



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Sistemas de almacenamiento y generación para nivelar la
potencia suministrada por un parque eólico

Storage and generation systems to level the power delivered by
a wind facility

Autor:

Álvaro Fuertes Broto

Director:

Jorge Barroso Estébanez

Universidad de Zaragoza

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2022

RESUMEN

En este trabajo se han analizado varias estrategias distintas que permitan a las energías renovables tener mayor protagonismo en los sistemas de generación de electricidad gracias a la disminución de la incertidumbre, que aportan al sistema de forma natural, mediante su combinación con otras fuentes de energía y/o elaborando sistemas de almacenamiento diferentes.

En particular, se han propuesto soluciones para nivelar la curva de potencia entregada por un parque eólico de 50 MW, que posteriormente han sido analizadas. Además, se han definido para cada estrategia los distintos equipos de generación y almacenamiento de energía que permitan realizar la estabilización de la curva.

Por último, se ha llevado a cabo un estudio económico para poder determinar que estrategia es la más rentable, que al fin y al cabo es lo que termina siendo el factor diferencial en la toma de decisiones antes de llevar a cabo cualquier proyecto, teniendo en cuenta el coste de inversión y los costes de operación y mantenimiento de los diferentes equipos empleados, el precio de la energía y los costes derivados de no producir la energía prevista.

ABSTRACT

In this project several different strategies have been analyzed that allow renewable energies to have a greater role in energy generation systems thanks to the reduction of the uncertainty that they contribute, which they contribute to the system naturally, through their combination with other sources of energy and/or developing different systems.

In particular, solutions have been proposed to level the power curve delivered by a 50 MW wind farm, which have been analyzed subsequently. In addition, the different energy generation and storage equipment that allow to accomplish the stabilization of the curve has been defined for each strategy.

Lastly, an economic study has been carried out in order to determine which strategy is the most profitable, which, after all, is what ends up being the differential factor in the decision making before carrying out any project, taking into account the investment cost and the operational and maintenance cost of the different equipment used, the energy price and the cost derived from not producing the planned energy.

Índice

1.	Capítulo 1: Estado del arte	1
1.1	Introducción	1
1.2	Análisis de las referencias consultadas	1
1.3	Conclusiones del capítulo.....	14
2.	Capítulo 2: Análisis de la generación del parque eólico.....	17
2.1	Introducción	17
2.2	Estrategia 1.....	19
2.3	Estrategia 2.....	23
2.4	Conclusiones del capítulo.....	25
3.	Capítulo 3: Propuesta de sistemas de apoyo	27
3.1	Introducción	27
3.2	Sistema de apoyo 1	27
3.3	Sistema de apoyo 2	31
3.4	Selección de los equipos	33
3.4.1	Estrategia 1 con sistema de apoyo 1.....	34
3.4.2	Estrategia 2 con sistema de apoyo 1.....	35
3.4.3	Estrategia 1 con sistema de apoyo 2.....	35
3.4.4	Estrategia 2 con sistema de apoyo 2.....	37
3.5	Análisis de los resultados	37
3.5.1	Estrategia 1 con sistema de apoyo 1.....	37
3.5.2	Estrategia 2 con sistema de apoyo 1.....	39
3.5.3	Estrategia 1 con sistema de apoyo 2.....	40
3.5.4	Estrategia 2 con sistema de apoyo 2.....	41
3.6	Conclusiones del capítulo.....	42
4.	Capítulo 4: Estudio económico.....	44
4.1	Introducción	44
4.2	CAPEX y OPEX de cada equipo	44
4.2.1	Turbina de gas	44
4.2.2	Electrolizador.....	45
4.2.3	Depósito de hidrógeno.....	45
4.2.4	Batería de flujo redox.....	45
4.3	Otros costes.....	46
4.4	Ingresos por la venta de la energía	46

4.5	Cálculo del VAN y el TIR.....	47
4.6	Análisis de los resultados	48
4.7	Conclusiones del capítulo.....	54
5.	Capítulo 5: Conclusiones generales.....	55
	BIBLIOGRAFÍA.....	58
	Anexo A: Proyectos de integración de energías renovables en la red eléctrica convencional ...	63
	Anexo B	69

1. Capítulo 1: Estado del arte

1.1 Introducción

En la actualidad el uso de las energías renovables es una realidad. En estos momentos existe un importante consenso a nivel internacional para que en los próximos años las renovables sean la principal fuente de energía, desbancando a los combustibles fósiles, y así resolver el problema de la descarbonización del sistema energético. De hecho, muchos países ya tienen planificadas diferentes hojas de ruta para alcanzar esa meta lo antes posible.

En este capítulo se realiza una búsqueda de información sobre las diferentes tecnologías y estrategias utilizadas para nivelar la potencia suministrada por diferentes tipos de energía renovable, profundizando, principalmente en las energías eólica y solar.

Por otra parte, se analizan varios proyectos llevados a cabo en distintos países, para conocer cómo se ha adaptado la teoría a la práctica en el momento de integrar las diferentes energías renovables, entre sí, o con centrales de generación convencionales que trabajan con combustibles fósiles, en el proceso lógicamente lento de reestructuración del sistema energético, hasta que se pueda alcanzar la independencia total respecto a los combustibles fósiles y, de esa forma, reducir las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

Además, se exponen las estrategias políticas llevadas a cabo por distintos países para lograr la integración de las energías renovables en el sistema energético.

Por último, se estudian algunos artículos relacionados con la viabilidad económica de algunas de las estrategias de estabilización de la generación de energía a partir de fuentes renovables.

La mayor parte de las fuentes bibliográficas consultadas pertenecen al sitio web <https://www.sciencedirect.com/>, sin embargo, también se han consultado artículos académicos en otros dominios web.

1.2 Análisis de las referencias consultadas

La sustitución de los combustibles fósiles plantea nuevos desafíos que fundamentalmente tienen que ver con la naturaleza intermitente, incontrolable e inestable de muchas de estas energías renovables [1]. La energía eólica y la solar son las que más fluctúan en el tiempo debido a su dependencia de las condiciones meteorológicas [1], por lo tanto, para aumentar su calidad, necesitan de ciertos apoyos que permitan suplir la demanda energética cuando estas fuentes no puedan hacerlo. Estos apoyos consisten fundamentalmente en estrategias de almacenamiento o en el empleo de centrales de carga base.

Las estrategias de almacenamiento son, por ejemplo: el uso de baterías, centrales hidroeléctricas reversibles, producción y almacenamiento de hidrógeno, o conversión directa en energía térmica.

Las centrales de carga base son centrales eléctricas convencionales (térmicas, hidroeléctricas y nucleares) que funcionan produciendo cierto nivel de potencia de forma constante e ininterrumpida. En esta categoría entra también la cogeneración, que en algunos países como Dinamarca es una fuente de energía muy importante [2].

Es importante destacar que la mayoría de las centrales de carga base usan combustibles fósiles como fuente de energía, lo que interfiere con el objetivo de un futuro sin consumo energético a partir de combustibles fósiles, sin embargo, son una solución fiable para la transición energética del sistema actual a uno descarbonizado. El uso de ciertas tecnologías de generación como centrales de carga base presenta otro problema, en cuanto al desgaste y mantenimiento, que se comentará más adelante.

En cuanto al almacenamiento, en el artículo [3] se detalla el funcionamiento de un sistema de almacenamiento de la energía eólica transformándola en térmica. En la Figura 1 se representa el esquema típico de este sistema de almacenamiento.

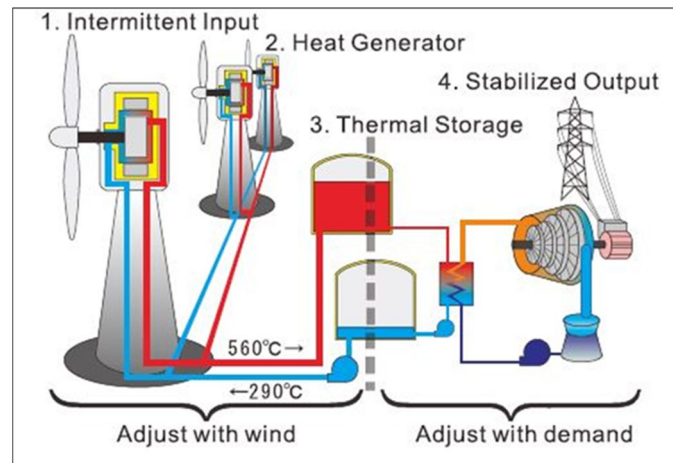


Figura 1. Esquema de una instalación de almacenamiento térmico de energía eólica [3]

El funcionamiento, descrito en [3], consiste en que el aerogenerador hace girar un generador de calor. Existen 3 métodos para transformar la energía eólica en térmica: fricción entre materiales sólidos, agitación de un fluido, e inducción electromagnética. El último método es el más eficaz, el conductor se calienta cuando se le hace girar bajo la influencia de un campo magnético, el fluido de trabajo intercambia calor con el conductor y se almacena en un tanque. De acuerdo con la demanda eléctrica, el fluido de trabajo intercambia calor con un circuito de agua para generar vapor y posteriormente producir electricidad en una turbina de vapor. También se puede calentar agua para producir agua caliente sanitaria y cubrir parte de la demanda de calefacción de una región o zona. Las sales fundidas son la opción más eficiente como fluido de trabajo. Este sistema es especialmente interesante si se combina con una central de biomasa, geotérmica o solar de torre central; ya que puede compartir la sección de almacenamiento con los tres tipos de centrales.

El almacenamiento mediante centrales hidroeléctricas reversibles es menos eficiente y más caro que con baterías [4]. Cuando se requieren capacidades de almacenamiento muy grandes, desde el punto de vista técnico, la opción más recomendable es el uso de centrales hidroeléctricas reversibles, además, el almacenamiento de cantidades de energía relativamente grandes con baterías es muy costoso, al necesitarse un sistema de baterías demasiado grande [4, 5].

Sin embargo, la construcción de centrales hidroeléctricas reversibles tiene el inconveniente de los obstáculos geográficos y la orografía [3, 4]. Esto provoca que su uso no esté muy extendido, a excepción de algunos países como China, donde las estrategias de almacenamiento más comunes son la producción de calor a partir de la energía eólica y las baterías [6]. En 2015, la Administración Nacional de Energía de China advirtió sobre la posibilidad de que toda la demanda de calefacción de las regiones del norte se pudiera cubrir con tecnologías de

producción de calor a partir de energía eólica, gracias a los enormes recursos eólicos que existen en esta zona del país [6].

La Agencia Alemana de la Energía [3] también refleja los mismos problemas de las centrales hidroeléctricas reversibles, dificultad en la construcción debido a obstáculos geográficos y a la regulación medioambiental, por un lado; y por otro, el coste demasiado elevado de las baterías. En el estudio [3], también se comparan tres estrategias diferentes para el funcionamiento del mismo parque eólico, la primera consiste en un parque eólico sin almacenamiento, con una central térmica de respaldo; la segunda es el parque eólico con un sistema de almacenamiento de baterías, y la tercera es el parque eólico con un sistema de almacenamiento térmico de la energía eólica. Se suponen patrones de viento de 6, 24 y 48 horas además de una vida útil de 10 y 20 años para todos los sistemas. Se puede observar que conforme aumenta la duración de los patrones de viento, se requiere mayor capacidad de almacenamiento y esto encarece mucho la energía generada con la opción de parque eólico y baterías. El uso de baterías solo estaría justificado para tiempos de carga y descarga cortos (poco almacenamiento), sin embargo, las otras dos opciones no varían prácticamente en función de los patrones de viento, ya que la opción con la central térmica de apoyo no implica almacenamiento. Por otro lado, cuando la vida útil aumenta a 20 años los costes de las baterías disminuyen, aunque siguen siendo muy caras para patrones de viento largos, el coste del almacenamiento térmico disminuye, y el de la opción con central térmica de apoyo se mantiene. La conclusión es que el almacenamiento térmico tiene potencial para ser la opción más económica.

En el estudio [5] se propone una solución para evitar las fluctuaciones en la potencia entregada en un sistema formado por energías eólica, fotovoltaica y turboexpansores (turbinas de expansión) de gas natural, aprovechando las baterías de los vehículos eléctricos estacionados en un aparcamiento, para almacenar energía en los periodos de mayor producción, suponiendo que en el futuro, a medio plazo, la mayoría de los coches serán eléctricos y que la mayoría de los aparcamientos de las ciudades contarán con la infraestructura necesaria para cargar sus baterías. La ciudad sobre la que se realiza el estudio es Isfahán (Irán) y cuenta con un sistema de abastecimiento energético formado por 100 MW de eólica, 15 MW de fotovoltaica y 24 MW de turboexpansores de gas natural. Además, el número de aparcamientos total es de 152, con capacidad total para 103.070 vehículos. La conclusión principal es que con el sistema estudiado se consigue reducir la intermitencia de las energías eólicas y fotovoltaica, empleando solo el 10% de la capacidad con la que cuentan todos los aparcamientos de la ciudad.

Otra de las conclusiones del estudio realizado en [5] es que conforme aumenta la capacidad de generación del sistema de energías renovables, más vehículos deben intercambiar energía con la red. Debido a que, si aumenta la potencia entregada, las fluctuaciones serán mayores y se necesita más almacenamiento para suavizarlas. En este caso concreto, con una generación de 139 MW, si el número de vehículos conectados no supera los 10.000, las baterías deben realizar muchos más ciclos de carga y descarga y el rendimiento del sistema disminuye, así como, el ciclo de vida de las baterías. Si la potencia sigue siendo 139 MW, pero la capacidad de las baterías de los vehículos aumenta, se necesitan menos vehículos para el funcionamiento del sistema, y las baterías realizarán menos ciclos de carga y descarga.

En la revisión [4] se presentan varias estrategias para estabilizar la potencia generada a partir de la energía eólica y solar en China. Las cinco estrategias son:

- Modo de absorción de energía distribuida en microrredes (MECM) Microrred Complementaria de Energía Múltiple.

Este método consiste en la creación de una microrred complementaria de energía múltiple a base de energía eólica, fotovoltaica, almacenamiento en baterías y generadores diésel o cogeneración. La energía generada es integrada en un sistema de gestión antes de ser llevada a la red principal. Además, este sistema puede funcionar aislado de la red eléctrica general, lo que permite que esta estrategia sea una buena opción para regiones remotas, donde es muy complicado y costoso construir líneas de alta tensión que permitan intercambiar energía con la red principal. Por esta razón, la mayoría de estas microrredes están distribuidas en las provincias costeras e insulares de China, y en las regiones remotas del oeste del país, zonas rurales despobladas mayormente. Además, se puede cubrir toda la demanda energética de hospitales grandes o de áreas industriales. Esta estrategia se aplica en provincias insulares y costeras como Hainan y Cantón, y en la región autónoma de Mongolia Interior.

- **Modo de consumo de reducción de picos de red eléctrica.**
Es el sistema más utilizado en China, las energías eólica y fotovoltaica se complementan con centrales hidroeléctricas de reserva, almacenamiento por bombeo, y con centrales térmicas. Requiere de la construcción de líneas de ultra alta tensión, ya que, en algunas provincias de China los recursos eólicos y solares se encuentran muy lejos de los centros de demanda. En estos casos es necesario realizar conexiones entre redes regionales, debido a que en algunas regiones con mucha producción hidroeléctrica se puede cubrir la demanda de energía con esta fuente, por lo que la energía producida a partir de la eólica y la fotovoltaica se transmite a otras regiones donde sea necesaria.
- **Complementación entre almacenamiento, eólica y fotovoltaica.**
En este modo de consumo se integran la energía eólica y fotovoltaica con el almacenamiento con baterías y con centrales hidroeléctricas reversibles. Las fuentes de energía no están conectadas directamente a ninguna red, ya sea local, regional o nacional. Este modo consiste en un sistema energético integrado junto con la energía almacenada. El proyecto de Sanshiliqingzi, en la provincia de Gansu, consiste en 15 MW de fotovoltaica, 10 MW de eólica y 10 MW de almacenamiento en baterías, con una extensión de 0,4 km², genera anualmente 22,5 GWh, con unos beneficios anuales de 20 millones de yuanes. Este método es apropiado para capacidades instaladas que vayan desde las decenas de MW hasta varios cientos de MW. Además, el almacenamiento con baterías es más eficiente y barato que el realizado mediante centrales hidroeléctricas reversibles, esto unido a la ausencia de limitaciones geográficas para su implantación, al contrario que con las centrales hidroeléctricas, provoca que en China esta estrategia de estabilización de la potencia entregada por parques eólicos y solares sea una tendencia en crecimiento.
- **Complementación entre eólica, fotovoltaica y térmica.**
El problema que tienen las estrategias antes mencionadas es que los principales centros de demanda de China se encuentran alejados de las regiones donde se encuentran los principales recursos eólicos y solares. Los centros principales de generación a partir de fuentes de energía renovable se construyen a escala con la enorme demanda y suelen alcanzar los 10 GW, por lo que se requieren varios millones de kW en dispositivos de almacenamiento, algo que hoy en día es difícil de conseguir. Para el gobierno chino es mucho más fácil aprovechar las enormes reservas de carbón de que dispone para producir electricidad, y complementar la producción de las energías eólica y

fotovoltaica. Así resuelven el problema de las conexiones de las nuevas energías renovables a una red a gran escala y centralizada. Un proyecto ejemplo es el de Hami, provincia de Sinkiang, que es una de las bases nacionales de energía limpia con 10 GW de capacidad. Allí se ha desarrollado el proyecto llamado “proyecto de corriente continua de Tianzhong”, es un proyecto con una capacidad de transmisión de 8.000 MW e incluye proyectos con 6.600 MW de térmica, 8.000 MW de eólica y 1.250 MW de fotovoltaica. Este proyecto permite la transmisión de electricidad mediante líneas de ultra alta tensión desde Hami hasta la ciudad de Zhengzhou, en la provincia de Henan, lo que supone atravesar prácticamente todo el país de oeste a este. Suministra a la provincia de Henan más de 40.000 GWh de energía.

- Complementación entre eólica, fotovoltaica e hidráulica.
Las provincias de Yunnan y Sichuan, localizadas en el sudeste de China, son zonas ricas tanto en recursos hídricos como en eólicos y solares. Por lo tanto, se puede estabilizar la potencia entregada a la red fácilmente gracias a la energía hidroeléctrica. Un proyecto ejemplo es el de la instalación de bases de energía limpia a lo largo del río Yalong en Sichuan. El río Yalong tiene una longitud de 1.571 km y un desnivel natural de 3.830 m, a lo largo del transcurso del río hay 21 centrales hidroeléctricas que cuentan con una capacidad instalada total de 30.000 MW. En la cuenca del río Yalong los recursos eólicos y solares totales son 13.000 MW y 18.000 MW respectivamente. Gracias a este método se consigue cubrir la demanda energética en toda la cuenca del río Yalong, y parte de la energía que sobra se transmite a los principales centros de demanda más cercanos como la ciudad de Shanghái.

Las políticas llevadas a cabo por Alemania, China, Estados Unidos e India para impulsar el desarrollo de la energía eólica, mejorar su gestión, y ayudar a su integración en la red eléctrica nacional se estudian en [6]. El principal objetivo del estudio es comparar las políticas de China con las del resto de los países mencionados, por lo tanto, las conclusiones van orientadas al sistema energético chino. Las distintas políticas se clasifican según si afectan al suministro, al entorno del mercado, o a la demanda de energía, y al mismo tiempo, en función de a que etapa de la cadena industrial de la energía eólica afectan. Políticas que afectan a la oferta o el suministro son, por ejemplo, el aumento de la inversión en I+D y la mejora en las predicciones meteorológicas; las que afectan al entorno del mercado son, por ejemplo, los beneficios fiscales y los mecanismos de penalización; las que afectan a la demanda son, los subsidios y la inversión en sistemas de almacenamiento. Las etapas de la cadena industrial son cinco: I+D, fabricación del equipamiento, construcción del parque eólico, la integración del parque eólico en la red (conexión a la red eléctrica), y la venta de la energía eólica.

Una de las conclusiones a las que llega este estudio es que, aunque los países asiáticos, sobre todo China, tienen mayor cantidad de recursos eólicos que otros países occidentales, estos están mucho más desarrollados en políticas que regulan el uso y la gestión de este tipo de energía, de modo que hacen un mejor uso de sus recursos eólicos. Esto es normal, ya que los países asiáticos comenzaron a investigar el desarrollo de estas tecnologías mucho más tarde que los occidentales. Desde el punto de vista de China, el sistema de predicciones meteorológicas se debe mejorar, y es necesario implantar mecanismos de penalización que afecten a los productores, de forma que si un parque eólico suministra menos energía de la que previamente ha previsto, la compañía propietaria del parque deberá pagar una multa.

En [1] y [2] aparece el concepto flexibilidad del sistema energético, según [2] la flexibilidad del sistema energético es la capacidad de proporcionar equilibrio entre la producción y la demanda de energía, mantenerlo en situaciones inesperadas donde la producción y/o la demanda varíen bruscamente, y que la respuesta del sistema a las perturbaciones que pueda sufrir la red eléctrica sea lo más rápida posible. Según la Agencia Internacional de la Energía, la flexibilidad es la capacidad de un sistema energético de reaccionar a cambios en la generación y la demanda a lo largo del tiempo [1]. En [2] se plantean los parámetros básicos en los que se basa la flexibilidad del sistema energético:

- El rango máximo de entrega de potencia (MW). Es la diferencia entre la capacidad instalada de una unidad de generación y la mínima potencia que puede generar de forma estable. Cuanto más grande es este número, la unidad generadora puede proporcionar flexibilidad a condiciones del sistema más amplias y variadas. Esto se debe a que conforme aumenta el rango de potencia que puede entregar una central térmica, más posibilidades ofrece para producir diferentes potencias que puedan satisfacer la demanda energética.
- La velocidad de aumento (MW/min). Muestra cómo de rápido puede una unidad de generación cambiar la potencia generada en un cierto periodo de tiempo. Las fuentes de energía con tasas altas son más flexibles.
- La continuidad del nivel de energía (MWh). Muestra el tiempo que una unidad generadora puede mantener cierto nivel de entrega de potencia. Si la continuidad es grande aumenta la flexibilidad, ya que, es capaz de satisfacer la demanda bajo perturbaciones y cortes de larga duración.

Además, en el estudio llevado a cabo por Ulbig y Anderson [8], se detallan las cuatro categorías en las que se dividen las fuentes de flexibilidad:

- Fuentes potenciales de flexibilidad. Están disponibles físicamente y se pueden utilizar, sin embargo, no son controlables ni observables.
- Fuentes reales de flexibilidad. Son la parte utilizable de las fuentes potenciales de flexibilidad, ya que son controlables y observables.
- Reservas de flexibilidad. Son la parte económica de las fuentes reales de flexibilidad.
- Reservas de flexibilidad en el mercado eléctrico. Partes de las reservas de flexibilidad que se pueden adquirir en el mercado.

Como se ha comentado al principio del capítulo, una de las formas de estabilizar la potencia entregada es el uso de centrales de carga base. El problema es que cuando la demanda energética se puede cubrir con generación renovable, se detiene el funcionamiento de las centrales de carga base, y cuando la demanda no se cubre se ponen en marcha de nuevo. Los continuos arranques y paradas de estas centrales, que suelen ser térmicas (de carbón y gas) o nucleares en menor medida, provocan problemas de mantenimiento, desgaste, fatiga en los metales y corrosión a medio plazo de los componentes de las centrales. Además, el tiempo de arranque de estas centrales, hasta lograr un nivel de producción constante y óptimo es muy largo [2].

En [2] y [9] también se muestra un cálculo para medir la flexibilidad del sistema energético, se calcula el Índice de Flexibilidad Normalizado de una unidad de generación (una central térmica, un parque eólico, etc.) a partir de la capacidad de generación y la velocidad de aumento de la unidad de generación:

$$flex(i) = \frac{1/2[P_{max}(i)-P_{min}(i)]+1/2[Ramp(i)]}{P_{max}(i)} \quad (1.1)$$

Donde $Ramp(i)$ es el promedio de velocidad de aumento y disminución de la unidad i , $P_{max}(i)$ y $P_{min}(i)$ son la máxima y la mínima capacidad de la unidad, respectivamente. El índice de flexibilidad de todo el sistema se calcula como el promedio ponderado de todas las unidades de generación que lo componen.

$$FLEX_A = \sum \left[\frac{P_{max}(i)}{\sum P_{max}(i)} \cdot flex(i) \right] \quad (1.2)$$

También se suelen utilizar gráficos de flexibilidad, que ayudan a entender la relación entre la flexibilidad del sistema y las unidades de generación energética. Estos gráficos tienen 5 parámetros; el porcentaje de ciclos combinados de gas, de cogeneración, de centrales hidroeléctricas, de centrales hidroeléctricas reversibles, y sus interconexiones. Además, la energía eólica se representa como un pentágono rojo dentro del gráfico. Los gráficos muestran las potenciales fuentes de flexibilidad, por ejemplo, como la capacidad instalada de cada tecnología. En la figura siguiente se muestran los gráficos de flexibilidad para el centro de Europa.

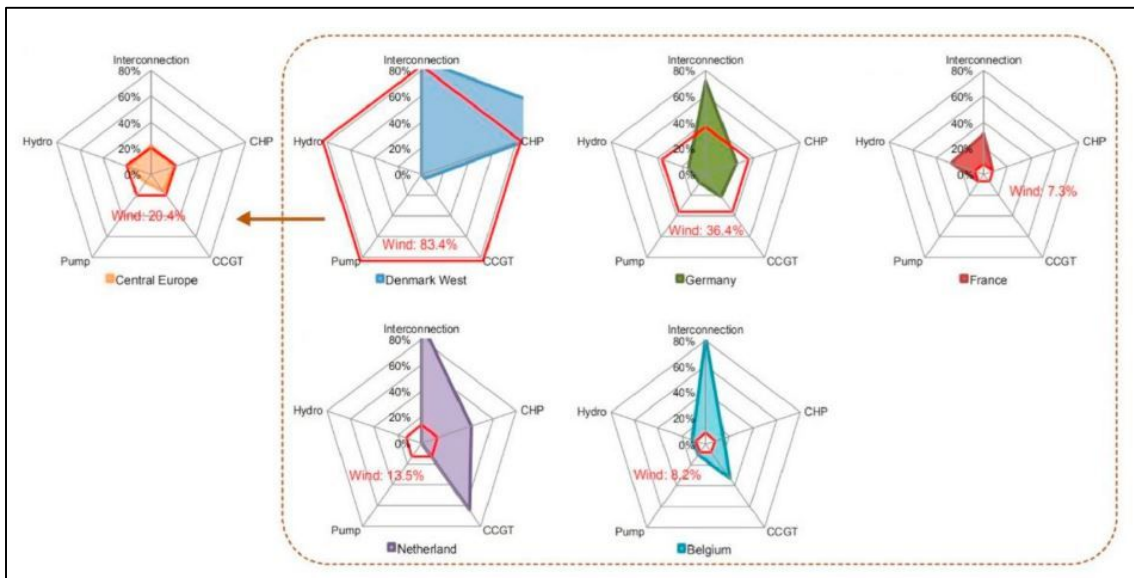


Figura 2. Gráficos de flexibilidad [2]

Para aumentar la flexibilidad del sistema se puede aprovechar la generación energética de centrales de carga base que puedan funcionar a cargas parciales, y con velocidad de aumento de carga alta, para poder complementar la generación a partir de renovables en cada instante de tiempo. Este artículo [2] presenta una tabla con las características fundamentales de estas centrales en función de si son flexibles o no, que se ha incluido en el Anexo A.

Es necesario que las nuevas centrales térmicas se diseñen de forma distinta a como se hacía antes, ya que su función en el futuro dentro del sistema energético será diferente. Existen ejemplos, como el de dos centrales térmicas en Alemania que funcionan con lignito como combustible, con una capacidad máxima de 1.100 MW cada una, y que pueden aumentar o reducir su potencia en 550 MW en 15 minutos [2, 10].

Las centrales nucleares, son las menos usadas en este tipo de aplicaciones debido a su alta inflexibilidad. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía Atómica, la mayoría de las

plantas nucleares pueden trabajar en rangos del 50%-100% de potencia, con velocidades de aumento del 5%. En Francia, país con mucha generación nuclear y con esta tecnología muy desarrollada, algunas centrales son capaces de pasar del 30 al 100% de potencia en 1 hora [2].

Las centrales de ciclo combinado se pueden adaptar fácilmente, y son la tecnología que mayor flexibilidad aporta, gracias a su eficiencia y diversidad en las capacidades de generación [2]. Una central de este tipo es la llamada Sloe Centrale en los Países Bajos [2, 11], que cuenta con dos unidades de generación de 430 MW cada una, y con un tiempo de arranque de 30 minutos para alcanzar una eficiencia del 59%.

La cogeneración también proporciona flexibilidad al sistema energético, sobre todo en sistemas con mucha presencia de energías renovables. Dinamarca es uno de los países con más electricidad generada a partir de la cogeneración, aproximadamente el 50% [12]. Además, Dinamarca cuenta con una gran capacidad de generación eólica, por este motivo, existen tres modos diferentes de operación conjunta entre la cogeneración y la energía eólica. Los tres modos se muestran en la Figura 3 y se analizan a continuación.

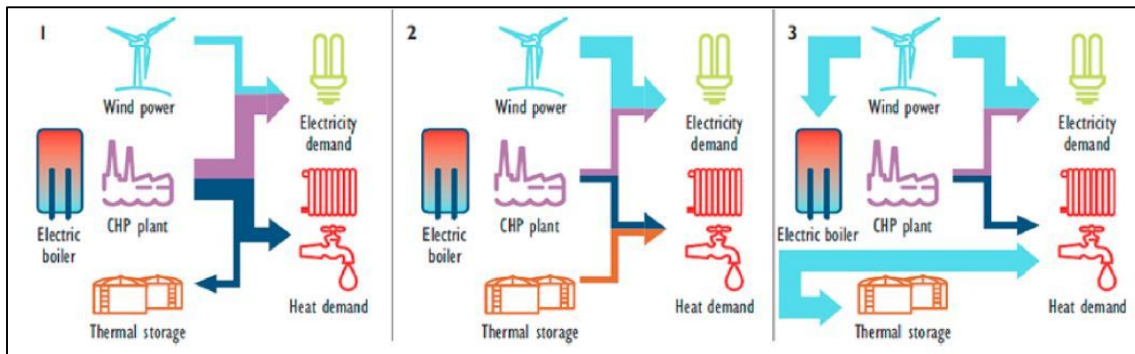


Figura 3. Modos de funcionamiento de cogeneración + eólica [2]

El modo 1 consiste en que las plantas de cogeneración cubren la mayoría de la demanda de calor a partir de combustibles fósiles en periodos donde la generación con energías renovables es baja y la demanda de calor es alta. El modo 2 es todo lo contrario, cuando la demanda de calor es baja, y hay mucha generación eólica, la planta de cogeneración puede reducir su potencia de entrega y una parte de la demanda de calor se puede satisfacer con un sistema de almacenamiento de calor (si es necesario). Para el modo 3, en el caso de que la generación eólica supere la demanda, parte de la energía se puede destinar a una caldera eléctrica para satisfacer la demanda de calor, al almacenamiento térmico, o a los dos a la vez.

Reducir la generación eléctrica por debajo del nivel que una instalación puede producir de forma deliberada es también una medida que se puede llevar a cabo cuando la demanda de energía es menor que la producción, este método en el ámbito de la energía eólica se conoce como “wind curtailment” en inglés y consiste en reducir la generación eléctrica de los aerogeneradores por debajo de su potencia nominal, en otras palabras, desechar parte de la energía que potencialmente podría ser producida. Sin embargo, es el método menos recomendable y de menor eficiencia, ya que supone desperdiciar energía y genera pérdidas económicas. En ocasiones, asumir las pérdidas económicas de cortar la producción, y desperdiciar energía es más económico que diseñar una red de transmisión para toda la energía eólica disponible. Precisamente esta es la causa principal de la reducción en la generación de electricidad, los problemas operativos o de transmisión en la red eléctrica. y

China es el país con más energía renovable instalada del mundo [4], y es por eso el país que más sufre estos problemas de recortes, en parte, por la complejidad de la infraestructura su red eléctrica, que cubre un territorio muy amplio, donde los recursos renovables y las principales plantas de energía renovable se encuentran muy alejados de los centros de demanda. En China, entre 2013 y 2016, el nivel de recortes en la generación fotovoltaica alcanzó el 15%; en 2016 la media de recortes en la generación eólica llegó hasta el 43% en las regiones del norte, una de las zonas con mayor cantidad de recursos eólicos, lo que significa que casi la mitad de la energía eólica producida en estas regiones tuvo que ser desechada, y no pudo ser usada de ninguna manera debido a la incapacidad de la red eléctrica de gestionarla.

En Italia se han realizado importantes avances reduciendo las pérdidas de energía eólica del 10,7% en 2009 al 0,8% en 2014, gracias a las mejoras en la red de transmisión entre el norte y el sur del país [2].

En Dinamarca en 2016 durante 317 horas la demanda fue inferior a la producción de energía eólica, sin embargo, no sufrieron este problema ya que cuentan con interconexiones con el resto de los países de su entorno, a los que pueden enviar el exceso de energía [2]. En 2015 en Alemania, se estimó que el coste económico de llevar a cabo esta práctica fue de 478 millones de euros [13].

Otra estrategia para aumentar la flexibilidad del sistema energético es mejorar y expandir la red de transmisión. El problema es que conectar energías renovables de áreas remotas a la red de transmisión es más costoso económicamente que optar por la generación convencional en estas zonas [2].

Hay problemas técnicos que aparecen a causa de la topología de la red y los esquemas de conexión. Una conexión de red ineficiente y antieconómica es aquella cuya estructura permite a cada central eléctrica conectarse directamente a la red principal. Luego está el esquema de extensión de red escalable, donde un área con un grupo de centrales eléctricas se conecta al centro de carga mediante una línea de alta tensión, este esquema de conexión es muy útil teniendo en cuenta las centrales eléctricas del futuro. A veces, se añade un centro intermedio al que se conecta el grupo de centrales eléctricas, y luego este centro se conecta con la red principal mediante una línea de alta tensión. En caso de que haya una gran cantidad de generación (cientos de MW) una línea de alta tensión adicional puede ser necesaria [2].

En Alemania, mientras la generación eólica está concentrada en el norte, los centros de carga se encuentran en el sur, la distancia enorme entre los dos puntos supone un problema técnico que debe ser solucionado, ya que provoca cuellos de botella en la red de transmisión eléctrica. Para superar este inconveniente, se transmite la energía a través de las redes de transmisión de los países del entorno (Polonia, República Checa, Países Bajos y Bélgica) en lugar de utilizar la red doméstica de transmisión [15].

Malek en su estudio [14], llegó a la conclusión de que las redes de Alemania, Polonia y Austria podrían congestionarse si aumenta mucho la generación eólica y fotovoltaica. Teniendo en cuenta la eliminación de la energía nuclear (8368 MW) y las plantas de generación convencional, la generación energética del sur de Alemania disminuirá. Para asegurar el suministro de esta área se debe aumentar la capacidad de transmisión. Como consecuencia, Alemania está planeando construir dos líneas de alta tensión de larga distancia que unan el norte con el sur del país en 2025 [15].

En el estudio [1] se investiga la posibilidad de reducir o eliminar la necesidad de adoptar las medidas descritas anteriormente para aumentar la flexibilidad, diseñando una estructura de generación solo a partir de fuentes de energía renovables, y de este modo reducir los costes generales del sistema. El estudio se basa en la suposición de que el sistema energético alemán tendrá un 80% de generación eléctrica a partir de fuentes renovables. El mix de generación en cuestión estaría formado principalmente por energía fotovoltaica, eólica terrestre y marina. Los efectos de la meteorología en estas tres fuentes de energía no son iguales.

La energía fotovoltaica tiene una intermitencia en su producción bastante predecible y regular, sin contar el efecto de las nubes, que se ajusta bastante bien a la demanda energética; la fotovoltaica funciona de día, cuando más demanda hay, mientras que de noche no funciona, que es cuando menos demanda energética existe.

Sin embargo, la energía eólica es más aleatoria y difícil de predecir. En términos de disponibilidad hay diferencias significativas entre la energía eólica terrestre y marina, ya que la marina tiene menos fluctuaciones y por lo tanto produce durante más tiempo a carga completa. En [1] se utiliza un concepto para medir la necesidad de flexibilidad en el futuro, la carga residual. La carga residual es la diferencia entre la demanda total del sistema y la energía renovable no gestionable en cada hora. La energía renovable no gestionable es aquella que depende de un recurso natural que no depende del ser humano, y que, por lo tanto, no se puede disponer cuando se desea. Ejemplos de estas energías son la hidroeléctrica, la eólica y la solar. A partir de la curva de carga residual se pueden obtener tres parámetros que ayudan a identificar las necesidades de flexibilidad de un sistema:

- El rango de carga residual. Diferencia entre la carga residual más alta y baja a lo largo del año.
- El exceso de energía. Carga residual negativa acumulada durante un año.
- Tiempo de exceso. Número de horas con carga residual negativa.

Se toma como referencia la situación actual en Alemania con un 46% del total de generación renovable dentro del sistema energético y se supone que el 80% de generación renovable objetivo para 2025 se conseguirá instalando generación fotovoltaica, eólica terrestre y eólica marina. Se busca optimizar la combinación entre estas tres tecnologías para encontrar la que aporte más flexibilidad al sistema, el objetivo es, por lo tanto, minimizar los tres parámetros anteriormente descritos.

Las conclusiones del estudio [1] son:

1. Si se quiere reducir al máximo el rango de la carga residual máxima, se deben instalar 47,2 GW de energía eólica marina y dejar la capacidad instalada de fotovoltaica y eólica terrestre como está.
2. Para reducir el exceso de energía, se han de instalar 42,9 GW de fotovoltaica y 33,2 GW de eólica marina.
3. Para reducir el tiempo de exceso hay muchas combinaciones diferentes y no se da una en concreto.

En [7] se realiza un estudio económico para determinar que opción es más adecuada:

1. Parque eólico sin sistema de almacenamiento de baterías, que vende la energía mediante un contrato de compraventa a largo plazo, al precio que establece el mercado de la venta al por mayor.

2. Parque eólico con sistema de almacenamiento de baterías, que vende en el mercado mayorista a corto plazo al precio que se fija en cada momento.

Según este trabajo [7], ambas opciones se valoran con y sin la presencia de subsidios del Reino Unido, llamados Contratos por Diferencia. El parque eólico llamado "Hagshaw Hill" está localizado en Escocia y pertenece a Scottish Power, que es una filial de Iberdrola, además tiene una capacidad de 42 MW. Se supone que el propietario del parque eólico no puede cargar las baterías con energía comprada de la red, y que si no cumple con la energía comprometida puede recibir sanciones, y, del mismo modo, pagos extra si suministra más energía de la acordada. Por otra parte, el propietario es el que decide cuanta energía oferta, y no puede influir en los precios del mercado, ya que la capacidad instalada del parque es muy pequeña en comparación con la energía total que se oferta en el mercado mayorista.

Para valorar la opción más rentable se calcula el VAN de cada una. Previamente se modelan la velocidad del viento, el precio de la electricidad y la degradación de las baterías [16]. Después se modelan las funciones para calcular los ingresos del parque eólico, con y sin baterías, y la cantidad de energía ofertada al mercado. Se suponen baterías con capacidades de 10, 20, 30 y 40 MWh para el análisis. Para calcular el VAN se asume que:

- El tiempo de funcionamiento del parque es de 20 años.
- Las baterías se deben reemplazar cuando se degraden hasta el 75% de su capacidad inicial.
- Los ingresos anuales calculados en el modelado se suponen constantes a lo largo de los 20 años.
- Interés constante del 5%.
- El número de ciclos y grado de degradación de las baterías es el mismo cada año.
- Después de 20 años, el operador eólico puede vender cualquier batería que quede operativa y se supone que alguien la comprará. El precio de venta será el 10% del precio inicial que tenía esa batería para la capacidad restante que le quede después de 20 años.
- Los costes de capital de las baterías se obtienen a partir de los valores empleados en [17]

Las conclusiones del análisis son:

- Los beneficios anuales del parque eólico son mayores bajo la presencia de baterías de almacenamiento, los beneficios no aumentan cuando se llega a baterías con capacidad de almacenamiento altas.
- En presencia de subsidios, el análisis del VAN demuestra que el modelo de poseer baterías de almacenamiento es rentable, sin embargo, con los costes de las baterías actuales, el modelo sin baterías y con el contrato de compraventa de energía es más rentable. Esto dependerá de la tasa de descuento que se haya acordado en dicho contrato de compraventa de energía, y hay que tener en cuenta que estos descuentos no son iguales en todos los países.
- Cuando no se tienen en cuenta los subsidios, ambos modelos de negocio resultan ser no rentables.
- Los factores críticos en ambos modelos son los costes de capital y fijos del parque eólico, dado que suponen la mayor parte de la inversión a realizar. El precio de ejercicio de los contratos por diferencia también es un factor crítico, ya que afecta directamente a los beneficios anuales de ambos modelos de negocio, evidentemente en caso de que se tengan en cuenta los subsidios.

- Cuando no haya subsidios presentes, los costes de capital de las baterías y del parque eólico deben reducirse considerablemente para que la inversión en baterías de almacenamiento sea una opción rentable. Esto se espera que ocurra en los próximos años.
- Los resultados pueden variar en función de las características del parque eólico, del precio de la electricidad y de la política de subsidios de cada país.

En la revisión [18] se presentan varios diseños de sistemas basados en hidrógeno para la integración de las energías renovables en los sistemas energéticos. Según la Agencia Internacional de Energía, a nivel global el 60% de toda la electricidad se genera a partir de combustibles fósiles, el 16% a partir de hidroeléctrica, y solo el 4% y el 2% corresponde a la eólica y la solar, respectivamente [18]. La Agencia Internacional de Energía predice que en 2040 la energía eólica y la solar cubrirán entre el 23% y el 42% de la electricidad global [19]. De acuerdo con la Unión Europea, alrededor del 50% de la electricidad generada debe provenir de las renovables en 2030 y en 2050 el porcentaje se quiere que sea del 80% [20]. Actualmente, la red eléctrica europea no puede aceptar más del 30% de renovables sin aumentar antes la flexibilidad de la red.

El hidrógeno se puede almacenar en forma de gas comprimido o en hidruros metálicos principalmente, también hay otros métodos que aprovechan el hidrógeno que se obtiene a partir de electrólisis, por ejemplo, para obtener energía directamente. El proceso llamado en inglés "power to gas" consiste en producir metano, a partir del hidrógeno obtenido previamente, mediante una serie de reacciones químicas. Otros métodos de almacenamiento son la fisisorción, la quimisorción y el hidrógeno líquido. La fisisorción consiste en que las moléculas de hidrógeno son absorbidas por la superficie de un material sólido, para luego liberarse como gas en pilas de combustible, los materiales más usados son materiales a base de carbono y estructuras orgánicas metálicas. La quimisorción consiste en que las moléculas de hidrógeno se mezclan con la superficie del otro material formándose nuevos enlaces químicos, los materiales suelen ser metales en polvo ya sean puros o aleaciones.

Un ejemplo de almacenamiento del hidrógeno como gas comprimido son los tanques usados por Toyota en su modelo de coche el Toyota Mirai. El hidrógeno que se consume en la pila de combustible se almacena a 700 bar, la ventaja de este método es el bajo coste y que técnicamente es sencillo, las desventajas son el riesgo derivado de un almacenamiento a presiones tan grandes.

Se presentan varios proyectos con sistemas de almacenamiento de hidrógeno, con características diferentes dependiendo de si están conectados o no a la red, o de si almacenan el hidrógeno como gas comprimido o en hidruros metálicos.

En [21] el sistema es una instalación de "power to gas" que está conectada a la red y el almacenamiento es mediante gas comprimido, cuenta con 6 MW de celdas de electrólisis de membrana de electrolito de polímero y eficiencias de hasta el 60%.

En [22] el sistema está orientado a un edificio y desconectado de la red principal, el almacenamiento del hidrógeno se realiza en hidruros metálicos y, por lo tanto, el hidrógeno se consume en pilas de combustible; se consigue suplir toda la demanda energética del edificio con energía fotovoltaica y pilas de hidrógeno.

En [23] el sistema está conectado a la red principal y el almacenamiento es mediante gas comprimido, se consigue reducir las fluctuaciones que tanto baterías como hidrógeno pueden sufrir por separado, mediante el uso combinado de las mismas.

En [24] el sistema está desconectado de la red y el hidrógeno se almacena en hidruros metálicos, el objetivo es aprovechar mejor las energías solar y eólica.

En [25] el sistema está conectado a la red y cuenta con los dos tipos de almacenamiento, se concluye que la eficiencia más alta de almacenamiento se consigue con el hidrógeno a baja presión, y que la mayor eficiencia de almacenamiento y conversión, teniendo en cuenta el electrolizador y la pila de combustible, es más alta también con el hidrógeno a baja presión.

En [26], el sistema está desconectado de la red y tiene los dos tipos de almacenamiento, se crea una microrred que pueda cubrir la demanda energética en caso de cortes en la red principal. El proceso de electrólisis tiene una eficiencia del 27% y la pila de combustible del 29%.

Las baterías de flujo redox son dispositivos electroquímicos de almacenamiento de energía que consisten en aprovechar las reacciones de reducción - oxidación entre dos electrolitos líquidos que se almacenan en tanques por separado. Los electrolitos se bombean al interior de la celda, que está compuesta por dos electrodos (cada uno en contacto con un electrolito) y una membrana porosa que permite el paso de iones de un electrodo a otro y evita que los dos electrolitos se mezclen. Los electrodos intercambian electrones al mismo tiempo a través de un circuito auxiliar generando energía eléctrica o almacenándola, dependiendo del sentido en el que se produzca la reacción de reducción – oxidación. Este método tiene diferencias respecto a otras baterías, una de las más destacables, que además es una ventaja, es la independencia entre la potencia nominal o entregada y la energía almacenada/consumida. La potencia depende del tamaño de la pila o celda, que se puede modificar con las dimensiones de los electrodos; mientras que la capacidad de almacenamiento/consumo de energía se aumenta incrementando el volumen de electrolitos, tanques de almacenamiento más grandes, o su concentración molar [29, 30, 32].

En el campo de las baterías de flujo redox, E22 (compañía española dentro del Grupo Gransolar) instaló con éxito en 2020 una batería de flujo de vanadio para Naturgy [27]. La instalación se ha llevado a cabo en el parque eólico de la Vega I y II en Zamora y permite almacenar la energía excedente que produzcan los aerogeneradores, además, ofrece un equilibrio constante entre las situaciones de demanda valle y los picos en la generación. Con este sistema, es posible descargar o almacenar energía a pleno rendimiento durante 2,5 horas hasta los 250 kW de capacidad total de la batería.

Las empresas San Diego Gas & Electric (SDG&E) y Sumitomo Electric (SEI) han completado un proyecto de microrred utilizando una batería de flujo redox de vanadio [28], la construcción de esta microrred está motivada por los continuos cortes de energía de la red eléctrica general, provocados por los incendios forestales y los fenómenos meteorológicos críticos que se han sucedido en los últimos tiempos, con estas nuevas microrredes se asegura el suministro de energía en situaciones críticas tanto a hogares como a otras instalaciones que se consideren de gran importancia. El proyecto está localizado en la comunidad de Bonita, en el sur del condado de San Diego, y el núcleo de la microrred es una batería VRF (Vanadium Redox Flow) de 2 MW que puede almacenar hasta 8 MWh de energía, esto permite (potencialmente) alimentar aproximadamente 1.000 hogares durante 4 horas. El proyecto de demostración se completó a

finales de 2021 y en una de las pruebas se consiguió cubrir toda la demanda energética de 66 clientes residenciales y comerciales durante casi 5 horas. Según el Departamento de Energía de Estados Unidos, las baterías redox de vanadio presentan varias ventajas, pueden almacenar varios MWh en diseños sencillos, pueden descargar energía hasta 12 horas seguidas, no presentan peligro de incendio ni utilizan sustancias altamente tóxicas, además, pueden permanecer inoperativas durante largos periodos de tiempo sin que se vea afectada su capacidad de almacenamiento.

Según el artículo [29] las baterías de flujo redox de vanadio tienen una eficiencia del 70-80%, entre 16 y 33 kWh/m³ de densidad energética, y unos costes de operación y mantenimiento de 28\$/kW. Las principales ventajas respecto al resto de baterías son que tienen mayor vida útil y eficiencia, por otro lado los costes de operación y mantenimiento son superiores y la densidad energética es menor (son necesarios espacios más grandes para instalar sistemas de almacenamiento con tecnología de este tipo, no es una buena opción para proyectos donde no se dispone de una gran extensión de terreno).

En [30] se presentan varios tipos de baterías de flujo redox, con diferentes composiciones de electrolitos para averiguar que configuraciones ofrecen mejores prestaciones. Los costes de capital van desde los 2 a los 200 \$/kWh. Las mejores configuraciones en cuanto a coste y densidad energética son aquellas baterías con un electrolito de solución de hierro junto con otro electrolito metálico (cromo, cadmio o zinc), mientras que las baterías de hierro-vanadio son mucho más caras 400 \$/kWh.

En el resumen [31] se comparan diferentes estrategias de almacenamiento, incluyendo en los análisis las baterías de flujo redox de vanadio. Según este estudio, la potencia nominal de estas baterías está entre 0,003 y 3 MW, la densidad energética entre 10 y 35 kWh/m³, la eficiencia varía entre el 85 y 90%, y el coste capital (coste de inversión) puede ser desde los 600 hasta los 1500 \$/kWh.

En [32] se indica que las baterías de flujo redox en general tienen rangos de potencia nominal de 2 a 100 MW, rangos de energía máxima de 6 a 120 MWh, densidades de energía de 10 a 50 Wh/kg, eficiencias en torno al 85% y costes de inversión de 900 \$/kWh. En este estudio también aparecen varios ejemplos de proyectos de almacenamiento de energía con baterías de flujo redox en plantas de generación renovables, como el de Tomamae en Hokkaido, Japón, que consiste en 4 MW/6 MWh de capacidad para almacenar energía eólica. Además, se comenta que hay proyectos en desarrollo que planean desarrollar sistemas de mayor capacidad y más modernos, como uno citado en los Estados Unidos de 25MW/75MWh basado en baterías de flujo redox de zinc y cloro.

Existe una gran cantidad de datos sobre prestaciones de baterías redox y de ejemplos de proyectos llevados a cabo con esta tecnología de almacenamiento que no se incluyen en este capítulo, pero aparecen en el Capítulo 3.

1.3 Conclusiones del capítulo

Se han presentado distintos métodos de amortiguamiento de la potencia generada a partir de diferentes fuentes de energía renovables, la conveniencia de uno u otro depende de determinadas características, como son la capacidad de generación que se pretende estabilizar,

la tecnología de generación, la infraestructura de la red, la geografía, y la localización de la central.

Lo cierto es que no hay un método que sea indiscutiblemente mejor que cualquiera de los otros. En los casos donde se requieren capacidades de almacenamiento muy grandes, a partir de varios cientos de MW, las centrales hidroeléctricas reversibles son más adecuadas que el almacenamiento mediante baterías, que está orientado a menores capacidades de almacenamiento. Por otro lado, la geografía y la orografía, concretamente, condicionan la posibilidad de construir centrales hidroeléctricas, ya que se necesitan grandes extensiones de terreno poco accidentado, pero, es indispensable la existencia de un cauce de agua cercano. Las otras estrategias de almacenamiento expuestas son el hidrógeno y la transformación directa de la energía eólica en energía térmica. La transformación de la energía eólica en térmica para su posterior almacenamiento tiene potencial para ser la opción más económica, sin embargo, interesaría utilizarla juntamente con centrales de biomasa, geotérmicas y solares de torre central, ya que comparte el sistema de almacenamiento térmico con estos tres tipos de centrales.

En cuanto al hidrógeno, es una tecnología muy versátil y con mucho potencial en el futuro, gracias a que es el elemento químico más abundante del universo y los múltiples usos en la industria que se le pueden dar además de para almacenar como para producir energía a demanda. Es una tecnología novedosa y, a pesar de que ya existen proyectos relacionados con el hidrógeno, se necesita avanzar en I+D sobre muchas cuestiones que tienen que ver con su almacenamiento y uso para diversas aplicaciones.

En muchos casos se utilizan centrales de carga base como unidades de generación de apoyo para compensar los periodos de baja producción de las energías renovables que no son gestionables, con las que no se puede producir a demanda. Las centrales más utilizadas suelen ser térmicas, tanto de carbón como de gas, y tienen alguna modificación respecto a las convencionales para adaptarlas al funcionamiento discontinuo y variable, ya que su producción está condicionada por las variaciones en la generación a partir de la fuente de energía renovable. Con este método, el propósito de estabilizar la potencia entregada a la red se consigue, sin embargo, entra en conflicto con el objetivo de descarbonizar la economía. Por lo tanto, es un buen método para hacer la transición de un sistema energético con generación a partir de combustibles fósiles mayoritariamente, a uno basado en las energías renovables. Sin embargo, no es la estrategia a seguir a largo plazo en el futuro.

Por otro lado, la tecnología de almacenamiento mediante baterías tiene un futuro muy prometedor ya que permite ratios de carga y descarga rápidos, mucha flexibilidad, y construcción rápida y relativamente sencilla. Las baterías son una opción perfecta sobre todo para instalaciones de potencia media – baja. Dentro de este grupo destacan las baterías de flujo redox, que son especialmente fáciles de instalar, sin embargo, su densidad energética es baja en comparación con el resto de las baterías y requieren de espacios relativamente grandes para su instalación. Aunque el hidrógeno es una opción enormemente versátil que tiene potencial para cambiar por completo la estructura energética global, para la estabilización de la potencia entregada por las tecnologías de generación renovable el uso de baterías es una opción más rápida y sencilla, ya que por el momento el uso de hidrógeno implica muchos cambios en la infraestructura de generación y la instalación de diversos equipos para poder aprovechar su energía. Hay numerosos tipos de baterías de flujo redox en función de los electrolitos empleados, las más comunes son las de vanadio-vanadio, sin embargo, se ha visto que hay

estudios que indican que otras combinaciones de electrolitos pueden resultar en baterías más eficientes.

Teniendo en cuenta las capacidades de almacenamiento de las tecnologías actuales, incluso suponiendo que la innovación y el desarrollo mejoren las prestaciones de ciertos métodos de almacenamiento y/o de nivelación de la generación eléctrica, es necesario cambiar la estructura de la red eléctrica. El sistema energético actual tiene una estructura vertical, muy jerarquizada (en forma de pirámide) y centralizada, el del futuro deberá ser de estructura horizontal y menos centralizada. De esta forma, ya no habrá grandes centrales de generación eléctrica lejos de los centros de demanda con líneas de alta tensión teniendo que recorrer distancias muy grandes, las centrales de generación renovable serán de menor capacidad, lo que facilitará la nivelación de su curva de potencia de entrega y estarán más distribuidas por todo el territorio. Además, en este nuevo sistema energético, el consumidor final tendrá la posibilidad de ser productor también y aportar parte de la energía que no consuma a la red eléctrica

2. Capítulo 2: Análisis de la generación del parque eólico

2.1 Introducción

El objetivo principal de este trabajo es estabilizar la curva de entrega de potencia de un parque eólico. En este capítulo se presentan los datos horarios de producción obtenidos a lo largo de un año en un parque eólico con capacidad instalada de 50 MW.

Para estabilizar la curva de potencia se deben reducir las fluctuaciones, que de forma natural aparecen en la producción de energía eólica debido a la variabilidad natural y la impredecibilidad del viento. El hecho de que la velocidad del viento no es constante complica la gestión de la energía eólica, ya que no se puede utilizar a demanda, produciendo en cada momento la energía que precisa la red eléctrica.

A partir de los datos de producción de energía eólica se pretende proponer una o varias estrategias para estabilizar, en cierta medida, la entrega de potencia del parque, disminuyendo las fluctuaciones de la potencia entregada. Para lograr el amortiguamiento de las fluctuaciones se establece una determinada potencia de corte, y un rango permisible de oscilaciones.

La potencia de corte no es un valor arbitrario. Su selección está relacionada con la variabilidad del viento y con los límites de las fluctuaciones permisibles en la potencia entregada, así como, con los costes y espacio requerido por la tecnología de nivelación seleccionada.

Se debe destacar que en este capítulo la potencia de corte y las estrategias de estabilización de la curva de entrega de potencia del parque son solo propuestas iniciales, como punto de partida para un estudio más detallado de posibles tecnologías disponibles, que se aborda en los capítulos siguientes.

Los datos de producción de energía del parque durante el año están en formato horario, es decir, se cuenta con un total de 8760 datos de producción de energía eólica. En la Figura 2.1 se puede apreciar la enorme variación de la generación del parque eólico a lo largo de un año.

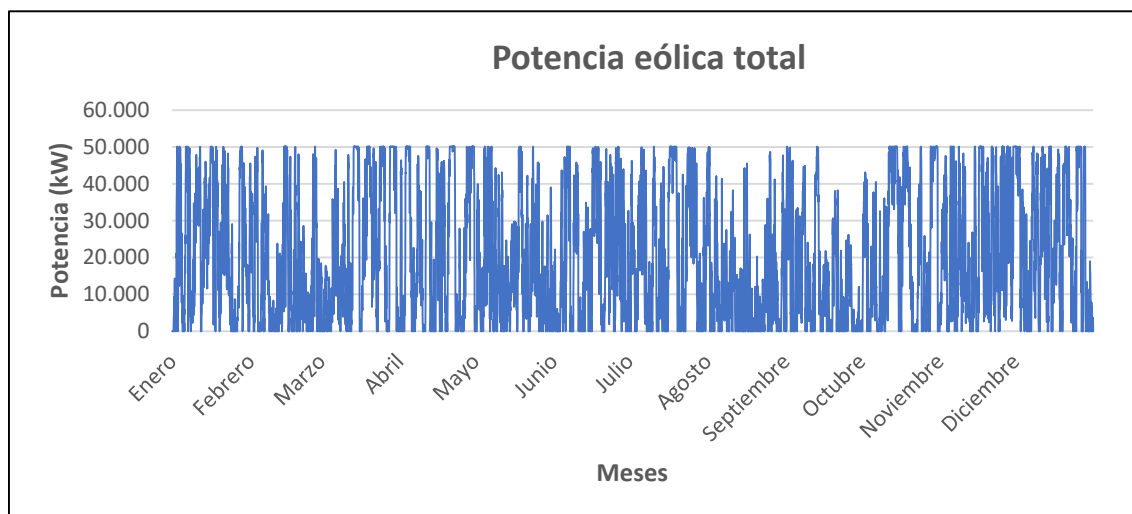


Figura 2.1. Potencia eólica total generada durante las horas de un año típico

En la Figura 2.2 se muestra la distribución de los niveles de potencia eólica entregada por el parque. En esta figura se aprecia claramente que los valores extremos son determinantes, con el 24.5% del año generando potencias inferiores a 3 MW, y el 11.3% a potencias mayores a 48 MW.

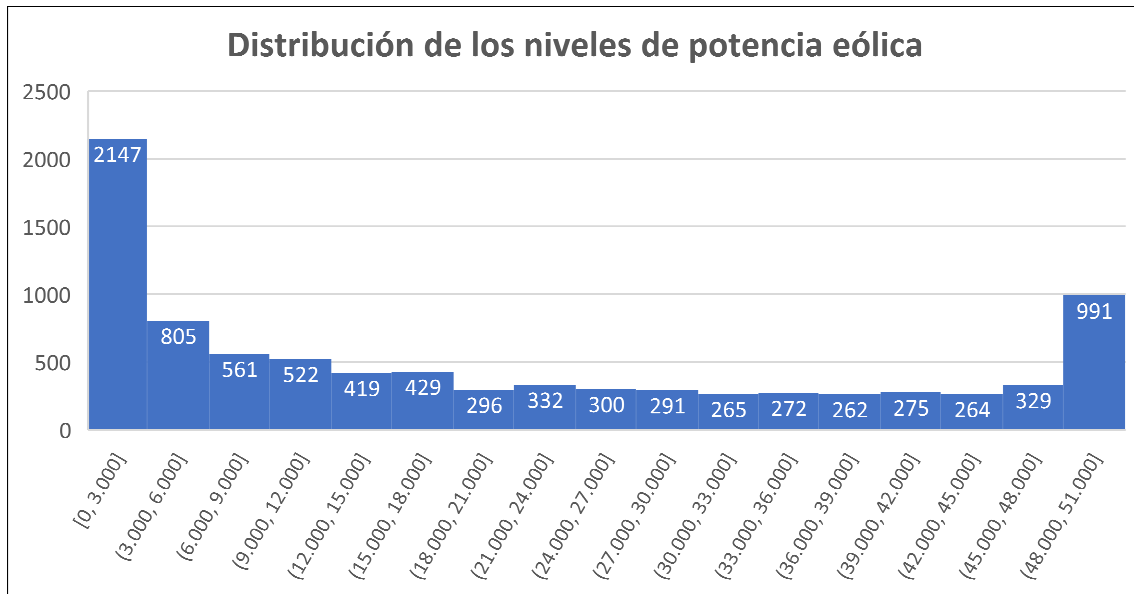


Figura 2.2. Distribución de la potencia eólica

La potencia eólica promedio durante el año está más cerca de 20 que de 30 MW, pero existen fluctuaciones muy amplias, que deberían amortiguarse para incrementar la calidad de la energía entregada por el parque eólico.

Otra forma de presentar los datos de generación es a través de promedios durante determinados períodos de tiempo. En la Figura 2.3 se muestra la potencia promedio semanal producida. La producción promedio semanal no permite valorar diferentes estrategias de estabilización de la curva de entrega de potencia, ya que esconde los picos y valles en la producción horaria de energía, pero su utilidad es relevante en la estimación de las potencias de corte más adecuadas.

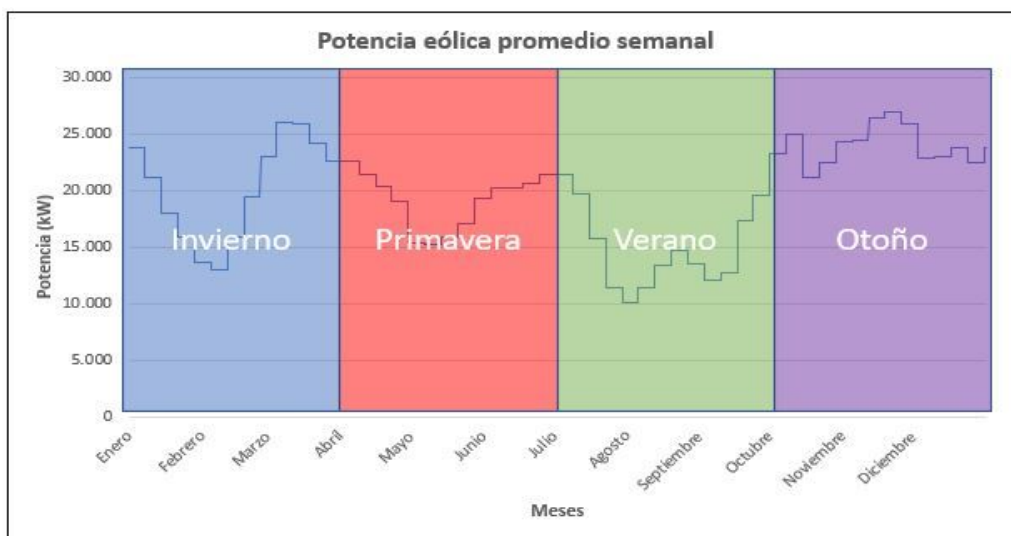


Figura 2.3. Potencia eólica promedio semanal

Como se puede apreciar en la figura, en verano la producción de energía es inferior a la que se genera durante el otoño y el invierno. En el mes de febrero hay un valle importante en la producción energética, mientras que en primavera la producción es bastante constante.

En la Figura 2.4 se muestran las fluctuaciones de los promedios semanales (con líneas suavizadas) de la producción de energía eólica durante las cuatro estaciones del año, observándose que durante las épocas frías se genera más energía que durante las cálidas.

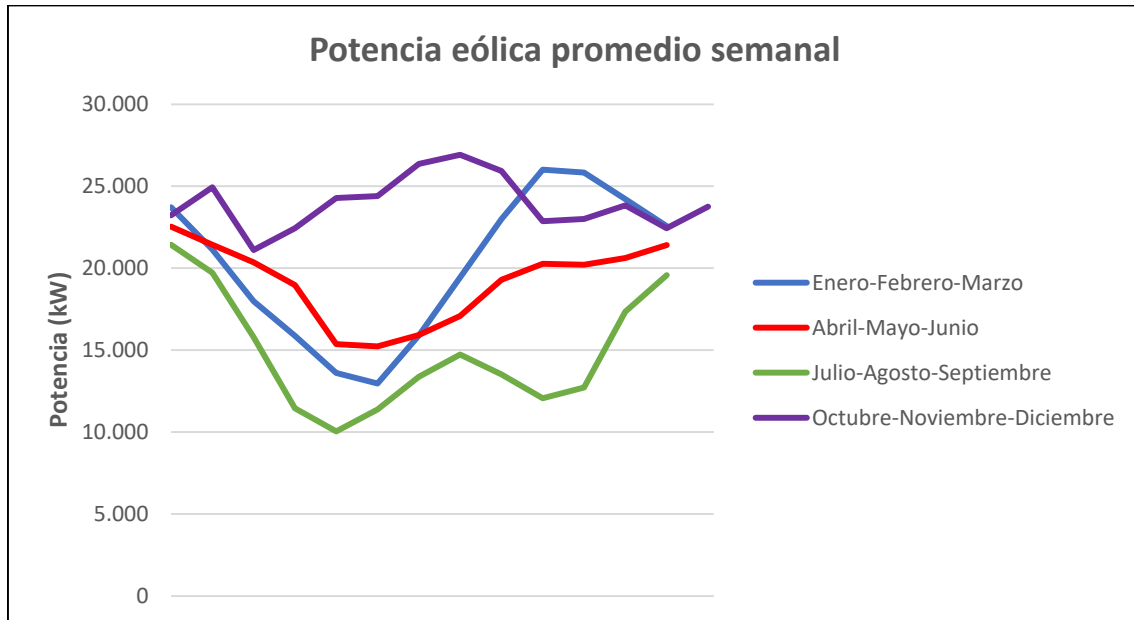


Figura 2.4. Potencia eólica promedio semanal por estaciones

A continuación, se analizan diferentes estrategias que pueden amortiguar las fluctuaciones de la potencia entregada por el parque eólico estudiado.

2.2 Estrategia 1

A partir de las gráficas de potencia promedio semanal del apartado anterior, se establece la primera estrategia de nivelación tratando de lograr la estabilidad a lo largo de cada semana, ya que de una semana a la siguiente los valores de producción de potencia pueden variar sustancialmente. Además, con una estabilización semanal se obtiene una estrategia bastante flexible, que se adapta bastante bien a la curva de potencia entregada por el parque. De esta forma, la estabilización se realiza tomando como potencia de corte la potencia eólica promedio de cada semana con unas fluctuaciones permisibles. Las fluctuaciones se calculan como un porcentaje de la desviación típica de la potencia eólica (según pronóstico meteorológico) durante la misma semana. Para determinar el rango de fluctuación permisible se han establecido los siguientes criterios:

- Si la desviación típica es mayor o igual a los 10 MW, las fluctuaciones permisibles se fijan en un tercio de la desviación.
- Si la desviación típica es menor o igual a los 5 MW, se tomará la desviación como fluctuación permisible.
- Si la desviación está entre 5 y 10 MW, las fluctuaciones permisibles serán dos tercios de la desviación calculada.

Por otra parte, se ha considerado que, las predicciones meteorológicas con una semana de antelación son lo suficientemente precisas para ser tomadas como referencia a la hora de fijar el nivel semanal al que se propone estabilizar la potencia entregada por el parque. Se conoce que los partes meteorológicos para el día siguiente son los más precisos, pero establecer una estrategia de nivelación diaria impone requisitos de nivelación demasiado exigentes en estos momentos.

Para estimar la capacidad máxima de almacenamiento se supone que durante un día el parque eólico entrega el máximo de potencia de forma constante. De esta manera, la capacidad de almacenamiento de energía debe ser de 1.203.600 kWh.

Se confecciona un libro de cálculo en Microsoft Excel y en la hoja "ESTRATEGIA SEMANAL" se determinan los siguientes parámetros, energía eólica disponible, energía almacenada, y compensada, las pérdidas de energía y los incumplimientos en la potencia entregada. Durante todo el trabajo se emplea el mismo libro de Excel, añadiendo hojas cuando sea necesario. Para el inicio del año se supone que el sistema de almacenamiento está a la mitad de su capacidad.

Para lograr la estabilización de la curva de potencia entregada por el parque se procede de la siguiente manera. Los picos de energía eólica producidos, potencias mayores que el límite superior del rango de fluctuaciones permitido, se almacenan, y los valles, con generación por debajo del límite inferior del rango, se deben compensar con generación de energía por parte del sistema de apoyo, a partir de la energía almacenada. Los supuestos casos que se pueden dar son:

- Si la potencia eólica entregada por el parque se encuentra en el rango permisible se considera correcta y no se realiza ninguna acción.
- Si la potencia eólica es superior al límite superior del rango permisible de fluctuaciones, y hay capacidad de almacenamiento, se almacena el exceso de energía respecto al límite superior del rango permisible. Es decir, si en una hora se tienen 42 MW de pico y un límite superior de 20 MW se almacenarán 22 MW y se entregarán a la red los 20 MW restantes.
- Si la potencia eólica es superior al límite superior del rango y no hay capacidad de almacenamiento, el excedente de energía generada se pierde.
- Si la potencia eólica es inferior al límite inferior del rango, y existen reservas de energía suficientes en el sistema de almacenamiento, se compensará el déficit energético para alcanzar el límite inferior. Es decir, si en una hora se tienen 5 MW y el límite inferior son 10 MW se consumirán 5 MW del sistema de almacenamiento para poder entregar 10 MW a la red.
- Cuando la potencia eólica sea inferior al límite inferior del rango y no se disponga de la cantidad de energía almacenada necesaria para compensarla, se entrega la potencia posible (eólica más almacenada disponible), aunque sea inferior a la pactada. Estos intervalos de tiempo se deben reducir todo lo posible, ya que son períodos de tiempo con incumplimiento del rango de fluctuación pactado, y se penalizan suponiendo un coste económico adicional.

Tras realizar los cálculos en Excel, se observa que la potencia máxima de almacenamiento es 35 MW, ya que las fluctuaciones varían semanalmente y en una semana del año hay un pico que para ser introducido en el rango permisible necesita que se almacenen los 35 MW de diferencia del pico respecto del límite superior del rango de fluctuaciones. Por otro lado, la generación

máxima se corresponde con 22 MW de potencia. Por lo tanto, como mínimo, se necesita un sistema de generación de 22 MW y otro de almacenamiento de 35 MW.

La capacidad de los sistemas de almacenamiento y generación complementarios, determinan la cantidad de energía que se puede suministrar, cumpliendo con los límites de fluctuación permisibles. Las tecnologías disponibles para estos sistemas se analizan en el siguiente capítulo.

En la Figura 2.5 se muestra cual es la evolución del nivel de energía almacenada a lo largo del año según esta estrategia.

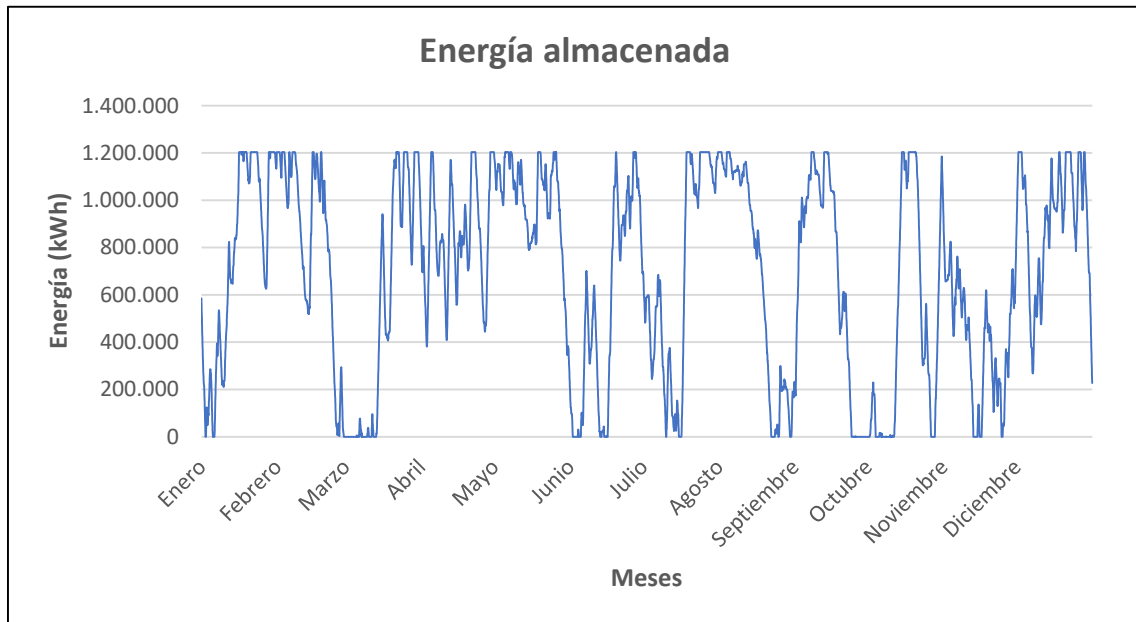


Figura 2.5. Evolución de la energía almacenada durante las horas de un año típico (Estabilización semanal)

En la Figura 2.6 se representa la potencia eólica que no se encuentra dentro de los márgenes preestablecidos, que son diferentes para cada semana, en rojo todas las horas donde se debe almacenar energía y en verde aquellas en las que será necesario compensar la potencia entregada por el parque eólico, mediante la energía almacenada previamente, utilizando una tecnología de generación de apoyo.

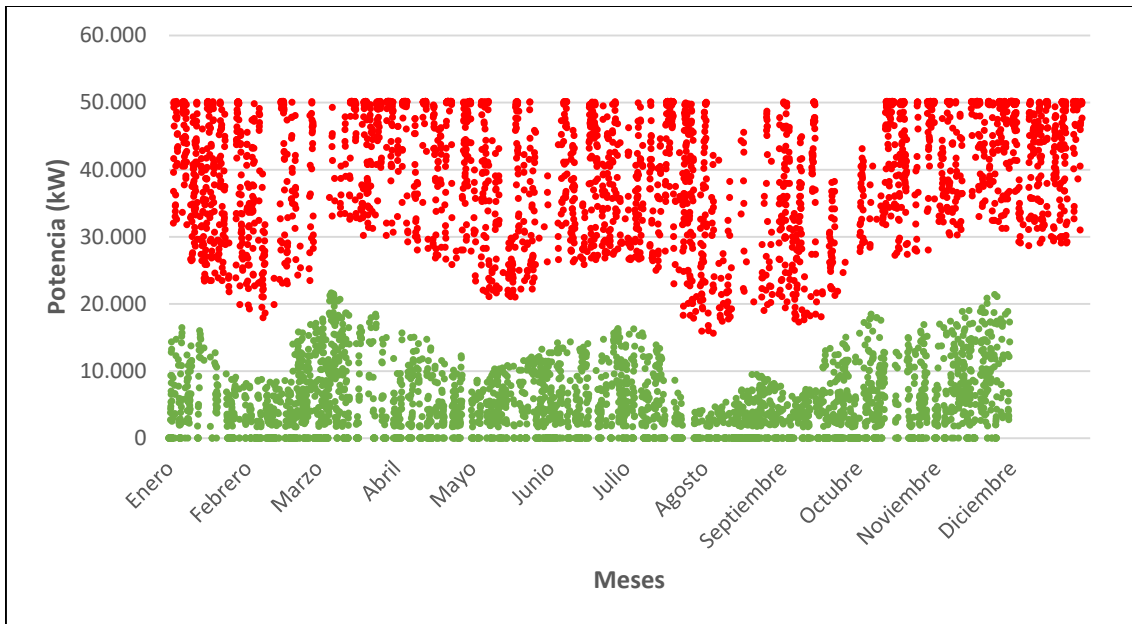


Figura 2.6. Horas donde la potencia eólica debe ser corregida (Estabilización semanal)

En la figura 2.7 se muestra el resultado de esta primera estrategia, con la potencia eólica estabilizada. Los puntos rojos son las pérdidas debidas a la incapacidad del sistema de almacenar el excedente de energía en esas horas, en azul se representan las horas en las que la energía se entrega dentro del rango permisible (en este grupo se encuentran las potencias compensadas con éxito utilizando la energía almacenada, así como las eólicas generadas por el parque dentro del margen establecido), y en verde aparecen las potencias que no se han podido compensar con éxito, sin embargo, serán entregadas a la red y se consideran un incumplimiento de lo pactado. El objetivo de conseguir nivelar toda la potencia dentro del margen establecido no se logra cumplir por completo con esta estrategia.

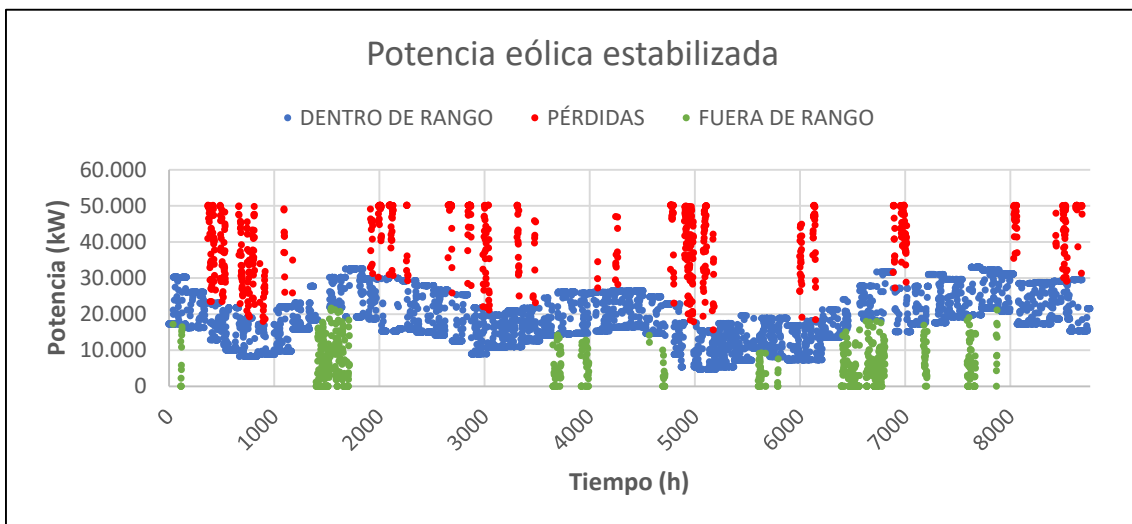


Figura 2.7. Potencia eólica estabilizada (Estabilización semanal)

Con esta estrategia se tienen 34.723.987,04 kWh de energía perdida, valores por encima del límite superior del rango permisible para cada semana. Por otra parte, existen 9.834.823,13 kWh de déficit de energía, que es la diferencia entre el límite inferior del margen establecido y la potencia compensada fuera de rango. Es decir, si en una hora cualquiera, se debe producir energía entre los 20 y 30 MWh, si se entregan 15 MWh el déficit de energía sería de 5 MWh.

Además, durante 802 horas al año se da el caso de que se entrega energía sin haber podido ser compensada con éxito, lo que supone aproximadamente el 9% de las horas totales de un año.

2.3 Estrategia 2

La segunda estrategia consiste en la estabilización de la curva de potencia entregada por el parque en torno a una única potencia anual con un margen de fluctuaciones de ± 5 MW. Para que la comparación entre estrategias sea lo más fidedigna posible se impone que los equipos de generación y almacenamiento de energía, que se estudiarán en el Capítulo 3, sean los mismos para ambas.

El hecho de que las dos estrategias tengan el mismo sistema de generación y almacenamiento de energía implica que la potencia anual en torno a la que se nivela la potencia esté fijada por las prestaciones de la estrategia 1. Es decir, la estrategia 2 tendrá también un sistema de generación de 22 MW como máximo lo que implica que 22 MW será la potencia mínima. Por lo tanto, siguiendo la premisa de que las fluctuaciones son de ± 5 MW, el rango permisible de esta estrategia estará entre 32 MW y 22 MW. De modo que la potencia máxima que se almacenará, en algunos momentos del año, será 18.150 kW ya que los picos de potencia máxima en el parque son de 50.150 kW.

La capacidad de almacenamiento será la misma que en la estrategia 1, y también se supone que al inicio del año la disponibilidad de energía es del 50% de la capacidad total. Además, la dinámica de vaciado y llenado del sistema de almacenamiento seguirá las mismas pautas que en la estrategia 1. La nivelación también se realizará de la misma forma, es decir, cuando se deba compensar la potencia se aportará energía hasta llegar al límite inferior del rango, si sobra energía se almacenará el excedente por encima del límite superior establecido, por último, los valores de potencia que se encuentren entre las fluctuaciones que se hayan fijado como aceptables se considerarán correctos. En el mismo libro de Excel, en la hoja "ESTRATEGIA ANUAL 32-32" se realizan los cálculos y las gráficas que son necesarias. A continuación, se presenta en la Figura 2.8 la evolución de la energía almacenada con la estrategia 2.

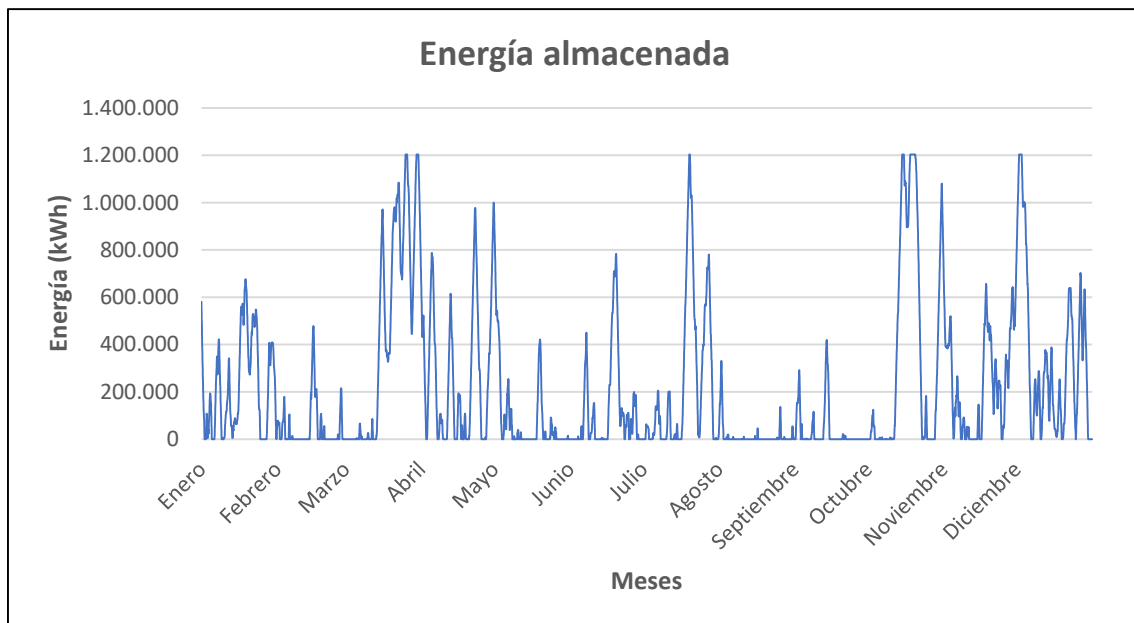


Figura 2.8. Evolución de la energía almacenada durante las horas de un año típico (Estabilización anual)

Resulta evidente que, en comparación con la estrategia de nivelación semanal, en este caso la energía almacenada se consume mucho más rápido debido a la gran cantidad de energía necesaria para compensar las horas que no se alcanzan los 22 MW de potencia durante todo el año. Por eso el sistema de almacenamiento nunca llega al máximo de su capacidad, pasa la mayor parte del tiempo con muy poca energía y sufre continuas cargas y descargas de energía.

En la Figura 2.9 se muestran las horas con potencia que debe ser almacenada (en rojo) y las horas donde la potencia debe ser compensada (en verde) mediante el sistema de generación de apoyo.

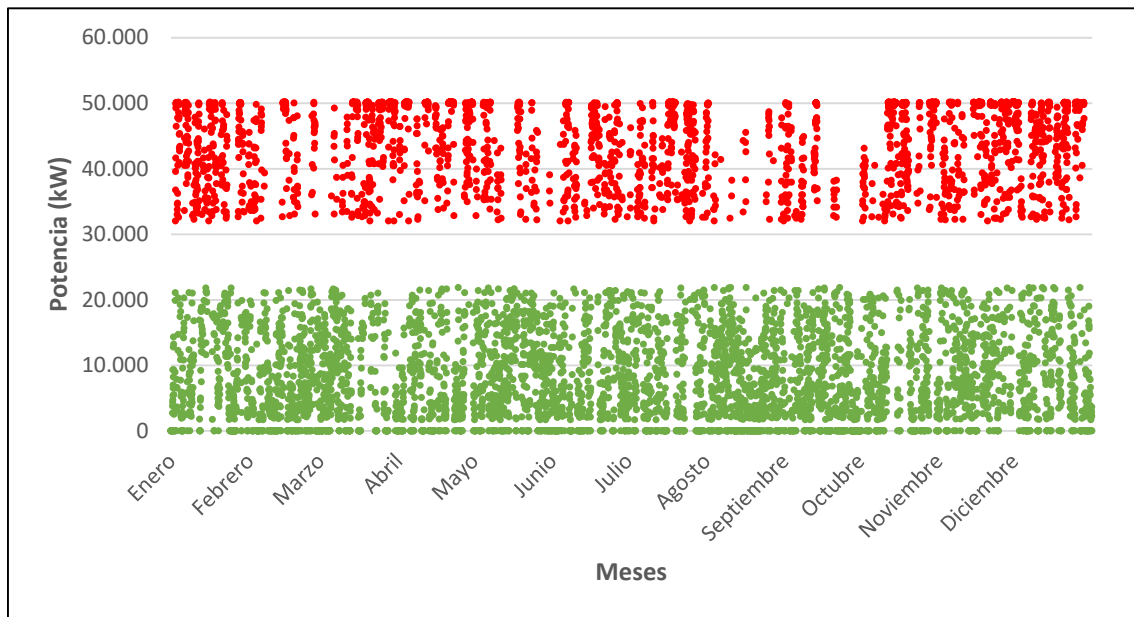


Figura 2.9. Horas donde la potencia eólica debe ser corregida (Estabilización anual)

Finalmente, en la Figura 2.10 se representan todos los valores de potencia entregada por el parque eólico tras llevar a cabo la estabilización, en rojo las horas donde no se aprovechará la potencia entregada, en azul las horas donde la energía se encuentra dentro de los límites preestablecidos, y en verde las horas donde no se ha podido compensar la potencia con éxito entregándola a la red. Se puede observar que en este caso tampoco se consigue nivelar toda la potencia eólica con éxito.

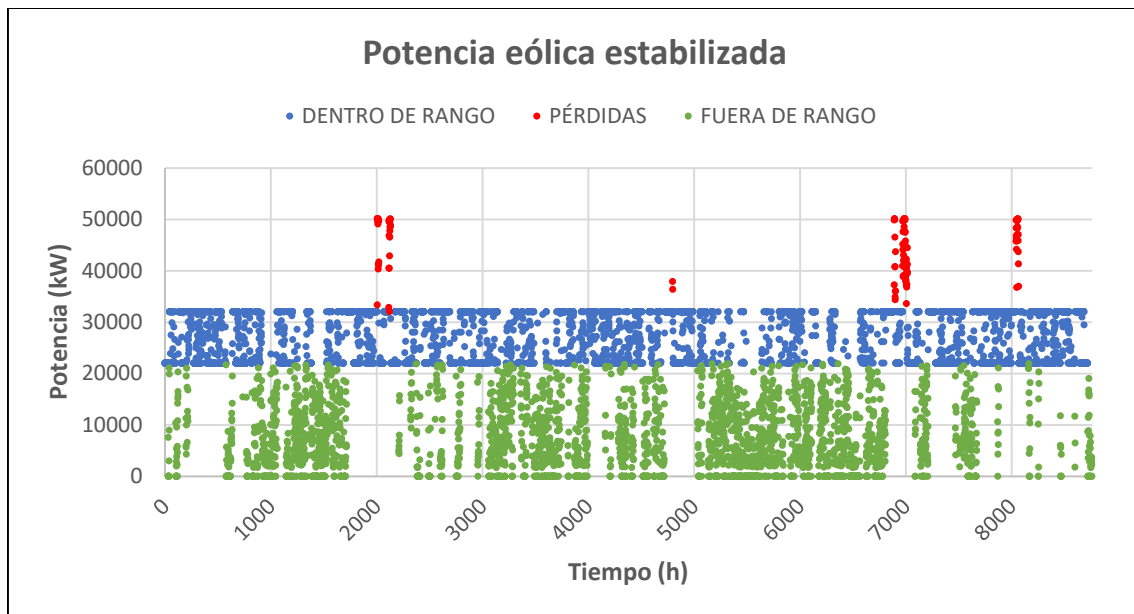


Figura 2.10. Potencia eólica estabilizada (Estabilización anual)

En esta estrategia de nivelación se observa que la energía pérdida, por falta de capacidad de almacenamiento, llega hasta los 5.395.345 kWh. Respecto al déficit de energía, en este caso son 52.071.509,7 kWh. En cuanto a las horas donde hay déficit de energía, en 3.325 horas del año no se produce energía dentro de los márgenes establecidos, aproximadamente el 38% de las horas totales del año.

En el Anexo B se presenta un análisis de otra estrategia de nivelación anual, con un rango de fluctuaciones diferente.

2.4 Conclusiones del capítulo

En ambas estrategias se ha podido nivelar la potencia entregada por el parque eólico con un rango de fluctuación más amortiguado.

Sin embargo, en las dos estrategias existen horas en las que se pierde potencia, ya que no puede ser aprovechada en las condiciones que se han fijado debido a la incapacidad del sistema de almacenar una parte del excedente de energía. Las pérdidas de energía eólica, como ya se ha explicado antes, son los valores que se encuentran por encima de la fluctuación máxima permitida. El resto de las potencias se entregan a la red, dentro de este grupo se incluyen las que están dentro del rango de fluctuaciones permisible, ya sea porque se han nivelado con éxito o porque el parque eólico las entrega directamente dentro de los límites establecidos, y las que se encuentran por debajo de la fluctuación mínima permitida. Las horas con potencias menores que la fluctuación mínima suponen un problema que no puede ser ignorado, ya que se estaría incumpliendo lo acordado previamente con el comprador, lo que podría ocasionar multas o sanciones de otro tipo que supondrían un coste para el parque.

Si se contabilizan las pérdidas de energía de las dos estrategias, se tiene que en la estrategia 1 se pierden 34.723.987,04 kWh a lo largo del año, mientras que con la estrategia 2 son 5.395.345 kWh. Por lo tanto, respecto a este parámetro, se puede concluir que la estrategia 2 es una opción más eficiente.

Sin embargo, el déficit de energía es mucho mayor en la estrategia 2, 52.071.509,7 kWh frente a 9.834.823,13 kWh, así como el número de horas que no se consigue compensar la potencia entregada satisfactoriamente. Esto indica que la estrategia 1, en principio, es la mejor estrategia, ya que la energía que se entrega por debajo del mínimo acordado es el verdadero problema debido a los costes económicos que supone para el parque eólico. Entregar energía por debajo del límite fijado supone un gasto adicional para el parque eólico debido al funcionamiento del mercado eléctrico, la naturaleza, cuantía y el proceso de fijación de estos costes, que se explicará en el Capítulo 4. La potencia perdida por falta de capacidad de almacenamiento también es un problema, sin embargo, se considera de menor importancia que el déficit de energía, ya que no repercute en costes adicionales tras la venta de la energía para el parque eólico, es energía producida que se deja de comercializar y por lo tanto provoca que los ingresos potenciales del parque disminuyan.

En cuanto a las horas donde se entrega potencia por debajo del límite fijado en la estrategia 1 representan el 9% de las horas del año mientras que en la estrategia 2 son el 38%.

Hay que destacar que en este capítulo se ha supuesto que todos los procesos de almacenamiento y generación de energía se realizan sin pérdidas, pero en toda conversión energética existe un rendimiento inferior al 100%. Para llegar a una conclusión más exacta sobre la mejor estrategia se deben conocer los equipos del sistema de apoyo (almacenamiento y generación de energía complementaria), ya que, los mismos determinan el rendimiento de todo el sistema, y afectan de manera relevante a la entrega de potencia con las estrategias de nivelación. Por otro lado, también será necesario evaluar económicamente todas las propuestas realizadas.

3. Capítulo 3: Propuesta de sistemas de apoyo

3.1 Introducción

Una vez evaluadas las estrategias de nivelación de la potencia entregada por el parque eólico, se presentan los sistemas de almacenamiento y generación utilizados para llevar a cabo esta operación. En este apartado se analizan dos sistemas de apoyo basados en tecnologías diferentes, y, por lo tanto, con características operativas distintas.

3.2 Sistema de apoyo 1

El sistema de apoyo 1 propuesto se basa en el hidrógeno como “vector energético”. Este sistema cuenta con un electrolizador, para producir hidrógeno a partir de agua con la electricidad generada en exceso por el parque eólico, un depósito para almacenar el hidrógeno producido, y una turbina de gas (adaptada para hidrógeno) para producir electricidad en las horas que sea necesario incrementar la potencia entregada por el parque eólico.

Se ha realizado una búsqueda de las empresas que comercializan turbinas de gas, consultando durante este año los datos de las páginas web y catálogos de diferentes compañías, Solar Turbines, Siemens Energy, Mitsubishi Power y General Electric. En la tabla 3.1 se presenta un resumen de las características y prestaciones de las turbinas disponibles.

Tabla 3.1. Características principales de las turbinas de gas comerciales

Fabricante	Modelo	Potencia (kW)	HR (kJ/kWh)	Longitud (m)	Anchura (m)	Altura (m)	η
Solar Turbines	Titan 350	38.000	8.965	21,90	4,00		40,20%
	Titan 250	23.100	9.150	21,90	7,70	3,90	38,60%
	Titan 130	16.350	10.160	18,80	6,20	3,90	35,40%
	Mars 100	11.350	10.935	18,90	5,80	3,80	33,00%
	Taurus 70	8.180	10.470	15,40	5,90	3,70	34,00%
	Taurus 60	5.670	11.430	12,80	5,60	3,20	31,50%
	Mercury 50	4.600	9.350	16,00	6,60	3,70	38,50%
	Centaur 50	4.600	12.270	12,80	5,60	3,20	29,30%
	Saturn 20	1.210	14.795	6,70	5,40	2,70	24,30%
Siemens Energy	SGT-800	50.000	9.147	20,80	7,30	6,60	39,40%
	SGT-600	24.500	10.720	18,80	4,60	4,00	33,60%
	SGT-400	14.300	10.103	14,00	3,10	4,30	35,60%
	SGT-300	8.000	11.704	20,80	7,30	6,60	30,80%
Mitsubishi Power	M701 F	385.000	8.592	14,30	5,80	6,10	41,90%
	M501 F	185.400	9.740	11,60	5,20	4,90	37,00%
	H-100	116.400	9.400	12,90	4,50	6,30	38,30%
	H-25	41.000	9.949	7,90	3,80	3,90	36,20%
General Electric	9HA.01	448.000	8.398				42,90%
	GT13E2-190	195.000	9.361				38,50%
	6F.03	88.000	97.888				36,80%
	6B.03	45.000	10.779				33,40%
	TM2500	34.600	10.321				34,90%

Todos los fabricantes destacan que sus turbinas de gas son capaces de adaptarse al funcionamiento con diferentes combustibles, sin que sus parámetros de operación se vean excesivamente afectados. Como todos los fabricantes aportan un único catálogo por turbina donde especifican la flexibilidad en el uso de combustibles, se supone que las especificaciones técnicas reflejadas en cada catálogo son válidas para H₂ (con diferencias que se pueden obviar para el desarrollo de este trabajo). En muchos casos la turbina solo puede aceptar un porcentaje en volumen de hidrógeno en la mezcla de combustible, a pesar de esto, todas las empresas coinciden en que en el futuro próximo sus turbinas de gas serán capaces de funcionar con 100% de hidrógeno como combustible.

Según Solar Turbines [33, 34, 35], sus turbinas de gas pueden llegar a funcionar con hasta un 80% de hidrógeno y esperan que en 2030 o antes ya lo hagan con el 100%. Ejemplos de aplicaciones de estas turbinas son: la planta de cogeneración de 55 MW de Shanxi Liheng Steel con 4 turbinas Titan 130, diferentes plantas químicas en China, Estados Unidos y Europa con tecnología de combustión SoLoNox con hasta el 20% de H₂, y en la industria del acero con combustión convencional con hasta el 65% de H₂.

En Siemens Energy [36] se indica el porcentaje máximo de H₂ con el que puede operar cada una de las turbinas que comercializan. Las turbinas SGT-300, SGT-400, SGT-600 y SGT-800 pueden funcionar con hasta un 30, 65, 70 y 75% en volumen de H₂, respectivamente.

Mitsubishi indica que los tiempos de arranque de todas sus turbinas de gas [37] varían entre los 20 y 30 minutos. Concretamente, las turbinas H-25 y H-100 tienen tiempos de arranque de 22 minutos, mientras que para las M501 F y M701 F el tiempo de arranque es de 30 minutos. En cuanto al porcentaje en volumen de H₂, Mitsubishi confirma que las turbinas antes mencionadas pueden operar con desde un 30% a un 100% en volumen de H₂, dependiendo del tipo de cámara de combustión [38].

General Electric [39], también refleja el porcentaje en volumen de H₂ con el que cada turbina puede funcionar. Actualmente, la turbina 9HA.01 admite un 50% de hidrógeno, la GT13E2-190 un 30%, la TM2500 un 75%, y las turbinas con la tecnología más avanzada de la marca en cuanto al funcionamiento con hidrógeno, la 6F.03 y la 6B.03, llegan hasta el 90-100%.

En cuanto al electrolizador, actualmente hay dos tecnologías comerciales para la producción de hidrógeno mediante la electrólisis, la alcalina y la de membrana polimérica protónica (PEM en inglés). Por otro lado, existe una tercera tecnología que es la de óxido sólido que no se comercializa y sigue en fase de investigación y desarrollo [40, 41].

La electrólisis alcalina consiste en dos electrodos sumergidos en un electrolito alcalino, separados por una membrana de intercambio iónico para evitar la recombinación del hidrógeno y el oxígeno. Ésta es la tecnología más utilizada y barata [40, 41].

La tecnología PEM es comercial a menor escala, sin embargo, se espera que en los próximos años su uso se extienda en la industria convirtiéndose en la más utilizada. Consiste en un electrolito polimérico sólido en forma de membrana que permite el paso de iones H⁺. Necesita ser alimentada con agua pura, y el hidrógeno obtenido posee una pureza superior al obtenido mediante la electrólisis alcalina. Esta tecnología tiene una respuesta muy rápida y dinámica lo que la convierte en una buena opción para el almacenamiento de excedentes de potencia en la generación renovable [40, 41].

La electrólisis de óxido sólido se basa en un electrolito sólido cerámico conductor de iones O^{2-} . Tiene la ventaja de poseer la mayor eficiencia, sin embargo, su mayor problema son las altas temperaturas que se producen durante la reacción (superiores a los 500 °C), que provoca una disminución en la vida útil de los materiales [41].

Todas las empresas que comercializan electrolizadores suelen ofrecer los mismos parámetros en sus fichas técnicas. En cuanto a la eficiencia, se indica de dos formas distintas, mediante el porcentaje de energía equivalente al hidrógeno producido con respecto a la energía consumida para producirlo o los kWh de energía consumida por kilogramo de hidrógeno producido. Se debe tener en cuenta que el poder calorífico inferior (PCI) del hidrógeno es de 33,3 kWh/kg, mientras que el superior (PCS) es de 39,4 kWh/kg. Un valor de eficiencia bastante común en los catálogos es 55 kWh/kg, lo que supone una eficiencia respecto al PCI de un 60% y de un 71,6% respecto a PCS.

La empresa Cummins fabrica varios modelos de electrolizadores, alcalinos y de tipo PEM [42]. Siemens Energy comercializa dos modelos con tecnología PEM, el SILYZER 200 y el SILYZER 300 [43, 44]. La empresa española Kern s&d comercializa dos modelos con tecnología alcalina de poca potencia nominal (pocos cientos de kW) [45]. Sunfire ofrece un electrolizador alcalino de 10 MW de potencia nominal con una superficie de 450 m² [46]. La compañía estadounidense Plug Power, comercializa varios modelos de electrolizadores PEM con potencias nominales del orden de pocos MW [47]. Thyssenkrupp, empresa alemana, cuenta con una unidad modularizada de 20 MW de potencia nominal compuesta por varios electrolizadores [48]. La empresa francesa Elogen comercializa una serie de electrolizadores con tecnología PEM, las características de los cuales se detallan en [49].

En la tabla 3.2 se recogen los parámetros más relevantes sobre los electrolizadores que comercializan las empresas mencionadas anteriormente.

Tabla 3.2. Características principales de los electrolizadores comerciales

Fabricante	Nombre	Tipo	N (kW)	ε (kWh/kg)	ε (%)	Consumo H2O (l/kg H2)	Presión H2 (bar)	Planta (m2)
Cummins	HySTAT 10	Alcalino	50	55	61%	17	10	54,52
	HySTAT 15	Alcalino	75	55	61%	17	10	54,52
	HySTAT 30	Alcalino	150	55	61%	17	10	54,52
	HySTAT 60	Alcalino	300	55	61%	17	10	89,9
	HySTAT 70	Alcalino	350	55	61%	17	10	89,9
	HySTAT 100	Alcalino	500	55	61%	17	10	89,9
	HyLYZER 200	PEM	1.000	55	61%	17	30	198
	HyLYZER 250	PEM	1.250	55	61%	17	30	198
	HyLYZER 400	PEM	2.000	54	62%	17	30	198
	HyLYZER 500	PEM	2.500	54	62%	17	30	198
	HyLYZER 1000	PEM	5.000	51	65%	9	30	62,4
HyLYZER 4000	PEM	20.000	51	65%	9	30	366,3	
Siemens Energy	SILYZER 200	PEM	1.250	51	65%	9	35	19,53
	SILYZER 300	PEM	17.500	54	62%	10	35	112,5
Kern s&d	K40	Alcalino	170	48	69%	9	10	
	K160	Alcalino	170	48	69%	9	250	
Sunfire	Sunfire-Hylink	Alcalino	10.000	52	64%	9,5	30	450
Plug Power	425D	PEM	1.000	50	67%	13	40	29,3
	2125D	PEM	5.000	50	67%	13	40	87,9
	4250D	PEM	10.000	50	67%	13	40	117,2
Thyssenkrupp	Unidad Modularizada	Alcalino	20.000	50	67%	11	0,3	
Elogen	Multi MW	PEM	10.000	53	62%	22	6	312,5
	Elyte 260	PEM	1.300	55	61%	22	6	
	Open Power	PEM	2.500	56	60%	22	6	78,13

Por último, se deben conocer las características de los depósitos donde se almacena el hidrógeno producido. Todos los fabricantes de depósitos para el almacenamiento de hidrógeno suelen ofrecer los mismos parámetros en sus catálogos. Se han recopilado datos de las empresas Lapesa [50], Steel Head [51] y Fiba Technologies [52]. Además, la empresa Steel Head fabrica depósitos de hidrógeno de forma prismática.

Tabla 3.3. Características de los depósitos prismáticos de almacenamiento de hidrógeno

Modelo	Longitud (m)	Anchura (m)	Altura (m)	Volumen de agua (m3)	Peso en vacío (kg)	Presión (bar)	Peso H2 (kg)
Cube 8	1,6	1,1	1,2	2,112	508	345	8
Cube 18	1,6	1,6	1,6	4,096	768	345	18
Cube Plus 20	6,1	2,4	2,9	42,456	14784	345	384
Cube Plus 40	12,2	2,4	2,9	84,912	28232	345	832
Cube Plus 53	16,2	2,4	2,9	112,752	37520	345	1120

Tabla 3.4. Características de los depósitos cilíndricos de almacenamiento de hidrógeno

Fabricante	Modelo	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	Volumen de agua (m3)	Peso en vacío (kg)	Masa H2 (kg)	Presión (bar)
LAPESA	LH 10V	1.500	5.950	10	3500	36	44,6
	LH 25V	2.200	7.350	25	8900	90	44,6
	LH 50V	2.450	11.550	50	18200	180	44,6
	LH 100V	3.000	15.350	100	34700	360	44,6
	LH 145V	3.000	21.850	145	48300	522	44,6
	LH 200V	3.500	22.300	200	66800	720	44,6
STEEL HEAD	COPV III	425	880	0,01	49	1,8	350
	COPV IV	490	920	0,11	53	2,6	350
	COPV III	432	2.071	0,10	49	2,9	500
	COPV IV	505	920	0,11	81	3,5	500
	COPV III	455	2.071	0,10	49	3,7	750
	COPV IV	410	860	0,06	50	2,4	750
FIBA TECH	2748	559	5,3	1,08	1111	15,16	189
	2748	559	12,2	2,58	2541	36,26	189
	3299	559	5,6	1,12	1408	18,43	227
	3299	559	11	2,25	2740	37,19	227

3.3 Sistema de apoyo 2

El sistema de apoyo 2, empleado para la nivelación de la potencia entregada, consiste en una batería redox. Con la batería se consigue realizar tanto el almacenamiento de la energía excedente, como la producción de la energía de compensación.

Se han buscado los datos y parámetros característicos de baterías de flujo redox, de igual modo que para las turbinas, los electrolizadores y los depósitos. En este caso, además de los datos aportados por empresas [53 – 56], también se ha utilizado la información de artículos científicos y de investigación [29 – 32, 57]. A continuación, se presenta un resumen de los datos obtenidos

de artículos científicos en la tabla 3.5, y en la tabla 3.6 los datos recopilados en los catálogos de empresas.

Tabla 3.5. Características principales de las baterías de flujo redox de la literatura

Referencia	[57]	[29]	[30]	[31]	[32]
Modelo	Vanadio - vanadio	Vanadio - vanadio	Vanadio - hierro	Vanadio - vanadio	
Potencia (MW)	0,03 - 3			0,03 - 3	2 - 100
Densidad de potencia (kW/m³)	2,5 - 33,5	16 - 33			
Densidad de energía (kWh/m³)	10 - 33				10 - 50
Potencia específica (W/kg)	80 - 150				
Energía específica (Wh/kg)	30 - 50			30 - 60	
ε (%)	80%	75%	83%	75%	85%
Volumen (m³)					
Área (m²)					

Tabla 3.6. Características principales de las baterías de flujo redox comerciales

Fabricante	Invinity	Sumitomo Electric					Primus Power	CellCube		
Modelo	VS3-022	AC 250 Vanadio-vanadio					Energypod 2 Zinc-bromo	FB 500-2000	FB 250-1000	FB 250-2000
Potencia (MW)	0,078	0,25	0,25	0,25	1	10	0,025	0,5	0,25	0,25
Densidad de potencia (kW/m³)	2,20	1,39	0,93	0,70	0,65	0,73	3,34	1,12	0,56	0,37
Densidad de energía (kWh/m³)	6,21	4,18	4,20	4,18	1,96	2,18	16,71	4,46	2,23	2,95
Potencia específica (W/kg)	3,17						4,90	1,89	1,85	1,02
Energía específica (Wh/kg)	8,94						24,51	7,55	7,41	8,16
ε (%)	78%	80%	80%	80%	80%	80%	70%	80%	80%	80%
Volumen (m³)	35,45	179	268	359	1.530	13.770	7,48	448,4	448,4	677,1
Área (m²)		29,89	44,59	59,78	255	2295	3,4	59,78	59,78	90,28

Se debe destacar que mientras las características presentadas en artículos científicos sobre las baterías de flujo redox son en su mayoría rangos aproximados, las empresas ofrecen datos más precisos sobre sus prestaciones.

Los datos de los equipos comerciales disponibles sobre potencia (MW) y capacidad de almacenamiento de energía (kWh) son inferiores a los que se necesitan en este trabajo. Sin embargo, estos dos parámetros pueden incrementarse con facilidad con la adición de módulos. Por ejemplo, Sumitomo Electric [54] ofrece en su catálogo las características de sus baterías de 250 kW y 750 kWh, y el de diversas configuraciones modulares que llegan hasta los 10 MW. En el catálogo de CellCube [56] también se presentan diferentes módulos, colocando la unidad de potencia y los depósitos de los electrolitos en diferentes contenedores, para luego montarlos en una configuración de dos alturas, con los electrolitos en el piso inferior.

3.4 Selección de los equipos

Una vez presentados los datos de todos los equipos que son indispensables para llevar a cabo la estabilización de la potencia entregada por el parque eólico, se deben seleccionar aquellos que en función de sus parámetros se ajusten mejor a las necesidades de cada una de las estrategias de nivelación.

El depósito de hidrógeno es el mismo para las variantes del sistema de apoyo 1. Los modelos de depósitos que se han encontrado en catálogos no cumplen con la capacidad que se requiere en este trabajo, ya que se necesita un depósito relativamente grande, que almacene el hidrógeno en estado gaseoso a varios cientos de bares de presión. Por esta razón, se diseña uno personalizado que cumpla con las características antes mencionadas. Para su dimensionamiento se parte de que la capacidad máxima del depósito es de 36.108,36 kg (para el cálculo se considera 36.110 kg), y que la presión de almacenamiento es de 350 bar.

Mediante la ecuación de los gases ideales:

$$PV = mRT \quad (3.1)$$

Donde:

- P es la presión dentro del depósito en pascales
- V es el volumen del hidrógeno almacenado en m^3
- m es la masa de hidrógeno en kilogramos
- R es la constante de gas ideal para el hidrógeno (4.157,17 J/Kg °K)
- T es la temperatura de almacenamiento del hidrógeno

El volumen calculado es 1.278,07 m^3 .

Una vez conocido el volumen se determinan el diámetro interior y la altura (o longitud) del depósito. La altura se fija en 12 metros, para la cual el diámetro calculado es de 5,8 m. Finalmente se considera un diámetro de 6 m.

Se toma como material del depósito el acero 304, y que la relación entre los diámetros exterior e interior del depósito (R) está dentro del siguiente rango $1,1 < R < 1,5$. Mediante la ecuación (3.2) se comprueba que el depósito soporta la presión de trabajo.

$$p = \frac{\sigma \cdot E \cdot e}{\left(\frac{D_{int}}{2} + 0,6 \cdot e\right)} \quad (3.2)$$

Donde:

- p es la presión de trabajo en Pa
- D_{int} es el diámetro interior del depósito en m
- E es la eficiencia de la soldadura (se considera 1)

- e es el espesor de la pared del depósito
- σ es la tensión admisible del material en Pa (en este caso 345 MPa)

La presión p de trabajo se mayor a con un coeficiente 1,2 por seguridad. Se obtiene un espesor de pared de 0,394 m y se redondea a 0,4 m. Esto supone que $D_{ext} = 6,8$ m y $R = 1,133$, además, la altura teniendo en cuenta el espesor será de 12,8 m. De modo que el depósito posee 6,8 m de diámetro exterior, 6 m de diámetro interior, y 12 m de altura interior y 12,8 m de altura exterior. El volumen total de acero 304 es de 125,5 m³ y el peso es de 1.004.505,4 kg aproximadamente. A partir de la masa de acero 304 se puede calcular el coste del depósito en el Capítulo 4.

3.4.1 Estrategia 1 con sistema de apoyo 1

La estrategia 1, como ya se ha explicado, consiste en la nivelación semanal de la potencia entregada por el parque eólico, para lo que se necesitan 22 MW de generación auxiliar y 35 MW de almacenamiento.

Para implementar esta estrategia de nivelación se necesita un sistema de apoyo para almacenar o producir energía, en función de la generación eólica de cada hora, así como de las condiciones que se hayan fijado en la estrategia de nivelación. El sistema de apoyo 1 consiste en una turbina de hidrógeno para generar energía, un electrolizador para producir hidrógeno con el excedente de energía, y un depósito para almacenar el hidrógeno, hasta que sea consumido por la turbina.

Los equipos seleccionados para esta estrategia y sistema de apoyo son los siguientes:

- Para el sistema de generación auxiliar se eligen tres turbinas de 8 MW cada una. La opción de varias turbinas ofrece mayor flexibilidad, ya que, en ocasiones solo serán necesarias una o dos turbinas en funcionamiento para lograr la nivelación. Además, de esta forma se aumenta la vida útil de los equipos, y se facilitan las labores de mantenimiento, seguridad, etc. Atendiendo a los modelos disponibles de turbinas (Tabla 3.1) se decide utilizar tres turbinas *Taurus 70* de 8.180 kW de la marca Solar Turbines, ya que, aunque la turbina *SGT-800* de Siemens Energy genera 8.000 kW de potencia nominal su rendimiento es menor.
- El electrolizador debe ser capaz de trabajar con potencias de hasta 35 MW. En la tabla 3.2 no aparece ningún equipo con esta potencia, sin embargo, los electrolizadores funcionan igual que las baterías redox, en el sentido de que para aumentar su potencia basta con instalar varios módulos. Con varios electrolizadores se evita el hecho de que uno solo de elevada potencia tenga que trabajar a cargas parciales. Como ya se ha indicado, la adición de módulos no repercute demasiado en la eficiencia, sin embargo, la mayoría de los fabricantes recomiendan trabajar dentro de un rango de potencias. En función de lo anterior y de los datos de la tabla 3.2, se decide seleccionar ocho electrolizadores de 5 MW (*HyLYZER 1000*), de la compañía Cummins, que permiten un rango de funcionamiento entre el 5% y el 125% de la potencia nominal. También se podrían combinar tres electrolizadores de 5 MW (*HyLYZER 1000*) con uno de 20 MW (*HyLYZER 1000*), tres *4250 D* de 10 MW de Plug Power con un *2125D* de 5 MW u ocho *2125D* de 5 MW, todos de la empresa Plug Power. Sin embargo, el uso de electrolizadores iguales de 5 MW permite un funcionamiento mucho más flexible, facilitando las labores de mantenimiento preventivo. Por otro lado, aunque los electrolizadores de la empresa Plug Power tienen una ligera mayor eficiencia, ocupan mucho más espacio, consumen más agua, y el fabricante no especifica el rango de

potencias para el cual pueden trabajar. Cualquier otro tipo de combinación se ha descartado por motivos de eficiencia, consumo de agua, espacio y/o rango de operabilidad. El rango de operabilidad interesa que sea lo más amplio posible para poder almacenar la mayor cantidad de energía. Por ejemplo, el electrolizador de 5 MW de Cummins pueden funcionar con 250 kW como mínimo, en las horas donde las potencias estén por debajo de ese valor, no será posible almacenar energía.

El equipamiento necesario para la estrategia de nivelación 1 con el sistema de apoyo 1 es el siguiente:

- 3 turbinas *Taurus 70* de 8.180 kW
- 8 electrolizadores *HyLYZER 1000* de 5 MW cada uno
- Depósito de acero 304 de 12 metros de altura y 6 metros de diámetro

3.4.2 Estrategia 2 con sistema de apoyo 1

La estrategia de nivelación 2, como ya se ha explicado, consiste en estabilizar la potencia eólica en torno a un nivel constante anual y no de forma variable cada semana, para lo que se necesitan 22 MW de generación auxiliar y 18 MW de almacenamiento. El sistema de apoyo será el mismo en cuanto al tipo de equipamiento empleado, solamente varía el número de equipos necesarios.

Los equipos seleccionados para esta estrategia y sistema de apoyo son los siguientes:

- Siguiendo los criterios planteados para la estrategia 1 se seleccionan tres turbinas *Taurus 70*, que totalizan 24.540 kW de potencia nominal.
- Para la generación de H₂, la mejor opción es instalar cuatro electrolizadores *HyLYZER 1000* de 5 MW, que suman 20 MW de potencia máxima, y permiten almacenar energía en el mismo rango de potencias que para la estrategia 1. Como los modelos son los mismos, aunque la potencia instalada y el consumo de agua total son diferentes, la eficiencia es la misma en las dos estrategias.

El equipamiento necesario para la estrategia de nivelación 2 con el sistema de apoyo 1 es:

- 3 turbinas *Taurus 70* de 8.180 kW
- 4 electrolizadores *HyLYZER 1000* de 5 MW cada uno
- Depósito de acero 304 de 12 metros de altura y 6 metros de diámetro

3.4.3 Estrategia 1 con sistema de apoyo 2

La estrategia de nivelación 1, es una estrategia de nivelación semanal que se lleva a cabo mediante el almacenamiento y la generación de energía con la tecnología de baterías de flujo redox, para lo que se necesitan baterías de 35 MW de carga, 22 MW de descarga y 1.203.600 kWh de almacenamiento de energía.

La batería de flujo redox permite almacenar el excedente de energía y al mismo tiempo sirve de generador para compensar la energía que sea inferior a lo pactado. Para el dimensionamiento, se han de tener en cuenta la potencia máxima que debe generar el sistema, y la energía máxima que debe almacenar. Los modelos de baterías redox que se han encontrado en los catálogos de empresas no tienen la capacidad necesaria, por lo que será necesario instalar varias baterías individuales para alcanzar los niveles de potencia y capacidad de almacenamiento que se requieren. Por lo tanto, se deben combinar varios módulos de baterías redox para alcanzar los niveles de potencia y almacenamiento de energía requeridos. Los dos parámetros

fundamentales de la batería redox son la potencia nominal de carga y descarga, en kW, y la capacidad de almacenamiento de energía, en kWh.

El fabricante CellCube construye soluciones modulares muy compactas de baterías redox, ahorrando mucho espacio en planta, como se puede comprobar en la Tabla 3.6. Dado que en el sistema de apoyo 2 la tecnología redox cumple la función de almacenamiento y generación de energía, el conjunto de baterías redox debe tener la misma capacidad de almacenamiento que el depósito de hidrógeno del sistema 1 (1.203.600 kWh). Con la solución modular de más capacidad de CellCube, 500 kW y 2000 kWh, serían necesarios alrededor de 570 módulos de este tipo para cubrir las necesidades de almacenamiento energético. Cada módulo, según el fabricante, consta de tres unidades de energía y dos unidades de potencia, lo que supone 1.710 unidades de energía y 1.140 unidades de potencia.

Observando las capacidades de almacenamiento de energía y la potencia de carga y descarga de las baterías redox de los catálogos, es evidente que la relación entre potencia y almacenamiento de energía de estas tecnologías comerciales es muy diferente de las necesidades del sistema de apoyo requerido. Por lo tanto, se va a realizar un dimensionamiento aproximado del volumen de electrolitos que se requieren para almacenar la cantidad de energía que se necesita, y del número de celdas, o unidades de potencia, requerido para lograr la potencia máxima necesaria.

Para calcular el número de celdas necesarias se comienza suponiendo una densidad de corriente entre 100 y 120 mA/cm², en este caso 120 mA/cm². Luego se fija un área de electrodo, que en este tipo de baterías son de forma plana, con un valor común de 1600 cm². Con estos datos se puede estimar la intensidad de corriente que circula por una celda.

A partir de la mayor potencia, en este caso la de carga de la estrategia semanal, se puede calcular el voltaje total necesario, y dividiendo entre la tensión promedio de celda, que está comprendida entre 1 y 1,2 V (se considera 1,1 V por celda), se obtienen el número de celdas necesarias.

Utilizando el método descrito, para 35 MW de carga, se obtienen 182.292 V y 165.720 celdas.

Por otro lado, se calcula el volumen necesario de uno de los dos electrolitos, en litros.

$$Vol_{electrolito} = \frac{E}{F \cdot V_{celda} \cdot C_V \cdot (SOC_{max} - SOC_{min})} \quad (3.3)$$

Donde:

- E es la energía que se debe almacenar en julios (J)
- F es la constante de Faraday (96485 C/mol)
- C_V es la concentración de vanadio en el electrolito en (mol/l)
- V_{celda} es la tensión promedio de celda en voltios (V)
- SOC hace referencia al estado de carga de la batería.

Para la concentración de vanadio en el electrolito, que suele oscilar entre 1,5 mol/l y 2 mol/l, se supone 1,6 mol/l. En cuanto al estado de carga, a pesar de que todos los fabricantes indican que sus baterías pueden ser cargadas y descargadas desde el 100% al 0%, se considera que no es recomendable realizar cargas y descargas completas, ya que son muy costosas energéticamente y aceleran la degradación de las baterías redox, reduciendo su vida útil; por lo que se supone un

rango de operación entre el 80% y el 20%. La tensión promedio de celda es la misma que la del cálculo del número de celdas, 1,1 V.

Con todo esto, se llega a 34.021 m³ de electrolito, por lo que se necesitan 70.000 m³ en total para ambos electrolitos. Al redondear de 68.000 a 70.000 se ha considerado un espacio mayor del calculado, debido a que los contenedores de los electrolitos y de las celdas deben tener una cierta separación para facilitar su refrigeración por convección natural, y para el acceso a los equipos durante labores de mantenimiento. Suponiendo una altura de 7 metros por contenedor, se requiere un área de 10.000 m² para la instalación. Aunque puede parecer un valor muy grande, que ciertamente lo es, está en el orden de magnitud de otros proyectos encontrados en la literatura, como el de Hokkaido en Japón (2015) [58], que para 60 MWh de almacenamiento se ocupan 5.000 m². Se supone que se puede diseñar una solución similar a la que propone CellCube, montando las celdas encima de los contenedores de electrolito, de forma que se ahorra espacio en planta, y la única superficie ocupada será la equivalente a los contenedores de electrolito. Todo el sistema puede estar bajo tierra, para no interferir con los patrones de viento del parque eólico.

El equipamiento necesario para la estrategia 1 con el sistema de apoyo 2 es:

- 165.270 celdas de 1,1 V cada una
- 70.000 m³ de electrolitos
- 10.000 m² de superficie

3.4.4 Estrategia 2 con sistema de apoyo 2

La estrategia de nivelación 2, es una estrategia de nivelación anual que se lleva a cabo mediante el almacenamiento y la generación de energía con la tecnología de baterías de flujo redox, para lo que se necesitan baterías de 18 MW de carga, 22 MW de descarga y 1.203.600 kWh de almacenamiento de energía.

Para este caso, se procede de la misma manera teniendo en cuenta que la potencia de descarga es mayor que la de carga y que es de 22 MW. Siguiendo el esquema de dimensionamiento, para una potencia de 22 MW se necesitan 104.167 celdas de 1,1 V y el volumen de electrolitos será el mismo, al no variar el almacenamiento. De modo que la superficie ocupada es la misma, al estar marcada por el espacio que se requiere para instalar los depósitos de electrolitos.

El equipamiento necesario para la estrategia 2 con el sistema de apoyo 2 es:

- 104.167 celdas de 1,1 V cada una
- 70.000 m³ de electrolitos
- 10.000 m² de superficie

3.5 Análisis de los resultados

Los resultados de las dos estrategias con el sistema 1 de almacenamiento y generación se presentan a continuación.

3.5.1 Estrategia 1 con sistema de apoyo 1

En una nueva hoja de cálculo llamada "ESTRATEGIA 1.1" se realizan los cálculos correspondientes. En la Figura 3.1, se observa que en este caso el depósito se llena por completo muy pocas veces, debido a que una parte considerable de la energía se pierde en el proceso de

electrólisis (rendimiento del 65%). Además, el depósito se vacía mucho más rápido, ya que para producir la energía necesaria para compensar la potencia entregada en ciertas horas se debe consumir mucho más hidrógeno, debido al bajo rendimiento de las turbinas de gas (en torno al 35%). Por lo tanto, si el depósito se llena menos y se vacía más, es muy probable que se puedan reducir los picos de energía por encima del límite superior de las fluctuaciones permitidas, sin embargo, existirán más horas del año donde la energía disponible no será suficiente para cumplir con el rango de potencia pactado.

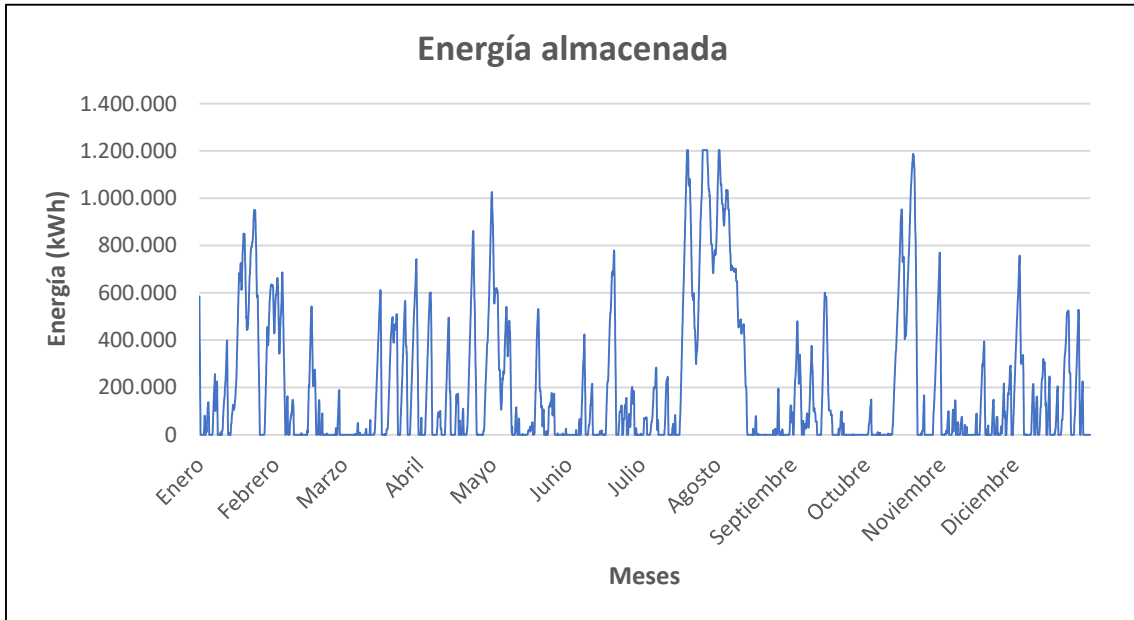


Figura 3.1. Evolución de la energía almacenada durante el año con la estrategia 1 y el sistema 1

Como se aprecia en la Figura 3.2, la hipótesis expuesta en el párrafo anterior se cumple. Las pérdidas por energía, energía no entregada, (puntos rojos) son 2.118.620,56 kWh, y el déficit de energía entregada, que es la diferencia entre el límite inferior fijado para las fluctuaciones y la potencia entregada por debajo de ese límite (puntos verdes), es de 31.621.010,11 kWh, con un total de 2.895 horas donde no se entrega la potencia dentro de los márgenes establecidos. La energía entregada dentro de los márgenes acordados es de 120.823.692,21 kWh.

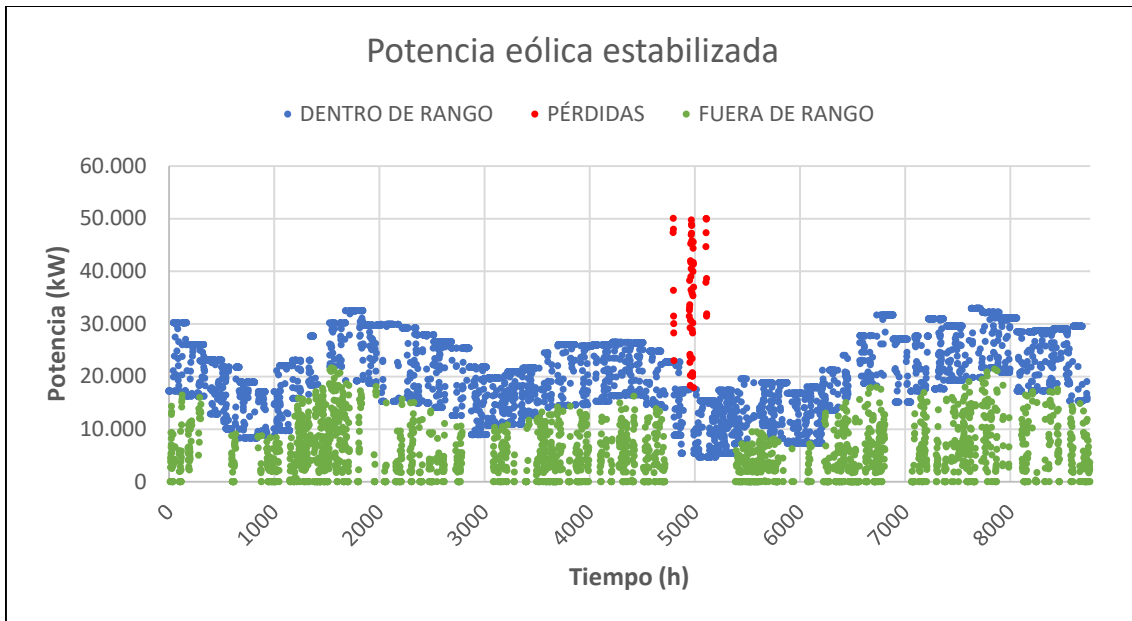


Figura 3.2. Potencia eólica estabilizada con la estrategia 1 y el sistema 1

3.5.2 Estrategia 2 con sistema de apoyo 1

En la hoja de cálculo “ESTRATEGIA 2.1” se realizan los cálculos relativos a esta opción. En la Figura 3.3 se puede observar que el depósito de hidrógeno se llena mucho menos que en la estrategia semanal con el mismo sistema de apoyo, comprobándose que la mayor parte del año el depósito no supera los 200.000 kWh de energía almacenada. Esto se debe a que, con una nivelación anual, con fluctuaciones permitidas entre 32 MW y 22 MW, se compensa mucha más energía de la que se almacena, y si a esto se le añade el bajo rendimiento de turbinas y electrolizadores el desequilibrio es aún mayor.

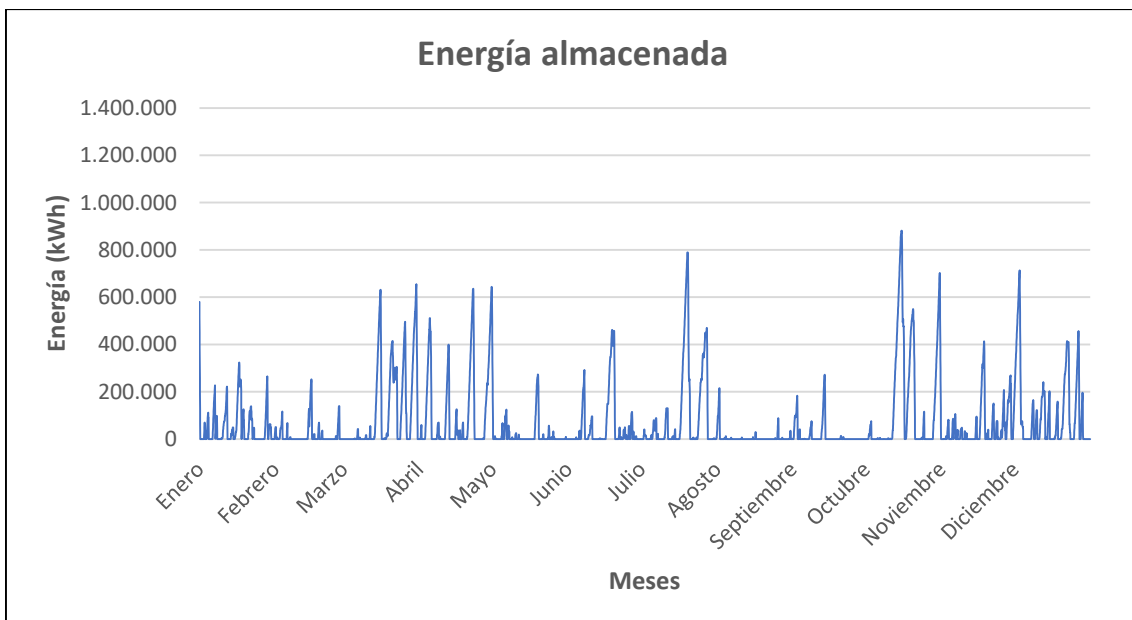


Figura 3.3. Evolución de la energía almacenada durante el año con la estrategia 2 y el sistema 1

En la Figura 3.4, se observa claramente que se consigue almacenar toda la energía excedente a lo largo del año. Sin embargo, el déficit energético es enorme, 73.896.122,32 kWh, suponiendo el 60% de toda la energía que se entrega correctamente. La energía entregada dentro de lo

pactado es de 119.406.171 kWh. Durante más de la mitad de las horas del año (4.678 h) se entrega menos energía de la comprometida.

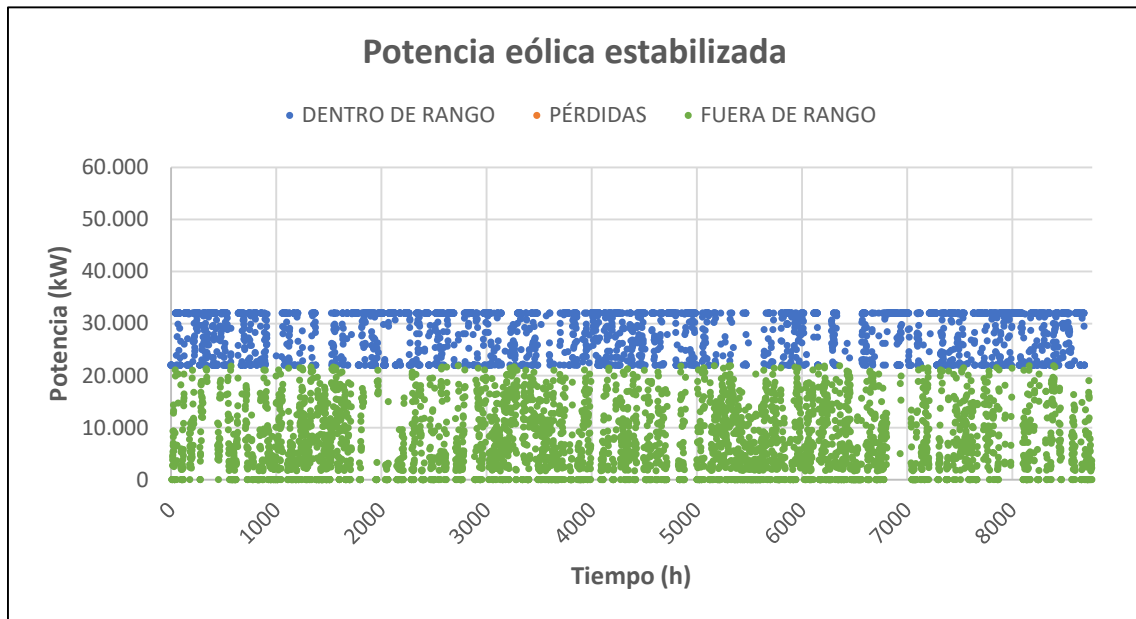


Figura 3.4. Potencia eólica estabilizada con la estrategia 2 y el sistema 1

A continuación, se reflejan los resultados de las estrategias de nivelación semanal y anual con el sistema de generación y almacenamiento 2 (batería de flujo redox).

3.5.3 Estrategia 1 con sistema de apoyo 2

En la Figura 3.5 se aprecia claramente que los límites superior e inferior del nivel de almacenamiento coinciden con los del estado de carga de las baterías 80% y 20%, respectivamente. Además, el sistema de almacenamiento en ningún momento se encuentra estresado con niveles extremos del estado de carga, sufre picos y valles, como es normal, pero nunca está ni muy lleno ni muy vacío.

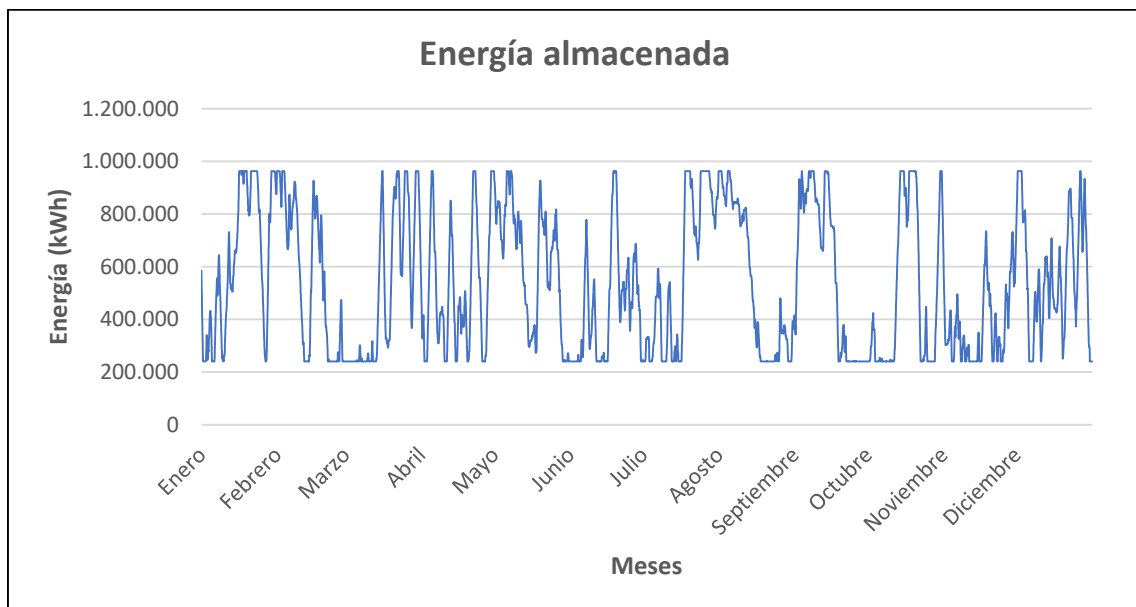


Figura 3.5. Evolución de la energía almacenada durante el año con la estrategia 1 y el sistema 2

En la Figura 3.6 se puede observar que las pérdidas por energía desechada, la que no se entrega a la red, es de 27.886.011,84 kWh, y el déficit de energía es de 19.886.331,29 kWh. Por otro lado, la energía entregada satisfactoriamente es de 123.373.399 kWh. El número de horas en las que no se consigue que la energía entregada este dentro de los márgenes establecidos es 1.694.

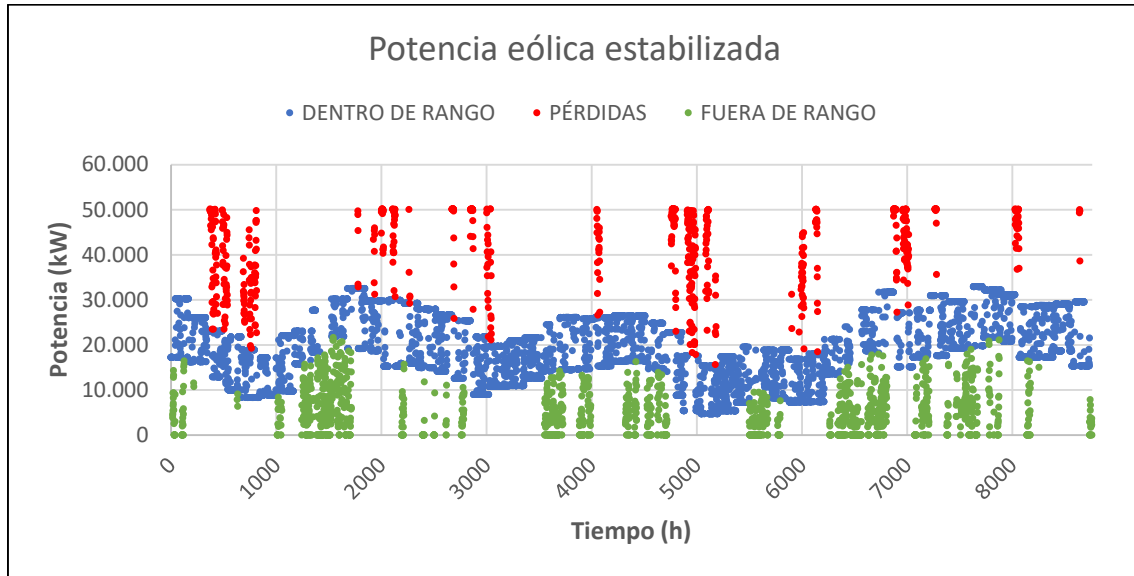


Figura 3.6. Potencia eólica estabilizada con la estrategia 1 y el sistema 2

3.5.4 Estrategia 2 con sistema de apoyo 2

En este caso ocurre lo mismo que con el sistema de apoyo 1, al cambiar a una estrategia anual se debe compensar la potencia generando energía con el sistema de apoyo en muchas más horas. Por lo tanto, como se aprecia en la Figura 3.7, el nivel de energía almacenada disminuye y se encuentra mucho más cerca del mínimo, que sigue siendo del 20%, debido a las continuas descargas que se realizan para compensar la potencia insuficiente.

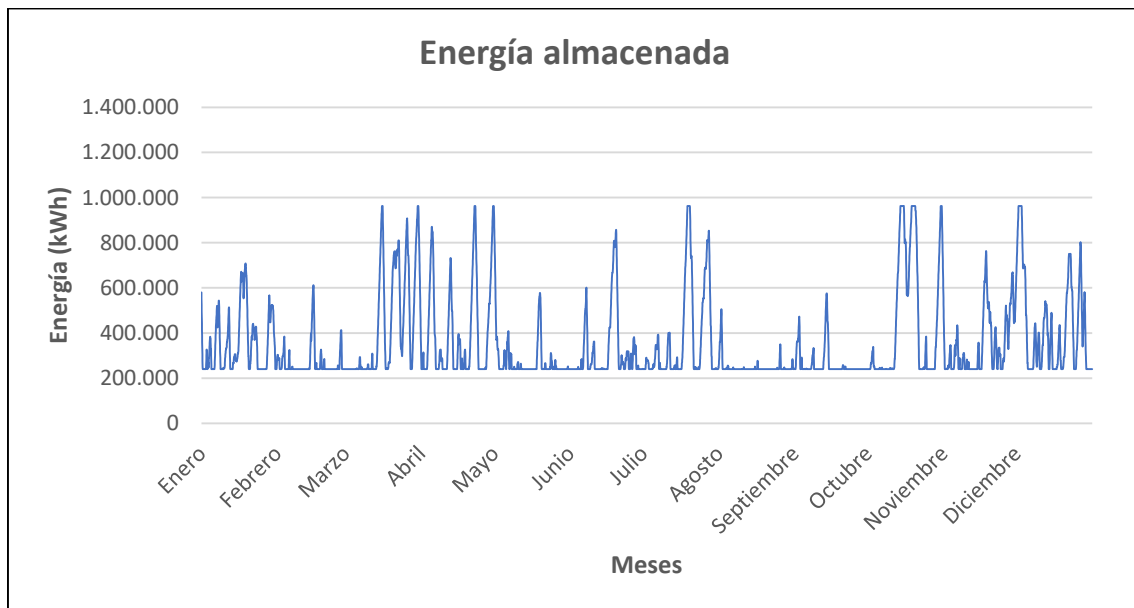


Figura 3.7. Evolución de la energía almacenada durante el año con la estrategia 2 y el sistema 2

Observando la Figura 3.8, se puede apreciar que con la estrategia de estabilización anual llevada a cabo por la batería redox se tienen 7.004.492,52 kWh de energía desechada, un déficit de

energía de 63.873.290,9, y 129.094.171,68 kWh de energía entregada conforme a lo establecido. Las horas donde no se cumple con los límites de fluctuaciones acordados son 4.018, un poco menos de la mitad del año.

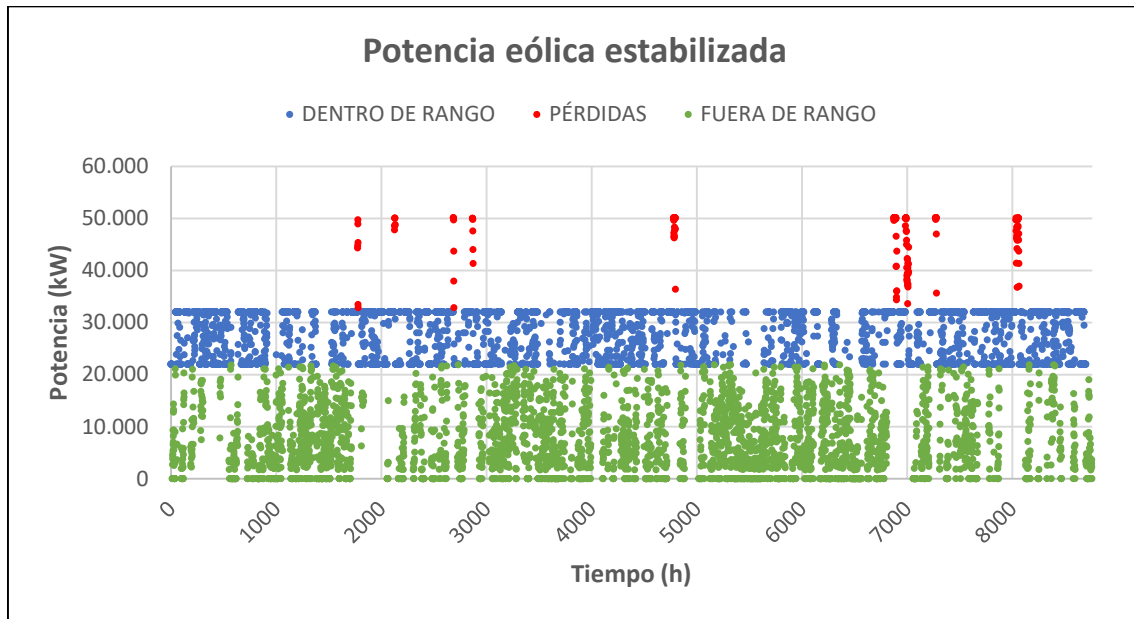


Figura 3.8. Potencia eólica estabilizada con la estrategia 2 y el sistema 2

En la siguiente tabla se comparan de forma resumida los 4 modelos analizados. En la tabla la energía correcta se refiere a la que se entrega dentro de los márgenes fijados, el déficit de energía es aquella que falta para llegar al nivel mínimo establecido durante las horas en que la potencia eólica es deficitaria, y las horas con déficit son aquellas donde existe déficit de energía. Por último, la columna %ED representa el porcentaje del déficit de energía respecto de la energía entregada correctamente, mientras que la columna %HD es el porcentaje de horas con déficit de energía respecto al total de horas del año.

Tabla 3.7. Resumen de las estrategias y sistemas de estabilización de la curva

Estrategia	Sistema	Energía correcta (kWh)	Déficit de energía (kWh)	%ED	Horas con déficit	%HD
Semanal	TG+Electrolizador	120.823.692	31.621.010	26%	2.985	34%
Anual	TG+Electrolizador	119.406.171	73.896.122	62%	4.678	53%
Semanal	Batería REDOX	123.373.399	19.886.331	16%	1.694	19%
Anual	Batería REDOX	129.094.171	63.873.290	49%	4.018	46%

3.6 Conclusiones del capítulo

Los cuatro modelos producen prácticamente la misma cantidad de energía correcta (dentro de los límites de potencia acordados) a lo largo del año, pero cuando se nivela la potencia eólica mediante una estrategia anual, el déficit energético es más del doble que en los mismos sistemas de apoyo con una estrategia semanal. Para el sistema de apoyo 1 (con turbina y electrolizador) el déficit en la estrategia anual es de 73.896.122 kWh frente a 31.621.010 kWh para la estrategia semanal, mientras que, para el sistema de apoyo 2 (con batería redox) el déficit en la estrategia anual es de 63.873.290 kWh frente a los 19.886.331 kWh para la estrategia semanal.

Además, el porcentaje de horas con déficit energético es sustancialmente menor cuando se estabiliza la potencia semanalmente, más de 4.000 horas con déficit de energía en la estrategia anual, para ambos sistemas de apoyo, mientras que con la nivelación semanal no se superan las 3.000 horas.

Si se fijan las estrategias y se comparan los resultados de cada sistema, se observa que con el sistema de apoyo 2 basado en las baterías de flujo redox los resultados son mejores. La estrategia semanal con sistema de apoyo 1 (turbinas y electrolizadores) tiene más déficit de energía (31.621.010 kWh) frente a los 19.886.331 kWh deficitarios con el sistema de apoyo 2 (baterías redox), más horas con déficit (2.985 > 1.694), y entrega menos energía dentro de los márgenes establecidos (120.823.692 kWh < 123.373.399 kWh) que con baterías de flujo redox. Lo mismo ocurre con la estrategia anual, donde el sistema con baterías redox, respecto al sistema con turbinas y electrolizadores, entrega 10.000.000 kWh más de energía dentro de los márgenes pactados, el déficit de energía es de 10.000.000 kWh menos, y hay 600 horas menos con déficit de energía.

A falta de realizar el análisis económico, se puede concluir que, desde el punto de vista puramente energético, la mejor estrategia es la semanal, y el mejor sistema de almacenamiento y compensación de energía es la batería de flujo redox.

4. Capítulo 4: Estudio económico

4.1 Introducción

En este capítulo se comparan los cuatro modelos de nivelación de potencia desde el punto de vista económico, calculando el VAN y el TIR de cada uno. Para ello se necesitan los costes de inversión de cada equipo (CAPEX por sus siglas en inglés), los costes de operación y mantenimiento (OPEX por sus siglas en inglés), y otros posibles costes derivados de cada sistema. Además, se debe fijar un precio para la energía producida, que es la fuente de ingresos del parque, y también el coste por entrega de potencia por debajo del nivel acordado previamente.

4.2 CAPEX y OPEX de cada equipo

4.2.1 Turbina de gas

No se han podido encontrar los precios de las turbinas de gas en los catálogos consultados, ya que las empresas comercializadoras no suelen publicar estos datos. Para calcular el coste de inversión de la turbina de gas se ha empleado la siguiente fórmula, obtenida de [71].

$$C_2 = C_1 \cdot \left[\frac{q_2}{q_1} \right]^n \quad (4.1)$$

Con esta expresión se puede obtener el coste C de cualquier equipo si se tiene el coste de otro equipo del mismo tipo y una característica q de los dos equipos, en este caso la potencia. En la referencia citada se fija un exponente n diferente para cada equipo, para las instalaciones de turbinas de gas $n=0,82$.

El coste base es de 9.375.641 € y la potencia base es 10.798 kW para una turbina en el año 2005. Este coste debe actualizarse al año 2022, de modo que se multiplica por un factor 1,37. Por lo tanto, para la potencia de la turbina Taurus 70 (8.180 kW):

$$CAPEX[\epsilon_{2005}] = 1,37 \left[\frac{\epsilon_{2022}}{\epsilon_{2005}} \right] \cdot 9.375.641[\epsilon_{2005}] \cdot \left(\frac{8.180}{10.798} \right)^{0,82} = 10.229.107[\epsilon_{2005}] \quad (4.2)$$

Los costes operativos y de mantenimiento se calculan en base a la siguiente fórmula, según [72].

$$OPEX \left[\frac{\epsilon_{2005}}{kWh} \right] = 0,0829 \cdot Potencia^{-0,2999} \quad (4.3)$$

Para la turbina Taurus 70:

$$OPEX \left[\frac{\epsilon_{2005}}{kWh} \right] = 0,0829 \cdot 8.180^{-0,2999} = 0,00556 \left[\frac{\epsilon_{2005}}{kWh} \right] \quad (4.4)$$

$$OPEX \left[\frac{\epsilon_{2022}}{kWh} \right] = 0,00556 \left[\frac{\epsilon_{2005}}{kWh} \right] \cdot 1,37 \left[\frac{\epsilon_{2022}}{\epsilon_{2005}} \right] = 0,00762 \left[\frac{\epsilon_{2022}}{kWh} \right] \quad (4.5)$$

Resulta evidente que el OPEX es un coste específico, en función de los kWh. Como los costes operativos y de funcionamiento son variables a lo largo del año, es lógico que dependan de la energía que aporta la turbina. En el caso de la estrategia semanal, la energía total aportada es de 30.686.072 kWh y para la anual 20.198.796 kWh.

$$OPEX_{SEMANAL}[\epsilon_{2022}] = 0,00762 \left[\frac{\epsilon_{2022}}{kWh} \right] \cdot 30.686.072[kWh] = 233.827[\epsilon_{2022}] \quad (4.6)$$

$$OPEX_{ANUAL}[\epsilon_{2022}] = 0,00762 \left[\frac{\epsilon_{2022}}{kWh} \right] \cdot 20.198.796[kWh] = 153.914[\epsilon_{2022}] \quad (4.7)$$

4.2.2 Electrolizador

Del mismo modo que con las turbinas de gas, los fabricantes de electrolizadores no ofrecen datos sobre el precio de sus productos en sus catálogos abiertos al público. Sin embargo, se han encontrado estimaciones de precios en diversos artículos científicos [59, 60, 61]. Utilizando los datos de estos artículos y la misma fórmula que en el apartado anterior, se estima un coste para los electrolizadores que se han seleccionado.

$$C_2 = C_1 \cdot \left[\frac{q_2}{q_1} \right]^n \quad (4.8)$$

En concreto, en [59] se presenta un electrolizador de 70.000 \$ para 500 kW de potencia. Como en [70] no se han encontrado valores de n específicos para los electrolizadores, se buscan referencias donde se indique que valores típicos de n se pueden suponer cuando no se dispone de uno en concreto. A partir de la información consultada en [72, 73, 74] se supone $n=0,85$ para calcular los costes de los electrolizadores que se utilizan en este trabajo. El electrolizador elegido para el sistema 1, tanto para la estrategia semanal como la anual, tiene 5.000 kW de potencia nominal.

$$CAPEX[\$] = 70.000[\$] \cdot \left[\frac{5.000[kW]}{500[kW]} \right]^{0,85} = 495.562[\$] \quad (4.9)$$

Dado que el cambio actual de dólares a euros está en 0,96 €/\$, el coste de inversión de cada electrolizador de 5.000 kW será de 475.740 €.

En cuanto al OPEX, en [59] también se especifica que los costes operativos y de mantenimiento equivalen aproximadamente al 4% de la inversión inicial. Por lo tanto, el OPEX será de 19.029 € para cada electrolizador.

4.2.3 Depósito de hidrógeno

Para el cálculo del coste de los depósitos se presenta el mismo inconveniente que para las turbinas de gas y los electrolizadores. En [71] aparece una fórmula para el cálculo del coste de depósitos, sin embargo, no es válida para depósitos con una presión como la de este trabajo. Sin embargo, se ha utilizado la fórmula que según [76] relaciona el coste del tanque con el peso de este. Para el acero 304, en el rango de 2.268 kg a 362.874 kg, se supone un peso base de 45.359 kg, un coste base de 385.859 €/2005 y un exponente $n=0,91$. El depósito dimensionado en el Capítulo 3 pesa 1.004.505,4 kg, como excede el rango, se considera que se tendrán cuatro depósitos de 4 m de alto y 251.126 kg cada uno, manteniendo los mismos diámetros, exterior e interior. De esta forma, se mantendrá el mismo volumen por unidad de longitud y espesor, calculados en el Capítulo 3.

$$CAPEX[€_{2005}] = 385.859[€_{2005}] \cdot \left[\frac{251.126[kg]}{45.359[kg]} \right]^{0,91} = 1.831.328,708[€_{2005}] \quad (4.10)$$

Que equivalen a 2.508.920,33 €/2022 por cada depósito, la inversión total será de 10.035.681,32 €/2022.

4.2.4 Batería de flujo redox

En los artículos [30, 31, 32] se presentan valores aproximados de costes de inversión (€/kWh) para diferentes rangos de potencia de baterías redox. Por otro lado, en [29] se ofrecen datos de los costes de operación y mantenimiento para estas baterías. También en [62] se detalla que una batería de flujo redox de vanadio – vanadio con 2 kW de potencia y 30 kWh de

almacenamiento tiene un coste de 4650 €. En base al mismo razonamiento utilizado para el electrolizador, se toma un coeficiente $n=0,85$, y se aplica la misma fórmula.

$$C_2 = 4.650[\text{€}] \cdot \left[\frac{1.203.600[\text{kWh}]}{30[\text{kWh}]} \right]^{0,85} = 38.046.064,39[\text{€}] \quad (4.11)$$

Respecto al OPEX, se ha encontrado poca información sobre este coste en baterías redox. Según el artículo [29] estos costes equivalen a 28 \$/kW. Por otro lado, según [58] los costes operativos y de mantenimiento suponen una cuantía igual al 2% del coste de inversión. Se supone que el OPEX corresponde al 2% del CAPEX, ya que para el caso de los electrolizadores también se han supuesto unos costes proporcionales a la inversión inicial.

$$OPEX[\text{€}] = 2\% \cdot CAPEX[\text{€}] = 2\% \cdot 38.046.064,39[\text{€}] = 760.921,28[\text{€}] \quad (4.12)$$

4.3 Otros costes

Para el sistema 1, se tiene en cuenta el coste del agua que se necesita para la producción de hidrógeno.

El coste del agua se ha obtenido de [63], donde se indica que es de 2,168 €/m³. Para conocer el consumo de agua en m³, se necesitan los kg de H₂ producidos en la electrólisis para cada una de las estrategias de nivelación calculadas en las correspondientes hojas del libro Excel donde se evalúa el sistema 1. Luego, en función del dato aportado por el fabricante en el catálogo de litros necesarios de agua por kg de H₂ producido, se calculan los m³ de agua.

En la estrategia semanal se tienen 901.533,91 kg de H₂, que equivalen a 8.113,8 m³ de agua. En la estrategia anual, por otro lado, son 586.634,58 kg de H₂, que equivalen a 5.279,7 m³ de agua. De donde se obtiene que el coste del agua para la estrategia de nivelación semanal es de 17.590,73 €, mientras que para estrategia anual el coste de agua es de 11.446,41 €.

4.4 Ingresos por la venta de la energía

Para este estudio se van a considerar dos opciones de venta. La primera opción es la firma de un contrato de compraventa de energía a largo plazo (Power Purchase Agreement, PPA). La segunda opción analizada es la venta de energía directamente en el mercado mayorista diario o mercado spot, a corto plazo.

Los PPA, como su nombre indica, son contratos bilaterales en los que el generador y el comprador de energía fijan de mutuo acuerdo un precio para la compraventa de la energía. Estos contratos, por lo general, tienen una duración superior a los 10 años. Esta modalidad de contrato cada vez está más de moda, ya que asegura un nivel de ingresos para el parque de forma estable a largo plazo. Esto facilita, tanto al generador como al comprador, planificar otro tipo de inversiones en el futuro sin la incertidumbre propia del mercado mayorista, que cada día fija un precio diferente. El precio medio de los PPA en España es de 38 €/MWh [64].

Para la venta de energía en el mercado mayorista diario se han obtenido los precios diarios de la energía en el mercado según [65], y como no están disponibles los datos completos del año 2022 se han tomado los de 2021, y se ha calculado la media. Por lo tanto, el precio de la energía en el mercado mayorista se considera en 112 €/MWh.

Un coste que se debe tener en cuenta, y al que se ha hecho referencia durante este trabajo son los costes de desequilibrio (imbalance costs, en inglés). En el mercado diario el proceso de fijación de precios es el siguiente: el día anterior el operador técnico del sistema, que en España

es Red Eléctrica de España (REE), predice con gran exactitud el consumo de energía del día siguiente. Esta predicción se realiza basándose en complejos algoritmos y en bases de datos de consumo energético histórico. Además, REE como propietaria de todas las líneas de alta tensión de España, es la encargada de dar acceso a la red de alta tensión a las distribuidoras de energía.

Una vez conocida la demanda del día siguiente los agentes vendedores y compradores de energía presentan sus ofertas en el mercado diario o *pool* eléctrico. Las ofertas son aceptadas en función del coste marginal de la tecnología generadora, hasta que se cruce la oferta con la demanda. El precio final de la energía lo fija la última tecnología en entrar al *pool*. Sin embargo, los agentes generadores de energía realizan sus ofertas en función de la energía que han previsto producir y en el caso de las energías renovables muchas veces se dan diferencias entre la energía producida y lo que se había previsto. Cuando el generador entrega menos potencia de la prevista debe abonar una cantidad de dinero, esto son los costes de desequilibrio, proporcional a los MWh que se han dejado de entregar. Se han encontrado diferentes datos respecto a la cuantía de este coste, según [66, 67] en cualquier sistema energético de ámbito nacional, que está formado por diversas tecnologías de generación, por cada MWh de capacidad de generación a partir de energía eólica que se añade al sistema los costes de desequilibrio aumentan de 1 a 4 €/MWh. Según [68, 69] los costes de desequilibrio son respectivamente del 150% y 130% del coste de la energía en el mercado mayorista. Dado que en el PPA no se vende la energía en el mercado, sino que solamente se vende energía eólica a otra parte mediante un contrato entre las dos partes, se supone que las penalizaciones por no entregar la energía pactada corresponden a los valores de [66, 67]. Por otro lado, en el caso de que se venda la energía directamente en el mercado, los costes de desequilibrio se toman como la media de los indicados en [68, 69].

4.5 Cálculo del VAN y el TIR

Para comparar las diferentes estrategias de nivelación en combinación con su sistema de apoyo, desde el punto de vista económico, se calcula el VAN y el TIR de cada inversión. La inversión inicial de cada opción son los costes de capital (CAPEX) de cada equipo, calculados en el epígrafe 4.2, ya que se considera que la inversión inicial en la construcción del parque eólico está amortizada. Los flujos de caja se calculan en función de los ingresos del parque (por venta de energía mediante PPA o en el mercado mayorista), y de los gastos (consumo de agua en el sistema 1, costes de desequilibrio, y costes de operación y mantenimiento de los equipos). Se supone una tasa de interés (*i*) fija del 5% y se realiza el cálculo para *n*=20 años, debido a que la mayoría de los fabricantes de electrolizadores y baterías redox indican que este es el periodo de vida útil de sus productos.

Las ecuaciones empleadas para calcular el VAN y el TIR son:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{F_c}{(1+i)^t} - I_0 \quad (4.13)$$

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{F_c}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (4.14)$$

El criterio VAN indica que una inversión se debe realizar solo cuando su VAN sea positivo. Cuando varias opciones tengan VAN positivo, la más conveniente es aquella con el VAN mayor.

El criterio TIR indica que una inversión es rentable si el TIR es mayor que la tasa de interés o coste de oportunidad *i* que se supone previamente. Es decir, si $TIR < i$ es preferible no invertir en el proyecto ya que da una rentabilidad menor que la mínima requerida.

4.6 Análisis de los resultados

A continuación, se muestran una serie de tablas con los valores calculados del VAN y el TIR para cada proyecto de inversión.

Para realizar los cálculos necesarios para la creación de todas las tablas se ha empleado un libro de Excel con varias hojas donde se han calculado el VAN y el TIR de cada inversión, en función de si la estrategia de nivelación era semanal o anual, si el sistema de apoyo consistía en turbinas y electrolizadores o baterías redox y si la venta se realiza mediante un PPA o en el mercado mayorista. En total son 4 hojas con dos columnas en cada una, una para venta mediante PPA y la otra para la venta en el mercado mayorista.

Por otro lado, para el cálculo de los flujos de caja se utiliza el libro de Excel que ya ha sido empleado en los capítulos anteriores para cada estrategia de nivelación de la potencia. En este libro se añade una hoja por cada combinación entre estrategia de nivelación y sistema de apoyo, es decir, de nuevo 4 hojas donde se calculan los flujos de caja referentes a una u otra estrategia de venta.

Tabla 4.1. VAN y TIR de cada inversión

Estrategia	Sistema	Estrategia de venta	VAN (€)	TIR (%)
Semanal	TG+Electrolizador	PPA	13.610.770,00 €	8%
		Mercado mayorista	57.292.617,01 €	17,64%
Semanal	Batería REDOX	PPA	17.592.584,77 €	10%
		Mercado mayorista	85.812.375,29 €	25,86%
Anual	TG+Electrolizador	PPA	13.954.928,28 €	9%
		Mercado mayorista	-24.083.496,85 €	-3,08%
Anual	Batería REDOX	PPA	18.465.509,95 €	10%
		Mercado mayorista	7.843.457,08 €	7,32%

Se observa que todos los proyectos son viables económicamente excepto la nivelación de la potencia anualmente con turbinas y electrolizadores, vendiendo en el mercado mayorista. Resulta interesante comprobar que para las estrategias semanales la opción que más beneficios reporta es la venta de la energía en el mercado mayorista, y más concretamente con un sistema de baterías redox. Sin embargo, para la nivelación anual la opción más económica es la de vender la energía a través de un PPA. La razón de esta diferencia radica en los costes de desequilibrio, que para el caso del mercado mayorista son mucho mayores que en el PPA. Como donde más desequilibrios hay es en la estrategia anual es lógico que ésta sea menos rentable si se quiere vender la energía en el mercado mayorista. En el caso de que se pretendiera vender la energía mediante un PPA, la opción más rentable de todas es la estrategia anual con baterías redox, sin embargo, todas las estrategias de venta mediante PPA tienen un VAN similar independientemente de la estrategia de estabilización y del sistema de apoyo.

A continuación, se realiza un estudio de sensibilidad para cada inversión, suponiendo que, tanto el precio de los PPA y de la energía en el mercado mayorista, como los costes de desequilibrio varían un $\pm 10\%$. Los resultados se muestran a continuación.

Tabla 4.2. VAN y TIR de cada inversión con un aumento del 10% del precio de venta y de los costes de desequilibrio

Estrategia	Sistema	Estrategia de venta	VAN (€)	TIR (%)
Semanal	TG+Electrolizador	PPA	19.927.783,07 €	10%
		Mercado mayorista	63.122.900,97 €	18,78%
Semanal	Batería REDOX	PPA	24.104.725,80 €	12%
		Mercado mayorista	96.093.258,81 €	28,09%
Anual	TG+Electrolizador	PPA	19.985.243,43 €	10%
		Mercado mayorista	-33.202.623,33 €	-8,07%
Anual	Batería REDOX	PPA	25.064.943,49 €	12%
		Mercado mayorista	3.573.935,94 €	6,08%

Tabla 4.3. VAN y TIR de cada inversión con una reducción del 10% del precio de venta y de los costes de desequilibrio

Estrategia	Sistema	Estrategia de venta	VAN (€)	TIR (%)
Semanal	TG+Electrolizador	PPA	7.293.756,92 €	7%
		Mercado mayorista	50.579.621,44 €	16,30%
Semanal	Batería REDOX	PPA	11.080.443,74 €	8%
		Mercado mayorista	74.976.357,85 €	23,49%
Anual	TG+Electrolizador	PPA	7.924.613,13 €	7%
		Mercado mayorista	-17.027.206,57 €	-0,28%
Anual	Batería REDOX	PPA	11.866.076,40 €	8%
		Mercado mayorista	10.329.932,88 €	8,02%

Cuando aumentan tanto el coste de desequilibrio como el precio de la energía, las únicas inversiones que se ven perjudicadas son aquellas con estrategia de nivelación anual y con una estrategia de venta de la energía a través del mercado mayorista, ya que, en este caso es en el que más influyen los costes de desequilibrio y, como se ha explicado en el anterior capítulo, con la nivelación anual es con la estrategia que más déficit de energía se tiene. El resto, aumenta su rentabilidad.

Si el coste de desequilibrio y el precio de la energía disminuyen, todas las inversiones se vuelven menos rentables. Excepto las anuales con venta de energía en el mercado mayorista, por el mismo motivo comentado en el párrafo anterior.

A la vista de los resultados, como la estrategia semanal es la más rentable, se evalúa por separado como cambia el VAN en función de la variación de los precios del mercado, de los PPA y de los costes de desequilibrio. Modificando cada vez una sola variable, tanto para turbinas y electrolizadores como para baterías redox.

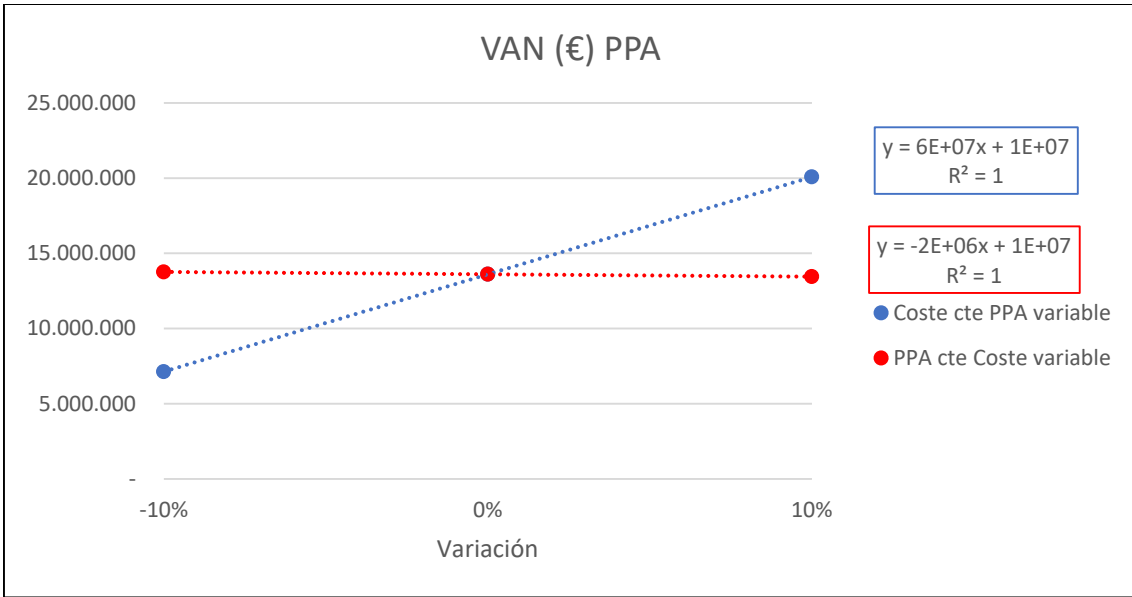


Figura 4.1. Evolución del VAN con sistema de turbinas y electrolizadores y venta mediante PPA

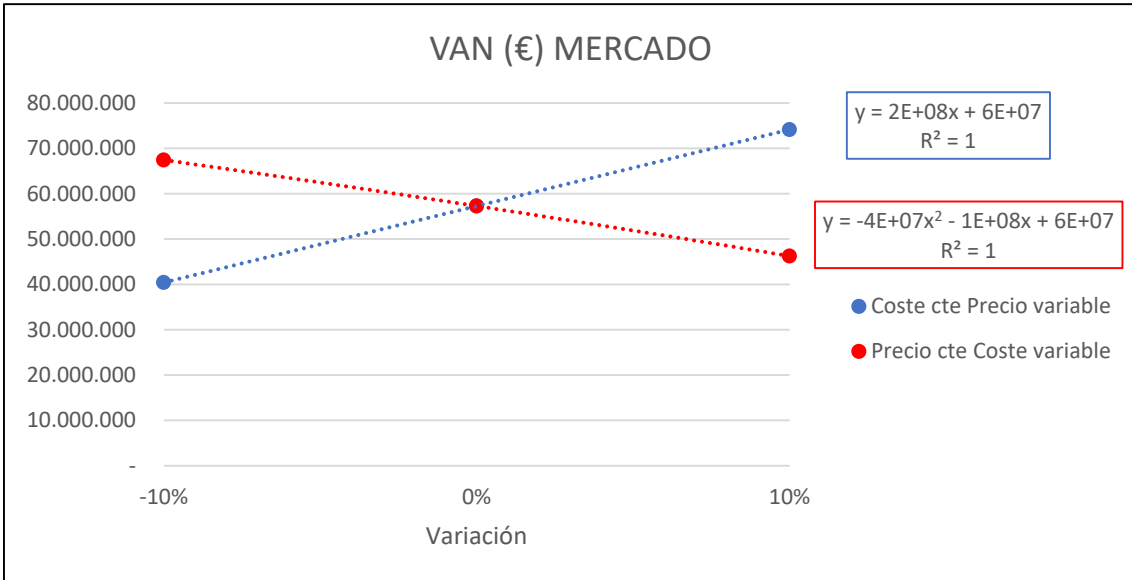


Figura 4.2. Evolución del VAN con sistema de turbinas y electrolizadores y venta en el mercado

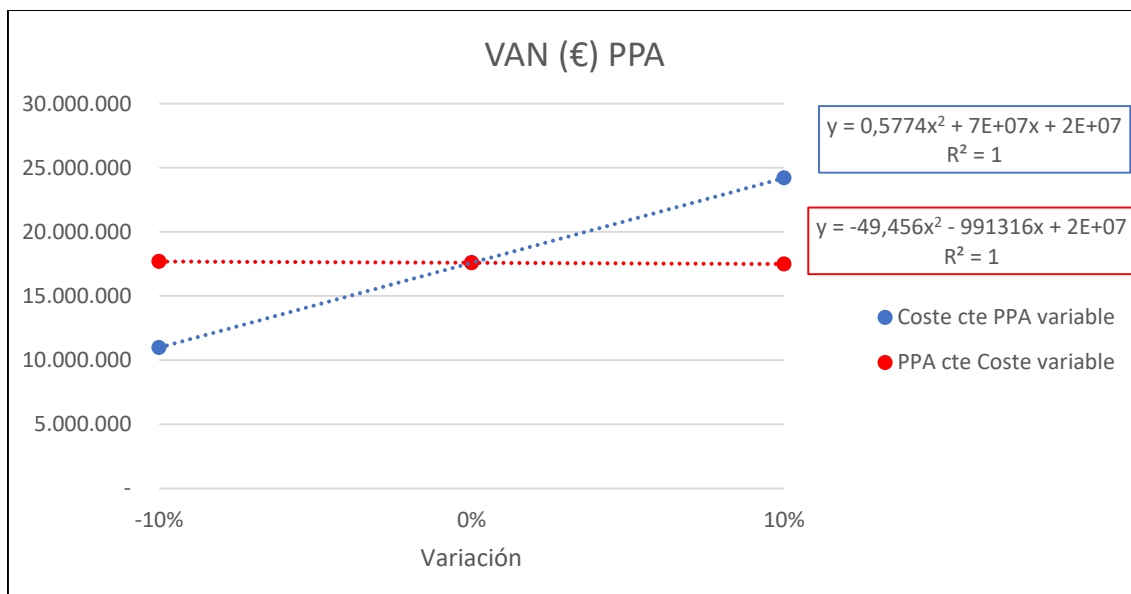


Figura 4.3. Evolución del VAN con sistema de baterías redox y venta mediante PPA

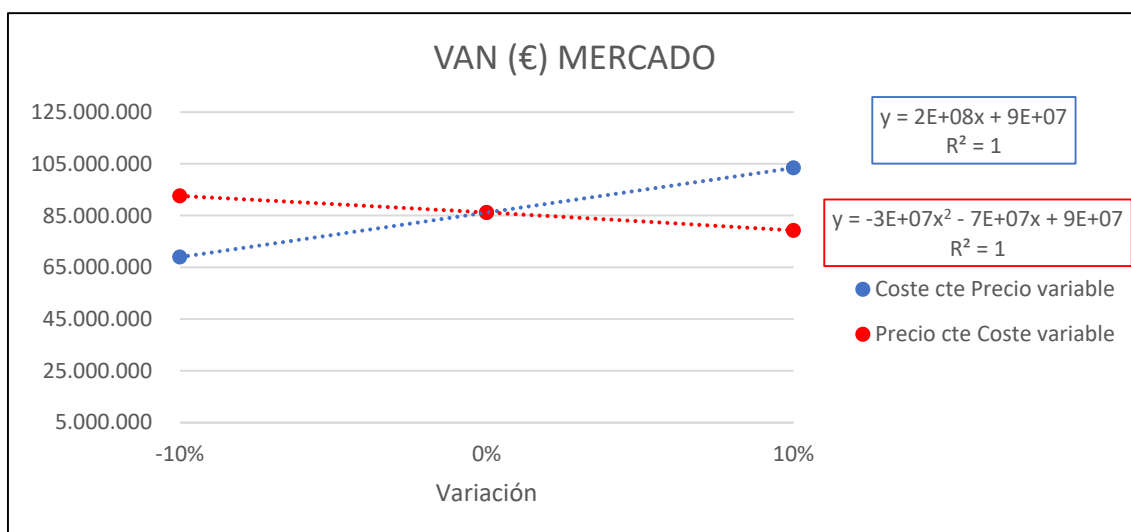


Figura 4.4. Evolución del VAN con sistema de baterías redox y venta a través del mercado

En azul se ha representado la variación del VAN cuando los costes de desequilibrio se mantienen constantes mientras que el precio de la energía, ya sea de los PPA o el precio del mercado, aumentan o disminuyen un 10%. Por otro lado, en rojo se representa como cambia el VAN cuando el precio de la energía se mantiene constante, mientras los costes de desequilibrio aumentan o disminuyen un 10%.

Se puede ver en la Figura 4.1 y en la Figura 4.3 que cuando la venta de la energía se realiza mediante un PPA, la variación de los costes de desequilibrio tiene poco efecto en el VAN de la inversión, mientras que en el precio de los PPA es muy importante.

En cuanto a las Figuras 4.2 y 4.4, en el caso de que la venta de la energía se realice directamente en el mercado, los costes de desequilibrio influyen sustancialmente en el VAN de la inversión, así como el precio de la energía.

También se observa que el rango del VAN difiere bastante dependiendo de la estrategia de venta que se adopte, mientras las Figuras 4.1 y 4.3 tienen un VAN entre los 10.000 € y 25.000 €, en las

Figuras 4.2 y 4.4 está entre los 45.000 € y 100.000 €. Esto se debe a que en la estrategia de mercado los precios de la energía son mayores que los de los PPA.

Dentro de las inversiones, cuando se vende la energía en el mercado, hay diferencias importantes entre las que tienen un sistema de apoyo con turbinas y electrolizador, y las que su sistema consiste en baterías redox. El VAN con sistema de baterías es superior, y disminuye menos con el aumento de los costes de desequilibrio que aquel que cuenta con un sistema de turbinas y electrolizadores. Esto se debe a que con baterías redox se incumple menos el compromiso de entrega de la energía dentro de un rango pactado, que con turbinas y electrolizadores.

Por último, con la ayuda del software CurveExpert se encuentran las curvas que mejor se ajustan al conjunto de datos que representan la variación del VAN de cada inversión en función del precio de la energía y del coste de desequilibrio. Este proceso se realiza para las dos estrategias semanales, tanto con turbinas y electrolizadores como con baterías redox. Además, se tendrán en cuenta todos los valores distintos del VAN en función del precio de la energía según el PPA o el precio de mercado, y de los costes de desequilibrio, que son distintos dependiendo de si la venta de la energía se realiza a través de uno u otro mecanismo, incluyendo las variaciones del 10% que se han aplicado en los párrafos anteriores. En total se dispone de 14 datos para el sistema de turbinas y electrolizadores, y otros catorce para el sistema de baterías redox. Los datos se organizan en tres columnas, dos columnas con las variables independientes, el precio de venta de la energía (PV) y el coste de desequilibrio (CD), ambos en €/MWh y una columna con la variable dependiente, que es el VAN de la inversión en €

Las ecuaciones y curvas obtenidas se presentan a continuación.

Para el sistema de apoyo con turbinas y electrolizadores, la ecuación del valor actual neto es,

$$VAN = 8.028,5PV^2 - 1.760CD \quad (4.15)$$

Con un coeficiente de correlación R de 0,952.

Por otra parte, para el sistema de apoyo con baterías de flujo redox, la ecuación del VAN es,

$$VAN = 9.943,84PV^2 - 1.596,36CD \quad (4.16)$$

Con un coeficiente de correlación R de 0,987.

En las figuras 4.1 y 4.2 se muestran las curvas del VAN para el sistema de apoyo con turbinas y con baterías redox, respectivamente.

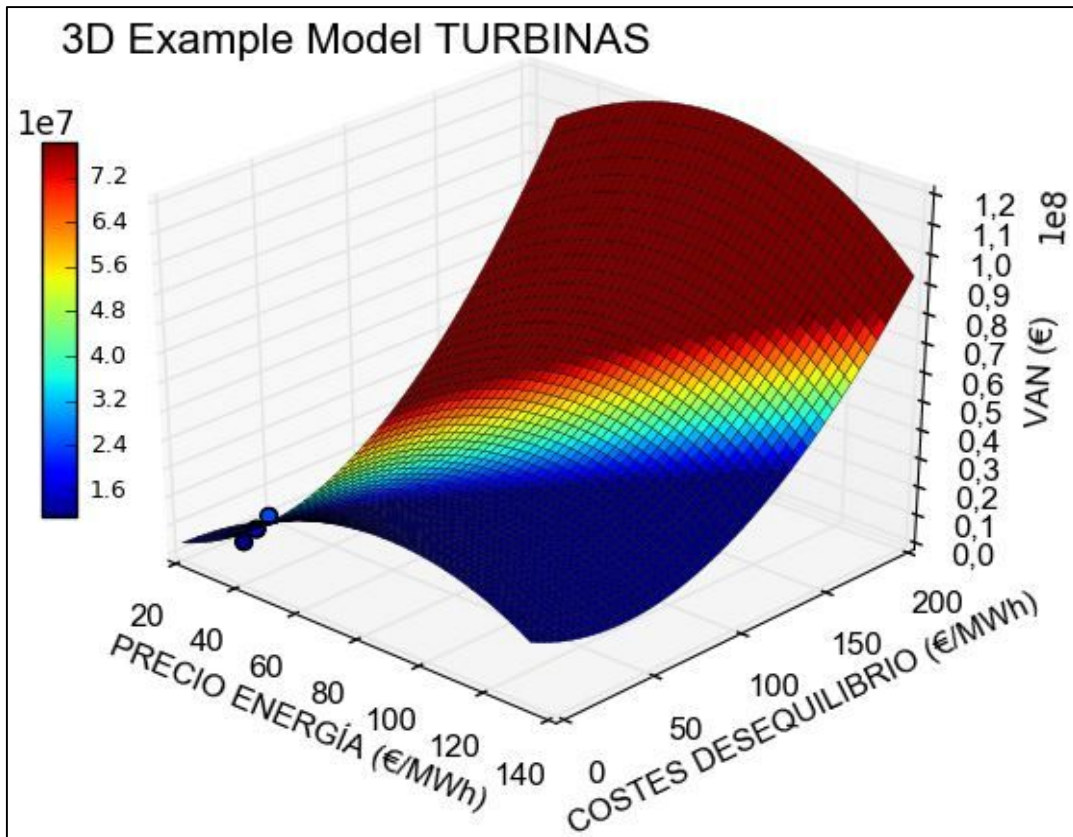


Figura 4.1. Curva $VAN = f(\text{Precio energía, Coste desequilibrio})$, para el sistema de turbinas y electrolizadores

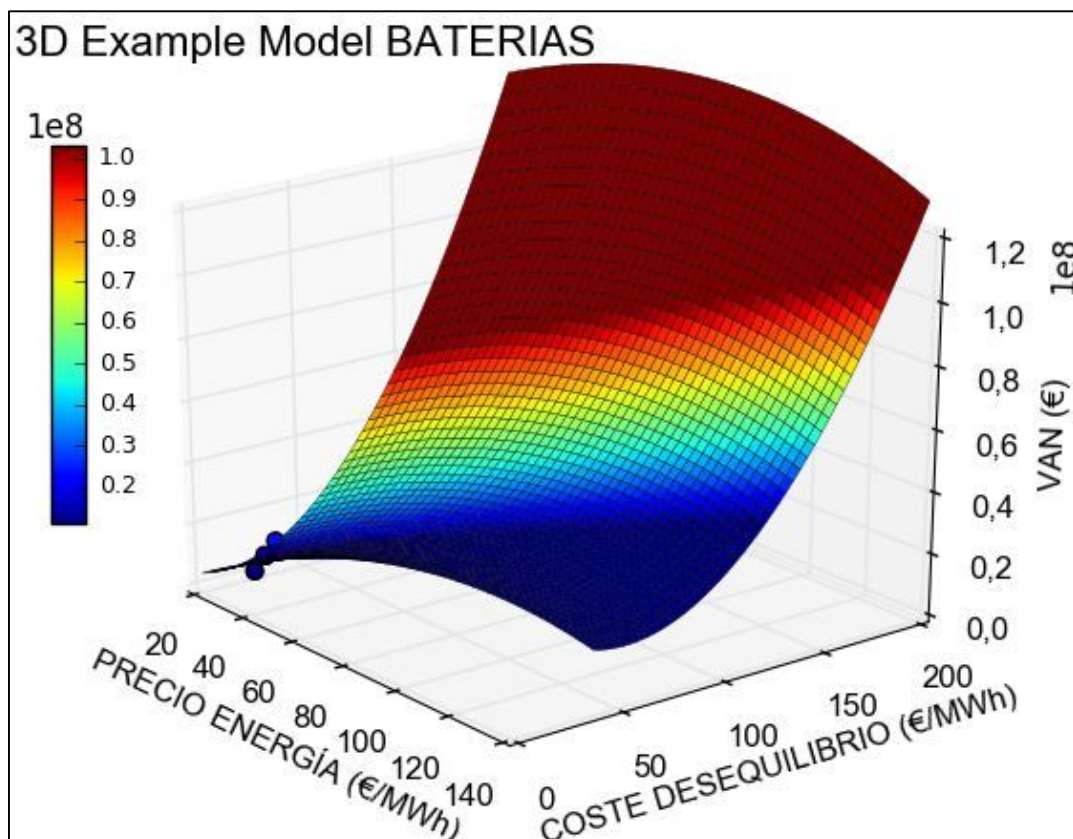


Figura 4.2. Curva $VAN = f(\text{Precio energía, Coste desequilibrio})$, para el sistema de baterías redox

4.7 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se ha demostrado que la opción más recomendable desde el punto de vista económico es la estrategia de nivelación de la potencia semanal. Además, dentro de esta estrategia, el sistema de apoyo que reporta más beneficios es el de baterías redox. Por último, la estrategia de venta de la energía producida más recomendable es vender directamente en el mercado mayorista.

Sin embargo, para reducir riesgos, la opción más recomendable es vender la energía mediante un PPA, aunque esto supone una disminución sustancial de los beneficios en comparación con la venta en el mercado mayorista. Con este tipo de contrato los costes por no vender energía dentro de los límites pactados son mucho menores, de modo que en caso de que las predicciones meteorológicas no fueran lo suficientemente precisas, o que hubiera algún fallo en el sistema de apoyo, los beneficios no caerían tanto como en el supuesto de que se vendiera la energía directamente en el mercado mayorista. Es más, si se decidiera vender la energía mediante un PPA, la nivelación de la potencia de forma anual sería una buena opción y en algunos casos la mejor de todas.

También hay que destacar que, si la energía se vende directamente en el mercado mayorista, la tecnología en la que se base el sistema de apoyo influye de forma sustancial en el VAN de cada inversión. Por otro lado, si la energía se vende a través de un PPA, el hecho de usar una u otra tecnología como sistema de apoyo no provoca variaciones importantes en el VAN.

5. Capítulo 5: Conclusiones generales

Las principales conclusiones de este proyecto de fin de grado se resumen a continuación.

Atendiendo a la literatura consultada, la mejor opción para realizar la transición energética del actual modelo de combustibles fósiles a uno descarbonizado, basado en energías renovables, es el uso combinado de centrales de generación de energía renovable con tecnologías de generación y/o almacenamiento auxiliares, que permitan suplir la demanda de energía cuando la generación renovable no sea capaz, o almacenar la energía que se produzca con fuentes renovables por encima de la demanda energética de ese momento con sistemas de apoyo. Entre las tecnologías de apoyo se encuentran las baterías (iones sodio, litio, redox, etc.), las centrales hidroeléctricas reversibles, las turbinas de gas y motores de combustión interna con hidrógeno como combustible y las centrales de carga base (térmicas de combustibles fósiles y nucleares principalmente). Las centrales de carga base son las que más flexibilidad aportan al sistema de generación, mientras que el resto de las opciones tienen la ventaja de no emitir gases contaminantes a la atmósfera. Las centrales hidroeléctricas reversibles son una buena solución cuando se requieren capacidades muy grandes de generación y almacenamiento, sin embargo, para su construcción se necesitan grandes extensiones de terreno poco accidentado con cauces de agua suficientemente caudalosos en zonas cercanas.

Se ha realizado el estudio de diferentes estrategias de nivelación de la potencia entregada por un parque eólico de 50 MW. Se analizan diferentes estrategias de nivelación en función del intervalo de tiempo para el que se estabiliza la potencia eólica, profundizando en dos de ellas, una estrategia de nivelación semanal y otra anual.

Para la estrategia de nivelación semanal se toma la potencia de corte como el promedio de la potencia entregada en cada semana del año anterior, y las fluctuaciones en función de la desviación estándar de las potencias horarias entregadas durante esa semana.

En la estrategia de nivelación anual la potencia de corte se determina en función del sistema de apoyo energético necesario en la estrategia semanal (22 MW), para que el análisis sea justo con ambas estrategias. Se proponen unas fluctuaciones aceptables de ± 5 MW, así que, la potencia de corte es de 27 MW para todo el año, y el límite superior es de 32 MW.

También se analiza otra estrategia anual con potencia de corte 20 MW, que es aproximadamente la media de potencia entregada por el parque durante todo el año.

El estudio comparativo de las estrategias analizadas concluye que la estrategia semanal es la que aporta mejores resultados con 9.834.823,13 kWh de déficit de energía (que es la diferencia entre el mínimo nivel de energía pactado, es decir, el nivel inferior del rango fijado en esa hora y la energía entregada en una hora determinada) y solo un 9% de las horas del año con energía entregada por debajo de lo pactado. Estos dos valores son mucho menores que los 52.071.509,7 kWh y el 38% de la estrategia anual.

Se evalúan dos opciones para sistema de apoyo, la primera compuesta por turbinas de gas, electrolizadores y depósito de hidrógeno, y la segunda con un sistema de baterías de flujo redox.

En el primer sistema, cuando el parque produce energía por encima de los límites fijados, se produce hidrógeno mediante electrólisis con el excedente de energía, y se almacena el mismo cuando se dispone de espacio de almacenamiento, o se pierde el excedente de energía cuando no sea posible almacenar. Cuando la potencia eólica sea inferior al rango pactado se consume el hidrógeno almacenado en las turbinas para generar la energía requerida para alcanzar el límite inferior del rango pactado.

El sistema de apoyo con pilas redox funciona de la misma forma en el almacenamiento y generación de energía, pero utilizando para todo el proceso el sistema de baterías de flujo redox.

Los resultados obtenidos indican que el mejor sistema de apoyo desde el punto de vista puramente energético es el de baterías redox, ya que sus rendimientos son muy superiores al de las turbinas y los electrolizadores. Por ejemplo, con una estrategia semanal con turbinas y electrolizadores se producen 120.823.692 kWh de energía en el rango acordado, con 31.621.010 kWh de déficit de energía respecto a lo pactado; mientras que, con el sistema de baterías redox para la misma estrategia semanal, se producen 123.373.399 kWh de energía nivelada, con 19.886.331 kWh de déficit de energía.

Desde el punto de vista económico, también se analizan dos opciones de comercialización de la energía eólica. Una opción consiste en vender la energía mediante un PPA, que es un contrato de compraventa de energía a largo plazo entre dos partes, la otra es vender la energía directamente en el mercado mayorista. La diferencia fundamental entre las dos opciones es que el precio de la energía en un PPA es fijo y menor, en principio, al de mercado; y que, el precio de mercado, aunque es por lo general mayor, está sujeto a mayores fluctuaciones y no cuenta con un comprador fijo, de forma que aumenta la incertidumbre de venta.

Para valorar económicamente las diferentes alternativas estudiadas se utilizan el VAN y el TIR de la inversión, considerando el coste de inversión de los equipos de generación y almacenamiento. Además, se tienen en cuenta los costes de operación y mantenimiento, así como el coste del agua necesaria para la producción de hidrógeno.

La mejor opción es la estrategia de nivelación semanal con el sistema de apoyo de baterías redox y con venta de la energía en el mercado mayorista. Esta estrategia posee los valores máximos de VAN (85.812.375 €) y TIR (25,86%) entre las inversiones analizadas. Se debe destacar que para llegar a estos resultados se han estimado los precios de la energía en 43 €/MWh para el PPA y en 112 €/MWh para el mercado mayorista, y también, los costes de desequilibrio por producir energía por debajo del nivel pactado.

Se realiza un estudio de sensibilidad para valorar la forma en que los precios de la energía y los costes de desequilibrio afectan el VAN de cada inversión. Se comprueba que las inversiones donde se vende la energía mediante PPA, son menos volátiles que aquellas donde se vende la energía en el mercado mayorista, sobre todo en las que el precio de la energía de los PPA no varía y solo lo hacen los costes de desequilibrio.

Una de las principales desventajas del sistema de apoyo basado en baterías redox respecto al de turbinas y electrolizadores es la baja densidad energética, lo que supone la necesidad de grandes extensiones de terreno para poder instalar todas las baterías necesarias, en este caso alrededor de 10.000 m². Al ser las baterías redox una tecnología más reciente que las turbinas y los electrolizadores no parece descabellado pensar que el potencial de innovación y desarrollo

de esta tecnología es superior y que en el futuro puede que las prestaciones de las baterías redox hayan mejorado resolviendo el problema del espacio.

Hay que tener en cuenta que en este trabajo se han tomado los precios de la energía en el mercado mayorista del año 2021, que ya estaban afectados por la subida de precios actual. Por lo tanto, se debe ser consciente de que no solo la innovación tecnológica puede mejorar la rentabilidad de unas u otras opciones de inversión, si no que también puede seguir fluctuando su rentabilidad debido a la evolución del precio de la energía en los próximos años, que todo apunta a que seguirá con esta tendencia ascendente, como ya está pasando en el 2022.

BIBLIOGRAFÍA

1. Christoph Brunner, Gerda Deac, Sebastian Braun, and Christoph Zöpheld. The future need for flexibility and the impact of fluctuating renewable power generation. *Renewable Energy*, Volume 149, April 2020, Pages 1314-1324. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.128>.
2. Semich Impram, Secil Varbak Nese and Bülent Oral. Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey. *Energy Strategy Reviews*, Volume 31, September 2020. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100539>.
3. Toru Okazaki, Yasuyuki Shirai and Taketsune Nakamura. Concept study of wind power utilizing thermal energy conversion and thermal energy storage. *Renewable Energy*, Volume 83, November 2015, Pages 332-338. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.04.027>.
4. Jidong Li, Shijun Chen, Yuqiang Wu, Qinhui Wang, Xing Liu, Lijiang Qi, Xiuyuan Lu and Lu Gao. How to make better use of intermittent and variable energy? A review of wind and photovoltaic power consumption in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 137, March 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110626>.
5. Mohsen Jannati, Eisa Foroutan, Sayyed Mohammad Sadegh Mousavi and Santiago Grijalva. An intelligent energy management system to use parking lots as energy storage systems in smoothing short-term power fluctuations of renewable sources. *Journal of Energy Storage*, Volume 32, December 2020. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101905>.
6. Huiming Zhang, Jiayun Yang, Xianqiang Ren, Qing Wu, Dequn Zhou and Ehsan Elahi. How to accommodate curtailed wind power: A comparative analysis between the US, Germany, India and China. *Energy Strategy Reviews*, Volume 32, November 2020. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100538>.
7. Angeliki Loukatou, Paul Johnson, Sydney Howell and Peter Duck. Optimal valuation of wind energy projects colocated with battery storage. *Applied Energy*, Volume 283, February 2021. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116247>.
8. Andreas Ulbig, Göran Andersson. Analyzing operational flexibility of electric power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 72, November 2015, Pages 155-164. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.02.028>.
9. Juan Ma, Vera Silva, Régine Belhomme, Daniel S. Kirschen, Luis F. Ochoa. Exploring the use of flexibility indices in low carbon power systems. *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*, 2012. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2012.6465757>.
10. Peter Fairley. Quicker coal power. *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*, Volume 50, February 2013, Page 11. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6420124>.
11. Sloe Centrale. Our power, your energy. (2022, 17 de marzo). <https://www.sloecentrale.nl/#Plant>.
12. Cogeneration Observatory and Dissemination Europe. 2014 http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/Code-2-D5-1-Final-non-pilor-Roadmap-Denmark_f2.pdf.
13. Hans Schermeyer, Claudio Vergara, Wolf Fichtner. Renewable energy curtailment: A case study on today's tomorrow's congestion management. *Energy Policy*, Volume 112, January 2018, Pages 427-436. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.10.037>.

14. Jan Málek, Lukás Recka, Karel Janda. Impact of Renewable Energy Transition on transmission lines in the Central European region. *Springer Nature*, 28 December 2017. Pages 683-700. <https://doi.org/10.1007/s12053-017-9594-4>.
15. Tom Brown. Transmission network loading in Europe with high shares of renewables. *IET Renewable Power Generation*, Volume 9, October 2014, Pages 57-65. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2014.0114>.
16. Ying Wang, Zhi Zhou, Audun Botterud, Kaifeng Zhang, Qia Ding. Stochastic coordinated operation of wind and battery energy storage system considering battery degradation. *Journal of Modern Power Systems*, October 2016, Volume 4, Pages 581-592. <http://doi.org/10.1007/s40565-016-0238-z>.
17. Timur Sayfutdinov, Charalampos Patsios, Janusz W. Bialek, David M. Greenwood, Phil C. Taylor. Incorporating variable lifetime and self-discharge into optimal sizing and technology selection of energy storage systems. *IET Smart Grid*, Volume 1, April 2018, Pages 11-18. <http://dx.doi.org/10.1049/iet-stg.2018.0014>.
18. Torbjorn Egeland-Eriksen, Amin Hajizadeh, Sabrina Sartori. Hydrogen-based systems for integration of renewable energy in power systems: Achievements and perspectives. *International Journey of Hydrogen Energy*, Volume 46, Issue 63, 13 September 2021, Pages 31963-31983. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.218>.
19. International Energy Agency. Report Extract Electricity. *World Energy Outlook 2019*. (2022 30 de marzo). <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/electricity>.
20. Comisión Europea. (2022 20 de marzo). [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy .pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy.pdf).
21. M. Kopp, D. Coleman, C. Stiller, K. Scheffer, J. Aichinger, B. Scheppat. Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis. *International Journey of Hydrogen Energy*, Volume 42, Issue 19, 11 May 2017, Pages 13311-13320. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.12.145>.
22. Naruki Endo, Eisuke Shimode, Kiyotaka Goshome, Toshihiro Yamane, Tsuyoshi Nozu, Tetsuhiko Maeda. Construction and operation of hydrogen energy utilization system for a zero emission building. *International Journey of Hydrogen Energy*, Volume 44, Issue 29, 7 June 2019, Pages 14569-15604. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.107>.
23. Daiji Yamashita, Katsuhiko Tsuno, Kayo Koike, Katsushi Fuji, Satoshi Wada, Masazaku Sugiyama. Distributed control of a user-on-demand renewable-energy power-source system using battery and hydrogen hybrid energy-storage devices. *International Journey of Hydrogen Energy*, Volume 44, Issue 50, 18 October 2019, Pages 27542-27552. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.234>.
24. Yi Zhang, Hexu Sun, Yingjun Guo. Integration Design and Operation Strategy of Multi-Energy Hybrid System Including Renewable Energies, Batteries and Hydrogen. *Energies*, 2020, 13, 5463. <https://doi.org/10.3390/en13205463>.
25. Eduardo López González, Fernando Isorna Llerena, Manuel Silva Pérez, Felipe Rosa Iglesias, José Guerra Macho. Energy evaluation of a solar hydrogen storage facility: Comparison with other electrical energy storage technologies. *International Journey of Hydrogen Energy*, Volume 40, Issue 15, 27 April 2015, Pages 5518-5525. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.181>.
26. Z. Zhang, K. Sato, Y. Nagasaki, M. Tsuda, D. Miyagi, T. Komagome, K. Tsukada, T. Hamajima, Y. Ishii, D. Yonekura. Continuous operation in an electric and hydrogen hybrid energy storage system for renewable power generation and autonomous

- emergency power supply. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 44, Issue 41, 30 August 2019, Pages 23384-23395. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.07.028>.
27. E22 A Gran Solar company. (2022, 1 de junio). <https://energystoragesolutions.com/es/e22-instala-su-bateria-de-flujo-de-vanadio-en-un-proyecto-pionero-con-naturgy/>.
 28. World Energy Trade. (2022, 1 de junio). <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/electricidad/completan-proyecto-de-microrred-con-bateria-de-flujo-de-redox-de-vanadio>.
 29. Lígia da Silva Lima, Mattijs Quartier, Astrid Buchmary, David Sanjuan-Delmás, Hannes Laget, Dominique Corbisier, Jan Mertens, Jo Dewulf. Life cycle assessment of lithium-ion and vanadium redox flow batteries-based renewable energy storage systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. Volume 46, 30 August 2021. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101286>.
 30. Huan Zhang, Chuanyu Sun. Cost-effective iron-based aqueous redox flow batteries for large-scale energy storage application: A review. *Journal of Power Sources*. Volume 493, 1 May 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.229445>.
 31. Wei Wang, Baoqiang Yuan, Qie Sun, Ronald Wennersten. Application of energy storage in integrated energy systems-A solution to fluctuation and uncertainty of renewable energy. *Journal of Energy Storage*. Volume 52, 2 May 2022, Part A. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104812>.
 32. Piergiorgio Alotto, Massimo Guarnieri, Federico Moro. Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 29, January 2014, Pages 325-335. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.001>.
 33. Solar Turbines. A Caterpillar Company. (2022, 20 de mayo). https://www.solarturbines.com/en_US/about-us/news-and-press-releases/converting-high-hydrogen-fuel-to-electricity.html.
 34. Solar Turbines. A Caterpillar Company. (2022, 20 de mayo). <https://s7d2.scene7.com/is/content/Caterpillar/CM20210524-358e4-8cb04>.
 35. Solar Turbines. A Caterpillar Company. (2022, 20 de mayo). https://www.solarturbines.com/en_US/products/power-generation-packages.html.
 36. Siemens Energy. (2022, 20 de mayo). <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gas-turbines.html>.
 37. Mitsubishi Power. (2022, 20 de mayo). <https://power.mhi.com/products/gasturbines/lineup>.
 38. Mitsubishi Power. (2022, 20 de mayo). <https://power.mhi.com/special/hydrogen>.
 39. GE Gas Power. (2022, 21 de mayo). <https://www.ge.com/gas-power/products/gas-turbines>.
 40. Cummins Inc. (2022, 21 de mayo). <https://www.cummins.com/es/new-power/applications/about-hydrogen/electrolysis>.
 41. Iberdrola. (2022, 21 de mayo). <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador>.
 42. Cummins Inc. (2022, 21 de mayo). <https://www.cummins.com/new-power/applications/about-hydrogen>.
 43. Siemens Energy. (2022, 21 de mayo). <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a193b68f-7ab4-4536-abe2-c23e01d0b526/datasheet-silyzer300.pdf>.

44. Siemens Energy. (2022, 21 de mayo). https://www.energyforum.in/fileadmin/user_upload/india/media_elements/Presentations/20210714_h2_large/Siemens_Energy.pdf.
45. Kern s&d. (2022, 22 de mayo). <https://kernsd.com/electrolizadores-de-hidrogeno/>.
46. Sunfire. (2022, 22 de mayo). <https://www.sunfire.de/en/hydrogen>.
47. Plug Power. (2022, 22 de mayo). <https://www.plugpower.com/hydrogen/hydrogen-electrolyzers/electrolyzer-products/>.
48. Thyssenkrupp. (2022, 22 de mayo). <https://www.thyssenkrupp-uhde-chlorine-engineers.com/en/products/water-electrolysis-hydrogen-production/alkaline-water-electrolysis/>.
49. Elogen. (2022, 22 de mayo). <https://elogenh2.com/en/our-products/electrolyseurs-containerises/>.
50. Lapesa. (2022, 24 de mayo). <https://www.lapesa.es/es/productos-especiales-y-nuevos-combustibles>.
51. Steel Head Composites. (2022, 24 de mayo). <https://steelheadcomposites.com/hydrogen-storage/>.
52. Fiba. Quality Products Service. (2022, 24 de mayo). <https://www.fibatech.com/products/seamless-pressure-vessels/>.
53. Invinity. Energy Systems. (2022, 25 de mayo). <https://invinity.com/vanadium-flow-batteries/>.
54. Sumitomo Electric. Connect with Innovation. (2022, 25 de mayo). <https://sumitomoelectric.com/products/redox>.
55. Primus Power. (2022, 25 de mayo). <https://primuspower.com/en/product/>.
56. Cell Cube. Building Energy Storage Infrastructure. (2022, 25 de mayo). <https://www.cellcube.com/the-cellcube-system/>.
57. Mostafa Rezaeimozafar, Rory F.D. Monaghan, Enda Barrett, Maeve Duffy. A review of behind-the-meter energy storage systems in smart grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 164, August 2022. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112573>.
58. Rune Christensen. Vanadium redox flow battery. *Technological Data for Energy Storage*. November 2018. Pages 113-146. <https://orbit.dtu.dk/en/publications/vanadium-redox-flow-battery>.
59. Elena Galitskaya, Oleg Zhdanev. Development of electrolysis technologies for hydrogen production: A case study of green steel manufacturing in the Russian Federation. *Environmental Technology & Innovation*. Volume 27, August 2022. <https://doi.org/10.1016/j.eti.2022.102517>.
60. Joris Proost. State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings. *International Journal of Hydrogen Energy*. Volume 44, Issue 9, 15 February 2019, Pages 4406-4413. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.164>.
61. IRENA. International Renewable Energy Agency. https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf.
62. Gareth Kear, Akeel A. Shah, Frank C. Walsh. Development of the all-vanadium redox flow battery for energy storage: a review of technological, financial and policy aspects. *International Journal of Energy Research*. Volume 36, Issue 11, September 2012, Pages 1105-1120. <https://doi.org/10.1002/er.1863>.
63. Ematsa. (2022, 5 de junio). <https://www.ematsa.cat/es/tu-servicio/factura-y-tarifas/tus-tarifas/>.

64. Ramón Roca. Los precios de los PPA se disparan en Europa. *El periódico de la energía*. 13 de febrero de 2022. <https://elperiodicodelaenergia.com/los-precios-de-los-ppa-renovables-se-disparan-en-europa-espana-sigue-siendo-el-mercado-mas-barato-con-la-solar-a-38-e-mwh/#:~:text=Los%20precios%20de%20la%20energ%C3%ADa,Fuente%3A%20LevelTen>.
65. Epdata. Agencia de datos de Europa Press. (2022, 8 de junio). <https://www.epdata.es/comparacion-diaria-precio-luz-2020-2021/6afe486a-496e-4a0f-9cd7-76ec5d5441f2>.
66. EWEA. The European Wind and Energy Association. (2022, 9 de junio). https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf.
67. EWEA. The European Wind and Energy Association. (2022, 9 de junio). <https://windeurope.org/fileadmin/files/library/publications/position-papers/EWEA-position-paper-balancing-responsibility-and-costs.pdf>.
68. Angelika Loukatou, Paul Johnson, Sydney Howell, Peter Duck. Optimal valuation of wind energy projects co-located with battery storage. *Applied Energy*. Volume 283, 1 February 2021. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116247>.
69. Vesa Soini. Wind power intermittency and the balancing power market: Evidence of Denmark. *Energy Economics*. Volume 100, August 2021. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105381>.
70. Priogen. We help accelerate your energy transition. (2022, 10 de junio). <https://priogen.com/ppa/#:~:text=Imbalance%20costs,-With%20physical%20power&text=These%20costs%20can%20be%20severe,higher%20in%20the%20foreseeable%20future>.
71. Robert H. Perry, Don W. Green. Perry's Chemical Engineers' Handbook. *McGraw-Hill*, 1999.
72. Jorge Barroso, María García Camprubí, José A. Mora, Javier Ballester. Generación de energía eléctrica con hidrógeno en parques eólicos, Informe parcial: Equipos de reconversión. *LITEC*. 2016, junio.
73. evcValuation. engage value conclude. (2022, 21 de junio). <https://evcvaluation.com/the-cost-to-capacity-method-and-scale-factors/>
74. Capexium. (2022, 21 de junio). <https://www.capexium.com/capacity-factor-estimate>
75. Larry R. Dysert. Sharpen your cost estimating skills. *Cost Engineering*. Volume 45, June 2003, Pages 22-30.
76. Jorge Barroso, María García Camprubí, José A. Mora, Javier Ballester. Generación de energía eléctrica con hidrógeno en parques eólicos, Informe parcial: Análisis del problema. *LITEC*. 2016, junio.