



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
ANÁLISIS DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Autor: Gonzalo Barderas Adarraga

Director: Iñigo Sanz Fernández

Madrid

Julio de 2023

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2023 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni
total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Gonzalo Barderas Adarraga

Fecha: 14/ 07/ 2023



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Iñigo Sanz Fernandez

Fecha: 14/ 07/ 2023

ANÁLISIS DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Autor: Barderas Adarraga, Gonzalo

Director: Sanz Fernández, Iñigo

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En este trabajo se va realizar una investigación acerca de las 8 tecnologías líderes en el sector del almacenamiento de energía. Con toda la información obtenida, se van a comparar los distintos sistemas con el objetivo de tratar de conseguir una serie de filtros, en base a los requerimientos actuales de un sistema de almacenamiento de energía a gran escala, y así elegir la mejor técnica existente. De este modo, se ha optado por realizar una tabla comparativa dividida en 8 criterios, los cuales son: capacidad de almacenamiento, eficiencia energética, tiempo de respuesta, vida útil y ciclos de carga, coste, seguridad, sostenibilidad ambiental y escalabilidad. Los criterios considerados permitirán lograr una comparación detallada y equilibrada de las distintas sistemáticas examinadas.

En primer lugar, hace falta considerar si todos los sistemas incluidos en el trabajo van a estar presentes en la comparación. Con respecto a la investigación realizada acerca de los volantes de inercia, se ha llegado a la conclusión de que no se han optimizado estrictamente para el almacenamiento de energía, sino que, por sus características, se han diseñado especialmente para ser un recurso que emplea el almacenamiento de energía para integrar de forma rápida cargas y descargas de otros modos de almacenamiento o para mantener un correcto balance de la red adecuando los flujos de cargas. Es por ello que se ha optado por no incluir a los volantes de inercia en la tabla comparativa; directamente, la tecnología desarrollada hasta ahora no resulta una forma óptima para almacenar y suministrar energía eléctrica a gran escala y está enfocada en otras aplicaciones. Acerca de los supercondensadores, se ha llegado a una conclusión similar. La aplicación de los supercondensadores está dirigida hacia un gran número de ciclos de carga y descarga en alta corriente y corta duración y no al almacenamiento prolongado de energía para abastecer el suministro de las centrales de energía renovables (Aplicaciones de los supercondensadores, 2017). Por eso mismo se ha decidido descartar también la inclusión de los supercondensadores dentro de la tabla comparativa.

Una vez meditada la decisión de qué tecnologías van a ser objeto de comparación, se puede comenzar a realizar la tabla en cuestión, que incluirá las baterías de gravedad, la pila de combustible de hidrógeno, las baterías de iones de litio, las baterías de flujo, el bombeo hidroeléctrico y el almacenamiento de energía por aire comprimido. En concreto, para las baterías de gravedad, se va a estudiar el sistema EV1 ideado por Energy Vault, al ser la única batería de gravedad con una escala considerable en operación. En relación a las baterías de litio, el estudio se centrará en las de litio-ferrofosfato (LFP), y para las baterías de flujo se tendrán en cuenta las de tipo redox de vanadio. Para la pila de combustible de hidrógeno, se va a considerar el uso de hidrógeno gris como combustible dado lo extendido que está y lo fácilmente accesible que es, lo que tendrá una fuerte implicación en la sostenibilidad ambiental y el precio de esta alternativa.

Tabla 1: Tabla comparativa de las tecnologías de almacenamiento estudiadas en la elaboración del trabajo

	Baterías de gravedad	Pilas de combustible de hidrógeno	Baterías de iones de litio	Baterías de flujo	Bombeo hidroeléctrico	Almacenamiento por aire comprimido
Capacidad de almacenamiento	80 MWh	-	1,6 GWh	-	24 GWh	>4 GWh
Eficiencia eléctrica	90%	35%	90%	75%	75%	50%
Tiempo de respuesta	Del orden de milisegundos, respuesta prácticamente inmediata	Del orden de milisegundos, respuesta prácticamente inmediata	Del orden de segundos (1-4)	Del orden de segundos (1-4)	Del orden de minutos (1-6)	Del orden de minutos (10-15)
Vida útil/ciclos de carga	30 años	30 años/10.000 ciclos	15 años/3000-8000 ciclos	30 años/1500-15000 ciclos	40 años	30 años/10.000 ciclos
Coste	-	290 €/kWh	290 €/kWh	470 €/kWh	465 €/kWh	250 €/kWh
Seguridad	Alta	Baja	Media	Alta	Alta	Baja
Sostenibilidad ambiental	Alta	Baja	Media	Media	Media	Baja
Escalabilidad	Media	Media	Alta	Alta	Baja	Baja

Fuente: Elaboración propia.

Atendiendo a los datos presentados en la tabla, en concreto, al apartado de capacidad de almacenamiento, en primera instancia destaca de manera importante la que disponen las centrales de almacenamiento por bombeo hidroeléctrico. El término capacidad de almacenamiento hace referencia a la habilidad y los recursos que tiene una instalación para realizar el almacenamiento de energía. También, ofrece una medida de la cantidad de energía almacenable en una instalación con respecto a su tamaño y peso. De esta forma, el bombeo hidroeléctrico se coloca como la mejor opción en términos de escala, descarga prolongada y cantidad de energía que puede almacenar. Destacan también en este aspecto el almacenamiento por aire comprimido y las baterías de iones de litio, instalaciones que son capaces de llegar a una escala importante. Hace falta aclarar que los valores de capacidad de almacenamiento escogidos y expuestos en la tabla comparativa son aproximadamente los valores de capacidad que se pueden dar en las centrales de almacenamiento existentes de mayor escala en relación a cada una de los sistemas que estamos teniendo en consideración, y proviene de información expuesta en el anterior capítulo. Es por eso que, por ejemplo, el valor de capacidad de almacenamiento presentado en la tabla para el bombeo hidroeléctrico es la capacidad de almacenamiento que tiene el embalse superior del complejo hidroeléctrico de Cortés-La Muela, la planta hidroeléctrica de bombeo con mayor potencia instalada de Europa (Iberdrola, s.f.). El valor de capacidad de almacenamiento mostrado en la tabla para las baterías de litio corresponde con la capacidad de almacenamiento que tiene la planta de Moss Landing BESS, la planta de almacenamiento de energía por medio de baterías más grande del mundo (*Moss landing battery storage Project*, s.f.). No se ha incluido un valor de capacidad de almacenamiento para las baterías de flujo puesto que no existe ninguna planta en el mundo que almacene energía por medio de baterías de flujo de vanadio a gran escala. De este modo no se conoce la capacidad total a la que podría llegar a alcanzar una instalación de una magnitud suficientemente grande, puesto que las baterías de flujo llevan un escaso tiempo en comercialización y no existe ninguna instalación con esas características. Tampoco se ha añadido la capacidad de almacenamiento de las pilas de combustible de hidrógeno puesto que, debido a todos los procesos involucrados en esta técnica (obtención, almacenamiento, transporte y producción de energía), el cálculo del valor de la capacidad de almacenamiento máxima que se puede dar en una central de almacenamiento que opere con pilas de combustible de hidrógeno se vuelve bastante complejo. De todas formas, se ha obtenido la información de que puede superar 1 *GWh* (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021). De manera negativa, resalta el bajo valor de capacidad de almacenamiento de las baterías de gravedad. Hace falta aclarar que esto se debe a que la tecnología no está extendida comercialmente a una escala suficientemente grande, y el valor mostrado es el que obtiene la torre de gravedad EV1 construida por Energy Vault.

La eficiencia eléctrica, en este caso, alude a la cantidad de potencia eléctrica que se puede generar con un sistema de almacenamiento de energía teniendo en cuenta la potencia eléctrica que consume la propia técnica. De este modo, hace falta tener en mente que, en cualquier transformación de energía, parte de la energía se pierde; no existe ningún sistema que sea capaz de ser al 100% eficiente y liberar la totalidad de la potencia eléctrica consumida en el almacenamiento. Observando la tabla, de las tecnologías que se han tratado a lo largo del trabajo, dominan las baterías de litio y las baterías de gravedad en el ámbito de la eficiencia eléctrica, llegando a alcanzar un 90% (Da Silva Lima et al., 2021; Olson, 2019). El bombeo hidroeléctrico y las baterías de flujo también pueden ser considerados procedimientos con una eficiencia buena. En cambio, las pilas de combustible de hidrógeno se distinguen por tener una eficiencia muy reducida comparada con el resto de sistemas estudiados. Esto se puede deber en gran parte a la cantidad de

transformaciones que se dan en este método de almacenamiento; no es una transformación directa de energía, sino que se utiliza electricidad para generar el combustible de hidrógeno, y posteriormente se utiliza dicho combustible para producir electricidad. Por el contrario, las baterías de iones de litio funcionan directamente a través de su carga y descarga, al aplicar una diferencia de potencial entre sus terminales, y realizando una transformación de energía directa, de energía electroquímica a energía eléctrica. De ahí que la eficiencia de las baterías de iones de litio sea considerablemente alta (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021; Da Silva et al., 2021).

Conforme a lo expuesto en la tabla comparativa, las baterías de gravedad y las pilas de combustible de hidrógeno son los métodos que tienen un tiempo de respuesta más bajo, del orden de milisegundos, por lo que la respuesta que ofrecen puede ser considerada casi inmediata (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021; Olson, 2019). En este aspecto también es remarcable el tiempo de respuesta que ofrecen las baterías de iones de litio, que está comprendido entre milisegundos y segundos (Da Silva Lima et al., 2021). El tiempo de respuesta es un criterio importante para comparar cualquier sistema de generación de energía puesto que hace falta mantener el equilibrio de la red eléctrica entre la electricidad ofertada y demandada. Si se altera ese equilibrio, reduciendo el suministro de electricidad o incrementando la demanda repentinamente, la red puede desequilibrarse, y esto puede significar el cese de suministro eléctrico por parte de la red. La idea de que un sistema sea capaz de proporcionar electricidad de forma más rápida permitirá a la red mantener un correcto control de la energía saliente y entrante, además de asegurar la estabilidad del sistema eléctrico (Apuntes de la asignatura de Centrales y Subestaciones Eléctricas de elaboración propia, 2022).

Según señala Barceló Ferre, la definición técnica de la vida útil es tal que “la vida útil es el período en el que se espera utilizar el activo por parte de la empresa y, a su vez, el tiempo durante el cual se produce la amortización” (2018, primera sección). Así mismo, los ciclos de carga son la cantidad de veces que un sistema de almacenamiento es capaz de cargarse y descargarse completamente manteniendo un correcto funcionamiento. De este modo, se puede entender que los dos criterios, vida útil y ciclos de carga, están muy relacionados. En la Tabla 3.1 dichos aspectos ofrecen una visión sobre el tiempo que puede aguantar una central de almacenamiento de energía con cada uno de los métodos de almacenamientos investigados. Por lo tanto, en este campo destaca la vida útil que pueden llegar a alcanzar una instalación de bombeo hidroeléctrico, 40 años, que viene limitada por la vida útil de los componentes electromecánicos presentes dentro de la instalación (G.E., s.f.). También se diferencian notoriamente la vida útil y el valor de ciclos de carga que ostentan las plantas de almacenamiento por medio de baterías de iones de litio, pero por el efecto contrario, ya que la vida útil y los ciclos de carga que ofrecen las baterías de iones de litio son relativamente bajas, y las más reducidas de entre las diferentes alternativas (Así funcionan las baterías de litio, 2020; Frith, 2021). De todas formas, estamos bajo el estudio de las baterías de litio-ferrofosfato, que tienen mayores ventajas en el ámbito de la vida útil que cualquier otro tipo de batería de litio (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021; Da Silva et al., 2021).

Para evaluar el coste de cada uno de los métodos examinados, se ha optado por estudiar el coste nivelado de la energía (LCOE-Levelized Cost of Energy) para cada una de las opciones presentes. Esta medida permite examinar el coste de almacenamiento de energía eléctrica. En este contexto, se puede entender el LCOE como el precio mínimo medio al que se debe vender la energía almacenada para compensar los costes totales de almacenamiento durante la totalidad de la vida útil de la instalación (Darío, 2022). Para poder realizar una comparación equilibrada, se ha decidido que se va a estudiar el LCOE

que tendría una planta de 100 MW y 4 horas de duración de descarga para cada una de las alternativas de la tabla (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021). Por lo tanto, analizando el coste de todas las opciones presentes, la opción más rentable económicamente resulta el almacenamiento de energía mediante aire comprimido, seguida por la pila de combustible de hidrógeno y las baterías de iones de litio. Hace falta recalcar que el coste de la pila de combustible resulta tan relativamente bajo puesto que se ha estudiado el coste de almacenamiento de una pila que emplea como combustible el hidrógeno gris, que se trata del tipo de hidrógeno más accesible y barato de producir actualmente, dada las implicaciones ambientales que conlleva su generación. El bombeo hidroeléctrico tiene asociado un coste normalizado relativamente alto, que puede provenir de la enorme inversión y movimiento de tierras que hay que realizar durante la construcción de estas plantas. El elevado coste de las baterías de flujo de vanadio es una consecuencia del complejo diseño y reducida escala de producción de estos dispositivos. No se ha incluido un valor para el coste normalizado de las baterías de gravedad puesto que es una tecnología muy poco extendida que se está desarrollando actualmente, y no se ha conseguido ninguna información acerca de la inversión, amortización o cualquier factor involucrado en el cálculo del LCOSE de la EV1.

La seguridad es una práctica general de operación y mantenimiento de equipos. De este modo, un equipo que tenga una alta seguridad requerirá de menos mantenimiento y revisión. Ocurre lo contrario en equipos con baja seguridad, necesitan mantenimientos más complejos y frecuentes. Contemplando la tabla comparativa en el terreno de la seguridad, llaman la atención por su buena y alta seguridad las baterías de gravedad y el bombeo hidroeléctrico. La seguridad de la batería de gravedad EV1 se debe al complejo y sofisticado sistema de control de elevación de masas y a los principios físicos no muy complejos que intervienen en la instalación (Energy Vault, s.f; Moore, 2021). En las centrales hidroeléctricas de bombeo existe una gran seguridad puesto que el método de almacenamiento de energía que utiliza no conlleva un riesgo adicional para la seguridad de las instalaciones, y emplea también un principio físico poco complejo. Por el contrario, resalta por su baja seguridad la tecnología de almacenamiento por aire comprimido. Debido a los requerimientos de alta presión que se dan en este tipo de centrales, además de la combustión de gas natural y las temperaturas que se pueden alcanzar, no se trata de una tecnología relativamente segura. Hace falta tener en cuenta varios factores para la correcta y segura operación de estos sistemas, como puede ser el monitoreo de fugas y protección contra sobrepresiones. La pila de combustible de hidrógeno también resulta una opción poco segura; puesto que el hidrógeno es un elemento muy inflamable, se trata de una de las tecnologías de almacenamiento menos seguras. (Iberdrola, s.f.). En cuanto a las baterías de iones de litio, poseen un historial que cuestiona su seguridad. En general, tienen una baja relativa seguridad entre las opciones presentes que se debe a los calentamientos excesivos que se pueden alcanzar y que pueden provocar explosiones en casos extremos (Supercondensadores, s.f.). Aun así, dentro de las baterías de iones de litio, la opción de las baterías de litio-ferrofosfato es la más segura ya que emplea fosfato (no tóxico) en vez de óxido de cobalto (tóxico) (Frith, 2021).

El término sostenibilidad ambiental alude al “principio de gobierno de la utilización de los recursos naturales que permita satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para atender sus propias necesidades” (Diccionario panhispánico del español jurídico, s.f., sección de la sostenibilidad ambiental). La sostenibilidad en sí se refiere a mantener la duración de un procedimiento o recurso durante un tiempo extenso sin acabar con ello o generar un fuerte impacto en el medio ambiente (Real Academia Española, s.f.). Entendiendo estas

expresiones, se podrá comprender lo que conlleva tener un alta, media o baja sostenibilidad ambiental. De esta manera, y volviendo a la tabla, de las tecnologías estudiadas, aquellas que presentan una mejor sostenibilidad ambiental son las baterías de gravedad. En este entorno, la técnica de las baterías de gravedad es muy favorable puesto que no se generan emisiones al producir electricidad; ocurre una transformación directa de energía potencial, a cinética, y a eléctrica. Además, como se ha comentado en la sección referente a este procedimiento, para conformar las masas que emplea el sistema de EV1 se utilizan desechos, creando valor en economía circular, puesto que las masas resultan fácilmente reciclables (Futuro eléctrico, 2018; Energy Vault, s.f.). Al estar investigando acerca de la pila de combustible de hidrógeno gris, la sostenibilidad ambiental asociado al hidrógeno gris es muy baja comparada con la de la mayoría de opciones dado que su obtención genera emisiones nocivas para el medio ambiente. Asimismo, también destaca de manera negativa el almacenamiento de energía por aire comprimido. Esto es debido a que es una tecnología cuya generación de energía conlleva la quema de gas natural, y por lo tanto genera emisiones de gases de efecto invernadero.

Para concluir con la comparación, con respecto a la escalabilidad de una instalación de almacenamiento, la tecnología que es más próspera teniendo en cuenta este criterio es la de las baterías de iones de litio. Tienen una aparentemente infinita escalabilidad y se puede construir una planta de almacenamiento de energía tan grande como se requiera conectando baterías de iones de litio entre sí. Esto permite implementar la tecnología en regiones pequeñas y aisladas o en grandes sistemas de energía (Da Silva Lima et al., 2021). La escalabilidad evalúa la aptitud de un sistema a adaptarse a diferentes dimensiones y aplicaciones. De esta forma, se entiende que las centrales hidroeléctricas de bombeo no resultan fácilmente escalables. Una vez que se construya, se dificulta en gran medida incrementar la capacidad y la magnitud de la planta. Lo mismo ocurre para las instalaciones de almacenamiento por aire comprimido.

Una vez habiendo discutido el desempeño de las 6 tecnologías que entran en la comparación según los 8 criterios establecidos, hace falta elegir cual de todas realiza una mejor actuación para el almacenamiento de energía en términos generales. Por el hecho de que a día de hoy no se hayan extendido las baterías de gravedad y las baterías de flujo de vanadio para almacenar energía a una escala importante, y por lo poco maduras que resultan industrial y comercialmente, se ha optado por descartar estas dos sistemáticas. De todas formas, a raíz de que ambas tecnologías se desarrollen en mayor medida cobrarán un papel más importante en el almacenamiento de energía a nivel global. Ambas técnicas poseen características que las hacen muy atractivas y competitivas ante el resto de alternativas para el almacenamiento de energía.

Prestando atención a las 4 tecnologías que quedan sin descartar, la peor opción presente según los criterios tomados es la pila de combustible de hidrógeno. A pesar de que tenga un relativamente bajo coste, las implicaciones que se dan por tratar con hidrógeno gris son demasiado relevantes. La sostenibilidad ambiental se ve muy perjudicada por utilizar hidrogeno gris como combustible, además de que resulta una alternativa relativamente poco segura. El desempeño de las pilas de combustible en el estudio hubiera sido mejor si se hubiera tratado con hidrogeno verde, ya que mejoraría la sostenibilidad ambiental en gran medida. De todas formas, el precio de esta tecnología también hubiera aumentado notablemente. A medida que se extienda e incremente la producción de hidrógeno verde a nivel mundial (ahora solo corresponde con menos del 0,4% del hidrógeno total producido), esta técnica logrará mejorar las implicaciones ambientales que conlleva su utilización, y gozará igualmente de un precio competitivo (AleaSoft Energy Forecasting, 2020). También resulta muy inconveniente el rendimiento total que se da con la pila de

combustible de hidrógeno, el más bajo de todas las opciones. De igual modo, el almacenamiento de energía por aire comprimido también presenta una serie de desventajas en correspondencia con la tabla comparativa. A pesar de que tenga el coste más bajo de las alternativas mostradas, la tecnología no juega un buen papel teniendo en cuenta seguridad, la sostenibilidad ambiental y la escalabilidad. Además, la eficiencia resultante del proceso es bastante reducida. De este modo, ni la pila de combustible de hidrógeno ni el almacenamiento por aire comprimido son la mejor opción para el almacenamiento de energía.

No es de extrañar que las opciones restantes sean las baterías de iones de litio y el bombeo hidroeléctrico, puesto que son las formas más populares y frecuentes de almacenar energía a una escala grande. El bombeo hidroeléctrico destaca en mayor medida en las categorías de capacidad de almacenamiento, vida útil y seguridad. Mientras tanto, las baterías de iones de litio despuntan en eficiencia, tiempo de respuesta, coste y escalabilidad. Según los criterios adoptados, las baterías de litio son una mejor opción para el almacenamiento de energía a nivel general. A pesar de que tenga la vida útil más baja de todas las tecnologías estudiadas, la técnica resalta en varias de las categorías más importantes, como son la eficiencia y el coste. De hecho, las baterías de iones de litio tienen la mejor relación coste-eficiencia.

ELECTRICAL ENERGY STORAGE SYSTEMS ANALYSIS

In this thesis, an investigation will be carried out of the 8 leading technologies in the energy storage sector. With all the information obtained, the different systems will be compared with the aim of trying to achieve a series of filters, based on the current requirements of a large-scale energy storage system, in order to choose the best existing technique. In this way, a comparative table divided into 8 criteria has been chosen as the way to compare the systems between each other. The 8 criteria are: storage capacity, energy efficiency, response time, useful life and load cycles, cost, safety, environmental sustainability and scalability. The criteria considered will allow to make a detailed and balanced comparison of the different systems examined.

First of all, it is necessary to consider which systems will be included in the comparison. With regards to the research carried out on flywheels, it has been concluded that they have not been optimised strictly for energy storage, but rather, due to their characteristics, they have been specially designed to be a resource that uses energy storage to quickly integrate loads and discharges from other storage modes or to maintain a correct balance of the grid by adjusting the load flows. This is why they are not included in the comparison table; directly, the technology developed so far is not an optimal way to store and supply electricity on a large scale and is focused on other applications.

A similar conclusion has been reached for supercapacitors. the application of supercapacitors is aimed at a large number of short, high-current charge and discharge cycles and not at long-term energy storage for supplying renewable energy plants. For this reason, it was also decided to exclude supercapacitors from the comparison table.

Once the decision has been made as to which technologies are going to be compared, the table can be started. The table will include the following energy storage technologies: gravity batteries, hydrogen fuel cell, lithium-ion batteries, flow batteries, hydroelectric pumping and compressed air energy storage. In particular, for gravity batteries, the EV1 system carried out by Energy Vault will be studied, as it is the only gravity battery with a considerable scale currently in operation. For lithium-ion batteries, the study will focus on lithium-ferrophosphate batteries (LFP), and for flow batteries, vanadium redox batteries will be considered. For the hydrogen fuel cell, the use of grey hydrogen as a fuel will be considered, given its widespread and easy accessibility. This will have a strong implication on the environmental sustainability and price of this alternative.

Table 1: Comparison table between the storage methods studied in this work

	Gravity batteries	Hydrogen fuel cell	Lithium-ion batteries	Flow batteries	Hydroelectric pumping	Compressed air storage
Storage capacity	80 MWh	-	1,6 GWh	-	24 GWh	>4 GWh
Electrical efficiency	90%	35%	90%	75%	75%	50%
Response time	In the order of milliseconds, virtually instantaneous response	In the order of milliseconds, virtually instantaneous response	In the order of seconds (1-4)	In the order of seconds (1-4)	In the order of minutes (1-6)	In the order of minutes (10-15)
Service life/Load cycles	30 years	30 years/10.000 cycles	15 years/3000-8000 cycles	30 years/1500-15000 cycles	40 years	30 years/10.000 cycles
Cost	-	290 €/kWh	290 €/kWh	470 €/kWh	465 €/kWh	250 €/kWh
Security	High	Low	Medium	High	High	Low
Environmental sustainability	High	Low	Medium	Medium	Medium	Low
Scalability	Medium	Medium	High	High	Low	Low

Source: Own elaboration

Looking at the data presented on the table above, specifically on the section on storage capacity, the most important of these technologies is hydroelectric pumping. The term storage capacity refers to the ability and resources a facility has to store energy. It also provides a measure of the amount of energy that can be stored. Compressed air storage and lithium-ion batteries also stand out and are capable of reaching a significant scale. It should be made clear that the storage capacity values chosen and shown in the table are approximately the capacity values of the largest scale plants in operation for each of the systems under consideration, and come from information presented through the whole paper. This is why, for example, the storage capacity value presented in the table for pumped hydro is the storage capacity of the upper reservoir of the Cortés-La Muela hydroelectric complex, which is the hydroelectric pumping plant with the largest installed power in Europe. The storage capacity value shown for lithium-ion batteries corresponds to the storage capacity of the Moss Landing BESS plant, the worlds largest battery energy storage plant. A storage capacity value for flow batteries has not been included since there is no plant in the world that stores energy by means of vanadium flow batteries on a large scale. Thus, the total capacity that a sufficiently large scaled installation could reach is not known, as flow batteries have only been on the market for a short time. The storage capacity of hydrogen fuel cells has not been added either since, due to all of the processes involved in this technique (obtention, storage, transportation and production of energy), calculating the capacity value that can be achieved in a storage plant operating with hydrogen fuel cells becomes quite complex. However, information obtained says that it can exceed 1 *GWh* (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021). On the negative side, the low storage capacity value of gravity batteries stands out. It should be noted that this is because the technology is not commercially available on a sufficient large-scale, and the value shown is that obtained by the EV1 gravity tower built by Energy Vault.

Electrical efficiency, in this case, refers to the amount of electrical power that can be generated with an energy storage system, taking into account the electrical power consumed by the technology itself. Thus, it must be present that, in any energy transformation, part of the energy is lost; no system is capable of being 100% efficient and releasing all of the electrical power consumed in storage. Looking at the table, of the technologies discussed throughout the paper, lithium batteries and gravity batteries dominate in the field of electrical efficiency, reaching 90% (Da Silva Lima et al., 2021; Olson, 2019). Hydroelectric pumping and flow batteries can also be considered procedures with good efficiency. In contrast, hydrogen fuel cells stand out as having a very low efficiency compared to the other systems studied. This may be largely due to the number of transformations involved in this storage method; it is not a direct energy transformation, but rather electricity is used to generate the hydrogen fuel, and the hydrogen fuel is then used to produce electricity. In contrast, lithium-ion batteries operate directly through charging and discharging, by applying a voltage between their terminals, and performing a direct energy transformation from electrochemical energy to electrical energy. Hence, the efficiency of lithium-ion batteries is considerably high (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021; Da Silva et al., 2021).

As shown in the comparison table, gravity batteries and hydrogen fuel cells are the methods with the lowest response time, in the order of milliseconds, so the response they offer can be considered almost immediate (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021; Olson, 2019). The response time of lithium-ion batteries is also remarkable in this respect, ranging from milliseconds to seconds (Da Silva Lima et al., 2021). Response time is an important criterion for comparing any power generation system,

since it is necessary to maintain the grid balance between electricity supply and demand. If this balance is disturbed, by reducing electricity supply or suddenly increasing demand, the grid can become unbalanced, and this can mean that the grid stops supplying electricity. A technology being able to provide electricity more quickly will allow the grid to maintain proper control of outgoing and incoming power, as well as ensuring the stability of the electricity system (Own prepared Power Plants and Substations course notes, 2022).

The useful life is the period in which an asset is expected to be used by the company and, in turn, the time during which depreciation occurs (2018, first section). Likewise, load cycles are the number of times a storage system is able to be fully charged and discharged while maintaining proper operation. Thus, it can be understood that the two criteria, lifetime and charging cycles, are closely related. The comparison table gives an insight into how long an energy storage plant can last with each of the storage methods investigated. Therefore, in this field, the useful life that a hydroelectric pumping installation can reach is 40 years, which is limited by the useful life of the electromechanical components present in the installation (G.E., n.d.). The lifespan and charge cycle values of lithium-ion battery storage plants also differ markedly, but by the contrary effect, as the lifespan and charge cycles offered by lithium-ion batteries are relatively low, and the shortest of the different alternatives (How lithium batteries work, 2020; Frith, 2021). However, we are looking at lithium-ferrophosphate batteries, which have greater advantages in terms of lifetime than any other type of lithium battery (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021; Da Silva et al., 2021).

In order to evaluate the cost of each of the methods examined, the LCOE (Levelised Cost of Energy) was studied for each of the options available. This measure makes it possible to examine the cost of electricity storage. In this context, the LCOSE can be understood as the average minimum price at which the stored energy must be sold to compensate for the total costs of storage over the entire lifetime of the installation (Dario, 2022). In order to make a balanced comparison, it has been decided to study the LCOSE of a plant with 100 MW and 4 hours of discharge duration for each of the alternatives in the table (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021). Therefore, analysing the cost of all options present, the most economically cost-effective option is compressed air energy storage, followed by hydrogen fuel cell and lithium-ion batteries. It should be emphasised that the cost of the fuel cell is so relatively low because it has been studied the cost of using a fuel cell with grey hydrogen as fuel, which is the most accessible and cheapest type of hydrogen to produce. Hydroelectric pumping has a relatively high standardised cost associated with it, which may come from the huge investment and construction works required for the construction of these plants. The high cost of vanadium flow batteries is a consequence of the complex design and small scale of production of these devices. A value for the normalised cost of gravity batteries has not been included, as it is a relatively small investigated technology, and no information has been obtained about the investment, amortisation or any factors involved in the calculation of the LCOSE of EV1.

Safety is a general practice in the operation and maintenance of equipment. Thus, equipment with high security will require less maintenance and servicing. The opposite is true for equipment with low safety, as they require more complex and frequent maintenance. Looking at the comparison table, in the field of safety, gravity batteries and hydroelectric pumping stand out for their good and high safety. The safety of the EV1 gravity battery is due to the complex and sophisticated mass lift control system and the not very complex physical principles involved in the installation (Energy Vault, n.d.;

Moore, 2021). Pumped-storage hydroelectric power plants are very safe because the energy storage method they use does not become an additional risk to the safety of the installations, and also employs a physical principle that is not very complex. In contrast, the compressed air storage technology is notable for its low level of safety. Due to the high pressure requirements in this type of power plant, in addition to the combustion of natural gas and the temperatures that can be reached, it is not a relatively safe technology. Several factors need to be taken into account for the correct and safe operation of these systems, such as leak monitoring and overpressure protection. The hydrogen fuel cell is also an unsafe option; since hydrogen is highly flammable, it is one of the least safe storage technologies (Iberdrola, n.d.). As for lithium-ion batteries, they have a history of questionable safety. In general, they have a low relative safety among the present options due to the excessive heat that can be reached and can lead to explosions in extreme cases (Supercapacitors, n.d.). Still, within lithium-ion batteries, the lithium-ferrophosphate battery option is the safest as it uses phosphate (non-toxic) instead of cobalt oxide (toxic) (Frith, 2021).

The term environmental sustainability refers to the principle of governing the use of natural resources in such a way as to meet the needs of present generations without compromising the ability of future generations to meet their own needs (Diccionario panhispánico del español jurídico, n.d., section on Sostenibilidad ambiental). Sustainability itself refers to maintaining the duration of a procedure or resource for an extended time without ending it or generating a strong impact on the environment (Real Academia Española, n.d.). By understanding these expressions, it is possible to understand what high, medium or low environmental sustainability entails. Thus, and going back to the table, of the technologies studied, the one with the best environmental sustainability is the gravity battery. In this aspect, the gravity battery technique is very favourable since no emissions are generated when producing electricity; there is a direct transformation from potential energy to kinetic energy to electrical energy. Furthermore, as discussed in the section on this procedure, waste is used to form the masses used in the EVI system, creating value in the circular economy, as the masses are easily recyclable (Electric Future, 2018; Energy Vault, n.d.). When researching the grey hydrogen fuel cell, the environmental sustainability associated with grey hydrogen is very low compared to most other options as it generates harmful emissions to the environment. In addition, compressed air energy storage also stands out negatively. This is because it is a technology whose energy generation involves the burning of natural gas, and therefore generates greenhouse gas emissions.

To conclude the comparison, with regards to the scalability of a storage facility, the technology that is most prosperous on this criterion is lithium-ion batteries. They have a seemingly infinite scalability and an energy storage plant can be built as large as required by connecting lithium-ion batteries together. This allows the technology to be deployed in small, isolated regions or in large power systems (Da Silva Lima et al., 2021). Scalability assesses the ability of a system to adapt to different dimensions and applications. Thus, it is understood that pumped-storage hydropower plants are not easily scalable. Once built, it is very difficult to increase the capacity and size of the plant. The same is true for compressed air storage facilities.

Having discussed the performance of the 6 technologies in the comparison according to the 8 established criteria, it is now necessary to choose which of them performs best for energy storage in general terms. Because gravity batteries and vanadium flow batteries are not yet widespread for energy storage on a significant scale, and because they are not yet mature industrially and commercially, these two systems have been discarded.

However, as both technologies develop further, they will play a more important role in global energy storage. Both techniques have characteristics that make them very attractive and competitive compared to other energy storage alternatives.

Looking at the 4 technologies that remain, the worst present option according to the criteria taken is the hydrogen fuel cell. Despite its relatively low cost, the implications of dealing with grey hydrogen are too relevant. Environmental sustainability is severely undermined by using grey hydrogen as a fuel, and it is a relatively unsafe alternative. The performance of the fuel cells in the study would have been better if green hydrogen had been used, as it would have greatly improved environmental sustainability. However, the price of this technology would also have increased significantly. As the production of green hydrogen expands and increases globally (it currently only accounts for less than 0.4% of the total hydrogen produced), this technique will improve the environmental implications of its use, and will also be competitively priced (AleaSoft Energy Forecasting, 2020). The overall efficiency of the hydrogen fuel cell is also very disadvantageous, being the lowest of all options. Similarly, compressed air energy storage also has a number of disadvantages. Despite having the lowest cost of the alternatives shown, the technology does not play a good role in terms of safety, environmental sustainability and scalability. In addition, the resulting efficiency of the process is rather low. Thus, neither hydrogen fuel cell nor compressed air storage is the best option for energy storage.

Not surprisingly, the remaining options are lithium-ion batteries and pumped hydro, as these are the most popular and prevalent ways of storing energy on a large scale. Pumped hydro excels the most in the categories of storage capacity, lifetime and safety. Meanwhile, lithium-ion batteries excel in efficiency, response time, cost and scalability. According to the criteria adopted, lithium-ion batteries are a better choice for energy storage across the board. Despite having the lowest lifetime of all the technologies studied, the technique excels in several of the most important categories, such as efficiency and cost. In fact, lithium-ion batteries have the best cost-efficiency ratio.

Índice

Capítulo 1. Introducción y planteamiento del proyecto	1
1.1 Estado de la cuestión.....	1
1.2 Definición del trabajo	3
1.2.1 Motivación	3
1.2.2 Objetivos	3
1.2.3 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	3
Capítulo 2. Descripción de las tecnologías	5
2.1 Baterías de gravedad	5
2.1.1 ¿En que se basan?.....	5
2.1.2 Funcionamiento.....	5
2.1.3 Tipos de baterías de gravedad	5
2.2 Pilas de combustible de hidrógeno	10
2.2.1 ¿En que se basan?.....	10
2.2.2 Funcionamiento.....	10
2.2.3 Tipos de pilas de combustible	14
2.2.4 Beneficios e inconvenientes de esta tecnología	15
2.2.5 Centro de investigación de hidrógeno de Fukushima (FH2R).....	16
2.3 Volantes de inercia.....	18
2.3.1 ¿En qué se basan?.....	18
2.3.2 Funcionamiento.....	18
2.3.3 Situación Actual y Aplicaciones	19
2.3.4 Tecnologías y plantas existentes	20
2.4 Baterías de iones de litio	23
2.4.1 ¿En que se basan?.....	23
2.4.2 Funcionamiento.....	23
2.4.3 Tipos de baterías de iones de litio	25
2.4.4 Plantas de almacenamiento de energía.....	27
2.5 Baterías de flujo	28
2.5.1 ¿En qué se basan?.....	28
2.5.2 Funcionamiento.....	29
2.5.3 El estado del arte: Vanadio.....	31
2.5.4 Beneficios e inconvenientes de esta tecnología	31
2.5.5 Almacenamiento de energía por baterías de flujo en la actualidad.....	32
2.6 Bombeo hidroeléctrico.....	33
2.6.1 ¿En qué se basa?.....	33

2.6.2	Funcionamiento	34
2.6.3	Tipos de turbinas en centrales hidroeléctricas de bombeo	36
2.6.4	Beneficios e inconvenientes de esta tecnología	38
2.6.5	El complejo Cortes-La Muela	39
2.7	Almacenamiento de energía por aire comprimido	40
2.7.1	¿En qué se basa?.....	40
2.7.2	Funcionamiento	40
2.7.3	Situación actual del almacenamiento de energía por aire comprimido de forma diabática	42
2.7.4	Siemens Energy CAES.....	42
2.8	Baterías de supercondensadores	44
2.8.1	¿En qué se basan?.....	44
2.8.2	Funcionamiento	44
2.8.3	Condensadores vs Baterías.....	46
2.8.4	Tipos de supercondensadores.....	46
2.8.5	Ventajas e inconvenientes de los supercondensadores	48
2.8.6	Aplicaciones	49
Capítulo 3.	Comparación de las tecnologías estudiadas.....	53
3.1	Método de comparación.....	53
3.2	Tecnologías que entran en el estudio	53
3.3	Tabla comparativa.....	54
3.4	Comparación	55
3.5	Conclusión de la comparación y elección de la mejor tecnología	58
Capítulo 4.	Análisis de viabilidad económica.....	61
4.1	Inversión inicial	61
4.2	Ingresos y gastos anuales	63
4.3	Resultados del análisis	63
4.4	Conclusión del análisis	64
Capítulo 5.	Conclusiones.....	65
5.1	Conclusiones sobre la metodología	65
5.2	Conclusiones sobre los resultados	65
5.3	Recomendaciones para futuros estudios	66
Capítulo 6.	Bibliografía.....	67

Índice de ilustraciones

Ilustración 1.1: Esquema de funcionamiento de una batería de gravedad.....	1
Ilustración 2.1: Concepto que emplea la torre de gravedad de Energy Vault	6
Ilustración 2.2: Fotografía de la torre EV1 una vez finalizada su construcción en Julio de 2020	7
Ilustración 2.3: Principio de funcionamiento de la batería de gravedad de Gravitricity ..	8
Ilustración 2.4: Fotografía del Demonstrator construido en Edimburgo.....	9
Ilustración 2.5: Esquema que ejemplifica el proceso de electrolisis	12
Ilustración 2.6: Esquema de funcionamiento de una pila de combustible de hidrógeno	14
Ilustración 2.7: Esquema del ciclo de vida del hidrógeno producido en el FH2R	17
Ilustración 2.8: Centro de investigación de hidrógeno de Fukushima (FH2R).....	18
Ilustración 2.9: Volante de inercia desarrollado por Beacon Power	21
Ilustración 2.10: Volante de inercia desarrollado por Energiestro	22
Ilustración 2.11: Esquema de funcionamiento de una batería de litio.....	24
Ilustración 2.12: Esquema interno de una celda de litio-ferrofosfato.....	26
Ilustración 2.13: Planta de almacenamiento de energía por baterías Moss Landing.....	27
Ilustración 2.14: Esquema de funcionamiento de una batería de flujo.....	30
Ilustración 2.15: Batería de flujo de tipo redox de vanadio desarrollada por el CSIC ...	33
Ilustración 2.16: Diseño de una central hidroeléctrica de bombeo.....	34
Ilustración 2.17: Fotografía de varias turbinas Francis	37
Ilustración 2.18: Fotografía de una turbina Kaplan	37
Ilustración 2.19: Disposición del complejo hidroeléctrico de Cortes-La Muela.....	39
Ilustración 2.20: Esquema del ciclo de almacenamiento de una instalación de Siemens43	
Ilustración 2.21: Esquema que ejemplifica la disposición de un condensador común... 45	
Ilustración 2.22: Esquema de los elementos presentes en un capacitor electroquímico de doble capa	46
Ilustración 2.23: Situación de las cargas en el interior de un capacitor electroquímico de doble capa	47
Ilustración 2.24: Fotografía del modelo de capacitor electroquímico de doble capa EC-RG0V105V ideado por Panasonic	50
Ilustración 2.25: Fotografías de los supercondensadores de 48 V (BMOD0165 P048 B01) y 75 V (BMOD0094 P075 B02) que ofrece la compañía Maxwell Technologies.....	50

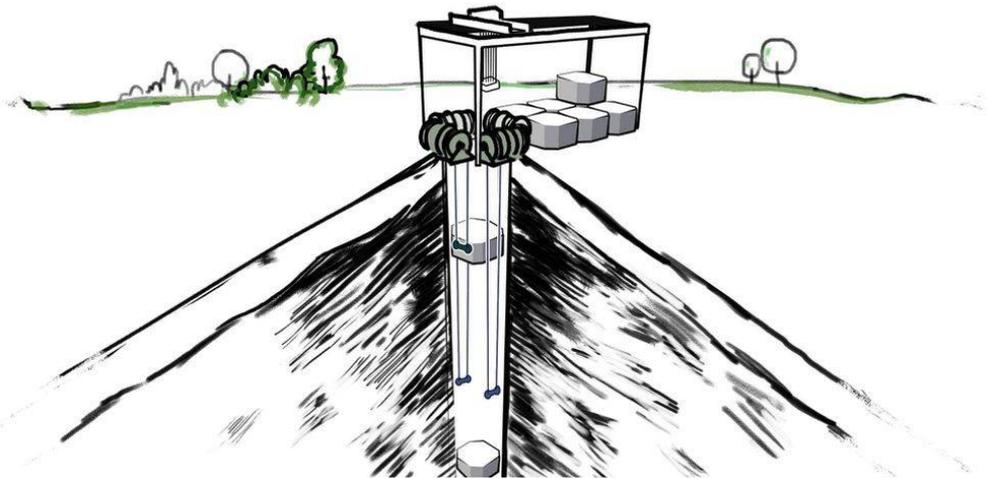
Índice de tablas

Tabla 2.1: Distintas pilas de combustible según el electrolito que emplean	15
Tabla 2.2: Comparativa de la turbina Francis frente a la turbina Kaplan.....	36
Tabla 3.1: Tabla comparativa de las tecnologías de almacenamiento estudiadas en la elaboración del trabajo.....	54
Tabla 4.1: Datos de entrada al modelo	64
Tabla 4.2: Resultados obtenidos	64

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO

En este trabajo de fin de grado se llevará a cabo un estudio exhaustivo sobre distintas formas existentes de almacenar energía eléctrica. Para ello, se analizarán un total de 8 opciones diferentes: el bombeo hidráulico reversible, el almacenamiento por aire comprimido, las baterías de ion-litio, las baterías de flujo, las pilas de combustible de hidrógeno, el almacenamiento por volantes de inercia, las baterías de gravedad y los supercondensadores.

Ilustración 1.1: Esquema de funcionamiento de una batería de gravedad



Fuente: Recuperado 5 de julio de 2023, BBC

(https://ichef.bbci.co.uk/news/976/cpsprodpb/16751/production/109358919_34a9a440-037f-481e-8a90-745f0a489744.jpg.webp)

Cada una de estas opciones será evaluada en términos de operatividad, funcionalidad y viabilidad actual que poseen, tanto en aspectos de ventajas como desventajas. A raíz de esta evaluación, se seleccionará la forma de almacenamiento que se consideren más óptima y con mayores posibilidades en la actualidad, teniendo en cuenta aspectos como la factibilidad económica, la capacidad de producción, la complejidad de la estación de almacenamiento, la fiabilidad y la seguridad de las opciones valoradas. El objetivo final será proporcionar una visión actualizada de las mejores opciones existentes de acumulación de energía eléctrica, además de aportar una comparación minuciosa entre las diferentes formas de almacenamiento estudiadas.

1.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN

En los últimos años ha aumentado de forma muy considerable la capacidad de producción de los sistemas de generación de energía eléctrica que funcionan con tecnologías

renovables. De este modo, el almacenamiento de energía eléctrica cobra un papel fundamental; la producción por energías renovables depende de recursos presentes en la naturaleza (sol, viento, caudal de agua...), de los cuales no se puede tener un control absoluto. Para explicar la problemática existente tomo como ejemplo una central solar fotovoltaica. Por las noches la producción continuada cesa y da igual la cantidad de energía generada a lo largo del día; una vez que el sol desaparece, no se produce nada hasta que el sol salga a la mañana siguiente. De este modo conviene almacenar energía excedente producida durante el día para luego suministrarla por la noche, cuando la central no es capaz de producir.

Actualmente, existen varias formas de almacenar la electricidad sobrante no demandada por los consumidores: baterías de ion-litio, baterías de ácido-plomo, baterías de hidrógeno, sistemas de almacenamiento térmico, sistemas de almacenamiento mecánico y sistemas de almacenamiento comprimido de gas. Cada sistema tiene su viabilidad y limitaciones. Para determinar qué tipo de sistema es el más adecuado se debe contemplar los requisitos de capacidad, la duración del almacenamiento, la forma en que se utilizará la energía almacenada, el coste, la seguridad y la sostenibilidad ambiental. Por ejemplo, si se necesita un sistema de almacenamiento de corta duración que compense las fluctuaciones que se dan en la generación por energías renovables, una batería de iones de litio puede ser una solución adecuada. Si, en cambio, se requiere de un sistema de almacenamiento de larga duración, un sistema de almacenamiento térmico o mecánico es más apropiado. Para almacenar energía de forma segura y respetuosa con el medio ambiente será buena opción utilizar pilas de combustible de hidrógeno.

Las soluciones tecnológicas actuales incluyen el desarrollo de baterías de mayor capacidad, mayor vida útil y coste más reducido. En este campo destacan los conocidos 'Megapack' de baterías de ion-litio diseñadas por la empresa americana Tesla. Dichas baterías se caracterizan por poseer una gran capacidad, de 3 *MWh* por unidad, sin prescindir de un buen rendimiento, fiabilidad o seguridad (Megapack, 2023). Además, son modulares e integrables, permitiendo construir estaciones de almacenamiento eléctrico a gran escala de mayor tamaño, capacidad y en menos tiempo; se pueden crear baterías de dimensiones gigantescas, con 1 *GWh* o más de capacidad total, conectando 'Megapacks' entre sí (Mosquera, 2019).

También se está progresando en el estudio de sistemas de almacenamiento híbrido que combinan distintos tipos de tecnologías para generar sinergias y optimizar el uso de la energía almacenada. Un ejemplo de ello es una estación de almacenamiento localizada en Heerhugowaard, Países Bajos, que adopta la tecnología de los volantes de inercia (sistema de almacenamiento mecánico) junto a un grupo de baterías. Los volantes de inercia que se utilizan en la central facilitan una reacción instantánea ante rápidos cambios en la frecuencia del sistema, mientras que las baterías soportan cualquier demanda energética extendida de la red. La principal ventaja que proporciona la conexión de ambos sistemas es alargar la vida útil de las baterías; el estado de la carga de las baterías se puede conservar al 50% con un menor rendimiento de estas ya que los volantes de inercia tienen el objetivo de entregar y absorber grandes cantidades de energía (Plaza, 2022).

En su conjunto, el panorama actual del almacenamiento de energía eléctrica es muy prometedor y esperanzador por varias razones: el significativo avance de las diferentes tecnologías a emplear, el creciente interés en este campo debido a la adopción de energías renovables, los cambios en las políticas y regulaciones a nivel global que favorecen su avance e impulsan la investigación y la reducción de los costes de producción e innovación, permitiendo una mayor accesibilidad. Aun así, hay mucho por hacer para

mejorar la eficiencia, durabilidad y escalabilidad de las formas de almacenamiento existentes.

1.2 DEFINICIÓN DEL TRABAJO

1.2.1 MOTIVACIÓN

Dado que la sociedad actual se dirige hacia la des carbonización, no cabe duda de que, conforme pasen los años, las centrales de energías renovables deben tener cada vez un mayor peso en el mix energético mundial, tanto en la potencia instalada como en la energía suministrada. En el futuro, se ha de poder suministrar la energía demandada en cualquier momento del día sin importar que las centrales de generación de energías renovables no estén funcionando en todo momento. Por ende, para conseguir el objetivo de producir energía limpia para todos, el papel que van a efectuar las centrales de almacenamiento va a ser crucial. A través de este trabajo trataré de obtener un amplio entendimiento del funcionamiento de diversos tipos de almacenamiento energético existentes, y así poder estar situado en el contexto actual de estas tecnologías. El conocimiento obtenido me podrá servir de gran ayuda en el futuro si consigo terminar en un empleo en el sector energético, que es a lo que aspiro y mi mayor ambición.

1.2.2 OBJETIVOS

Durante la realización del trabajo, se buscará alcanzar distintos objetivos en relación a las maneras de poder acumular la energía eléctrica. Los objetivos propuestos serán los siguientes:

- Aprender como las tecnologías de almacenamiento propuestas funcionan y sus aplicaciones en diferentes sectores, como el de generación de energía renovable o el de distribución de energía.
- Analizar el coste y la eficiencia de los distintos sistemas, además de evaluar su viabilidad para su uso comercial, su sostenibilidad ambiental y su contribución a la transición hacia una economía más sostenible.
- Investigar las tendencias y desarrollos futuros en el campo del almacenamiento de energía y su potencial para transformar la forma en que se produce y se utiliza la energía.

1.2.3 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El trabajo está adaptado para ir en consonancia con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por la Organización de las Naciones Unidas. Resalta el objetivo número 13, 'Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos', (Organización de las Naciones Unidas, 2015, Objetivo 13) puesto que el almacenamiento de electricidad está muy relacionado con las centrales de energía renovables. A mayor estudio y desarrollo de la acumulación de energía, mayores posibilidades de poder depender completamente de métodos de generación de energía completamente limpia. También destaca el objetivo número 7, 'Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna', (Organización de las Naciones Unidas, 2015, Objetivo 7) dado que, si se consigue almacenar una mayor cantidad de energía de forma eficiente, habrá más disponibilidad de energía para su consumo.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

En la elaboración de este capítulo se van a tratar las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía que son objeto de estudio. En concreto, se detallarán conceptos acerca del funcionamiento, las ventajas e inconvenientes, y se explicarán ejemplos de aplicaciones reales de cada una de las técnicas.

2.1 BATERÍAS DE GRAVEDAD

2.1.1 ¿EN QUE SE BASAN?

La necesidad de desarrollar nuevas e innovadoras formas de almacenar y generar energía para alcanzar la autosuficiencia energética de cero emisiones ha propiciado la creación de este ingenioso concepto. Consiste en aprovechar la energía potencial gravitacional para reutilizar el excedente de energía generada durante los picos de consumo de electricidad, momento en el que abunda la energía proveniente de las energías renovables (*¿Qué es una batería de gravedad y cómo funciona?*, 2022). De este modo, en el instante que las fuentes renovables no puedan generar la cantidad demandada, la energía almacenada gravitacionalmente se libera.

2.1.2 FUNCIONAMIENTO

Estos sistemas consisten en una estructura elevada que sostiene una gran masa, como bloques de hormigón, en una posición de gran altura. Hasta ahora se han diseñado baterías de gravedad con diferentes disposiciones, pero todas emplean la misma transformación de energía; de energía potencial gravitatoria, a energía mecánica, a energía eléctrica. El funcionamiento fundamental de las baterías de gravedad es el siguiente: el exceso de energía generada por fuentes renovables acciona un motor, bomba o grúa que, a su vez, permite la elevación de una masa hasta esa altura elevada. Una vez que se requiera de la energía que ha sido almacenada, se deja caer la masa desde la altura en la que se encuentra y su energía potencial gravitatoria se convierte en energía cinética, que se utiliza para accionar un generador eléctrico y convertir la energía cinética de la masa en electricidad. La masa del objeto a elevar, además de la altura a la que se lleve, determinan la cantidad de energía almacenada a modo de potencial gravitatorio (*¿Qué es una batería de gravedad y cómo funciona?*, 2022). Esto se debe a que, cuanto más alto se lleve el objeto, más energía potencial se almacena y, por lo tanto, mayor cantidad de energía liberará al caer. Igualmente, cuanto mayor sea la masa del objeto, mayor será la variación de energía cinética que sufra, liberando, por lo tanto, mayor energía cuando cae, pero también consumiendo más cuando sube.

2.1.3 TIPOS DE BATERÍAS DE GRAVEDAD

A continuación, se van a exponer dos distintas tecnologías de baterías de gravedad que se están desarrollando actualmente.

2.1.3.1 ENERGY VAULT

La empresa suiza Energy Vault ha ideado un concepto de batería de gravedad que emplea una torre de 110 metros de altura, compuesta por 6 grúas, para apilar y des apilar de forma constante bloques de 35 toneladas de peso. Estos bloques se disponen concéntricamente rodeando a la torre, en forma de anillo (Futuro Eléctrico, 2018). Así, con el uso de energía excedente de la red, los bloques se pueden colocar y apilar formando un anillo interior

que almacene, por ejemplo, 20 MWh de energía. En el momento que se quiera emplear esa energía almacenada, las grúas descolocan la estructura de bloques, construyendo otro anillo compuesto por masas apiladas por delante del anterior y liberando energía en el proceso.

Ilustración 2.1: Concepto que emplea la torre de gravedad de Energy Vault



Fuente: Recuperado de *Harnessing the power of gravity*, 2022, Energy Vault ([EV1 | Energy Vault](#))

La Ilustración 2.1 ejemplifica la descarga de la batería de gravedad que ha desarrollado la empresa. La torre más a la izquierda está completamente cargada, lo que se puede percibir por la distribución de los bloques que están apilados alrededor de un eje a la altura máxima que permite el tamaño de la torre. Las siguientes torres muestran el proceso de descarga, al eliminar bloques de esa primera estructura y posicionándolos por delante de esta hasta acabar con la capacidad de la batería, como muestra la estructura más a la derecha de la imagen.

Actualmente solo se ha construido una torre de este tipo, la denominada 'EV1' y está localizada en Arbedo-Castione, Suiza. Energy Vault afirma que este diseño de torre está preparado para soportar una capacidad de almacenamiento de entre 20 MWh y 80 MWh, además de una descarga continuada de energía que ronda entre 4 y 8 MW en un rango de 8 a 16 horas (Schweber, 2021). Sin embargo, simulaciones que se han empleado para estudiar los límites de la torre han situado su capacidad máxima de almacenamiento en 100 MWh (*Baterías de gravedad*, 2022). Hasta el momento se ha conseguido que este primer prototipo almacene 20 MWh de energía, lo suficiente como para poder proporcionar electricidad a alrededor de 2.000 viviendas a lo largo de un día (Futuro Eléctrico, 2018).

Ilustración 2.2: Fotografía de la torre EV1 una vez finalizada su construcción en Julio de 2020



Fuente: Recuperado de *EVI CDU Fully Erected 6 Arms Crane 0002*, 2020, Energy Vault ([Photo Gallery](#) | [Energy Vault](#))

Los principales atractivos que proporcionan esta tecnología incluyen un bajo coste de construcción y operación y una gran sostenibilidad ambiental. En relación a los costes, son reducidos dado que el gasto principal que tiene este tipo de instalación son las masas que se emplean, que, de hecho, se pueden fabricar en zonas próximas a la instalación utilizando suciedad, desechos y un polímero creado por la compañía de cemento Cemex (Moore, 2021). El precio completo de construcción de una torre ronda entre 7 y 8 millones de dólares, un coste ínfimo si lo comparamos con otra tecnología de almacenamiento como las plantas de almacenamiento de baterías de litio que, con una capacidad similar, necesitaría una inversión diez veces mayor. Además, hay que tener en cuenta la vida útil del sistema, que en este caso se espera que ronde los 30 años (Futuro Eléctrico, 2018). La relativamente larga vida útil es una gran ventaja ya que, al no haber reducción ni degradación de capacidad en este tipo de dispositivos, son capaces de funcionar al mismo nivel que el primer día que comenzaron a funcionar. La tecnología es respetuosa con el medio ambiente puesto que no produce emisiones de ningún tipo, el único residuo al que debe hacer frente son los bloques, que están formados por materiales reciclados.

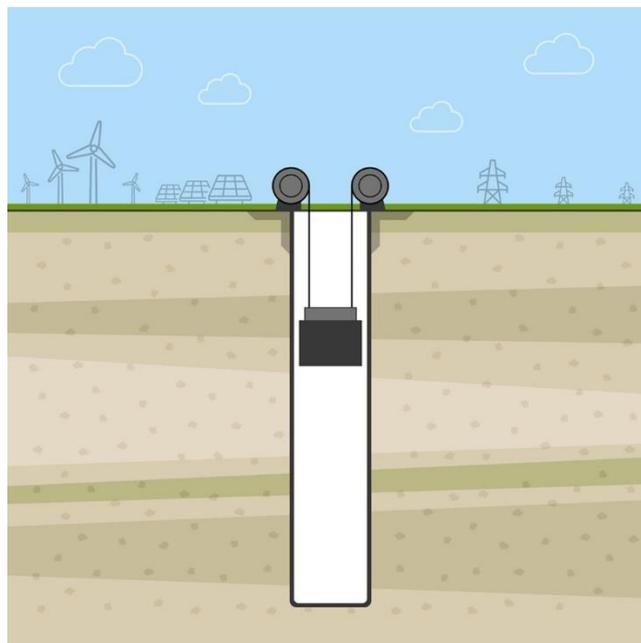
Otra ventaja de este sistema es que puede regular la velocidad de descenso de los bloques durante el proceso de descarga; según sea conveniente inyectar a la red mucha o poca energía, se puede adaptar la velocidad de descenso de las masas para que bajen de manera más veloz o controlada, respectivamente (Olson, 2019). Esto lo convierte en una tecnología idónea para mantener el equilibrio de la red, reduciendo el riesgo de dañar seriamente la infraestructura del sistema eléctrico. También destaca la alta eficiencia energética de este tipo de instalación, de entre el 80% y 90%, que se obtiene debido a la automatización que posee el proceso de ascenso y descenso de las masas (Futuro Eléctrico, 2018). Esta automatización funciona a través de modernos algoritmos que concluyen qué bloque apilar en qué lugar, optimizando el proceso. Dicho proceso tiene en cuenta el efecto que causa el viento cuando las grúas están en funcionamiento, además de los efectos de péndulo que pueden surgir al mover las masas (Moore, 2021).

Aunque el sistema desarrollado por Energy Vault tiene numerosas ventajas, existen ciertos inconvenientes que hay que tener en consideración. En primer lugar, hay que tener en cuenta ciertos requisitos del lugar donde se va a implementar la tecnología. No es útil cualquier zona, debe de disponer de una gran superficie y de unas condiciones del terreno estables dada la gran dimensión y peso de la torre (Lane, 2022). Un gran factor que altera su funcionamiento es las condiciones meteorológicas. Situaciones ambientales extremas como vientos fuertes, huracanes o inundaciones pueden causar daños irreparables en la estructura, o incluso puede resultar en la pérdida de algunas de las masas. También, estos sistemas tienen una capacidad de almacenamiento limitada, que está estrechamente ligada con el número y tamaño de bloques a emplear.

2.1.3.2 GRAVITRICITY

Gravitricity es una empresa escocesa que ha conseguido diseñar otro tipo de batería de gravedad con un principio de funcionamiento mucho más básico que la ideada por Energy Vault. La batería consiste simplemente en elevar o descender una masa de hasta 5000 toneladas de peso, y así, respectivamente, consumir o generar energía eléctrica (Schweber, 2021). Lo que la diferencia de la anterior torre de gravedad es que, en este caso, la masa se coloca bajo tierra. La batería consta de un generador eléctrico convertible para transportar la masa a través de un pozo de dimensiones que se encuentran entre 150 y 1500 metros de profundidad. Mediante diversas simulaciones se han identificado las capacidades de este sistema, que tiene la posibilidad de generar entre 1 MW y 20 MW de potencia, con una descarga que dura entre 15 minutos y 8 horas (*¿Qué es una batería de gravedad y cómo funciona?*, 2022). Esto dependerá de la magnitud de la instalación.

Ilustración 2.3: Principio de funcionamiento de la batería de gravedad de Gravitricity



Fuente: Recuperado de *Gravitricity gravity storage diagram*, 2023, Gravitricity (https://gravitricity.com/wp-content/uploads/2022/11/Gravitricity_gravity_storage_diagram_150dpi.jpg)

Aunque la compañía todavía no ha terminado la construcción de un sistema a gran escala que emplee la tecnología estudiada, sí que ha conseguido realizar un prototipo a pequeña escala en el puerto marítimo de Leith, Edimburgo. El llamado 'Demonstrator' se construyó a lo largo de 2021 y costó alrededor de 1,25 millones de dólares. El prototipo emplea dos masas de 25 toneladas y un pozo de 15 metros de profundidad para liberar una potencia de 250 kW, la máxima para la que se ha diseñado la planta. Tras una etapa de tres meses de testeo y estudio del sistema, la empresa consiguió confirmar la viabilidad de la tecnología (*Gravitricity Gravity-Based Energy Storage Demonstrator - NS Energy*, s. f.; «Projects - Renewable Energy Storage | Gravitricity Projects», s. f.).

Ilustración 2.4: Fotografía del Demonstrator construido en Edimburgo



Fuente: Recuperado de *Gravitricity's Edinburgh Demonstrator*, 2021, Gravitricity ([Projects - Renewable energy storage | Gravitricity projects](#))

Actualmente, la empresa está avanzada en la selección y adaptación de posibles lugares para la construcción de un proyecto de entre 4 y 8 MW de potencia. En la mina de Staříč, República Checa, se ha conseguido apropiarse de seis pozos de más de 1 km de profundidad para implementar la tecnología («Projects - Renewable Energy Storage | Gravitricity Projects», s. f.).

Un gran punto a favor que posee esta técnica es que está pensada para implantarse y construirse en pozos mineros ya excavados. Si este fuera el caso, el coste de construcción se reduciría bastante además de que se limitaría el impacto ambiental que se produce durante la fase de construcción. Conjuntamente, la simplicidad del mecanismo y de los materiales que se emplean permiten que la instalación tenga una vida útil de hasta 50 años («Technology - Gravity Energy Storage System | Gravitricity Technology», s. f.). De nuevo y como en el sistema de Energy Vault, durante la vida útil de esta maquinaria su capacidad de almacenamiento no se verá afectada. Por el hecho de tratarse de una batería de gravedad, el sistema tiene una operación versátil y respuesta casi inmediata. Al igual que en el sistema de Energy Vault, el proceso está automatizado y las limitadas pérdidas

de energía sitúan la eficiencia de estas instalaciones entre el 80% y 90% (*¿Qué es una batería de gravedad y cómo funciona?*, 2022).

Atendiendo a las posibles desventajas que posee esta tecnología, como ocurre con Energy Vault, hay que prestar mucha atención a los requisitos de la zona donde se va a construir. Al requerir de pozos mineros, ya sean reutilizados o escarbados por la compañía, su aplicación puede estar limitada en algunos lugares. La zona de construcción debe de ser geológicamente estable además de lo suficientemente grande como para acomodar los componentes de este sistema. La construcción de la tecnología de Gravitricity puede requerir una importante evaluación del impacto ambiental y ciertos permisos dada la necesidad de cavar pozos profundos, el ruido y las vibraciones que se pueden generar. Además, el coste de esta instalación podría resultar muy elevado, rondando las decenas de millones de dólares dependiendo de su magnitud. Hay que tener en cuenta que el prototipo ya tuvo una importante inversión (1,25 millones de dólares) para su limitada capacidad de almacenamiento (250 kW). Igualmente, el sistema parece no tener una fácil escalabilidad para lograr un almacenamiento de energía eléctrica a una escala muy grande, debido a los requerimientos específicos de los posibles lugares de construcción.

2.2 PILAS DE COMBUSTIBLE DE HIDRÓGENO

2.2.1 ¿EN QUE SE BASAN?

Cuando se habla del hidrógeno, no se trata de una fuente de energía como tal, sino de un vector energético, el cual es capaz de almacenar energía eléctrica proveniente de centrales de generación de energía primaria y, posteriormente, liberarla donde se determine (Centro Superior de Investigaciones Científicas, 2022). Existen diferentes colores con los que referirse al hidrógeno dependiendo de cómo haya sido obtenido, y está asociado con las emisiones de dióxido de carbono que presenta elaborar cada tipo. El hidrógeno gris es la forma más común de hidrógeno en la actualidad, representando alrededor del 90% del hidrógeno total producido. Se consigue a partir del gas natural y, durante el proceso, no se capturan los gases de efecto invernadero que se generan, produciendo una alta huella de carbono. El hidrógeno azul también se produce utilizando gas natural, pero, diferenciándose del tipo gris, el azul captura y almacena el carbono emitido por el proceso. De este modo, este tipo de hidrógeno presenta una alternativa más respetuosa con el medio ambiente que el gris (Ensinck, 2021). El famoso hidrógeno verde se fundamenta en la obtención de hidrógeno a través de electricidad proveniente de centrales de energía renovables. De ahí el término 'verde', producir hidrógeno utilizando energías renovables no genera ningún tipo de emisión de gases de efecto invernadero. Por ende, el hidrógeno verde puede cobrar un papel fundamental en los próximos años para lograr la transición energética hacia las energías renovables. Para este estudio se va a investigar acerca de estos tres tipos de hidrógeno, gris, azul y verde. Es importante recalcar que también existen otras alternativas, como el hidrógeno turquesa, producido también con gas natural además de fuentes de energías renovables, el negro o marrón, producto de la gasificación del carbón, o el amarillo, obtenido a partir de biomasa (Estévez, 2021).

2.2.2 FUNCIONAMIENTO

2.2.2.1 OBTENCIÓN

A pesar de que el hidrógeno es el elemento que más abunda en el universo, el hidrógeno molecular es muy escaso en nuestro planeta y se encuentra fundamentalmente combinado con otros elementos. Las moléculas más comunes que contienen hidrógeno son el agua

(H_2O) y los hidrocarburos, en particular el metano (CH_4). Para conseguir hidrógeno en su forma libre, estas moléculas han de dividirse a través del aporte de energía (Kilner, 2022). En este apartado se van a exponer diferentes formas de elaborar hidrógeno según sea verde, azul o gris.

El proceso más común de obtención del hidrógeno verde se conoce como electrolisis, proceso el cual involucra un electrolizador para separar las moléculas de agua en las partes que la componen: hidrogeno y oxígeno. El funcionamiento de esta técnica consiste en lo siguiente: tras recolectar y purificar una cantidad de agua, esta se introduce en el electrolizador que está constituido por dos electrodos; un ánodo (con carga positiva) y un cátodo (con carga negativa). Además, se emplea un electrolito para que la corriente eléctrica fluya entre los electrodos. El agua ha de ser purificada previo al tratamiento para eliminar cualquier posible impureza que pudiera interferir en la electrolisis. Al aplicar corriente continua en los electrodos se consiguen separar los elementos que integran las moléculas de agua, produciendo gas hidrógeno en el cátodo y generando gas oxígeno en el ánodo (Bashyal, 2022). Posteriormente se reúne el hidrógeno conseguido, mientras que el oxígeno sobrante se libera a la atmósfera. Las ecuaciones químicas que se dan en el proceso son las siguientes:

Reacción que se da en el ánodo:



Reacción que se da en el cátodo:



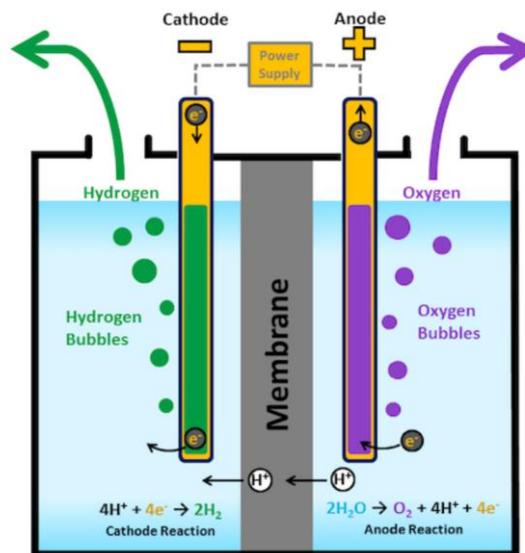
Reacción global:



(Bashyal, 2022, ilustración titulada *Reaction during Electrolisis of Water*).

La eficiencia del proceso puede depender de varios factores, incluyendo la pureza del agua a emplear, la composición del electrolito y la corriente y tensión utilizada durante el procedimiento. Es importante resaltar que para que este hidrógeno sea considerado como 'verde', la electricidad que alimenta a los electrodos ha de provenir de fuentes de energías renovables. Si se utilizase energía proveniente de una central de energía alimentada por combustibles fósiles, el proceso involucraría generar emisiones de gases de efecto invernadero, por lo que ya no se podría hablar de hidrógeno 'verde'. También, al utilizar energía eléctrica primaria para la obtención de este hidrógeno, el proceso fundamenta una forma de almacenar dicha energía eléctrica para su posterior consumo.

Ilustración 2.5: Esquema que ejemplifica el proceso de electrolisis



Fuente: Recuperado de ¿Conoces los distintos tipos de hidrógeno y sus colores?, por Ricardo Estévez, 2021, Ecointeligencia.

<https://www.ecointeligencia.com/2021/07/hidrogeno-colores/>

El hidrógeno gris se genera comúnmente a través de un proceso denominado como Reformado de Metano con Vapor del gas natural (SMR- Steam Methane Reforming). Los pasos básicos que involucran la técnica SMR son los siguientes: primero, el gas natural a emplear se purifica para eliminar cualquier impureza. El gas natural purificado se mezcla con vapor y se introduce en un horno a alta presión y a una temperatura que ronda los 900°C. Es entonces cuando el vapor y el gas natural reaccionan generando una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono (mezcla conocida como syngas). Normalmente se utiliza un catalizador a base de níquel para aumentar la velocidad de la reacción. Posteriormente, esta mezcla se trata en una reacción de cambio de fase para convertir el monóxido de carbono en dióxido de carbono además de hidrógeno adicional (Kilner, 2022). En el proceso SMR se dan las siguientes ecuaciones químicas:

Reacción que se da en el horno:



Reacción de cambio de fase del syngas:



Reacción global:



(Kilner, 2022, sección de Reformado de metano por vapor).

Finalmente, se deja enfriar la mezcla resultante del procedimiento y pasa por unas etapas de separación y purificación para eliminar cualquier impureza, como vapor de agua y trazas de contaminantes. El hidrogeno puro obtenido se almacena para su posterior uso. De nuevo, hace falta resaltar que el tratamiento SMR genera como subproducto una

importante cantidad de dióxido de carbono que se libera a la atmósfera, contribuyendo al efecto invernadero y dañando el ecosistema.

Los pasos básicos para la obtención del hidrógeno azul involucran técnicas similares a las utilizadas para generar hidrógeno gris, como el proceso de reformado de metano con vapor del gas natural (SMR), pero con la principal diferencia de que en este caso se utiliza una tecnología de capturado y almacenamiento del carbono emitido. De este modo, el proceso se vuelve más complejo, pero resulta en una importante reducción del carbono emitido, entre el 50% y el 90%. Por lo tanto, el hidrógeno azul supone una alternativa con mejor sostenibilidad ambiental comparada con hidrógeno gris (Simon, McCurdy y Larson, 2021).

2.2.2.2 ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO

Una vez conseguido el hidrógeno, este pasará por una etapa de compresión introduciéndolo en un tanque de almacenamiento para incrementar su densidad y reducir su volumen. Se suele almacenar a alta presión para minimizar el espacio necesario de almacenamiento, a una presión de entre 150 *bar* y 700 *bar* dependiendo de la forma en la que se transporte el hidrógeno para su distribución. Dependiendo en la aplicación que se dé al hidrógeno, este puede requerir un proceso de purificación adicional antes de poder ser usado. En este caso, al estar bajo el contexto de estudio del uso de hidrógeno en pilas de combustible, es necesario un tratamiento de purificación para eliminar cualquier impureza que pueda dañar el catalizador de la pila de combustible. El hidrógeno comprimido y purificado se dispone en tanques hasta su utilización. Estos tanques de almacenamiento se diseñan para ser ligeros y duraderos, típicamente formados por fibra de carbono o alguna aleación metálica (Pérez, 2022). Por último, el hidrógeno almacenado se distribuye al usuario final, proceso que puede involucrar el uso de camiones de transporte adecuados o tuberías, dependiendo de la localización final y la cantidad de suministro demandada.

2.2.2.3 PILA DE COMBUSTIBLE DE HIDRÓGENO

La pila de combustible es un dispositivo con el que se logra transformar la energía electroquímica que almacena el hidrógeno en energía eléctrica. Esta transformación ocurre de forma directa, es decir, la energía química se transfiere a eléctrica sin pasar por otra transformación de energía. El proceso que interviene en la pila de combustible involucra conceptos utilizados para realizar la electrolisis del agua, explicado con anterioridad. Se podría decir que tiene un funcionamiento a la inversa; mientras que la electrolisis emplea una cantidad de agua y energía eléctrica para obtener hidrógeno (y oxígeno como subproducto), la pila de combustible utiliza el hidrógeno como combustible, además de oxígeno, para producir agua y electricidad a modo de corriente continua. Aunque existen varios tipos, todas las pilas de combustible comparten características similares: el hidrógeno se introduce en el ánodo donde se reduce, es decir, se descompone en protones de hidrógeno y electrones. Los protones de hidrógeno fluyen a través de un electrolito hasta el cátodo, mientras que los electrones son forzados a circular por un circuito externo cátodo y así inducir una corriente continua y producir electricidad. El cátodo se alimenta con oxígeno y, empleando un catalizador, se produce una reacción entre el oxígeno, los protones de hidrógeno y los electrones (provenientes del circuito externo por el que circulan), generando agua y calor. El único residuo que se obtiene es agua en forma de vapor o agua líquida, por lo que proporciona una manera completamente limpia de generar electricidad (Centro Nacional de Hidrógeno, s.f.). Las reacciones químicas que se dan en la transformación son:

Reacción que se da en el ánodo:



Reacción que se da en el cátodo:

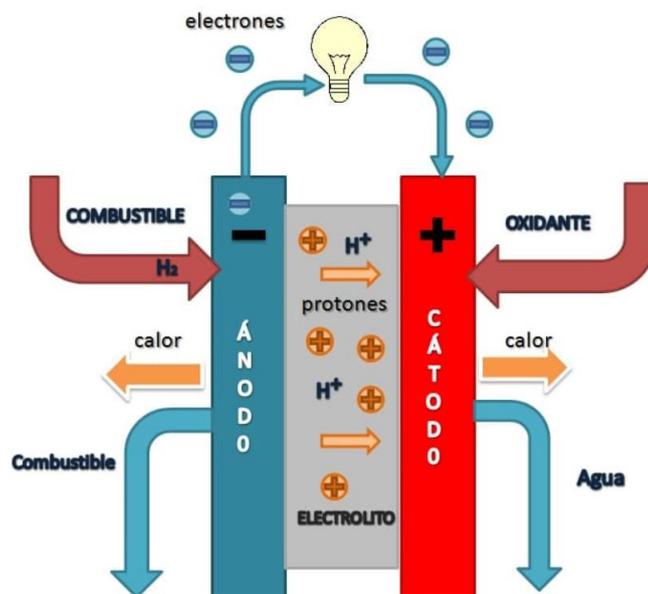


Reacción global:



(Centro Nacional de Hidrógeno, s.f., sección ¿Qué es una pila de combustible?).

Ilustración 2.6: Esquema de funcionamiento de una pila de combustible de hidrógeno



Fuente: Recuperado de *Esquema del funcionamiento de una celda de una pila de combustible del tipo PEM*, por Amalia1983, 2020, Trenvista ([La pila de hidrógeno en el ferrocarril, a fondo - Trenvista](#)). CC BY NC SA

2.2.3 TIPOS DE PILAS DE COMBUSTIBLE

Existen varios tipos de pilas de combustibles, cada una con sus propias características, aplicaciones y eficiencia. La forma más común es la conocida como pila de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC) utilizada en vehículos, dispositivos portátiles y también tiene aplicaciones estacionarias. Las pilas de combustible de óxido sólido (SOFC) se utilizan principalmente de forma estacionaria y operan a altas temperaturas, mientras que las alcalinas (AFC) poseen aplicaciones espaciales y son capaces de funcionar a temperaturas relativamente bajas. Las pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC) y las de carbonato fundido (MCFC), como las de óxido sólido, también soportan altas temperaturas y poseen aplicaciones estacionarias (Nuevo, 2022; Centro Nacional de Hidrógeno, s.f.). Con aplicaciones estacionarias se refiere a que este tipo de pilas de combustible se utilizan para generar electricidad en ubicaciones concretas,

como edificios, o funcionando como centrales eléctricas. A continuación, se presentan las propiedades de los distintos tipos de pilas de combustible:

Tabla 2.1: Distintas pilas de combustible según el electrolito que emplean

Tipos	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC
Electrolito	Membrana de polímero sólido	Solución alcalina	Ácido fosfórico	Carbonatos fundidos	Óxido sólido
Temperatura de operación [°C]	<100	<100	150-250	600-700	500-1000
Potencia	<1 kW-100 kW	<1 kW-100KW	50 kW-400 kW	10 kW-2 MW	100 kW-2 MW
Eficiencia	60%	70%	40%	60%	60%
Aplicaciones	Transporte, hogares, portátiles	Misiones espaciales, misiones militares	Generación distribuida de electricidad, calor	Generación distribuida de electricidad, calor	Generación distribuida de electricidad, calor

Fuente: Recuperado de *La pila de combustible*, por David Nuevo, 2022, TECPA ([La pila de combustible | Formación de ingenieros \(tecpa.es\)](#)) y de *Pilas de combustible*, s.f., Centro Nacional de Hidrógeno ([Pilas de Combustible - Centro Nacional de Hidrógeno \(cnh2.es\)](#))

La potencia y la eficiencia de una pila de combustible dependen de diversos factores incluyendo su tamaño, la temperatura de operación y los materiales empleados. Como se puede apreciar en la Tabla 2.1 las pilas de combustible alcalinas destacan por tener la mayor eficiencia de todas, mientras que las de carbonato fundido y las de óxido sólido son las que pueden llegar a tener una mayor capacidad.

Se han escogido estos cinco tipos de baterías de combustible ya que son las más conocidas y comunes que hay en la actualidad, además de que cubren un amplio rango de aplicaciones y temperaturas de operación. Adicionalmente, constituyen las pilas de combustible más estudiadas, en las cuales se han llevado a cabo una cantidad importante de investigación y desarrollo.

2.2.4 BENEFICIOS E INCONVENIENTES DE ESTA TECNOLOGÍA

Por todo lo investigado y presentado acerca del hidrógeno y de las pilas de combustible, se pueden llegar a varias conclusiones acerca de la viabilidad actual que posee el hidrógeno como una manera de almacenar energía eléctrica. En relación a las ventajas que posee esta tecnología destacan los beneficios ambientales, ya que la pila de combustible tiene como único subproducto el agua, por lo que no emite ningún tipo de gas de efecto invernadero a la atmósfera. Además, si la pila se alimenta con hidrógeno verde, estaremos ante una forma de producir electricidad de manera completamente limpia y respetuosa con el medio ambiente. También destaca la relativamente alta

eficiencia que poseen en general, en torno al 60%. Una característica que las hace muy apreciadas es su extraordinaria versatilidad ya que se pueden emplear en multitud de ámbitos. Como ya se ha discutido, tienen aplicaciones energéticas que van desde el transporte, el hogar y los dispositivos portátiles, hasta la generación localizada de electricidad. Con todo lo expuesto, la pila de combustible de hidrógeno puede contribuir de una manera enorme en la independencia energética de las energías renovables, pero solo si hablamos del uso del hidrógeno verde al obtenerse a partir de energías renovables. A raíz de que se aumente la producción de este tipo de hidrógeno se conseguirá reducir la dependencia hacia los combustibles fósiles.

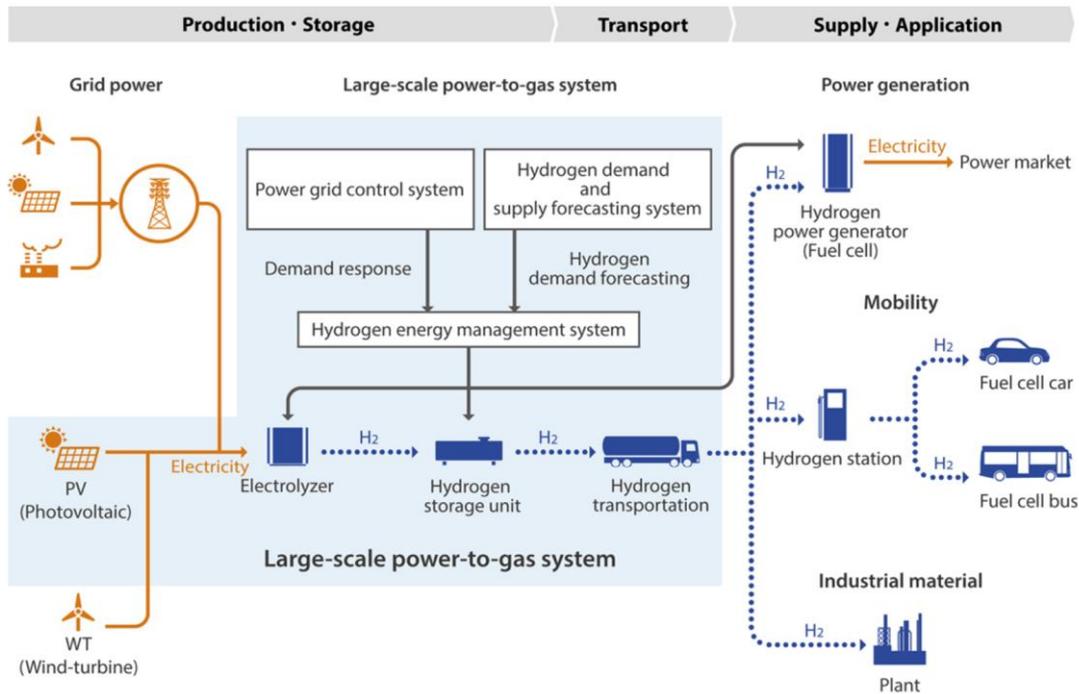
Acerca de los importantes inconvenientes que posee esta tecnología, hay que tener en cuenta el relativo alto coste que supone fabricar una pila de combustible, además del almacenamiento y del transporte del hidrógeno que aún están limitados y también resultan costosos. La pila de combustible de hidrógeno también preocupa en términos de seguridad ya que el hidrógeno es altamente inflamable y, por lo tanto, requiere un manejo y un almacenamiento muy cuidadoso (Iberdrola, s.f.; *¿What is Green hydrogen and how is it made?*, 2021). Al mismo tiempo, si el hidrógeno que se utilice para alimentar una pila no resulta provenir de una fuente respetuosa con el medio ambiente, o directamente su producción genera gases de efecto invernadero, se perderá parte de la sostenibilidad ambiental que asume el proceso completo, además de que deja de contribuir en la independencia energética de las tecnologías renovables. Según la consultora Wood Mackenzie, el hidrógeno gris, marrón y negro, aquellos cuya elaboración supone liberar gases nocivos para la atmósfera, representan en torno al 99,6% del hidrógeno total producido, al tener una producción menos costosa (AleaSoft Energy Forecasting, 2020). Este dato indica que, por lo menos actualmente, la gran mayoría de pilas de combustible de hidrógeno en funcionamiento no resultan ser al 100% respetuosas con el medio ambiente ya que utilizan hidrógeno cuyo proceso de obtención ha dañado el medio ambiente.

2.2.5 CENTRO DE INVESTIGACIÓN DE HIDRÓGENO DE FUKUSHIMA (FH2R)

Actualmente existen multitud de plantas de almacenamiento de hidrógeno que tienen como objetivo producirlo y utilizarlo para transporte, generación de energía, aplicaciones industriales y respaldo para la red eléctrica. En este apartado se va a exponer y detallar las características de una de las centrales más grandes construidas hasta la fecha, el centro de investigación de hidrógeno de Fukushima (FH2R).

El centro de investigación de Fukushima, o FH2R, consiste en uno de los proyectos de almacenamiento de hidrógeno de mayor magnitud a escala global. La construcción de la planta se realizó en la ciudad de Namie, en la prefectura de Fukushima, Japón, y terminó en 2018, aunque la inauguración de la planta no llegó hasta el 2020. El proyecto está respaldado por empresas como Toshiba EES, Tohoku Electric Power y Iwatani Corporation. La estructura del FH2R es la siguiente: existe un emplazamiento donde está situada una instalación de generación de energía solar, una planta de producción de hidrógeno y un área de almacenamiento del producto. El complejo utiliza la energía solar renovable, en conjunto con electricidad proveniente de la red, para realizar el proceso de electrolisis del agua y conseguir hasta 1200 Nm^3 de hidrógeno cada hora. Para ello se emplea una unidad de producción de hidrógeno de 10 MW (Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation, 2020).

Ilustración 2.7: Esquema del ciclo de vida del hidrógeno producido en el FH2R



Fuente: Recuperado de *Overview of FH2R system, 2020*, Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation ([The world's largest-class hydrogen production, Fukushima Hydrogen Energy Research Field \(FH2R\) now is completed at Namie town in Fukushima. | News Release | Toshiba Energy Systems & Solutions \(global.toshiba\)](#))

Atendiendo a la Ilustración 2.7, se puede obtener una noción general de todas las distintas etapas por las que pasa el hidrógeno en el centro de investigación de Fukushima. El gas hidrógeno es producido en un electrolizador que utiliza energía proveniente de paneles solares y de la red eléctrica. Posteriormente se almacena y transporta. Es entonces cuando ese hidrógeno se emplea para generar electricidad por medio de pilas de combustible, se le da un uso industrial, o se utiliza como combustible en vehículos especialmente adaptados. La producción y almacenamiento del hidrógeno está fundamentada en un sistema que realiza pronósticos acerca de la oferta y demanda de hidrógeno. Los ajustes para equilibrar la oferta y la demanda se realizan controlando la cantidad de hidrógeno generada por la unidad de producción.

Ilustración 2.8: Centro de investigación de hidrógeno de Fukushima (FH2R)



Fuente: Recuperado de *Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R)*, 2020, Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation ([The world's largest-class hydrogen production, Fukushima Hydrogen Energy Research Field \(FH2R\) now is completed at Namie town in Fukushima. | News Release | Toshiba Energy Systems & Solutions \(global.toshiba\)](#))

2.3 VOLANTES DE INERCIA

2.3.1 ¿EN QUÉ SE BASAN?

La sistemática en la que se basa el concepto de volantes de inercia consiste en emplear la energía cinética para aprovechar excedentes de energía no consumida. (*Sistema de almacenamiento con volante de inercia de hormigón para la fotovoltaica residencial*, 2022). Esta tecnología se integra mediante un cilindro o disco de grandes dimensiones, el cual es capaz de girar cuando se le ejerce un par motor. Posteriormente, se puede frenar el disco giratorio aplicando un par resistente, liberando la energía que se ha almacenado haciendo girar el cilindro.

2.3.2 FUNCIONAMIENTO

Los volantes de inercia están pensados para almacenar energía a través de la ecuación:

$$E = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 [J] \quad (10)$$

(Apuntes de la asignatura de Mecánica de elaboración propia, 2021)

Esta ecuación supone la relación entre energía almacenada (E), momento de inercia (I) y velocidad angular (ω). El momento de inercia se calcula a su vez como:

$$I = m \cdot r^2 [kg \cdot m^2] \quad (11)$$

(Apuntes de la asignatura de Mecánica de elaboración propia, 2021)

De este modo, para calcular la energía que es capaz de almacenar un sistema de volantes de inercia hay que tener en cuenta la masa ubicada a una cierta distancia del eje de giro (m), la distancia al eje de revolución (r) y la velocidad angular a la que gira la masa (ω). Como se puede comprender atendiendo a las ecuaciones expuestas, al incrementar la masa y la distancia al eje del disco, el momento de inercia generado aumenta y se consigue almacenar una mayor energía en el proceso. Asimismo, la cantidad de energía eléctrica transformada a cinética depende en mayor medida de la velocidad angular (ya que la energía depende de la velocidad al cuadrado), por lo que es más adecuado incrementar la revolución del disco para conseguir una mayor transferencia de energía (Apuntes de la asignatura de Mecánica de elaboración propia, 2021; *Funcionamiento del volante de inercia como sistema de almacenamiento de energía*, 2019).

El funcionamiento que lleva a cabo un sistema de almacenamiento basado en volantes de inercia es el siguiente: en el momento que se dispone de energía sobrante de la red, un motor actúa como una carga y consume de la red para acelerar el rotor a una velocidad más alta. Por intermedio de la inercia del propio volante y de un bajo rozamiento con el eje de revolución, es viable la conservación de energía para su posterior consumo. En el instante que se quiera descargar energía, el mismo motor tiene la capacidad de actuar como un generador, y la energía inercial del rotor impulsa el generador, creando electricidad que se inyecta de nuevo en la red (Estévez, 2021). Siempre girando en la misma dirección, el sistema del volante de inercia puede cambiar instantáneamente entre los modos de carga y descarga.

Esta técnica tiene la aptitud de almacenar energía de forma limpia al tratarse íntegramente de un proceso mecánico y no liberar ningún tipo de emisión nociva para el medio ambiente durante el procedimiento. Es lógico que la viabilidad del empleo de esta práctica dependa de factores como los ciclos de vida del mecanismo, los costes de producción y explotación del mismo, y de los materiales empleados.

2.3.3 SITUACIÓN ACTUAL Y APLICACIONES

Hoy por hoy, el ámbito del almacenamiento de energía utilizando volantes de inercia está bastante desarrollado y su aplicación se fundamenta en sistemas de almacenamiento de electricidad conectados a la red directamente. Estos sistemas sirven de apoyo para mantener un apropiado balance de la red eléctrica, al permitir aumentar o disminuir su producción de energía de manera prácticamente inmediata, además de poder corregir los desequilibrios de generación de manera precisa y eficiente. Corregir fluctuaciones momentáneas que se dan durante la generación y carga de energía es fundamental para mantener la estabilidad de cualquier red eléctrica. De este modo, esa respuesta enormemente veloz hace que los volantes de inercia sean un recurso ideal para proporcionar los servicios de regulación (Beacon Power, s.f.).

Los recursos que proporcionan una regulación de frecuencia de forma constante están cobrando un papel fundamental para mantener una correcta estabilidad de la red eléctrica, especialmente en los últimos años; ha aumentado la generación intermitente (generación renovable), hecho que altera la dinámica de la oferta de la generación de energía. La producción de energía a través de recursos eólicos y solares, por ejemplo, está sujeta a interrupciones repentinas causadas por ráfagas de viento o nubes pasajeras. Para gestionar esta variabilidad, muchos operadores del sistema de energía han buscado herramientas para estabilizar la frecuencia y el voltaje de las fuentes de generación intermitentes. Los volantes de inercia son la solución perfecta para estos criterios de alta potencia y alta velocidad de ciclo de carga porque pueden equilibrar instantáneamente la intermitencia

de generación a corto plazo, y así ayudar a restaurar la calidad de la energía local o de toda la red (Beacon Power, s.f.).

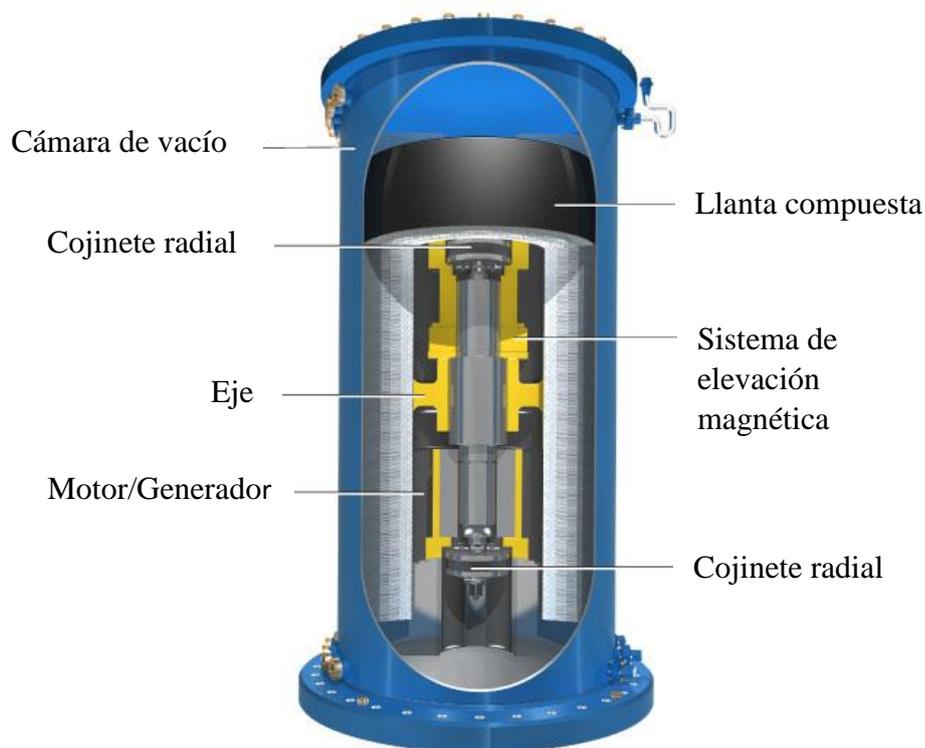
2.3.4 TECNOLOGÍAS Y PLANTAS EXISTENTES

Actualmente existen varias empresas que han investigado y desarrollado una tecnología propia de volantes de inercia para el almacenamiento de energía eléctrica. En este apartado se van a exponer dos empresas establecidas en el campo: Beacon Power y Energiestro. Se ha escogido Beacon Power por ser una empresa que lleva varios años liderando el sector, mientras que Energiestro presenta una tecnología innovadora la cual podría revolucionar el ámbito de los volantes de inercia.

2.3.4.1 BEACON POWER

A nivel global, la empresa americana Beacon Power se coloca como uno de los pioneros y principales líderes en el almacenamiento de energía por volantes de inercia; sus volantes de inercia llevan en comercialización desde 2008 y su producto ha sido desarrollado durante más de 15 años. La tecnología de volantes de inercia de Beacon Power se caracteriza por emplear una llanta compuesta de fibra de carbono patentado, soportado por un eje con un motor/generador adjunto. Juntos, el cilindro, el eje y el motor forman el conjunto del rotor del sistema. La electrónica de potencia y el motor convierten de eficientemente la energía eléctrica en energía mecánica (cinética) en el instante que el volante de inercia se está cargando. La transformación funciona de forma inversa en el momento que se descarga energía. El rotor ensamblado es capaz de girar a 16.000 rpm, y se encuentra encerrado dentro de una cámara de vacío sellada que proporciona unas condiciones de revolución prácticamente sin fricción. La cámara de vacío sellada también evita la exposición del mecanismo ante aire y humedad, lo que hace aumentar la vida útil de los componentes del sistema. Los sistemas de rodamientos superiores e inferiores perfeccionados por la compañía garantizan que el eje de revolución del rotor mantenga su posición, incluso cuando esté girando con cargas de rodamiento considerablemente bajas. Además, el volante de inercia de fibra de carbono de Beacon es capaz de realizar más de 175.000 ciclos completos de carga y descarga, permitiendo que esta tecnología supere a otros sistemas de almacenamiento de energía en aplicaciones de altos ciclos, y demostrando la robustez y solidez del diseño desarrollado, cualidad que minimiza la cantidad de mantenimiento que debe ejercerse a estos mecanismos (Beacon Power, s.f.).

Ilustración 2.9: Volante de inercia desarrollado por Beacon Power



Fuente: Recuperado de *Beacon Power Flywheel diagram*, 2018, Beacon Power (flywheel_cutaway.jpg (720x560) (beaconpower.com))

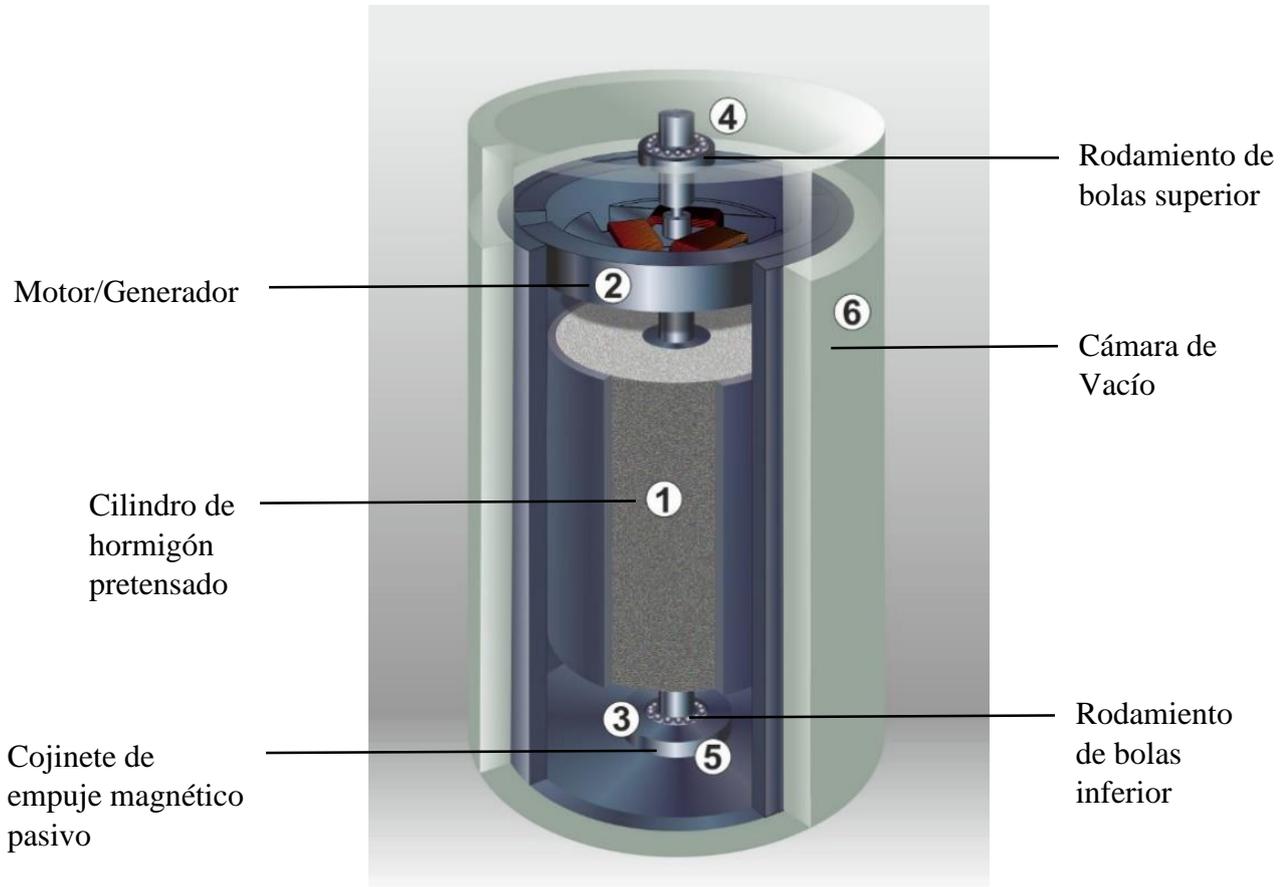
La empresa dispone de dos plantas de operación situadas en Estados Unidos, en las cuales se explota su tecnología de volantes de inercia para proporcionar servicios de regulación de frecuencia a la red. La central situada en Stephentown, Nueva York, es la primera planta construida por Beacon Power; la operación de la planta comenzó a comercializarse en enero de 2011, y no se alcanzó plena capacidad hasta junio del mismo año. Se basa en un conjunto de 200 volantes de inercia, con un alcance total de 20 MW, para regular la frecuencia de NYISO (New York Independent System Operator), consiguiendo proporcionar más del 30% del ACE (Area Control Error) con una precisión del 95%. En este emplazamiento, los volantes de inercia de Beacon realizan entre 3.000 y 5.000 ciclos de carga completos al año. La segunda central está localizada en Hazle, Pensilvania, y suministra 20 MW de servicios de regulación de frecuencia a PJM (operador regional de transmisiones) a través de 200 volantes de inercia, la misma cantidad que en Stephentown (Beacon Power, s.f.).

2.3.4.2 ENERGIESTRO (VOLANT DE STOCKAGE SOLAIRE)

En términos del almacenamiento de energía excedente que producen las placas solares fotovoltaicas a nivel residencial y a gran escala, la tecnología VOSS (Volant de Stockage Solaire) que ha estudiado y desarrollado la empresa francesa Energiestro se ha colocado como una de las más interesantes. La empresa innova utilizando un volante de inercia fabricado a través de hormigón pretensado, un material enormemente más barato de los que se utilizan convencionalmente en la práctica de los volantes de inercia (fibra de carbono y acero). La empresa se ha enfocado en hacer más accesible económicamente

esta tecnología, yendo más allá de los materiales empleados, por ejemplo, utilizando simples rodamientos de bolas en el eje del motor en conjunción con cojinetes bien adaptados, en vez de complejos rodamientos magnéticos (Energistro, s.f.).

Ilustración 2.10: Volante de inercia desarrollado por Energistro



5	Soporta axialmente y radialmente el rotor, asiste a los rodamientos de bolas.
6	Mantiene el volante de inercia en un vacío, eliminando la fricción que se podría generar debido al aire.

Fuente: Recuperado de Energistro, 2019 ([Technology | Energistro - The ecological and sustainable energy storage](#))

Por el momento, los volantes de inercia de hormigón han sido testados correctamente en los laboratorios de Energistro, y la empresa ofrece su tecnología a través de productos que permiten un ciclo de carga y descarga de 1 hora (volantes de inercia con capacidad de 10 kWh y potencia nominal 10 kW). Los volantes de inercia con una capacidad de 10 kWh ya han sido empleados en el proyecto de la central solar fotovoltaica de Themis, en los Pirineos Orientales, donde su uso proporciona la regulación de frecuencia entre la central y la red eléctrica. El objetivo de la empresa es lograr el almacenamiento de energía durante 24 horas con una capacidad de hasta 1 MWh (Energistro, s.f.).

Las principales ventajas que soporta el mecanismo ideado por Energistro comprenden una vida útil extensa y su gran resistencia. El funcionamiento del volante de inercia está

asegurado durante 30 años, es decir, la empresa afirma que funcionará 30 años como mínimo, eso sí, proporcionando un cambio, cada 15 años, del inversor que emplea el mecanismo. Además, su elevada vida útil hace que el VOSS sea muy sostenible ambientalmente al emitir unas cantidades ínfimas de dióxido de carbono a lo largo de su ciclo de vida, $13 \frac{g}{kWh}$ frente a los $38 \frac{g}{kWh}$ que emiten los volantes de inercia conformados por acero. Por supuesto que lo que hace que esta tecnología sea tan atractiva es su respectivo diminuto coste de los materiales, unos $10 \frac{€}{kWh}$, mientras que los volantes de inercia que emplean fibra de carbono o acero rondan un coste de $250 \frac{€}{kWh}$ y $200 \frac{€}{kWh}$ respectivamente (EnergíestroVOSS, s.f; *Sistema de almacenamiento con volante de inercia de hormigón para la fotovoltaica residencial*, 2022).

2.4 BATERÍAS DE IONES DE LITIO

2.4.1 ¿EN QUE SE BASAN?

El objetivo de alcanzar un futuro respetuoso con el medio ambiente pasa por, entre varios aspectos, el correcto almacenamiento de la energía intermitente producida por centrales de generación de energía renovable. De esta manera, las baterías de litio cobran un papel fundamental, al poseer una serie de cualidades que las convierten en una opción muy competitiva y adecuada para almacenar energía tanto a pequeña escala como a gran escala en la red de distribución.

El concepto de lograr una batería de litio ha sido objeto de especulación desde mucho antes de que realmente se comenzase a fabricarlas. Dado que la electricidad implica el flujo de electrones, el funcionamiento de las baterías se basa en utilizar sustancias que tiendan a desprender electrones, y así generar electricidad. El litio posee el potencial de reducción más bajo (-3,05V) de entre todos los metales, lo que infiere que tiene una extraordinaria tendencia a desprender electrones. Al ceder su electrón más externo, el litio se queda cargado positivamente, y se representa como Li^+ . Esta forma cargada se conoce como ion litio y es por eso que las baterías de litio también se conocen como baterías de ion-litio (*Así funcionan las baterías de litio*, 2020).

La capacidad del litio para liberar electrones con facilidad es, sin duda, una ventaja, pero al mismo tiempo, es una desventaja. El litio cede electrones a cualquier sustancia con la que entre en contacto, ya sea aire, agua u otras. Por ello, esta cualidad lo convierte en un metal altamente inestable que se oxida rápidamente al estar expuesto al aire, y que reacciona de manera violenta en presencia de agua. Esta característica es la razón por la que la historia de las baterías de litio ha sido un desafío constante (*Así funcionan las baterías de litio*, 2020).

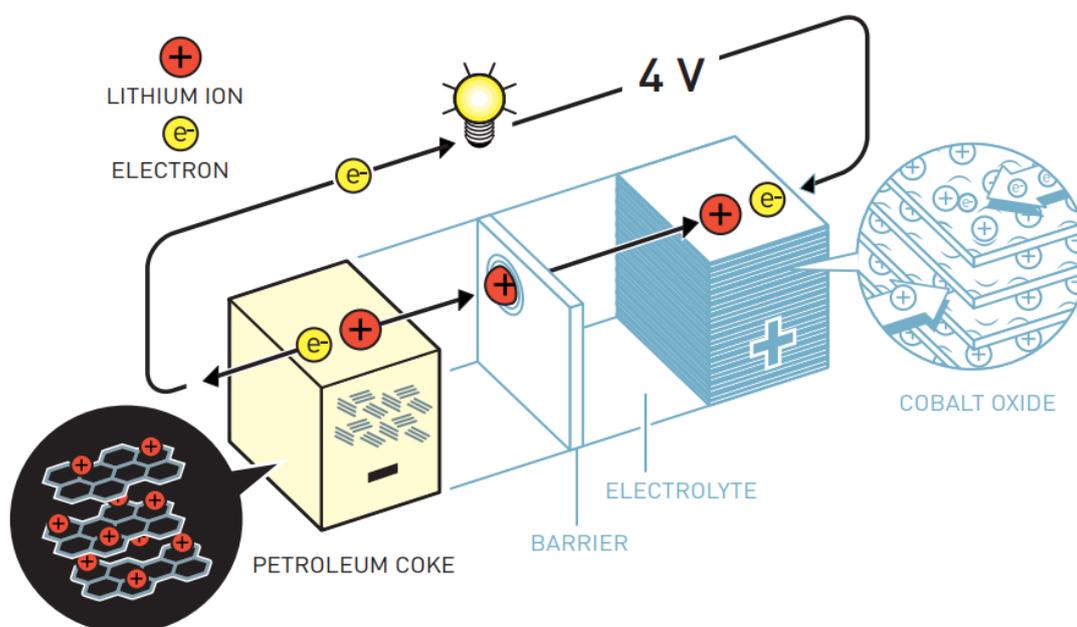
2.4.2 FUNCIONAMIENTO

Aunque dentro del mundo de las baterías de litio existan varios tipos con diferentes componentes y características, todas ellas comparten un funcionamiento básico análogo. Como en cualquier batería, existe una disposición entre el ánodo, el cátodo y el electrolito. El ánodo es el electrodo negativo donde ocurre la reacción de oxidación, liberando electrones. Por otro lado, el cátodo es el electrodo positivo donde ocurre una reacción de reducción, aceptando los electrones. El electrolito actúa como un separador entre el ánodo y el cátodo y ayuda a mantener el equilibrio de cargas. Aunque los electrones no pueden

fluir directamente a través del electrolito, los iones pueden moverse para reequilibrar la carga entre ambos lados de la batería. Comúnmente, en las baterías de litio, el ánodo y el cátodo se unen a la batería a través del electrólito y mediante un circuito externo (conductor). Dicho circuito externo permite el flujo de electrones, y posee un polo en cada extremo; uno positivo en el cátodo (electrodo positivo) y otro negativo en el ánodo (electrodo negativo) (*Así funcionan las baterías de litio*, 2020).

Las baterías de iones de litio más frecuentes utilizan un cátodo formado por óxido de cobalto y litio, y un ánodo compuesto de grafito o un material comparable al grafito llamado coque. El ánodo y el cátodo tienen una estructura en disposición de capas y, los espacios entre cada capa, actúan a modo de carriles por los que circulan los iones de litio. Durante el proceso de carga y descarga, los iones se desplazarán entre el ánodo y el cátodo. Mientras tanto, los electrones se moverán por el conductor externo (*Así funcionan las baterías de litio*, 2020).

Ilustración 2.11: Esquema de funcionamiento de una batería de litio



Fuente: Recuperado de *The Nobel Prize in Chemistry 2019*, por The Royal Swedish Academy of Sciences, 2019, Nobel Prize ([popular-chemistryprize2019.pdf](https://www.nobelprize.org/popular-chemistryprize2019.pdf) ([nobelprize.org](https://www.nobelprize.org)))

La carga de una batería se lleva a cabo por medio de la conexión de la misma a una fuente de energía. Durante este proceso ocurre lo siguiente: los electrones provenientes de la fuente ingresan al ánodo, ocasionado el movimiento de iones de litio del cátodo al ánodo a través del electrolito. De esta manera, los electrones y los iones de litio se alojarán en el ánodo, entre las láminas de coque que lo componen. En el momento en el que los mismos electrones e iones dejen de fluir hacia el ánodo, la batería se encontrará completamente cargada. La batería logra almacenar energía durante la carga puesto que el potencial electroquímico del coque (material que integra el ánodo) es mayor que el del óxido de cobalto-litio (material que integra el cátodo), y los iones de litio logran

incrementar su potencial desde el nivel del cátodo hasta el del ánodo (*Así funcionan las baterías de litio*, 2020).

En el proceso de descarga la batería funciona de forma inversa; los electrones y los iones de litio fluyen desde el ánodo hacia el cátodo. Los iones del lado del ánodo poseen un potencial electroquímico más elevado que aquellos localizados en el cátodo por lo que, durante este procedimiento, el potencial de los iones cae, permitiendo a la batería aportar energía (Iberdrola, s.f.).

2.4.3 TIPOS DE BATERÍAS DE IONES DE LITIO

En las baterías de iones de litio la composición metálica del cátodo determina las propiedades de la propia batería, como la capacidad o el voltaje (Baker, 2022). A lo largo de este apartado se van a exponer las tecnologías que han sido más investigadas y desarrolladas.

2.4.3.1 Baterías de níquel cobalto aluminio (NCA) y Baterías de níquel manganeso y cobalto (NMC)

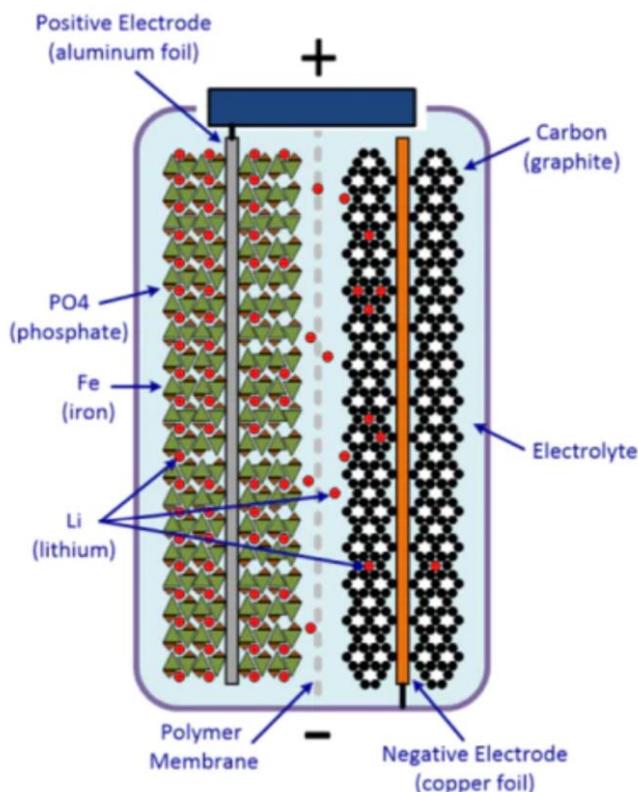
Estos modelos de baterías son populares para almacenar energía en los hogares y otras aplicaciones donde el espacio es reducido. Las baterías NMC utilizan un cátodo formado por la combinación de níquel cobalto y manganeso (Baker, 2022). Este sistema ha sido estudiado y desarrollado por más de 30 años, por lo que proporciona una gran utilidad en multitud de aplicaciones. Sin embargo, la tecnología ha llegado a su límite de explotación al no poder competir con los rangos de capacidades que las NCA y las LFP alcanzan. Aun así, son la opción de batería de litio con mayor disponibilidad en la actualidad junto a las LFP.

Mientras tanto, las baterías NCA son unas baterías que emplean como cátodo una composición de níquel cobalto y aluminio. Es un tipo de batería que nace a raíz de querer disminuir el coste de las baterías de litio a base de níquel y, para ello, emplean una menor cantidad de cobalto y una mayor cantidad de níquel en el cátodo. Pero, al reducir la cuantía de cobalto, la batería pierde estabilidad. De ahí la importancia del aluminio, que reemplaza al manganeso para aumentar la longevidad de la batería y prevenir su deterioración, además de que permite utilizar una elevada proporción del barato níquel en la composición del cátodo (Baker, 2022). En su globalidad, tanto las NMC como las NCA ofrecen una mayor densidad energética que las LFP, pero a su vez pierden en seguridad.

2.4.3.2 Baterías de litio-ferrofosfato (LFP)

Basándonos en el coste y en los requerimientos de capacidad, las baterías de litio-ferrofosfato es la opción más adecuada para almacenar energía a gran escala actualmente. Estas baterías utilizan como cátodo un compuesto conocido como litio-ferrofosfato, mientras que el ánodo se compone por grafito. Tienen un funcionamiento similar al explicado anteriormente; los iones de litio se mueven entre el electrodo positivo y el negativo para la carga o descarga de la batería. El hecho de que no se utilice óxido de cobalto en el cátodo hace que esta batería sea más segura que las baterías de litio convencionales. Esto se debe a que el fosfato no es tóxico comparado con el óxido de cobalto. Además, las baterías LFP son capaces de entregar un voltaje constante para un número de ciclos de carga más elevado, es decir, estas baterías disponen de una mayor vida útil (Frith, 2021).

Ilustración 2.12: Esquema interno de una celda de litio-ferrofosfato



Fuente: Recuperado de *Schematic diagram of LiFePO₄ battery*, por Aric Shelby, 2021, Rebel Batteries ([How Are Lithium Iron Phosphate Batteries made? \(rebelbatteries.com\)](https://rebelbatteries.com))

Las baterías LFP se convierten en una alternativa muy deseada debido al bajo coste e impacto que poseen, por su rendimiento bien definido, y por su elevada seguridad y estabilidad. La ventaja económica proviene de su composición química, dado que el hierro y el fosfato son materiales que se emplean en multitud de industrias y, por ende, se minan a grandes escalas. El precio por kilogramo de las LFP se estima que puede ser hasta un 70% menor que el de las baterías NMC (Frith, 2021). Asimismo, esta tecnología goza de un sistema de administración (battery management system, BMS) que protege, examina y controla la batería ante todas las condiciones de operación para garantizar su seguridad y alargar su vida útil (Shelby, 2021). En relación al rendimiento, estas baterías emplean un bajo voltaje de operación, característica que permite proteger a las celdas ante reacciones que afecten a su capacidad. Por ello, esta tecnología disfruta de un ciclo de vida más extenso que otras baterías de iones de litio. No obstante, la subtensión puede convertirse en un problema ya que puede provocar la ruptura de los materiales de los electrodos. Para evitar este inconveniente, el sistema de administración de la batería (BMS) es capaz de desconectarla si alguna de las celdas baja demasiado su nivel de tensión. El mismo sistema también actúa como respaldo ante condiciones de sobrecorriente, y dejará inoperativa a la batería ante cortocircuitos. Además, las LFP son muy estables térmicamente y químicamente, llegando a emitir un sexto del calor que emite una NMC convencional (Frith, 2021). Esto hace que las LFP sean más seguras y menos propensas a que se generen explosiones o fuegos.

2.4.4 PLANTAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

A continuación, se van a presentar dos de las centrales de almacenamiento de energía eléctrica por baterías de litio de mayor tamaño que existen en operación hoy por hoy.

2.4.4.1 Planta Moss Landing BESS (Battery Energy Storage)

El proyecto de almacenamiento de energía Moss Landing es un complejo masivo de almacenamiento por medio de baterías localizado en el Condado de Monterey, California, EEUU. Con una capacidad total de 400 MW, se ha convertido en la planta de almacenamiento de energía por medio de baterías más grande del mundo (*Moss landing battery storage Project*, s.f.).

Ilustración 2.13: Planta de almacenamiento de energía por baterías Moss Landing



Fuente: Recuperado de *The world's largest battery facility gets bigger*, 2021, Vistra Corporation ([World's Largest Battery Facility Gets Bigger - Vistra Corp.](#))

Vistra Energy Corporation desarrolló el proyecto, el cual se divide en dos fases; una primera fase con capacidad de 300 MW cuya operación se inició en diciembre de 2020, y una segunda, a modo de expansión, con una capacidad de 100 MW cuya construcción terminó en julio de 2021. La fase uno del complejo consiste en un sistema de baterías de iones de litio modular e integrable de 300 MW, capaz de almacenar 1200 MWh de electricidad. La fase dos utiliza baterías de iones de litio de una calidad inferior para almacenar 400 MWh de electricidad. Tanto las baterías de la primera fase como las de la segunda fueron suministradas por medio de la compañía LG Energy Solutions, y tienen un tiempo de descarga de 4 horas (*Moss landing battery storage Project*, s.f.). Además, la compañía Vistra Energy está actualmente trabajando en una tercera fase para expandir aún más el almacenamiento del complejo. Esta tercera fase va a consistir en un sistema de baterías de 350 MW/1400 MWh, llevando al complejo de Moss Landing hasta una capacidad total de 750 MW/3000 MWh. Pero esto no queda aquí, ya que Curt Morgan, el CEO de Vistra Energy, afirma que quiere alcanzar 1500 MW de capacidad total de la

planta, lo suficiente como para poder suministrar electricidad libre de emisiones a aproximadamente 1,125 millones de hogares por toda California (Vistra Corporation, 2022).

Los otros componentes del proyecto incluyen interruptores de media tensión, transformadores de potencia y sistemas de cables subterráneos, además de interruptores de alta tensión y elementos de extremo de líneas. El sistema de almacenamiento está conectado a la red del operador del sistema independiente de California (CAISO) a través de una subestación de 500 *kW*, ubicada en el mismo emplazamiento que la central de almacenamiento (*Moss landing battery storage Project*, s.f.).

La planta de Moss Landing desempeña un papel crucial en el suministro de energía y en la integración de fuentes renovables en la red eléctrica de California. Su capacidad de almacenamiento de energía contribuye a estabilizar la red y a mitigar los desafíos asociados con la intermitencia de las fuentes renovables, ayudando a satisfacer la demanda de electricidad de manera eficiente y sostenible.

2.4.4.2 Proyecto Victorian Big Battery

Otro gigantesco parque de almacenamiento de energía en funcionamiento es el conocido como Victorian Big Battery, ubicado en Geelong, Australia. La instalación consiste en 210 unidades del sistema Megapack desarrollado por la empresa americana Tesla. Esta cantidad de Megapacks elevan la capacidad del complejo a 300 *MW*/450 *MWh* (Victorian Big Battery, s.f.). La instalación permite la transición hacia una energía limpia y asegura un suministro de energía fiable y asequible a los residentes de la zona.

Cada Megapack conforma una poderosa batería de iones de litio LFP diseñada para proveer de almacenamiento de energía y apoyar a la red eléctrica a la que se conecte. Las principales ventajas de emplear esta tecnología son su fácil instalación y aparentemente infinita escalabilidad. Las unidades de Megapacks se entregan completamente ensambladas y preparadas para ser operadas, reduciendo la complejidad y el tiempo de instalación (Tesla, s.f.).

2.5 BATERÍAS DE FLUJO

2.5.1 ¿EN QUÉ SE BASAN?

Las baterías de flujo son un nuevo participante en el mercado del almacenamiento de energía mediante baterías, y están enfocadas a aplicaciones de almacenamiento de energía a gran escala. Esta tecnología de almacenamiento ha sido investigada y desarrollada durante varias décadas, pero es ahora, en los últimos años, cuando ha logrado cobrar un papel determinante. El interés hacia las baterías de flujo nace a raíz de los posibles inconvenientes que poseen las baterías de iones de litio para almacenar energía a gran escala, que incluyen su vida útil, precio y capacidad (Hahn, 2021).

La demanda de movilidad eléctrica y almacenamiento de energía crece más y más cada año. Las baterías de flujo forman una de las maneras más competentes e innovadoras de almacenar energía proveniente de fuentes de generación de energía renovable. Para la fabricación de las baterías de flujo se emplean materiales con una mayor accesibilidad y con un menor impacto ambiental en comparación con las baterías de iones de litio. De hecho, el coste de esta tecnología se ha reducido enormemente durante los últimos 10

años (Enel Green Power, s.f.). A medida que la producción se optimice y se comience a producir en masa, será posible reducir el coste de estos dispositivos aún más, por lo que no es de extrañar que en unos años las baterías de flujo se conviertan en la tecnología líder en el sector del almacenamiento de energía renovable.

2.5.2 FUNCIONAMIENTO

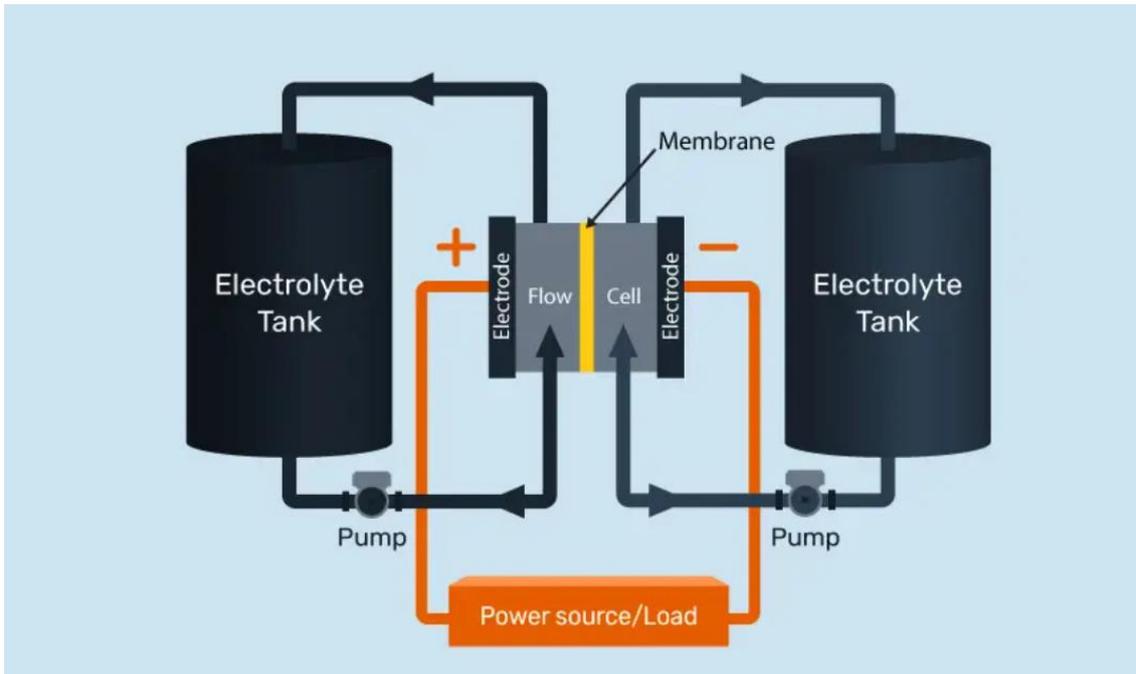
Aunque existan varias tecnologías destacables de baterías de flujo, este capítulo se va a enfocar en las baterías de flujo de tipo redox, en concreto las de vanadio (VRFB), al tratarse de la técnica más estudiada, utilizada y extendida en el ámbito de las baterías de flujo hoy por hoy (Kraj, s.f.).

Las baterías de flujo destacan por su diseño único. Mientras en las baterías convencionales el electrolito se contiene en las celdas alrededor del electrodo positivo y del negativo, en las baterías de flujo el diseño separa el electrolito líquido en dos tanques exteriores, uno positivo y otro negativo. El tamaño de los tanques exteriores determina la cantidad de electricidad que puede generar la batería; a mayor tamaño de los tanques, mayor cantidad de energía será capaz de generar la batería de flujo. Entre los dos tanques se disponen una serie de celdas electroquímicas apiladas (una o más) (Gregus, 2021).

El funcionamiento de la batería es el siguiente: Dentro de los tanques, en el electrolito positivo y en el negativo, se pueden encontrar átomos o moléculas que tienen la capacidad de almacenar o liberar electrones. La disolución electrolítica positiva se bombea desde un tanque en uno de los lados de la batería, mientras que la disolución electrolítica negativa se bombea desde el tanque al otro lado de la batería. Así, los electrolitos cargados alcanzan los electrodos de la batería, los cuales se encuentran separados por una fina membrana que evita que las dos disoluciones se mezclen. Cuando la batería se está cargando, los iones de vanadio V^{4+} que se encuentran en el electrolito positivo se desprenden de un electrón. Ese electrón se mueve por un circuito externo dirigiéndose fuera del lado positivo de la celda y entrando en el lado negativo. El electrón se adhiere a los iones de vanadio V^{3+} que se encuentran en el lado negativo de la batería, convirtiéndola en una solución de V^{2+} (Stauffer, 2023).

Durante el proceso de descarga tiene lugar la reacción opuesta. Las bombas del sistema envían los electrolitos a través de varios bucles hasta alcanzar los electrodos. Los electrones liberados por las reacciones a un lado de la batería se mueven por el circuito externo, consiguiendo aportar energía a cualquier dispositivo que esté conectado. Para mantener la neutralidad eléctrica del sistema, el movimiento de electrones fuerza el desplazamiento de los iones de vanadio a través de la membrana, de un electrolito a otro (Stauffer, 2023).

Ilustración 2.14: Esquema de funcionamiento de una batería de flujo



Fuente: Recuperado de *What in the world are flow batteries*, por Dan Hahn, 2021, Solar Reviews ([What are flow batteries and how do they work? \(solarreviews.com\)](https://solarreviews.com))

Los elementos esenciales de una batería de flujo están representados en la Ilustración 2.14. Las especies activas se disuelven en los dos tanques que contienen los electrolitos líquidos. Con especies activas se hace referencia a los átomos o moléculas que reaccionarán electroquímicamente para liberar o almacenar electrones. La especie de uno de los tanques se oxida (libera electrones) mientras que la otra se reduce (gana electrones). Los roles se invierten cuando ocurre la descarga. Los dos electrolitos circulan por conductos a través de bombas hasta llegar a los electrodos, que están contruidos con materiales porosos que ofrecen mucha superficie de contacto para que las especies activas reaccionen. Se evita que los dos electrolitos entren en contacto directo entre sí y potencialmente interactúen (lo que liberaría calor y energía residual) mediante una membrana delgada colocada entre los electrodos adyacentes. Las especies activas en el lado negativo de la batería sufren oxidación durante la descarga, liberando electrones que van al lado positivo a través de un circuito externo y reduciendo la especie activa que se encuentra en este lado. Se puede aportar energía por el flujo de esos electrones a través del circuito externo. Los iones viajarán a través de la membrana para ayudar a completar la reacción y mantener la neutralidad eléctrica del sistema. Debido a las reacciones de reducción y oxidación que se dan entre los electrodos, se forma una caída de potencial entre las disoluciones electrolíticas que se encuentran separadas por la membrana (electrolito positivo y negativo) (Stauffer, 2023).

El sistema se puede recargar una vez que todas las especies han respondido y la batería se ha agotado por completo. Las reacciones inversas en este proceso son impulsadas por la electricidad de turbinas eólicas, granjas solares y otras fuentes de producción de energía renovable (Stauffer, 2023). Las especies activas del lado positivo se oxidan, liberando

electrones que viajan de regreso a través de los cables al lado negativo y se vuelven a unir con las especies activas que se encuentren ahí. Ahora que se ha restablecido, la batería está preparada para suministrar energía adicional según sea necesario.

En relación a las características que posee esta técnica, el voltaje generado por el sistema completo viene determinado por el electrolito y por la cantidad de celdas conectadas en serie entre los tanques. La potencia entregada es el producto de la corriente total y el voltaje completo generado en la celda electrolítica. Por último, la cantidad de energía almacenada se define por la cantidad total de químicos activos disponible en el electrolito (Kraj, s.f.).

2.5.3 EL ESTADO DEL ARTE: VANADIO

En este apartado se va a comentar sobre la importancia y el papel que juega el vanadio en la composición del electrolito en las baterías de flujo. En relación a una batería de flujo cuyo electrolito no esté formado con vanadio, con el tiempo y con el uso, el electrolito se puede deteriorar. Las baterías de flujo convencionales sufren un tipo de degradación conocida como "crossover". Aunque la membrana está destinada a permitir que fluyan iones de soporte más pequeños mientras bloquea las especies activas más grandes, no es tan selectiva. Cabe la posibilidad de que parte de las especies activas en un tanque cruce y se mezcle con el electrolito del otro lado. En ese supuesto caso, las dos especies activas pueden provocar una serie de reacciones químicas que, consecuentemente, descargará la batería. Aunque no ocurriesen estas reacciones entre los dos electrolitos, se perdería parte de la capacidad total de la batería ya que una cantidad de las especies activas no está en el tanque que debería. La pérdida de capacidad debido al cruce requiere alguna forma de remediación, como reemplazar el electrolito en uno o ambos tanques o determinar un mecanismo para restablecer los estados de oxidación de las especies activas en los dos tanques. El estado de oxidación de un átomo o compuesto es un número que indica si tiene más o menos electrones que en su estado neutro (Stauffer, 2023).

Para evitar de manera efectiva la degradación del electrolito, el vanadio cobra un papel fundamental ya que es un elemento que no se degrada. Si parte del vanadio de un tanque fluye por la membrana hacia el tanque del otro lado, no habrá una contaminación cruzada permanente de los electrolitos, solo un cambio en los estados de oxidación. Estos cambios en los estados de oxidación se pueden remediar fácilmente reajustando los volúmenes de electrolito y restaurando los estados de oxidación. De hecho, muchos de los sistemas en comercialización actualmente disponen de un conducto que conecta los dos tanques de vanadio y transfiere automáticamente una predeterminada cantidad de electrolito de un tanque a otro cuando ambos se encuentren desequilibrados (Stauffer, 2023).

2.5.4 BENEFICIOS E INCONVENIENTES DE ESTA TECNOLOGÍA

Las baterías VRFB destacan por su larga vida útil y por su mayor capacidad de almacenamiento. La elevada vida útil de estos dispositivos, que pueden durar hasta 30 años, es debido a la ausencia de reacciones químicas de tipo fase a fase en los procesos de carga y descarga, además de que se prescinde de utilizar materiales degradables en la conformación de la batería (Hahn, 2021). El enfriamiento por convección de los electrodos y el bombeo de electrolito líquido ayuda a controlar y distribuir el calor producido en la batería. Todo ello también la convierte en la tecnología de baterías más segura; por la sobresaliente dispersión de calor y la ausencia de materiales inflamables. Las VRFB son convenientes para dispositivos que vayan a tener largos periodos de desuso; la energía puede ser almacenada durante un periodo indefinido de tiempo y la

batería no se descargará debido a que el electrolito cargado se almacena en tanques externos. Las baterías de flujo son increíblemente ergonómicas ya que utiliza un mismo electrolito para todas las celdas, asegurando una carga uniforme de la batería. En relación a la sostenibilidad ambiental de estas baterías, los desechos generados se pueden reutilizar fácilmente, además de que el electrolito no es muy tóxico (Kraj, s.f.). En términos de capacidad, las baterías de flujo tienen una densidad energética bastante baja comparadas con las baterías de iones de litio. Esto las convierte en idóneas para liberar energía de forma constante durante hasta 10 horas (Gregus, 2021). Las fluctuaciones en la demanda de energía y en las ratios de carga y descarga no afectan al funcionamiento de la batería, convirtiéndolas en una opción excelente para utilizarse en sistemas de control de energía complejos.

El hecho de que el almacenamiento de energía en tanques y las reacciones electroquímicas estén separadas es un beneficio significativo que aporta el diseño de este sistema. Es por ello que la capacidad y potencia de la batería, la cantidad de energía que se puede almacenar y el ritmo al que se consigue la carga y la descarga pueden ser modificadas independientemente, tan solo alterando el tamaño de los tanques. Debido a su sobresaliente adaptabilidad, se puede crear una batería de flujo para adecuarse a una aplicación específica y modificarla fácilmente en el futuro si fuera necesario.

Comparando las baterías de flujo de tipo redox con su rival más cercano, las baterías de iones de litio, existen ciertas desventajas. Por el hecho de que las baterías de flujo poseen ciclos de carga y descarga relativamente bajos, los electrodos y la membrana de separación requieren de una gran superficie y, por tanto, los costes son más elevados. Además, las baterías de flujo necesitan más bombas, tuberías y mantenimiento que las de iones de litio. Otro factor que desfavorece a la tecnología VRFB es que no ha alcanzado la madurez industrial a la que han llegado las baterías de litio (Hahn, 2021). Consecuentemente, no existe una economía a escala de producción que manufacture estos dispositivos; si la producción de estas baterías se volviese más extendida, los precios de las mismas se reducirían considerablemente. Las baterías de flujo también son pesadas y requieren de tanques de un tamaño considerable. Por el contrario, las baterías de iones de litio son más ligeras, manejables y portables (Gregus, 2021). Por supuesto que, en relación a los aspectos positivos de las VRFB, son más longevas y seguras que las baterías de iones de litio.

2.5.5 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR BATERÍAS DE FLUJO EN LA ACTUALIDAD

Las baterías de flujo han sido introducidas en el ámbito del almacenamiento de energía hace relativamente poco tiempo, por lo que no existe ninguna planta de almacenamiento de energía que tenga una escala significativamente grande y opere a través de baterías de flujo. Sin embargo, actualmente la tecnología se está investigando y desarrollando de una manera muy extensa debido a su potencial y prometedoras características. En España, por ejemplo, el Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) ha ideado y conformado un prototipo de batería de flujo de tipo redox de vanadio con una capacidad de 10 kW y 20 kWh. A través de este programa se quería demostrar la viabilidad actual de la tecnología para el almacenamiento de energía renovable a escala industrial. El prototipo es capaz de suplir las necesidades de autoconsumo de energía en viviendas y para otros pequeños consumidores. Con este proyecto se quiere llegar a alcanzar una batería de 50 kW que se conecte a una central de energía renovable (*Ya está aquí la*

batería para el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala... made in Spain, 2022).

Ilustración 2.15: Batería de flujo de tipo redox de vanadio desarrollada por el CSIC



Fuente: Recuperado de *Ya está aquí la batería para el almacenamiento de energía a gran escala... made in Spain, 2022*, Energías Renovables ([Almacenamiento - Ya está aquí la batería para el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala... made in Spain - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. \(energias-renovables.com\)](https://energias-renovables.com/almacenamiento-ya-esta-aqui-la-bateria-para-el-almacenamiento-de-energia-elctrica-a-gran-escala-made-in-spain-energias-renovables-el-periodismo-de-las-energias-limpias-energias-renovables-com/))

El mundo de las baterías de flujo está creciendo enormemente y, aunque todavía la tecnología no ha alcanzado una suficiente madurez comercial e industrial, en pocos años se lograran crear varias plantas de almacenamiento de energía que utilicen baterías de flujo. Así, estos sistemas conseguirán competir con las baterías de iones de litio, al menos, eso es lo que promete la presente visión de las baterías de flujo.

2.6 BOMBEO HIDROELÉCTRICO

2.6.1 ¿EN QUÉ SE BASA?

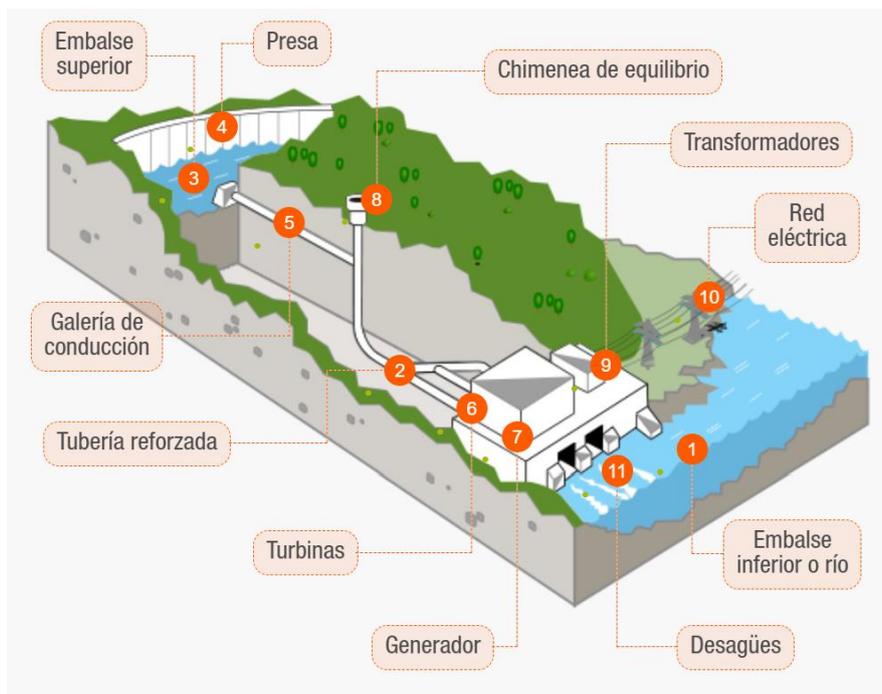
El concepto del almacenamiento de energía por bombeo hidroeléctrico está cimentado en base a la energía hidroeléctrica y esta, a su vez, es un tipo de energía que utiliza la potencia del agua en movimiento para generar electricidad. Desde finales del siglo 19, la energía hidroeléctrica ha cobrado un papel fundamental en la producción de energía a nivel global y ha evolucionado constantemente para poder satisfacer las necesidades de los sistemas de energía, proporcionando una serie de servicios flexibles clave para apoyar los cambiantes requisitos energéticos (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021).

La energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo funciona bombeando agua desde un depósito inferior hasta otro depósito situado a una cota superior, y así almacenar electricidad en forma de energía potencial gravitatoria. Se trata de una técnica que está muy extendida ya que es una de las formas de almacenar energía más consolidadas y maduras mundialmente; se pueden encontrar plantas de almacenamiento por bombeo en China, Japón, Estados Unidos, y varios países europeos (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, s.f.).

2.6.2 FUNCIONAMIENTO

Las plantas de almacenamiento de energía por bombeo hidráulico, también conocidas como centrales hidroeléctricas reversibles, operan de una manera similar a las centrales hidroeléctricas de generación de energía convencionales. La mayoría de las plantas de energía hidroeléctrica están formadas por un depósito de agua, una compuerta o válvula que maneja la cantidad de agua que abandona el depósito y una ubicación donde termina el agua después de fluir río abajo. Las centrales de almacenamiento de energía por bombeo hidráulico son capaces de almacenar electricidad puesto que tienen la posibilidad de reutilizar el agua que ha descendido desde el depósito superior, y re turbinarla de vuelta a una posición más elevada. En el momento en el que se requiera de electricidad, el agua fluye desde un depósito superior a causa de la energía gravitatoria. El agua impulsada por la gravedad pasa por una serie de turbinas, que a su vez accionan unos generadores, permitiendo la producción de electricidad. El agua luego cae hasta alcanzar un depósito inferior y permanece allí hasta que disminuya la demanda de electricidad. Una vez se haya reducido la demanda de electricidad, se emplea energía eléctrica para hacer girar a las turbinas en la otra dirección, y así empujar el agua de vuelta al depósito superior donde se almacena y puede ser empleada para generar electricidad de nuevo (EERE, s.f.).

Ilustración 2.16: Diseño de una central hidroeléctrica de bombeo



Fuente: Recuperado de *Funcionamiento de una central hidroeléctrica de bombeo*, 2023, Iberdrola ([¿Sabes para qué sirven las centrales hidroeléctricas de bombeo? - Iberdrola](#))

En el diseño de este tipo de instalaciones son imprescindibles los embalses superior e inferior, situados a una cota diferente. Haciendo referencia al esquema presentado en la Ilustración 2.16, y ateniendo a las partes que conforman a una central de bombeo hidráulico, a continuación, se explica el funcionamiento de la instalación: en horas valle de consumo, cuando la demanda de electricidad es baja, la energía sobrante que no ha sido consumida se emplea para elevar agua contenida en el embalse localizado en una cota inferior (1). El agua llega al embalse superior (3) mediante una bomba hidráulica que eleva el agua gracias a una tubería forzada (2) y a una galería de conducción (5). Como resultado, el depósito superior actúa a modo de embalse de almacenamiento. En horas pico de consumo, cuando la demanda de electricidad es alta, este tipo de instalaciones funcionan a modo de central hidroeléctrica de generación de energía convencional. En dicho instante, la galería de conducción transporta el agua del depósito superior, que se almacena por medio de una presa (4), hasta el depósito inferior. Durante el descenso, el agua se propulsa por la tubería forzada ganando energía cinética, que es posteriormente convertida a energía mecánica por una turbina hidráulica (6). Al mismo tiempo, el generador (7) hace posible la conversión a energía eléctrica. La chimenea de equilibrio (8) permite regular la presión del agua que fluye entre la galería de conducción y la tubería forzada. Los transformadores (9) autorizan el paso a la siguiente etapa; transferir la electricidad generada por la instalación a los consumidores haciendo uso de líneas de transmisión de alto voltaje conectadas a la red eléctrica (10) (Iberdrola, s.f.).

En este tipo de plantas, la energía almacenada en el embalse superior viene determinada por volumen útil del embalse (W), la densidad del agua ($\rho = 999,97 \times 10^{-3} \frac{g}{cm^3}$), la aceleración estándar debido a la gravedad ($g = 9,80665 \frac{m}{s^2}$) y la altura efectiva del embalse (H_m). De este modo, para calcular la energía almacenada, la ecuación queda así:

$$E_{almacenada} = W \cdot \rho \cdot g \cdot H_m \quad [J] \quad (12)$$

La energía consumida en el bombeo se puede conocer dividiendo la energía almacenada entre el rendimiento del bombeo (μ_{bombeo}), que suele rondar el 75%.

$$E_{bombeo} = \frac{E_{almacenada}}{\mu_{bombeo}} \quad [J] \quad (13)$$

En cambio, la energía eléctrica producida en la turbina se calcula multiplicando el mismo parámetro por el rendimiento de la turbina ($\mu_{turbina}$), que frecuenta el valor de 85%.

$$E_{turbina} = E_{almacenada} \cdot \mu_{turbina} \quad [J] \quad (14)$$

El rendimiento global (μ_{total}) del proceso de acumulación reversible es aproximadamente 65%, y se deduce dividiendo la energía generada por la turbina entre la energía utilizada en el bombeo. También se puede cuantificar como el producto de los rendimientos de la turbina y del bombeo.

$$\mu_{total} = \frac{E_{turbina}}{E_{bombeo}} = \mu_{bombeo} \cdot \mu_{turbina} \quad [\%] \quad (15)$$

(Apuntes de la asignatura de Centrales y Subestaciones Eléctricas de elaboración propia, 2022).

2.6.3 TIPOS DE TURBINAS EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE BOMBEO

En este apartado se van a exponer los dos tipos de turbinas más utilizadas en plantas de almacenamiento por bombeo: turbinas Francis y turbinas Kaplan. Igualmente, se va a desarrollar lo que conlleva utilizar una turbina u otra, así como sus ventajas y características.

Tabla 2.2: Comparativa de la turbina Francis frente a la turbina Kaplan

Fuente: Elaboración propia; adaptado de Apuntes de la asignatura de Centrales y

	Turbinas Francis	Turbinas Kaplan
Regulación de potencia	Distribuidor	Distribuidor y alabes de rodete
Reactividad de la turbina	De reacción	De reacción
Característica	Reversibles	Reversibles
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> ·Se consigue un excelente rendimiento con un buen diseño de la cámara espiral. ·No poseen limitaciones de potencia y de saltos de agua. ·Son las más utilizadas 	<ul style="list-style-type: none"> ·Muy eficiente para grandes caudales y caudales variables. ·Menor tamaño para la misma potencia. ·Pueden diseñarse para grandes velocidades

Subestaciones Eléctricas de elaboración propia, 2022.

Para empezar, en relación a las turbinas Francis, se trata de turbinas útiles para emplearse en el bombeo hidráulico puesto que son reversible, es decir, permiten tanto turbinar como bombear agua. Acerca de la reactividad de este modelo, son turbinas de reacción. Esto infiere que el movimiento del rotor de la turbina es provocado por la salida de agua al colisionar con las palas. La potencia en las turbinas Francis se consigue regular mediante el distribuidor, al modificar el ángulo de apertura de los álabes. Son las más utilizadas, y trabajan con caudales de tamaño medio (Menna, s.f.; Apuntes de la asignatura de Centrales y Subestaciones Eléctricas de elaboración propia, 2022).

Ilustración 2.17: Fotografía de varias turbinas Francis



Fuente: Recuperado de *Turbina Francis*, 2019, Hydroalp ([Turbine Francis – Hydroalp](#))

Con respecto a las turbinas Kaplan, al igual que las Francis, son reversibles (permiten el bombeo) y son turbinas de reacción. Poseen una doble regulación de potencia; en las palas del distribuidor y en los álabes de rodete. Su diseño está pensado para utilizarse en caudales grandes, con saltos de agua pequeños (Menna, s.f.; Apuntes de la asignatura de Centrales y Subestaciones Eléctricas de elaboración propia, 2022).

Ilustración 2.18: Fotografía de una turbina Kaplan



Fuente: Recuperado de *Kaplan turbine*, 2023, Zeco Hydropower ([ZECO - Hydropower turbines for generations \(zeco hydropower.com\)](#))

2.6.4 BENEFICIOS E INCONVENIENTES DE ESTA TECNOLOGÍA

En cuanto a los beneficios que sostienen las centrales hidroeléctricas de bombeo, existen una diversidad de factores que convierten a esta técnica en una de las más adecuadas para almacenar energía a gran escala. La característica que mejor posiciona a este tipo de instalaciones es la escala y las capacidades de almacenamiento que pueden llegar a alcanzar; están particularmente adaptadas para descargas de larga duración y para aplicaciones de almacenamiento de energía con una duración de incluso semanas (General Electric, s.f.). Resulta interesante el hecho de que, por mucho que el coste de construcción de una planta de bombeo es consecuentemente elevado dada sus dimensiones, por la extensa vida útil y escala de este tipo de instalaciones la rentabilidad mejora enormemente. En realidad, el bombeo hidroeléctrico trae uno de los costes de almacenamiento más reducidos que existen en la actualidad; los costes de operación son excepcionalmente bajos al disponer de materia prima gratis (agua) (Apuntes de la asignatura de Centrales y Subestaciones Eléctricas de elaboración propia, 2022).

Igualmente, estamos ante una forma de generar y almacenar energía completamente renovable. En el bombeo hidráulico, haciendo uso de la energía gravitacional, el agua puede ser bombeada cuesta arriba y turbinada cuesta abajo para producir tanta electricidad como se requiera. Se considera una tecnología renovable puesto que se aprovecha el excedente de electricidad generado por plantas eólicas y fotovoltaicas para inducir el bombeo, almacenando la electricidad. El bombeo supone una forma de poder reutilizar la energía, no consumida, producida por centrales renovables. La generación de las centrales renovables, en especial las eólicas y solares fotovoltaicos, es intermitente, por lo que su producción está condicionada. En el instante que estas mismas centrales no puedan producir, es posible generar electricidad a través de la turbinación del agua que ha sido bombeada previamente. Las centrales hidroeléctricas reversibles cobran el papel de una inmensa batería cuya generación de electricidad no supone emisiones de gases de efecto invernadero. Por otra parte, atendiendo a la longevidad de las partes que conforman estas instalaciones, la presa puede llegar a durar hasta 100 años mientras que los componentes electromecánicos tienen una vida útil de más de 40 años. El almacenamiento hidroeléctrico por bombeo lleva siendo reconocido durante mucho tiempo como un método fiable y accesible para proporcionar equilibrio y servicios de red a gran escala. Mediante las nuevas tecnologías de almacenamiento hidroeléctrico se dispone de una mayor flexibilidad, producción, eficiencia y confiabilidad (GE, s.f.).

Conjuntamente, la creciente importancia que están cobrando los sistemas de generación de energía renovables provoca que la inercia de la red eléctrica se reduzca, incrementado su inestabilidad. Esto, de nuevo, se debe a la intermitencia de producción de energía de este tipo de centrales. De este modo, la reactividad es esencial para prevenir incidentes en la red y, al almacenar y generar energía hidroeléctrica, se pueden proporcionar servicios de inercia y equilibrio de carga a la red. Esto se consigue gracias al tiempo de respuesta que ofrecen las nuevas tecnologías implementadas en plantas de bombeo hidroeléctrico, ofreciendo una reacción en cuestión de milisegundos (CCIWG, 2021). De igual modo, destaca la multifuncionalidad de estas instalaciones, al poder proporcionar otros servicios como el control de irrigación para la agricultura y la administración y distribución de agua (GE, s.f.).

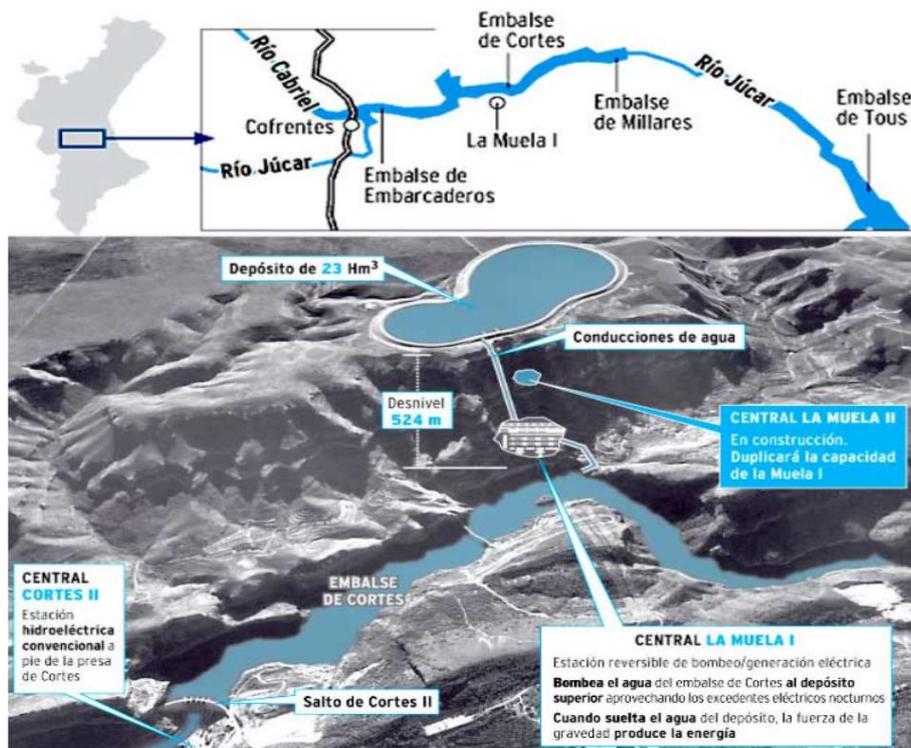
En relación a los principales inconvenientes de estas instalaciones, destaca el fuerte impacto ambiental que se genera desde la fase de construcción; varía brutalmente el ecosistema de la zona, desaparecen terrenos generalmente fértiles, se altera la hidrogeología de la zona y el clima local cambia. Además, también existen limitaciones

geográficas a la hora de construir una central de este tipo ya que no es apto cualquier emplazamiento, se necesita una diferencia de altura entre el embalse superior e inferior (Apuntes de la asignatura de Centrales y Subestaciones Eléctricas de elaboración propia, 2022).

2.6.5 EL COMPLEJO CORTES-LA MUELA

En España está ubicada la planta hidroeléctrica de bombeo con mayor potencia instalada de Europa. La instalación consiste en dos plantas hidroeléctricas reversibles, La Muela I y La Muela II, y forma parte del complejo hidroeléctrico de Cortes-La Muela, que está situado en un cañón bañado por el río Júcar. Este, a su vez, se localiza en el municipio de Cortes de Pallás, en Valencia. Además de las centrales de bombeo hidroeléctrico de La Muela I y II, El complejo completo está formado por la central hidroeléctrica convencional de Cortes II (Fomento de Construcciones y Contratas, s.f.).

Ilustración 2.19: Disposición del complejo hidroeléctrico de Cortes-La Muela



Fuente: Recuperado de *Central hidroeléctrica La Muela II*, 2023, FCC ([Ciudad FCC: Central hidroeléctrica La Muela II](#))

Examinando la Ilustración 2.19, uno se puede hacer una idea de cómo está distribuido el complejo. Existe un depósito, a modo de embalse superior, el cual es capaz de almacenar hasta 23 Hm^3 de agua y 24 GWh de energía. El embalse de la presa de Cortes II se aprovecha como depósito inferior para las dos plantas hidroeléctricas reversibles, que están construidas entre los dos depósitos, a una cota aproximada de 500 m por debajo del embalse superior. Las centrales se conectan a los embalses haciendo uso de tuberías forzadas; La Muela emplea una de 950 m de largo y $4,8 \text{ m}$ de diámetro, mientras su homóloga utiliza otra de 850 m de largo y $5,45 \text{ m}$ de diámetro. En lo que refiere a La

Muela II, los elementos eléctricos y la maquinaria (incluyendo una subestación, transformadores...) están en cavernas bajo tierra (Iberdrola, s.f.).

La primera fase del proyecto comenzó en 1983, con la construcción de la presa de Cortes y la Muela I. La Muela I de por sí ya es una instalación hidroeléctrica reversible de dimensiones considerables, ya que dispone de una potencia de turbinación de 634 MW y una potencia de bombeo de 549 MW. La segunda fase no terminó hasta el 2015, con la conformación de la Muela II, la cual mantiene una potencia de turbinación de 880 MW y una potencia de bombeo de 744 MW. De esta manera, dada las potencias instaladas de La Muela I y II, además de la central de Cortes II, la potencia instalada del complejo en su totalidad asciende a 1800 MW en turbinación y 1293 MW en bombeo. La enorme dimensión que alcanza la instalación completa la convierten en el mayor complejo de bombeo hidroeléctrico de Europa en términos de potencia instalada (Iberdrola, s.f.).

2.7 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR AIRE COMPRIMIDO

2.7.1 ¿EN QUÉ SE BASA?

El empleo del aire comprimido como vector energético se extendió gracias a la revolución industrial, con la creación y propagación de maquinaria alimentada por energía neumática. No fue hasta la década de 1970 cuando surgiría el primer método de almacenamiento por medio de aire comprimido (CAES - Compressed air energy storage) a una escala considerable, llegando a alcanzar los 290 MW de capacidad. Esta instalación se construyó en Huntorf, Alemania, en 1978 (Whitlock, 2016). Los sistemas de almacenamiento de energía por aire comprimido han sido utilizados desde entonces para abastecer de energía efectiva y bajo demanda a ciudades e industrias (United Nations Climate Technology Center & Network, s.f.).

En términos de aplicaciones, las plantas CAES son generalmente idénticas a las centrales hidroeléctricas reversibles de bombeo. Sin embargo, en vez de bombear agua desde un depósito inferior a uno superior durante periodos de baja demanda eléctrica, esta técnica almacena energía comprimiendo un gas (como puede ser aire ambiente) y guardándolo a altas presiones en cuevas bajo el suelo o en contenedores especialmente adaptados. De forma efectiva, el procedimiento saca provecho del aire capturado y guardado, haciéndolo pasar por una etapa de compresión para generar energía neumática que es capaz de operar una serie de turbinas, y así producir electricidad (*Almacenamiento de energía por aire comprimido*, s.f.).

2.7.2 FUNCIONAMIENTO

Esencialmente, el término 'almacenamiento de energía por aire comprimido' describe por sí solo el funcionamiento de esta técnica. Cuando hay un exceso de electricidad no demandada en la red, una planta de almacenamiento por aire comprimido es capaz de capturar aire de forma subterránea, a una presión elevada. Habitualmente, el aire que ha sido comprimido se retiene en minas o cavernas apropiadas. Para prevenir la fuga de aire, el terreno que rodea la caverna tiene que ser lo más hermético posible. Instalaciones de gran tamaño que emplean la tecnología CAES suelen utilizar cavernas minadas como depósito de almacenamiento de aire. Normalmente se tarda alrededor de 2 años en producir una caverna así disolviendo sal. No obstante, se puede hacer uso de tanques y tuberías de gran presión para aprovechar el aire comprimido en otras actividades

distribuidas de menor escala. La diferencia entre estas actividades y las grandes plantas de almacenamiento es que el depósito para guardar aire comprimido posee una menor dimensión, además de que es posible que no se encuentre bajo el suelo. La cantidad de energía que puede ser almacenada empleando tecnología de escala pequeña está limitada por el relativamente pequeño depósito (UNCTCN, s.f.).

La cualidad destacable que posee el aire comprimido es que, cuando se comprime desde una presión atmosférica a la presión de almacenamiento (alrededor de 70 bar), se calienta considerablemente. Durante (o posterior) al proceso de compresión se hace uso de unos enfriadores para reducir la temperatura del aire inyectado a la caverna. De este modo, la compresión del aire se realiza de forma escalonada y con enfriamientos intermedios para obtener aire comprimido de calidad óptima y un buen rendimiento de la energía aplicada. La electricidad se genera haciendo uso del aire comprimido para alimentar a una turbina, que a su vez acciona un generador. El proceso entre la salida del aire del depósito y el funcionamiento de las turbinas se conoce como etapa de expansión (Elmegaard & Brix, 2011). Durante la fase de expansión, el aire a alta presión debe calentarse para compensar la pérdida de energía térmica tras la compresión. Esto se suele realizar en cámaras de combustión empleando gas natural como combustible, con la posibilidad de utilizar de manera conjunta un recuperador de calor (Siemens Energy, s.f.).

El funcionamiento descrito trata de un manejo del calor de forma diabática; se libera a la atmósfera el exceso de calor que surge con la compresión y luego se vuelve a aportar energía por medio de la combustión del gas natural. Como para generar energía se necesita ese aporte de calor a través de la quema de combustible, se pierde gran parte de la energía renovable empleada para comprimir el aire. No obstante, se trata del procedimiento térmico más comercializado para el almacenamiento de energía por aire comprimido (*Almacenamiento de energía por aire comprimido*, s.f.). De hecho, la mayoría de los diseños propuestos de plantas de almacenamiento de energía por aire comprimido para el futuro próximo están basados en el método diabático. Esto se debe a los principales beneficios que trae el proceso, que permite a las plantas trabajar, esencialmente, como turbinas de gas convencionales, pero donde la fase de compresión del aire es independiente de la fase de la turbina de gas. Dado que la compresión utiliza aproximadamente $2/3$ de la capacidad de la que dispone la turbina, las turbinas en este tipo de plantas pueden producir 3 veces más energía para la misma cantidad de entrada de gas natural cuando no se ven limitadas por el trabajo de compresión. Si el calor residual se utiliza para calentar el aire en un recuperador, se puede reducir un 40% el consumo de gas natural, además de disminuir las emisiones de dióxido de carbono en un 60%. También, la eficiencia del proceso mejora enormemente reutilizando el calor residual, teniendo un valor aproximado del 55% con reabsorción de calor y del 42% sin (Aruta et al., 2022).

Existen otros procesos térmicos que se podrían emplear en el almacenamiento por aire comprimido. El proceso adiabático está basado en mantener el calor producido durante la compresión para posteriormente utilizarlo en la etapa de expansión, y así prescindir de la combustión del gas natural y conseguir elevar notablemente la eficiencia del ciclo. De momento se trata de un método experimental que se está desarrollando, pero se cree que la eficiencia de este sistema podría pasar el 70%, e incluso que ronde el 100%. Otro método que se está analizando en la actualidad es el proceso isotérmico. Consiste en el intercambio de calor con el exterior con el objetivo de sostener la temperatura del ciclo de almacenamiento constante. Aún le queda mucha investigación a este método ya que es muy complicado conseguir evitar las fugas de calor (*Almacenamiento de energía por aire comprimido*, s.f.; Aruta et al., 2022).

2.7.3 SITUACIÓN ACTUAL DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR AIRE COMPRIMIDO DE FORMA DIABÁTICA

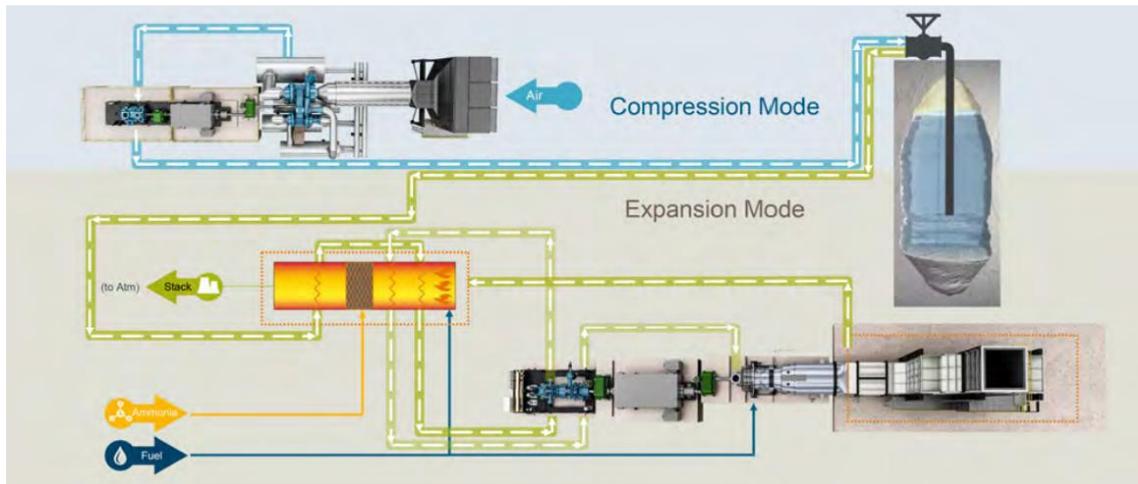
A pesar de que esta tecnología se lleva utilizando para almacenar energía durante 50 años, sigue habiendo ciertos problemas a los que se les tendrá que hacer frente para mejorar el rendimiento real de estas instalaciones. La principal desventaja que sostiene es la reducida eficiencia del proceso completo de compresión y expansión. Las pérdidas en eficiencia son considerablemente mayores en comparación con otros sistemas de almacenamiento de energía como las baterías de litio (eficiencia de entre el 70% y 90%) y el bombeo hidroeléctrico reversible (eficiencia de entre el 70% y 85%). Como ya se ha comentado con anterioridad, la gran pérdida en eficiencia, la cual ronda el 50%, se debe al proceso diabático que se da en todas las instalaciones en operación; el calor que gana el aire comprimido se libera a la atmósfera y se pierde, luego hace falta un aparte energético (con la combustión del gas natural) para recalentar el aire antes de que pase por la unidad turbina-generator (Aruta et al., 2022). Es por ello que se están estudiando los métodos adiabáticos e isotérmicos; se busca mejorar la eficiencia del sistema.

La principal ventaja que mantienen los sistemas de almacenamiento de energía por aire comprimido actuales frente a otras tecnologías de almacenamiento es su reducido coste. Requieren de muy poco mantenimiento además de que trabajan con materia prima gratis, aire. Asimismo, las plantas existentes tienen unos costes de operación y de inversión muy competitivos, permitiendo a esta técnica considerarse como una alternativa realista al bombeo hidroeléctrico reversible. En aquellos emplazamientos donde se pueda implantar, la opción del aire comprimido puede proveer de almacenamiento de energía para largos periodos de tiempo con un coste bastante inferior a otras opciones, como las baterías de iones de litio y el bombeo reversible (Compressed Air Systems, 2023). De acuerdo a lo comentado por parte del U.S. Department of Energy, tras la evaluación del rendimiento y coste de diferentes formas de almacenar energía a gran escala, CAES es el sistema de almacenamiento de energía más efectivo en términos económicos para los sistemas cuyo tamaño de almacenamiento ronda los 100 MW y 10 horas, tanto como si hablamos de los costes de instalación como los costes anuales (Siemens Energy, s.f.).

2.7.4 SIEMENES ENERGY CAES

En este apartado se va a detallar y explicar la operación de las instalaciones desarrolladas por la compañía Siemens Energy. Se ha elegido explicar esta tecnología puesto que Siemens es una corporativa pionera y líder en el sector del almacenamiento de energía por aire comprimido. De manera simplificada, la solución ideada por Siemens hace uso de compresores accionados por motores eléctricos para almacenar el aire comprimido en el subsuelo, y así guardar parte de esa energía extra producida por fuentes renovables. El aire comprimido sale de los depósitos subterráneos, se calienta y se dirige a turbinas de expansión para producir energía en periodos de pico de demanda de electricidad (Siemens Energy, s.f.).

Ilustración 2.20: Esquema del ciclo de almacenamiento de una instalación de Siemens



Fuente: Recuperado de *CAES cycle schematic showing simultaneous compression and expansion operating modes*, 2021, Siemens Energy ([Compressed air energy storage \(CAES\) \(siemens-energy.com\)](https://www.siemens-energy.com))

En la Ilustración 2.20 se pueden apreciar los modos de operación de compresión y expansión que se dan en este tipo de centrales. En un ciclo típico de almacenamiento, existe una etapa de compresión y tres etapas de expansión. Los ciclos de expansión se dan cuando el aire comprimido abandona la cámara donde está siendo guardado, instante en el que el aire tiene que ser precalentado en un recuperador de calor; antes de que el aire pase por la primera etapa de expansión, la recuperadora aporta calor para elevar la temperatura del aire 538°C. La segunda etapa de expansión se consigue recalentando el aire en el recuperador que sale del escape de la primera etapa. El aire se manda entonces a un sistema de combustión seco y bajo en NO_x para incrementar, aún más, la temperatura del aire antes de que entre a la tercera y última etapa. Una única turbina permite generar electricidad durante los tres ciclos de expansión. En las tres etapas se dan 20 MW, 32 MW y 108 MW respectivamente, por lo que la potencia de salida estándar en las centrales manufacturadas por Siemens Energy es de 160 MW (Siemens Energy, s.f.).

Al hacer uso de recuperadores en conjunción con una elevada presión de almacenamiento del aire (207 bar), resulta en una extraordinaria eficiencia energética comparada con la obtenida en otras instalaciones que hacen uso del aire comprimido para almacenar energía. Adicionalmente, los sistemas ideados por Siemens utilizan un 67% menos de combustible que las centrales convencionales con turbinas de combustión de ciclo simple. Por lo tanto, las emisiones de dióxido de carbono se ven reducidas enormemente. Más aún, Siemens utiliza funciones de compresión y expansión desacopladas. Esto permite que el funcionamiento de las plantas sea económicamente viable incluso cuando trabajan bajo mínima carga. También, el desacoplado de las unidades motor-compresor y turbina-generador hace posible expandir las centrales modularmente hasta el tamaño que se requiera en relación a la potencia de entrada y salida (Siemens Energy, s.f.).

Siemens ofrece una tecnología con una gran flexibilidad y fiabilidad. Si tomamos como ejemplo la central de McIntosh, la cual lleva empleando las mismas turbinas y compresores fabricados por la compañía desde hace 30 años, sigue operando de forma fluida, rentable y fiable, proporcionando un ratio de fiabilidad del 98.9% (Siemens

Energy, s.f.). Actualmente, los sistemas fabricados están diseñados para conseguir respuestas muy rápidas, llegando a disponer de compresión completa en 5 minutos, y así poder absorber rápidamente la carga en vez de reducir la generación. Igualmente, el tiempo que tardan los sistemas Siemens desde el arranque hasta la plena carga es de entre 10 y 15 minutos, proporcionando una extraordinaria capacidad de seguimiento de carga y una excelente eficiencia a carga parcial. Por ello, se deshace la necesidad de plantas que operen a cargas intermedias. También resalta el tamaño de almacenamiento que pueden alcanzar estas instalaciones, superando los 4000 *MWh*, y permitiendo almacenar energía durante periodos de semanas (Siemens Energy, 2023).

2.8 BATERIAS DE SUPERCONDENSADORES

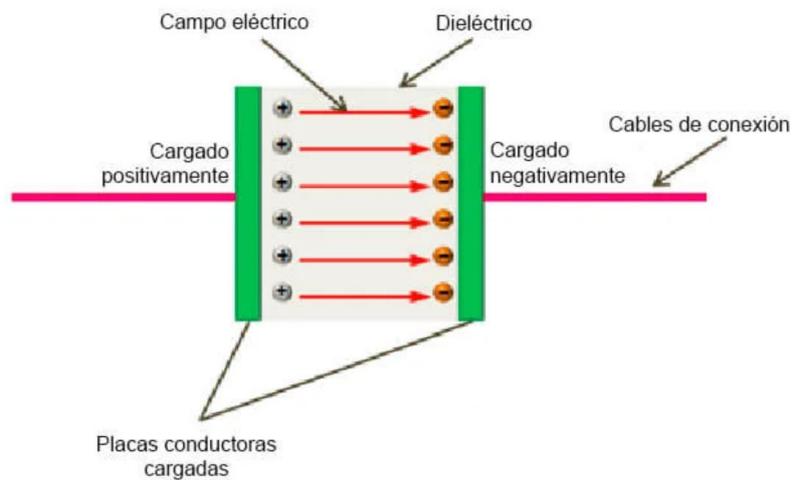
2.8.1 ¿EN QUÉ SE BASAN?

Los supercondensadores son un tipo de dispositivos de almacenamiento de energía basado en capacitadores electroquímicos (condensadores), pero siendo superior a ellos, al poder competir con otros sistemas que consisten en baterías de iones de litio y baterías de flujo. Poseen una mayor capacidad para el almacenamiento de energía que los condensadores tradicionales, además de que, en comparación con las baterías, son capaces de entregar la energía a una mayor potencia de salida. Estos aspectos, en conjunto con otras características como el alto número de ciclos de carga y descarga y la estabilidad a largo plazo, hacen de los supercapacitores una manera de almacenar energía muy efectiva e idónea dependiendo de la aplicación que se les dé. En la actualidad, se pueden utilizar solos o en combinación con otros dispositivos de almacenamiento para un gran rango de implementaciones (Martinez, s.f.; Mughees, 2021).

2.8.2 FUNCIONAMIENTO

Para explicar la operatividad de los supercondensadores se va a detallar previamente el funcionamiento de un condensador común. En la disposición de un condensador existen dos electrodos divididos por un material aislante. Los electrodos deben de estar confeccionados con un material que tenga una muy buena conductividad eléctrica para facilitar el traspaso de electricidad. Mientras tanto, el material aislante situado entre los electrodos debe de disponer de propiedades dieléctricas, es decir, que no facilite la conducción de electricidad. En el momento que se aplique un voltaje entre los terminales de un condensador, las cargas se empiezan a acumular en las superficies de los electrodos; las cargas positivas en el electrodo positivo y las cargas negativas en el electrodo negativo. Haciendo referencia al esquema representado en la Ilustración 2.21, la placa conductora izquierda representa el electrodo positivo donde se alojan las cargas positivas y la placa derecha supone el electrodo negativo, donde se almacena la carga negativa. Consecuentemente, se genera un campo eléctrico entre las cargas de diferente signo y, por ende, entre los electrodos (Supercondensadores, s.f.).

Ilustración 2.21: Esquema que ejemplifica la disposición de un condensador común



Fuente: Recuperado de *Supercondensadores*, Electrónica Online ([Supercondensadores: Qué son? Tipos y Aplicaciones \(electronicaonline.net\)](http://www.electronicaonline.net))

Con respecto a las características de un condensador, su capacitancia depende del tamaño de la superficie de los electrodos en contacto con el material dieléctrico (S) y de la longitud del tramo entre los electrodos (d). El término ‘capacitancia’ hace referencia a la aptitud de los condensadores para almacenar cargas. De manera formulada, la capacitancia se escribe como:

$$C = K_e \cdot \epsilon_0 \cdot \frac{S}{d} [F] \quad (16)$$

(Bolívar, 2020, sección de Capacitador de placas paralelas; Apuntes de la asignatura de Campos Electromagnéticos de elaboración propia, 2021).

Siendo también K_e la constante dieléctrica del material dispuesto entre las placas conductoras (que tiene un valor de 1 en el aire y en el vacío) y ϵ_0 el coeficiente de permeabilidad en el vacío ($\epsilon_0 = 8,85 \times 10^{-12} \frac{C}{Nm^2}$) (Bolívar, 2020; Apuntes de la asignatura de Campos Electromagnéticos de elaboración propia, 2021). De este modo, si uno quiere acceder a una mayor capacidad para acumular una mayor cantidad de carga, la superficie efectiva (donde se acumularán las cargas) de los electrodos debe ser de un valor alto y el material dieléctrico debe tener una longitud reducida. De manera inversa, si uno quiere obtener una menor capacitancia, la superficie debe de ser reducida y la distancia entre electrodos elevada (Supercondensadores, s.f.). Esta es la forma en la que se almacena energía en los condensadores convencionales.

Los supercondensadores utilizan el mismo funcionamiento; básicamente, se trata de un condensador común al que se lo nombra con el prefijo ‘super’ dado que adquiere un muy elevado valor de capacitancia, que supera miles de veces el valor de los capacitadores tradicionales (¿Qué son los supercondensadores y cuáles son sus aplicaciones?, 2019). Por ello, dispone de una gran superficie efectiva de los electrodos y un material dieléctrico con una anchura muy fina.

2.8.3 CONDENSADORES VS BATERÍAS

Las baterías y los condensadores comunes se diferencian principalmente en la cantidad de energía que pueden almacenar y en la rapidez con la que pueden efectuar el suministro de electricidad. Mientras que las baterías pueden albergar una importante cantidad de energía, no son capaces de descargarla de forma veloz. Los condensadores, en cambio, sí que son capaces de realizar la descarga de energía almacenada rápidamente, pero la cantidad de energía que pueden almacenar está muy limitada. El principio de los supercondensadores surgió para reducir el hueco existente entre estas dos diferencias; los dispositivos diseñados actualmente poseen la habilidad de almacenar una cuantía de energía comparable con la de las baterías y, al mismo tiempo, pueden suministrar la energía en muy poco tiempo (Gabay, 2013). De hecho, esta tecnología trabaja extraordinariamente junto a baterías; uno contribuye aportando energía (baterías) mientras otro asiste con descargas rápidas cuando es debido (supercondensadores) (¿Qué son los supercondensadores y cuáles son sus aplicaciones?, 2019).

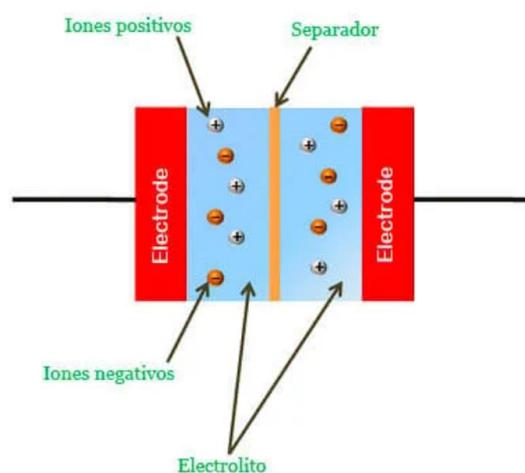
2.8.4 TIPOS DE SUPERCONDENSADORES

A continuación, se van a exponer los principales tipos de supercondensadores que se utilizan para el almacenamiento de energía en la actualidad. Además, se va a explicar en que se fundamenta la operación de cada modelo.

Condensadores electroquímicos de doble capa

Los condensadores electroquímicos de doble capa suponen, hoy por hoy, la tecnología más extendida de supercondensador. En relación a los elementos que se dan en el interior de estos modelos, además de dos electrodos, los capacitadores electroquímicos de doble capa también disponen de un separador el cual, como su nombre indica, separa ambos electrodos. Además, en vez de un material dieléctrico, se sitúa un material electrolítico entre los electrodos. Dicho electrolito suele estar compuesto por agua y, en él, se encuentran disueltos iones positivos y negativos. Como material conductor para conformar los electrodos de los condensadores electroquímicos de doble capa se suele emplear fibra de carbono, carbono activado, aerogel de carbono y nanotubos de carbono (Supercondensadores, s.f.).

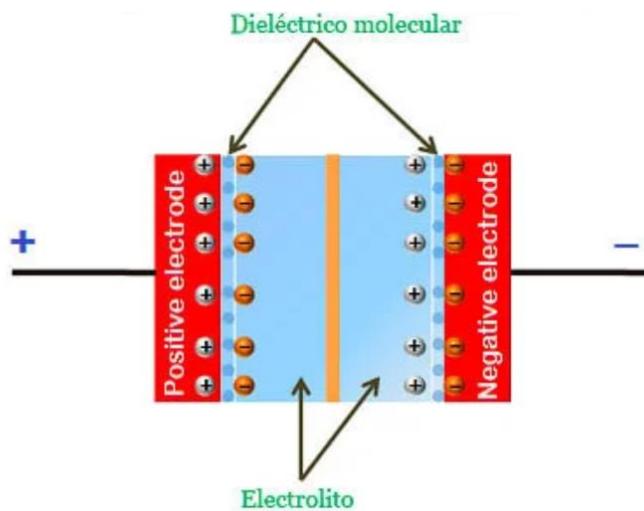
Ilustración 2.22: Esquema de los elementos presentes en un capacitor electroquímico de doble capa



Fuente: Recuperado de *Supercondensadores*, Electrónica Online ([Supercondensadores: Qué son? Tipos y Aplicaciones \(electronicaonline.net\)](http://electronicaonline.net))

La característica principalmente relevante que se da en este tipo de supercondensador es que, al aplicar un voltaje entre los dos terminales del dispositivo, surge una acumulación de cargas en la zona entre el electrodo y el electrolito. Atendiendo al esquema presente en la Ilustración 2.23, en la superficie del electrodo positivo que mira hacia el electrolito se acumulan cargas positivas. Al mismo tiempo, se almacenan cargas negativas en una zona muy próxima al electrodo. Lo mismo, pero de forma inversa, ocurre en el otro lado del capacitor; cargas negativas se distribuyen en la superficie del electrodo negativo, y otras positivas a muy poca distancia de esa superficie. Las capas en donde se aglomeran las cargas se encuentran separadas por una fina membrana, de una única molécula de espesor, que se forma a partir de moléculas de agua o moléculas de disolvente. Esta estrecha región que separa las cargas actúa a modo de dieléctrico dentro del supercapacitador, e impiden el paso de las cargas a través de las mismas (Supercondensadores, s.f.).

Ilustración 2.23: Situación de las cargas en el interior de un capacitor electroquímico de doble capa



Fuente: Recuperado de *Supercondensadores*, Electrónica Online ([Supercondensadores: Qué son? Tipos y Aplicaciones \(electronicaonline.net\)](http://electronicaonline.net))

En el momento que el condensador de doble capa se encuentra cargando, las cargas comienzan a distribuirse como ejemplifica la Ilustración 2.23. Tanto los iones positivos como los negativos que se ubican en el electrolito sufren una intensa fuerza de atracción (fuerza electrostática) debido a que hay cargas de signo opuesto acumuladas en los electrodos, y por ello son atraídas hasta esa posición. Sin embargo, las moléculas de disolvente obstruyen el paso de las cargas. A las cargas situadas en las superficies de los electrodos se las conoce como las cargas de la primera capa, y a los iones que se encuentran en el límite del electrolito se los denomina como cargas de la segunda capa. Los electrodos almacenan carga por medio de un proceso farádico reversible en el que los electrodos pasan por un cambio de fase (Supercondensadores, s.f.).

Pseudocondensadores

El funcionamiento de los pseudocondensadores está basado en la transferencia de carga entre los electrodos y el electrolito a partir de reacciones reversibles de reducción y oxidación (Suprcondensadores, una alternativa cada vez más tentadora para almacenar energía, 2022). En el instante que se carga un pseudocondensador, los iones se ven atraídos por los electrodos de distinta carga. Al igual que en los condensadores electroquímicos de doble capa, surgen dos superficies formadas por moléculas de electrolito entre los dos electrodos y la solución electrolítica. Los electrodos se cargan recibiendo electrones por parte de los iones distribuidos en el electrolito. Se suelen emplear polímeros plásticos o óxidos metálicos para conformar los electrodos de los pseudocondensadores (Supercondensadores, s.f.).

Capacitadores Híbridos

Este modelo de condensador emplea una mezcla de los procesos vistos en los pseudocondensadores y en los capacitadores electroquímicos de doble capa, utilizando conjuntamente tanto electrodos farádicos como no farádicos (Supercondensadores, s.f.).

2.8.5 VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LOS SUPERCONDENSADORES

En correspondencia con las diversas ventajas que manejan los supercondensadores, resaltan los reducidos tiempos de carga, la potencia específica, los ciclos de vida y la seguridad que se da en este tipo de dispositivos. El tiempo que tarda un supercapacitador en cargarse o descargarse se puede asemejar en gran medida al que ostentan los condensadores comunes. Un supercondensador tiene la habilidad de cargarse completamente en cuestión de dos minutos (Supercondensadores, s.f.). La posibilidad de poder realizar una carga tan veloz se debe a la reducida resistencia interna que poseen estos instrumentos, consiguiendo altas corrientes para la carga y descarga. Entretanto, las baterías no son capaces de llegar a cargarse completamente hasta que hayan transcurrido unas horas. La baja resistencia interna de los supercondensadores también permite que haya un bajo calentamiento dentro del aparato, al menos en comparación con las baterías convencionales, donde se pueden dar calentamientos excesivos que provoquen explosiones (Supercondensadores, s.f.). De este modo, los supercondensadores resultan más seguros. En el caso que ocurriese un cortocircuito en su interior, se libera completamente y de forma muy rápida la totalidad de la energía acumulada. Esto a su vez podría inducir la aparición de un arco eléctrico que provoque daños en el instrumento, pero en cambio no se llega a la magnitud de los calentamientos que se pueden dar en pilas o baterías. Los supercondensadores están particularmente adaptados a aplicaciones en las que se requiera una gran frecuencia de almacenamiento y liberación de energía, ya que son capaces de cargarse y descargarse de manera prácticamente ilimitada (Aplicaciones de los supercondensadores, 2017). Esta tecnología destaca por su potencia específica, que se trata de una medida que permite la comparación de distintas tecnologías en relación a la potencia máxima y la masa del instrumento. De este modo, los supercondensadores poseen una potencia específica que supera hasta 10 veces la de las baterías comunes, de $10 \frac{kW}{kg}$ frente a $1-3 \frac{kW}{kg}$ (Supercondensadores, s.f., sección Potencia específica). Esta cualidad es particularmente resaltable en aplicaciones en las que se deban suministrar ráfagas veloces de energía.

Tratando las desventajas que se dan en los supercondensadores, las más importantes son la limitada energía específica, la tensión de descarga lineal y el alto coste de estos instrumentos. Puesto que aún no existe una producción en masa de baterías de

supercondensadores, el precio de estos dispositivos resulta superar más de 20 veces el de las baterías de iones de litio. La energía específica es una medida que relaciona la energía almacenada y el peso, y los supercondensadores se caracterizan por tener una reducida energía específica comparada con las baterías de iones de litio, de $5 \frac{Wh}{kg}$ frente a 100-200 $\frac{Wh}{kg}$ (Supercondensadores, s.f., sección de Desventajas). De este modo, un supercondensador debería de pesar hasta 40 veces más que una batería de litio para que almacenar la misma cantidad de energía. Con respecto a la tensión de descarga lineal, los supercondensadores no son capaces de mantener su voltaje de carga máximo cuando están conectados a cargas de inferior tensión. A modo de ejemplo, un supercondensador con una tensión de funcionamiento de 2,7 V conectado a una carga del 50% solo es capaz de producir 1,35 V. Un dispositivo que emplee un supercondensador tendrá que apagarse para poder aprovechar toda su carga (Supercondensadores, s.f.).

2.8.6 APLICACIONES

Dadas las características que engloban a los supercondensadores, se trata de una tecnología cuya aplicación es muy útil en una serie de ámbitos. Se utiliza principalmente para apoyar energéticamente a plantas de almacenamiento de energía o centrales de generación. Teniendo en cuenta las propiedades adaptadas al almacenamiento de los supercapacitores, como la multitud de ciclos de carga y descarga a los que se les puede someter o la habilidad de descargarse muy rápidamente a alta corriente, funcionan de manera excelente para mantener la estabilidad de la red eléctrica, suministrando energía durante cortos periodos de tiempo cuando se interrumpe el suministro, o cubriendo picos de demanda sin que se sobrecargue la red (Mughees, 2021).

Existen dos áreas importantes de aplicación para los supercondensadores, aplicaciones en las que se necesita poca cantidad de almacenamiento de energía y las que están sometidas a un alto voltaje. En relación a la primera, en aquellos casos en los que el espacio de almacenamiento sea reducido y se necesite almacenar una pequeña cantidad de energía, se recomienda el uso de un supercondensador de baja capacitancia y bajo coste. Un modelo perfectamente adaptado a estos requisitos es el EC-RG0V105V, un capacitador electroquímico de doble capa manufacturado por la empresa Panasonic. Como ejemplifica la Ilustración 2.24, la apariencia de este modelo se asemeja a la de un botón. Muchos condensadores electroquímicos de doble capa ofrecen la misma disposición, sellados y recubiertos, y nunca necesitan ser remplazados. Funcionan extraordinariamente combinándose con otras tecnologías de almacenamiento de energía (Gabay, 2013).

Ilustración 2.24: Fotografía del modelo de capacitador electroquímico de doble capa EC-RG0V105V ideado por Panasonic



Fuente: Recuperado de *Supercaps resembling coin cell holders can take the place of older batteries for modern low-power designs. The advantage here is they can be sealed and coated since they never need replacing*, por Jon Gabay, 2013, DigiKey (<https://www.digikey.com/en/articles/supercapacitor-options-for-energy-harvesting-systems>)

En lo que concierne a las aplicaciones de alto voltaje, las empresas más destacadas que emplean los sistemas de supercapacitores son Nichicon y Maxwell Technologies. La empresa japonesa Nichicon ofrece una gama de supercapacitores que emplea la tecnología electroquímica de doble capa, combinando características de capacitadores electrolíticos de aluminio con baterías para proporcionar flexibilidad y velocidad. Están especialmente adaptados en aplicaciones de generación de energía por energía eólica y solar. Maxwell Technologies, en cambio, conforma supercondensadores empaquetados de forma similar a baterías de gama alta, y son capaces de cargarse de forma prácticamente instantánea ofreciendo poca resistividad interna. Las aplicaciones de estos dispositivos están extendidas al sector industrial, de automoción y de telecomunicaciones (Gabay, 2013).

Ilustración 2.25: Fotografías de los supercapacitores de 48 V (BMOD0165 P048 B01) y 75 V (BMOD0094 P075 B02) que ofrece la compañía Maxwell Technologies.



Fuente: Recuperado de *The 48 and 75 V Maxwell Technologies Ultracapacitors are packaged like – and take direct aim at – batteries for industrial, telecom, and other applications*, por Jon Gabay, 2013, DigiKey

(<https://www.digikey.com/en/articles/supercapacitor-options-for-energy-harvesting-systems>)

Capítulo 3. COMPARACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS ESTUDIADAS

3.1 MÉTODO DE COMPARACIÓN

En este capítulo se va a realizar la comparación de las 8 tecnologías que han sido investigadas en la sección anterior. El objetivo en cuestión es tratar de realizar una serie de filtros, en base a los requerimientos actuales de un sistema de almacenamiento de energía a gran escala. A raíz de ello, se va a elegir la mejor técnica existente. De este modo, se ha optado por realizar una tabla comparativa dividida en 8 criterios, los cuales son: capacidad de almacenamiento, eficiencia energética, tiempo de respuesta, vida útil y ciclos de carga, coste, seguridad, sostenibilidad ambiental y escalabilidad. Los criterios considerados permitirán lograr una comparación detallada y equilibrada de las distintas sistemáticas examinadas.

3.2 TECNOLOGÍAS QUE ENTRAN EN EL ESTUDIO

En primer lugar, antes de comenzar la realización de la tabla, hace falta considerar si todos los sistemas incluidos en el Capítulo 2 van a estar presentes en la comparación. Con respecto a la investigación realizada acerca de los volantes de inercia, se ha llegado a la conclusión de que no se han optimizado estrictamente para el almacenamiento de energía, sino que, por sus características, se han diseñado especialmente para ser un recurso que emplea el almacenamiento de energía para integrar de forma rápida cargas y descargas de otros modos de almacenamiento o para mantener un correcto balance de la red adecuando los flujos de cargas. Es por ello que se ha optado por no incluir a los volantes de inercia en la tabla comparativa; directamente, la tecnología desarrollada hasta ahora no resulta una forma óptima para almacenar y suministrar energía eléctrica a gran escala y está enfocada en otras aplicaciones.

Acerca de los supercondensadores, se ha llegado a una conclusión similar. La aplicación de los supercondensadores está dirigida hacia un gran número de ciclos de carga y descarga en alta corriente y corta duración y no al almacenamiento prolongado de energía para abastecer el suministro de las centrales de energía renovables (Aplicaciones de los supercondensadores, 2017). Por eso mismo se ha decidido descartar también la inclusión de los supercondensadores dentro de la tabla comparativa.

Una vez meditada la decisión de qué tecnologías van a ser objeto de comparación, se puede comenzar a realizar la tabla en cuestión, que incluirá las baterías de gravedad, la pila de combustible de hidrógeno, las baterías de iones de litio, las baterías de flujo, el bombeo hidroeléctrico y el almacenamiento de energía por aire comprimido. En concreto, para las baterías de gravedad, se va a estudiar el sistema EV1 ideado por Energy Vault, al ser la única batería de gravedad con una escala considerable en operación. En relación a las baterías de litio, el estudio se centrará en las de litio-ferrofosfato (LFP), y para las baterías de flujo se tendrán en cuenta las de tipo redox de vanadio. Para la pila de combustible de hidrógeno, se va a considerar el uso de hidrógeno gris como combustible dado lo extendido que está y lo fácilmente accesible que es, lo que tendrá una fuerte implicación en la sostenibilidad ambiental y el precio de esta alternativa.

3.3 TABLA COMPARATIVA

Tabla 3.1: Tabla comparativa de las tecnologías de almacenamiento estudiadas en la elaboración del trabajo

	Baterías de gravedad	Pilas de combustible de hidrógeno	Baterías de iones de litio	Baterías de flujo	Bombeo hidroeléctrico	Almacenamiento por aire comprimido
Capacidad de almacenamiento	80 MWh	-	1,6 GWh	-	24 GWh	>4 GWh
Eficiencia eléctrica	90%	35%	90%	75%	75%	50%
Tiempo de respuesta	Del orden de milisegundos, respuesta prácticamente inmediata	Del orden de milisegundos, respuesta prácticamente inmediata	Del orden de segundos (1-4)	Del orden de segundos (1-4)	Del orden de minutos (1-6)	Del orden de minutos (10-15)
Vida útil/ciclos de carga	30 años	30 años/10.000 ciclos	15 años/3000-8000 ciclos	30 años/1500-15000 ciclos	40 años	30 años/10.000 ciclos
Coste	-	290 €/kWh	290 €/kWh	470 €/kWh	465 €/kWh	250 €/kWh
Seguridad	Alta	Baja	Media	Alta	Alta	Baja
Sostenibilidad ambiental	Alta	Baja	Media	Media	Media	Baja
Escalabilidad	Media	Media	Alta	Alta	Baja	Baja

Fuente: Elaboración propia.

3.4 COMPARACIÓN

A continuación, se va a deliberar acerca de qué sistemas destacan en cada uno de los criterios tomados en cuenta, además de razonar cual es la mejor tecnología en términos generales.

Atendiendo a los datos presentados en la Tabla 3.1, en concreto, al apartado de capacidad de almacenamiento, en primera instancia destaca de manera importante la que disponen las centrales de almacenamiento por bombeo hidroeléctrico. El término capacidad de almacenamiento hace referencia a la habilidad y los recursos que tiene una instalación para realizar el almacenamiento de energía. También, ofrece una medida de la cantidad de energía almacenable en una instalación con respecto a su tamaño y peso. De esta forma, el bombeo hidroeléctrico se coloca como la mejor opción en términos de escala, descarga prolongada y cantidad de energía que puede almacenar. Destacan también en este aspecto el almacenamiento por aire comprimido y las baterías de iones de litio, instalaciones que son capaces de llegar a una escala importante. Hace falta aclarar que los valores de capacidad de almacenamiento escogidos y expuestos en la Tabla 3.1 son aproximadamente los valores de capacidad que se pueden dar en las centrales de almacenamiento existentes de mayor escala en relación a cada una de los sistemas que estamos teniendo en consideración, y proviene de información expuesta en el anterior capítulo. Es por eso que, por ejemplo, el valor de capacidad de almacenamiento presentado en la tabla para el bombeo hidroeléctrico es la capacidad de almacenamiento que tiene el embalse superior del complejo hidroeléctrico de Cortés-La Muela, la planta hidroeléctrica de bombeo con mayor potencia instalada de Europa (Iberdrola, s.f.). El valor de capacidad de almacenamiento mostrado en la tabla para las baterías de litio corresponde con la capacidad de almacenamiento que tiene la planta de Moss Landing BESS, la planta de almacenamiento de energía por medio de baterías más grande del mundo (*Moss landing battery storage Project*, s.f.). No se ha incluido un valor de capacidad de almacenamiento para las baterías de flujo puesto que no existe ninguna planta en el mundo que almacene energía por medio de baterías de flujo de vanadio a gran escala. De este modo no se conoce la capacidad total a la que podría llegar a alcanzar una instalación de una magnitud suficientemente grande, puesto que las baterías de flujo llevan un escaso tiempo en comercialización y no existe ninguna instalación con esas características. Tampoco se ha añadido la capacidad de almacenamiento de las pilas de combustible de hidrógeno puesto que, debido a todos los procesos involucrados en esta técnica (obtención, almacenamiento, transporte y producción de energía), el cálculo del valor de la capacidad de almacenamiento máxima que se puede dar en una central de almacenamiento que opere con pilas de combustible de hidrógeno se vuelve bastante complejo. De todas formas, se ha obtenido la información de que puede superar 1 *GWh* (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021). De manera negativa, resalta el bajo valor de capacidad de almacenamiento de las baterías de gravedad. Hace falta aclarar que esto se debe a que la tecnología no está extendida comercialmente a una escala suficientemente grande, y el valor mostrado es el que obtiene la torre de gravedad EV1 construida por Energy Vault.

La eficiencia eléctrica, en este caso, alude a la cantidad de potencia eléctrica que se puede generar con un sistema de almacenamiento de energía teniendo en cuenta la potencia eléctrica que consume la propia técnica. De este modo, hace falta tener en mente que, en cualquier transformación de energía, parte de la energía se pierde; no existe ningún sistema que sea capaz de ser al 100% eficiente y liberar la totalidad de la potencia eléctrica

consumida en el almacenamiento. Observando la Tabla 3.1, de las tecnologías que se han tratado a lo largo del trabajo, dominan las baterías de litio y las baterías de gravedad en el ámbito de la eficiencia eléctrica, llegando a alcanzar un 90% (Da Silva Lima et al., 2021; Olson, 2019). El bombeo hidroeléctrico y las baterías de flujo también pueden ser considerados procedimientos con una eficiencia buena. En cambio, las pilas de combustible de hidrógeno se distinguen por tener una eficiencia muy reducida comparada con el resto de sistemas estudiados. Esto se puede deber en gran parte a la cantidad de transformaciones que se dan en este método de almacenamiento; no es una transformación directa de energía, sino que se utiliza electricidad para generar el combustible de hidrógeno, y posteriormente se utiliza dicho combustible para producir electricidad. Por el contrario, las baterías de iones de litio funcionan directamente a través de su carga y descarga, al aplicar una diferencia de potencial entre sus terminales, y realizando una transformación de energía directa, de energía electroquímica a energía eléctrica. De ahí que la eficiencia de las baterías de iones de litio sea considerablemente alta. Los datos obtenidos acerca de la eficiencia eléctrica provienen de fuentes utilizadas para realizar el capítulo anterior. También han resultado de gran importancia los trabajos realizados por Da Silva et al., Aruta et al. y Capabilities, Costs & Innovation Working Group (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021; Da Silva et al., 2021).

Conforme a lo expuesto en la tabla comparativa, las baterías de gravedad y las pilas de combustible de hidrógeno son los métodos que tienen un tiempo de respuesta más bajo, del orden de milisegundos, por lo que la respuesta que ofrecen puede ser considerada casi inmediata (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021; Olson, 2019). En este aspecto también es remarcable el tiempo de respuesta que ofrecen las baterías de iones de litio, que está comprendido entre milisegundos y segundos (Da Silva Lima et al., 2021). El tiempo de respuesta es un criterio importante para comparar cualquier sistema de generación de energía puesto que hace falta mantener el equilibrio de la red eléctrica entre la electricidad ofertada y demandada. Si se altera ese equilibrio, reduciendo el suministro de electricidad o incrementando la demanda repentinamente, la red puede desequilibrarse, y esto puede significar el cese de suministro eléctrico por parte de la red. La idea de que un sistema sea capaz de proporcionar electricidad de forma más rápida permitirá a la red mantener un correcto control de la energía saliente y entrante, además de asegurar la estabilidad del sistema eléctrico (Apuntes de la asignatura de Centrales y Subestaciones Eléctricas de elaboración propia, 2022).

Según señala Barceló Ferre, la definición técnica de la vida útil es tal que “la vida útil es el período en el que se espera utilizar el activo por parte de la empresa y, a su vez, el tiempo durante el cual se produce la amortización” (2018, primera sección). Así mismo, los ciclos de carga son la cantidad de veces que un sistema de almacenamiento es capaz de cargarse y descargarse completamente manteniendo un correcto funcionamiento. De este modo, se puede entender que los dos criterios, vida útil y ciclos de carga, están muy relacionados. En la Tabla 3.1 dichos aspectos ofrecen una visión sobre el tiempo que puede aguantar una central de almacenamiento de energía con cada uno de los métodos de almacenamientos investigados. Por lo tanto, en este campo destaca la vida útil que pueden llegar a alcanzar una instalación de bombeo hidroeléctrico, 40 años, que viene limitada por la vida útil de los componentes electromecánicos presentes dentro de la instalación (G.E., s.f.). También se diferencian notoriamente la vida útil y el valor de ciclos de carga que ostentan las plantas de almacenamiento por medio de baterías de iones de litio, pero por el efecto contrario, ya que la vida útil y los ciclos de carga que ofrecen las baterías de iones de litio son relativamente bajas, y las más reducidas de entre las diferentes alternativas (Así funcionan las baterías de litio, 2020; Frith, 2021). La

información obtenida para completar esta fila de la tabla comparativa proviene de fuentes ya utilizadas, y de trabajos como el realizado por Da Silva et al. y Capabilities, Costs & Innovation Working Group (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021; Da Silva et al., 2021).

Para evaluar el coste de cada uno de los métodos examinados, se ha optado por estudiar el coste nivelado de la energía (LCOE-Levelized Cost of Energy) para cada una de las opciones presentes. Esta medida permite examinar el coste de almacenamiento de energía eléctrica. En este contexto, se puede entender el LCOE como el precio mínimo medio al que se debe vender la energía almacenada para compensar los costes totales de almacenamiento durante la totalidad de la vida útil de la instalación (Darío, 2022). Para poder realizar una comparación equilibrada, se ha decidido que se va a estudiar el LCOE que tendría una planta de 100 MW y 4 horas de duración de descarga para cada una de las alternativas de la tabla. La información relevante se ha obtenido del informe *Pumped Storage Hydropower Capabilities and Costs*, publicado en septiembre de 2021 por Capabilities, Costs & Innovation Working Group (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021; Da Silva et al., 2021). Por lo tanto, analizando el coste de todas las opciones presentes, la opción más rentable económicamente resulta el almacenamiento de energía mediante aire comprimido, seguida por la pila de combustible de hidrógeno y las baterías de iones de litio. Hace falta recalcar que el coste de la pila de combustible resulta tan relativamente bajo puesto que se ha estudiado el coste de almacenamiento de una pila que emplea como combustible el hidrógeno gris, que se trata del tipo de hidrógeno más accesible y barato de producir actualmente, dada las implicaciones ambientales que conlleva su generación. El bombeo hidroeléctrico tiene asociado un coste normalizado relativamente alto, que puede provenir de la enorme inversión y movimiento de tierras que hay que realizar durante la construcción de estas plantas. El elevado coste de las baterías de flujo de vanadio es una consecuencia del complejo diseño y reducida escala de producción de estos dispositivos. No se ha incluido un valor para el coste normalizado de las baterías de gravedad puesto que es una tecnología muy poco extendida que se está desarrollando actualmente, y no se ha conseguido ninguna información acerca de la inversión, amortización o cualquier factor involucrado en el cálculo del LCOE de la EV1.

La seguridad es una práctica general de operación y mantenimiento de equipos. De este modo, un equipo que tenga una alta seguridad requerirá de menos mantenimiento y revisión. Ocurre lo contrario en equipos con baja seguridad, necesitan mantenimientos más complejos y frecuentes. Contemplando la Tabla 3.1 en el terreno de la seguridad, llaman la atención por su buena y alta seguridad las baterías de gravedad y el bombeo hidroeléctrico. La seguridad de la batería de gravedad EV1 se debe al complejo y sofisticado sistema de control de elevación de masas y a los principios físicos no muy complejos que intervienen en la instalación (Energy Vault, s.f; Moore, 2021). En las centrales hidroeléctricas de bombeo existe una gran seguridad puesto que el método de almacenamiento de energía que utiliza no conlleva un riesgo adicional para la seguridad de las instalaciones, y emplea también un principio físico poco complejo. Por el contrario, resalta por su baja seguridad la tecnología de almacenamiento por aire comprimido. Debido a los requerimientos de alta presión que se dan en este tipo de centrales, además de la combustión de gas natural y las temperaturas que se pueden alcanzar, no se trata de una tecnología relativamente segura. Hace falta tener en cuenta varios factores para la correcta y segura operación de estos sistemas, como puede ser el monitoreo de fugas y protección contra sobrepresiones. La pila de combustible de hidrógeno también resulta una opción poco segura; puesto que el hidrógeno es un elemento muy inflamable, se trata

de una de las tecnologías de almacenamiento menos seguras. (Iberdrola, s.f.). En cuanto a las baterías de iones de litio, poseen un historial que cuestiona su seguridad. En general, tienen una baja relativa seguridad entre las opciones presentes que se debe a los calentamientos excesivos que se pueden alcanzar y que pueden provocar explosiones en casos extremos (Supercondensadores, s.f.). Aun así, dentro de las baterías de iones de litio, la opción de las baterías de litio-ferrofosfato es la más segura ya que emplea fosfato (no tóxico) en vez de óxido de cobalto (tóxico) (Frith, 2021).

El término sostenibilidad ambiental alude al “principio de gobierno de la utilización de los recursos naturales que permita satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para atender sus propias necesidades” (Diccionario panhispánico del español jurídico, s.f., sección de la sostenibilidad ambiental). La sostenibilidad en sí se refiere a mantener la duración de un procedimiento o recurso durante un tiempo extenso sin acabar con ello o generar un fuerte impacto en el medio ambiente (Real Academia Española, s.f.). Entendiendo estas expresiones, se podrá comprender lo que conlleva tener un alta, media o baja sostenibilidad ambiental. De esta manera, y volviendo a la Tabla 3.1, de las tecnologías estudiadas, aquellas que presentan una mejor sostenibilidad ambiental son las baterías de gravedad y la pila de combustible de hidrógeno verde. En este entorno, la técnica de las baterías de gravedad es muy favorable puesto que no se generan emisiones al producir electricidad; ocurre una transformación directa de energía potencial, a cinética, y a eléctrica. Además, como se ha comentado en la sección referente a este procedimiento, para conformar las masas que emplea el sistema de EV1 se utilizan deshechos, creando valor en economía circular, puesto que las masas resultan fácilmente reciclables (Futuro eléctrico, 2018; Energy Vault, s.f.). Al estar investigando acerca de la pila de combustible de hidrógeno gris, la sostenibilidad ambiental asociado al hidrógeno gris es muy baja comparada con la de la mayoría de opciones dado que su obtención genera emisiones nocivas para el medio ambiente. Asimismo, también destaca de manera negativa el almacenamiento de energía por aire comprimido. Esto es debido a que es una tecnología cuya generación de energía conlleva la quema de gas natural, y por lo tanto genera emisiones de gases de efecto invernadero.

Para concluir con la comparación, con respecto a la escalabilidad de una instalación de almacenamiento, la tecnología que es más próspera teniendo en cuenta este criterio es la de las baterías de iones de litio. Tienen una aparentemente infinita escalabilidad y se puede construir una planta de almacenamiento de energía tan grande como se requiera conectando baterías de iones de litio entre sí. Esto permite implementar la tecnología en regiones pequeñas y aisladas o en grandes sistemas de energía (Da Silva Lima et al., 2021). La escalabilidad evalúa la aptitud de un sistema a adaptarse a diferentes dimensiones y aplicaciones. De esta forma, se entiende que las centrales hidroeléctricas de bombeo no resultan fácilmente escalables. Una vez que se construya, se dificulta en gran medida incrementar la capacidad y la magnitud de la planta. Lo mismo ocurre para las instalaciones de almacenamiento por aire comprimido.

3.5 CONCLUSIÓN DE LA COMPARACIÓN Y ELECCIÓN DE LA MEJOR TECNOLOGÍA

Una vez habiendo discutido el desempeño de las 6 tecnologías que entran en la comparación según los 8 criterios establecidos, hace falta elegir cual de todas realiza una mejor actuación para el almacenamiento de energía en términos generales. Por el hecho de que a día de hoy no se hayan extendido las baterías de gravedad y las baterías de flujo de vanadio para almacenar energía a una escala importante, y por lo poco maduras que

resultan industrial y comercialmente, se ha optado por descartar estas dos sistemáticas. De todas formas, a raíz de que ambas tecnologías se desarrollen en mayor medida cobrarán un papel más importante en el almacenamiento de energía a nivel global. Ambas técnicas poseen características que las hacen muy atractivas y competitivas ante el resto de alternativas para el almacenamiento de energía.

Prestando atención a las 4 tecnologías que quedan sin descartar, la peor opción presente según los criterios tomados es la pila de combustible de hidrógeno. A pesar de que tenga un relativamente bajo coste, las implicaciones que se dan por tratar con hidrógeno gris son demasiado relevantes. La sostenibilidad ambiental se ve muy perjudicada por utilizar hidrogeno gris como combustible, además de que resulta una alternativa relativamente poco segura. El desempeño de las pilas de combustible en el estudio hubiera sido mejor si se hubiera tratado con hidrogeno verde, ya que mejoraría la sostenibilidad ambiental en gran medida. De todas formas, el precio de esta tecnología también hubiera aumentado notablemente. A medida que se extienda e incremente la producción de hidrógeno verde a nivel mundial (ahora solo corresponde con menos del 0,4% del hidrógeno total producido), esta técnica logrará mejorar las implicaciones ambientales que conlleva su utilización, y gozará igualmente de un precio competitivo (AleaSoft Energy Forecasting, 2020). También resulta muy inconveniente el rendimiento total que se da con la pila de combustible de hidrógeno, el más bajo de todas las opciones. De igual modo, el almacenamiento de energía por aire comprimido también presenta una serie de desventajas en correspondencia con la Tabla 3.1. A pesar de que tenga el coste más bajo de las alternativas mostradas, la tecnología no juega un buen papel teniendo en cuenta seguridad, la sostenibilidad ambiental y la escalabilidad. Además, la eficiencia resultante del proceso es bastante reducida. De este modo, ni la pila de combustible de hidrógeno ni el almacenamiento por aire comprimido son la mejor opción para el almacenamiento de energía.

No es de extrañar que las opciones restantes sean las baterías de iones de litio y el bombeo hidroeléctrico, puesto que son las formas más populares y frecuentes de almacenar energía a una escala grande. El bombeo hidroeléctrico destaca en mayor medida en las categorías de capacidad de almacenamiento, vida útil y seguridad. Mientras tanto, las baterías de iones de litio despuntan en eficiencia, tiempo de respuesta, coste y escalabilidad. Según los criterios adoptados, las baterías de litio son una mejor opción para el almacenamiento de energía a nivel general. A pesar de que tenga la vida útil más baja de todas las tecnologías estudiadas, la técnica resalta en varias de las categorías más importantes, como son la eficiencia y el coste. De hecho, las baterías de iones de litio tienen la mejor relación coste-eficiencia.

Capítulo 4. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

A partir de todo lo visto durante la extensión del trabajo, y habiendo elegido las baterías de iones de litio como la mejor tecnología de almacenamiento de energía actualmente, se va a realizar un análisis de viabilidad económica de una instalación de almacenamiento de energía eléctrica por medio de baterías de litio-ferrofosfato. De esta manera, se tratará de conocer la rentabilidad y viabilidad del proyecto a través de medidas como el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

4.1 INVERSIÓN INICIAL

El primer factor que hay que tener en mente a la hora de realizar el análisis es el emplazamiento donde se va a ubicar el proyecto. De este modo, se han elegido una serie de criterios para guiar la elección de la localización de la central de almacenamiento. Estos criterios incluyen la necesidad de almacenamiento de energía, infraestructura eléctrica existente y condiciones geográficas de la zona. Teniendo en consideración estos factores, se ha decidido elegir como ubicación Usagre, Badajoz, en la comunidad autónoma de Extremadura. Esto se debe a que la Central Solar Fotovoltaica de Nuñez de Balboa está construida en la misma localidad, y se pretende que el proyecto objeto de análisis preste servicios de almacenamiento de energía a dicha central. Según los criterios mencionados, la ubicación elegida resulta idónea. La central de Nuñez de Balboa no dispone de una planta de almacenamiento de energía, por lo que la ubicación sí que tiene una necesidad real de almacenamiento (Iberdrola, s.f.). Incorporar una instalación de almacenamiento de energía en una zona próxima a la central permitirá aprovechar al máximo la generación de energía solar, almacenando el exceso de energía no consumida a lo largo del día para después suministrarla por medio de la planta de almacenamiento durante la noche, cuando la central solar no pueda producir electricidad. Por el hecho de que la central solar de Nuñez de Balboa es uno de los mayores parques solares de Europa, existe una importante infraestructura eléctrica en la zona elegida, habiendo, por ejemplo, una subestación de 400 kV en las proximidades (Iberdrola, s.f.). Esto permitirá a la instalación de almacenamiento tener un relativamente fácil acceso a la red eléctrica, minimizando los costes y mejorando la viabilidad del proyecto. En relación a las condiciones geográficas de la zona, la provincia de Badajoz dispone de un clima soleado y conveniente para producir energía mediante placas fotovoltaicas. La central aprovecha estas condiciones para producir electricidad de manera bastante constante teniendo en cuenta la variabilidad e intermitencia que conlleva la energía solar. Con la inclusión de una planta de almacenamiento en un lugar cercano, se podrá asegurar un suministro de electricidad sólido y constante.

Otra característica que hay que tener muy presente es la capacidad de almacenamiento del proyecto. Para ello, hace falta averiguar el valor de la potencia instalada de la planta solar fotovoltaica, que alcanza 500 MW (Iberdrola, s.f.). Además, se va a suponer que la capacidad de producción energética de la central solar es constante a lo largo de todo el año, evitando fluctuaciones e intermitencias significativas a través de minuciosos mantenimientos. Considerando estos factores, se puede calcular la potencia instalada de la planta de almacenamiento como una determinada proporción de la potencia instalada de la Central Solar Fotovoltaica Nuñez de Balboa. Teniendo en cuenta que el proyecto almacenará la energía no consumida producida por la central solar, sería coherente establecer una proporción de entre el 10% y el 20%, es decir, que la planta de

almacenamiento tuviese una potencia instalada de entre 50 MW y 100 MW (Instituto de la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2022). De este modo, se ha elegido una potencia de almacenamiento de 75 MW para la instalación de almacenamiento de energía por baterías de litio-ferrofosfato. Se pueden establecer unos ciclos de descarga de 2 horas. De esta manera, se obtendría una capacidad de almacenamiento de 150 MWh. A partir de la capacidad de almacenamiento y el valor del coste nivelado de la energía presentado en la Tabla 3.1 para las baterías de litio-ferrofosfato ($290 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$), podemos establecer un coste de inversión para la totalidad de las baterías de 43.500.000 €.

Para calcular la inversión en el terreno requerida hay que considerar una serie de factores relevantes. Aparte de la ubicación, que ya ha sido elegida, hace falta conocer la extensión del terreno y el valor de ese mismo terreno. Estableceremos una superficie del terreno de 1 hectárea (10.000 m^2) para albergar la infraestructura eléctrica requerida, la construcción y los sistemas de control necesarios. Resulta una extensión lo suficientemente grande para realizar el proyecto teniendo en cuenta que las baterías de litio-ferrofosfato ocupan menos espacio que otras formas de almacenar energía (El Confidencial, 2021). Para la elaboración del análisis, se asumirá un valor del terreno de $67,2 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$, que es el precio promedio por metro cuadrado de suelo urbano en municipios de Badajoz con una población de 1.000 a 5.000 personas (Usagre tiene 1.763 habitantes) para el primer trimestre de 2023 (Ministerio de Transporte, Movilidad y Agenda Urbana, 2023, Tabla 4.2-Precio medio del metro cuadrado de suelo urbano en municipios de entre 1.000 y 5.000 habitantes; Usagre- Datos, gráficos y estadísticas sobre el municipio, 2023). Consecuentemente, la inversión que hay que realizar en el terreno es de 672.000 €.

Considerando que la planta de almacenamiento por baterías de litio-ferrofosfato estará localizada próxima a la central solar Nuñez de Balboa, se puede aprovechar la infraestructura eléctrica ya existente para la conexión del proyecto a la red, abaratando los costes del proyecto en el proceso. Por ejemplo, la central solar fotovoltaica tiene acceso a una subestación de 400 kV, y la instalación de almacenamiento podría hacer uso de ella. Se han premeditado una serie de suposiciones para calcular el coste de la infraestructura eléctrica adicional necesaria: se ha establecido una distancia de 5 km a la subestación de 400 kV, un coste de línea de distribución de $50.000 \frac{\text{€}}{\text{km}}$ y un coste de conexión de $20.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$ (Apuntes de la asignatura de Centrales y Subestaciones Eléctricas de elaboración propia, 2022; Apuntes de la asignatura de Optativa Complementaria: The challenge of future electricity systems de elaboración propia, 2022; El almacenamiento energético y su regulación, 2023). De este modo, sería necesaria una inversión de 1.750.000 € en lo correspondiente con la infraestructura eléctrica adicional del proyecto.

El coste necesario de ingeniería y construcción para la realización del proyecto se ha asumido que implicará alrededor de un 15% del costo de las baterías. Se ha asignado este porcentaje dada la escala, complejidad y requisitos específicos de la instalación de almacenamiento. Siendo la inversión de las baterías de un valor de 43.500.000 €, el costo de ingeniería y construcción de la planta llegará a 6.500.000 €. Se asumirá también que el coste de los sistemas de gestión de energía y servicios auxiliares, y el de permisos y licencias, será un porcentaje de la inversión necesaria completa de la instalación. La instalación de almacenamiento requerirá un sistema de gestión y un sistema auxiliar adaptados a los 75 MW de capacidad disponibles, con sistemas de monitorización y control, protección, seguridad y sistemas de refrigeración. De este modo, se ha elegido

que el coste de los sistemas de gestión de energía y sistemas auxiliares equivaldrán en torno al 10% del coste total de la instalación de almacenamiento, lo que implicaría una inversión adicional de 5.250.000 €. Igualmente, supondremos que el proyecto necesita una serie de permisos y licencias adecuadas para la construcción y operación de una planta de almacenamiento de energía de baterías de litio-ferrofosfato. Esto incluye los permisos medioambientales, los de construcción y las licencias de operación. Además, se asumirá la realización de un estudio de impacto ambiental que permita estudiar el efecto de la construcción del proyecto en el ecosistema de la zona designada, para así obtener las autorizaciones relevantes. Adicionalmente, se solicitará asesoramiento legal y de consultoría. Para obtener una estimación del coste de permisos y licencias, se supondrá que será del orden del 10% del coste total de la instalación de almacenamiento, que equivaldría a 5.250.000 € (Ortega, 2021).

Por todo lo discutido en la elaboración de este apartado, se ha obtenido un valor de inversión inicial para la planta de almacenamiento de energía mediante baterías de litio-ferrofosfato de 62.922.000 €.

4.2 INGRESOS Y GASTOS ANUALES

En lo que concierne a los ingresos que obtendría el proyecto, se ha calculado el ingreso anual por la venta de la energía almacenada. Dado que la capacidad de almacenamiento disponible es de 150 *MWh*, y estableciendo un precio medio de la electricidad de 110 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$, la venta de la energía almacenada ascendería a 16.500 € por cada ciclo de descarga (Operador del Mercado Ibérico Español, 2023). Se ha establecido el precio medio de la electricidad atendiendo a los precios medios del día 12 de julio de 2023 durante las horas en las que la central solar fotovoltaica no podría producir, y la instalación de almacenamiento realizaría el suministro de electricidad (horas nocturnas). Asumiendo una estimación razonable de 365 ciclos de descarga al año, el ingreso anual por la venta de energía almacenada sería de un valor de 6.022.500 €. Esa cantidad de ciclos de descarga permitiría llevar la vida útil de la instalación de almacenamiento hasta los 15 años (Así funcionan las baterías de litio, 2020).

Acerca de los gastos anuales a los que se va a tener que enfrentar la instalación de almacenamiento, se asumirán unos gastos de operación y mantenimiento de 9 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021, Table 2; Board of Governors of the Federal Reserve System, 2023, Foreign Exchange Rate). Así, los gastos anuales se elevarían a un valor de 675.000 €.

4.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS

A través de los valores de inversión inicial, gastos e ingresos, además de establecer na tipo de interés del 3,15%, se ha ideado un modelo en Excel con el que obtener los resultados de valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR). El valor del tipo de interés utilizado en el modelo se ha conseguido consultando instituciones financieras (CaixaBank), y tiene en cuenta el riesgo del proyecto, las condiciones del mercado financiero y las políticas de cambio vigentes. Partiendo del tipo de interés, uno puede conocer la tasa de descuento de la siguiente manera:

$$\text{Tasa de descuento} = \frac{\text{Tipo de interés}}{1+\text{Tipo de interés}} \quad (17)$$

(Vázquez, s.f., sección de Relación de la tasa de descuento y tipos de interés).

Tabla 4.1: Datos de entrada al modelo

Inversión Inicial	62.922.000,00 €
Ingresos anuales	6.022.500,00 €
Gastos anuales	675.000,00 €
Tipo de interés	3,15%
Tasa de descuento	3,05%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.2: Resultados obtenidos

VAN	228.969,12 €
TIR	3,2005169 %

Fuente: Elaboración propia

4.4 CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS

Atendiendo a la definición técnica del valor actual neto, se trata de “un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión” (Velayos, 2020, sección de Valor Actual Neto (VAN)). Puesto que el valor actual neto de la inversión resulta de 228.969,12 €, que es un valor positivo, es conveniente realizar la inversión del proyecto siguiendo este razonamiento, ya que se obtendrán beneficios. De todas formas, comparando la totalidad de la inversión con el VAN, el VAN resulta muy pequeño. Por lo tanto, aunque la inversión resulte viable según esta medida, no es de las mejores inversiones.

Mientras tanto, la tasa interna de retorno indica la rentabilidad que promete una inversión (Sevilla, 2020, Tasa Interna de Retorno (TIR)). Esta medida se interpreta con ayuda de la tasa de descuento, en función de que, si la tasa de descuento es inferior al TIR, el proyecto será rentable económicamente. Si ocurre lo contrario, el proyecto de inversión debe rechazarse por que no es rentable. En este caso, se ha obtenido un valor del TIR más alto que el de la tasa de descuento, por lo que el proyecto debería ser aceptado según este juicio.

Por todo lo comentado a lo largo de este capítulo, realizar una instalación de almacenamiento por medio de baterías de litio-ferrofosfato para abastecer la demanda de almacenamiento de energía renovable a la Central Solar Fotovoltaica Nuñez de Balboa sería un proyecto viable y rentable, aunque no en gran medida. La viabilidad del proyecto mejoraría en mayor medida si se redujese la tasa de descuento o, por ende, el tipo de interés establecido para la inversión.

Capítulo 5. CONCLUSIONES

5.1 CONCLUSIONES SOBRE LA METODOLOGÍA

A la hora de empezar el trabajo, la metodología elegida me parecía muy coherente e intuitiva; se trataba de realizar un extenso y detallado trabajo de investigación acerca de las tecnologías existentes de almacenamiento de energía eléctrica y, para ello, hacía falta estudiar 8 sistemas de almacenamiento. La perspectiva con la que he querido enfocar mi trabajo ha sido la de funcionalidad, operatividad y desarrollo de cada una de las técnicas. De ahí se iba a realizar una comparación metódica y razonada para determinar qué tecnología está más avanzada para el almacenamiento de energía a gran escala. En retrospectiva, a la hora de hacer la comparación, 8 tecnologías me parecieron muchas, y el trabajo se podría haber desempeñado mejor si en vez de 8 se hubieran tratado 6. Creo esto porque, sin duda, la gran carga de este trabajo es debida a la labor de leer, estudiar y adaptar una cantidad enorme de información, y ahora veo que también me hubiera gustado dedicarle algo más de tiempo al análisis numérico, ya sea para ver la viabilidad de cada tecnología o directamente para compararlas con un mayor detalle. Si se hubiera reducido el conjunto de información a tratar, se podría haber dedicado más tiempo al análisis numérico y comparativo de las tecnologías.

De todas formas, la metodología llevada me ha sido de gran ayuda. Decidí dividir el trabajo en 8 pequeños proyectos para cubrir las 8 tecnologías objeto de estudio. Con esta distribución de trabajo, supe organizarme correctamente para llegar a todo lo que tenía que cubrir en el estado del arte e investigación de cada sistema, ofreciendo una visión general y correcta del funcionamiento, avances e instalaciones de cada uno de los procesos de almacenamiento.

5.2 CONCLUSIONES SOBRE LOS RESULTADOS

En relación a la comparación, el resultado obtenido es totalmente el esperado. Al haber realizado previamente la investigación acerca de cada tecnología de almacenamiento, ya tenía en mente, por sus características y cantidad de instalaciones en funcionamiento, que las baterías de iones de litio serían la mejor opción. Además, las baterías de litio-ferrofosfato suponen la mejor alternativa actual dentro del sector.

Atendiendo a los resultados obtenidos acerca del análisis de viabilidad económica, aunque resultan bastante coherentes y son relativamente buenos, no se ha llegado al detalle que se había pensado llegar en una primera instancia en el análisis. Esto se debe a que el trabajo se ha centrado principalmente en la investigación desarrollada de las distintas tecnologías. A la hora de llegar al análisis de viabilidad económica, y no haber realizado tanto hincapié en detallar minuciosamente el análisis, los números utilizados y calculados no son todo lo realistas que podrían haber sido, y se ha intentado dar unos resultados generales. Los resultados obtenidos tampoco son todo lo fiables que podían haber sido, dado el estado coyuntural que estamos viviendo debido a la inflación y la Guerra de Ucrania.

5.3 RECOMENDACIONES PARA FUTUROS ESTUDIOS

Hay muchos enfoques desde los que se puede abordar un trabajo de investigación. Habiendo tomado los criterios determinados, uno es consciente de que el coste de oportunidad es no tratar otros matices por no haber sido considerados tan importantes. Por ejemplo, se podría haber profundizado sobre el futuro a largo plazo de cada una de las tecnologías de almacenamiento. Además, se podría haber estudiado el coste de ciclo de vida de un producto con cada uno de los sistemas investigados, y así conseguir una visión aún más completa del almacenamiento de energía en la actualidad.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

- Gamez, M. J. (s. f.). Objetivos y metas de desarrollo sostenible. *Desarrollo Sostenible*. Recuperado 6 de julio de 2023, de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- <https://www.facebook.com/david.plazavallejo>. (2022, octubre 20). *Este innovador sistema de almacenamiento de energía combina volantes de inercia y baterías*. Motor.es. <https://www.motor.es/futuro/sistema-energia-combina-volantes-inercia-baterias-202290613.html>
- Megapack*. (s. f.). Tesla. Recuperado 6 de julio de 2023, de <https://www.tesla.com/megapack>
- Viaintermedia.com. (2019, septiembre 4). *Almacenamiento—¿Cómo es el Megapack de Tesla? Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.; Almacenamiento - ¿Cómo es el Megapack de Tesla? - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.* <https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/como-es-el-megapack-de-tesla-20190904>
- Baterías de gravedad: Qué son, como funcionan*. (2022, noviembre 8). <https://ecoinventos.com/baterias-de-gravedad/>
- Eléctrico, R. F. (2018, diciembre 16). *Energy Vault | Bloques de hormigón para almacenar energía eléctrica*. *Futuro Electrico*. <https://futuroelectrico.com/energy-vault-almacenar-energia-electrica/>
- EVI | Energy Vault*. (s. f.). Recuperado 6 de julio de 2023, de <https://www.energyvault.com/ev1>
- Gravitricity Gravity-based Energy Storage Demonstrator—NS Energy*. (s. f.). Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://www.nsenergybusiness.com/projects/gravitricity-gravity-based-energy-storage-demonstrator/>
- Gravitricity_gravity_storage_diagram_150dpi.jpg (1091×1091)*. (s. f.). Recuperado 6 de julio de 2023, de https://gravitricity.com/wp-content/uploads/2022/11/Gravitricity_gravity_storage_diagram_150dpi.jpg
- <https://www.facebook.com/48576411181>. (s. f.). *Gravity Energy Storage Will Show Its Potential in 2021—IEEE Spectrum*. Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://spectrum.ieee.org/gravity-energy-storage-will-show-its-potential-in-2021>
- Lane, A. (s. f.). *Can gravity batteries solve our energy storage problems?* Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://www.bbc.com/future/article/20220511-can-gravity-batteries-solve-our-energy-storage-problems>
- Massive, Gravity-Based Battery Towers Could Solve Renewable Energy's Storage Problem | GlobalSpec*. (s. f.). Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://insights.globalspec.com/article/10784/massive-gravity-based-battery-towers-could-solve-renewable-energy-s-storage-problem>
- Projects—Renewable energy storage | Gravitricity projects. (s. f.). *Gravitricity | Gravity Storage*. Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://gravitricity.com/projects/>

- ¿Qué es una batería de gravedad y cómo funciona? (2022, junio 14). Tu blog de Autoconsumo fotovoltaico y energía renovable. <https://www.cambioenergetico.com/blog/bateria-gravedad/>
- Schweber, B. (2021, marzo 15). Using gravity for energy storage: Viable idea or impractical? *EDN*. <https://www.edn.com/using-gravity-for-energy-storage-viable-idea-or-impractical/>
- Technology—Gravity energy storage system | Gravitricity technology. (s. f.). *Gravitricity | Gravity Storage*. Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://gravitricity.com/technology/>
- AleaSoft. (2020, diciembre 11). Todos los colores del hidrógeno. *AleaSoft Energy Forecasting*. <https://aleasoft.com/es/todos-colores-hidrogeno/>
- Bustos, M. (2022, enero 31). La pila de hidrógeno en el ferrocarril, a fondo. *Trenvista*. <https://www.trenvista.net/a-fondo/la-pila-de-hidrogeno-en-el-ferrocarril/>
- CORPORATIVA, I. (s. f.). *El hidrógeno verde: Una alternativa para reducir las emisiones y cuidar nuestro planeta*. Iberdrola. Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>
- CSIC. (2022, mayo 27). *El hidrógeno verde, un acumulador energético para catapultar las renovables*. Consejo Superior de Investigaciones Científicas. <https://www.csic.es/es/actualidad-del-csic/el-hidrogeno-verde-un-acumulador-energetico-para-catapultar-las-renovables>
- Estévez, R. (2021, julio 8). ¿Conoces los distintos tipos de hidrógeno y sus colores? *ecointeligencia*. <https://www.ecointeligencia.com/2021/07/hidrogeno-colores/>
- Examining the Current and Future Economics of Hydrogen Energy*. (s. f.). ICF. Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://www.icf.com/insights/energy/economics-hydrogen-energy>
- Hidrógeno Gris, Azul y Verde: Cuáles son las diferencias en el llamado “combustible del futuro”. (2021, octubre 1). *Economía Sustentable*. <https://economiasustentable.com/noticias/hidrogeno-gris-azul-y-verde-cuales-son-las-diferencias-en-el-llamado-combustible-del-futuro>
- <https://www.facebook.com/sag.micro>. (2022, diciembre 16). *Electrolysis of Water- Definition, Principle, and Applications*. <https://thechemistrynotes.com/electrolysis-of-water-definition-principle-and-applications/>
- La pila de combustible | Formación de ingenieros*. (s. f.). Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://www.tecpa.es/pila-combustible/>
- Métodos de producción de hidrógeno y sus colores*. (s. f.). Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://cicenergigune.com/es/blog/metodos-produccion-hidrogeno-colores>
- Pérez, L. (s. f.). *Métodos de almacenamiento del hidrógeno | SynerHy*. Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://synerhy.com/2022/02/metodos-de-almacenamiento-del-hidrogeno/>
- Pilas de Combustible*. (s. f.). Centro Nacional de Hidrógeno. Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/>
- The world’s largest-class hydrogen production, Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R) now is completed at Namie town in Fukushima. | News Release | Toshiba Energy Systems & Solutions*. (s. f.). Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://www.global.toshiba/ww/news/energy/2020/03/news-20200307-01.html>

- What is Green Hydrogen and How is it Made?* (s. f.). Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://www.ippo-engineering.eu/en/what-is-green-hydrogen-and-how-is-it-made/>
- Beacon Power*. (s. f.). Recuperado 4 de julio de 2023, de <https://beaconpower.com/>
- Estévez, R. (2021, agosto 6). ¿Cómo almacenar energía? Sistemas mecánicos (1). *ecointeligencia*. <https://www.ecointeligencia.com/2021/08/almacenar-energia-sistemas-mecanicos-1/>
- Sistema de almacenamiento con volante de inercia de hormigón para la fotovoltaica residencial*. (2022, julio 16). <https://ecoinventos.com/volant-de-stockage-solaire/>
- Technology | Energiestro—The ecological and sustainable energy storage*. (s. f.). Recuperado 4 de julio de 2023, de <https://energiestro.net/technology/>
- Twenergy. (2019, marzo 23). *Funcionamiento del volante de inercia como sistema de almacenamiento de energía*. Twenergy. <https://twenergy.com/eficiencia-energetica/almacenamiento-de-energia/funcionamiento-del-volante-de-inercia-como-sistema-de-almacenamiento-de-energia-por-volante-de-inercia-2061/>
- A Closer Look at Lithium Iron Phosphate Batteries, Tesla's New Choice of Battery—News*. (s. f.). Recuperado 23 de mayo de 2023, de <https://www.allaboutcircuits.com/news/a-closer-look-at-lithium-iron-phosphate-batteries-teslas-new-choice-of-battery/>
- Baker, D. (2022, agosto 22). Nickel-Cobalt-Aluminum (NCA) vs. Nickel-Cobalt-Manganese (NCM) Batteries Compared: What's the Difference? *History-Computer*. <https://history-computer.com/nickel-cobalt-aluminum-nca-vs-nickel-cobalt-manganese-ncm-batteries-compared-whats-the-difference/>
- CORPORATIVA, I. (s. f.). *Las baterías de ion de litio, fundamentales para el almacenamiento de energía*. Iberdrola. Recuperado 17 de mayo de 2023, de <https://www.iberdrola.com/innovacion/baterias-ion-litio>
- Da Silva Lima, L., Quartier, M., Buchmayr, A., Sanjuan-Delmás, D., Laget, H., Corbisier, D., Mertens, J., & Dewulf, J. (2021). Life cycle assessment of lithium-ion batteries and vanadium redox flow batteries-based renewable energy storage systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 46, 101286. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101286>
- How Are Lithium Iron Phosphate Batteries made?* (s. f.). RebelBatteries. Recuperado 24 de mayo de 2023, de <https://rebelbatteries.com/blogs/lithium-iron-phosphate/how-are-lithium-iron-phosphate-batteries-made>
- Megapack*. (s. f.). Tesla. Recuperado 23 de mayo de 2023, de <https://www.tesla.com/megapack>
- Moss Landing Battery Storage Project, California, US*. (s. f.). Recuperado 24 de mayo de 2023, de <https://www.nsenergybusiness.com/projects/moss-landing/>
- Rodríguez, Ó. (2021, octubre 18). *Las mejores baterías solares: Rentabilidad, tipos y mantenimiento*. *elconfidencial.com*. https://www.elconfidencial.com/decompras/hogar/2021-10-18/mejores-baterias-solares-rentabilidad-tipos-mantenimiento_3306480/
- Tomé, C. (2020, febrero 20). *Así funcionan las baterías de litio*. Cuaderno de Cultura Científica. <https://culturacientifica.com/2020/02/20/asi-funcionan-las-baterias-de-litio/>

- Victorian Big Battery—Securing Power for Victoria.* (s. f.). Recuperado 24 de mayo de 2023, de <https://victorianbigbattery.com.au/>
- Vistra Announces Expansion of World’s Largest Battery Energy Storage Facility. (s. f.). *Vistra Corp. Investor Relations.* Recuperado 24 de mayo de 2023, de <https://investor.vistracorp.com/2022-01-24-Vistra-Announces-Expansion-of-Worlds-Largest-Battery-Energy-Storage-Facility>
- 5 Key Differences Between Flow Batteries and Lithium Ion Batteries* / *EnergyLink.* (2021, diciembre 13). <https://goenergylink.com/blog/differences-between-flow-batteries-and-lithium-ion/>
- Flow batteries for grid-scale energy storage.* (s. f.). Main. Recuperado 1 de junio de 2023, de <https://energy.mit.edu/news/flow-batteries-for-grid-scale-energy-storage/>
- Flow battery—What you need to know about flow batteries.* (2020, abril 14). Codibly - Create, Impact, Innovate. <https://codibly.com/news-insights/flow-batteries-what-you-need-to-know/>
- Sistemas de almacenamiento con baterías de flujo.* (s. f.). Recuperado 29 de mayo de 2023, de <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/almacenamiento/baterias-de-flujo>
- Viaintermedia.com. (2022, marzo 29). *Almacenamiento—Ya está aquí la batería para el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala... Made in Spain.* Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.; Almacenamiento - Ya está aquí la batería para el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala... made in Spain - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. <https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/ya-esta-aqui-la-bateria-para-el-20220329>
- What in the world are flow batteries?* (2021, enero 19). Solar Reviews. <https://www.solarreviews.com/content/blog/what-are-flow-batteries>
- Ciudad FCC: Central hidroeléctrica La Muela II.* (s. f.). Recuperado 9 de junio de 2023, de <https://www.ciudadfcc.com/-/central-hidroelectrica-de-la-muela-ii-valencia>
- CORPORATIVA, I. (s. f.-a). *Cortes—La Muela, el complejo de energía hidroeléctrica más grande de Europa.* Iberdrola. Recuperado 9 de junio de 2023, de <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-hidroelectrica/central-hidroelectrica-cortes-la-muela>
- CORPORATIVA, I. (s. f.-b). *¿Sabes para qué sirven las centrales hidroeléctricas de bombeo?* Iberdrola. Recuperado 6 de junio de 2023, de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/central-hidroelectrica-bombeo>
- How Pumped Storage Hydropower Works.* (s. f.). Energy.Gov. Recuperado 6 de junio de 2023, de <https://www.energy.gov/eere/water/how-pumped-storage-hydropower-works>
- Menna. (2018, septiembre 14). *TURBINA HIDRÁULICA* / *Tipos, partes, funcionamiento y usos.* <https://como-funciona.co/una-turbina-hidraulica/>
- Pumped Storage* / *GE Renewable Energy.* (s. f.). Recuperado 9 de junio de 2023, de <https://www.ge.com/renewableenergy/hydro-power/hydro-pumped-storage>
- Turbine Francis. (s. f.). *Hydroalp.* Recuperado 7 de julio de 2023, de <https://www.hydroalp.com/turbine-francis/>

- ZECO - Hydropower turbines for generations. (2023, marzo 13). <https://zeco hydropower.com/>
- Aruta, G., Ascione, F., Bianco, N., & Mauro, G. M. (2022). Optimization of a diabatic compressed air energy storage coupled with photovoltaics for buildings: CO₂-eq emissions vs payback time. *Energy Reports*, 8, 12686-12698. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.09.112>
- CAES | Thermo-Mechanical Energy Storage | Siemens Energy Global. (s. f.). Siemens-Energy.Com Global Website. Recuperado 13 de junio de 2023, de <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/storage-solutions/thermo-mechanical-energy-storage/caes.html>
- Compressed Air Energy Storage—Energy Storage | CTCN. (s. f.). Recuperado 8 de julio de 2023, de <https://www.ctc-n.org/technologies/compressed-air-energy-storage-caes>
- Elmegaard, B., & Brix, W. (s. f.). *Efficiency of Compressed Air Energy Storage*.
- Serviaire. (2021, mayo 25). Almacenamiento de energía por aire comprimido. *Serviaire*. <https://www.serviaire.com/almacenamiento-de-energia-por-aire-comprimido/>
- Shufelt, J. (2021). *Compressed air energy storage (CAES)*.
- Systems, C. A. (2023, mayo 16). *5 Benefits of Compressed Air Energy Storage*. Compressed Air Systems, Inc. <https://www.compressedairsystems.com/blog/5-benefits-compressed-air-energy-storage/>
- Whitlock, R. (2016, marzo 12). *Compressed Air Energy Storage (CAES) Systems*. <https://interestingengineering.com/science/compressed-air-energy-storage-caes-systems>
- Capacitancia: Unidades, fórmulas, cálculo, ejemplos. (2020, septiembre 7). Lifeder. <https://www.lifeder.com/capacitancia/>
- J.L, B. (2022, marzo 16). *Supercondensadores: Qué son? Tipos y Aplicaciones*. Electrónica Online. <https://electronicaonline.net/componentes-electronicos/condensador/supercondensadores/>
- Martinez, L. (2022, julio 1). ▷ *Supercondensadores almacenamiento de energia | Actualizado mayo 2023*. lasenergias.com.es. <https://lasenergias.com.es/energias/supercondensadores-almacenamiento-de-energia/>
- soloelectronicos. (2017, enero 21). Aplicaciones de los supercondensadores. *Soloelectronicos.com*. <https://soloelectronicos.com/2017/01/21/aplicaciones-de-los-supercondensadores/>
- Supercapacitor Options for Energy-Harvesting Systems. (s. f.). DigiKey. Recuperado 3 de julio de 2023, de <https://www.digikey.com/en/articles/supercapacitor-options-for-energy-harvesting-systems>
- Supercapacitors as energy storage devices | GlobalSpec. (s. f.). Recuperado 21 de junio de 2023, de <https://insights.globalspec.com/article/17713/supercapacitors-as-energy-storage-devices>
- Twenergy. (2019, diciembre 3). *Supercondensadores: ¿qué son y cuáles son sus aplicaciones?* Twenergy. <https://twenergy.com/eficiencia-energetica/almacenamiento-de-energia/supercondensadores-que-son-aplicaciones/>

- Viaintermedia.com. (2022, febrero 10). *Almacenamiento—Supercondensadores, una alternativa cada vez más tentadora para almacenar la energía*. Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.; Almacenamiento - Supercondensadores, una alternativa cada vez más tentadora para almacenar la energía - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. <https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/supercondensadores-una-alternativa-cada-vez-mas-tentadora-20220210>
- ASALE, R.-, & RAE. (s. f.). *Sostenible / Diccionario de la lengua española*. «Diccionario de la lengua española» - Edición del Tricentenario. Recuperado 10 de julio de 2023, de <https://dle.rae.es/sostenible>
- Coste nivelado de la energía (LCOE)—Resumen, cómo calcularlo. (2022, marzo 18). *Recursos financieros para empresas*. <https://villamaltes.es/coste-nivelado-de-la-energia-lcoe-resumen-como/>
- Ferre, I. B. (s. f.). *Vida útil—Definición, qué es y concepto*. Economipedia. Recuperado 10 de julio de 2023, de <https://economipedia.com/definiciones/vida-util.html>
- RAE. (s. f.). *Definición de sostenibilidad ambiental—Diccionario panhispánico del español jurídico—RAE*. Diccionario panhispánico del español jurídico - Real Academia Española. Recuperado 10 de julio de 2023, de <http://dpej.rae.es/lema/sostenibilidad-ambiental>
- What is demand response and how does it work*. (s. f.). Enel X. Recuperado 10 de julio de 2023, de <https://corporate.enelx.com/es/question-and-answers/what-is-demand-response-how-does-it-work>