkayem, Y. Zhang, Y. Zheng, Y. Sun, and H. H. Alhelou, "Optimal operation of pumped hydro storage-based energy systems: A compendium of current challenges and future perspectives," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 178, no. August 2022, p. 113267, 2023, doi: 10.1016/j.rser.2023.113267.
- [12] "¿Qué es el bombeo reversible?," 2022. <https://www.atalaya.eu/actualidad/blog/que-es-bombeo-reversible/>.
- [13] J. Li *et al.*, "Comprehensive benefit evaluations for integrating off-river pumped hydro storage and floating photovoltaic," *Energy Convers. Manag.*, vol. 296, no. September, p. 117651, 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2023.117651.

- [14] N. Naval, J. M. Yusta, R. Sánchez, and F. Sebastián, "Optimal scheduling and management of pumped hydro storage integrated with grid-connected renewable power plants," *J. Energy Storage*, vol. 73, no. September, 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.108993.
- [15] R. Dufo-López, J. M. Lujano-Rojas, J. L. Bernal-Agustín, J. S. Artal-Sevil, and Á. A. Bayod-Rújula, "Energy arbitrage in PV-PHS systems," *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 21, no. 21, pp. 7–12, 2023, doi: 10.24084/repqj21.206.
- [16] "Datos macro," 2023. <https://datosmacro.expansion.com/ipc-paises/espana>.
- [17] "Costs Data Global Trends," [Online]. Available: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Costs/Global-Trends>.
- [18] F. A. Canales, J. K. Jurasz, M. Guezgouz, and A. Beluco, "Cost-reliability analysis of hybrid pumped-battery storage for solar and wind energy integration in an island community," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 44, no. February, p. 101062, 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101062.
- [19] B. Lu, A. Blakers, M. Stocks, and T. N. Do, "Low-cost, low-emission 100% renewable electricity in Southeast Asia supported by pumped hydro storage," *Energy*, vol. 236, p. 121387, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121387.
- [20] Z. Topalović, R. Haas, A. Ajanović, and A. Hiesl, "Economics of electric energy storage. The case of Western Balkans," *Energy*, vol. 238, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.121669.
- [21] "¿Qué son las condiciones STC y NOCT?" <https://solarama.mx/blog/condiciones-stc-y-noct/>.
- [22] "The Power Project." <https://power.larc.nasa.gov/>.
- [23] "Wind Speed Data." <https://www.renewables.ninja/>.

ANEXO A

Inclinación de los paneles solares, azimuth, irradiación anual total horizontal y con inclinación, e irradiación media diaria horizontal y con inclinación para las Localizaciones 1, 2, 3 y 4.

Localización	Loc 1	Loc 2	Loc 3	Loc 4
Inclinación	36°	32°	32°	31°
Azimuth	0°	0°	0°	0°
Irradiación anual total [kWh/m²] Horizontal	1664,99	1620,2	1746,58	1850,42
Irradiación media diaria [kWh/m²] Horizontal	4,56	4,43	4,78	5,06
Irradiación anual total [kWh/m²] Inclinación	1970,59	1841,67	1994,31	2096,22
Irradiación media diaria [kWh/m²] Inclinación	5,39	5,04	5,46	5,74

Tabla 5. Datos de inclinación, azimuth, e irradiación obtenidos de las localizaciones seleccionadas con la base de datos NASA mediante el software MHOGA.

ANEXO B

Datos obtenidos tras las simulaciones de las cuatro localizaciones a estudiar para las variables de potencia fotovoltaica (PV), potencia de almacenamiento (PHS), Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Inversión, Factor de capacidad, Coste Normalizado de la Energía (LCOE), energía generada por el sistema fotovoltaico (E_{pv}), energía generada por el sistema de almacenamiento (E_t) y energía vendida por año (E vendida). Para el estudio de las Localizaciones 1, 2, 3 y 4.

Localizaciones	Loc 1	Loc 2	Loc 3	Loc 4
PV (MW)	8	8	8	8
PHS (MW)	1	1	1	1
VAN (M€)	23,54	21,88	23,53	24,71
TIR (%)	25,23	24,04	25,22	26,03
Inversión (M€)	9,25	9,25	9,25	9,25
Factor de capacidad (%)	16,73	15,83	16,79	17,39
LCOE (€/kWh)	0,0465	0,0495	0,0466	0,0455
E_{pv} (GWh)	13,54	12,72	13,53	14,03
E_t (GWh)	0,214	0,186	0,211	0,238
E vendida (M€/año)	2,02	1,92	2,03	2,10

Tabla 6. Comparación datos obtenidos del sistema PV+PHS en las 4 localizaciones.

ANEXO C

Datos obtenidos tras las simulaciones para las variables de potencia fotovoltaica (PV), potencia de almacenamiento (PHS), Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Inversión, Factor de capacidad, Coste Normalizado de la Energía (LCOE), energía generada por el sistema fotovoltaico (E_{pv}), energía generada por el sistema de almacenamiento (E_t) y energía vendida por año (E vendida). Para el estudio de las potencias de almacenamiento de 0,5 MW, 1 MW, 1,5 MW, 2 MW y 3 MW.

Potencia almacenamiento	0,5 MW	1 MW	1,5 MW	2 MW	3 MW
PV (MW)	8	8	8	8	8
VAN (M€)	25,26	24,71	23,90	23,03	21,38
TIR (%)	27,67	26,04	24,43	22,98	20,55
Inversión (M€)	8,62	9,25	9,87	10,50	11,75
Factor de capacidad (%)	18,35	17,39	16,43	15,55	14,00
LCOE (€/kWh)	0,0421	0,045	0,0482	0,0514	0,058
E_{pv} (GWh)	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
E_t (GWh)	0,184	0,240	0,205	0,149	0,036
E vendida (M€/año)	2,09	2,10	2,09	2,08	2,06

Tabla 7. Comparación datos obtenidos sistema PV+PHS para la Localización 4 y distintas potencias de almacenamiento.

ANEXO D

Datos obtenidos tras las simulaciones para las variables de potencia fotovoltaica (PV), potencia de almacenamiento (PHS), Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Inversión, Factor de capacidad, Coste Normalizado de la Energía (LCOE), energía generada por el sistema fotovoltaico (E_{pv}), energía generada por el sistema de almacenamiento (E_t) y energía vendida por año (E vendida). Para el estudio de las inflaciones anuales de 2,5 %, 3,5 % y 4,5 %.

Inflación	2,5 %	3,5 %	4,5 %	4,5 %
PV (MW)	8	8	8	8
PHS (MW)	0,5	0,5	0,5	0
VAN (M€)	21,71	25,26	29,34	29,51
TIR (%)	26,39	27,66	28,93	30,56
Inversión (M€)	8,62	8,62	8,62	8,00
Factor de capacidad (%)	18,35	18,35	18,35	19,31
LCOE (€/kWh)	0,0469	0,0421	0,0377	0,0353
E_{pv} (GWh)	14,03	14,03	14,03	14,23
E_t (GWh)	0,184	0,184	0,184	0
E vendida (M€/año)	2,09	2,09	2,09	2,06

Tabla 8. Comparación datos obtenidos sistema PV+PHS para la Localización 4 y valores de inflación 2,5 %, 3,5 %, 4,5 % y 4,5 % sin almacenamiento.

ANEXO E

Datos obtenidos tras las simulaciones para las variables de potencia fotovoltaica (PV), potencia de almacenamiento (PHS), Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Inversión, Factor de capacidad, Coste Normalizado de la Energía (LCOE), energía generada por el sistema fotovoltaico (E_{pv}), energía generada por el sistema de almacenamiento (E_t) y energía vendida por año (E vendida). Para el estudio de los precios de la electricidad de los años 2019, 2020, 2021 y 2022.

Precio PHS	2019	2020	2021	2022
PV (MW)	8	8	8	8
PHS (MW)	0,5	0,5	0,5	0,5
VAN (M€)	1,45	-1,97	15,10	25,34
TIR (%)	8,52	0	20,09	27,73
Inversión (M€)	8,62	8,62	8,62	8,62
Factor de capacidad (%)	18,33	18,33	18,35	18,36
LCOE (€/kWh)	0,0422	0,0422	0,0421	0,0421
E_{pv} (GWh)	14,03	14,03	14,03	14,03
E_t (GWh)	0,170	0,168	0,182	0,187
E vendida (M€/año)	0,662	0,457	1,48	2,09

Tabla 9. Comparación datos obtenidos sistema PV+PHS para la Localización 4 y valores del precio de la electricidad de los años 2019, 2020, 2021 y 2022.

ANEXO F

Datos obtenidos tras las simulaciones para las variables de potencia fotovoltaica (PV), potencia de almacenamiento (PHS), Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Inversión, Factor de capacidad, Coste Normalizado de la Energía (LCOE), energía generada por el sistema fotovoltaico (E_{pv}), energía generada por el sistema de almacenamiento (E_t) y energía vendida por año (E vendida). Para el estudio del CAPEX del sistema de almacenamiento de 800 €/kWh, 1000 €/kWh, 1200 €/kWh y sistema sin almacenamiento

CAPEX PHS (€/kW)	800	1000	1200	SIN PHS
PV (MW)	8	8	8	8
PHS (MW)	0,5	0,5	0,5	-
VAN (M€)	25,40	25,26	25,12	25,34
TIR (%)	28,04	27,66	27,3	27,73
Inversión (M€)	8,50	8,62	8,75	8,62
Factor de capacidad (%)	18,35	18,35	18,35	18,36
LCOE (€/kWh)	0,0415	0,0421	0,0427	0,0421
E_{pv} (GWh)	14,03	14,03	14,03	14,03
E_t (GWh)	0,184	0,184	0,184	-
E vendida (M€/año)	2,09	2,09	2,09	2,09

Tabla 10. Comparación datos obtenidos sistema PV+PHS para la Localización 4 y valores del CAPEX del sistema de almacenamiento de 800, 1000, 1200 €/kWh y sistema sin almacenamiento.

ANEXO G

Datos obtenidos tras las simulaciones de las cuatro localizaciones a estudiar para las variables de potencia eólica (WT), potencia de almacenamiento (PHS), Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Inversión, Factor de capacidad, Coste Normalizado de la Energía (LCOE), energía generada por el sistema eólico (Ew), energía generada por el sistema de almacenamiento (Et) y energía vendida por año (E vendida). Para el estudio de las Localizaciones 1, 2, 3 y 4.

Localizaciones	Loc 1	Loc 2	Loc 3	Loc 4
WT (MW)	12	12	12	12
PHS (MW)	1	1	1	1
VAN (M€)	52,34	39,89	35,73	39,64
TIR (%)	23,14	19,57	18,41	19,5
Inversión (M€)	23,75	23,75	23,75	23,75
Factor de capacidad (%)	25,46	21,62	19,96	21,6
LCOE (€/kWh)	0,0599	0,0706	0,0765	0,0706
Ew (GWh)	39,74	30,25	26,79	31,65
Et (GWh)	0,901	0,637	0,599	0,577
E vendida (M€/año)	4,91	4,13	3,88	4,11

Tabla 11. Comparación datos obtenidos sistema WT+PHS para las Localizaciones 1, 2, 3 y 4.

ANEXO H

Datos obtenidos tras las simulaciones de las cuatro localizaciones a estudiar para las variables de potencia eólica (WT), potencia de almacenamiento (PHS), Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Inversión, Factor de capacidad, Coste Normalizado de la Energía (LCOE), energía generada por el sistema eólico (Ew), energía generada por el sistema de almacenamiento (Et) y energía vendida por año (E vendida). Para el estudio de la potencia de almacenamiento de 0,5 MW, 1 MW, 1,5 MW y 2 MW de la Localización 1.

Potencia almacenamiento	0,5 MW	1 MW	1,5 MW	2 MW
WT (MW)	12	12	12	12
VAN (M€)	47,45	47,83	48,00	47,99
TIR (%)	22,01	21,76	21,47	21,15
Inversión (M€)	23,12	23,75	24,37	25
Factor de capacidad (%)	24,54	23,92	23,27	22,62
LCOE (€/kWh)	0,0631	0,0638	0,0647	0,0656
Ew (GWh)	34,51	34,51	34,51	34,51
Et (GWh)	0,445	0,806	1,095	1,317
E vendida (M€/año)	4,54	4,60	4,65	4,69

Tabla 12. Comparación datos obtenidos sistema WT+PHS para la Localización 1 y potencias de almacenamiento de 0,5 MW, 1 MW, 1,5 MW y 2 MW.

ANEXO I

Datos obtenidos tras las simulaciones de las cuatro localizaciones a estudiar para las variables de potencia eólica (WT), potencia de almacenamiento (PHS), Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Inversión, Factor de capacidad, Coste Normalizado de la Energía (LCOE), energía generada por el sistema eólico (Ew), energía generada por el sistema de almacenamiento (Et) y energía vendida por año (E vendida). Para el estudio de la inflación anual de 2,5 %, 3,5 % y 4,5 %.

Inflación	2,5 %	3,5 %	4,5 %	4,5 %
WT (MW)	12	12	12	12
PHS (MW)	1,5	1,5	1,5	-
VAN (M€)	40,10	48,00	57,12	46,83
TIR (%)	20,21	21,47	22,73	22,20
Inversión (M€)	24,37	24,37	24,37	22,50
Factor de capacidad (%)	23,27	23,27	23,27	25,14
LCOE (€/kWh)	0,072	0,0647	0,0579	0,0626
Ew (GWh)	34,51	34,51	34,51	34,51
Et (GWh)	1,095	1,095	1,095	-
E vendida (M€/año)	4,65	4,65	4,65	4,46

Tabla 13. Comparación datos obtenidos sistema WT+PHS para la Localización 1 e inflación anual de 2,5 %, 3,5 %, 4,5 % y 4,5 % sin almacenamiento.

ANEXO J

Datos obtenidos tras las simulaciones de las cuatro localizaciones a estudiar para las variables de potencia eólica (WT), potencia de almacenamiento (PHS), Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Inversión, Factor de capacidad, Coste Normalizado de la Energía (LCOE), energía generada por el sistema eólico (Ew), energía generada por el sistema de almacenamiento (Et) y energía vendida por año (E vendida). Para el estudio del precio de la electricidad de los años 2019, 2020, 2021 y 2022.

Precio PHS	2019	2020	2021	2022
WT (MW)	12	12	12	12
PHS (MW)	1,5	1,5	1,5	1,5
VAN (M€)	-8,34	-13,95	25,74	48,00
TIR (%)	0	0	15,33	21,47
Inversión (M€)	24,37	24,37	24,37	24,37
Factor de capacidad (%)	23,26	23,26	23,27	23,27
LCOE (€/kWh)	0,0647	0,0647	0,0647	0,0647
Ew (GWh)	35,51	35,51	34,51	34,51
Ew (GWh)	1,08	1,07	1,09	1,09
E vendida (M€/año)	1,28	0,944	3,32	4,65

Tabla 14. Comparación datos obtenidos sistema WT+PHS para la Localización 1 y precio de la electricidad de los años 2019, 2020, 2021 y 2022.

ANEXO K

Datos obtenidos tras las simulaciones de las cuatro localizaciones a estudiar para las variables de potencia eólica (WT), potencia de almacenamiento (PHS), Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Inversión, Factor de capacidad, Coste Normalizado de la Energía (LCOE), energía generada por el sistema eólico (Ew), energía generada por el sistema de almacenamiento (Et) y energía vendida por año (E vendida). Para el estudio del CAPEX del sistema de almacenamiento.

CAPEX PHS (€/kW)	800	1000	1200	SIN PHS
WT (MW)	12	12	12	12
PHS (MW)	1,5	1,5	1,5	-
VAN (M€)	48,42	48,00	47,58	46,84
TIR (%)	21,79	21,47	21,17	22,2
Inversión (M€)	24,00	24,37	24,75	22,5
Factor de capacidad (%)	23,27	23,27	23,27	25,14
LCOE (€/kWh)	0,0637	0,0647	0,056	0,0626
Ew (GWh)	34,51	34,51	34,51	34,51
Et (GWh)	1,09	1,09	1,09	-
E vendida (M€/año)	4,65	4,65	4,65	4,46

Tabla 15. Comparación datos obtenidos sistema WT+PHS para la Localización 1 y valores de CAPEX de 800, 1000, 1200 €/kWh y sistema sin almacenamiento.