

Trabajo Fin de Máster

Máster en Ingeniería Industrial

Sistemas de almacenamiento energético basados en baterías a gran escala. Análisis de la situación actual en distintos mercados

Autor: Francisco Javier Llopis Cejudo

Tutor: Miguel Ángel González Cacigal

José Luis Martínez Ramos

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024



Trabajo Fin de Máster
Ingeniería Industrial

Sistemas de almacenamiento energético basados en baterías a gran escala. Análisis de la situación actual en distintos mercados

Autor:

Francisco Javier Llopis Cejudo

Tutor:

José Luis Martínez Ramos

Catedrático de Universidad

Miguel Ángel González Cacigal

Profesor Ayudante Doctor

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2024

Trabajo Fin de Máster: Sistemas de almacenamiento energético basados en baterías a gran escala. Análisis de la situación actual en distintos mercados

Autor: Francisco Javier Llopis Cejudo

Tutor: Miguel Ángel González Cacigal
José Luis Martínez Ramos

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis amigos

A mis abuelos

Agradecimientos

Este trabajo no habría sido posible sin la colaboración y el apoyo de muchas personas.

En primer lugar, agradezco a Miguel Ángel González Cacigal como tutor de este trabajo por su predisposición a ayudar y responder cualquier duda que se iba presentando a lo largo del desarrollo del trabajo. También agradecer a José Luis Martínez Ramos, también tutor, por facilitar y aclarar el objetivo final de este trabajo.

En segundo lugar, agradezco a mis padres y a mi hermana todo el apoyo que he recibido durante todo el máster, así es más fácil llevarlo todo hacia delante.

También quisiera mencionar a mis abuelos, en especial a mi abuelo José María y a mi abuelo Pepe ya que ellos siempre estuvieron pendientes del desarrollo de mi carrera, teniendo en cuenta de dónde vienes y enfocándote hacia donde quieres ir en base al esfuerzo y al trabajo diario.

Por último, me gustaría agradecer este trabajo a mis compañeros de universidad, sin ellos el máster hubiera sido completamente diferente y probablemente el camino hubiera tenido más obstáculos. Me llevo un grupo de amigos más allá del máster.

Francisco Javier Llopis Cejudo

Sevilla, 2024

El objetivo de este trabajo es dar respuesta al creciente problema de la rápida penetración de renovables en las matrices energéticas de numerosos países que tienen la intención de avanzar muy rápido hacia una economía de cero emisiones. Para ello, debería hacerse de la manera más rentable posible para los promotores de los proyectos y la capacidad de generar valor en el sistema eléctrico.

La visión que se tiene y se explica a lo largo del trabajo para llevar a cabo esta transición energética de la manera más segura posible es mediante tecnologías de almacenamiento que permitan asumir el cambio de una matriz energética basada en centrales de combustibles fósiles a centrales renovables.

En primer lugar, se desarrolla el estado del arte de los sistemas de almacenamiento energético que actualmente hay en la industria, se presta especialmente atención en las baterías de ion-litio ya que son las utilizadas hoy en día a gran escala.

En segundo lugar, se desarrolla el modelo de negocio de las baterías, de dónde proceden sus ingresos y cuáles son sus costes. El trabajo se centra en el mercado eléctrico español y chileno, el primero debido al potencial que esta tecnología tiene y la presencia que va a tener en los próximos años y el segundo porque está siendo el pionero en el desarrollo de estas tecnologías debido a las particularidades de su sistema eléctrico. Además, se menciona por encima el rápido avance de esta tecnología en el estado de California en Estados Unidos.

Por último, se realiza un análisis sobre un proyecto tipo en el norte de Chile dónde se podrá ver porqué tiene sentido la instalación de baterías en ese sistema eléctrico y las grandes ventajas que aporta como la firmeza y confiabilidad del sistema eléctrico. Se analizan los posibles ingresos del sistema debido al arbitraje de precios y se realiza una conclusión teniendo en cuenta el LCOE de la tecnología.

Abstract

The aim of this work is to respond to the growing problem of the rapid penetration of renewables in the energy matrices of many countries that intend to move very quickly towards a zero-emission economy. This should be done in the most profitable way possible for project developers and the ability to generate value in the electricity system.

The vision that is held and explained throughout the work to carry out this energy transition in the safest possible way is through storage technologies that allow the change from an energy matrix based on fossil fuel power plants to renewable power plants to be assumed.

Firstly, the state of the art of the energy storage systems currently available in the industry is developed, paying special attention to lithium-ion batteries, as they are the ones currently used on a large scale.

Secondly, it develops the business model of batteries, where their revenues come from and what their costs are. The study focuses on the Spanish and Chilean electricity markets, the former due to the potential this technology has and the presence it will have in the coming years and the latter because it is pioneering the development of these technologies due to the particularities of its electricity system. In addition, the rapid advance of this technology in the state of California in the United States is mentioned.

Finally, an analysis is made of a project in the north of Chile, where it can be seen why it makes sense to install batteries in this electricity system and the great advantages it brings, such as the firmness and reliability of the electricity system. The possible revenues of the system due to price arbitrage are analysed and a conclusion is drawn taking into account the LCOE of the technology.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Figuras	xvi
1 Introducción	1
2 Estado del arte del almacenamiento energético	3
2.1. <i>Tecnologías de almacenamiento: descripción y funcionamiento</i>	6
2.1.1 Hidráulica de bombeo	6
2.1.2 Almacenamiento electroquímico: Baterías	8
2.1.3 Hidrógeno	13
3 Estudio del mercado y modelo de negocio de las baterías a gran escala	15
3.1 <i>Ingresos y costes de las baterías</i>	15
3.2 <i>Integración de las baterías a gran escala en distintos mercados eléctricos</i>	21
3.2.1 España	22
3.2.2 Estados Unidos (California)	34
3.2.3 Chile	34
4 Caso de estudio: Chile	41
5 Conclusiones	45
Referencias	47
Anexo	52

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Previsión de precios de las baterías a gran a escala hasta 2030	2
Figura 2-1. Tipos de Sistemas de Almacenamiento de Energía	4
Figura 2-2. Evolución de la potencia instalada [kW] mundial de sistemas de almacenamiento [1929-2023] [35]	4
Figura 2-3. Evolución de la energía instalada [kWh] mundial de sistemas de almacenamiento [1929-2023] [35]	5
Figura 2-5. Principales componentes de una central de bombeo de hidráulico [36]	6
Figura 2-6. Potencial de energía hidráulica por bombeo en Europa [3]	8
Figura 2-7. Principales componentes y funcionamiento de una pila electroquímica [4]	9
Figura 2-8. LCOE baterías a gran escala por duración	11
Figura 2-9. Batería de plomo-ácido [7]	12
Figura 2-10. Batería de flujo redox [8]	12
Figura 2-11. Batería de sodio azufre [9]	13
Figura 2-12. Cadena de valor del hidrógeno [11]	14
Figura 3-1. Evolución del precio de las baterías de ion-litio separadas en precio de las celdas y del pack [2013-2023] [12]	15
Figura 3-2. Evolución de la potencia instalada de energía solar fotovoltaica en EEUU [14]	16
Figura 3-3. Evolución de la carga neta en el estado de California [2015-2023] [15]	17
Figura 3-4. Desglose de ingresos y gastos de un proyecto de baterías utility-scale [10]	19
Figura 3-5. Desglose de CAPEX de un proyecto de baterías utility-scale	20
Figura 3-6. Desglose de OPEX de un proyecto de baterías utility-scale	21
Figura 3-7. Perfil de generación en España en 2022 [16]	22
Figura 3-8. Evolución del perfil de generación en España [10]	22
Figura 3-9. Porcentaje de generación renovable en España [10]	23
Figura 3-10. Perfil de la potencia instalada en España [16]	24
Figura 3-11. Curva de la demanda eléctrica del día 11/01/2024 (jueves) [17]	24
Figura 3-12. Tipos de mecanismos de capacidad [21]	28
Figura 3-13. Precio Spot horario 17/06/2024 [23]	31
Figura 3-14. Costes de los servicios de ajuste [M€] [26]	33
Figura 3-15 Matriz de potencia instalada por tecnología en Chile [27]	35
Figura 3-16 Matriz de potencia instalada dividida en renovables y no renovables [27]	35
Figura 3-17 Mapa del recurso solar de Chile [28]	36
Figura 3-18 Generación de energía eléctrica por región y tecnología Chile [29]	37
Figura 3-19. Demanda real del día 24/01/2024 (miércoles). [30]	38
Figura 3-20. Demanda total y demanda neta del 24/01/2024 (Miércoles) [30]	39

Figura 4-1 Generación y precio medio capturado en Nueva Quillagua 2022-2023. [31]	42
Figura 4-2 Generación solar y eólica junto con los curtailments de ambas tecnologías en la zona Norte de Chile [32]	43
Figura 4-3. Escenarios de horas de inicio de carga y descarga de las baterías.	43
Figura 4-4. Promedio del arbitraje de precios 2022-2023 en cada uno de los escenarios.	44

1 INTRODUCCIÓN

Actualmente el mundo está viviendo una nueva revolución energética. Debido al impacto en los precios de muchos combustibles, así como el interés en la independencia energética de los países y la transición a recursos renovables como principal fuente de energía, la sociedad se enfrenta al reto de adaptar los actuales sistemas de energía a estos nuevos requerimientos.

La expansión global de las energías renovables se ha producido en menos de una década, Europa comenzó siendo la líder en estas tecnologías y en estos últimos años se han sumado grandes potencias como Estados Unidos y China, así como países de una larga tradición petrolera como Arabia Saudí o Emiratos Árabes Unidos que han llevado a cabo planes estratégicos en esta materia para no depender de los combustibles fósiles en un futuro.

El reto no es sencillo, actualmente la matriz energética de la gran mayoría de países del mundo está basada en los combustibles fósiles con escasas excepciones. Para poder conseguir una transición energética eficaz los países involucrados están construyendo planes de expansión de las energías renovables basados principalmente en energía fotovoltaica y eólica. Sin embargo, una rápida y descontrolada expansión de estas fuentes de energía puede causar grandes problemas en las redes eléctricas.

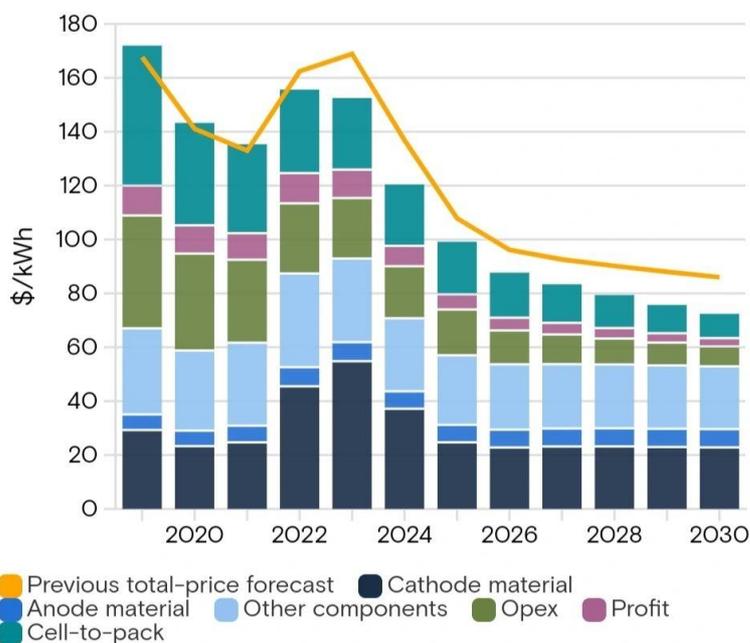
- Son fuentes intermitentes por lo que en el momento en el que deja de soplar el viento o no hay sol deben entrar los combustibles fósiles. Esto sigue haciendo dependiente el sistema de recursos no renovables.
- Cuando hay mucho sol en las horas del mediodía o mucho viento puede haber una sobreoferta energética en la que las primeras centrales que sufren limitaciones son justamente la eólica y la fotovoltaica pudiendo ocasionar pérdidas económicas a sus promotores lo que puede desincentivar la inversión.
- La inversión en nuevas centrales de energía renovables debe llevar aparejadas inversiones en redes de transmisión para poder evacuar la energía producida. Estas infraestructuras no son tan rápidas de construir como una central renovable y requieren de una cantidad elevada de inversión. Sin el acompañamiento de la construcción de estas redes, la transición energética llegará más tarde y en peores condiciones.
- Cuanto mayor sea la penetración de renovables en la red más posibilidades de tener una inestabilidad en términos de tensión y frecuencia en la red. Las centrales que más estabilidad aportan es la nuclear y el gas natural y que pueden controlar las frecuencias de sus generadores con mayor facilidad.

Una de las tecnologías en auge que podrán sustituir en gran medida a las centrales de combustibles fósiles y gas natural son las baterías a gran escala también conocidas como BESS (Battery Energy Storage System). Esta tecnología permite almacenar los excesos de energía de las renovables cuando la demanda no es tan alta e inyectar esa energía más tarde en la red cuando la demanda es mayor y los precios son mayores. En definitiva, permite controlar la producción de la central y ofrecer mayor flexibilidad al sistema.

Los principales inconvenientes de las BESS son el elevado coste de inversión y su degradación con el tiempo. No obstante, la tendencia de precios de las baterías es a la baja y en los últimos 3 años el precio de las baterías ha bajado un 40% según BloombergNEF. En la figura 1-1 se puede observar la previsión de precios de las baterías y su gran caída en los próximos años.

Battery prices are forecast to fall 40% by 2025 (from 2022)

Global average battery pack prices



Source: Company data, Wood Mackenzie, SNE Research, BNEF, Goldman Sachs Research
Data from 2023 are forecasts



Figura 1-1. Previsión de precios de las baterías a gran escala hasta 2030

El objetivo principal de este trabajo de Fin de Máster es buscar las razones por las cuales la inversión en baterías a gran escala tiene sentido económicamente para alcanzar los objetivos fijados de la transición energética. A lo largo de este trabajo se analizarán los principales tipos de baterías y sistemas de almacenamiento energético del mercado, así como un análisis de la situación actual en algunos mercados eléctricos como el español o el chileno y concluyendo con un caso de estudio en el que se analizarán distintos escenarios que conducirán a la viabilidad de la inversión.

2 ESTADO DEL ARTE DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

El continuo aumento en la demanda de energía y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han impulsado la exploración y el desarrollo de tecnologías avanzadas de almacenamiento energético. Todo esto unido a la difícil coyuntura de precios y la volatilidad de los recursos en las fuentes de energía renovable como la energía solar fotovoltaica o la energía eólica han fomentado la investigación en este campo de la ingeniería.

En este contexto, es necesario realizar una revisión del estado del arte de los sistemas de almacenamiento de energía antes de abordar el objetivo final de este trabajo de fin de máster que está relacionado con el problema creciente de la intermitencia de las energías renovables en distintos sistemas eléctricos. Esta revisión del estado del arte proporcionará una comprensión del panorama actual de las soluciones de almacenamiento energético que existen, sus avances tecnológicos y los desafíos a los que se enfrentan.

Este análisis tiene como objetivo explorar las tecnologías líderes en almacenamiento energético, incluyendo baterías de ion-litio, sistemas de almacenamiento térmico, almacenamiento de hidrógeno y sistemas de almacenamiento de energía por bombeo entre otros. Dado el amplio espectro de servicios de red que los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) pueden proporcionar, se anticipa un rápido desarrollo de estos en el futuro cercano. Sin embargo, no todos los SAE tienen la capacidad de ofrecer la totalidad de los servicios, ya que esto dependerá de su capacidad para cumplir con los requisitos específicos de cada aplicación. A continuación, se presentan las diversas categorías de tecnologías de almacenamiento de energía que pueden ser empleadas en aplicaciones relacionadas con las redes eléctricas en la actualidad.

Con el fin de distinguir y clasificar los distintos sistemas de almacenamiento es necesario tener en cuenta una serie de características principales. Analizando la bibliografía existente acerca de los SAE se puede llegar a la conclusión que la mejor manera de dividir estos sistemas es por; capacidad instalada, es decir, cantidad de energía que el sistema es capaz de almacenar, potencia suministrada, coste actual y servicios que pueden ofrecer al sistema.

Los SAE se pueden dividir en cinco grandes grupos y éstos en distintos subtipos. En la figura 2-1 se pueden observar estos.

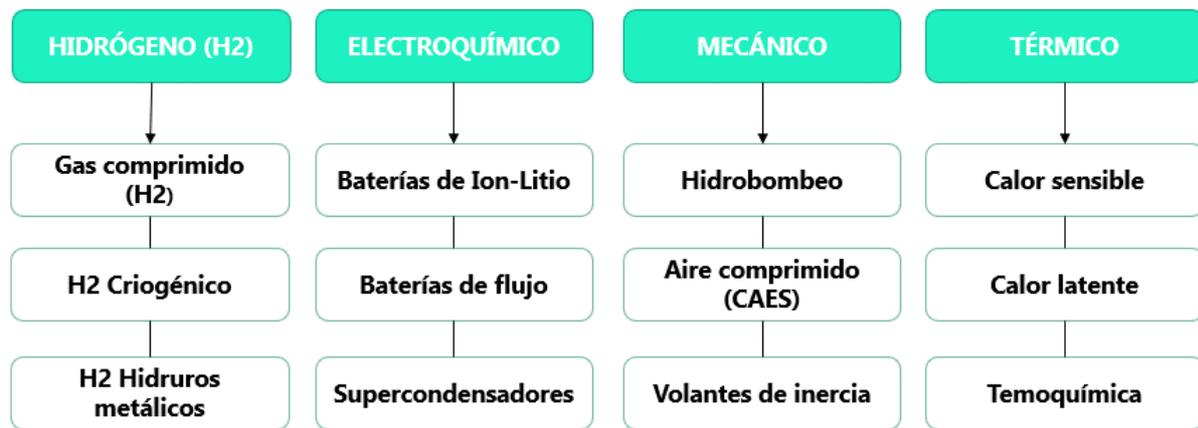


Figura 2-1. Tipos de Sistemas de Almacenamiento de Energía

A lo largo de este trabajo de fin de máster se va a prestar especial atención al almacenamiento electroquímico y en concreto a las baterías de Ion-Litio ya que, como se verá más adelante son actualmente la solución más rentable y segura.

Antes de abordar el estudio de los SAE, es conveniente realizar un análisis de la demanda energética además del incremento de la potencia de almacenamiento instalada en estos últimos años.

Cómo se puede observar en la figura 2-2 el tipo de almacenamiento de energía por excelencia es la energía hidráulica de bombeo. El DOE, departamento de energía de los Estados Unidos de América realiza un seguimiento de la potencia y energía instalada de los sistemas de almacenamiento de energía en todo el mundo.

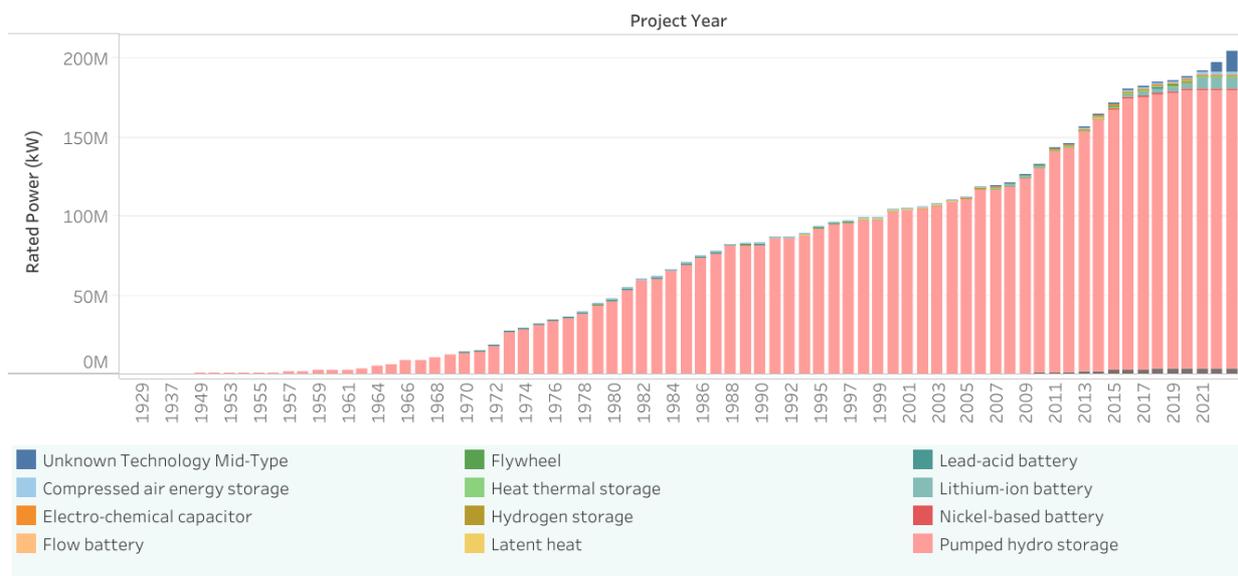


Figura 2-2. Evolución de la potencia instalada [kW] mundial de sistemas de almacenamiento [1929-2023] [35]

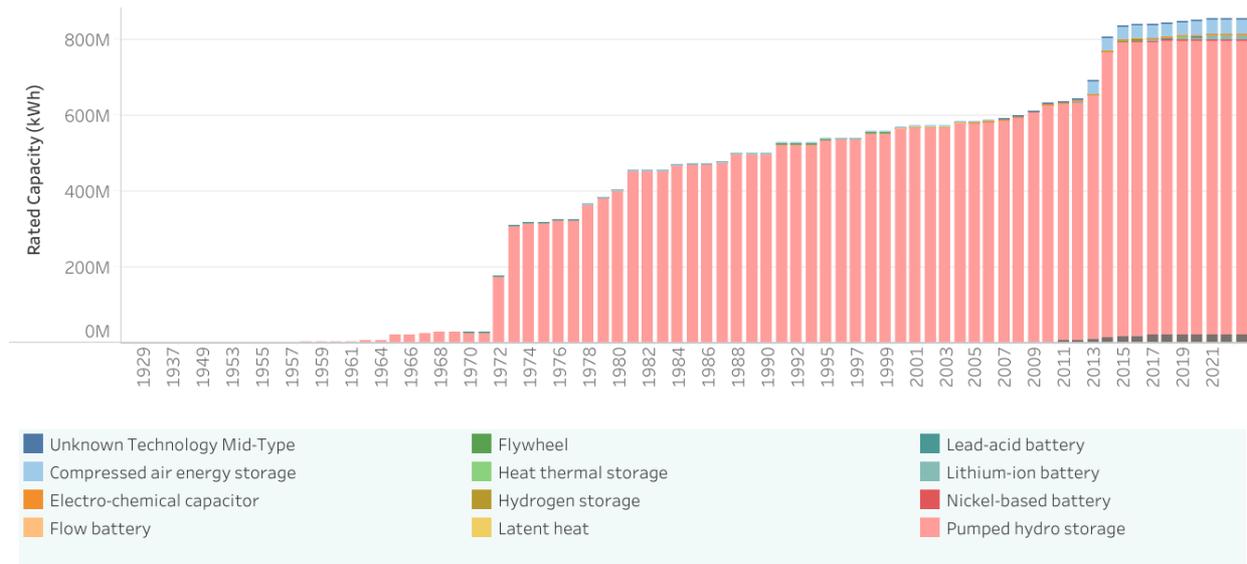


Figura 2-3. Evolución de la energía instalada [kWh] mundial de sistemas de almacenamiento [1929-2023] [35]

Desde la segunda mitad del siglo XX se observa un crecimiento exponencial de la energía hidráulica de bombeo. Y a lo largo de esta última década se han desarrollado e instalado los sistemas de almacenamiento electroquímico. En la siguiente figura se observa ese crecimiento.



Figura 2-4. Evolución de la energía y potencia instalada mundial de sistemas de almacenamiento electroquímico [1970-2023] [35]

Se puede observar en la figura 2-4 que las baterías de Ion-litio son las más extendidas seguidas de las baterías de flujo y las de Sodio.

A lo largo de las siguientes páginas se hará una descripción superficial del funcionamiento de cada una de las tecnologías de almacenamiento haciendo especial énfasis en las baterías de Ion-litio y en la energía hidráulica de bombeo.

2.1. Tecnologías de almacenamiento: descripción y funcionamiento

A continuación, se exponen los SAE predominantes en la actualidad, además de nuevos desarrollos dentro del campo del almacenamiento. Se presta atención tanto a la hidráulica de bombeo como a las baterías de ion-litio ya que suman entre ellos más de un 90 % de la potencia instalada de almacenamiento energético mundial.

2.1.1 Hidráulica de bombeo

El almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo es actualmente la tecnología más ampliamente adoptada para el almacenamiento de energía a gran escala (>100 MW).

Este tipo de central eléctrica cuenta con dos embalses a distinta altura que permiten almacenar el agua. Cuando hay poca demanda de energía eléctrica, la central consume energía usando bombas para elevar el agua desde el embalse inferior al superior con el fin de almacenar energía en forma de potencial gravitatorio. Posteriormente, en las horas de mayor consumo genera energía haciendo pasar el agua por una turbina y de esa forma satisfacer la demanda eléctrica.

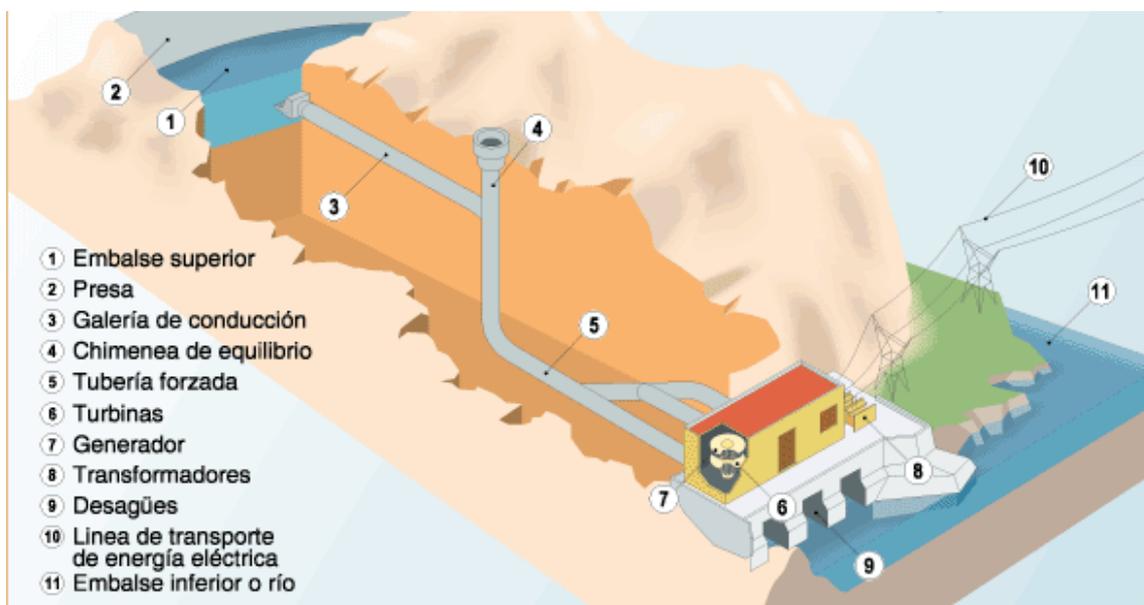


Figura 2-5. Principales componentes de una central de bombeo de hidráulico [36]

Esta tecnología presenta una larga vida útil que oscila entre las tres y las cinco décadas, junto con un coste de operación y mantenimiento (O&M) bajo. En promedio, logra una eficiencia en su ciclo del 75 %, [1] por lo que considerando la elevación y las pérdidas de conversión consigue un buen rendimiento. Destaca por ofrecer la mayor capacidad entre todas las tecnologías disponibles, ya que su tamaño solo está restringido por las dimensiones del embalse superior.

Algunas de sus ventajas son [2];

- Es una **energía limpia** que no genera ningún residuo y cuya fuente de energía es el agua, recurso natural e inagotable.
- **Control de la producción:** existe flexibilidad a la hora de producir energía en función de la demanda y el precio.
- Es **económica** ya que se podría decir que la fuente de energía no cuesta dinero al ser el agua un recurso natural

No obstante, la viabilidad de esta tecnología depende de condiciones de emplazamiento particulares, siendo la más crítica la disponibilidad de sitios técnicamente adecuados que cuenten con acceso al recurso hídrico. La orografía hace que no todos los países del mundo tengan potencial energético con esta tecnología. Es necesaria una diferencia de altura importante en poco espacio. Además, un requisito adicional es que el suelo debe contar con riqueza hídrica y el agua tiene que estar libre de sólidos ya que en caso contrario puede causar la saturación de desarenador.

Otros inconvenientes son:

- Coste elevado de construcción y de larga duración.
- La producción puede verse afectada ante períodos de sequía
- Se producen cambios en el paisaje que afectan al medioambiente y a los ecosistemas con cambios en la flora y la fauna local.
- No pueden ofrecer regulación primaria de frecuencia ya que los tiempos de respuesta son lentos.

En la Figura 2-6 se puede observar el potencial de energía hidráulica por bombeo en Europa. Se puede ver que España es uno de los países con mayor potencial de energía de este tipo.

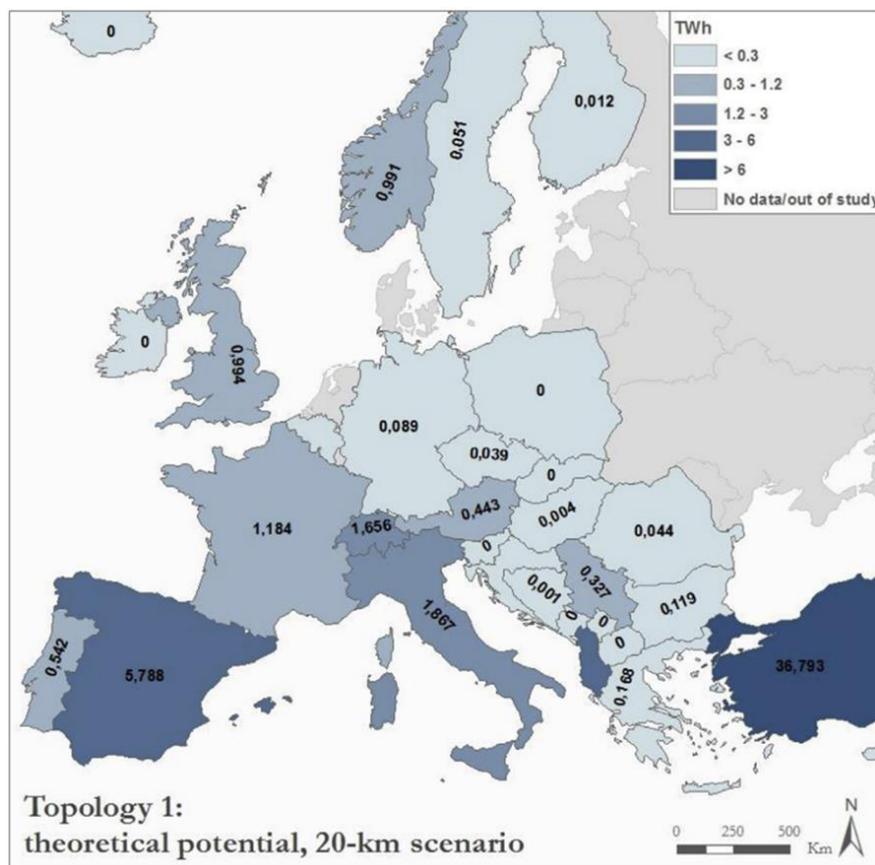


Figura 2-6. Potencial de energía hidráulica por bombeo en Europa [3]

2.1.2 Almacenamiento electroquímico: Baterías

El almacenamiento electroquímico de energía implica la conversión de energía eléctrica en energía química, con el propósito de almacenarla. Esto comúnmente se logra a través del uso de baterías o condensadores electroquímicos. Las baterías están formadas por células que almacenan energía a través de reacciones de oxidación y reducción.

Funcionamiento

Las baterías electroquímicas convencionales consisten en dos o más celdas electroquímicas que emplean reacciones químicas para inducir un flujo de electrones a través de un circuito externo, generando así corriente eléctrica. Estas celdas están compuestas principalmente por: un envase, dos electrodos (uno denominado ánodo y otro cátodo), un material electrolito, ya sea en forma líquida o sólida, y una membrana permeable que facilita el movimiento de iones entre los electrodos y previene posibles cortocircuitos. La corriente se origina a través de las reacciones de oxidación y reducción que ocurren entre el electrolito y los electrodos en la celda. Cuando se conecta la batería a una carga, el electrolito cercano a uno de los electrodos desencadena la liberación de electrones (oxidación). Paralelamente, los iones cercanos al otro electrodo aceptan estos electrones (reducción) y así se completa el proceso de descarga. Al revertir este proceso, es posible recargar la batería.

Breve historia del almacenamiento electroquímico

[4] El desarrollo histórico de esta tecnología comienza hace cerca de 3 siglos con el científico americano Benjamin Franklin quien definió el término de batería cuando construyó un condensador multiplaca y lo denominó "batería eléctrica". Aunque, la primera batería en forma de celda fue inventada por Alessandro Volta en 1800 en la cual electrodos de Zinc y Cobre estaban separados por cartones y se utilizó de electrolito salmuera.

En 1859 Gaston Plante inventó la primera batería recargable de la historia, la batería de plomo-ácido. Esta batería se diseñó con la configuración $Pb \parallel H_2SO_4 \parallel PbO_2$ en la que, al descargar la pila, el PbO_2 se reduce para formar $PbSO_4$ en el electrodo positivo, mientras que el electrodo negativo se oxida para formar $PbSO_4$ simultáneamente. Al recargar, la batería vuelve a su estado inicial para completar el ciclo de carga/descarga.

La invención de las baterías plomo ácido fue seguida por las baterías níquel-cadmio por el científico sueco Waldemar Junger en 1899.

Baterías de Ion-Litio

La tecnología de baterías recargables que realmente revolucionó el almacenamiento de energía eléctrica llegó con la introducción de las baterías de ion-litio a escala comercial a principios de los años 90, gracias a la investigación iniciada a principios de los 70 por M.S. Whittingham. El desarrollo y la introducción de estas baterías permitieron multiplicar casi por cinco la densidad energética en comparación con las baterías anteriores que empleaban materiales de electrodo menos eficientes, es decir, baterías de plomo, níquel y cadmio.

Hasta hace relativamente poco tiempo, la mayor parte del desarrollo tecnológico de las baterías de ion-litio se centraba en aplicaciones a pequeña escala, como la electrónica portátil, los sistemas de respaldo y los equipos médicos. Sin embargo, ahora el foco se centra en aplicaciones a media y gran escala, como los vehículos eléctricos, los vehículos eléctricos híbridos o los sistemas BESS de almacenamiento.

Las baterías de iones de litio, al igual que otras baterías recargables, constan de cinco elementos esenciales: un ánodo, un cátodo, un separador, un electrolito y colectores de corriente. Por lo general, se utilizan cobre y aluminio como colectores de corriente para el ánodo y el cátodo, respectivamente. Mientras tanto, el ánodo está compuesto de carbono, y el cátodo consiste en óxidos metálicos. Como electrolitos, se emplean soluciones no acuosas que contienen sales de litio, como $LiPF_6$, $LiCoO_2$ y $LiClO_4$.

El funcionamiento y la configuración de las baterías de Ion-litio se puede observar en la figura 2-7

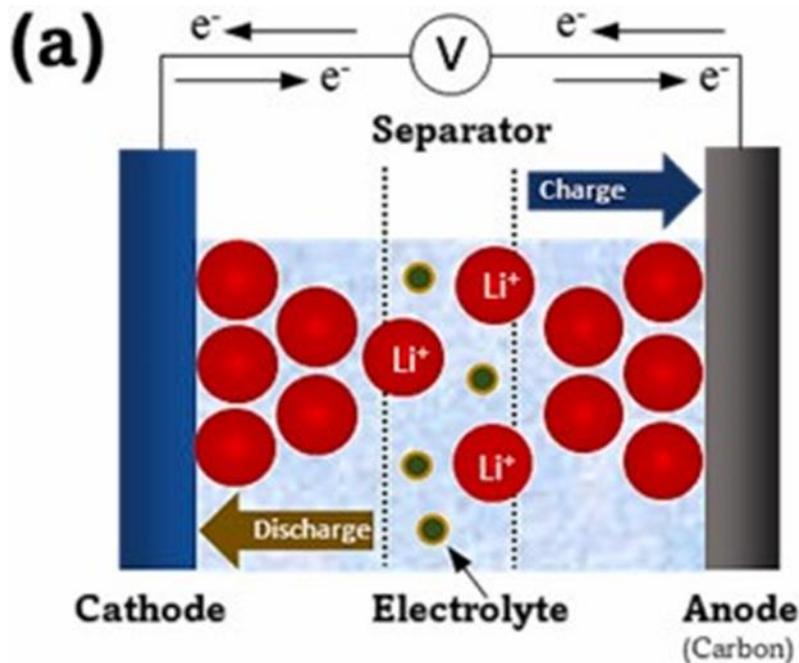
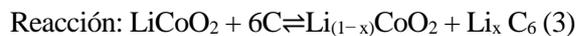
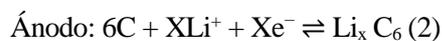
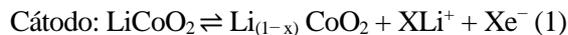


Figura 2-7. Principales componentes y funcionamiento de una pila electroquímica [4]

La reacción de carga-descarga de las baterías de iones de litio puede describirse mediante las siguientes ecuaciones cuando se utilizan grafito y LiCoO_2 como electrodos negativo y positivo respectivamente.



Dentro de las baterías de Ion-litio se pueden distinguir varios subtipos, el elemento diferenciador entre ellos es el cátodo. Éste está compuesto por materiales activos, a continuación, se expondrán brevemente sus características y la tendencia actual de la industria. Los principales subtipos son: Fosfato de litio hierro (LFP), óxido de litio, níquel, manganeso y cobalto (NMC), óxido de litio y manganeso (LMO), óxido de litio, níquel, cobalto y aluminio (NCA), etc [5].

- **El Óxido de Cobalto (LCO), LiCoO_2 :** proporciona una buena capacidad específica, sin embargo, es caro y menos seguro de manipular a temperaturas más elevadas. Es necesario un software adecuado para controlar los ritmos de carga y descarga ya que si no pueden causar problemas de incendio. Además, ofrecen una menor durabilidad que los otros tipos de baterías de litio. Debido a esto, este tipo de baterías están siendo sustituidas por otras de nueva tecnología con mejores prestaciones.
- **Litio, níquel, manganeso y óxido de cobalto (NMC), LiNiMnCoO_2 :** ampliamente extendidas en el sector de transporte. Poseen una buena densidad energética. Sin embargo, presenta algunos problemas de seguridad y el cobalto tiene un elevado precio.
- **Óxido de litio y manganeso (LMO), LiMn_2O_4 :** Tiene una densidad energética menor, pero al no tener cobalto su coste es más reducido. Presenta menores problemas de seguridad. La duración de estas baterías es menor en comparación con las demás.
- **Fosfato de litio hierro (LFP), LiFePO_4 :** Tiene una larga vida útil lo que supone un alto número de ciclos antes de que la batería se degrade. Presenta una seguridad aceptable y una buena estabilidad térmica. Actualmente estas baterías son las más utilizadas en aplicaciones estacionarias, por las características mencionadas de alta durabilidad, menor degradación y seguridad aceptable.

Las baterías LMO y LFP se destacan como opciones amigables con el medio ambiente, ya que no contienen metales tóxicos. Además, las baterías LFP sobresalen cuando se trata de aplicaciones de gran tamaño debido a su largo ciclo de vida, que alcanza los 4000 ciclos, y su buena seguridad. En situaciones de sobrecalentamiento, las baterías LFP minimizan el aumento de temperatura al no reaccionar con el electrolito, una característica que las baterías LCO suelen carecer. No obstante, las baterías basadas en cobalto tienden a tener un proceso de fabricación más simple en comparación con las basadas en LFP. En términos de densidad energética, las tecnologías que incorporan cobalto superan a las LFP, lo que ha llevado a que las primeras dominen en gran medida las aplicaciones actuales de vehículos eléctricos.

Para hacer frente a los inconvenientes de las diferentes configuraciones químicas, las baterías NMC son las más utilizadas [5] ya que ofrecen un mejor equilibrio entre densidad energética y durabilidad. El mayor porcentaje de níquel proporciona una mayor capacidad con una inestabilidad no deseada, mientras que un mayor porcentaje de manganeso contribuye a mejorar la estabilidad estructural durante la intercalación y desintercalación del Li-ion con un coste reducido.

A la hora de elegir sobre un tipo de batería de litio u otro se tienen en cuenta una serie de factores como; seguridad, duración, tiempo de carga/descarga, impacto medioambiental y por supuesto su coste.

Costes de las baterías

Para observar los costes de esta tecnología se puede usar un indicador financiero usado por la gran mayoría de empresas: el LCOE (Levelized Cost of Energy). El LCOE determina el coste promedio por energía generada a lo largo de la vida útil de un activo generador de energía. Es usado para comparar distintas tecnologías de generación y teniendo en cuenta la variabilidad y el estado de permanente cambio del sector energético, el LCOE suele estudiarse con rangos y no números exactos.

En el informe del banco de inversión Lazard sobre LCOEs [6] en distintas tecnologías de generación, se puede observar que las baterías tienen un alto LCOEs con respecto a las demás tecnologías de generación. En el informe se tienen en cuenta baterías del tipo LFP y NMC. Se comparan baterías en una instalación utility-scale, es decir instalaciones a gran escala y conectadas a la red eléctrica, con instalaciones behind-the-meter, instalaciones detrás de medidor, en la cual la generación es consumida en el mismo punto.

En la figura 2-8 que se muestra a continuación, se puede observar el rango en el cual se encuentra el LCOE bajo dos tipos de instalaciones:

- **Baterías utility-scale standalone:** Sistema de almacenamiento de energía a gran escala diseñado para un arranque rápido. Las variaciones en la duración de la descarga del sistema están diseñadas para satisfacer las distintas necesidades del sistema en cuanto a regulación de frecuencia o arbitrajes de energía. En el informe de Lazard se tienen en cuenta baterías de 1, 2 y 4 horas que reflejan bien la tendencia actual del mercado. Y capacidades de 100 MW de potencia instalada.
- **Hibridación de sistemas de almacenamiento con energía solar fotovoltaica o energía eólica.** Con el fin de adaptar mejor la generación fotovoltaica o eólica a la demanda del sistema, reducir las restricciones y proporcionar apoyo a la red. Se han tenido en cuenta baterías de 4 horas con 50MW de capacidad y las instalaciones de generación renovable de 100MW

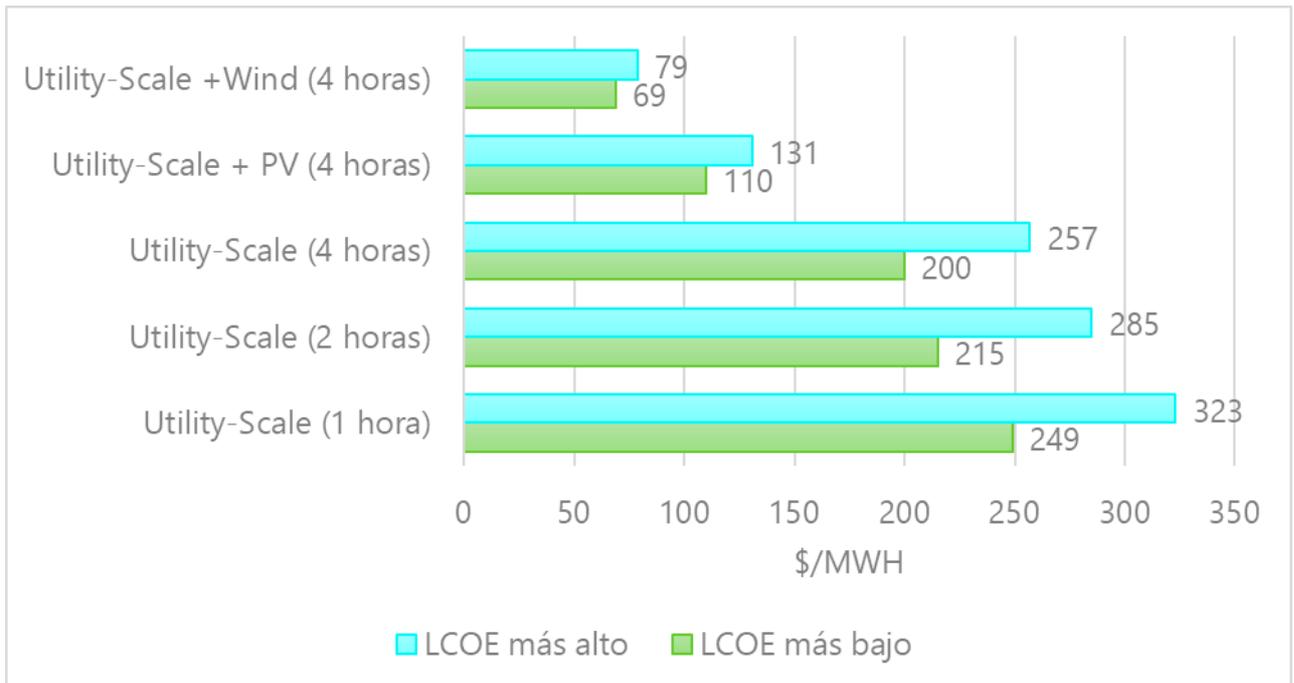


Figura 2-8. LCOE baterías a gran escala por duración

Se puede concluir que hoy en día el sistema más económico es la hibridación de plantas de generación renovable junto con baterías.

Otros tipos de baterías

Además de las baterías de ion-litio existen una gran variedad de tipos de baterías. Muchas de estas baterías han sido las utilizadas a lo largo de las últimas décadas. Sin embargo, con la irrupción de las baterías de ion-litio y con los daños ambientales que puedan causar, algunas de estas baterías están cayendo en desuso y el objetivo de los entes gubernamentales es reducir su uso al máximo. También hay otras que están todavía en proceso de desarrollo y con tecnología poco madura pero que tienen un alto potencial de aplicación.

Baterías de plomo ácido

Estas baterías han sido las más utilizadas durante mucho tiempo. Su aplicación principal es en los automóviles como baterías de arranque. Su composición consta de placas de plomo de polaridad positiva y negativa (dispuestas de forma alterna) sumergidas en ácido sulfúrico. Estas celdas proporcionan intensidades de corriente elevadas y por lo tanto son ideales para los motores de arranque de los automóviles entre otras aplicaciones. La corriente suministrada es proporcional al número de placas de plomo introducidas.

Debido a la aparición de las baterías de litio y sus numerosas ventajas; mayor vida útil, menor mantenimiento, eliminación de posibilidad de intoxicación por gas, menor huella de carbono, mayor profundidad de descarga, o mayor eficiencia de carga, ha supuesto que se acelere la transición hacia ese tipo de baterías



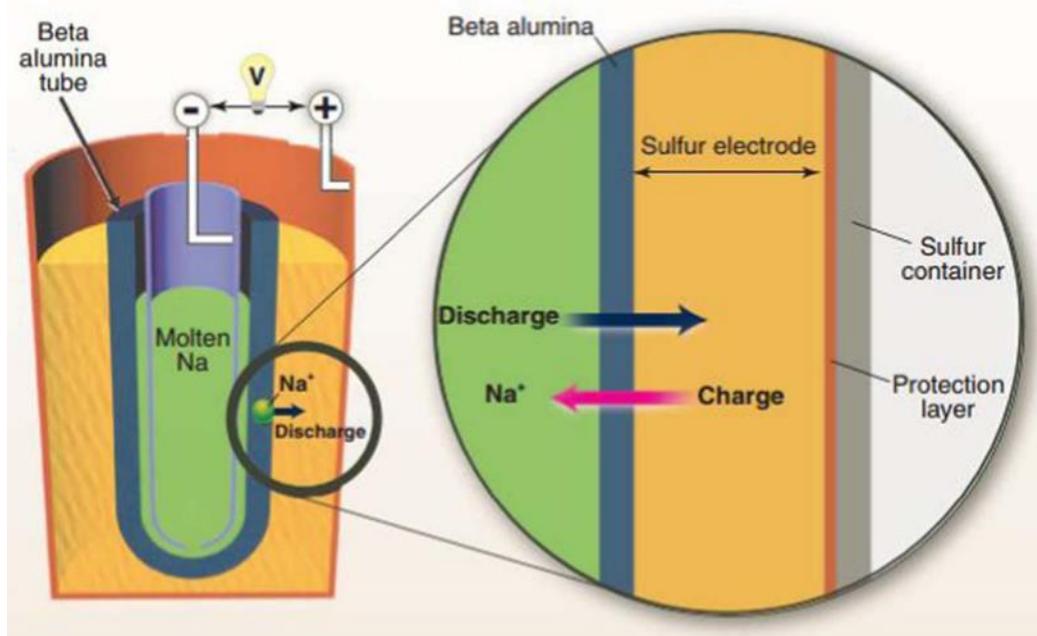


Figura 2-11. Batería de sodio azufre [9]

2.1.3 Hidrógeno

Una forma de almacenamiento de energía que cada vez está más en boca de todos es el hidrógeno. El hidrógeno tiene una alta densidad energética, lo que significa que contiene una gran cantidad de energía por unidad de peso. Se puede almacenar una gran cantidad de energía en un volumen relativamente pequeño. Además, a diferencia de otras tecnologías el hidrógeno es una forma de almacenamiento a largo plazo, ya que no sufre una degradación significativa de la energía. Las baterías de ion-litio sufren una degradación mucho mayor y es por tanto otra de las ventajas competitivas que posee el hidrógeno.

El hidrógeno puede almacenarse en estado líquido a temperatura criogénica, en estado gaseoso entre 200 y 700 bar, y en estado sólido en forma de hidruros. [10]

Existe una gran variedad de aplicaciones del hidrógeno en diferentes sectores; En el transporte como combustible, en la industria es usado para producción de metano y amoníaco (productos utilizados para la fabricación de fertilizantes entre otros), en la generación de energía mediante celdas de combustible.

Hoy en día el hidrógeno por el cual los gobiernos de numerosos países están invirtiendo y marcando estrategias estatales es el hidrógeno verde. Es producido a partir de energías renovables y por lo tanto no produce CO₂ en su producción. El hidrógeno es obtenido mediante electrólisis, la energía eléctrica producida en las plantas de generación renovable rompe la molécula de agua pura en hidrógeno y en oxígeno. Existen tres tipos de electrolizadores en el mercado: los alcalinos, las membranas de intercambio de protones (PEM) y electrolizadores de óxido sólido (SOEC).

El hidrógeno verde ofrece notables ventajas, ya que, además de ser completamente sostenible, no emite sustancias contaminantes durante su proceso de producción. Es también almacenable, siendo posible su almacenamiento tanto en tanques de hidrógeno comprimido como en la red de gas, lo que permite su uso en momentos diferidos. En España, la red gasista puede asumir un 10% de blending con hidrógeno. [10] De esta manera, se convierte en una tecnología altamente versátil que puede ser transformada nuevamente en electricidad o en otros combustibles sintéticos y que tomará un papel importante en la descarbonización.

Los desafíos principales a los que se enfrenta actualmente el almacenamiento químico basado en el hidrógeno

incluyen; la elevada inversión requerida, la escasez de componentes de alto rendimiento para sistemas de almacenamiento a gran escala, el estado de desarrollo relativamente bajo, y los bajos rendimientos de las pilas de combustible de alta densidad de corriente, así como de los procesos químicos para la creación de combustibles.

En la figura de abajo se muestra toda la cadena de valor del hidrógeno por la agencia internacional de las energías renovables (IRENA).

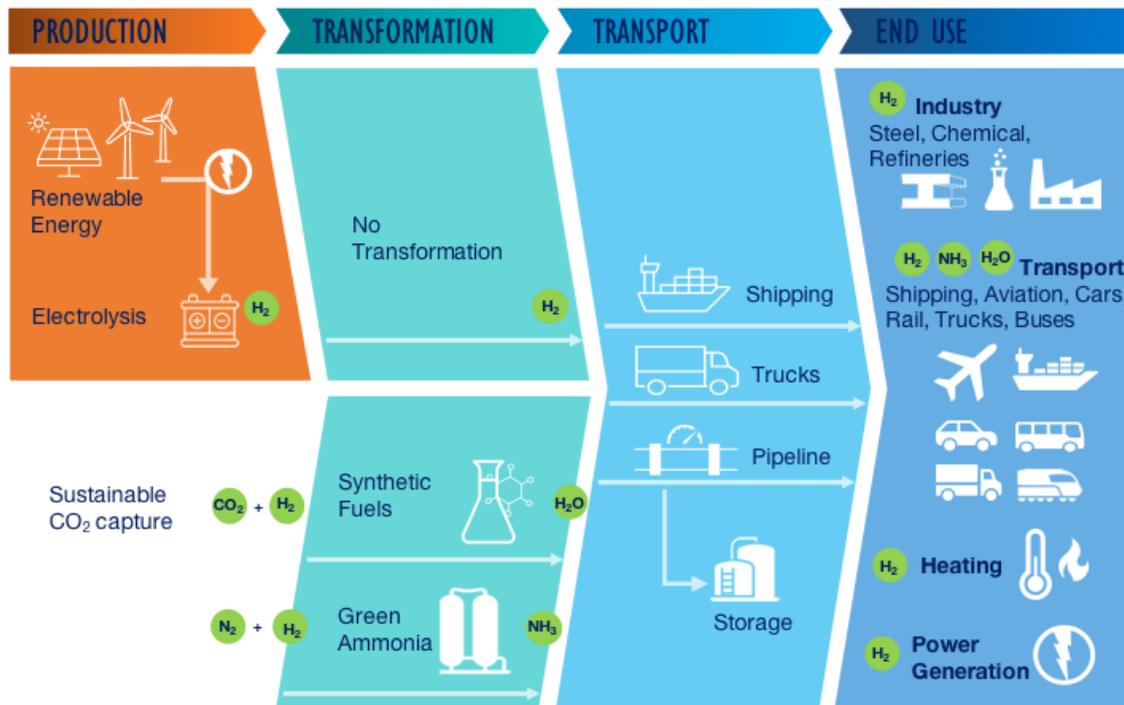


Figura 2-12. Cadena de valor del hidrógeno [11]

3 ESTUDIO DEL MERCADO Y MODELO DE NEGOCIO DE LAS BATERÍAS A GRAN ESCALA

El mercado de las baterías está experimentando una transformación radical impulsada por la creciente demanda de soluciones de almacenamiento energético eficientes y sostenibles. En la actualidad existen una gran variedad de sistemas de almacenamiento energético, cada uno con sus características y funcionalidades concretas.

Hoy en día y como se ha explicado anteriormente las baterías de ion-litio son la tecnología que tiene mayor proyección en el mercado ya que su coste ha bajado considerablemente, en torno a un 85 % desde el año 2010 hasta el año 2018 según BloombergNEF. Además, posee unas características que proporcionan firmeza y flexibilidad al sistema eléctrico. Gracias a su rápida respuesta, tienen la posibilidad de participar en los servicios auxiliares del sistema eléctrico y su elevada densidad energética hace posible la introducción de grandes capacidades en espacios pequeños. En la figura 3-1 se puede observar la clara evolución bajista de los precios.

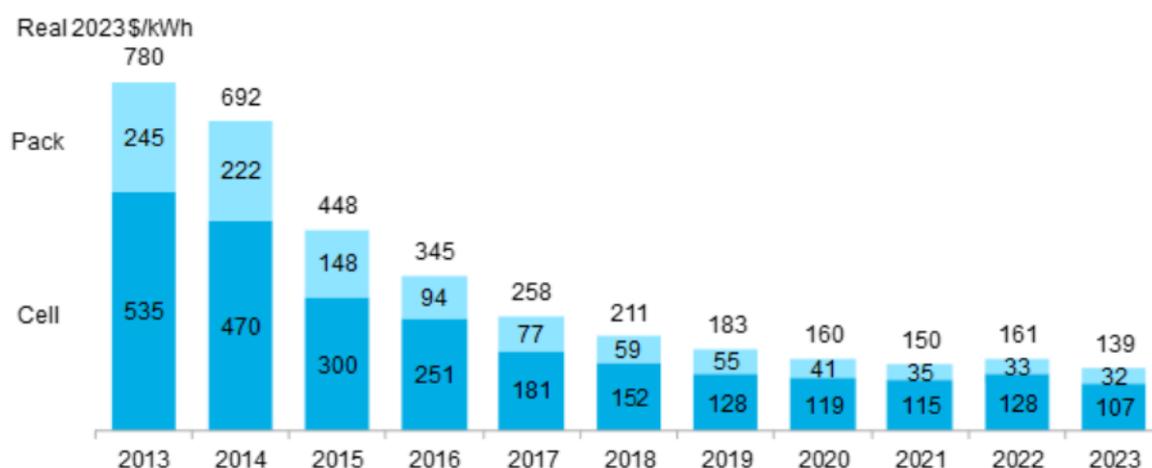


Figura 3-1. Evolución del precio de las baterías de ion-litio separadas en precio de las celdas y del pack [2013-2023] [12]

Por otro lado, para impulsar la instalación de estos sistemas es necesario realizar una revisión de las políticas y la regulación de los distintos mercados eléctricos ya que, para complementar la capacidad técnica de las baterías, es necesario que haya también viabilidad económica.

En primer lugar, para entender el modelo de negocio de las baterías es necesario conocer las fuentes de ingresos y los costes que tienen los proyectos. Posteriormente se realizará un estudio de los diferentes mercados eléctricos más desarrollados en esta tecnología y por último se explicará en detalle un proyecto concreto para situar todos los conceptos que se irán exponiendo.

3.1 Ingresos y costes de las baterías

En este apartado se va a estudiar los ingresos y los costes en los que se incurre en un proyecto de baterías a gran escala. El objetivo es conocer tanto las diferentes fuentes de ingresos como el desglose de costes para conseguir tener una foto general del negocio de las baterías.

INGRESOS

Las baterías pueden obtener ingresos de tres fuentes principales: arbitraje de precios, servicios de regulación del sistema y otros ingresos regulados. [10]

Arbitraje de precios: se aprovecha el diferencial de precios entre los precios de punta, es decir los precios de la energía más elevados, y los precios de valle, los precios más bajos. Se compra o almacena electricidad cuando ésta es más barata y hay una mayor oferta. Posteriormente se vierte al sistema cuando el precio es mayor y la oferta es menor.

Teniendo en cuenta que la aplicación más usada de las baterías es situarlas junto a instalaciones solares fotovoltaicas, el margen de precios varía de manera considerable debido a que hay que tener en cuenta el recurso solar. Últimamente, debido a la alta penetración de renovables en la matriz energética de algunos mercados eléctricos, es frecuente la sobreproducción de energía eléctrica en las horas del mediodía haciendo que el precio de la energía eléctrica se desplome a valores cercanos a cero.

Esta circunstancia sucede en el caso de que la instalación esté conectada a un mercado eléctrico que posea un porcentaje elevado de capacidad instalada de energía solar fotovoltaica. La variabilidad en los precios de un tramo horario a otro puede ser muy elevada. Solo existe energía solar de 8 de la mañana a 8 de la tarde en el mejor de los casos. En consecuencia, se usan las baterías para verter al sistema la energía eléctrica en el momento en el cual el precio de la energía es mayor y la oferta de energía solar es nula. Este tipo de plantas energéticas son las llamadas plantas hibridadas.

Este fenómeno explicado en los párrafos anteriores es conocido habitualmente en el sector energético como la curva de pato. [13] El mercado de la energía fotovoltaica es un mercado maduro y que avanza a mucha mayor velocidad que la implantación de sistemas de almacenamiento energético como baterías. Desgraciadamente, la electricidad que se genera debe ser igual a la demandada, y la única tecnología que permite romper esta situación son las baterías.

A lo largo de los últimos 10 años la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica ha aumentado considerablemente. En la figura de abajo se aprecia este incremento en el estado de California con la disminución progresiva año tras año en la generación de energía mediante combustibles fósiles en las horas centrales del día. Habitualmente, suelen entrar las centrales de energía renovables en el mercado de subastas de energía eléctrica ya que el coste variable es prácticamente inexistente

Annual utility-scale solar photovoltaic capacity additions, top 10 states
gigawatts (GW)

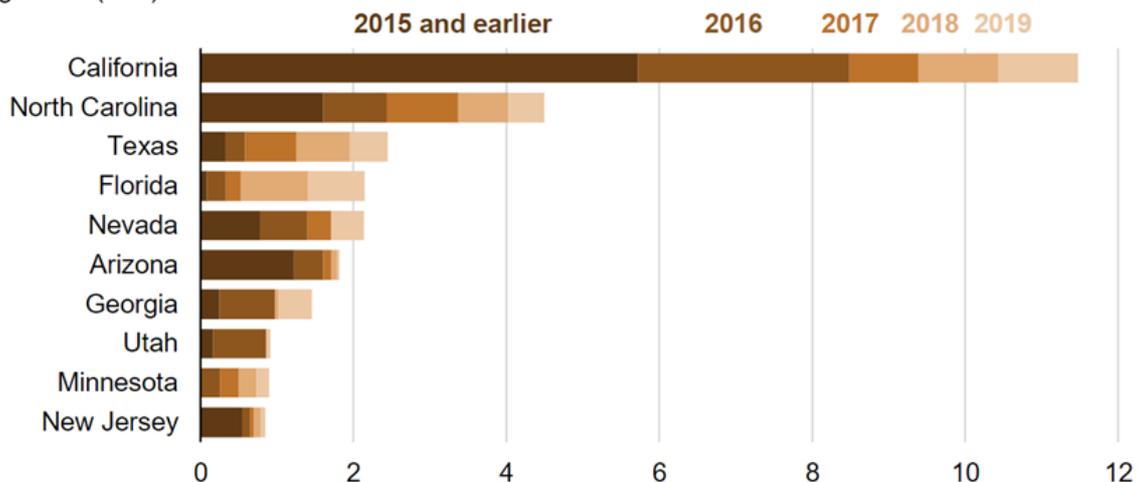


Figura 3-2. Evolución de la potencia instalada de energía solar fotovoltaica en EEUU [14]

En la figura 3-3 se representa la carga neta a lo largo del día. La carga neta es la diferencia entre la generación

renovable variable y la demanda real. Se puede observar claramente que a lo largo de los últimos años existe una caída en las horas centrales del día en la cual la generación solar es mayor. Cuando se acerca el atardecer y la generación solar cae esta carga neta se eleva rápidamente provocando una figura que se asemeja a la silueta de un pato.

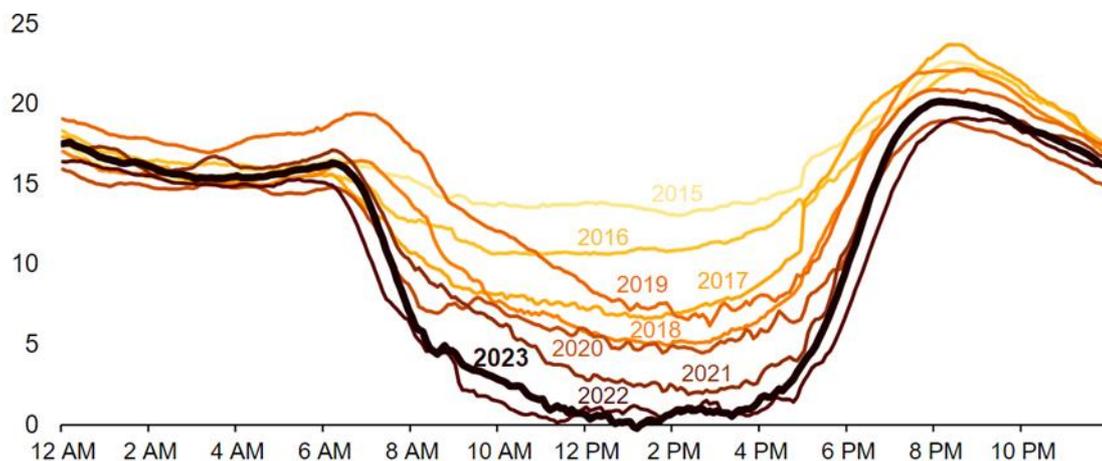


Figura 3-3. Evolución de la carga neta en el estado de California [2015-2023] [15]

Este fenómeno genera dos principales inconvenientes [15] debido a la rápida implantación de la energía solar.

- 1) **Estrés de la red eléctrica:** La enorme oscilación de la demanda de electricidad de las centrales convencionales desde las horas finales del mediodía hasta la noche, cuando la demanda de energía sigue siendo alta pero la generación solar ha caído. Esto significa que las centrales convencionales (como las de gas natural) deben aumentar rápidamente la producción de electricidad para satisfacer la demanda de los consumidores. Este rápido aumento hace más difícil a los operadores de la red ajustar en tiempo real el suministro (la energía que generan) a la demanda. Además, si se produce más energía solar de la que la red puede utilizar, los operadores podrían tener que reducir la energía solar para evitar los famosos curtailments, los cortes impuestos por el operador a las distintas plantas.
- 2) **Pérdida económica:** La dinámica de la curva de pato puede poner en entredicho la economía tradicional de las centrales eléctricas convencionales ya que se reduce su tiempo de funcionamiento, lo que se traduce en una reducción de los ingresos por energía. Si los ingresos reducidos hacen que el mantenimiento de las centrales no resulte rentable, éstas pueden retirarse sin un sustituto despachable. Menos electricidad despachable hace más difícil para los gestores de la red equilibrar la oferta y la demanda de electricidad en un sistema con grandes oscilaciones de la demanda neta.

Esta situación genera una gran oportunidad para el almacenamiento energético. Según se ha explicado antes, la diferencia en el margen de precios depende principalmente del recurso renovable: si hay sol ese día, si es temporada seca o húmeda, o si sopla el viento.

Otro aspecto clave en el análisis del arbitraje de precios es el bucle que se genera al implantar almacenamiento energético en el sistema provocando la inclusión de más potencia solar instalada. [3] Gracias a que los sistemas

de almacenamiento energético compran energía en los momentos de precios más bajos y venden en el momento en el cual el precio es más alto, las instalaciones fotovoltaicas serán capaces de capturar un precio medio de venta de energía mayor provocando así un foco atractivo de inversión y mayor potencia solar fotovoltaica.

En consecuencia, con la mayor penetración de energía solar se vuelve a producir un diferencial de precios mayor e induce de nuevo la instalación de nuevos sistemas de almacenamiento. Se produce un bucle, la expansión de la energía solar aumenta la adopción de sistemas de almacenamiento, pero al mismo tiempo, una mayor incorporación de capacidad de almacenamiento reduce las perspectivas de crecimiento de las baterías al nivelar los precios. Por este motivo, es necesario llegar a un punto de equilibrio entre la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica y de baterías que hagan rentable ambas tecnologías.

Debido a que el factor del arbitraje de precios es el ingreso menos controlable de los mencionados al principio de este apartado, es necesario garantizar la rentabilidad de las baterías con otro tipo de ingresos como los servicios de ajuste o mecanismos de capacidad. A la hora de llevar a cabo una inversión, los promotores de energías renovables necesitan una señal de precios adecuada.

Servicios de ajuste o regulación del sistema: las baterías pueden aprovechar su rapidez de arranque y entrar en los mercados de servicios de ajuste. Pueden recibir remuneración por proporcionar al sistema la flexibilidad y firmeza necesaria. Servicios como regulación de la frecuencia o aporte de inercia entre otros. Más adelante se verá con detenimiento esta remuneración en distintos mercados.

Mecanismos de capacidad o subvenciones: Este ingreso depende exclusivamente del mercado eléctrico en el que se sitúe la instalación. Por el hecho de tener potencia de respaldo disponible, las baterías consiguen una retribución. Este ingreso es el que hoy en día puede suponer que un proyecto de baterías pueda ser rentable. En este sentido, una gran cantidad de países ya están legislando distintas estructuras de remuneración por capacidad. En las siguientes páginas se indicarán la situación actual en algunos países.

COSTES

A la hora de hablar de los costes hay que distinguir entre CAPEX y OPEX.

El CAPEX es una abreviatura que viene del inglés “Capital Expenditure”, es decir “Gasto de Capital” o lo que es lo mismo el dinero que una empresa gasta en la adquisición, mejora o mantenimiento de activos físicos generalmente a largo plazo. Son inversiones que tienen un alto impacto en la empresa ya que aumenta la capacidad y competitividad de esta. En el caso de las baterías el CAPEX se caracteriza por ser elevado. El **CAPEX** de un proyecto de baterías se puede dividir en las siguientes partidas:

- Las propias celdas de la batería.
- Los transformadores o inversores.
- La ingeniería y construcción del proyecto. En el sector estas empresas son llamadas EPC (*Engineering, Procurement, Construction*).
- BOS (Balance of System), se refiere a todos los componentes y sistemas eléctricos necesarios para la instalación y funcionamiento del sistema.

Por otro lado, a la hora de analizar la viabilidad de un proyecto también es necesario definir el **OPEX**, término que viene del inglés “Operating expenses”, en español “Gastos operativos”. Son aquellos costes recurrentes y regulares asociados con la operación de una empresa, o en este caso del proyecto.

Por lo general, los gastos operativos (OPEX) asociados a las baterías no suelen ser excesivamente altos. No obstante, es importante tener en cuenta tanto los costos relacionados con el funcionamiento y el mantenimiento de la instalación (O&M) como los costos vinculados a la garantía de la batería y los costos de reemplazo necesarios para mantener su capacidad de almacenamiento. Entre estos gastos operativos de la batería se

incluyen los costos asociados con la compra de electricidad en el mercado, que en algunos casos pueden ser nulos, como, por ejemplo, cuando la batería está conectada a una instalación de energía renovable y se carga al mismo tiempo que evita la exportación de energía no utilizada.

		Concepto	Descripción
Ingresos	Arbitraje		Compraventa de energía aprovechando la diferencia de precios
	Servicios de regulación		Mercados de servicios de regulación/ajuste del sistema
	Otros ingresos		Mecanismos de capacidad, apoyo regulado
Gastos	Capex	Celdas	Coste de los módulos de almacenamiento
		Transformador	Inversores para la conversión DC/AC
		EPC	Costes de ingeniería y construcción
	Opex	BOS	Instalaciones eléctricas
		O&M	Gastos de operación y mantenimiento
		Garantía	Coste asociado a la garantía de la batería
CAPEX de reposición		Coste de mantener la capacidad nominal de almacenamiento (O&M)	

Figura 3-4. Desglose de ingresos y gastos de un proyecto de baterías utility-scale [10]

A continuación, se muestra un desglose más detallado del CAPEX de baterías basados en un estudio de NREL (National Renewable Energy Laboratory) organismo perteneciente al departamento de energía de los Estados Unidos de América.

Balance of System Category	Balance del sistema (BOS)
Infraestructura Eléctrica e Interconexión (interconexión eléctrica, electrónica, infraestructura eléctrica, eléctrica)	Conexiones internas y de control
	Equipo eléctrico en el sitio
	Electrónica de potencia
	Actualizaciones de subestación de transmisión
	AC Cableado e instalaciones
	DC Cableado e instalaciones
	Costos de línea de espolón basada en la distancia (GCC)
	Inversores
Equipo de Generación e Infraestructura (obras civiles, equipo de generación, otros equipos, estructura de soporte)	Construcción de la planta
	Equipo de la planta de energía
	Cimentación Hardware
	Suministro de módulos
	Soporte de módulos
Instalación e indirectos	Mano de obra y materiales distribuibles
	Ingeniería
	Puesta en marcha y comisionamiento
Owner's Costs	Costes de desarrollo
	Estudios medioambientales y permisos
	Costes de seguros
	Honorarios legales
	Estudios preliminares de viabilidad e ingeniería
	Impuestos sobre la propiedad durante la construcción
Sitio	Caminos de acceso
	Edificios para operaciones y mantenimiento
	Vallado
	Adquisición de terrenos
	Preparación del sitio
	Transformadores
	Instalaciones subterráneas

Figura 3-5. Desglose de CAPEX de un proyecto de baterías utility-scale

Según ese mismo estudio se indica que dentro del CAPEX de las baterías utility-scale se prevé que el coste de la batería en sí disminuya más rápidamente que los demás componentes del coste (lo que es similar a la historia reciente de los costes de los sistemas fotovoltaicos), y se reduce más rápidamente. Esto tiende a hacer que los costes de las baterías de mayor duración (por ejemplo, 10 horas) disminuyan más rápidamente y que los de las baterías de menor duración (por ejemplo, 2 horas) disminuyan menos rápidamente en el futuro. Todas las duraciones tienden hacia una trayectoria común a medida que los costes de las baterías disminuyen en el futuro.

En cuanto al OPEX, el desglose sería el siguiente.

Costes Fijos	Costes administrativos
	Seguros
	Pagos por arrendamiento de terrenos
	Mano de obra
	Impuestos sobre la propiedad
	Seguridad del sitio
Mantenimiento	Mantenimiento general
	Mantenimiento preventivo
	Mantenimiento correctivo
Costes de sustitución	Valor actual anualizado de la sustitución de grandes componentes a lo largo de la vida técnica

Figura 3-6. Desglose de OPEX de un proyecto de baterías utility-scale

3.2 Integración de las baterías a gran escala en distintos mercados eléctricos

A la hora de analizar la viabilidad de los proyectos es necesario realizar un estudio pormenorizado de la regulación actual del almacenamiento en diferentes mercados.

En primer lugar, se hará un estudio de la matriz energética del país en cuestión y un resumen del funcionamiento de su mercado eléctrico. Posteriormente se mencionará la estrategia de cada país en cuanto al almacenamiento energético, su legislación y se presentarán alguno de los proyectos que hay actualmente en cada región.

Los países elegidos para llevar a cabo el estudio son; España y los países en los que el almacenamiento ha tenido un mayor desarrollo en los últimos años, centrandó el análisis en España y Chile. También se hará una visión general del mercado del almacenamiento en el sistema eléctrico del mercado de California, estado de los Estados Unidos dónde más se ha desarrollado los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala. Cabe una mención especial a Chile ya que es un país que por su particular forma geográfica y su sistema eléctrico tiene sentido una implementación masiva de baterías.

3.2.1 España

A continuación, se analizará el estado actual del mercado e infraestructura energética española. En primer lugar, es necesario hacer una revisión de la matriz energética actual tanto en generación como en potencia instalada. En las figuras de abajo se muestran la estructura por tecnologías en la matriz de generación y en potencia instalada según el operador del mercado (Red Eléctrica).

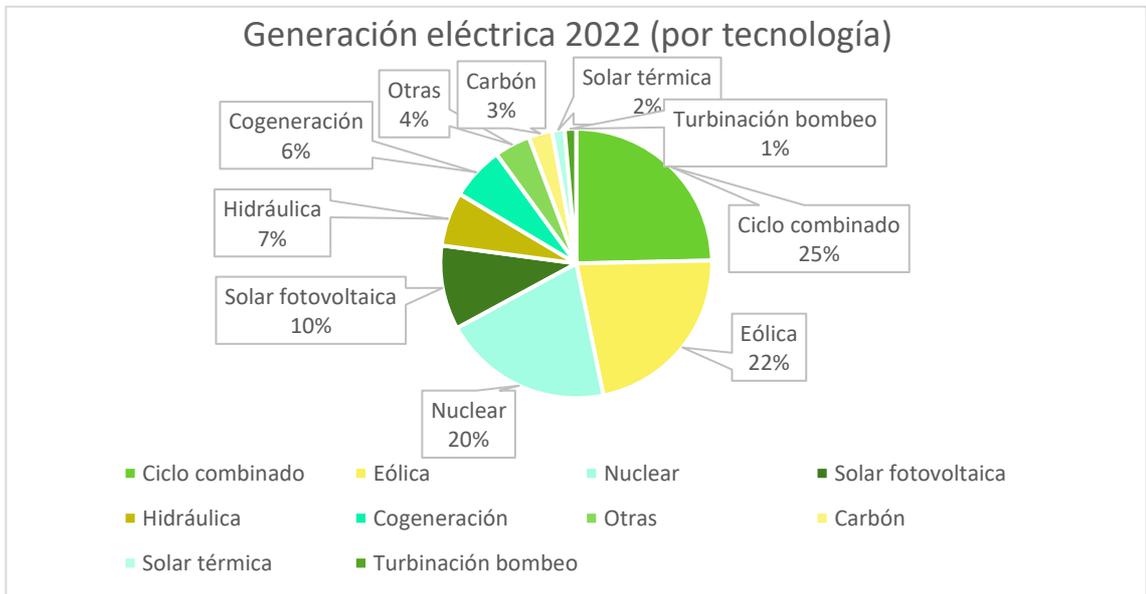


Figura 3-7. Perfil de generación en España en 2022 [16]

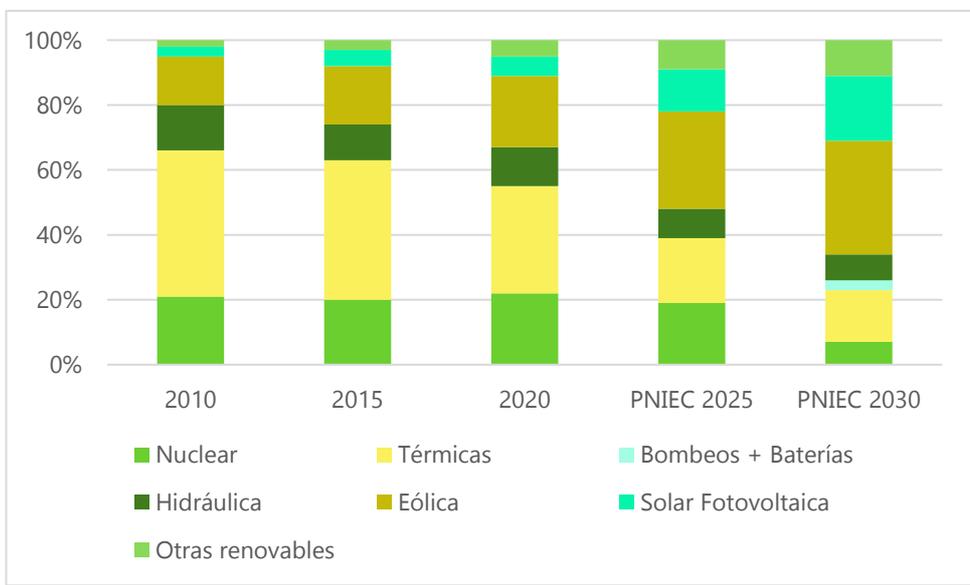


Figura 3-8. Evolución del perfil de generación en España [10]

% Generación renovable	
2010	34,0%
2015	37,0%
2020	45,0%
PNIEC 2025	61,0%
PNIEC 2030	77,0%

Figura 3-9. Porcentaje de generación renovable en España [10]

Cómo se puede observar, el perfil de generación de España está principalmente formado por la energía nuclear, la energía eólica y las centrales de ciclo combinado. Entre estas tres tecnologías suman dos tercios de la energía generada en España. Las centrales consideradas centrales de base son las centrales nucleares y las centrales de regulación son las centrales de ciclo combinado. Este factor es importante en este estudio ya que las baterías podrían entrar en este grupo de tecnologías de regulación, es decir, centrales que son capaces de arrancar en poco tiempo y proporcionar energía rápidamente a la vez que aumenta la demanda. Esto sucede a primera hora de la mañana y sobre las 8 de la tarde.

Con lo que respecta a la potencia instalada, España es de los países con mayor porcentaje de potencia renovable instalada. En la tabla que se muestra a continuación, se observa claramente que la solar fotovoltaica ha crecido exponencialmente en los últimos años ya que ocupa el tercer lugar con 23.260 MW. Debido a esto último las baterías crecerán en los próximos años ya que cómo se ha visto en el apartado anterior se trata de un bucle que se alimenta mutuamente.

Por otro lado, un aspecto que suele ser contradictorio es que la potencia instalada no es proporcional a la generación. Esto se explica con el factor de capacidad, también denominado factor de planta. Es el cociente entre la energía real generada en un año y la energía que hubiera generado en plena carga durante todo el año. Este factor es muy alto en centrales nucleares (entorno a un 80%) y más bajo en centrales renovables como la energía eólica (entorno a un 30%) y la solar fotovoltaica (entorno a un 20%) ya que sus fuentes son muy intermitentes. Es por ello por lo que la energía nuclear tiene un elevado porcentaje en la generación, pero no así en potencia instalada. Sin embargo, en la energía solar fotovoltaica es, al contrario.

Tecnología	Potencia instalada (MW)
Eólica	30.404
Ciclo combinado	26.250
Solar fotovoltaica	23.620
Hidráulica	17.097
Nuclear	7.117
Cogeneración	5.631
Carbón	3.464
Turbinación bombeo	3.331
Solar térmica	2.304
Turbina de gas	1.149
Otras renovables	1.094
Motores diésel	769
Turbina de vapor	483
Residuos no renovables	426
Residuos renovables	170
Hidroeléctrica	11
Fuel + Gas	8
Potencia total	123.329

Figura 3-10. Perfil de la potencia instalada en España [16]

Un aspecto que es necesario mencionar antes de abordar el almacenamiento en España es la curva de la demanda que existe actualmente. En la figura 3-11 se puede observar dicha curva. Gracias a esta curva y la curva de la generación renovable en España podemos detectar rápidamente en qué momentos del día puede haber vertidos y desplomes en los precios.

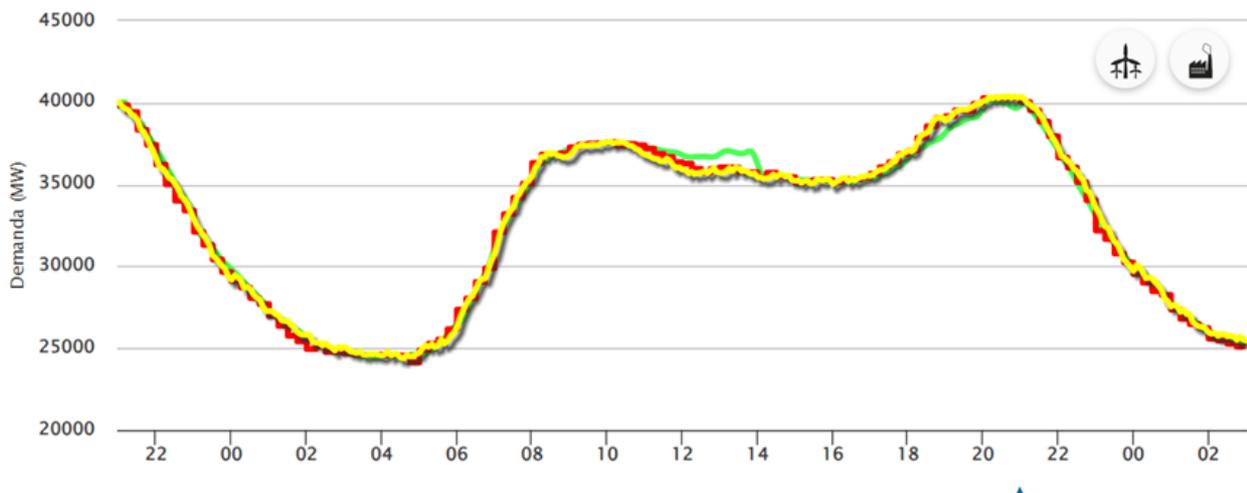


Figura 3-11. Curva de la demanda eléctrica del día 11/01/2024 (jueves) [17]

El mínimo diario fue de 24.393 MW y el máximo diario fue de 40.418 MW. El estudio de la demanda es crucial para el análisis e implementación de un proyecto de baterías.

Una vez mostrado la oferta de generación y la curva de la demanda del sistema eléctrico español en los próximos

apartados el objetivo es analizar la situación actual del mercado de baterías en España. Para ello primero se abordará qué estrategia y legislación se ha llevado a cabo y posteriormente se analizará la forma de mercado dónde sería posible la viabilidad de estos sistemas junto con una foto actual y análisis breve de los precios SPOT

Estrategia de almacenamiento de España

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico publicó en febrero de 2021 [18] la estrategia del almacenamiento energético. Se indica que el almacenamiento de energía será uno de los principales elementos que proporcionará flexibilidad al sistema energético. En el documento se identifican las medidas necesarias para un despliegue efectivo del almacenamiento energético, elemento clave para conseguir la neutralidad climática. La estrategia menciona los retos a los que se enfrenta el almacenamiento energético y establece 66 medidas dentro de 10 líneas de acción.

Los **retos** a los que se enfrenta el almacenamiento energético son diversos y según se menciona en esta estrategia, la Comisión Europea ha realizado numerosos estudios en los que se ha abordado los problemas y las barreras que existen dentro del almacenamiento energético. Además, la Comisión Europea publicó en marzo de 2020 el estudio: “*Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe*”, en el cual se analizan los retos y oportunidades del almacenamiento energético además de describir las políticas actuales de los distintos estados miembros.

A continuación, se describen brevemente los retos que se definen en la estrategia:

- Regulatorios y de mercado:
 - Ausencia de mecanismos de participación plena en los mercados
 - Estructura de los mercados y señales de precio
 - Metodología de cálculo de peaje, impuestos y cargos.
- Económicos y relativos al modelo de negocio
 - Falta de rentabilidad en las condiciones de mercado actuales
- Relativos a la normalización y necesidad de estándares de interoperabilidad.
 - Necesidad de empleo intensivo de las tecnologías de información y comunicación y de la interoperabilidad entre los distintos recursos distribuidos
- Ciberseguridad
 - Necesidad de una alta capacidad para compartir información de forma fiable, flexible y segura
- Integración sectorial
 - Altos costes de interconexión de infraestructura
 - Necesidad de un enfoque global y coherente entre los sectores
 - Necesidad de mejora de planificación integrada de vectores y la operación del sistema energético.
- Investigación y desarrollo de tecnologías
 - Necesidad de impulso de la I+D+i en almacenamiento energético
 - Contexto internacional muy competitivo
- Falta de información o percepción del riesgo
 - Dificultad de acceso de los consumidores a toda la información de costes
 - Inercia para atenerse a lo conocido
- Sociales y medioambientales
- Materiales críticos y estratégicos

- Escasez de los materiales críticos y estratégicos como cobalto, litio o el grafito

El ministerio establece a partir de estos retos una serie de medidas agrupadas en 10 líneas de acción.

- 1) **Marco regulatorio:** se describen 9 medidas cuyo objetivo es establecer requisitos legales del almacenamiento, eliminar barreras del mercado, determinar el papel de los actores del mercado y facilitar iniciativas y proyectos. Entre las medidas más destacables están la eliminación de doble carga de las tarifas de red o regularizar las instalaciones híbridas.
- 2) **Participación en los mercados:** en esta línea de acción se definen 6 medidas para impulsar el almacenamiento en los mercados del sistema eléctrico, así como fomento de precios dinámicos de la energía y participación en mecanismos de capacidad.
- 3) **Modelo de negocio:** aquí se recogen 12 medidas en las que se trata de fomentar el almacenamiento y su cadena de valor en todos los niveles.
- 4) **Integración sectorial:** 4 medidas para impulsar el hidrógeno renovable, el desarrollo del power to X y el potencial del almacenamiento térmico.
- 5) **La ciudadanía en el centro:** Esta línea de acción se enfoca en el impulso de las comunidades energéticas.
- 6) **Las palancas de desarrollo tecnológico:** Se apoya la I+D+i a largo plazo a través de laboratorios con medidas que aprovechan iniciativas internacionales y nacionales.
- 7) **Sostenibilidad:** Promoción de la economía circular. Medidas para proporcionar una segunda vida a los materiales
- 8) **Sistemas insulares y aislados:** El objetivo es aprovechar el almacenamiento como base para el desarrollo tecnológico en las islas y zonas aisladas.
- 9) **Gobernanza:** Medidas destinadas a favorecer la colaboración entre organismos regionales y locales.
- 10) **Análisis prospectivo:** Medidas para realizar análisis de evaluación de costes y beneficios además del ciclo de vida del almacenamiento.

La Estrategia contempla disponer de una capacidad de almacenamiento de unos 20 GW en 2030 y alcanzar los 30 GW en 2050, considerando tanto almacenamiento a gran escala como distribuido. También se incluye 400 MW de baterías detrás del contador.

En junio de 2024 como tarde España debe entregar a la Comisión Europea según lo establecido en el Reglamento de Gobernanza y por el Convenio de Aarhus el documento definitivo del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, en el cual se define los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética. Ya se ha presentado un borrador en el cual el almacenamiento instalado considerado para 2030 aumenta 2 GW hasta los 22 GW, lo que significa la necesaria implantación del almacenamiento en paralelo con una alta penetración de renovables en la matriz energética. Además, según este plan España tiene el objetivo de reducir su dependencia energética hasta en un 51%.

Legislación del almacenamiento de España: Resumen de las leyes más importantes

El marco regulatorio en España para proyectos de almacenamiento a gran escala se ha desarrollado considerablemente en los últimos tres años. Según la consultora JLL en su estudio: “Spain standalone BESS market”, [19] en España existe regulación suficiente para desarrollar proyectos BESS y los retos no vienen tanto por la falta de regulación en algunos aspectos sino por la falta de experiencia de la regulación en la tramitación de permisos relacionados con estos nuevos proyectos.

El régimen jurídico de las instalaciones de almacenamiento energético se ha considerado de igual manera que las instalaciones de generación. Debido a esto, para una instalación de almacenamiento es necesario pedir los mismos permisos: Autorización Administrativa Previa, Autorización Administrativa de Construcción y Autorización de Explotación. Además, están obligadas a registrarse en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

En referencia a los dos tipos de instalaciones principales: Almacenamiento hibridado y standalone existen diferencias significantes.

Hibridación: En una instalación de generación que ya disponga de un permiso de acceso y conexión concedido solo es necesario depositar una nueva garantía del 50% (20€/kW) de la nueva tecnología. [20]

Cabe resaltar que el propietario de la instalación de generación y de almacenamiento debe ser el mismo para obtener un permiso único. En caso de que un tercero estuviera interesado deberá saber esta limitación.

Standalone: Apenas existen menciones en la regulación energética española. Sin embargo, el reciente interés en su desarrollo ha hecho que también se incluyan en las nuevas regulaciones. Este tipo de instalaciones sigue siendo consideradas como instalaciones de generación.

A continuación, se resumen las principales leyes y medidas que se han promulgado a lo largo de los últimos tres años.

2020

- Los sistemas de almacenamiento se reconocen como "sujetos" en el sistema eléctrico español (RD 23/2020).
- Se permite la hibridación de diferentes tecnologías (incluido el almacenamiento) en las centrales de generación nuevas y existentes (RD 960/2020).
- Se regula el acceso a la red de los nuevos sistemas de almacenamiento y la hibridación de sistemas de generación con acceso a la red (RD 1183/2020).
- El BESS queda exento del pago del peaje de red (CNMC Circular 3/2020).
- Los sistemas de almacenamiento pueden participar en los mercados de balance (CNMC Resolución 10 diciembre 2020).

2021

- Estrategia española del almacenamiento (MITECO 9 febrero 2021)
- El proyecto de reglamento sobre el mercado de capacidad se somete a consulta pública (MITECO 20 abril 2021)
- Los sistemas de almacenamiento están exentos del pago de peajes (RD 148/2021)

2022

- Las instalaciones de almacenamiento están reguladas en las mismas condiciones que cualquier otra unidad de producción de energía eléctrica (RD 6/2022)

2023

Los proyectos BESS standalone deben realizar una evaluación ambiental simplificada. (RD 445/2023)

A pesar del avance regulatorio y del lanzamiento de una estrategia nacional faltan todavía una serie de medidas para hacer viables los sistemas de almacenamiento en la península ibérica.

El mercado de capacidad es la principal vía para conseguir la viabilidad de los proyectos. Desde que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) lanzó a consulta pública un reglamento sobre el mercado de capacidad no hubo grandes avances hasta octubre de 2023 cuando el ministerio anunció una propuesta de resolución en la cual se daba forma al mercado de capacidad y sentaba las bases del mecanismo. Los pasos para llevar a cabo el mecanismo de capacidad son los siguientes:

- 1) Red Eléctrica finaliza un estudio sobre la cobertura nacional y elabora procedimientos operativos
- 2) El MITECO define el mecanismo de subastas del mercado de capacidad y envía una propuesta a la Comisión Europea (CE)
- 3) La Comisión Europea realiza una consulta pública, consulta al regulador y al operador del sistema y emite un dictamen sobre el mercado de capacidad
- 4) La Comisión Europea emite un dictamen final positivo y el MITECO aprueba el mercado de capacidad

Mercado de capacidad

Según lo comentado anteriormente, España necesita un mecanismo de capacidad que sea capaz de retribuir los servicios de respaldo independientemente de la tecnología necesaria para aportar los mismos. Con el fin de garantizar la operatividad de las centrales de ciclo combinado durante esta transición energética es necesario incluir este tipo de centrales en el mecanismo además del fomento de inversiones en almacenamiento.

A continuación, se explicará brevemente el funcionamiento de los mercados de capacidad.

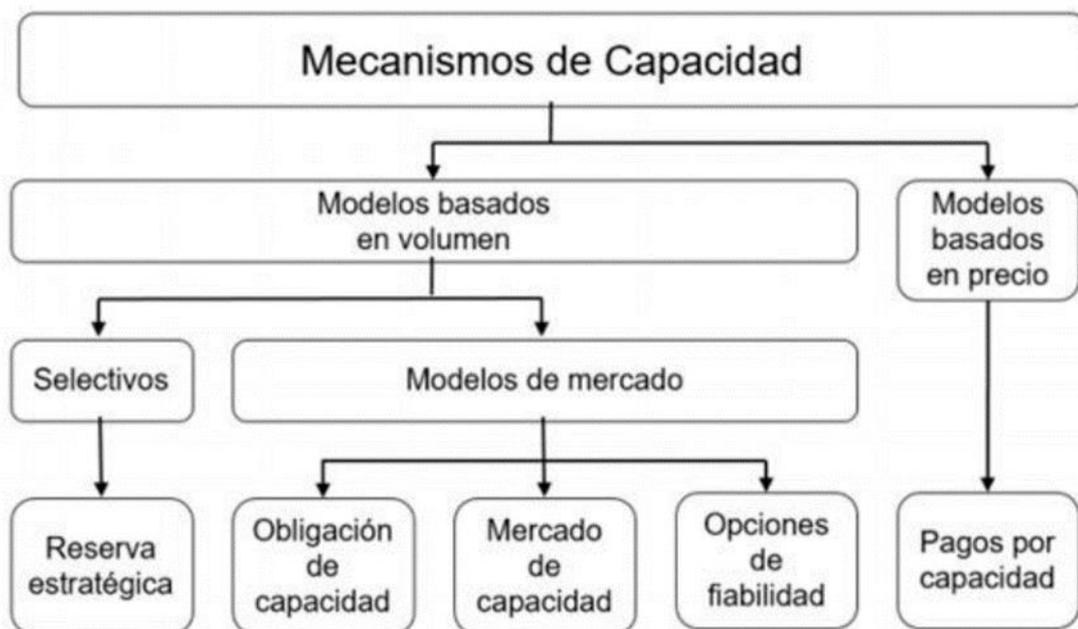


Figura 3-12. Tipos de mecanismos de capacidad [21]

Según se puede ver en la figura 3-12. Los mecanismos de capacidad se pueden dividir en Modelos basados en volumen o en Modelos basados en precio. Dentro de estos dos modelos existen dos mecanismos que son fijados por los organismos reguladores y no entran en un mercado competitivo; la reserva estratégica y los pagos por capacidad.

La reserva estratégica son un conjunto de centrales que no pueden participar en mercados organizados ya que deben proporcionar firmeza al sistema en casos excepcionales.

Los pagos por capacidad es el sistema actual que existe en España. A cada central se le asigna un pago fijo por servicio de respaldo al sistema. El problema radica en la estimación del precio fijo a pagar por este servicio, ya que la evolución del precio no viene aparejada con el desarrollo de las nuevas tecnologías y su implementación en el sistema eléctrico. Esto conlleva habitualmente a una sobreestimación del precio que se traslada al consumidor final y provoca que éste acabe pagando un mayor precio. [21]

Los mecanismos de capacidad que entran en un mercado competitivo son los preferidos ya que a priori ofrecen muchas más ventajas.

- Obligación de capacidad: modelo descentralizado en el cual se impone a los comercializadores de energía eléctrica la compra de obligaciones de firmeza. El producto es ofrecido por la generación, la demanda y el almacenamiento. Es el modelo actual francés.
- Opciones de fiabilidad: es un mercado más complejo. Se marca un precio de referencia para los servicios de capacidad. Pero en la práctica la marca de ese precio de referencia es complicada.
- Mercado de capacidad: modelo centralizado en el cual el operador del sistema convoca una subasta para asegurar la potencia necesaria para cubrir los picos de demanda del sistema. Puede ser ofrecido tanto por el lado de la generación como por el lado de la demanda. La subasta estaría ordenada de menor a mayor coste de inversión, así como costes fijos de O&M. Se tendría en cuenta la capacidad de recuperar el coste variable e incluso parte del fijo en el mercado.

El mercado de capacidad ha sido el elegido por el ministerio. La potencia firme necesaria deberá garantizar su disponibilidad durante los periodos de mayor demanda en el sistema eléctrico peninsular. La contratación se llevará a cabo mediante procesos competitivos dirigidos por el operador del sistema, utilizando subastas "pay-as-bid". En estas subastas, los promotores presentan ofertas indicando el precio por el cual están dispuestos a ofrecer su capacidad de potencia firme. El precio asignado a un proyecto será aquel por el cual el promotor haya pujado si su propuesta resulta adjudicada.

Existen dos modalidades de subastas de capacidad

- 1) Subasta principal: períodos de carencia máximo de 5 años y un periodo de prestación de 1 o 5 años dependiendo de si son instalaciones existentes o nuevas.
- 2) Subastas de ajuste: períodos de carencia máximo de 12 meses y mismo período de prestación. Tienen por objetivo resolver las deficiencias que no se puedan cubrir con la subasta principal.

El gobierno de España quiere tener listo el mercado de capacidad de almacenamiento para mediados de 2024. Ya se ha empezado a enviar la documentación a la Comisión Europea y se deben cumplir una serie de requisitos previos, entre otros definir el valor de carga perdida, el coste de nueva entrada y el estándar de fiabilidad. Es necesario enviar un estudio sobre la cobertura nacional que se centrará en dos parámetros: previsiones de pérdidas de carga (número de horas en las que la oferta de electricidad no es capaz de cubrir las necesidades de la demanda eléctrica) y previsiones de energía No Suministrada (mismo déficit medido en MWh).

Para aprobar el mercado de capacidad por la Unión Europea es necesario demostrar que existe un problema de cobertura en el territorio nacional. Para ello y utilizando el estudio de cobertura anterior se compara la pérdida de carga con el estándar de fiabilidad, en caso de que la pérdida sea mayor al estándar quedará justificada la implementación de un mercado de capacidad.

El valor de carga perdida se define como la estimación en euros por MWh del precio máximo de la electricidad que los clientes están dispuestos a pagar para evitar una interrupción.

El coste de nueva entrada (CoNE) es el coste de la anualidad de aquella tecnología de referencia que permite alcanzar el estándar de fiabilidad objetivo.

El estándar de fiabilidad se determina a partir de estos dos valores. La última propuesta presentada por la dirección general de política energética y minas resuelve fijar el coste de nueva entrada y el estándar de fiabilidad en 22.879 €/MWh. Por su parte, el estándar de fiabilidad se fija en 0,94 horas, con un máximo de 4 horas. [22]

Arbitraje de precios

Habiendo abordado el tema anterior relativo a la legislación y estrategia, a continuación, el objetivo es llevar a cabo un análisis del arbitraje de precios en España y para ello es necesario tener en cuenta el mercado spot de electricidad actual y el proyectado en función de la penetración de renovables en la matriz, concretamente de energía solar fotovoltaica.

Además de lo anterior, es necesario tener en cuenta la curva de la demanda horaria del país para conseguir así un mejor análisis. Existen varios estudios de proyecciones de precios para los próximos años. Para este estudio se ha tenido en cuenta las proyecciones de precios del informe de Naturgy: “El papel del almacenamiento en la transición energética”. [10]

En primer lugar, es necesario explicar como funciona el mercado de la electricidad en España. El mercado está gestionado por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) entidad privada que regula tanto el mercado diario como el intradiario de energía eléctrica para España y Portugal. Además, OMIE participa en el acoplamiento con los demás mercados mayoristas de electricidad de la UE.

El mercado se organiza en secuencias de mercado en el cual los agentes del mercado pueden adquirir y ofertar la energía eléctrica en días, semanas, meses antes de que la energía sea generada y consumida. Existen dos tipos de mercados: el libre y el regulado. En esta descripción breve de la formación del precio de la energía en España, el estudio se centrará en el mercado regulado con el objetivo de saber cómo se forma el precio Spot de la energía.

La sesión del mercado diario tiene lugar el día previo a la entrega de la energía, donde compradores y vendedores llevan a cabo transacciones de energía para cada hora del día siguiente. Los vendedores presentan sus ofertas de venta y de igual forma las presentan los compradores. Con esta información OMIE construye la curva de oferta y demanda para cada una de las horas del día siguiente y el punto de cruce de cada curva es el precio Spot de la energía para esa hora.

Además, en el mismo día de generación y consumo se pueden modificar las ofertas y compras en el mercado intradiario. Existen 6 sesiones para realizar estas modificaciones.

Por último, en el muy corto plazo los generadores y en algunos casos la demanda puede ofrecer una serie de servicios necesario al sistema con el objetivo final de igualar la generación a la demanda en todo momento y de esa forma asegurar la fiabilidad y seguridad del suministro eléctrico. Este mercado se explicará más adelante en detalle ya que las baterías pueden jugar un papel importante en el mismo.

Por ejemplo, en la figura 3-13 se puede ver cómo en las horas centrales del día el precio Spot es mucho menor que en cuando empieza la noche. El ejemplo que se muestra es del día 17 de junio de 2024.

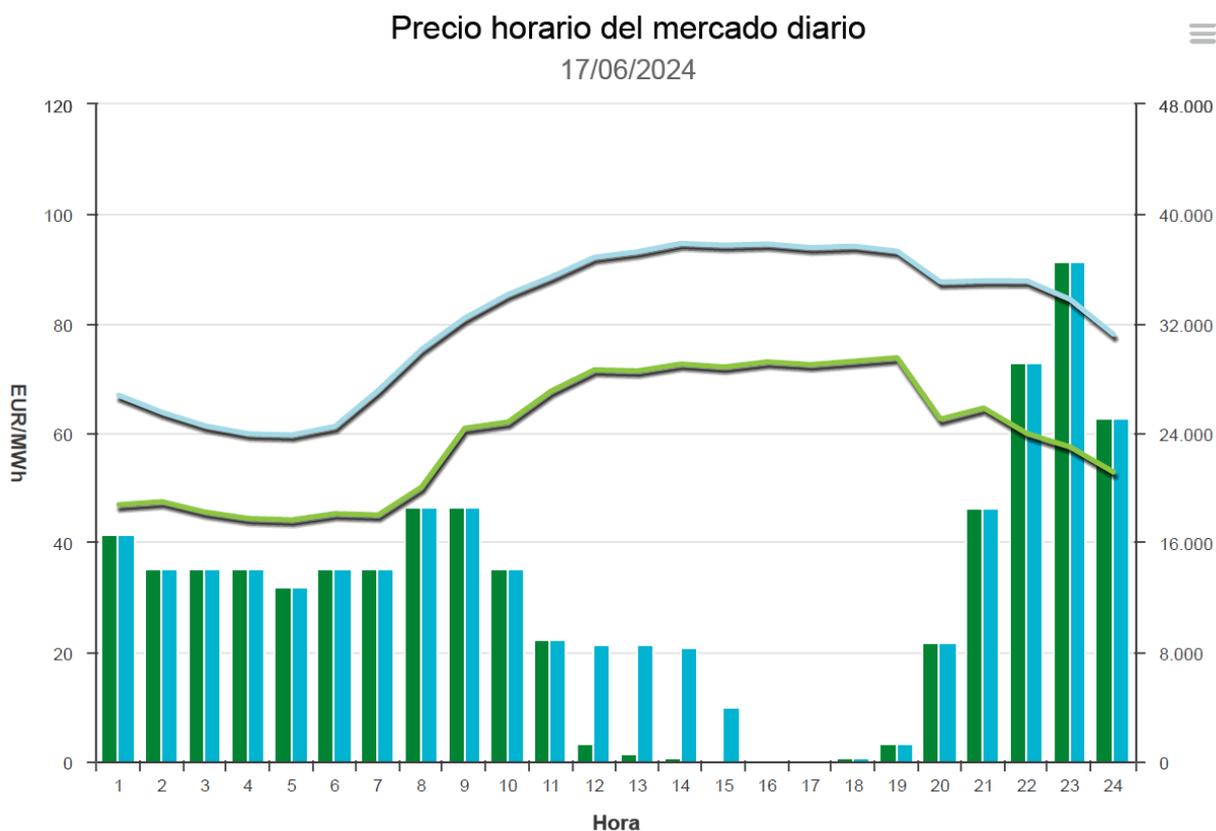


Figura 3-13. Precio Spot horario 17/06/2024 [23]

Mercado de servicios de ajuste

En el punto dos de este estudio se describen los servicios de ajustes posibles que aportan los sistemas de almacenamiento energético al sistema eléctrico. Debido a la potencial función que pueden aportar las baterías en los servicios de ajuste del sistema, es necesario realizar una revisión actualizada del mercado de servicios de ajuste en España y entender cómo se remuneran.

El mercado de servicios de ajuste en España es gestionado por el operador del sistema (Red Eléctrica). Este mercado es la suma de diferentes mercados en distintos intervalos temporales desde horas antes de la entrega de la energía hasta en tiempo real en consonancia con la demanda.

El mercado de los servicios de ajuste se puede subdividir en 4 submercados [24]:

- Mercado de Restricciones Técnicas (RRTT)
- Mercado de Servicios Complementarios (SSCC)
- Mercado de Desvíos
- Mercado de Servicios transfronterizos de Balance

A su vez estos mercados se pueden dividir según la función que prestan:

- Seguridad del sistema
 - Restricciones técnicas
 - Control de Tensión (Servicios complementarios)
 - Reposición del servicio (Servicios complementarios)
- Reservas del sistema
 - Reserva de potencia adicional a subir (Servicios complementarios)

- Regulación frecuencia-potencia secundarios (Servicios complementarios)
- Regulación y balance
 - Desvíos
 - Servicios transfronterizos de Balance
 - Regulación frecuencia-potencia secundarios y terciarios (Servicios complementarios)

La gran mayoría de estos productos operan en el mercado intradiario exceptuando el mercado de restricciones técnicas, reserva de potencia adicional a subir y servicios complementarios secundarios cuyas operaciones se efectúan en un horizonte diario.

Mercado de restricciones técnicas: El Procedimiento de Operación 3.2. define una restricción técnica como cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del operador del sistema, la modificación de los programas de energía.

Una vez se cierra el mercado diario un día antes del despacho se tiene el programa diario base de Funcionamiento (PDBF) y el Operador del Sistema analiza la programación del día siguiente para ver las posibles restricciones técnicas que puedan aparecer. El operador resuelve alterando este programa.

Los oferentes de este mercado son las centrales de generación y consumo de bombeo. A igualdad de criterio se seleccionan las más competitivas. Una vez que se asigna esta primera fase, existe una segunda fase en la que se reprograman de nuevo las centrales de generación y de consumo de bombeo para conseguir el equilibrio generación-demanda.

En el mercado intradiario también aparecen en tiempo real estos ajustes de restricciones técnicas, pero sin una segunda fase de equilibrio, se consigue el balance mediante servicios complementarios y los desvíos.

Mercado de Servicios Complementarios: Es un mercado en el que los oferentes son las centrales de generación y el gestor es el operador del sistema (Red Eléctrica). Su objetivo final es que el suministro sea en condiciones de seguridad y fiabilidad y que el equilibrio generación-demanda se cumple en todo momento. El procedimiento de Operación 1.5 del sistema eléctrico describe tres servicios complementarios básicos [25].

- **Regulación Primaria:** es la capacidad que tienen los grupos generadores de variar su potencia y de esa forma regular los desequilibrios de frecuencias. Es un servicio obligatorio y sin remuneración. El tiempo máximo de respuesta es de 30 segundos por lo que debe ser un servicio casi instantáneo y tiene que mantenerse el servicio durante un mínimo de 15 minutos hasta que entre a regulación secundaria.

Es un servicio que prestan principalmente las centrales térmicas e hidráulicas, aunque los generadores eólicos y baterías son capaces de prestarlo también.

- **Regulación Secundaria:** al igual que la regulación primaria, la regulación secundaria tiene como objetivo el equilibrio de la frecuencia. Adicionalmente, se regula el equilibrio generación-demanda en este mercado. Los tiempos de respuesta y servicio son los mismos que la regulación primaria.

La diferencia radica en que este servicio si está retribuido por el sistema. Por un lado, se retribuye la utilización (energía) y por otro la disponibilidad (banda de potencia). El OS publica diariamente los requerimientos de reserva de regulación secundaria para cada periodo horario. Posteriormente las centrales de generación ofrecen un precio por estos servicios y el OS asigna siguiendo el criterio económico de precio más competitivo.

El servicio se agrupa por Zonas de Regulación. Existen 10 zonas en España.

- **Regulación Terciaria:** funciona de manera similar al mercado anterior, pero con tiempos de respuesta y servicio distintos. El tiempo de respuesta es de 15 minutos y el de servicio 2 horas. Se trata de un servicio obligatorio para las empresas que sean capaces de ofertarlo y tengan capacidad excedentaria. Es remunerado solo si se utiliza.

Mercado de desvíos: El objetivo de este mercado es cubrir las diferencias entre generación y demanda a tiempo

real. Si los desvíos del programa superan los 300 MW, Red Eléctrica convoca este mercado. Las centrales de generación envían sus ofertas para subir o bajar su producción y se asignan según criterios económicos en base al precio marginal.

Mercado de servicios transfronterizos de balance: Existe un mercado similar al servicio de regulación terciaria que se presta entre los países de España, Francia y Portugal en lo que se conoce como región SWE (South West Europe) con tiempos de respuesta de 30 min y bloques ofertados de 50 MW.

Se ha hablado de los oferentes de estos mercados y de los agentes que lo gestionan. Es necesario saber también quién son los responsables de pagar estos servicios. El coste es repercutido a los participantes del sistema que hayan estado en contra de las necesidades del sistema eléctrico. Es decir, si había más demanda que producción a una hora determinada, pagarán el servicio aquellos que a esa hora estaban produciendo de menos con respecto a lo que decía el programa o aquellos que estaban consumiendo de más. También sucede, al contrario. Los agentes que hayan cumplido con su programa no tienen ningún coste adicional y cobran el precio marginal de energía, sin embargo, aquellos que hayan ido en contra del sistema se les pagará algo menos que el precio marginal de energía.

En España, se ha observado un crecimiento exponencial de estos costes debido a la alta penetración de renovables. No se puede controlar de igual forma el equilibrio del sistema debido a la intermitencia de las fuentes y por lo tanto estos servicios son más costosos.

A continuación, se muestra una comparativa entre 2021 y 2022 en el que hubo una subida del coste de los servicios de ajuste de 800 millones de euros. Un 78% más que el año anterior. Entre esos dos años la capacidad instalada de las renovables aumentó un 9% y las no renovables disminuyó un 0,7%.

	2021	2022
Restricciones PDBF	444	473
Restricciones tiempo real	281	631
Restricciones técnicas	725	1.105
Banda	259	577
Desvíos	114	193
Otros*	-58	-31
Control de factor de potencia	-15	-12
Total Servicios ajustes	1.025	1.833
%2022/2021		78,8

Figura 3-14. Costes de los servicios de ajuste [M€] [26]

El precio se esta partida en la factura eléctrica se está encareciendo muy rápidamente. En 2023 se estiman que puede estar cercano a los 3000 millones de euros. Este dato es muy relevante ya que las baterías pueden jugar un papel muy importante en el mismo desplazando a otras tecnologías.

En conclusión, España necesita una retribución adicional para el almacenamiento con baterías si se quiere llegar a los objetivos que marca el PNIEC para 2030. La transición energética es la prioridad de muchos de los gobiernos hoy en día, sin embargo, la penetración de renovables induce una serie de retos como el respaldo del sistema. Para conseguir esto último es necesario la introducción del almacenamiento energético. Actualmente no es rentable solo con el arbitraje de precios y con las señales de precio adecuadas se conseguirá que llegue la inversión de una manera más rápida. No obstante, con los GW de baterías previstos en el PNIEC, no sería suficiente para garantizar la flexibilidad del sistema. Por lo que habría que mantener todas las centrales de ciclo combinado del sistema y establecer un esquema adecuado de retribución.

3.2.2 Estados Unidos (California)

En cuanto al caso específico de California, el objetivo de este estado es producir el 100% de su energía a partir de fuentes renovables para el año 2045. Para alcanzar esta meta, es necesario contar con una gran capacidad de almacenamiento, lo que ha llevado a California a convertirse en el líder en Estados Unidos en la implementación de esta tecnología.

La gradual sustitución de la generación convencional por energía solar fotovoltaica está haciendo necesario incorporar sistemas de almacenamiento de energía, para poder trasladar la generación desde las horas centrales del día hasta las horas del atardecer.

Para fomentar el almacenamiento de energía, el operador independiente del sistema (CAISO) ha lanzado diversas iniciativas de políticas de mercado e infraestructura. Estas acciones buscan eliminar obstáculos y mejorar la utilidad operativa de la capacidad de almacenamiento en el mercado mayorista, permitiendo que los recursos no generadores, como el almacenamiento y la respuesta a la demanda, participen en los mercados de regulación de la energía.

Otro factor crucial en el aumento de la capacidad de almacenamiento de energía es el crédito fiscal federal del 30% para los desarrolladores que incorporan baterías en sus proyectos solares, aunque este beneficio comenzó a disminuir en 2019. Asimismo, hay incentivos directos, como subvenciones estatales, descuentos por vatio instalado y programas de incentivos basados en el rendimiento del sistema.

Desde 2019 hasta 2023 la potencia instalada de almacenamiento ha crecido desde 770 MW hasta los 6,600 MW. Lo que supone una subida del 757% y en la que pueden suministrar durante 4 horas energía a 6,6 millones de hogares.

La legislación también ayuda a la implantación de sistemas de almacenamiento a gran escala en California. Recientemente se ha aprobado que los proyectos e instalaciones de almacenamiento de energía que fabrican o ensamblan sistemas o componentes de almacenamiento pueden optar por un nuevo permiso simplificado. Este procedimiento garantiza que el proceso de revisión ambiental se complete en un plazo de 270 días a partir de la presentación de una solicitud de permiso completa.

3.2.3 Chile

A lo largo de los próximos párrafos se analizará el sistema de energía eléctrica de Chile. El país chileno es uno de los países de Sudamérica que más ha avanzado en la instalación de parques de generación renovable en parte debido al rápido avance de su economía en las últimas décadas y por la gran cantidad de recursos energéticos que posee.

La capacidad instalada a cierre de 2023 es de 34.320 MW, y la participación por tecnología es la siguiente:

TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA INSTALADA 2023 (MW)	PARTICIPACIÓN
HIDROELÉCTRICA	7.514,3	21,89%
DIESEL	2.967,7	8,65%
CARBÓN	3.727,4	10,86%
GAS NATURAL	4.506,1	13,13%
SOLAR	9.061,3	26,40%
EÓLICO	4.710,0	13,72%
GEOTÉRMICA	94,8	0,28%
TERMO-SOLAR	114,4	0,33%
OTROS	1.624,6	4,73%
TOTAL	34.320,600	100,00%

Figura 3-15 Matriz de potencia instalada por tecnología en Chile [27]

Si dividimos en potencia instalada renovable y no renovable:

TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA INSTALADA 2023 (MW)	PARTICIPACIÓN
RENOVABLES	23.119,400	67,36%
NO RENOVABLES	11.201,200	32,64%

Figura 3-16 Matriz de potencia instalada dividida en renovables y no renovables [27]

La participación renovable en el sistema es muy relevante. Chile tiene una diversidad climática como pocos países en el mundo. En el norte del país se encuentra una de las zonas con mayor irradiación del planeta, y en el sur se encuentran algunos de los glaciares más grandes del mundo. Es por eso por lo que las regiones de Antofagasta y Atacama tienen una elevada potencia solar instalada.

Además, Chile tiene una forma peculiar ya que se trata de un país que tiene 4.000 kilómetros de largo y 200 de ancho. Al este se encuentra custodiado por la cordillera de los Andes con picos de hasta cerca de 7.000 metros de altura. Debido a estas peculiaridades geográficas y a una planificación de la transmisión que iba más lenta que el desarrollo del sistema eléctrico del país, se producen cuellos de botella y desacoplamiento del sistema entre las zonas con recurso renovable y las zonas de consumo.



Figura 3-17 Mapa del recurso solar de Chile [28]

La región metropolitana de Santiago y la región de Valparaíso suman la mitad de la población de todo el país, estas zonas urbanas se encuentran en el centro del país, a diferencia de dónde se produce la energía solar, eólica e hidráulica. La solar se produce principalmente en el norte del país y la hidráulica en el sur. En la figura 3-18 se puede observar la generación por región y tecnología.

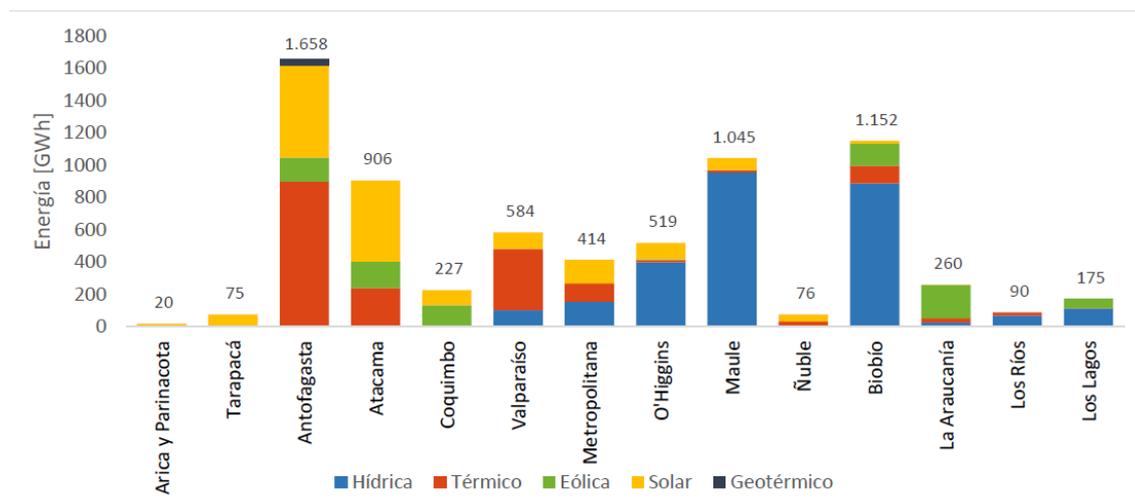


Figura 3-18 Generación de energía eléctrica por región y tecnología Chile [29]

Existen muy pocas líneas que conecten el norte con el centro y debido a esto en el momento de mayor producción de energía solar se producen congestiones y aparecen los denominados “curtailments”. Los curtailments son paradas deliberadas de la producción de energía cuando la oferta supera a la demanda o cuando las líneas de transmisión están congestionadas. En Chile en 2021 hubo 453 GWh de curtailments, y en 2022 esta cifra se triplicó hasta 1,47 TWh, lo que supone un 7,63% de la generación anual. Esta cifra se está incrementando con los años por lo que urgen obras de transmisión y almacenamiento para solucionar este problema.

La principal obra de transmisión que se está ejecutando con el objetivo de solucionar los problemas de congestión, conecta la zona norte con el Sur. Se trata del proyecto de conexión Kimal-Lo Aguirre. Consiste en una línea de transmisión eléctrica que nace en la subestación Kimal en la Región de Antofagasta y termina en la subestación seccionadora Lo Aguirre en la Región Metropolitana. Con una longitud aproximada de 1.342 km, 2.684 torres y 9 estaciones repetidoras del sistema de telecomunicaciones, el Proyecto atraviesa las regiones de Antofagasta, Atacama, Coquimbo, Valparaíso y Metropolitana. La característica que más destacada del proyecto es que se trata de la primera línea de corriente (HVDC) continua en Chile. La inversión estimada es de 2.000 millones de dólares y está prevista su entrada en operación comercial en 2029. Esta obra solucionaría gran parte de los problemas actuales de interconexión.

El otro problema que se presenta es la sobreoferta de energía en ciertas horas del día. En la figura 3-19 obtenida del Coordinador Eléctrico Nacional se puede observar la demanda real de un día de enero en Chile. La demanda media es aproximadamente 10 GW, y la máxima es 11,5 GW. Teniendo en cuenta que Chile tiene 13,5 GW de potencia solar y eólica instalada además de 4 GW de hidráulica de pasada, todas estas tecnologías con coste variable cero, existen ciertas horas del año en la que la oferta es superior a la demanda lo que conduce a precios de energía de 0 USD/MWh.

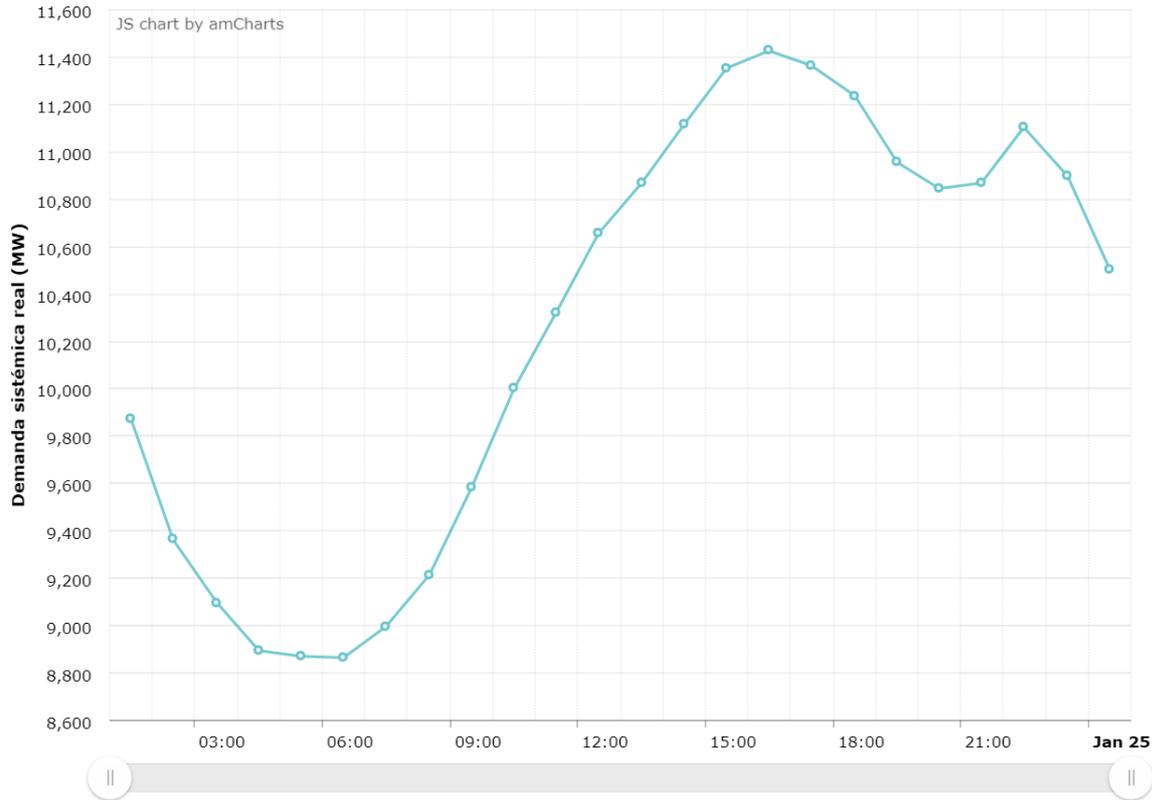


Figura 3-19. Demanda real del día 24/01/2024 (miércoles). [30]

De la figura 3-20 se puede extraer más información ya que entra en juego la demanda neta del sistema. La demanda neta es la demanda eléctrica menos la generación eléctrica no despachable. Ésta última es la generación de fuentes renovables que no pueden ser controladas, a diferencia de la generación de centrales térmicas, las cuales pueden regular su producción. De la gráfica se pueden observar dos rampas principales, a primera y última hora del día. Cuando amanece y anochece y toda la energía fotovoltaica instalada en el sistema no inyecta energía. Estas diferencias tan repentinas en la generación, y en la demanda implica tener centrales de respaldo que entren en juego en el sistema de la manera más rápida y estable posible. A lo largo de los últimos años estas rampas se han acentuado y es por ello por lo que los sistemas de almacenamiento y las centrales de ciclo combinado tienen un papel importante en la transición energética.

Actualmente hay 200 MW aproximadamente en operación de baterías y unos 650 MW en construcción. Como se ha visto en el párrafo anterior las rampas producidas por la sobregeneración renovable implicaría subir la generación de 4500 a 8000 MW en 3 horas de las centrales despachables. Para realizar esta tarea son necesarios tanto los SAE como las centrales de ciclo combinado

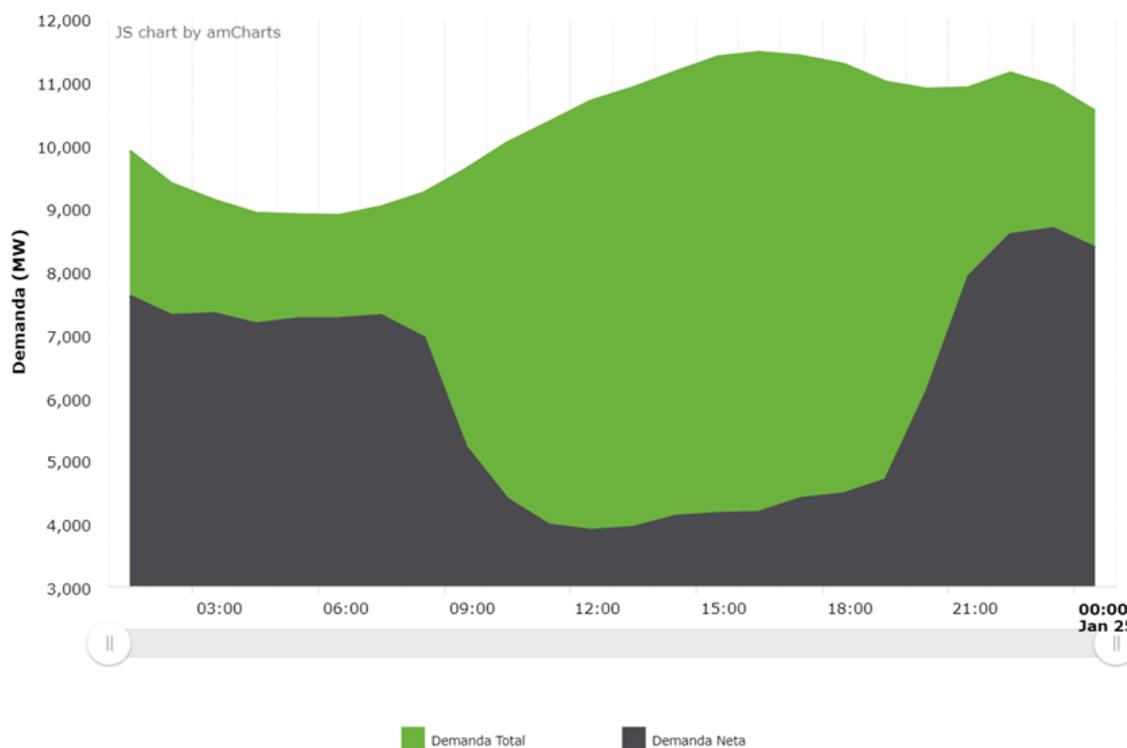


Figura 3-20. Demanda total y demanda neta del 24/01/2024 (Miércoles) [30]

En este contexto, las baterías ofrecen numerosas ventajas entre las que se pueden destacar las siguientes:

- A diferencia del lento desarrollo de las líneas de transmisión, las baterías actuales son capaces de adquirirse e instalarse en menos de un año.
- Pueden aprovechar permisos ya concedidos en caso de hibridación con instalaciones fotovoltaicas, además de compartir O&M con la planta.
- Flexibilidad a la hora de adquirir y vender energía
- Oportunidad para buscar contratos de compraventa de energía (PPAs) con generadores en horario nocturno.

Legislación de baterías en Chile

El marco regulatorio de los sistemas de almacenamiento en Chile ha avanzado considerablemente en los últimos años con el objetivo de ofrecer una señal de precio estable en los inversores.

Con la necesidad de promover los sistemas de almacenamiento en la matriz energética chilena en noviembre de 2022 se publicó en Diario Oficial la ley 21.505 donde se introducen modificaciones en la Ley General de Servicios Eléctricos, principalmente incluyendo a los sistemas de almacenamiento en el reglamento de transferencias de potencia.

El decreto supremo que regula estas transferencias de potencia es el DS62. El Ministerio de Energía de Chile lo modificó en el año 2023 para incluir el cálculo de la potencia inicial de los sistemas de almacenamiento, además define bajo un artículo transitorio el reconocimiento de capacidad inicial [31] dependiendo de la duración de las baterías. Este paso es especialmente relevante ya que ofrece a los inversores una señal de precios más clara que antes.

Con este mercado de potencia además del arbitraje de precios antes descrito y el mercado de servicios complementarios, los proyectos de baterías pueden ser rentables a medio

4 CASO DE ESTUDIO: CHILE

A lo largo de este trabajo se ha descrito la situación actual de los sistemas de almacenamiento, además de analizar en concreto los mercados y la legislación de baterías a gran escala en dos países principalmente: España y Chile. A continuación, se presenta un caso de estudio dónde se justificará la inversión en un proyecto de baterías al norte de Chile y dónde se analizarán las distintas partidas de ingresos y costes.

A la hora de analizar la inversión, primero es necesario establecer una serie de hipótesis iniciales.

Localización del proyecto

El proyecto se ubica en la región de Antofagasta al norte de Chile, a unos 1.200 kilómetros al norte de la ciudad de Santiago de Chile.

Tecnología del proyecto

Sistemas de baterías de ion-litio a gran escala, también conocidas como BESS (Battery Energy Storage Systems) que se conectan a un proyecto fotovoltaico de 250 MW. Esto se conoce como proyecto hibridado. En este caso se han utilizado los datos de producción de la planta fotovoltaica Nueva Quillagua propiedad de Grenergy Renovables y que están publicados en la web del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Subestación del proyecto

En Chile el mercado energético es multinodal y el precio se fija por nudo. En este caso se ha decidido conectar el proyecto a una subestación de referencia dónde el CEN (Coordinador Eléctrico Nacional) publica los costes marginales más actualizados y sus proyecciones. La subestación elegida es Crucero.

Ingresos

Los ingresos del proyecto pueden dividirse en tres bloques bien diferenciados; el arbitraje de precios, el pago por capacidad y los servicios complementarios. Adicionalmente podrían añadirse los ingresos por un contrato de compraventa de energía (PPA) con un cliente, estos podrían ser obtenidos por una parte de la generación o incluso el 100% de la generación. En este caso los ingresos por PPA no se van a contemplar.

Con respecto al **arbitraje de precios** en primer lugar se muestra en la figura 4-1 la generación de la planta y el precio medio capturado de la planta a lo largo de 2022 y 2023. Se puede observar claramente que el precio medio capturado es cada vez peor y por lo tanto urge hacer un análisis de arbitraje de precios en consecuencia y observar la posibilidad de implementar baterías.

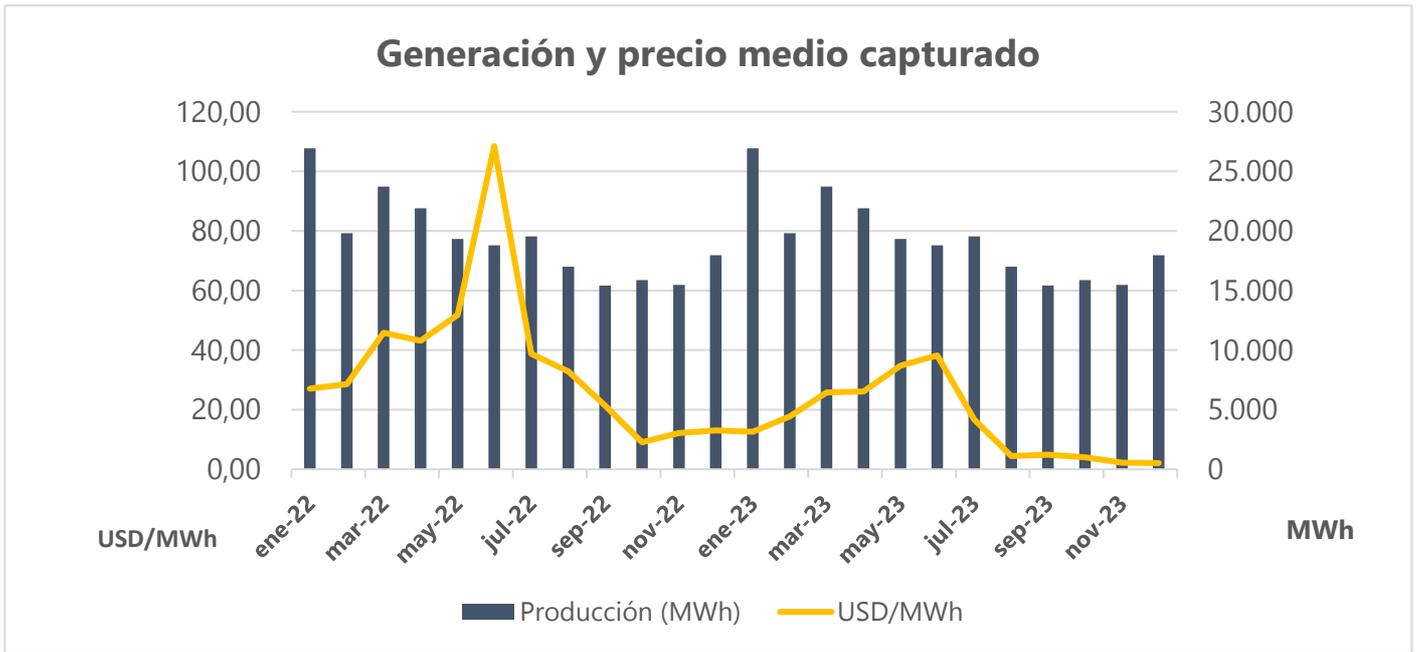


Figura 4-1 Generación y precio medio capturado en Nueva Quillagua 2022-2023. [31]

Para evaluar el arbitraje de precios se ha utilizado la generación horaria de 2023 del parque fotovoltaico Nueva Quillagua de 97 MW. El año 2023 fue un año de altos curtailments en la zona y la información pública a la que se puede acceder es de energía inyectada horaria, por lo que en este análisis la curva de generación está condicionada por este aspecto. En el caso de tener baterías se podría inyectar más energía y la planta no tendría tantos curtailments. En la figura 4-2 se puede observar como la cantidad de curtailments ha ido creciendo desde 2021.

Figura 5.2: Vertimiento renovable desde Nogales al norte histórico

Fuente: CEN

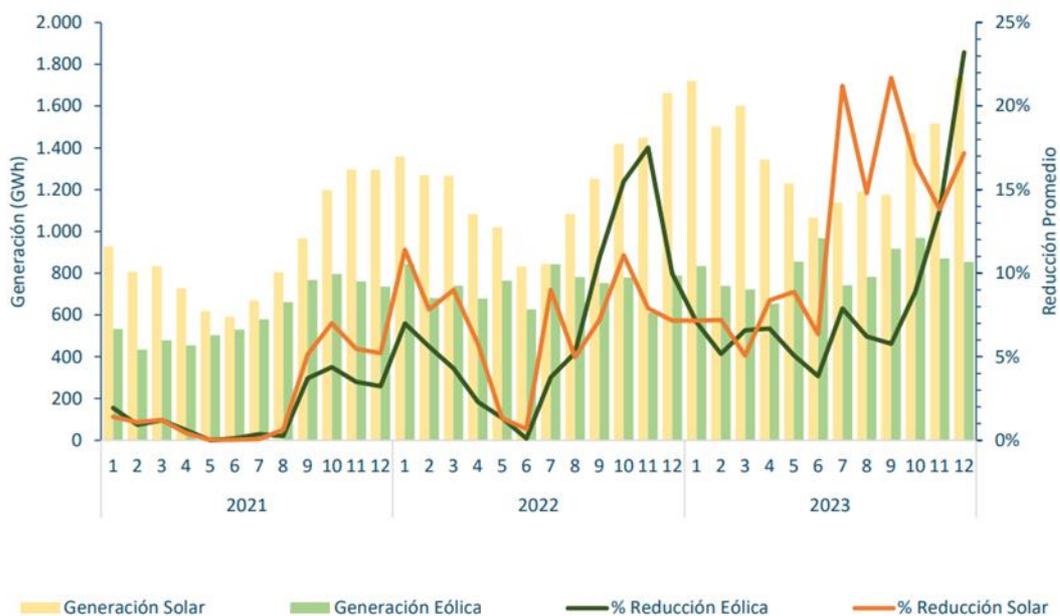


Figura 4-2 Generación solar y eólica junto con los curtailments de ambas tecnologías en la zona Norte de Chile [32]

Se han usado precios históricos de 2022 y 2023 para evaluar la variación de costes marginales horarios entre el día y la noche.

La duración de las baterías que se tienen en cuenta son de 4 horas ya que los datos de precios con los que se compara es el LCOS del informe del banco de inversión LAZARD y ahí se usa esa duración. Se han usado en el estudio 10 escenarios. Cada uno de ellos se basa en la hora de inicio de carga o descarga. Los ciclos de carga/descarga son ininterrumpidos por lo que se empieza a cargar o a descargar durante 4 horas continuadas.

El caso de estudio consiste en evaluar el arbitraje de precio entre el precio de carga y descarga de la subestación Cruceiro a lo largo de los dos últimos años para justificar la instalación de baterías y su rentabilidad.

	Hora de Inicio de Carga	Hora de Inicio de Descarga
ESCENARIO 1	10	21
ESCENARIO 2	11	21
ESCENARIO 3	12	21
ESCENARIO 4	13	21
ESCENARIO 5	14	21
ESCENARIO 6	9	21
ESCENARIO 7	10	22
ESCENARIO 8	11	22
ESCENARIO 9	12	22
ESCENARIO 10	13	22

Figura 4-3. Escenarios de horas de inicio de carga y descarga de las baterías.

Para calcular el arbitraje se tiene en cuenta la diferencia entre el precio promedio de carga y el precio promedio de la descarga. Este cálculo se ha hecho en los 10 escenarios. En la figura de abajo están los resultados.

Escenarios	Promedio arbitraje 2022-2023
1	129,46
2	131,83
3	135,69
4	139,59
5	139,38
6	124,69
7	123,57
8	125,94
9	129,81
10	129,81

Figura 4-4. Promedio del arbitraje de precios 2022-2023 en cada uno de los escenarios.

Los escenarios 4 y 5 resultan los más idóneos para hacer el arbitraje de precios, aunque se puede observar que no hay una diferencia excesiva de un escenario a otro. Comparando el arbitraje del escenario 4: **139,59 \$/MWh** con el LCOS resultante del estudio de LAZARD [6] que es de **110\$ a 131 \$** en el caso de una batería de 50 MW duración de 4 horas unida a una planta fotovoltaica de 100MW empieza a cobrar sentido una inversión en baterías solo contando con el arbitraje de precios en el caso de Chile. Además, habría que sumar el pago fijo por potencia firme al sistema y el mercado de los servicios complementarios que están al alza en todos los países con alta integración de energías renovables.

5 CONCLUSIONES

A grandes rasgos, se pueden obtener una serie de conclusiones principales del análisis realizado en este trabajo. Las principales conclusiones se enumeran a continuación.

- 1) **Los sistemas de almacenamiento se han consolidado** y son una realidad en los sistemas eléctricos. Desde mitad del siglo XX se han venido desarrollando una serie de tecnologías de almacenamiento que han ido despuntado en esta última década con la descarbonización de la industria.
- 2) La rápida y a veces descontrolada instalación de generación renovable, concretamente de solar fotovoltaica, ocasiona grandes desajustes en el mercado eléctrico entre el día y la noche. Un problema **cuya solución a largo plazo pasa por el almacenamiento de baterías a gran escala**. De esa forma se podrá aplanar la famosa curva de pato y que el precio medio capturado de las instalaciones sea superior al actual.
- 3) Para que los proyectos con baterías sean rentables es necesario no solo percibir ingresos por el arbitraje de precios sino también por servicios complementarios y por **un mercado de capacidad regulado**. Las instituciones no solo deben crear planes de transición energética sino un marco regulatorio que complemente ese plan y hagan rentables los proyectos.
- 4) Las baterías a gran escala no suponen solo un alivio para aquellas empresas que tienen un ingreso bajo en las horas del día debido a la alta penetración renovable sino también consiguen mediante su capacidad de almacenamiento solucionar las restricciones técnicas del sistema eléctrico. **La rápida transición energética provoca que se deba instalar con rapidez estos sistemas de almacenamiento**.

En este trabajo se ha considerado un caso de estudio en el mercado eléctrico chileno, uno de los que más potencial de almacenamiento tiene del mundo. Se ha observado que efectivamente hay un desajuste de precios muy elevado entre el día y la noche y viendo el LCOE de la solar fotovoltaica tiene sentido invertir en almacenamiento en el norte de Chile.

REFERENCIAS

- [1] P. Nikolaidis y A. Poullikkas, «A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability,» *Journal of Power Technologies* 97 (3), p. 221, 2017.
- [2] Total Energies, «Total Energies,» Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.totalenergies.es/es/pymes/blog/centrales-de-bombeo-reversibles>. [Último acceso: Octubre 2023].
- [3] M. Gimeno-Gutiérrez y R. Lacal-Aránzategui, «Assessment of the European potential for pumped hydropower energy based on two existing reservoirs,» *Elsevier Renewable Energy* 75, Marzo 2015.
- [4] A. G. Olabi, Q. A. P. A. S. y M. A. A. , «Rechargeable batteries: Technological advancement, challenges, current and emerging applications,» *Elsevier energy*, 2023.
- [5] N. S. R. N. y P. W. , «A review of research in the Li-ion battery production and reverse supply,» *Energy storage*, 2023.
- [6] Lazard, «Levelized cost of energy,» 2023.
- [7] All-batteries, «All-batteries,» [En línea]. Available: <https://www.all-batteries.es/que-es-una-bateria-plomo-agm>. [Último acceso: Noviembre 2023].
- [8] EDP, «EDP,» [En línea]. Available: <https://espana.edp.com/es/historias/redox>. [Último acceso: Noviembre 2023].
- [9] C. Z. Y.-L. W. . P.-F. C. y M.-C. L. , «Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018.
- [10] Naturgy | PwC, «El papel del almacenamiento en la transición energética,» 2022.
- [11] International Renewable Energy Agency, «IRENA,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen>. [Último acceso: Diciembre 2023].
- [12] BloombergNEF, «Bloomberg NEF Blog,» 2023. [En línea]. Available: <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/>. [Último acceso: Diciembre 2023].
- [13] UDIMA, «Blogs de Ingeniería,» Junio 2023. [En línea]. Available: <https://blogs.udima.es/ingenieria-industrial/que-es-la-curva-de-pato-fotovoltaica/>. [Último acceso: Enero 2024].
- [14] US Energy Information Administration, «EIA Independent Statistics and Analysis,» Mayo 2020. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=43815>. [Último acceso: Enero 2024].

- [15] California Independent System Operator, «EIA Independent Statistics and Analysis,» Junio 2023. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56880>. [Último acceso: Enero 2024].
- [16] Red Eléctrica de España, «Informe del Sistema Eléctrico,» 2023.
- [17] Red Eléctrica, [En línea]. Available: <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/nacional/total>. [Último acceso: Enero 2024].
- [18] Ministerio para la Transición Energética y el Reto Demográfico, «ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO,» 2021.
- [19] JLL, «Spain Standalone BESS Market,» 2023.
- [20] Osborne Clarke, Febrero 2023. [En línea]. Available: <https://www.osborneclarke.com/es/insights/el-almacenamiento-energetico-y-su-regulacion>. [Último acceso: Enero 2024].
- [21] Magnus Commodities, Mayo 2021. [En línea]. Available: <https://magnuscmd.com/es/mercado-de-capacidad-para-respaldar-las-renovables-en-espana/>. [Último acceso: Enero 2024].
- [22] PV Magazine, Octubre 2023. [En línea]. [Último acceso: Enero 2024].
- [23] OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía), [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price?scope=daily&date=2024-03-27>. [Último acceso: 16 Junio 2024].
- [24] El periódico de la Energía, Agosto 2021. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-mercado-de-ajustes-en-el-sistema-electrico-espanol/>. [Último acceso: Enero 2024].
- [25] Energía y Sociedad, [En línea]. Available: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/6-5-mecanismos-de-ajuste-de-demanda-y-produccion/>. [Último acceso: Enero 2024].
- [26] Red Eléctrica, [En línea]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/mercados/servicios-ajuste/resumen-servicios-ajuste>. [Último acceso: Enero 2024].
- [27] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/#Estadisticas>. [Último acceso: Febrero 2024].
- [28] Solargis, [En línea]. Available: <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/chile>. [Último acceso: febrero 2024].
- [29] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), «Informe mensual diciembre 2023,» 2024.
- [30] Coordinador Eléctrico Nacional, [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/demanda-real/>. [Último acceso: Febrero 2024].
- [31] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), [En línea]. Available: <https://energiaestrategica.es/las-estrategias-de-chile-y-espana-para-incorporar-almacenamiento/>. [Último acceso: Febrero 2024].
- [32] Systemp, «Reporte mensual diciembre,» 2024.

[33] Autor, «Este es el ejemplo de una cita,» *Tesis Doctoral*, vol. 2, nº 13, 2012.

[34] O. Autor, «Otra cita distinta,» *revista*, p. 12, 2001.

[35] Department of Energy (DOE), «DOE Global Energy Storage Database,» [En línea]. Available: <https://gesdb.sandia.gov/statistics.html> . [Último acceso: Noviembre 2023].

[36] Sector electricidad, «Sector electricidad,» [En línea]. Available: <https://www.sectorelectricidad.com/16510/como-funciona-una-central-hidroelectrica-de-bombeo/>. [Último acceso: Noviembre 2023].

ANEXO

ESCENARIO 4

Año	Mes	Horas de descarga				Promedio
		21	22	23	24	
2022	1	110,98	112,79	109,59	101,22	108,64
2022	2	107,55	115,20	102,60	91,64	104,25
2022	3	155,44	153,64	135,86	127,99	143,23
2022	4	158,11	149,46	145,54	143,45	149,14
2022	5	156,18	148,14	140,89	124,67	142,47
2022	6	303,23	297,59	291,52	279,36	292,92
2022	7	201,98	193,33	181,09	168,69	186,27
2022	8	162,64	163,22	158,41	148,80	158,27
2022	9	147,97	142,85	143,06	133,82	141,92
2022	10	185,48	182,34	171,08	149,87	172,19
2022	11	285,02	292,66	259,84	218,08	263,90
2022	12	189,97	213,34	203,87	190,47	199,41
2023	1	183,85	186,56	178,67	173,72	180,70
2023	2	206,65	209,31	208,87	208,05	208,22
2023	3	190,08	186,50	176,23	168,51	180,33
2023	4	168,38	162,45	167,78	166,11	166,18
2023	5	167,94	166,42	164,09	155,66	163,53
2023	6	146,38	141,76	138,41	133,32	139,97
2023	7	101,21	100,57	95,76	90,61	97,03
2023	8	119,93	109,13	100,01	90,72	104,95
2023	9	123,80	123,02	119,86	104,11	117,70
2023	10	94,50	97,00	87,58	80,05	89,78
2023	11	92,41	101,66	102,73	92,32	97,28
2023	12	117,61	123,82	104,34	98,27	111,01

154,97

Figura. Ejemplo de Escenario de precios de hora de descarga de las baterías.

Horas de carga				
13	14	15	16	Promedio
23,55	13,00	12,67	14,74	15,99
27,39	18,96	16,94	14,17	19,36
46,05	48,21	35,81	29,65	39,93
41,07	35,56	34,73	27,62	34,74
47,12	42,04	33,28	34,49	39,23
102,32	91,20	80,55	83,24	89,33
35,64	19,92	11,65	19,45	21,67
26,95	15,97	12,51	12,15	16,89
11,20	6,10	4,38	0,88	5,64
2,69	1,74	1,67	1,67	1,94
1,91	0,00	0,00	0,00	0,48
5,21	2,09	3,81	5,23	4,09
8,09	1,47	0,00	0,72	2,57
13,21	2,83	0,00	0,00	4,01
29,91	4,48	0,00	2,30	9,17
23,10	7,38	1,36	0,35	8,04
37,37	21,09	7,12	0,56	16,53
44,49	29,82	18,18	13,38	26,47
14,45	12,50	9,20	6,78	10,73
1,46	1,55	1,34	0,90	1,31
2,23	1,32	0,00	0,00	0,89
0,47	0,00	0,00	0,00	0,12
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

15,38

Figura. Ejemplo de Escenario de precios de hora de carga de las baterías.