

Trabajo Fin de Máster  
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Estudio del Almacenamiento de Energía Eléctrica y  
aplicación en pequeño consumidor

Autor: Francisco José Torrado Rodríguez

Tutores: Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldán Fernández

**Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2017





Trabajo Fin de Máster  
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

# **Estudio del Almacenamiento de Energía Eléctrica y aplicación en pequeño consumidor**

Autor:

Francisco José Torrado Rodríguez

Tutores:

Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldán Fernández

Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2017



Trabajo Fin de Máster: Estudio del Almacenamiento de Energía Eléctrica y aplicación en pequeño consumidor

Autor: Francisco José Torrado Rodríguez

Tutores: Manuel Burgos Payán  
Juan Manuel Roldán Fernández

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2017

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*

*A mis maestros*





# Agradecimientos

---

La realización de estudios de posgrado conlleva una motivación e implicación doble. En primer lugar la motivación de querer seguir formándote tras unos duros estudios de grado y en segundo lugar la implicación necesaria para compaginar trabajos laborales con estudios.

Es por ello que a nivel personal, estos estudios de posgrado no habrían sido posibles sin la motivación y el apoyo incondicional de mi familia y amigos. Agradecer a mis padres, sin los cuales no podría haber llegado hasta aquí, pues ellos hacen que mi vida sea más fácil, pudiendo dedicar una mayor parte de mi tiempo a la formación y continuo crecimiento de mis conocimientos. En especial a mi madre, principal culpable de mi presencia en este Máster, sin su interminable paciencia, sostén y apoyo en cada una de mis decisiones ningún logro en esta vida tendría sentido.

A la Universidad de Sevilla, por la realización de este Máster y admitirme como alumno en el mismo, permitiéndome crecer como ingeniero y persona, aprendiendo de la mano de los excepcionales profesores que componen el departamento de ingeniería eléctrica de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería.

A todos los profesores que hacen posible la realización de este Máster, por transmitir sus conocimientos y estar siempre dispuestos a facilitarte el aprendizaje y estudio.

A mis tutores de Trabajo Fin de Máster, el catedrático Dr. Manuel Burgos Payán, por su siempre disponibilidad para atender a los alumnos, su incansable enseñanza y por facilitarme la realización de este trabajo en la distancia, con la dificultad que ello conlleva así como Juan Manuel Roldán Fernández, por entender mejor que nadie a los estudiantes, ayudándonos en todo lo posible.

A todos gracias.

*Francisco José Torrado Rodríguez*

*Sevilla, 2017*





# Resumen

---

En los últimos años, la generación renovable está sufriendo un crecimiento considerable. Este crecimiento se debe principalmente a la caída de los precios de la energía eólica y solar, la creciente preocupación por la quema de combustibles fósiles y las políticas gubernamentales.

Tras los esperanzadores estudios sobre la reducción de costes de las energías de almacenamiento a corto plazo, el sector energético mundial se siente optimista con la utilización de esta tecnología para complementar a la generación renovable.

El almacenamiento de energía se define como un sistema que puede reservar la energía eléctrica generada dentro del sistema de potencia y liberarla cuando sea necesario. La energía puede ser almacenada de distintas formas.

La aplicación de generación renovable junto con el almacenamiento es uno de los modelos que se persiguen. El almacenamiento de energía también se está implementando en aplicaciones autónomas a nivel de red y en vehículos eléctricos.

Los principales objetivos de este documento son:

- En primer lugar, proporcionar información detallada sobre los diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento de energía existentes.
- En segundo lugar, se realizará un análisis de los proyectos de almacenamiento de energía existentes.
- Finalmente se estudiará la rentabilidad del almacenamiento de energía en un pequeño consumidor.



# Abstract

---

The variable generation is growing at very high rates in the last years. The increases are largely driven by a combination of effects that include falling prices for wind and solar generation, increasing concern over burning fossil fuels, and government policies.

Following reports of rapid cost reduction, the global energy sector is enthusiastic about the promise of using storage to assist in solving this flexibility challenge. It is often proclaimed that storage will prove to be a "game changer" for the energy industry, disrupting business models and technology operations in the process.

Energy storage technologies can be defined to incorporate all forms of energy. Energy storage is defined as a system installed within a power system that can, given an independent control, store electrical energy generated within the power system, and release when required. This energy can be stored in various forms.

The application of renewable alongside storage is one of many models which are being pursued. Energy storage is also being deployed in stand-alone grid-level applications and in electric vehicles.

The main goals this paper has:

- In first place, it provides detailed information about the different types of energy storage technologies available in the market.
- Secondly, it is carried out an examination of energy storage projects operated at the moment, analyzing in detail different technical aspects thereof.
- Finally the profitability of the energy storage will be studied.



<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xii</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiv</b>
<b>Índice</b>	<b>xvi</b>
Índice de Tablas	<b>xix</b>
Índice de Figuras	<b>xxii</b>
<b>Notación</b>	<b>xxv</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2 Motivación del estudio. Importancia del almacenamiento de la energía eléctrica</b>	<b>3</b>
2.1. <i>Energía eléctrica</i>	3
2.2. <i>Producción y consumo</i>	3
2.3. <i>Almacenamiento de energía eléctrica</i>	4
<b>3 Tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica actuales</b>	<b>7</b>
3.1. <i>Clasificación de las distintas tecnologías</i>	7
3.2. <i>Almacenamiento mecánico</i>	8
3.2.1 Centrales hidráulicas de bombeo	8
3.2.2 Volantes de inercia	11
3.2.3 Almacenamiento mediante aire comprimido	14
3.3. <i>Almacenamiento electroquímico</i>	17
3.3.1 Baterías Ion-Litio	19
3.3.2 Baterías de Sodio-Sulfuro	22
3.3.3 Baterías de plomo-ácido	25
3.3.4 Baterías de flujo de redox	28
3.3.5 Supercondensadores	31
3.4. <i>Almacenamiento químico. Almacenamiento en forma de Hidrógeno</i>	33
3.4.1 Obtención de hidrógeno molecular	34
3.4.2 Almacenamiento del hidrógeno	35
3.4.3 Generación eléctrica mediante hidrógeno	36
3.4.4 Ventajas e inconvenientes	37
3.5. <i>Almacenamiento térmico</i>	38
3.5.1 Almacenamiento en forma de calor sensible	39
3.5.2 Almacenamiento en forma de calor latente	39
3.5.3 Almacenamiento en forma de reacción química	39
3.5.4 Ventajas e inconvenientes	40
3.6. <i>Análisis económico de las distintas tecnologías</i>	41
3.6.1 Centrales hidráulicas de bombeo	41
3.6.2 Volantes de inercia	41

3.6.3	Almacenamiento mediante aire comprimido	42
3.6.4	Baterías lón-Litio	42
3.6.5	Baterías de Sodio-Sulfuro	43
3.6.6	Baterías de plomo-ácido	44
3.6.7	Baterías de flujo de redox	44
3.6.8	Supercondensadores	44
3.6.9	Almacenamiento en forma de hidrógeno	44
3.6.10	Almacenamiento térmico	44
3.7.	<i>Tabla comparativa de tecnologías</i>	45
<b>4</b>	<b>Situación actual de los sistemas de almacenamiento</b>	<b>46</b>
4.1.	<i>Centrales hidráulicas de bombeo</i>	46
4.1.1	Estado actual. Proyectos reales	46
4.1.2	Claves para su crecimiento	52
4.2.	<i>Volantes de inercia</i>	52
4.2.1	Estado actual. Proyectos reales	52
4.2.2	Claves para su crecimiento	55
4.3.	<i>Almacenamiento mediante aire comprimido</i>	55
4.3.1	Estado actual. Proyectos reales	55
4.3.2	Claves para su crecimiento	57
4.4.	<i>Baterías lón-litio</i>	58
4.4.1	Estado actual. Proyectos reales	58
4.4.2	Claves para su crecimiento	61
4.5.	<i>Baterías de Sodio-Sulfuro</i>	62
4.5.1	Estado actual. Proyectos reales	62
4.5.2	Claves para su crecimiento	66
4.6.	<i>Baterías de plomo-ácido</i>	66
4.6.1	Estado actual. Proyectos reales	66
4.6.2	Claves para su crecimiento	68
4.7.	<i>Baterías de flujo de redox</i>	68
4.7.1	Estado actual. Proyectos reales	68
4.7.2	Caves para su crecimiento	70
4.8.	<i>Supercondensadores</i>	71
4.8.1	Estado actual. Proyectos reales	71
4.8.2	Claves para su crecimiento	73
4.9.	<i>Almacenamiento en forma de Hidrógeno</i>	74
4.9.1	Estado actual. Proyectos reales	74
4.9.2	Claves para su crecimiento	76
4.10.	<i>Almacenamiento térmico</i>	76
4.10.1	Estado actual. Proyectos reales	76
4.10.2	Claves para su crecimiento	79
<b>5</b>	<b>Estudio económico</b>	<b>81</b>
5.1.	<i>Modelo utilizado</i>	81
5.1.1	Coste financiero de la inversión	82
5.1.2	Coste de operación y mantenimiento	82
5.1.3	Coste de la energía consumida	83
5.1.4	LCOE	84
5.2.	<i>Precio LCOE en sistemas de almacenamiento actuales</i>	84
5.3.	<i>Aplicación del modelo</i>	85

5.2.1	Facturación	86
5.2.2	Consideraciones y elección de la tecnología	88
5.2.3	Batería de redox de vanadio	89
5.2.4	Rentabilidad	91
5.2.5	Predicción	92
5.2.6	Conclusiones	93
<b>Referencias</b>		<b>95</b>

# Índice de Tablas

---

Tabla 3–1. Costes del CAES en una planta determinada	42
Tabla 3–2. Características básicas de los principales sistemas TES	45
Tabla 3–3. Tabla comparativa tecnologías de almacenamiento	45
Tabla 4–1. Centrales de bombeo con mayor potencia del mundo	49
Tabla 4–2. Instalaciones de baterías Na-S en el mundo	64
Tabla 4–3. Instalaciones de baterías Pb-ácido	67
Tabla 5–1. LCOE para distintas tecnologías de almacenamiento	85
Tabla 5–2. Periodos de la tarifa 3.0A	87
Tabla 5–3. Valores factura real	89
Tabla 5–4. Parámetros del modelo	91
Tabla 5–5. Rentabilidad baterías VRB actuales	91
Tabla 5–6. Rentabilidad baterías VRB 2022	92





# Índice de Figuras

---

Figura 3-1. Esquema central hidroeléctrica de bombeo	9
Figura 3-2. Volante de inercia acoplado a la red eléctrica	12
Figura 3-3. Funcionamiento de almacenamiento eléctrico mediante aire comprimido	14
Figura 3-4. Funcionamiento de una batería Ion-Litio	19
Figura 3-5. Curva ciclo de vida de la batería Li-ión según el DOD.	22
Figura 3-6. Funcionamiento batería Na-S	23
Figura 3-7. Curva ciclo de vida de la batería Na-S según el DOD	25
Figura 3-8. Funcionamiento batería Plomo-ácido	26
Figura 3-9. Funcionamiento batería Redox de Vanadio	29
Figura 3-10. Funcionamiento batería Redox Zinc-Bromo	30
Figura 3-11. Funcionamiento supercondensadores	32
Figura 3-12. Obtención de hidrógeno mediante electrolisis	34
Figura 3-13. Funcionamiento pilas de combustible	37
Figura 3-14. Estimación sobre la evolución de los costes en las baterías Ión-Litio	43
Figura 4-1. Central hidroeléctrica de bombeo “Robert Moses Niágara” en Lewiston, New York, cerca de las cataratas del Niágara	47
Figura 4-2. Evolución histórica de la potencia instalada en centrales hidráulicas de bombeo en el mundo	48
Figura 4-3. Diagrama del porcentaje de tecnologías de almacenamiento según su capacidad	48
Figura 4-4. Ascensor de barcos de Scharnebeck, Lüneberg, utilizado para almacenar energía con capacidad de 25 MWh	50
Figura 4-5. Distribución geográfica de MW de bombeo operativos en el mundo	50
Figura 4-6. Esquema general de la central hidroeléctrica de bombeo Moralets	51
Figura 4-7. Volantes de Inercia en Stephentown (EE.UU.)	53
Figura 4-8. Volante de Inercia en Joint European Torus Stephentown (EE.UU.)	53
Figura 4-9. Estructura del volante de inercia	54
Figura 4-10. Planta de almacenamiento de aire comprimido en Huntorf - Alemania	56
Figura 4-11. Planta de almacenamiento de aire comprimido en McIntosh – Alabama (Estados Unidos)	57
Figura 4-12. Batería Li-ion iPhone 6	58
Figura 4-13. Parque eólico Tehachapi	59

Figura 4-14. Baterías Ion-Litio para almacenar energía en el parque eólico Tehachapi	60
Figura 4-15. Batería de ión-litio instalada en la subestación de transporte de Carmona (Sevilla)	60
Figura 4-16. Interior de la batería de ión-litio instalada en la subestación de transporte de Carmona (Sevilla)	61
Figura 4-17. Empresas con mayor número de patentes de baterías NaS en el mundo	62
Figura 4-18. Módulo de Batería NaS en Luverne (Minnesota)	63
Figura 4-19. Baterías de NaS instaladas en el parque eólico de Rokkasho, en Aomori (Japón)	65
Figura 4-20. Sistema de almacenamiento de baterías de flujo de Vanadio en Hokkaido (Japón)	68
Figura 4-21. Batería Redox 1MW en pullman (Washington)	69
Figura 4-22. Baterías de flujo de redox	70
Figura 4-23. Planta del proyecto Store de almacenamiento con ultra condensadores situada en la central eléctrica de Los Guinchos (La Palma)	73
Figura 4-24. Planta de almacenamiento de hidrogeno en Niederaussem	74
Figura 4-25. Planta proveedora de hidrógeno “Energiepark Mainz”	75
Figura 4-26. Almacenamiento térmico mediante sales fundidas en termosolar de torre	77
Figura 4-27. Planta termosolar “Solana Solar Generating Plant”	78
Figura 4-28. Tanques de almacenamiento de sales fundidas de la planta termosolar “Solana Solar Generating Plant”	79
Figura 5-1. Factura eléctrica del mes de mayor consumo en el restaurante objeto de estudio	87
Figura 5-2. Gráfico de la cantidad de energía consumida por el restaurante en cada periodo para el mes de Diciembre (mes de mayor consumo)	87
Figura 5-3. Trasladar la energía consumida en periodos de mayor precio a periodos de menor precio de la energía	88



# Notación

---

Ah	Amperio hora
€/kWh	Euro por kilovatio hora
AC	Corriente Alterna
BEMs	Volantes de inercia
Br	Bromo
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CAES	Almacenamiento mediante aire comprimido
DC	Corriente continua
DOD	Profundidad de descarga
EC	Eficiencia coulombica
E <sub>c</sub>	Energía cinética
EDLC	Supercondensadores
GPL	Gases licuados del petróleo
GW	Gigavatio
h	horas
H <sub>2</sub>	Hidrógeno
H <sub>2</sub> O	Agua
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Ácido sulfúrico
HVDC	High Voltage Direct Current
I	Momento de Inercia
kWh	Kilovatio hora
kWh/kg	Kilovatio hora partido por kilogramo
l	Litro
LCOE	Levelized Cost Of Energy
LFP	Litio-Fosfato de hierro
Li	Litio
LiCoO <sub>2</sub>	Óxido de Litio Cobalto
LiFePO <sub>4</sub>	Fosfato de hierro
Li-ión	Ión-Litio
M	metro

m <sup>2</sup>	Metro cuadrado
m <sup>3</sup>	Metro cúbico
Min	Minuto
MPA	Megapascal
MW	Megavatio
MWh	Megavatios hora
Na <sub>2</sub> S <sub>x</sub>	Poli-sulfuro de sodio
Na-NiCl	Baterías de sodio-cloruro de nitrato
NaS	Sodio-Azufre
NASA	Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio
O <sub>2</sub>	Oxígeno
Pb	Plomo
PbO <sub>2</sub>	Dióxido de plomo
PbSO <sub>4</sub>	Sulfato de plomo
PH	Hidroeléctrica de bombeo
psi	Libra por pulgada cuadrada
R	Radio
REE	Red Eléctrica de España
SAI	Sistema de alimentación Ininterrumpida
TES	Almacenamiento térmico
V	Voltio
VRFB	Batería de flujo de redox de vanadio
VRLA	Batería de plomo-ácido avanzada
W/kg	Vatio partido por kilogramo
Wh/kg	Vatio hora partido por kilogramo
Zn	Zinc
ZnBr	Zinc-Bromo

# 1 INTRODUCCIÓN

---

El almacenamiento de energía eléctrica se ha convertido a día de hoy en uno de los principales retos del sector energético. La electricidad se debe consumir inmediatamente después de ser generada y actualmente no existen sistemas capaces de almacenarla de forma práctica, fácil y barata.

Al contrario que ocurre con combustibles como el gas natural, el petróleo o el carbón, a día de hoy la energía eléctrica no se puede almacenar con rendimientos y precios rentables, obligando a consumir la electricidad en el instante que se genera, con todos los inconvenientes que esto supone.

El desarrollo de elementos de almacenamiento de energía permite la acumulación de energía durante el tiempo en que la producción excede el consumo, con el fin de utilizar la cantidad almacenada cuando el consumo excede la producción. Esto permite mantener la planta de producción a un nivel constante, aumentando la eficiencia de la misma, reduciendo costes, facilitando la gestión de la planta, incrementando su vida media, regulándola red y aumentando la calidad de su señal.

Además, en los sistemas de generación renovables o discontinuos como la energía solar o eólica, el no poder almacenar la electricidad conlleva a disponer de sistemas de back-up para poder cubrir la demanda, incrementando los costes del sistema y la complejidad en la operación de las redes de transporte y distribución. En estos tipos de sistema, el uso de almacenamiento es primordial, pues la naturaleza intermitente de las mismas impide tener un sistema de generación 100% renovable sin la posibilidad de almacenar la energía en los excesos de producción.

Además, para que se cumplan los objetivos de reducción de emisiones propuestos por la Unión Europea, se debe promover el desarrollo del transporte eléctrico libre de emisiones. La falta de sistemas de almacenamiento económico y eficiente supone un aplazamiento en la irrupción de los vehículos eléctricos.

En el presente trabajo se pretende realizar una investigación de los diferentes tipos de tecnologías utilizadas para almacenar energía eléctrica. Para ello se realizará un análisis de las tecnologías de almacenamiento actuales, detallando: su principio de funcionamiento, las características principales, sus ventajas e inconvenientes, rendimiento y ciclo de vida útil así como factores determinantes para el rendimiento de las mismas.

Se realizará también una revisión detallada del coste de los distintos tipos de tecnologías de almacenamiento, además de analizar la situación actual y los proyectos instalados en todo el mundo para cada uno de ellas.

Finalmente se realizará un estudio de implantación de un tipo de batería en un pequeño consumidor, en concreto un restaurante, con el objetivo de analizar la rentabilidad actual del sistema de baterías.



## 2 MOTIVACIÓN DEL ESTUDIO. IMPORTANCIA DEL ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

---

**E**N el presente apartado se pretende destacar el objeto del estudio, así como la importancia que tiene el almacenamiento de la energía eléctrica en la actualidad y en un futuro. El almacenamiento de energía eléctrica supone a nivel personal, gracias en parte a la realización del Máster de Ingeniería Eléctrica, un tema primordial para el correcto funcionamiento de la red eléctrica, así como una posibilidad de tener una generación/consumo más eficiente, aprovechando toda la energía generada.

Además, gracias al almacenamiento, el pequeño consumidor puede verse beneficiado por una reducción del coste de la electricidad, así como por el propio uso de estos sistemas, los cuales le permitan almacenar energía en periodos en los que la electricidad está a un menor precio, para usarla posteriormente cuando esté a un precio más elevado. En el presente apartado se detallará todos los aspectos correspondientes al almacenamiento eléctrico, intentando destacar la importancia del almacenamiento de la energía eléctrica.

### 2.1. Energía eléctrica

Hoy en día, el uso de la electricidad se ha convertido en algo tan elemental que resulta impensable concebir un mundo sin ella. La gran cantidad de generación, el buen estado de las redes, los avances de las tecnologías y la buena gestión de los operadores, han conseguido que el uso de la electricidad sea tan habitual, que el usuario final desconozca la verdadera dificultad de llevar energía a cada lugar del mundo.

Para que una persona tenga electricidad en cualquier lugar y en cualquier momento, todos los elementos de la red eléctrica (generación, transmisión y distribución) deben concatenarse, ofreciendo la energía requerida de forma estable, sin fluctuaciones, y asegurando una señal de calidad con los valores adecuados de tensión y frecuencia.

### 2.2. Producción y consumo

La electricidad es efímera por naturaleza, es decir, se debe consumir en el mismo instante en el que se genera. Cuando un consumidor abre un interruptor en su casa y se enciende una luz, es debido a que alguna fuente está suministrando la energía necesaria para ello. El problema es que el usuario final

necesita una disponibilidad inmediata de esa energía, y los tiempos de arranque y parada de cualquier central eléctrica no son instantáneos.

La producción de electricidad requiere un cierto tiempo de arranque y de consecución del régimen de funcionamiento, así como un tiempo de parada y/o modificación en su régimen de producción. Para hacer llegar la electricidad de un punto a otro se necesita: Una fuente de energía, una planta que permita generar mediante esa fuente de energía electricidad, redes de transmisión y de distribución que permitan llevar la energía desde el punto generado al punto requerido, y el usuario final demandante de la misma.

Dentro de estos aspectos, el papel del operador de la red es vital, debiendo tomar la decisión de incrementar o disminuir incesantemente la producción de electricidad para ajustarla. Así, si se requiere menor generación que la disponible por la central se debería disminuir la capacidad de la misma, produciendo una pérdida de eficiencia y un incremento de costes por parte de las centrales eléctricas tradicionales, que funcionan con combustibles fósiles (carbón, gasóleo o gas natural).

Otro de los problemas sería el añadir el uso de las fuentes de energía renovables (como la energía solar o la eólica), las cuales son fuentes intermitentes o variables por naturaleza (siempre que tengas mucho sol o viento puedes disminuir la capacidad de generación, pero cuando el recurso sea escaso, no puedes aumentar la generación). Además de ser fuentes intermitentes, los parques eólicos o fotovoltaicos no se pueden ubicar en cualquier sitio, se requiere un estudio previo que determine el emplazamiento con mayor rendimiento de este tipo de generación, por lo que estarán dispersas por todo el territorio, y por lo tanto alejadas del punto de consumo.

Por lo tanto, tras lo visto hasta ahora parece claro que la adecuación entre consumo y generación requiere una alta disponibilidad de todas las fuentes de energía, para compensar las fluctuaciones y la intermitencia en las distintas generaciones. Además, se requiere una eficiente capacidad de gestión de la red para evitar cortes, las fluctuaciones e inestabilidades, asegurando la adecuada calidad en el suministro de la red eléctrica.

Un sistema fiable, donde a todo consumidor le llegue electricidad sin cortes y al instante requiere de almacenamiento de energía eléctrica, distribuidos en diferentes puntos del sistema, que permita garantizar un adecuado suministro de electricidad.

La introducción de elementos de almacenamiento de energía permite la acumulación de energía durante el tiempo en que la producción excede al consumo. La cantidad almacenada es utilizada cuando el consumo excede a la producción y permite mantener la planta de producción a un nivel constante, o con variaciones más pausadas, permitiendo un incremento de eficiencia, una reducción de costes, una mayor facilidad de gestión de la planta y un aumento de su vida media.

## 2.3. Almacenamiento de energía eléctrica

La diversificación de las fuentes de energía generada en los últimos años, que incluye la intermitencia de las renovables así como el incremento de la fluctuación en la demanda debido al uso de fuentes distribuidas o distintos consumos entre zonas urbanas o rurales, requieren de una evolución y gestión óptima de las redes eléctricas.

En desuso quedará ya el tradicional modelo de los 5 elementos que componen la red eléctrica, como vimos en el anterior apartado, teniendo que incluir ya un sexto elemento cada vez más básico y esencial: el almacenamiento de energía.

Con el actual modelo de generación y utilización de la electricidad, se genera energía para ser directamente consumida solo unos momentos después. Esto implica que cualquier desequilibrio (por ejemplo, la ausencia de aire en una central eólica, que provoque la no generación de la misma) ha de ser compensado poniendo en marcha una nueva fuente de energía. Una planta de energía no es un

sistema que permita arrancar instantáneamente, la mayoría de ellas poseen tiempos de respuesta elevados, del orden de minutos. La integración de elementos destinados al almacenamiento de la energía permitiría optimizar las curvas de demanda y las curvas de producción.

Por ejemplo, supongamos que tenemos una central que genera una cantidad de energía máxima. Durante los valles de demanda de electricidad (periodos de tiempo donde el consumo es reducido), parte de la capacidad de generación de energía de esta central se desaprovecha. En los picos de demanda (periodos donde el consumo es máximo), la cantidad de energía máxima producida por la central es insuficiente para abastecer la red y se requiere de una segunda central para eliminar esta inestabilidad.

Esta estrategia presenta dos problemas principales:

- No se optimiza la capacidad de generación de la primera central.
- El coste de instalación de una segunda central es muy alto.

Parece bastante claro, que lo ideal sería la implementación de un sistema de almacenamiento de energía, que permita aprovechar la capacidad de generación de la primera central durante todo el día, realizándose los procesos de carga del almacenamiento durante los valles de demanda de electricidad y pudiéndose utilizar en los picos de demanda.

Esta alternativa es ideal por varios motivos:

1. El tiempo de respuesta del sistema de almacenamiento de energía es más rápido que la puesta en marcha de una segunda unidad de generación.
2. El coste de instalación del sistema de almacenamiento es menor que el de la instalación de una segunda unidad generadora.

Además, el almacenamiento no es solo importante a gran escala, pues si pensamos en pequeña escala, una vivienda en la que se instalen paneles solares en los tejados, durante la noche, en ausencia de sol, no generan electricidad y, por tanto, las necesidades de la vivienda dependen de la red. En este caso, la integración de un elemento de almacenamiento de energía supondrá una optimización de los recursos y una menor sobrecarga de la red eléctrica, pudiendo almacenar la energía generada por los paneles durante el día, donde coincide, probablemente, la mayor capacidad de generación de los paneles con la ausencia de consumo en la vivienda.

Este tipo de razonamiento puede ser dimensionado en función de las necesidades específicas, lo que irá cambiando el modelo de distribución y consumo de la electricidad, desde un modelo unidireccional hacia un sistema bidimensional, que permita la optimización de los recursos.

Queda claro la importancia que hoy en día suponen los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, ya que permiten:

- Proporcionar un correcto balance entre la demanda y el consumo. Permite interaccionar entre el consumo y los sitios de generación, y promueve la integración de la generación a partir de fuentes renovables intermitentes.
- Una mejor gestión de las redes de transmisión y distribución, permitiendo obtener una alta capacidad de estabilización de la red. Debido a la descentralización y fluctuación cada vez mayor de la producción y el consumo, el almacenamiento se posiciona como el elemento fundamental para poder optimizar el uso de los activos de generación, transporte y distribución.

- Las tecnologías de almacenamiento son claves en el proceso de transición del sistema eléctrico hacia un uso de energía más eficiente y sostenible. El desarrollo en el sector del transporte para una futura movilidad eléctrica y la aparición de edificios inteligentes y redes inteligentes en general supondrán una mayor y mejor gestión de la demanda.
- El almacenamiento de energía contribuye a la gestión local de electricidad y a su consumo (autoconsumo), incluyendo la integración con otras formas de uso de la energía, como la calefacción/refrigeración, de una forma óptima para todo el sistema de alimentación.
- Mejorar la competitividad y seguridad de la red eléctrica. El almacenamiento de energía tiene un papel importante en los nuevos diseños de mercados con alta flexibilidad y numerosos servicios, pudiendo ser una alternativa económicamente atractiva para la expansión de la red y la desconexión de carga.
- Potenciar las “redes inteligentes”. La introducción de sistemas de almacenamiento de energía viene también a potenciar la aplicación de redes inteligentes (smart grids). Generalmente, la red está diseñada para contener fuentes de generación que responden a la demanda de los usuarios y son gestionadas por el operador de red. Por el contrario, una red inteligente puede ser utilizada de manera que el uso varía según la demanda y la disponibilidad de las fuentes intermitentes, los períodos de pico o valle de consumo, o los costes por kilovatio-hora. Los elementos de almacenamiento desempeñan un papel de arbitraje al poder acumular energía en valles y ofrecerla en períodos de pico.

# 3 TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ACTUALES

---

EN el presente apartado se realizará un estudio de las distintas tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica más relevantes hoy en día. El objetivo es el de familiarizarse con dichas tecnologías y conocer más en detalle su método de funcionamiento, sus principales características, ventajas e inconvenientes, así como el rendimiento y el ciclo de vida de cada una de ellas. Debido a que actualmente, a excepción de la energía hidráulica de bombeo, las distintas tecnologías de almacenamiento son poco rentables, es importante conocer aspectos como los estudiados en este apartado, con el fin de evaluar y diferenciar entre las distintas tecnologías de almacenamiento disponibles, así como poder elegir el dispositivo más adecuado según la aplicación para la que sea requerido.

## 3.1. Clasificación de las distintas tecnologías

La energía se puede presentar de diferentes modos: en forma de movimiento (energía cinética), en forma de posición (energía potencial), mecánica, elástica o de deformación, de calor o energía térmica, de electricidad o energía eléctrica, energía lumínica, energía electromagnética, energía nuclear y energía química.

El rendimiento en la transformación de estas energías en energía eléctrica no es total, solo somos capaces de transformar en electricidad una parte de la energía que entramos en el sistema, transformándose otra parte de ella en pérdidas. Cuando el objetivo es almacenar energía, las transformaciones requeridas son dos: de energía eléctrica a la forma en la que se almacene, y su conversión posterior a energía eléctrica de nuevo, por lo que ambas transformaciones llevan un rendimiento asociado, el cual es clave para la eficacia del sistema. Además, se debe tener en cuenta el tiempo requerido para ambas transformaciones, el cual viene determinado por la cantidad de potencia requerida en las mismas.

Según el tipo de energía aprovechada para su almacenamiento, se pueden clasificar las tecnologías de almacenamiento en 4 tipos:

1. Energía mecánica. Los diferentes modos de los que se dispone la energía para este tipo son: en forma de energía posicional o potencial, energía cinética o de movimiento y energía elástica o de deformación o de compresión.
2. Energía electroquímica: La energía eléctrica es almacenada mediante reacciones electroquímicas que transportan electrones entre electrodos (conectados por electrolitos) para llevar a cabo las reacciones específicas de reducción/oxidación.
3. Energía química. Para este tipo de energía podemos disponer de energías de enlace contenidas en la propia molécula, las cuales mediante el uso de reacciones químicas se

transformarán al variar los compuestos y los enlaces.

4. Energía térmica. Englobada la energía con la capacidad de acumular/liberar calor por unidad de masa en base a su constante de calor específico o bien a los calores específicos de cambio de estado.

## 3.2. Almacenamiento mecánico

Dentro de los métodos mecánicos de almacenamiento de energía se engloban:

- Energía potencial: La forma más fácil de almacenar energía mecánica con mayor rendimiento es mediante la energía potencial. El ejemplo más claro lo constituye la energía hidráulica de bombeo. Permiten acumular una gran cantidad de energía, pero su tiempo de respuesta es lento y la potencia de salida está condicionada a su capacidad de transformación de energía cinética a eléctrica por unidad de tiempo.
- Energía cinética: Por el contrario, el almacenamiento bajo la forma de energía cinética presenta de forma inmediata la limitación introducida por el rozamiento, que de forma directa producirá pérdidas. El ejemplo más claro son los volantes de inercia, en que la energía cinética acumulada puede llegar a tener unas pérdidas de autodescarga de más del 20%/día.
- Energía de compresión: Una situación totalmente distinta se encuentra cuando se utiliza energía mecánica de compresión. La aplicación más pragmática para disponer de grandes cantidades de energía acumulada consiste en comprimir un fluido, usualmente aire, con el objetivo de utilizarlo posteriormente.

En los siguientes apartados se realizará un estudio de todos ellos.

### 3.2.1 Centrales hidráulicas de bombeo

[1][2][3] En primer lugar, se estudiará la tecnología de almacenamiento más madura, más usada y más viable actualmente: El almacenamiento de energía mediante hidroeléctricas de bombeo.

La tecnología de almacenamiento de energía por bombeo es la más madura de todas, dado que se lleva utilizando desde los años veinte. Ya en 1890, en países como Italia y Suiza aparecen los primeros sistemas de bombeo reversibles. En 1933 las bombas-turbinas reversibles como motor-generator ya estaban en operación. Tan solo algo más de medio siglo después, en 1995, existía en todo el mundo un total de 290 centrales de bombeo reversible, con una capacidad total de 83 GW, y un proyecto de 25 centrales más en fase de construcción. En la década de los 80, la cantidad de proyectos de nueva construcción de centrales de bombeo disminuyó considerablemente, debido a los intereses medioambientales sobre el agua y el uso de la tierra, los cuales limitaron severamente la posibilidad de construir una mayor capacidad en hidroeléctricas de bombeo. Sin embargo, actualmente existe un interés, cada vez mayor, en re-examinar las oportunidades de instalación de hidroeléctricas de bombeo, teniendo en cuenta las grandes cantidades de generación eólica que se podrían instalar en un futuro.

El objetivo de este tipo de central es el de almacenar energía en forma de altura de agua. Para ello, se emplea electricidad fuera de los horarios de pico, para bombear el agua de un embalse inferior a otra con una elevación superior. Esta agua ubicada en el embalse con mayor elevación, será liberada hacia el embalse inferior, turbinándose para generar electricidad cuando la red lo requiera, por

ejemplo en horas punta. El desnivel adecuado que se debe dar entre dos embalses, para que esta tecnología sea eficiente, debe ser de al menos 100 metros.

Las centrales hidroeléctricas de bombeo pueden ser de dos tipos: Centrales de bombeo puras, en las que no hay una aportación externa de agua, bombeándose y turbinando siempre un volumen constante de agua (el de los embalses); y mixtas, en las cuales se puede generar electricidad incluso sin bombear agua al embalse superior, gracias a la aportación externa de agua.

### 3.2.1.1 Funcionamiento

Para explicar mejor el funcionamiento de una central hidroeléctrica de bombeo (en inglés Pumped Hydro), a partir de ahora PH, nos apoyaremos en el esquema general de una PH de la Figura 3-1.



Figura 3-1. Esquema central hidroeléctrica de bombeo

Durante las horas punta, donde la demanda de energía eléctrica es mayor, la central de bombeo funciona como cualquier central hidroeléctrica convencional: Se hace pasar el agua previamente acumulada en un embalse superior (1) gracias a la presa (2) por una tubería forzada (5) a través de una galería de conducción (3). En la mayoría de los casos, para regular las presiones del agua entre la conducción por la galería y la tubería forzada, se construye una chimenea de equilibrio (4).

El agua, tras su paso por la tubería forzada, y debido al cambio de alturas (energía potencial), va adquiriendo velocidad (energía cinética) que, al impactar en los álabes de la turbina hidráulica (6) se convierte en energía mecánica rotatoria. Dicha energía se transmite al generador (7) acoplado a la turbina y se transforma en electricidad. En (8) podemos ver los transformadores, que son los encargados de elevar la tensión de la energía generada para su correcta inyección en las líneas de transporte de alta tensión (10) que componen la red general. El agua, una vez que ha generado la electricidad, circula por el canal de desagüe (9) hasta el embalse inferior (11), donde queda almacenada.

Durante las horas de menor consumo de energía eléctrica (horas valle), se aprovecha que el exceso de generación disminuye los costes de electricidad y se utiliza para accionar la bomba hidráulica que

eleva el agua desde el embalse inferior (11) donde quedó almacenada, hasta el embalse superior (1), a través de la tubería forzada y de la galería de conducción. Normalmente, el agua es elevada por las turbinas de la central, que funcionan como bombas accionadas por los generadores (que actúan esta vez como motores). El agua queda almacenada en el embalse superior (1), a la espera de repetir de nuevo el ciclo de generación eléctrica.

### 3.2.1.2 Características

Una de las principales características de esta tecnología es que cuenta con, al menos, dos máquinas reversibles: una eléctrica (motor-generador) y una hidráulica (bomba-turbina). La máquina hidráulica reversible permite el cambio en el sentido de giro, según se esté bombeando o turbinando el agua, tal y como se ha comentado en el punto anterior.

Esta tecnología se ha usado para diversas aplicaciones. Una de sus mayores limitaciones es que hay que esperar antes de revertir la dirección de carga a descarga. Debido a la gran inercia que posee la turbina y la dinámica del agua sobre la misma, es necesario un periodo de espera de varios minutos cada vez que la central cambia de modo de operación.

Para disminuir este tiempo de espera, se ha estudiado un diseño que se asemeja a la operación de un sistema de baterías, que permite cambios rápidos entre los modos de carga y descargas de las mismas. Los avances en el diseño de la turbina/bomba tienen en cuenta frecuentes cambios de modos de operación entre bombeo (carga) y generación (descarga). Aun así, debido a la existencia inevitable de grandes inercias hidrodinámicas y mecánicas en la turbina, el tiempo de espera entre ambos modos es de aproximadamente 4 minutos.

En cuanto al rango de potencias existentes de las PH, nos podemos encontrar con una amplia variedad, con escalas de descargas que van desde horas hasta días (pudiéndose dimensionar por encima de 4000 MW).

### 3.2.1.3 Ventajas e inconvenientes

La principal característica del almacenamiento en centrales hidráulicas de bombeo es la madurez de esta tecnología. En el ámbito de la red eléctrica, el almacenamiento de energía hidráulica supone aproximadamente el 99% de la energía total almacenada hoy en día, posibilitando a las compañías eléctricas y a los gestores de redes eléctricas acometer la calidad de la red y la introducción de nuevas fuentes de energía.

Además, propone perspectivas interesantes para la estandarización de sistemas híbridos que combinen plantas de energía eólica y fotovoltaica con centrales de bombeo. Su impacto ambiental es muy bajo, permitiendo usar sistemas hidráulicos ya existentes, por lo que presenta un mayor grado de aceptación social a diferencia de otras tecnologías menos extendidas y que puedan resultar más dañinas para el medio ambiente o las personas.

Por lo tanto sus principales ventajas son:

- Tecnología muy madura
- Rendimientos elevados
- Bajo mantenimiento
- Forma más rentable de almacenamiento hoy en día
- Larga vida útil

Como principales convenientes:

- Dificultad de emplazamiento. Restricciones impuestas por las limitaciones geográficas
- El emplazamiento suele ser en lugares aislados, conllevando un coste elevado de redes de distribución y transporte
- Limitaciones impuestas por las turbinas de bombeo reversibles actuales, las cuales no satisfacen todos los requerimientos de estabilidad en la zona de operación entre los dos modos, además de la falta de flexibilidad en las condiciones de trabajo de las mismas, no permitiendo bajos regímenes de funcionamiento debido a su alta sensibilidad a nivel hidráulico
- Limitadas por los tiempos de arranque necesarios y la transición entre regímenes de funcionamiento
- Necesidad de, al menos, 100 metros de desnivel entre presas
- Elevada inversión inicial

#### 3.2.1.4 Rendimiento y ciclo de vida

[4] En cuanto al rendimiento energético del ciclo completo, podemos encontrarnos rendimientos entre el 75% y el 80%, y es que dicho ciclo depende del rendimiento tanto del bombeo como de turbinación:

$$\eta_{\text{bombeo}} = \eta_{\text{transformador}} \cdot \eta_{\text{motor}} \cdot \eta_{\text{bomba}} \quad (3-1)$$

$$\eta_{\text{turbinación}} = \eta_{\text{transformador}} \cdot \eta_{\text{generador}} \cdot \eta_{\text{turbina}} \quad (3-2)$$

$$\eta_{\text{ciclo}} = \eta_{\text{turbinación}} \cdot \eta_{\text{bombeo}} \quad (3-3)$$

Como regla general, un embalse de 1 kilómetro de diámetro, 25 metros de profundidad y una caída de 200 metros, podría generar como promedio 10.000 MWh, con una vida útil de aproximadamente 50 años.

#### 3.2.2 Volantes de inercia

[3][12][13][14][15][16] Los volantes de inercia, baterías electromecánicas (BEMs) o flywheels en inglés, son unos acumuladores de energía cuyo objetivo es el de almacenar la energía en forma de energía cinética de rotación en masas giratorias. Gracias a una máquina eléctrica y un convertidor bidireccional de potencia, es posible transferir potencia al dispositivo mediante un par acelerador y extraerla del mismo al decelerar el dispositivo e invertir el ciclo de la máquina eléctrica. Así, la máquina eléctrica bidireccional, cuando desea transferirle la energía al dispositivo funciona como motor, y cuando desea “robarle” energía para transformarla en electricidad funciona como generador.

Los llamados anteriormente dispositivos o volantes de inercia, encargados de almacenar energía en forma de energía cinética, son rotores fabricados de acero o compuestos de carbón, y la cantidad de energía cinética que es capaz de almacenar es proporcional a la masa del rotor y a su velocidad angular. La máquina eléctrica convencional es el bloque motor/generador, acoplado al eje del volante que rota en vacío con el objetivo de minimizar pérdidas. Para sujetar los rotores se suelen usar soportes pasivos o electromagnéticos, en el caso de estos últimos es necesario el empleo de superconductores de alta temperatura. Otros elementos de los volantes de inercia son la electrónica de control, que permite el dominio de alarmas, monitorización, etc., la electrónica de potencia para la conversión de la energía eléctrica de continua (volante de inercia) a alterna (red eléctrica) y la carcasa que permite el aislamiento del volante. Por motivos de seguridad, los últimos volantes de inercia se fabrican con varios tipos de carcasa, para evitar daños en los equipos o personas que rodean al volante de inercia en el caso de que el eje se rompa mientras gira.

En la Figura 3-2 se muestra un volante de inercia acoplado a la red eléctrica, donde se pueden distinguir los distintos elementos nombrados anteriormente.

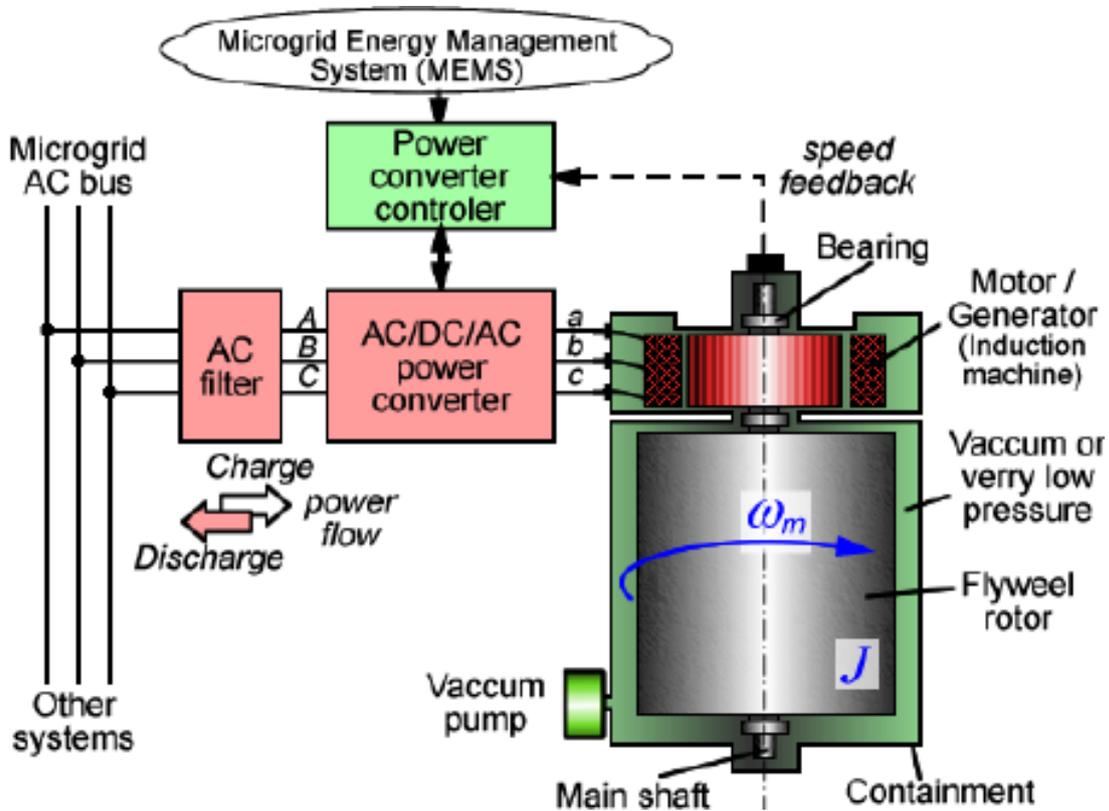


Figura 3-2. Volante de inercia acoplado a la red eléctrica

Teóricamente, la energía almacenada en el sistema viene dada por la inercia de las masas rodantes y por la velocidad angular a las que estén sometidas, según (3-4):

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 \quad (3-4)$$

Donde  $E_c$  es la energía cinética,  $I$  es el momento de inercia y  $\omega$  la velocidad angular. El momento de inercia para el cilindro es igual a (3-5)

$$I = m \cdot R^2 \quad (3-5)$$

Donde  $m$  es la masa y  $R$  el radio. Por lo que el momento de inercia aumenta con el radio y la masa.

Como ya hemos comentado y ahora podemos demostrar, según (3-4) y (3-5) para aumentar la energía cinética almacenada por el volante podemos aumentar (de mayor a menor eficiencia) la masa, el radio y la velocidad angular del volante.

[17][18] Este tipo de tecnología es capaz de entregar energía durante un reducido periodo de tiempo, por lo que no tienen utilidad en servicios de soporte a la red, los cuales requieren una elevada capacidad de almacenamiento. Su capacidad de respuesta es muy elevada, debido a que se encuentran en rotación y tan solo debes disminuir su velocidad para generar energía eléctrica, podemos hablar de tiempo de respuesta de 3-4 milisegundos. El talón de Aquiles de un volante de inercia es la inevitable propagación de grietas en el rotor debido a los efectos de fatiga a los que está sometido por el estrés aplicado durante la carga y descarga del volante.

Los últimos estudios van orientados a la búsqueda de ampliar su capacidad de almacenamiento. Actualmente, debido a sus características, están siendo utilizados para proporcionar servicios de regulación de frecuencia.

### 3.2.2.1 Ventajas e inconvenientes

Como principales ventajas:

- Tiempos rápidos de respuesta
- Elevada densidad de potencia
- Sistema eficiente
- Elevado número de ciclos de carga y descarga
- Elevada tasas de energía específica almacenada
- Monitorización sencilla y fiable (regulación velocidad angular)
- Vida útil elevada
- No tienen residuos contaminantes

Como principales inconvenientes:

- Costo de fabricación elevado
- Pérdidas elevadas
- Solo entrega energía durante un periodo de tiempo reducido

- Necesidades de grandes espacios para su fabricación (recordar que a mayor potencia necesitemos, mayor radio del disco)
- Efectos de fatigas sometidos sobre el rotor

### 3.2.2.2 Rendimiento y ciclo de vida

[1][19] Una de las ventajas de los volantes de inercia, como hemos anotado en el apartado anterior, es su elevado número de ciclos de carga y descarga, sobre unos 125000 ciclos al 100% de DOD [1], con un ciclo de vida de 25 años. Si consideramos que la vida útil viene determinada por el desgaste, el cual depende de la velocidad de rotación, para velocidades consideradas 25% del DOD se estiman 450000 ciclos, unos 60 años de vida. Dado que trabajar al 100% del DOD no es práctico, la mayoría de los volantes de inercia se encuentran sobredimensionados, encontrando rendimientos de este tipo de tecnología entre el 90 y 97%.

### 3.2.3 Almacenamiento mediante aire comprimido

[24][25][26][27][28] El almacenamiento de energía por medio de aire comprimido o CAES, por sus siglas en inglés (Compressed Air Energy Storage), consiste en almacenar el aire a presiones altas (60-70 bares) en depósitos subterráneos, que pueden ser naturales o artificiales, como minas abandonadas, cavidades rellenas en soluciones minerales ó acuíferos. La idea de este tipo de tecnología es comprimir el aire utilizando la energía eléctrica sobrante y de bajo coste, para almacenarlo en los depósitos ya comentados. Para ello, el aire es comprimido de forma escalonada, con enfriamientos intermedios, consiguiendo así un elevado rendimiento. Posteriormente, en las horas pico, podemos generar electricidad mediante la expansión del aire almacenado a través de uno o más bloques de turbina-generator, tal y como muestra la figura 3-3.

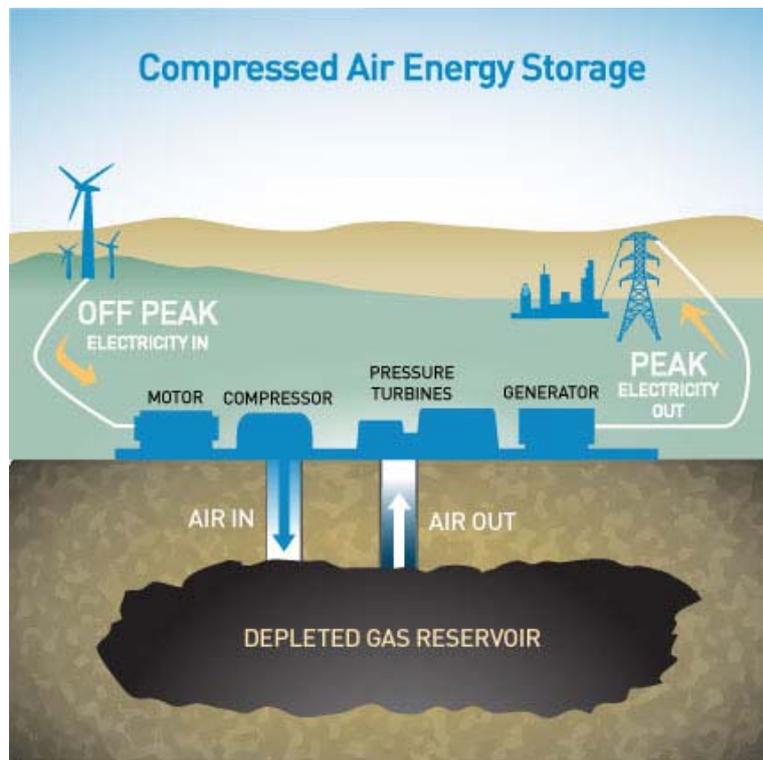


Figura 3-3. Funcionamiento de almacenamiento eléctrico mediante aire comprimido

Existen 2 tipos de sistemas:

- Con emisiones: Los CAES convencionales o diabáticos, para la producción eléctrica, queman gas natural en una turbina de combustión. Los gases de escape de dicha turbina se usan para calentar el aire comprimido, expandiéndose a través de la turbina con etapas de alta y baja presión. El rendimiento global de las turbinas de gas convencionales no permitirían alcanzar un rendimiento aceptable, mientras que de esta manera se consiguen rendimientos superiores al 75%.
- Sin emisiones: En los CAES adiabáticos, el aire comprimido se calienta mediante el calor que se le extrae al aire en la compresión. Es necesario el uso de compresores adiabáticos para comprimir el aire a temperaturas elevadas (en torno a 650°C) y presiones de entre 10-20 MPA. Es necesario un sistema de almacenamiento de energía térmica.

Además, dependiendo de las condiciones termodinámicas y de la tecnología, los sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido (CAES) se pueden distinguir en dos tipos:

- Almacenamiento de volumen constante: Este tipo de almacenamiento utiliza una cámara de aire de elevado tamaño y delimitada, por lo que el almacenamiento está diseñado para mantener el aire en un volumen constante, jugando con la variación de presión del mismo. La variación de presión crea problemas para los compresores y las turbinas, teniendo que regularse la variación de las mismas en unos límites.
- Almacenamiento de presión constante: En este caso, el volumen del recipiente debe ser variable, manteniendo en todo momento la presión en unos valores constantes. Para ello, el recipiente usado en este tipo de almacenamiento se ubica a cientos de metros bajo el agua, donde la presión de la misma se encuentra por encima de la del recipiente, manteniendo así la presión de los gases interiores constantes. Este sistema permite ubicar la instalación en un mayor número de emplazamientos posibles, no estando tan limitados como los emplazamientos terrestres de volumen constante, sin embargo el costo del recipiente es mayor.

Este tipo de tecnología es usada en plantas que operan con un ciclo diario, cargándose los depósitos de aire comprimido por la noche y descargándose durante el día. Consume mucha potencia, pudiendo almacenar hasta 100 MW de energía en forma de aire comprimido, lo cual supone una alternativa para la estabilidad de la red.

Es un método eficiente, limpio y económico, pero que se encuentra limitado por las condiciones geográficas del emplazamiento.

### 3.2.3.1 Ventajas e inconvenientes

Entre sus principales ventajas:

- Alta energía
- Alto rendimiento
- Alta potencia específica
- Posibilidad de almacenamiento masivo
- Coste rentable a corto y largo plazo
- Alta velocidad de respuesta
- Larga vida útil
- Buena solución para dar estabilidad a la red
- Rentabilidad
- Promover el uso de fuentes de energía renovables
- Gran apoyo de reserva para integrar en la infraestructura

Como inconvenientes:

- Consumo energético elevado durante la compresión
- Limitada por emplazamiento
- Coste de implantación elevado
- Problemas con el medio ambiente, generación de CO<sub>2</sub> en las turbinas de gas
- Problemas de seguridad y fiabilidad
- Pérdidas elevadas (entre el 20 y el 50% en funcionamiento nominal)
- Tecnología no madura

### 3.2.3.2 Rendimiento y ciclo de vida

[27][29][30] Es posible construir sistemas con potencias asociadas de centenares de MW a GW, los cuales permiten devolver energía eléctrica durante horas. Las eficiencias del ciclo completo son de aproximadamente un 55% para un sistema diabático, algo más (70%) para un sistema adiabático e incluso al 75% para un sistema isotérmico. En cuanto a su vida media, dentro de todos los sistemas de almacenamiento existentes, el almacenamiento mediante aire comprimido posee, después del almacenamiento hidráulico, el mayor ciclo de vida, entre los 30 y 50 años.

### 3.3. Almacenamiento electroquímico

Una batería es la unión de dos o más celdas conectadas en serie, paralelo o una combinación de ambas, con el objetivo de conseguir la capacidad y tensión deseada para una aplicación concreta. Es un sistema de almacenamiento de energía que emplea procedimientos electroquímicos, teniendo la capacidad de devolver posteriormente esa energía almacenada prácticamente en su totalidad, un número determinado de veces.

La unidad básica de la batería se denomina “celda”, y está compuesta de los siguientes elementos básicos:

- Dos electrodos: Conocidos como ánodo (electrodo negativo -) y cátodo (electrodo positivo)
- Un electrolito: Contiene iones orbitando libremente en su composición, lo cual hace que se comporte como un conductor eléctrico
- Placas
- Separadores: Que sirven para realizar, como su propio nombre indica, la separación de los componentes en su interior.

La energía eléctrica es almacenada (carga de la batería) o liberada (descarga de la batería) mediante reacciones electroquímicas que transportan electrones entre electrodos, los cuales están conectados por electrolitos, para llevar a cabo las reacciones específicas de reducción/oxidación. Durante la carga, la energía se almacena químicamente al incrementarse la composición de iones cargados, contenidos en el electrolito, consumiéndose o produciéndose electrones. Durante la descarga la energía se libera por transporte de iones, causando una reacción inversa a la de la carga en los electrodos. Para acelerar el tiempo de reacción se utilizan catalizadores.

Por lo tanto, el principio básico de funcionamiento de las baterías está basado en un proceso reversible, conocido como reducción-oxidación, en el cual, uno de los componentes se oxida (perdiendo así electrones) y el otro componente se reduce (ganando por lo tanto electrones). Esto implica que el ánodo (electrodo oxidante) y el cátodo (electrodo reductor) están continuamente cambiando de posición entre carga y descarga, tratándose de un proceso en el que los componentes nunca se consumen, si no que tan solo cambian su estado de oxidación, pudiendo retornar a su estado original en las circunstancias adecuadas. Para darse dichas circunstancias, se debe aplicar una corriente externa durante el proceso de carga de la batería, y el correcto cierre del circuito externo durante el proceso contrario de carga de la batería.

Según [6] existen distintos criterios para poder clasificar las baterías:

- Posibilidad de carga (Baterías primarias y baterías secundarias)
- Tipos de electrodo (Ión-Litio, Pb-ácido, níquel, etc.)
- Tipo de electrolito (alcalinas, acuoso, no acuoso, etc.)
- Formas de usos (Portátiles y estacionarias)
- Tamaño (Capacidad de almacenamiento de la batería)

Si atendemos al primer criterio citado, la posibilidad de carga de las baterías, una batería primaria serviría tan solo para un único uso, y es que estas no están preparadas para recibir carga eléctrica y deben desecharse una vez usadas. Sin embargo, las baterías secundarias son recargables, y permiten la carga de la batería tan solo con invertir las reacciones químicas en su interior mediante el suministro de energía eléctrica, como se comentaba anteriormente.

En el presente estudio, evidentemente nos centraremos en las baterías secundarias. Algunas de sus características principales son:

- Funcionamiento óptimo a bajas temperaturas
- Capaz de soportar descargas de alta intensidad
- Alta densidad de potencia

Y por destacar además algunas de sus aplicaciones, podríamos nombrar su uso como:

- Baterías solares
- Baterías de tracción eléctrica
- Baterías de automóviles
- Baterías usada en sistemas de emergencia

Por último, hacer hincapié en una característica muy importante de las baterías, y que personalmente creo que de ella depende el futuro de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, como es la capacidad de una batería. La capacidad de una celda es la cantidad total de electricidad producida en la reacción electroquímica. La capacidad real de una batería se mide en amperios-hora (Ah) y suele ser inferior a la capacidad teórica, la cual se determina por la masa de los electrodos, y se puede calcular según:

$$C_t = x \cdot n \cdot F \quad (3-6)$$

Donde,

x= Número de moles que intervienen en la reacción completa de descarga.

n= Número de electrones que intervienen en la reacción.

F= Número de Fadaray (96500 C).

La vida útil de las baterías viene definida por los ciclos de carga/descarga. Según se cargue y descargue una batería, la capacidad de la misma irá sufriendo modificaciones, perdiendo calidad pasado un determinado número de ciclos, al no conseguir completar adecuadamente las reacciones químicas.

Además, un mal uso de las mismas contribuyen a la reducción de su vida útil, tal y como puede ser: un exceso de carga; un desuso prolongado de las mismas, sufriendo una “auto-descarga” ya que la energía almacenada en su interior se va mermando con el paso del tiempo; o una carga incompleta de las mismas, provocando el conocido “efecto memoria”, ocasionado por realizar una carga de la batería sin haber sido descargada completamente, provocando un deterioro de los electrodos.

### 3.3.1 Baterías Ion-Litio

[34][35][36] La primera persona que propuso las baterías de litio fue M.S. Whittingham, el cual utilizó sulfuro de titanio y metal de litio como electrodos.

Arika Yoshino, en 1985, estudió un prototipo de batería usando un derivado de carbono, en el cual se podían insertar los iones de litio como un electrodo, usando como otro electrodo óxido de litio cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ ), un material que es estable en el aire. La seguridad de las baterías aumento considerablemente, debido al uso de materiales sin litio metálico. Además, el uso de óxido de litio cobalto, permitió el acceso de las baterías a escala industrial.

Aquel fue el origen de las actuales baterías de Ión-Litio, también conocidas como Li-ión. El cátodo en este tipo de baterías es de óxido de litio cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ ), estando compuesto el ánodo de grafito de carbono y el electrolito se encuentra constituido por sales de litio.

La celda de una batería Li-ión es una celda electroquímica, que es un dispositivo con la capacidad de obtener energía eléctrica gracias a reacciones químicas. Para producir la reacción química, la celda tiene dos materiales reactivos, los cuales pueden crear una reacción química. Dicha reacción es debida, principalmente, al contacto iónico de los materiales.

Para explicar el funcionamiento de las baterías Li-ión nos apoyaremos en la figura 3-4. Para que los materiales se encuentren dentro de la celda conectados iónicamente (pero no eléctricamente), la celda se construye con un tabique poroso aislante, como el que se muestra en la figura 3-4, el cual divide los dos materiales. Para que únicamente pase de un lado al otro los iones y no los electrones, se añade un electrolito como "puente".

Cuando se está cargando la batería (parte izquierda de la imagen) los átomos de litio ubicados en el cátodo se convierten en iones que se transportan a través del electrolito hasta el ánodo de carbono, combinándose con los electrones y quedando depositados como átomos de litio en las capas de carbono. En el momento de la descarga (parte derecha de la imagen), se invierte el proceso, pasando los átomos de litio, a través del electrolito, del ánodo al cátodo.

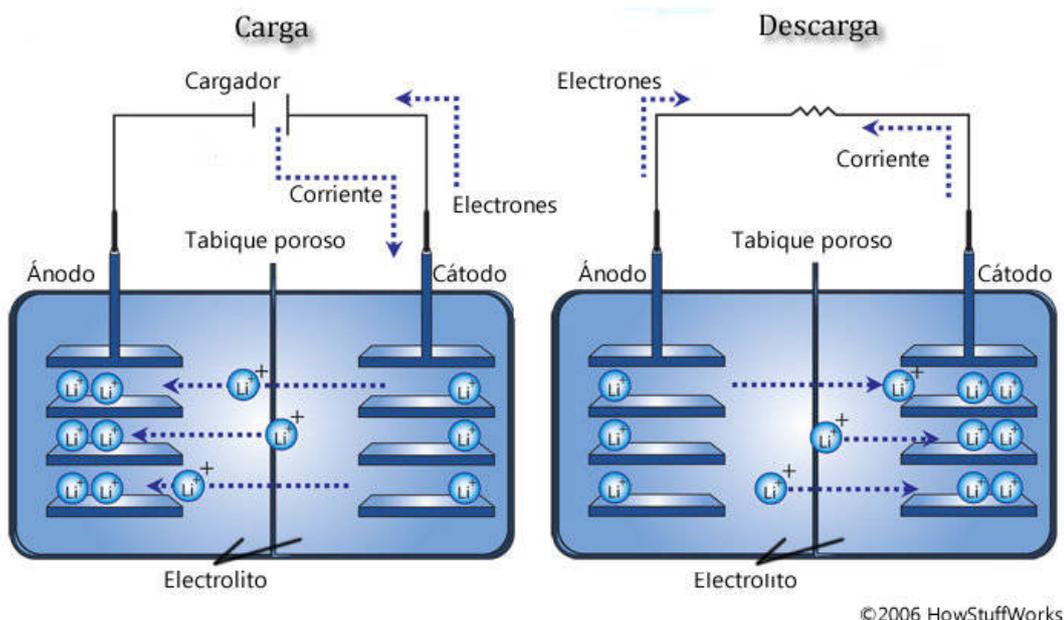


Figura 3-4. Funcionamiento de una batería Ion-Litio

En los últimos años, y como consecuencia del desarrollo del vehículo eléctrico en muchas partes del planeta, las baterías Li-ion han padecido un más que notable crecimiento. Este tipo de tecnología ha experimentado un incremento en cuanto a la capacidad de almacenar potencia se refiere, y es que hoy en día podemos encontrar vehículos eléctricos con capacidades de hasta 90 kWh, gracias a la combinación de este tipo de baterías.

Se distinguen distintos tipos de baterías de Li-ion, dependiendo del material usado en el cátodo. A modo de clasificación y sin entrar en excesivo detalle debido a los continuos avances en este tipo de tecnología, podemos encontrar:

- **Baterías de Litio-Aire:** Conocidas como Li-aire, combina la oxidación de litio en el ánodo y la reducción de oxígeno en el cátodo, induciendo así un flujo de corriente. Debido a los avances en la tecnología de materiales, sobre todo gracias al descubrimiento del grafeno (el cual permite disminuir considerablemente el grosor del dispositivo) las baterías Li-aire ofrecen una capacidad de almacenar energía de hasta 10 veces la capacidad de baterías Li-ion convencionales, pues se puede conseguir unos 12 kWh/kg, muy cercana a la de la gasolina (15 kWh/kg).

Esta característica se debe al uso del oxígeno perteneciente al aire, lo cual evita que la batería tenga que almacenar un oxidante en su interior. El hecho de no tener que instalar el cátodo, el tamaño de la batería y el peso de la misma se ven notablemente reducidos.

La compañía IBM, multinacional estadounidense de tecnología, trabaja desde hace años en este tipo de batería, denominada por ellos como “La batería que respira”.

- **Baterías de Aluminio-Aire:** En este apartado, y aunque no contenga Litio, podemos nombrar las Baterías Al-aire, que a diferencia de las anteriores, sustituye el Litio por Aluminio. Las densidades de este tipo de tecnología son aún mayores que las de Li-aire, pero no se utilizan todavía debido al elevado costo del ánodo.
- **Baterías de Litio-Fosfato de hierro:** Las baterías de Litio-Fosfato, litio-ferrofosfato o LFP es un tipo de batería recargable donde el cátodo es de fosfato de hierro ( $\text{LiFePO}_4$ ). En este caso, este tipo de combinación dota a la batería de menor capacidad de almacenamiento de energía eléctrica, pero de una mayor durabilidad (De hasta 10 veces la vida útil de las baterías convencionales) y seguridad. Son más económicas en su producción y se utilizan en mercados donde la fiabilidad de una batería es un aspecto fundamental.
- **Batería de Litio-Oxido de Cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ ):** Fabricadas con tecnología de óxido de cobalto, con funcionamiento idéntico a las Li-ion pero con la ventaja de tener mayor densidad de energía y necesitan menor tiempo de carga. Sin embargo son poco seguras.
- **Batería Litio-Oxido de magnesio:** Como ventaja la gran seguridad, lo cual hace que se posicionen como la batería de mayor uso, sin embargo, el mayor inconveniente es el pésimo rendimiento a altas temperaturas.
- **Batería de Litio-Polímero:** Utilizan un compuesto de polímero en vez del solvente orgánico en el que se encuentra el electrolito en las baterías convencionales. Esto supone una disminución en los costes de fabricación de la batería, dotándola además de mayor variabilidad de forma para compactar una batería más fiable y resistente.
- **Batería de Litio con cátodos de azufre:** Esta tecnología, aún en desarrollo, consta de un cátodo formado por capas compuestas por azufre. Ofrecería una densidad energética teórica de 600 Wh/kg y una densidad de 2500 W/kg. Además, mejoran propiedades importantes como la tolerancia a la sobrecarga, la ausencia de efecto memoria y la posibilidad de trabajar a temperaturas de hasta 60 grados bajo cero. El inconveniente es que el propio azufre, debido a la reacción química se disuelve con facilidad, derivando en una mala conductividad,

constantes variaciones de volumen, baja duración e incógnita de su funcionamiento a elevadas temperaturas.

### 3.3.1.1 Ventajas e inconvenientes

En anteriores apartados de la memoria, ya se han comentado algunas de las características de las baterías Li-ion, ahora se pretende profundizar en las principales ventajas e inconvenientes.

En primer lugar, citar que las características principales de este tipo de baterías son:

- Alta densidad de energía: 100-200 Wh/kg
- Amplio ciclo de vida: 5000 ciclos (más de 10 años)
- Alta ciclabilidad. Conservan el 90% de su capacidad después de 1000 ciclos
- Elevado rendimiento: entre el 95 y el 100%
- Poseen un voltaje elevado, entre 3 y 4 V por celda, lo cual supone el mayor de todas las baterías existentes en el mercado
- Bastante menos contaminantes que otras baterías que contengan plomo, cadmio o mercurio
- Reducido peso y pequeño volumen
- Bajo mantenimiento
- Bajo nivel de autodescarga: 0,1% por día
- Alta potencia en periodos cortos de tiempo y baja potencia en largos periodos de tiempo, con tiempo de respuesta de segundos.
- A diferencia de otro tipo de baterías, estas no presentan efecto memoria.
- Tienen un coste de fabricación bastante menor que otros tipos de baterías disponibles en el mercado.
- Correcto funcionamiento en presencia de corrientes elevadas
- Poseen una menor pérdida de carga cuando la batería no se está utilizando.

Podemos destacar, como inconvenientes:

- Delicadas ante tensiones muy elevadas, pudiendo dañar significativamente la batería con el uso de las mismas.
- Cuando se carga/descarga indebidamente, o durante un largo periodo expuestas al sol, este tipo de baterías son propensas a explotar.
- Rápida degradación de la batería cuando la descarga es muy profunda o se sobrecarga la misma.
- Pierden prestaciones cuando la temperatura supera los 50°C
- Mínimo estado de carga del 10%
- Necesitan un empaquetamiento especial y un circuito de protección interno frente a sobrecargas
- El uso de electrolitos orgánicos inflamables plantea cuestiones acerca de su seguridad

### 3.3.1.2 Rendimiento y ciclo de vida

[1][6][37] Si por algo destacan las baterías Li-ion es por su elevado rendimiento, que comprende entre el 85 y 95% en continua y el 85% en alterna.

Para explicar el estudio realizado en [1], debemos conocer que es la profundidad de descarga de una batería o DOD (Depth of Discharge). Se conoce como profundidad de descarga a la cantidad de energía (medida en %) que se extrae de una batería que está cargada al 100%. Como ejemplo, si una batería tiene una capacidad de 200 Ah y descargamos 100 Ah, la profundidad de descarga de la batería será del 50%. Como nota, cuanto menos profundos sean los ciclos de carga/descarga, mayor será la duración de la batería.

Esto último se demuestra en la grafica de la figura 3-5, donde se muestra una curva que muestra el ciclo de vida de la batería Li-ión según el DOD.

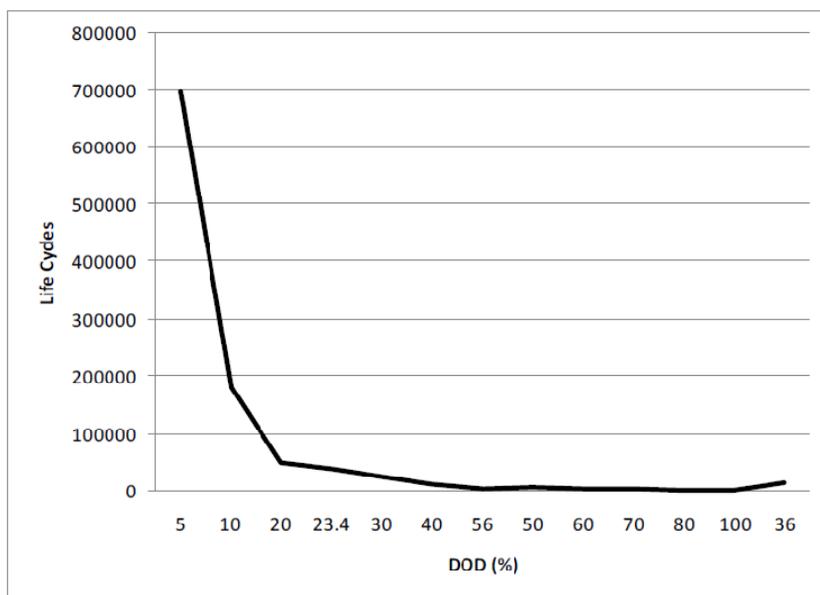


Figura 3-5. Curva ciclo de vida de la batería Li-ión según el DOD.

### 3.3.2 Baterías de Sodio-Sulfuro

[1][45] Las baterías de Sodio-Sulfuro o baterías de sodio-azufre (NaS) son un tipo de batería de sal fundida, construida con líquido de sodio (Na) y azufre (S). Este tipo de batería tiene, como el resto de ellas, dos electrodos y un electrolito que los separa, pero en este caso los electrodos (Sodio y azufre) son líquidos, y el electrolito sólido.

El líquido de sodio ejerce la función de ánodo, el azufre el cátodo y el electrolito es una membrana cerámica de  $\beta$ -alúmina. Para explicar su funcionamiento, nos apoyaremos en la figura 3-6.

Durante el proceso de descarga de la batería (seguir flechas rojas de la figura 3-6) los iones de sodio que se encuentran situados en el cátodo circulan a través del electrolito (membrana cerámica) hasta el ánodo. Solo algunos electrones circulan (los de carga positiva), arrojándose el resto fuera de la batería, lo cual da como resultado la corriente eléctrica. Una vez que un determinado número de iones de sodio han cruzado el electrolito y llegan al ánodo, se combinan con el azufre formando el poli-sulfuro de sodio ( $\text{Na}_2\text{S}_x$ ).

Para conseguir la carga de batería (Seguir flechas azules de la figura 3-6), es necesario suministrar una potencia eléctrica a través de una fuente externa sobre el electrolito negativo de sodio y el positivo de azufre, consiguiéndose un almacenamiento de energía en la batería.

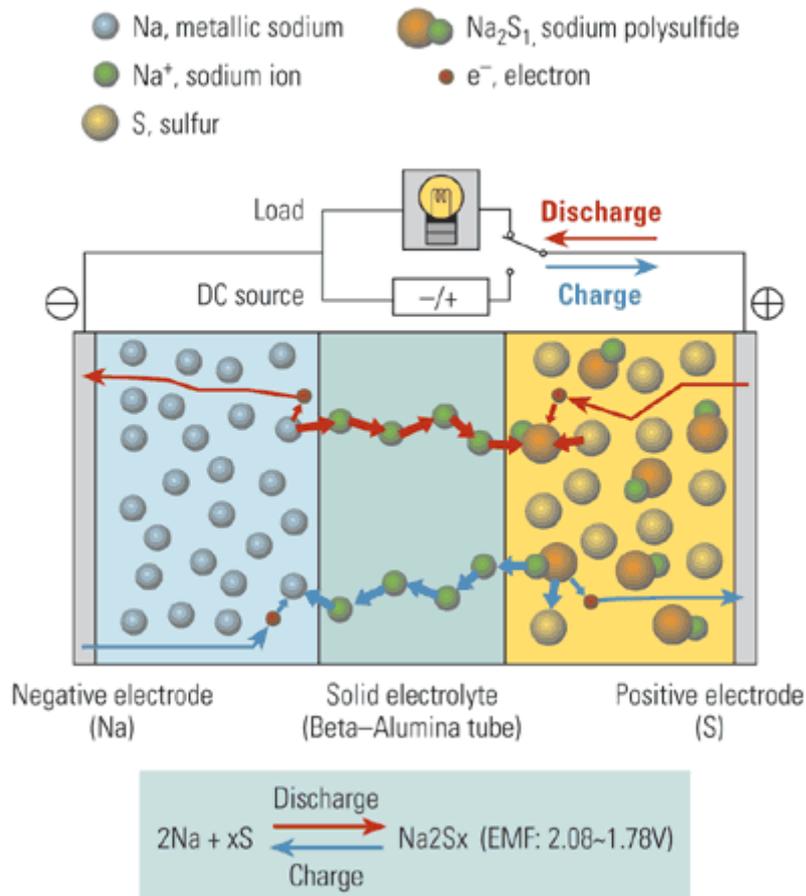


Figura 3-6. Funcionamiento batería Na-S

Las baterías de Sodio-Azufre tienen su principal aplicación en subestaciones, en plantas de generación y en plantas de energía renovable, principalmente eólicas. Se han empleado en sistemas de potencia en proyectos de todo el mundo, pero principalmente en Japón, implementándose en más de 200 instalaciones. Este tipo de batería tiene mucha utilidad en este mercado debido a su elevado tiempo de descarga, que puede ser de unas 6 horas. Las baterías se cargan durante las horas valle y se descargan cuando se necesitan. Para poder mantenerse a temperaturas superiores a 300°C, requieren de un aporte de calor, considerándose los sistemas encargados de dicho aporte parte de la batería.

Debido al uso de materiales peligrosos, como el sodio metálico (combustible en presencia de agua), las celdas necesitan almacenarse en recipientes herméticos de doble capa de hacer inoxidable. Cada celda, ubicada en el interior del recipiente, se debe sellar herméticamente y cubrir con arena, con el objetivo de abolir una posible combustión. Además de esto, se incorpora aislamiento eléctrico fundido junto con un sistema de gestión de la batería, encargado de monitorizar la tensión y temperatura de cada bloque de celda.

### 3.3.2.1 Ventajas e inconvenientes

Entre sus principales ventajas:

- Alta densidad de energía específica
- Alta eficiencia de carga y descarga (entre 89 y 92%)
- Elevado ciclo de vida (>4500 ciclos)
- Bajo coste de los materiales necesarios para su fabricación
- Son 100% reciclables
- Puede usarse para almacenamiento masivo

Como principales inconvenientes:

- Necesidad de elevada temperatura de operación, que rondan los 300 y 500°C
- Naturaleza corrosiva de los polisulfuros de sodios
- Necesidad de sellado de la batería
- Recargabilidad del electro de azufre mala
- Estado mínimo de carga de 10%

### 3.3.2.2 Rendimiento y ciclo de vida

[22] El nivel de eficiencia de las baterías NaS ronda el 90%, sin embargo varía dependiendo la cantidad de potencia necesaria en cada aplicación. Además, la degradación de la batería, supone también un aspecto clave en la eficiencia de la misma, por lo que sería más correcto considerar, que la media de rendimiento en la vida útil de este tipo de batería ronda el 80%. Más concretamente, según [6][4][46][47], la eficiencia de ciclo completo en alterna está entre el 75 y 85%.

El ciclo de vida es de 4500 ciclos, unos 15 años [48]. Según el estudio realizado en [1], la relación entre el ciclo de vida y DOD para las baterías NaS es el mostrado en la figura 3-7.

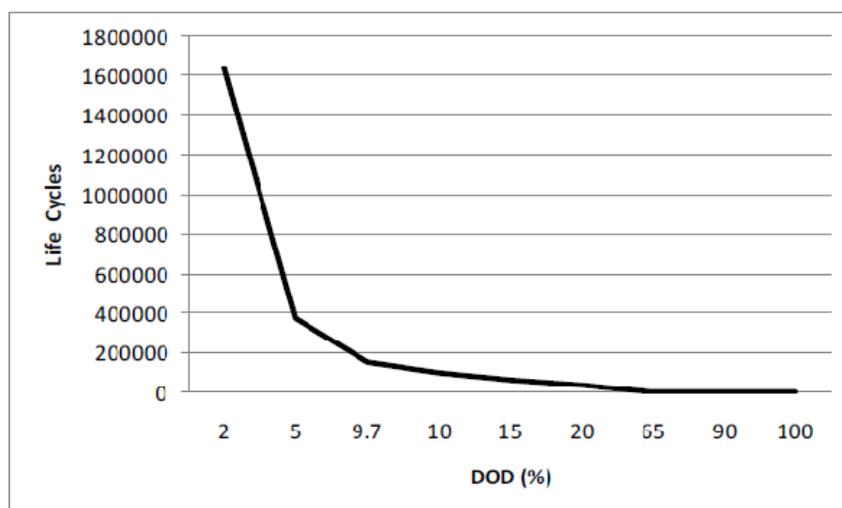


Figura 3-7. Curva ciclo de vida de la batería Na-S según el DOD

### 3.3.3 Baterías de plomo-ácido

[48] Este tipo de batería es el combinado de materiales más antiguo y desarrollado que existe. En 1859, el físico e inventor francés Gaston Planté desarrolló la batería de plomo-ácido, siendo considerada como la primera batería eléctrica recargable. En 1881, Camille Alphonse Faure desarrolló un modelo más eficiente, el cual sería el éxito de los primeros automóviles eléctricos que se conocen. Se usan principalmente en el sistema de encendido de automóviles, barcos, coches, aviones, trenes...

Una batería de Pb-ácido se basa en el uso de dos electrodos de plomo porosos (para ampliar el área de superficie) sumergidos en ácido sulfúrico. El electrodo positivo se compone de dióxido de plomo ( $\text{PbO}_2$ ), el electrodo negativo se compone de plomo metálico (Pb) y el ácido en el que sumergen es ácido sulfúrico mezclado con agua.

Como en anteriores estudios de baterías, para una correcta comprensión de su funcionamiento nos apoyaremos en la figura 3-8.

Durante el proceso de descarga de la batería, la corriente que se genera produce que el dióxido de plomo ( $\text{PbO}_2$ ) de la placa positiva (Ánodo, placa izquierda de la imagen) se combine con el ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) formando sulfato de plomo ( $\text{PbSO}_4$ ). Además, el oxígeno liberado del dióxido de plomo se combina con el hidrógeno liberado del ácido sulfúrico, formando agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ). El plomo de la placa negativa (cátodo, placa derecha de la imagen) se combina con el ácido sulfúrico formando sulfato de plomo ( $\text{PbSO}_4$ ). Todo ello produce que la densidad del electrolito disminuya, disminuyendo así la tensión, hasta que se descarga por completo la batería.

Durante el proceso de carga de la batería, el ánodo está compuesto por dióxido de plomo ( $\text{PbO}_2$ ), el cátodo por plomo metálico en estado esponjoso (Pb) y el electrolito es una solución de ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) con agua. La corriente recibida, en este caso, provoca el proceso contrario a la descarga, volviendo así el dióxido de plomo a la placa positiva, el plomo metálico a la negativa y el electrolito a ácido sulfúrico. La tensión de la batería va creciendo, hasta que llega un momento donde se produce la separación del oxígeno y el hidrógeno liberado del ánodo y el cátodo.

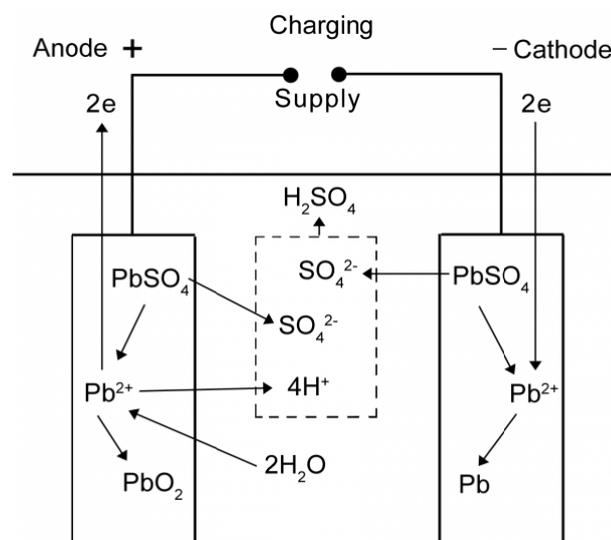


Figura 3-8. Funcionamiento batería Plomo-ácido

Dependiendo de su uso, estas baterías se diseñan para un funcionamiento óptimo en aplicaciones que requieran gran capacidad de energía, o en aplicaciones que requieran gran capacidad de potencia, no siendo posible hasta la fecha diseñar una batería plomo-ácido con grandes capacidades de potencia y de energía.

Este tipo de batería tiene un inconveniente, los riesgos para la salud y el medioambiente del plomo, lo cual conlleva a que las baterías deben tener un reciclaje óptimo. Esto ha conllevado a que las baterías plomo-ácido sean el material más reciclado del mundo, aprovechando sus componentes para futuras baterías.

Dentro de las baterías Pb-ácido existen dos variantes: Baterías de plomo-ácido carbón y plomo-ácido avanzadas (VRLA).

### 3.3.3.1 Baterías Plomo-Ácido Carbón

Este tipo de tecnología incluye el carbón para mejorar las potencias de la batería y mejorar así los efectos de los estados de carga parciales. Soportan corrientes elevadas y mayor vida útil que la tecnología Pb-ácido tradicional. Se distinguen dos tipos de baterías plomo-ácido carbón, dependiendo de cómo incorporen el carbón en la misma:

- Sistema híbrido multi-celda asimétrica supercapacitiva que contiene plomo, ácido y carbón. Los electrodos negativos tienen 5 capas, en las que las capas externas las forman electrodos de carbón, y las intermedias 2 barreras anticorrosión que protegen al colector de corriente, todas ellas ensambladas. Ese pack de electrodos se combinan con separadores tradicionales y electrodos positivos, sellándose con electrolito de ácido y conectándose en serie con otras celdas. El resultado es una batería mucho más longeva que las convencionales.
- Para una mayor capacidad de la batería se utilizan celdas secas avanzadas de 12V y 1 kWh, con un diseño y química de estado sólido. La uniformidad de este tipo de baterías posibilita la posición de acoplar miles de baterías en conexiones serie y paralelo, consiguiendo una elevada capacidad para su uso en parques eólicos y plantas fotovoltaicas.

### 3.3.3.2 Baterías Plomo-Ácido avanzadas (VRLA)

Baterías convencionales de plomo-ácido que se encuentran reguladas por una válvula, con el objetivo de mejorar las deficiencias de las baterías plomo-ácido. Además, pueden incorporar distintas configuraciones de electrolitos sólidos y electrodos o usando el capacitor como parte del ánodo. Debido a su construcción, no requiere ventilación, se puede montar en cualquier orientación y no requiere un mantenimiento constante. El hecho de no requerir ventilación es una de sus mayores virtudes, pues se pueden ubicar en espacios reducidos y cerrados.

### 3.3.3.3 Ventajas e inconvenientes

Debido a que son las baterías más antiguas y consolidadas que existen, las principales ventajas son:

- Modularidad: Permite diseños avanzados de sistemas combinando celdas
- Coste de inversión reducido
- Tecnología madura y fiable
- Mayor desarrollo tecnológico
- Aportan una tensión elevada a la salida de la celda (2,1V)
- Robustas
- Tolerante a sobrecargas
- Amplia gama de tamaños y capacidades
- Amplia gama de proveedores en todo el mundo
- Altamente reciclables (En España se recicla el 95% de las baterías de plomo ácido ya usadas)

Como principales inconvenientes:

- Ciclos de vida cortos (en torno a 2.500 ciclos)
- Baja energía específica (10-40 Wh/kg)
- La energía que pueden descargar no es fija, depende del mínimo estado de carga admisible por cada batería.
- Requisitos de mantenimiento complejos
- Pesadas y voluminosas
- Peligro de sobrecalentamiento durante la carga
- Altamente contaminantes
- Carga lenta
- Requiere un elevado mantenimiento

### 3.3.3.4 Rendimiento y ciclo de vida

Normalmente, la eficiencia en este tipo de baterías ronda el 75%.

La eficiencia coulombica (EC) es un parámetro que permite obtener la fracción de energía eléctrica generada en la celda. Al comienzo de la carga la EC es del 100%, eficiencia que es reducida durante la carga por la electrolisis del agua. La EC típica es de 90%, la eficiencia de la tensión es de  $2V/2.3V = 87\%$ , por lo que la eficiencia de energía total de la batería es  $87\% * 90\% = 78\%$  teóricamente.

En cuanto a la vida útil de la batería, como se ha comentado anteriormente, este tipo de batería posee

un ciclo de vida corto, entre los 2000 y 3000 ciclos.

### 3.3.4 Baterías de flujo de redox

[51][52][53] Este tipo de batería la forman 2 depósitos de electrolito, que se reparten, gracias al uso de bombas, por las celdas compuestas de cátodo, ánodo y separador de membrana. Dependiendo de la cantidad de electrolito que se almacene en el depósito, podemos obtener una mayor o menor densidad de energía. Por otra parte, dependiendo de la velocidad en la que se cree las reacciones químicas en el ánodo y cátodo, obtendremos una mayor o menor densidad de potencia. En la presente memoria estudiaremos los 2 tipos de baterías de flujos más importantes: Batería redox de vanadio (VRFB) y batería redox de zinc-plomo [31][48][54].

#### 3.3.4.1 Batería redox de vanadio (Vanadium Redox Flow Battery)

La batería redox de vanadio (y redox de flujo) es un tipo de batería recargable de flujo que emplea iones de vanadio en diferentes estados de oxidación, para almacenar energía potencial química. Son las baterías de flujo más desarrolladas tecnológicamente, en ellas lleva trabajando la NASA desde 1970.

En este tipo de baterías, el electrolito circula por la celda electroquímica, donde se convierte la energía química en electricidad. Como se muestra en la figura 3-9, se puede almacenar más cantidad de electrolitos en tanques exteriores y bombearse hacia el interior de las celdas. Estos tanques almacenan energía mediante iones cargados, conteniendo uno de los tanques electrolitos para suministrar al electrodo positivo y el otro para el electrodo negativo. Utilizan pares de redox de vanadios disueltos en mezclas de ácido sulfúrico: en el electrodo positivo se encuentra el par  $V^{4+}/V^{5+}$  y en el electrodo negativo el par  $V^{2+}/V^{3+}$ , como se puede visualizar en la figura 3-9.

Durante el proceso de carga de la batería, los iones  $V^{3+}$  presentes en el electrodo negativo, se transforman en iones  $V^{2+}$ , atrayendo así a los electrones. Además, en el electrodo positivo, los iones  $V^{4+}$  se convierten en iones  $V^{5+}$ , librandos igualmente electrones, lo que implica que en ambos electrodos se produzca un consumo de energía eléctrica del sistema, que es almacenada químicamente. Durante el proceso de descarga de la batería se producen las reacciones en sentido inverso, el electrolito fluye hacia la celda redox generándose corriente eléctrica.

La celda se encuentra dividida en 2 partes por medio de una membrana, que permite el intercambio de protones al permitir el paso de la carga iónica. Los electrolitos positivos y negativos están compuestos por una mezcla de vanadio y ácido sulfúrico.

La mayor ventaja constructiva de este tipo de batería es que los dos electrolitos son iguales cuando se encuentran descargados, lo cual facilita su transporte y simplifica su almacenamiento. Al almacenarse en tanques diferentes, se evitan problemas de autodescargas.

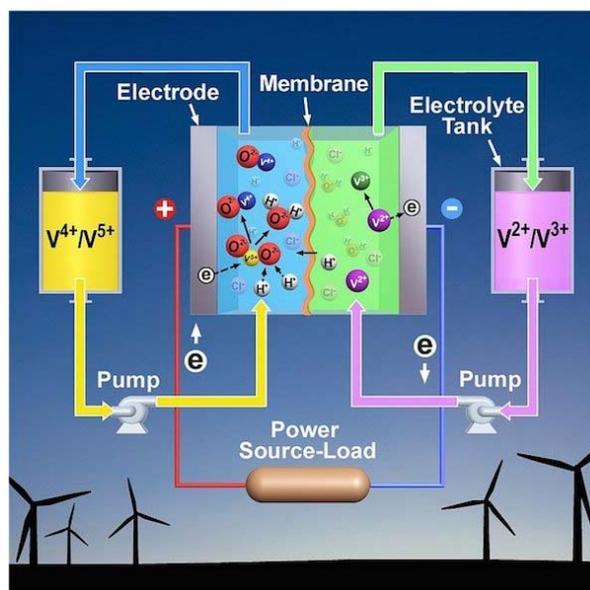


Figura 3-9. Funcionamiento batería Redox de Vanadio

Un factor destacable de estas baterías es su rápido tiempo de respuestas. Estos sistemas tienen la capacidad de pasar a entregar de potencia cero a potencia nominal en el orden de milisegundos.

Para proyectos donde se requiere gran cantidad de MWh almacenados, como plantas eólicas, los volúmenes de electrolitos requerido son enormes. Cuando el ciclo de vida de estas baterías llega a su fin, las membranas interiores que separa la celda son muy tóxicas, debiendo tratarse de manera correcta para su desinstalación.

#### 3.3.4.1.1 Ventajas e inconvenientes

Como principales ventajas de las VRFB:

- Electrolitos descargados iguales. Transporte y almacenamiento simples
- No tienen problema de auto descarga
- Diseño modular
- Tiempos de respuestas rápidos
- Alta eficiencia relativa
- El rango de potencia y de energía, como se comentó anteriormente, son independientes
- Larga vida útil

Entre los principales inconvenientes:

- Baja densidad de energía
- Altos costes de funcionamiento

- Uso de grandes cantidades de elementos tóxicos
- Problemas medioambientales

### 3.3.4.1.2 Rendimiento y ciclo de vida

[55][56][57][58] El ciclo de vida de los sistemas de oxidación/reducción de vanadio viene determinado por el ciclo de vida de sus componentes. Los materiales activos así como los electrolitos, no se degradan con el tiempo. Los tanques, tuberías, estructura y la electrónica tienen una vida útil larga, sin embargo el paquete de celdas es el componente que más limita la vida útil del conjunto, estimándose sobre 10 años. A diferencia del resto de baterías estudiadas hasta ahora en la presente memoria, el ciclo de vida de estos sistemas no depende de la DOD.

Con respecto al rendimiento, estas baterías tienen una eficiencia del 75 al 85%, siendo normalmente función de la densidad de potencia y pudiéndose controlar variando el área donde se instalan los módulos para la potencia deseada.

### 3.3.4.2 Baterías de redox Zinc-Bromo

Otro tipo de baterías de flujo, como las anteriormente estudiadas, son las baterías redox de Zinc-Bromo.

Como se muestra en la figura 3-10, tenemos una celda formada por el ánodo (Zinc) y el cátodo (bromo) que se encuentran separados por una membrana porosa. Durante la descarga de la batería, el zinc (que se encuentra ubicado en el ánodo, parte derecha de la imagen) se carga positivamente ( $Zn^{2+}$ ) y el bromo se convierte en bromo molecular ( $Br_2$ ), obteniéndose bromuro de zinc ( $ZnBr_2$ ). Durante la carga, el zinc se ubica al lado del electrodo y el bromo se desprende como disolución al otro lado de la membrana, reaccionando con el resto de compuestos para formar un compuesto denso que se sitúa en el fondo del tanque.

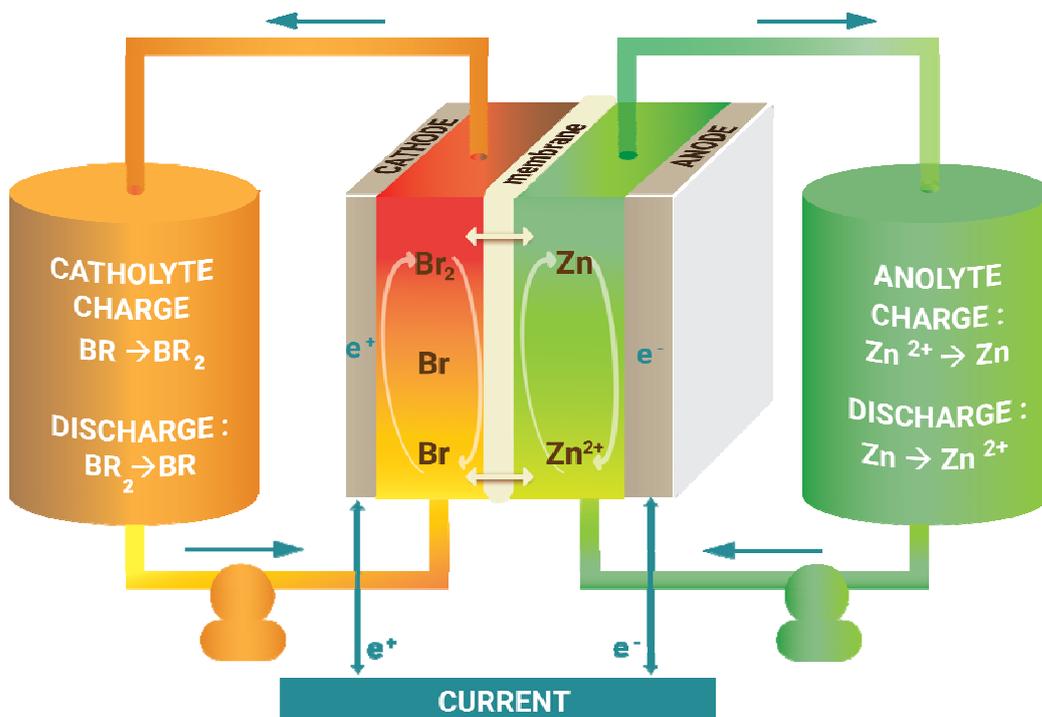


Figura 3-10. Funcionamiento batería Redox Zinc-Bromo

Este tipo de batería se encuentra menos desarrollada tecnológicamente que las VRFB.

#### 3.3.4.2.1 Ventajas e inconvenientes

Como principales ventajas de las VRFB:

- Alta capacidad de almacenamiento
- Alta eficiencia global (Rendimientos entre el 80 y 90%)
- No tienen problema de auto descarga
- Diseño flexible
- Gran fiabilidad
- Tiempos de respuestas rápidos (pocos milisegundos)
- Rango de potencia y de energía independientes
- Pueden operar a descarga completa sin deteriorar el estado de la batería
- Coste de mantenimiento bajo
- Elevada vida útil

Entre los principales inconvenientes:

- Baja densidad de energía
- Tecnología poco desarrollada
- Baja energía específica (30-50 Wh/kg)

#### 3.3.4.2.2 Rendimiento y ciclo de vida

Poseen una vida útil elevada, pudiendo llegar a funcionar más de 15.000 ciclos, unos 15 años de vida media. Además, ciclos de hasta el doble que los actuales con 25 años de vida útil han sido ya anunciados. El electrolito tiene una vida indefinida, pudiéndose por lo tanto reutilizar. El principal componente que requiere un mantenimiento y sustitución a los 7-10 años son las bombas de circulación.

Además de su elevada vida útil, este tipo de tecnología posee rendimientos elevados, en torno al 80 y 90%.

### 3.3.5 Supercondensadores

[64] Los supercondensadores, condensadores electroquímicos de doble capa, pseudocapacitores, ultracapacitores o EDLC por sus siglas en inglés, son dispositivos electroquímicos que poseen dos electrodos de carbón, un electrolito y un separador. Al igual que ocurre en los condensadores convencionales, el EDLC almacena la energía electrostáticamente, debido a la separación física de las cargas positivas y negativas, por lo que no hay transferencia de carga ente el electrolito y el electrodo. Se compone de un conductor iónico en estado líquido y uno electrónico en estado sólido. Los electrones, ante la aparición de un voltaje eléctrico, se acumulan sobre el electrodo negativo, atrayendo a los electrones del ánodo hacia la superficie de la capa (Como se puede comprobar en la figura 3-11). La falta de electrones en el electrodo positivo atrae a los electrones del ánodo, produciendo una separación de carga electrónica iónica que origina este tipo de supercondensadores.

Debido a la aparición de potencia eléctrica se forman dos capas en el electrolito, cerca de la superficie del electrodo, conocidas como capa de Helmholtz y que se puede ver en la imagen.

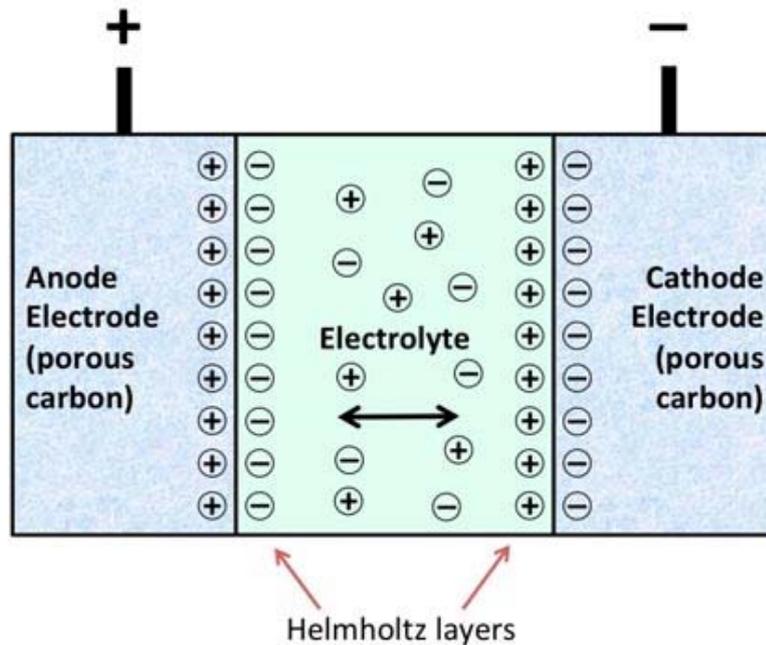


Figura 3-11. Funcionamiento supercondensadores

### 3.3.5.1 Ventajas e inconvenientes

Como principales ventajas:

- Elevados valores de potencia
- Carga y descargas en tiempos reducidos
- Ciclo de vida largo, eliminando costos de mantenimientos
- Baja impedancia con impulso de corriente mejorado, lo que permite un mejor manejo de carga.
- Alta eficiencia, del orden del 97-98%
- Funcionan correctamente en un rango amplio de temperaturas, entre  $-50^{\circ}\text{C}$  y  $100^{\circ}\text{C}$
- A diferencia de una batería convencional, la capacidad aumenta a medida que disminuye la temperatura
- Desprende muy poco calor durante sus procesos de carga/Descarga
- Pequeña degradación: Tan solo pierde un 20% de su capacidad después de 10 años
- No liberan sustancias peligrosas para la salud o medio ambiente

Inconvenientes:

- Bajo nivel de tensión, por lo que son necesarias las conexiones en series de varios elementos para obtener tensiones útiles de trabajo
- Baja energía específica
- Alto coste de fabricación
- Baja densidad de energía
- No poseen carga lineal, por lo que podemos no tener toda la energía disponible
- Poseen una tasa de auto-descargas muy elevadas

### 3.3.5.2 Rendimiento y ciclo de vida

En cuanto a la eficiencia coulombica de los EDLC podemos obtener valores cercanos al 100 % de rendimiento. La eficiencia del conjunto tiene valores muy elevados, situados entre los 97 y 98% en la mayoría de las aplicaciones. Sin embargo, hay que señalar, que según el estudio realizado en [65], para sistemas de almacenamiento con carga farádica, la eficiencia de los superconductores son menores del 80%.

En cuanto a su ciclo de vida, se sitúa en torno a los 2000 y 5000 ciclos.

## 3.4. Almacenamiento químico. Almacenamiento en forma de Hidrógeno

[66][67][68] Uno de los sistemas más atractivos en el tema del almacenamiento es el del par químico hidrógeno-oxígeno para obtener electricidad. Dado a que, como todo sabemos, el oxígeno forma parte del 20% de la atmósfera, siendo muy sencilla su obtención; en este tipo de almacenamiento solo hay que centrarse en almacenar hidrógeno.

Por lo tanto, este tipo de tecnología se basa en almacenar hidrógeno ( $H_2$ ) para su posterior uso. Sin embargo, uno de los temas más preocupantes, y aún sin resolver, en la economía del hidrógeno es precisamente su almacenamiento. La mayoría de las investigaciones en el almacenamiento de hidrógeno van dirigidas al almacenamiento de manera compacta y ligera, estudiando su optimización en distintos métodos como: altas presiones, temperaturas criogénicas, y la mayoría de ellos en el estudio de compuestos químicos fáciles de almacenar y que desprendan hidrógeno mediante enlaces químicos.

A diferencia de los hidrocarburos (como el propano o la gasolina), el almacenaje y transporte hidrógeno es más complicado. Para su almacenamiento, debido a la mala densidad de volumen del hidrógeno, se necesita un tanque de elevadas dimensiones. Otra de las opciones barajadas es la de almacenar el hidrógeno de forma líquida, pero éste requiere ser de manera criogénica (enfriarlo a la temperatura de ebullición) dado que él hidrógeno hierve a temperaturas entorno a los  $-250^{\circ}C$ .

### 3.4.1 Obtención de hidrógeno molecular

[69][70] Es importante distinguir, que el hidrógeno necesario no es el átomo de hidrógeno, el cual podemos encontrarlo con facilidad en la naturaleza, como componente de moléculas, si no el hidrógeno molecular, cuya existencia en la atmosfera es más pobre. Podemos obtener dicho hidrógeno molecular de 3 maneras posibles:

- Fotodisociación biológica: La producción de hidrógeno por biofotólisis del agua consiste en transformar el agua en hidrógeno y oxígeno mediante el uso de energía solar. Para ello, emplea el uso de microorganismos como cianobacterias y microalgas habitualmente.
- Reformado de combustibles: El objetivo principal de este método es el de extraer las moléculas de hidrógeno de los combustibles fósiles. Esto se consigue gracias a reacciones químicas que, desgraciadamente, además de la molécula de hidrógeno extraen moléculas de desecho, las cuales deben ser correctamente clasificadas.

Como principales combustibles fósiles: Gases como el etanol y el gas natural, líquidos como los gases licuados del petróleo (GPL), gasolina, metanol y diesel y sólidos como el carbón.

- Electrolisis: Una de las técnicas más conocidas, basada en romper los elementos que forman un compuesto aplicando electricidad. Es de vital importancia conocer el proceso de la electrolisis, pues de los métodos de obtención de hidrógeno, este es el más eficiente (eficiencia cercana al 99 o 100%), además de ser limpio y ecológico. Para ello, el esquema de la figura 3-12 nos servirá de apoyo.

El objetivo de la electrolisis del agua es la descomposición de la misma en los gases oxígeno ( $O_2$ ) e hidrógeno ( $H_2$ ) gracias a una corriente eléctrica continua, proporcionada por una fuente de alimentación externa conectada mediante electrodos al agua. El recipiente consta de 2 electrodos: uno cargado negativamente conocido como cátodo (electrodo izquierdo de la imagen) y otro cargado positivamente que es el ánodo (electrodo derecho de la imagen). Una vez aplicada la corriente eléctrica, el cátodo (al ser el electrodo negativo) atrae a los iones de carga positiva y el ánodo (electrodo positivo) atrae a los iones de carga negativa. Como se muestra en la figura x, en el cátodo se forma el hidrógeno, mientras que en el ánodo se forma el oxígeno.

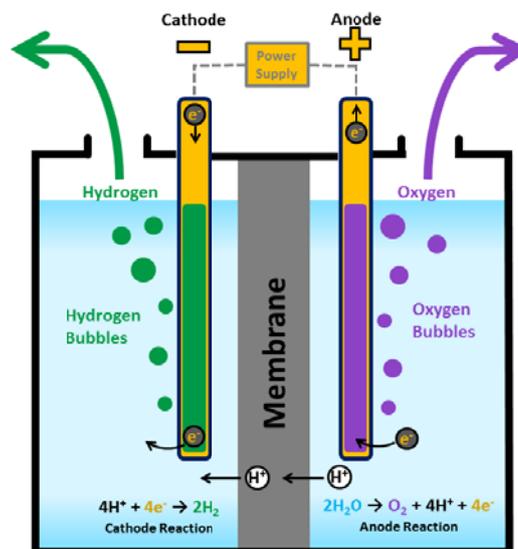


Figura 3-12. Obtención de hidrógeno mediante electrolisis

### 3.4.2 Almacenamiento del hidrógeno

[71][72] Como hemos comentado anteriormente, uno de los temas más preocupantes, y aún sin resolver, en la economía del hidrógeno es precisamente su almacenamiento. Existen distintos métodos para el transporte y almacenamiento de hidrógeno, clasificados en función de su estado de almacenamiento, bien sea en estado líquido, sólido o gaseoso:

- Líquidos criogénicos: Para este proceso, se necesita una cantidad de energía elevada, pues se basa en mantener el hidrógeno a temperaturas extremas de  $-253^{\circ}\text{C}$ . Aun partiendo de esta desventaja, este método se ha desarrollado de manera muy exitosa, gracias al avance en el desarrollo de materiales y técnicas para el aislamiento en los últimos años. Es necesario un sistema que permita el almacenamiento de hidrógeno líquido, normalmente en depósitos de almacenamiento que varían su funcionamiento dependiendo del tipo de aislamiento empleado, cantidad de hidrógeno almacenada y estructura.
- Gases comprimidos: La manera más sencilla de almacenarlo, puesto que los procesos visto anteriormente para la generación de hidrógeno, nos producen la obtención del mismo en estado gaseoso, con lo cual no hay que tratarlo para su almacenamiento y transporte. Sin embargo, estudios afirman que el almacenamiento de hidrógeno en forma gaseosa no es efectivo debido a la baja densidad del hidrógeno y a los elevados costes de los recipientes a presión necesarios para su acopio.
- Hidruros metálicos o materiales porosos: Se basa en permitir que el hidrógeno sea absorbido por un material de manera que presenten unas características mejores para su almacenamiento, como puede ser la obtención de una sustancia más densa. Presenta ventajas frente a lo voluminoso de los sistemas de almacenamiento gaseoso y lo poco práctico de los licuados, pero sin embargo presenta problemas de seguridad, deterioro del material y baja densidad de energía.

El método más eficiente y usado hoy en día para la generación de hidrógeno es el que emplea energías renovables mediante electrolisis. El concepto de generar hidrógeno a partir de energía eólica aparece en 1923 de la mano de John B.S. el primero en proponer la producción de hidrógeno y oxígeno empleando este tipo de energía renovable. En los años 30 se introdujo la utilización de generadores eólicos de elevada potencia para generar hidrógeno, y en los 60 se empezó a estudiar la electrolisis empleando energía solar y energía eólica.

La producción de hidrógeno mediante electrolisis empleando energía eólica presenta numerosas ventajas como apoyo en la integración de la energía eólica a la red:

- Dota a la energía eólica de una operación flexible, posibilitando consumir energía en momentos de precios bajos en el mercado eléctrico y devolviéndola a la red cuando sea necesario.
- En redes de distribución débiles, si se emplea el  $\text{H}_2$  como vector de gestión energética de la energía eólica producida, se disminuye la necesidad de reforzar la red.
- El factor de capacidad de la red se aumenta, ya que se suavizan los picos de producción eólica.

### 3.4.3 Generación eléctrica mediante hidrógeno

Principalmente son 2 los procesos empelados:

#### 3.4.3.1 Combustión del hidrógeno

Para la generación de electricidad, el hidrógeno se puede quemar directamente mediante el uso de ciclos combinados, turbinas de gas o como combustible de motores. Mediante este método se pueden conseguir eficacias elevadas, estando exento de desprender óxidos de carbono, ya que lo único que produce su combustión es vapor de agua. Como principal inconveniente, la temperatura de esta reacción es muy elevada, en torno a 3.000°C, lo cual supone problemas con los materiales de los equipos.

#### 3.4.3.2 Pilas de combustible

Las pilas de combustible son la mayor aplicación en el uso del hidrógeno como almacenamiento y producción de energía eléctrica. Su configuración es la de varias celdas apiladas que se comportan de manera similar a las baterías estudiadas en el punto anterior de la memoria, actuando como dispositivo electroquímico que gracias a la reacción de un combustible (como es el hidrógeno) con un comburente (el oxígeno) es capaz de transformar la energía química en energía eléctrica, en un proceso directo que no necesita procesos de combustión intermedios, lo cual contribuye al alto rendimiento de este tipo de proceso. Con respecto a los combustibles fósiles, el hidrógeno tiene un mayor rendimiento y una mayor densidad energética.

Para entender su funcionamiento, nos servirá de ayuda la figura 3-13. Como se muestra en la imagen, la pila de combustible está formada por dos electrodos: un ánodo (situado a la izquierda de la imagen y que es alimentado por el combustible, hidrógeno) y un cátodo (a la derecha de la imagen, alimentado por el oxidante en este caso oxígeno), un electrolito encargado de transportar los iones producidos en las reacciones, y una placa que actúa como colector de corriente y distribuidor de gases de la pila.

En principio, cualquier compuesto químico susceptible de oxidación y reducción química que pueda alimentarse de forma continua a la pila puede utilizarse como combustible y oxidante, respectivamente. Los más utilizados hasta el momento son el hidrógeno (combustible) que se alimenta al ánodo y el oxígeno (oxidante) al cátodo.

Por la parte derecha de la imagen entra el combustible, hidrógeno que se difunde a través del ánodo poroso y reacciona sobre la superficie del mismo con los iones OH<sup>-</sup>, gracias a un catalizador, formando agua y liberando electrones, como se muestra en (3-7)



Los electrones suben, como se puede comprobar en la imagen, hacia un circuito externo, estableciendo un flujo de corriente, dirigiéndose el agua generada hacia el electrolito. Esta agua se combina con el oxígeno en el cátodo y con los electrones que llegan del circuito externo para formando HO<sup>-</sup> y H<sub>2</sub>O según (3-8)



Finalmente, el electrolito transporta los iones  $\text{HO}^-$  y completa el circuito, siendo el agua eliminada de la célula.

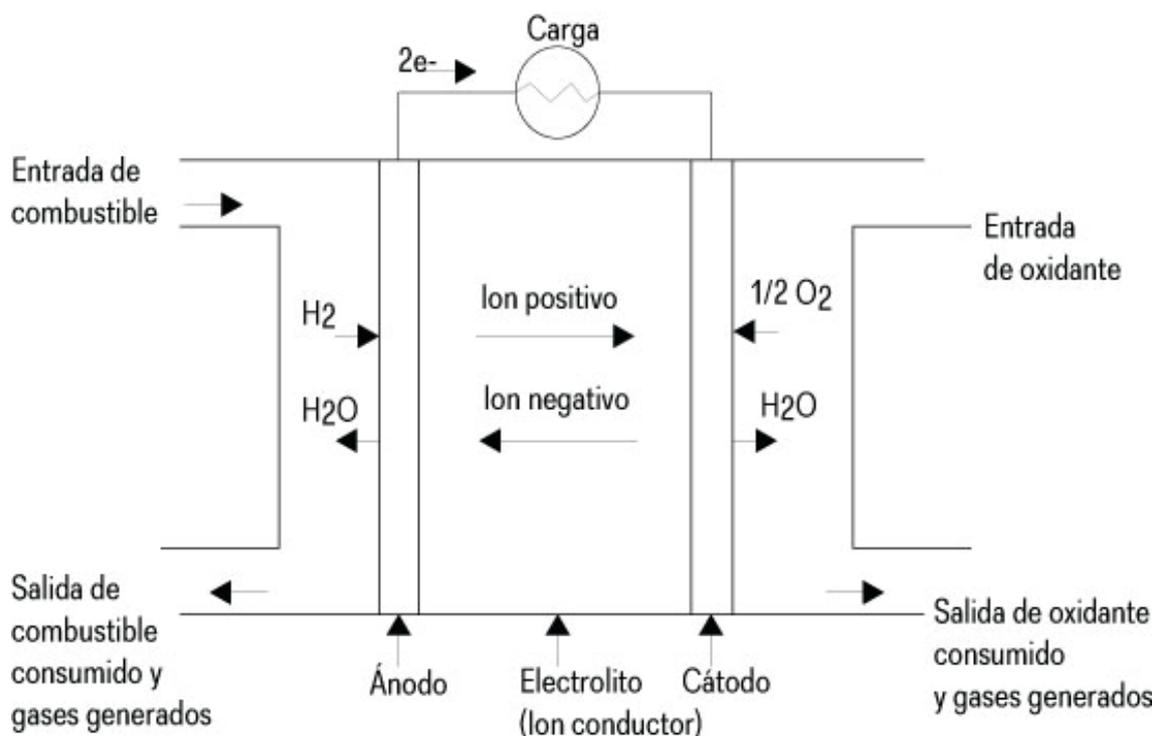


Figura 3-13. Funcionamiento pilas de combustible

### 3.4.4 Ventajas e inconvenientes

Como principales ventajas:

- Se puede producir de forma ilimitada
- Su combustión no contamina
- Es compatible con todas las energías primarias
- Es posible aplicar una construcción modular, pudiendo redimensionar el sistema
- Alta densidad energética del hidrógeno
- Elevado rango de almacenamiento de hidrógeno (Pudiendo almacenar del orden de algunos MW)
- Costes por kWh muy competitivos para grandes capacidades de almacenamiento de energía
- Presentan un tiempo de respuesta muy rápido, permitiendo su integración directa en la red para la gestión y control de la energía eléctrica.

Inconvenientes:

- Elevado coste
- Problemas de seguridad
- Necesidad de alta pureza del hidrógeno
- Baja eficiencia (menor al 50%)
- Tiempo de respuestas elevados: de horas e incluso días
- La introducción de estas tecnologías en aplicaciones de la red eléctrica requieren regulación

### 3.5. Almacenamiento térmico

[69] Dentro del grupo de almacenamiento térmico (TES) podemos englobar todas aquellas tecnologías cuya finalidad es la de acumular energía en forma de calor en un material determinado, como puede ser agua, sales fundidas, hormigón... Como en el resto de tecnologías estudiadas, durante los periodos de demanda reducida, se utiliza la energía eléctrica sobrante para almacenar energía en forma de calor, con el objetivo de utilizarla cuando sea necesario.

El almacenamiento de energía térmica se rige por el principio de conservación de la energía o primera ley de la termodinámica, según la cual, la energía interna de un sistema se puede cambiar si se realiza un trabajo sobre el mismo o si intercambia calor con otro:

$$Q = \Delta U + W \quad (3-9)$$

Donde, Q es el calor, W el trabajo y U la energía interna.

Las formas de almacenamiento térmico, materiales y las tipologías son tan amplias y variadas que se podría dedicar un solo trabajo fin de máster a este tipo de tecnología. En el presente apartado tan solo se pretende dar una breve descripción y clasificación de las mismas.

Si atendemos a la clasificación clásica del almacenamiento térmico según el medio de almacenamiento tenemos:

- Almacenamiento en forma de calor sensible
- Almacenamiento en forma de calor latente
- Almacenamiento de calor de reacción química

### 3.5.1 Almacenamiento en forma de calor sensible

El almacenamiento de calor sensible se realiza mediante el incremento de temperatura de un material, ya sea agua, líquido orgánico o sólido. La densidad de almacenamiento se determina por el calor específico del material, por lo que es conveniente que el material tenga una alta capacidad calorífica, además de estabilidad a largo plazo bajo ciclos térmicos, compatibilidad con el recipiente que lo contiene y bajo coste.

Una clasificación que podemos hacer dentro del almacenamiento en forma de calor sensible es según el tipo de material en el que se almacena el calor (medio líquido o sólido) o según su tipo de aplicación, donde encontramos:

- Almacenamiento subterráneo de baja temperatura: Hacen uso del agua subterránea para aplicaciones de climatización, aumentando el rendimiento de las mismas y suponiendo un ahorro importante, al tener el motor que realizar un menor trabajo. Este tipo de almacenamiento se divide en 2 tipos: Almacenamiento de energía térmica en pozos o conductos verticales y almacenamiento de energía térmica en acuíferos.
- Almacenamiento en centrales térmicas: Durante horas valle, donde las centrales térmicas se quedan fuera del mercado eléctrico, se utiliza el exceso de vapor para almacenar agua a elevada presión y temperatura, que en las horas pico es aprovechada, evaporándose gracias a su expansión en una turbina auxiliar.

### 3.5.2 Almacenamiento en forma de calor latente

Se almacena la energía en forma de calor latente, mediante un cambio de fase que puede ser fusión de un sólido a líquido o vaporización de un líquido a gas. Consiguiendo la energía eléctrica al hacer el proceso contrario.

El almacenamiento de calor latente es un proceso casi isoterma. Lo que puede suponer una mejora sustancial de la cantidad de energía almacenada en comparación al sistema anterior (calor sensible) por aun mismo rango de temperatura de ambos. Este tipo de almacenamiento es satisfactorio dado que la temperatura de entrada y salida del campo solar están limitadas por el fluido de transferencia y el ciclo de Rankine.

### 3.5.3 Almacenamiento en forma de reacción química

Se utilizan reacciones de calor de las reacciones químicas reversibles, de tal manera que durante el proceso endotérmico se produce el almacenamiento de energía térmica y durante el proceso exotérmico se produce la liberación de la misma. Este tipo de almacenamiento es el menos investigado y desarrollado hasta el momento, aún siendo el que mayor potencial presenta. Este tipo de almacenamiento presenta notables ventajas frente a los anteriores, dado que los productos químicos, tras la reacción presentan un potencial estimable ya que pueden ser almacenados indefinidamente a temperatura ambiente reduciendo considerablemente las pérdidas térmicas. Además de esto, hay que recordar que los procesos exotérmicos ocurren a temperatura constante si el calor es extraído a una razón que evite el calentamiento espontáneo. Las limitaciones en la transferencia de calor, la inestabilidad cíclica, problemas de reversibilidad de reacciones y su elevado coste son los causantes del lento desarrollo e implementación de este tipo de tecnología.

### 3.5.4 Ventajas e inconvenientes

Como principales ventajas:

- Almacenamiento a largo plazo con pérdidas reducidas
- Capacidad de almacenamiento elevada (De hasta 1000 MW)
- Capacidad de absorber los picos de consumo y disminuir el dimensionamiento de los sistemas de generación
- Fomentar el uso de energías renovables
- La acumulación de calor procedente de este tipo de tecnología permite reducir el consumo de energía primaria en usos industriales, edificios con elevado consumo térmico o centrales de generación eléctrica
- Reducir desviaciones temporales entre los perfiles de generación y consumo
- Capacidad de combinación de bombas de calor con sistemas de almacenamiento basados en calor sensible, impulsando su uso en los sistemas de calefacción y refrigeración de edificios
- Sistemas de acumulación en forma de calor sensible, como calentadores o acumuladores eléctricos, facilitan el uso de fuentes de calor distribuidas, así como la gestión de la acumulación de energía.

Como inconvenientes podemos señalar:

- Los mayoría de los materiales de muchas de las alternativas de almacenamiento térmico se encuentran aún en fase de desarrollo, con periodos de vida útil cortos
- La tecnología se encuentra en sus primeras fases de investigación
- Reducido número de experiencias en el uso de acumulación estacional y los sistemas de gestión de carga/descarga
- La integración de más de un sistema de generación en acumuladores domésticos presentan limitaciones de gestión y rendimientos bajos
- No existe regulación para el mercado de la energía térmica almacenada
- Tiempo de descargas elevados

### 3.6. Análisis económico de las distintas tecnologías

En el avance de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica hacia el éxito, existen distintas barreras que se deben superar, como son las barreras tecnológicas, barreras ambientales, sociales, geopolíticas y, la más importante de todas, barreras económicas. Y es que las mayores barreras para la incorporación de los sistemas de almacenamiento de energía en el sistema eléctrico, así como en otros campos de aplicación, se encuentran vinculados con los aspectos económicos. Un sistema de almacenamiento de energía, solo es rentable cuando sea más económico que cualquier otra alternativa que cumpla la misma finalidad, como por ejemplo producir la energía necesaria desde un generador convencional.

Excepto las instalaciones de bombeo o las baterías de plomo que son tecnologías ya maduras (El bombeo se desarrolla desde hace unos 25 años y las baterías de plomo hace unos 140 años), el resto de tecnologías estudiadas en el apartado anterior se encuentran aún en una fase de desarrollo tecnológico, encontrándose en una etapa de preconsolidación comercial, que supone unos costes elevados de dichas tecnologías.

Por todo esto, la evaluación de costes para los sistemas de almacenamiento es fundamental, de manera que se pueda comparar el valor del kWh almacenado en cada tecnología con respecto al valor medio del kWh. En este apartado, tan solo se pretende dar información del precio del kWh almacenado en cada tecnología, con el objetivo de compararlos, comprobar si se corresponden los precios con el grado de madurez de la tecnología y elegir la mejor opción para el estudio práctico de un sistema de almacenamiento en un pequeño consumidor realizado en los anteriores apartados.

#### 3.6.1 Centrales hidráulicas de bombeo

[1][5][6][8][9] Como se constata en el apartado 3.1.1.4 de la presente memoria, el rendimiento completo de una central de bombeo puede estar entre el 75 y 80%, dependiendo del tipo de central. Este rendimiento es muy variable dado que, por ejemplo, la eficiencia energética del ciclo de bombeo en plantas con diseños antiguos puede estar por debajo del 60% y en centrales modernas, la eficiencia puede superar el 80%.

Dentro de todas las tecnologías estudiadas en la presente memoria, los costes de almacenamiento del bombeo hidráulico son los menores, situándose el coste estimado de inversión por potencia en el rango de entre 500 y 1.500 €/kW y el coste de almacenamiento en el rango de 10-50 €/kWh. En dicho precio se tiene en cuenta el rendimiento de motores, turbinas, las pérdidas, etc. Dependiendo el coste de almacenamiento del rendimiento de la central.

Por el contrario, aunque el precio de almacenamiento energético y su necesidad de mantenimiento sean bajos, es necesario tener en cuenta la elevada inversión inicial que supone la creación de una central hidráulica.

Hoy en día, las centrales hidráulicas de bombeo son la solución comercial más viable para el almacenamiento de energía con el objetivo de mejorar la calidad y gestión de la red eléctrica.

#### 3.6.2 Volantes de inercia

[5][20][21][22][23] Dada su variabilidad de energía almacenada, resulta muy complicado conocer exactamente los costes de almacenamiento en este tipo de tecnología. Para su uso en pequeña escala, como puede ser el caso de vehículos, los costes de almacenamiento dependen considerablemente según la marca del vehículo y los fabricantes del volante, no pudiéndose encontrar aún precio para pequeña escala. En cuanto al almacenamiento a gran escala, se considera que el coste es de unos

140-370 €/kWh [7] y 80-700 [8].

Además, el coste de inversión inicial de los volantes también depende de la capacidad que se quiera almacenar, pues como se vio en el apartado 3.1.2 de la presente memoria, a mayor cantidad de energía almacenada, mayor es el tamaño del volante, y por lo tanto más caro la fabricación del mismo. Para un volante de inercia de capacidad estándar, el coste inicial ronda los 5000€.

### 3.6.3 Almacenamiento mediante aire comprimido

[1][5][20][31][32][33] Fijar un coste asociado al almacenamiento por aire comprimido es complicado, dado que se puede construir sistemas con potencias asociadas de centenares de MW a GW y con capacidades de horas, además del tamaño de la planta intervienen otras variables como: cantidad de aire almacenado, tipo de turbinas, motores, compresores, eficiencia etc.

Como regla general, cuanto mayor tamaño tenga la planta, mayor será el ahorro energético que conseguiremos tanto a corto como a largo plazo.

La compañía Silvent, con más de 40 años de experiencia en la investigación y la ingeniería del campo de la dinámica del aire comprimido, proporciona un ejemplo aproximado del coste de producción según los componentes de la tabla 3-1.

Tabla 3–1. Costes del CAES en una planta determinada

Componentes	Valor
Compresor helicoidal	6.080 l/min
Motor	37 kW
Coste de kWh	≈ 0,112 €
Gasto eléctrico/Gasto total	70%
<b>COSTE TOTAL</b>	<b>0,016 €/Nm<sup>3</sup></b>

Aproximadamente, el almacenamiento de una planta de 50-300 MW puede rondar los 9-13 €/kWh, un coste muy bajo, debido a su almacenamiento masivo.

Sin embargo, hay que tener en cuenta el gran desembolso económico que supone la inversión inicial en un sistema de este tipo, sobre todo si se trata de un depósito. Para la construcción de un CAES, se estima que la inversión inicial puede rondar los 40.000.000€ en España [6], incluyendo los equipos y creación de la cavidad.

### 3.6.4 Baterías Ión-Litio

[1][38][40][41] Como se verá más adelante, la industria automovilística es la promotora de esta tecnología, con su uso de almacenamiento de energía para el vehículo eléctrico. Hoy en día, sus costes de operación y mantenimiento son excesivos para esta aplicación, teniendo en cuenta su actual capacidad y ciclo de vida en comparación a otras baterías. Se estima, sin embargo, que con el incremento de producción y fabricación en masa junto con la utilización de materiales menos costosos, el precio se vea reducido considerablemente. Según un estudio [39], la estimación sobre la evolución de los costes para las baterías de Ion-Litio son los mostrados en la figura 3-14.

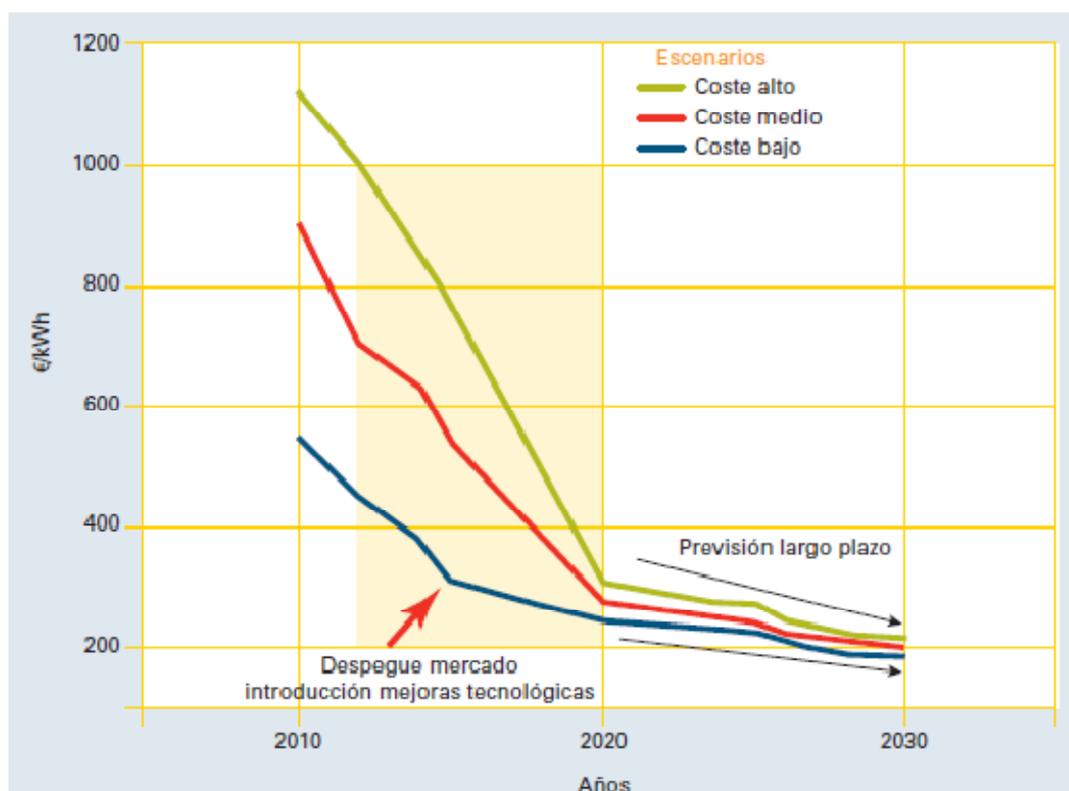


Figura 3-14. Estimación sobre la evolución de los costes en las baterías Ión-Litio

Sin embargo, cabe destacar que los diseños de baterías para redes, cuya capacidad es mayor, son casi el doble de caros que los previstos anteriormente para aplicaciones de movilidad eléctrica. Las esperanzas de esta tecnología están puestas en la reducción del coste de sus materiales frente a los costes de otras tecnologías como plomo-ácido o sodio de alta temperatura.

Actualmente, el costo de almacenamiento de Ion-Litio para baterías en automóviles ronda entre los 400 y 500 €/kWh, esperándose un límite para los próximos años de 100 €/kWh para baterías en automóviles, y en torno a 180 €/kWh para su uso de almacenamiento en redes eléctricas.

### 3.6.5 Baterías de Sodio-Sulfuro

[1][4][38][46][49][50] A pesar de, como comentamos en el apartado 3.1.5 de la presente memoria, sus problemas de seguridad, las baterías de sodio-sulfuro son lo suficientemente maduras para su instalación con garantías en grandes instalaciones, con tiempos de descarga de más de 8 horas. Los sistemas de control requeridos para evitar el desgaste de sus componentes deben ser muy precisos, pues este tipo de tecnología genera descargas muy profundas.

Hoy en día existen implementados 270 MW de batería Na-S en Japón, encargada de almacenar energía de procedencia renovable, y se prevé que la tecnología aumentará a más de 1 GW de capacidad instalada para 2020 en todo el mundo.

Sus costes son elevados, del orden de 400 €/kWh entre coste de producción y mantenimiento, pero las previsiones para los próximos años son esperanzadoras, pudiendo decrecer el coste en hasta un 30% de su valor actual.

### 3.6.6 Baterías de plomo-ácido

Las tecnologías Plomo-Ácido basadas en el uso de electrodos de carbón, como se vio en el anterior capítulo, permiten obtener características interesantes para sus aplicaciones en redes eléctricas. Su diseño en sistemas de grandes decenas de MWh es posible gracias a su modularidad, previéndose costes de producción y almacenamiento en torno a 100 €/kWh en un corto plazo.

Además, las características de esta tecnología facilitan su uso en sistemas híbridos, pudiendo ser una alternativa para minimizar costes en el uso de almacenamiento para energías renovables.

Los costes de las baterías de plomo-ácido avanzadas son de unos 350 €/kWh, utilizadas hoy en día en sistemas fotovoltaicos, así como en aplicaciones de automóviles de motor de combustión, en tracción y en aplicaciones industriales como SAI y regulación de carga.

### 3.6.7 Baterías de flujo de redox

[59][60][61][62][63] Una de las ventajas de este tipo de tecnología es que la capacidad energética y la potencia del sistema son completamente independientes, lo cual supone una capacidad de almacenamiento de hasta 10 horas. Otra de sus características principales, debido a la escalabilidad y modularidad de esta tecnología, es su amplio rango de potencia (entre 10 y 15 MW), además de su corto tiempo de respuesta (cuestión de milisegundos) y su larga vida útil.

Las previsiones de costes rondan los 400 €/kW, que teniendo en cuenta su larga vida útil y el elevado número de ciclos, sitúa los costes por kWh/ciclo por debajo de céntimos de euro el ciclo, lo que supone una tecnología muy rentable.

### 3.6.8 Supercondensadores

El coste de almacenamiento en los supercondensadores depende notablemente del modelo de condensador elegido, capacidad del mismo, densidad de potencia, fabricante, etc. Como rango medio, el coste de almacenamiento de los supercondensadores ronda los 10-20 €/kWh.

Los costes de inversión de los supercondensadores son elevados.

### 3.6.9 Almacenamiento en forma de hidrógeno

Los costes de almacenamiento de energía en forma de hidrógeno son muy reducidos en comparación a otros sistemas de almacenamiento vistos: entre 0.2 y 0.5 €/kWh, reduciéndose los costes a mayor escala. Sin embargo, un sistema de almacenamiento posee un coste inicial muy elevado, además del coste también elevado que supone generar el hidrógeno por cualquiera de los métodos visto en el apartado 3.1.11 de la presente memoria. Como referencia, el coste de producción del hidrógeno por electrolisis en una central solar ronda los 5-7 €/kg.

Es una técnica que aún se encuentra en desarrollo, por lo que no existen muchos estudios exactos de inversión inicial, así como costes de almacenamiento concretos.

### 3.6.10 Almacenamiento térmico

Debido a la gran variabilidad del almacenamiento térmico, dependiendo los materiales utilizados, la utilización del almacenamiento, el proyecto, etc. Los costes que supone este tipo de tecnología son bastantes inexactos. Algunos estudios valoran su precio en 250-2500 €/kWh [73].

El coste final de acumulación depende de la capacidad o la potencia acumulada, teniendo en cuenta como costes los costes de inversión, operación y mantenimiento. Los costes están referidos además a la energía o potencia suministrada desde el sistema de almacenamiento al consumidor, con lo cual se tienen en cuenta las capacidades de almacenamiento y las pérdidas provocadas por los procesos de

carga/descarga durante el periodo de acumulación.

Según el Instituto de Investigación en Recursos Cinegéticos (IREC), para cada unas de las principales tecnologías de acumulación térmica, los costes de los parámetros comentados anteriormente son los recogidos en la tabla 3-2:

Tabla 3–2. Características básicas de los principales sistemas TES

Tecnología TES	Capacidad (kWh/tn)	Potencia (kW)	Eficiencia (%)	Periodo de acumulación	Coste (€/kWh)
Sensible (caliente)	20-80	1-10.000	50-90	Día-mes	0,08-0,1
Sensible (fría)	10-20	1-2.000	70-90	Hora-semana	0,08-0,1
Sensible (estacional ATES)	5-10	500-10.000	50-90	Día-mes	0,16-0,4
Sensible (estacional BTES)	5-30	100-5.000	50-90	Día-mes	0,16-0,4
Latente	50-150	1-1.000	75-90	Hora-semana	10-50
Termoquímica	120-350	10-1.000	75-100	Hora-día	8-40

Por su coste reducido, y la posibilidad de consumir la energía eléctrica durante las horas valles o utilizar sistemas de energía renovables distribuidos que posee esta tecnología, se pueden considerar como una opción interesante para su integración a la red eléctrica, evitando problemas de sobredimensionamiento de las mismas o apaciguando sus curvas de carga.

### 3.7. Tabla comparativa de tecnologías

A modo de resumen y para que se más sencillo comparar las principales características estudiadas en este apartado de la memoria.

Tabla 3–3. Tabla comparativa tecnologías de almacenamiento

Tecnología	Rendimiento ciclo (%)	Potencia (MW)	Vida útil (años)	Densidad de energía (Wh/kg)	Coste (€/kWh)
Bombeo	75 %	100-5.000	5-100	0,04-1,5	10-50
Volantes de inercia	85-95 %	0,002-20	>20	5-130	150-700
CAES	55/70/75 %	100-300	25-40	30-60	9-13
Li-Ion	90 %	50	5	250	400-500
Na-S	90 %	50	10	250	400
Pb-ácido	78%	30	≈120	60-100	100-350
Flujo redox	85-90 %	7	≈ 20	50	400
Supercondensadores	90-98%	≈ 1	≈ 20	0,5-15	10-20
Hidrógeno	50 %	1	-	-	0,5
Térmico	50-100 %	10	-	-	0,08-40

# 4 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

---

EN el presente capítulo se hace un análisis de la situación actual de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en el mundo, recalando alguno de los proyectos reales de mayor escala o influencia para cada tecnología, así como el estudio de las claves principales para el crecimiento de cada tecnología vista en el apartado anterior.

## 4.1. Centrales hidráulicas de bombeo

### 4.1.1 Estado actual. Proyectos reales

El bombeo reversible es la tecnología de almacenamiento de energía más madura en la actualidad, además de ser la tecnología más utilizada tanto en España como en el mundo. Las primeras plantas de bombeo emergen en Suiza, Austria e Italia en 1890. En estas primeras plantas, se utilizaban por separado bombas y generadores con turbinas. A partir de 1950, el diseño predominante en este tipo de centrales era la bomba-turbina reversible, que posibilitaba en un solo equipo almacenar la electricidad y consumirla. El desarrollo de esta tecnología se acelera en los años 60, gracias al uso de almacenamiento de energía producida por las centrales nucleares y ofreciendo electricidad en horas de máximo consumo. En los años 90, debido a la bajada de los precios del gas natural, su desarrollo disminuye en muchos países, convirtiéndose las turbinas de gas en un sistema más competitivo para suministrar electricidad en horas punta. Además, se pararon varios proyectos por la preocupación medioambiental y los permisos, más restrictivos, necesarios.



Figura 4-1. Central hidroeléctrica de bombeo “Robert Moses Niágara” en Lewiston, New York, cerca de las cataratas del Niágara

Esta tecnología se encuentra en medio de la generación y el transporte. Por el simple hecho que la generación neta de la electricidad, producida por este tipo de central, puede ser negativa, no se considera como una planta de generación, y aunque ayudan a retrasar aumentos de la infraestructura de transporte de energía eléctrica, en muchos países como en EEUU no se consideran infraestructura de transporte. Debido a esto, su desarrollo se vio afectado en países en los cuales se separó la generación del transporte.

En la figura 4-2 se puede ver la evolución histórica de la potencia instalada en el mundo, en GW.



Figura 4-2. Evolución histórica de la potencia instalada en centrales hidráulicas de bombeo en el mundo

Debido a la paulatina preocupación por el cambio climático y la misión global de reducir las emisiones de carbono en la generación de electricidad, en los últimos años ha crecido el interés comercial por las instalaciones hidráulicas de bombeo. Se aprecia en la gráfica de la imagen anterior como ya en 2009 existían unos 120 GW de potencia instalada a nivel mundial.

Actualmente las centrales hidroeléctricas reversibles representan la mayor capacidad de almacenamiento de energía en red, suponiendo el 97% de la capacidad de almacenamiento a nivel mundial, según los datos del departamento de la energía de EEUU, como se muestra en la figura 4-3.

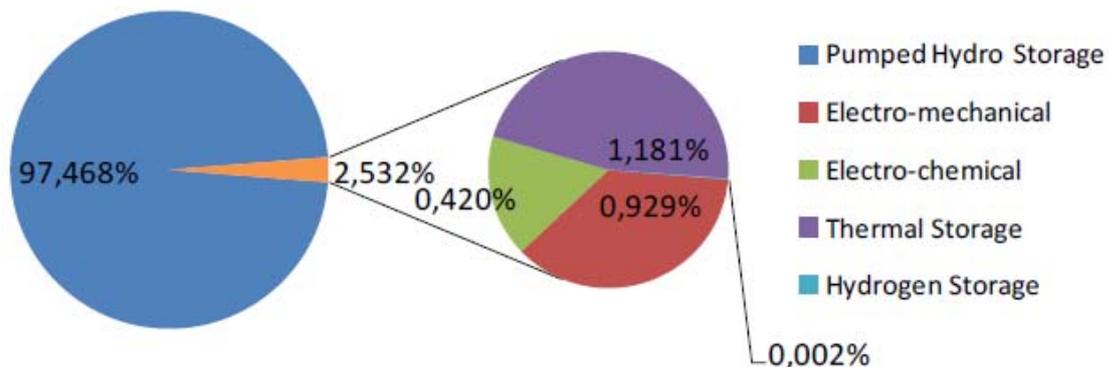


Figura 4-3. Diagrama del porcentaje de tecnologías de almacenamiento según su capacidad

Existen en la actualidad unos 183 GW de potencia instalada en centrales de bombeo, repartidos en 352 centrales en todo el mundo, muchas de ellos que superan 2000 MW de potencia y saltos grandes (superiores a 500 metros). No necesariamente un gran salto nos supone una potencia elevada, pues la potencia depende además del caudal. Entre las centrales de gran salto encontramos las centrales de Piastra Edolo y chiotas, en Italia, con 1260 y 1070 metros de salto respectivamente y Grand Maison, en Francia, con 955 metros de salto. Como se comentó anteriormente, un gran salto no es sinónimo de gran potencia, pues por ejemplo la central de Lewiston (Niágara) consigue una potencia de 2.880 MW con un salto de tan solo 33 metros, debido a que su caudal de agua es muy elevado.

En la tabla 4-1 se recogen las centrales de bombeo con mayor potencia en el mundo, donde destaca el Bath Country Pumped Storage Station, con 3.003 MW, en Virginia (Estados Unidos). El tiempo de duración de descarga de esta central es de 10 horas y 18 minutos a plena carga.

Tabla 4-1. Centrales de bombeo con mayor potencia del mundo

Nombre	País	Fecha	Salto (m)	Potencia (MW)
Bath County Pumped Storage Station	Estados Unidos	1985	380	3.003
Lewiston (Nicaragua)	Estados Unidos	1961	33	2.880
Guangzhu	China	2000	554	2.400
Dneister	Rusia	1996	150	2.268
Ludington	Estados Unidos	1973	110	1.980
Racoonn MT	Estados Unidos	1979	310	1.900
Dinorwing	Reino Unido	1984	545	1.890
Tianhuangping	China	2001	590	1.800
Grand Maison	Francia	1987	955	1.800

Además de la preocupación por el cambio climático, otro de los aspectos fundamentales del desarrollo del bombeo es el creciente interés por el almacenamiento de energía eléctrica, especialmente por la integración de fuentes de energías renovables no controlables. En países como Japón se ha empezado a utilizar una variante con el mar como depósito inferior de almacenamiento de agua, con una planta instalada en Okinawa en 1999.

Además de la creciente construcción de pequeñas plantas de bombeo que aprovechan infraestructuras de canales existentes, se está investigando la posibilidad de aprovechar los pequeños desniveles presentes en canales dotados de compuertas para su explotación como plantas de bombeo con capacidades de entre 5 y 25 GWh. El aprovechar este tipo de infraestructuras existentes conlleva un ahorro en el coste inicial de fabricación de centrales de bombeo. Uno de los países que más está impulsando esto es Alemania, con se está potenciando el uso de dichos emplazamientos, aprovechando por el ejemplo el ascensor de barcos de Scharnebeck, ubicado en Lüneberg, para almacenar energía, con una capacidad de 25 MWh.



Figura 4-4. Ascensor de barcos de Scharnebeck, Lüneberg, utilizado para almacenar energía con capacidad de 25 MWh

Otra de las alternativas, es la de poder usar cavernas subterráneas como depósitos inferiores de agua, con un cierto símil a los ya estudiados en apartados anteriores sistemas de almacenamiento de aire comprimido, pero en esta ocasión los depósitos almacenarían agua.

Por otra parte, la gran mayoría de las centrales de bombeo existentes fueron construidas hace varias décadas, lo que supone que sus instalaciones estén dotadas de tecnologías arcaicas, las cuales se pueden renovar, aumentando la capacidad de las centrales. Además de esto, la mayoría de las plantas hidroeléctricas existentes se pueden reformar, añadiendo en ellas bombas reversibles y convirtiéndolas en centrales hidráulicas de bombeo.

El siguiente gráfico muestra la distribución geográfica de los proyectos de bombeo operativos en el mundo, donde se ve que Japón, china y Estados Unidos posee la mayor cantidad de energía almacenada en centrales de bombeo del mundo.

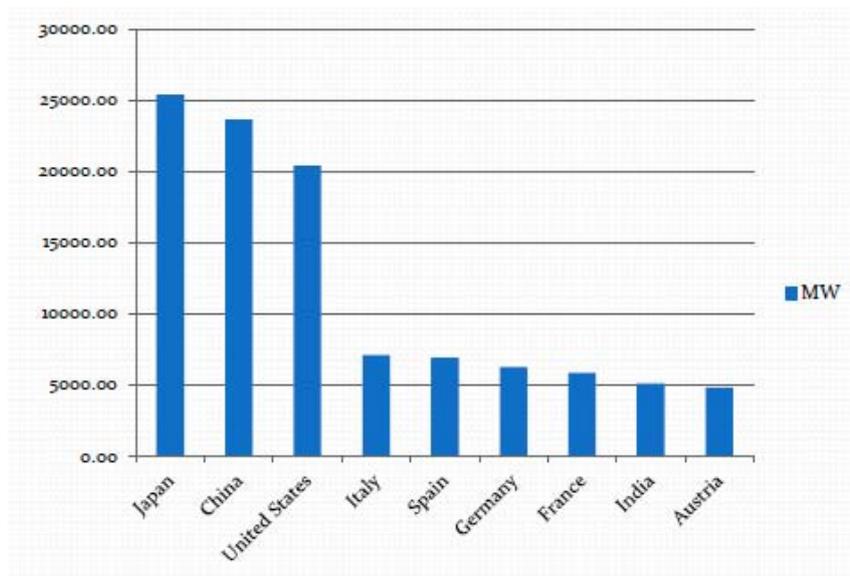


Figura 4-5. Distribución geográfica de MW de bombeo operativos en el mundo

#### 4.1.1.1 Central hidroeléctrica de bombeo "Moralets"

En España existen unos 8000 MW de potencia en centrales de bombeo, repartidas en 22 proyectos a lo largo de la península. La central con mayor salto es la de Moralets, situada en el municipio de Montanuy, Huesca. El complejo hidroeléctrico se encuentra ubicado en la cabecera del río Noguera Ribagorzana y está constituido por dos embalses, separados a una distancia de 5 kilómetros y aprovechando un desnivel de 480 metros, con un salto de 799 metros. El embalse superior (Llauset) se sitúa en la cerrada del lago natural del mismo nombre y el inferior (Baserca), en el río Noguera Ribagorzana.

Combinada con estos embalses se encuentran dos centrales subterráneas: Moralets y Baserca. La central de bombeo es la de Moralets, que dispone de 200 MW de potencia y utiliza el desnivel existente entre ambos embalses, disponiendo de 3 grupos binarios turbina-bomba, alternador-motor. El agua es bombeada al embalse superior en horas de baja demanda de energía para ser turbinada en horas punta.

En el circuito hidráulico del salto de Moralets cabe destacar: la galería de presión de 3.600 metros de longitud perforados con máquina tuneladora, la chimenea de equilibrio de tipo bicámara con pozo de enlace y la tubería forzada que se ubica en una galería inclinada de 45° y 1 kilómetro de longitud.

La energía producida y consumida se transporta, a través de una línea de 220 kV que enlaza en Pont de Suert con la red general de ENHER. Esta línea está preparada para pasar a 380 kV, con vistas a una posible ampliación de la central de 200 MW más.

En la Figura 4-6 se muestra un esquema general de la central hidroeléctrica de bombeo Moralets.

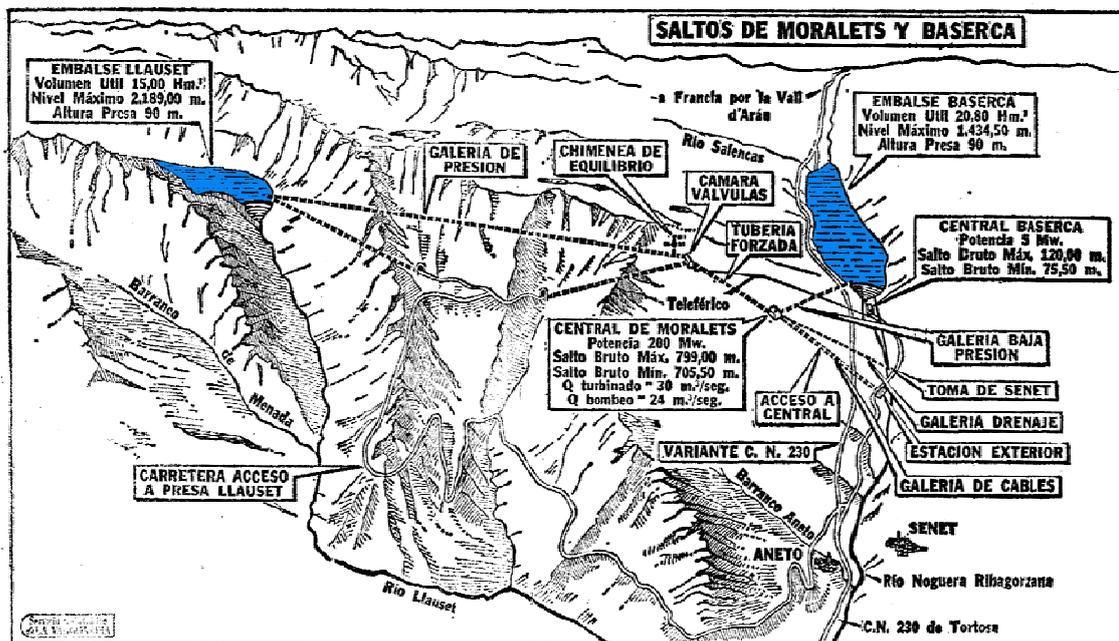


Figura 4-6. Esquema general de la central hidroeléctrica de bombeo Moralets

### 4.1.2 Claves para su crecimiento

El objetivo principal de las centrales de bombeo, y su diseño inicial era para operar a máxima potencia durante varias horas al día para abastecer durante las horas de pico la cantidad de energía necesaria. Hoy en día se busca, además, incrementar sus opciones de trabajo y que sirvan para regular frecuencias y para operar con cada vez menos tiempo de reacción en un amplio rango de potencias. La forma de operar de estas centrales varía según la cantidad de generación renovable se inyecte en la red.

Por lo tanto, una de las claves de su futuro desarrollo es la de incrementar la flexibilidad de operación. Para esto es necesario que las turbinas de la central tengan por una parte la capacidad de generar un amplio rango de potencias y por otra parte, la capacidad de regular su velocidad, permitiendo una mayor regulación de la potencia generada.

Debido a la importancia que se prevé tendrán los sistemas de almacenamiento en un futuro, y el fuerte incremento de los mismos, en los próximos años se estima que exista un incremento de explotación más allá del típico rango de desniveles para las centrales de bombeo, como se comentó anteriores apartados. Las turbinas deberán ser optimizadas para asegurar la máxima viabilidad, tanto para valores inferiores de salto de 100 metros, como mayores a los 700 metros, para superar así las limitaciones geográficas de esta tecnología y asegurar su capacidad de regulación de potencia con sistemas de velocidad controlable o sistemas multietapas regulables.

Por lo tanto, se puede considerar que el mayor reto del almacenamiento de energía eléctrica mediante centrales de bombeo es la capacidad de desarrollar turbinas con una mayor flexibilidad, que permita operar en rangos entre el 50 y 100% de su potencia máxima y el uso de velocidad variable, además de una reducción de los tiempos de arranque y transición bombeo-generación.

A parte de la visión tecnológica, se requiere del desarrollo de un modelo de negocio y una regulación que considere la energía generada a partir de las centrales de bombeo, y remuneraciones para contrarrestar las inversiones en flexibilidad, capacidad de almacenamiento y corrección de los impactos medioambientales.

## 4.2. Volantes de inercia

### 4.2.1 Estado actual. Proyectos reales

Forman parte de su ámbito de aplicación actividades de calidad de energía (regulación de frecuencia, sistemas híbridos y sistemas de alimentación ininterrumpida), industria del transporte (vehículos híbridos y catenarias de trenes), industria aeroespacial (satélites y catapultas en portaviones). Actualmente se está investigando y desarrollando para ampliar el campo de utilización del volante de inercia en actividades comerciales.

De todas las aplicaciones anteriormente, la aplicación principal de los volantes de inercia se encuentra los sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI), de los que posee una cuota de mercado de más del 6%. También tiene gran importancia en aplicaciones de estabilización de frecuencia de la red, para la que ofrecen gran fiabilidad, debido a sus características de rápida velocidad de respuesta.

Su rápida respuesta permite asegurar el aporte en un breve intervalo de tiempo de grandes cantidades de energía, convirtiéndose en un complemento perfecto para la regulación de tensión y frecuencia en la red cuando hay fuentes renovables de generación de energía como parques eólica y/o fotovoltaica o en redes inteligentes.

La figura 4-7 muestra un módulo de 1 MW / 250 kWh de la planta de regulación de frecuencia con volantes de inercia en Stephentown (EE.UU.). Cada volante de inercia ofrece una potencia de 100

kW y una capacidad de almacenamiento de 25 kWh.



Figura 4-7. Volantes de Inercia en Stephentown (EE.UU.)

#### 4.2.1.1 Volantes de inercia en el reactor de fusión Joint European Torus

El Joint European Torus, JET, es el reactor de fusión de confinamiento magnético de plasma experimental más grande del mundo. Se encuentra situado en una vieja base de la RAF cerca de Culham, en las afueras de Oxford, en el Reino Unido.

Los requisitos de energía del JET durante el pulso de plasma son alrededor de 500 MW, con un pico de más de 1.000 MW. Debido a que el consumo de energía de la red principal se limita a 575 MW, se construyeron dos volantes de inercia de grandes dimensiones, con el objetivo de proporcionar la potencia pico necesaria.

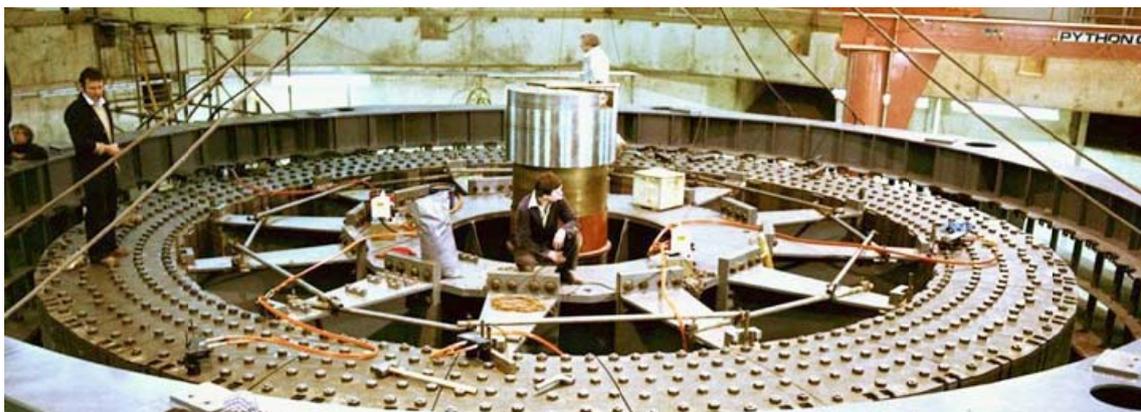


Figura 4-8. Volante de Inercia en Joint European Torus Stephentown (EE.UU.)

El peso de cada volante es de 775 toneladas, contando con un diámetro de 10 metros puede girar hasta 225 rpm y almacenar 3,75 GJ (1,04 MWh). A este ritmo de giro, el borde del volante gira a una velocidad de 380 km/h.

Para su aceleración, cada volante utiliza un motor eléctrico de 8,8 MW, pudiendo generar 400 MW durante 9,3 segundo, es utilizado unas 20 veces al día.

#### 4.2.1.2 Proyecto volante de inercia de Red Eléctrica de España (REE)

En España, el mayor volante de inercia instalado se encuentra en Lanzarote, donde Red Eléctrica Española ha desarrollado un proyecto de estabilización de frecuencia y tensión gracias a un volante de inercia. Lanzarote es una isla aislada, uno de los mayores problemas cuando existe un sistema eléctrico aislado es la falta de estabilidad de la frecuencia, lo cual puede producir desconexiones automáticas de ciertas cargas del sistema eléctrico, un efecto potencialmente indeseable. Este hecho hace necesario volver a restablecer el equilibrio entre demanda y generación. Además, estos desastres empeoran la calidad del suministro eléctrico de los demandantes.

La tecnología con mayores ventajas de viabilidad económica y mayor seguridad del sistema, para solventar el problema comentado, es el volante de inercia, dado que el volante de inercia es capaz de dar una gran cantidad de energía en muy poco tiempo, contribuyendo a la estabilización de la frecuencia, control de las tensiones, capacidad para ofrecer una tensión determinada a una carga, evaluar de la viabilidad técnica y económica de futuros proyectos de volantes de inercia y también la mayor posibilidad de integrar las energías renovables en el sistema eléctrico.

El volante de inercia, instalado en 2012 en la subestación de Mácher 66 kV, inyecta o absorbe energía de la red a una potencia máxima de 1,65 megavatios (MW) durante aproximadamente 12 segundos y aporta un total de unos 18 megavatios por segundo (MWs) de energía eléctrica. El coste total del proyecto fue de 1,5 millones de euros. La figura 4-9 muestra la estructura del volante de inercia instalado por REE en Lanzarote.

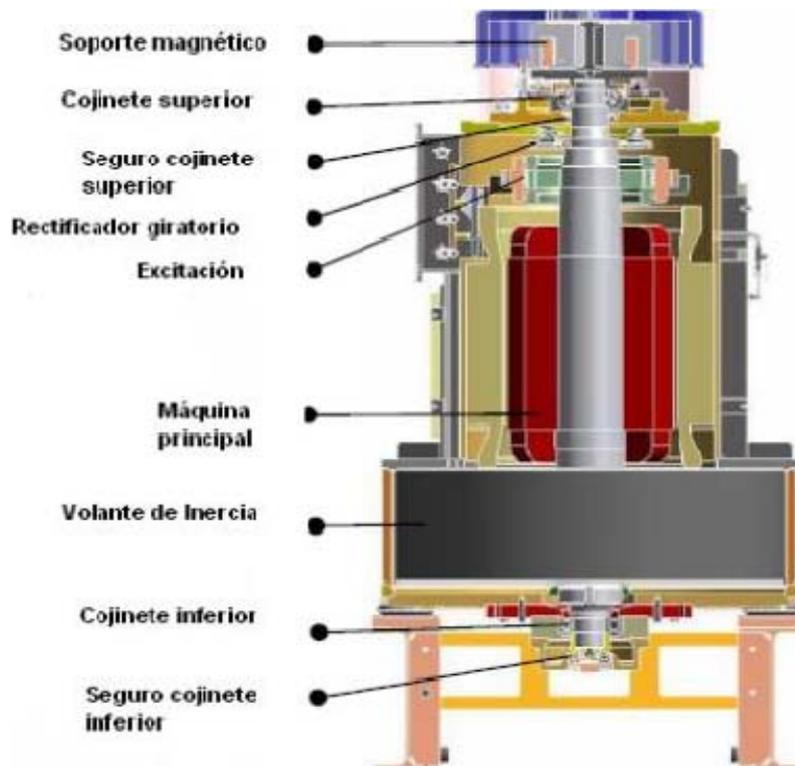


Figura 4-9. Estructura del volante de inercia

## 4.2.2 Claves para su crecimiento

El volante de inercia, gracias a los desarrollos tecnológicos y a la investigación, se puede llegar a convertir en una manera muy adecuada de almacenamiento.

Para su evolución y su afianza en el mercado, los volantes de inercia deberían:

- Investigación y desarrollo de tanto, nuevos materiales como nuevas formas de producción, con el objetivo de disminuir los costes, incrementando sus prestaciones energéticas. Alcanzar mayores rangos de energía es crítico, pero para ello es preciso disponer de materiales más resistentes a la deformación causada por las fuerzas centrífugas. De hecho, es el material del rotor el limitante de la capacidad energética del sistema.
- El desarrollo de nuevas máquinas eléctricas que permitan intercambiar energía con la carga o la red de forma más rápida y con mayores capacidades de potencia.
- El desarrollo de nuevas técnicas de rodamientos, que permitan sin problemas las velocidades de 10.000 revoluciones por minuto de los volantes. Nuevas técnicas de rodamientos magnéticos o de levitación utilizando superconductores están en desarrollo pero todavía precisan probar su fiabilidad y durabilidad.
- Nuevos sistemas de comunicaciones que permitan el control del sistema
- Incremente en la mejora de los sistemas de seguridad actuales.

Comentar, por último, que los volantes de inercia a pequeña escala están incrementando mucho su número, gracias a sus aplicaciones en transporte, previéndose que aumenten exponencialmente debido al incremento de los coches eléctricos e híbridos en el mercado.

## 4.3. Almacenamiento mediante aire comprimido

### 4.3.1 Estado actual. Proyectos reales

Como se señaló en el apartado 3.1.3, el sistema CAES ha sido desarrollado para diversos diseños estructurales. Hoy en día existen dos sistemas prácticos basados en la tecnología CAES diabático: La planta de Huntorf (Alemania) que está funcionando desde 1978 y la de McIntosh (EE.UU.) operativa desde 1991.

Se están llevando a cabo investigaciones actualmente para explorar otros tipos de sistemas CAES y se pretende modificar el mecanismo de almacenamiento de este tipo de tecnología, probándose depósitos y cámaras de almacenamiento terrestres y subterráneos para su uso. Otra vertiente es la de almacenar, además del aire comprimido en las cámaras, el calor disipado durante la compresión, proporcionando una forma de almacenamiento de energía más larga y eficiente.

Por lo tanto, a pesar de la relativamente alta madurez de la tecnología CAES, existen pocos ejemplos a gran escala, aunque se ha de decir que el número de proyectos implementando nuevos demostradores presenta un gran crecimiento y, al mismo tiempo, grandes elementos de evolución de la tecnología CAES en todas sus modalidades.

#### 4.3.1.1 Planta de Huntorf

La planta de Huntorf, construida por E.ON-Kraftwerk's en 1978, proporciona una potencia nominal de 321 MW/642 MWh y fue diseñada para proporcionar servicio de arranque a centrales nucleares en el Mar del Norte y para suministrar potencia en horas de elevado consumo eléctrico. Siendo la primera planta CAES del mundo, fue diseñada originalmente con un volumen de almacenamiento capaz de suministrar potencia durante dos horas, se modificó posteriormente para proporcionar tres horas de funcionamiento y mantener la seguridad de la red ante el rápido crecimiento de la potencia eólica instalada en el norte de Alemania.

El almacén subterráneo de aire comprimido consiste en dos cavernas cilíndricas con un volumen total de 300.000 metros cúbicos, en una formación salina (domo salino), diseñado para trabajar entre 46 y 66 bar y a 600 y 850 metros de profundidad, destinándose una de ellas para arranque en frío de la central nuclear. Es capaz de conseguir el arranque en frío en solo 6 minutos. La eficiencia del ciclo es del 42%.

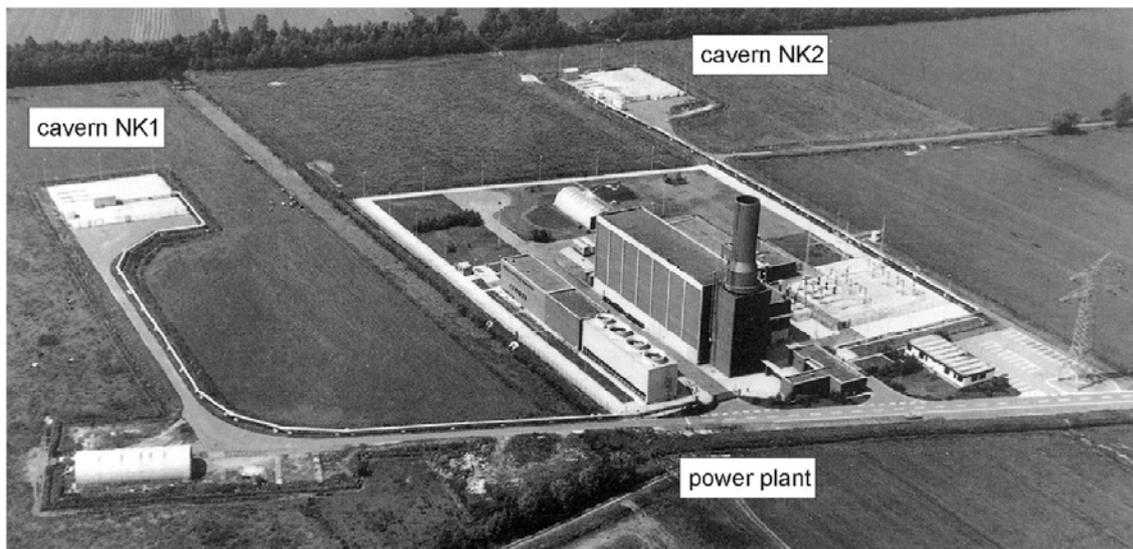


Figura 4-10. Planta de almacenamiento de aire comprimido en Huntorf - Alemania

#### 4.3.1.2 Planta de McIntosh

La planta de McIntosh fue construida por Power South Energy Cooperative y es operada por AEC (Alabama Electric Corporation) desde 1991. Almacena el aire comprimido en una caverna de sal de 220 pies de diámetro y 1.000 pies de altura, para un volumen total de 10 millones de pies cúbicos.

En carga completa, la caverna se presuriza a 1100 psi, y se descarga para 650 psi. Durante la descarga, 340 libras de aire fluyen hacia fuera de la caverna cada segundo. La caverna se puede descargar durante 26 horas, produciendo una potencia de 110 MW.

La unidad de turbina también hace uso de un intercambiador de calor aire-aire para precalentar el aire de la caverna con el calor residual de la turbina. El sistema de recuperación de calor residual reduce el consumo de combustible en aproximadamente un 25%. En comparación con las turbinas de combustión convencionales, el sistema alimentado-CAES puede poner en marcha en 15 minutos en lugar de 30 minutos, utiliza solamente 30% a 40% del gas natural.



Figura 4-11. Planta de almacenamiento de aire comprimido en McIntosh – Alabama (Estados Unidos)

#### 4.3.2 Claves para su crecimiento

A la hora de conseguir unos límites óptimos de funcionamiento de las plantas CAES convencionales se debe asegurar unos rendimientos altos en los compresores y en las turbinas, además de llevar al sistema a niveles más altos de temperatura a la entrada de cada turbina, con el objetivo de mejorar el comportamiento. Más allá de estos parámetros, un comportamiento óptimo del recuperador debe asegurarse en relación a la mejora total del ciclo.

Una de las claves fundamentales para su consolidación es la reducción de sus costes. Costes de 10 a 20 €/kWh, con eficiencias AC-AC del orden del 75% y con emisiones cero de CO<sub>2</sub> son necesarios para asegurar su competitividad. Para conseguir esto, se debe desarrollar sistemas compresores y de expansión del aire para diferentes opciones diabáticas, adiabáticas e isotérmicas.

Su evolución requiere de estudios geológicos más avanzados, con el objetivo de encontrar un mejor almacenamiento terrestre o submarino, además de estudios sobre nuevos materiales de menor coste, mayor capacidad calorífica, buena conductividad térmica y baja degradación, aptos para la captura y la gestión del calor almacenado para el CAES adiabático.

Y es que, aparte de los sistemas CAES convencionales, las mayores tasas de emisión y coste del combustible, así como la mayor implicación del público y los gobiernos en la conservación del medio ambiente, hacen cada vez más interesante la planta CAES adiabática. Este tipo de planta alcanza niveles menores de potencia con respecto a la planta convencional, añadiéndose a su vez problemas referidos al almacenamiento energético, aún no desarrollados tan ampliamente como para asegurar un almacenamiento perfecto del calor producido durante la compresión. Esta tecnología (CAES adiabáticos) aún se encuentra en proceso de desarrollo.

## 4.4. Baterías lón-litio

### 4.4.1 Estado actual. Proyectos reales

Las baterías de Li-ion han pasado a sustituir a las convencionales baterías alcalinas en una gran parte de los dispositivos electrónicos usados hoy en día, sobre todo en aplicaciones pequeñas como teléfonos móviles, ordenadores portátiles y cámaras digitales.



Figura 4-12. Batería Li-ion iPhone 6

Gracias al desarrollo de los nuevos materiales, se puede mejorar las prestaciones de este tipo de baterías, obteniendo dispositivos de alta potencia para aplicaciones de vehículos eléctricos y almacenamiento de energía estacionaria. Además de sus características dinámicas, ya que tarda tan solo 200 ms en alcanzar el 90% de la potencia nominal, con una eficiencia de ida y vuelta del 78% en 3.500 ciclos. Presentan una autodescarga de solo 1-5%, sin ningún efecto de memoria, como ocurre con otro tipo de baterías, con lo cual se posicionan en aplicaciones en las que el tiempo de respuesta es importante.

Actualmente existen un número elevado de fabricantes de baterías Li-Ion, debido a que el impulsor de esta tecnología es la industria automovilística, para el sistema de almacenamiento de energía eléctrica en vehículos eléctricos. Aunque la mayoría de su aplicación sea esta, también se ha expandido su uso en las redes eléctricas.

Existen muchas compañías eléctricas evaluando sistemas de 25-50 kW como elementos de almacenamiento de energía eléctrica distribuidos, llegando algunas de ellas a implementar ya pruebas de almacenamiento de baterías Ion-Litio en las redes eléctricas.

Por ejemplo, EDF Energy Networks y ABB, han instalado sistemas experimentales (200 kW durante una hora) en granjas eólicas y fotovoltaicas para ayudar al control de la tensión, la regulación de la

frecuencia, la corrección del factor de potencia, la compensación dentro de la capacidad de la batería de la intermitencia, el soporte a la rampa de conexión, el mantenimiento de la potencia hasta que fuentes alternativas sean conectadas, la mitigación de las oscilaciones o la reserva.

Otros de los fabricantes que ha desarrollado un sistema de baterías Li-Ion es Siemens, dirigido a redes inteligentes, con posibilidades de expansión a rangos de 2 MWh y potencias de salida de hasta 8 MW.

Todos estos productos están todavía en fase de demostración y evaluación, siendo necesaria una investigación más profunda en la tecnología, con más proyectos de demostración de baterías de grandes capacidades, así como para aplicaciones domésticas de menor capacidad, para validar el nivel de robustez de las baterías soportando energías renovables.

#### 4.4.1.1 Tehachapi

Un ejemplo de aplicación de baterías Li-ion en las redes eléctricas es el proyecto de Tehachapi, en California (Estados Unidos), que se ubica en el área de producción de energía eólica de Tehachapi.



Figura 4-13. Parque eólico Tehachapi

La compañía Southern California Edison lanzó el Proyecto de Almacenamiento de Energía Tehachapi, que utiliza 608.832 baterías de iones de litio para conservar la electricidad limpia no utilizada. La de 32 megavatios incluye una zona de turbinas eólicas para almacenar energía renovable en 1.920 metros cuadrados, en la localidad de Tehachapi, California.

El sistema de almacenamiento de este proyecto consta de una batería de ion-litio basada en cátodos de fosfato, de 8 MW con 4 h de autonomía (32 MWh de capacidad de almacenamiento). Esta área es una de las mayores del mundo en potencial de producción de energía eólica, con 4.500 MW de potencia eólica.



Figura 4-14. Baterías Ion-Litio para almacenar energía en el parque eólico Tehachapi

#### 4.4.1.2 Proyecto almacena

En España, Red Eléctrica Española también se unió al desarrollo de las baterías de Ión-Litio para su integración en la red eléctrica, con el proyecto almacena en 2013, con la finalidad de aumentar la eficiencia del sistema eléctrico.

Se instaló un sistema de almacenamiento de energía, en concreto una batería de ión-litio con una potencia de en torno a 1 MW y una capacidad de al menos 3 MWh, para evaluar las capacidades y características técnicas que presenta este tipo de tecnología, con el objetivo de mejorar la eficiencia de la operación de los sistemas eléctricos.



Figura 4-15. Batería de ión-litio instalada en la subestación de transporte de Carmona (Sevilla)

El sistema de almacenamiento se instaló en la subestación de Carmona 400/220kV y está constituido por el equipo de almacenamiento electroquímico, el sistema convertidor, los sistemas de comunicación y control y una aplicación de usuario. Para poder ser supervisado y controlado en todo momento, el sistema está conectado con los sistemas de comunicación de Red Eléctrica. El sistema de almacenamiento se ha instalado en un contenedor de 16 metros de largo que contiene 30 “racks” de celdas prismáticas de ión-litio.

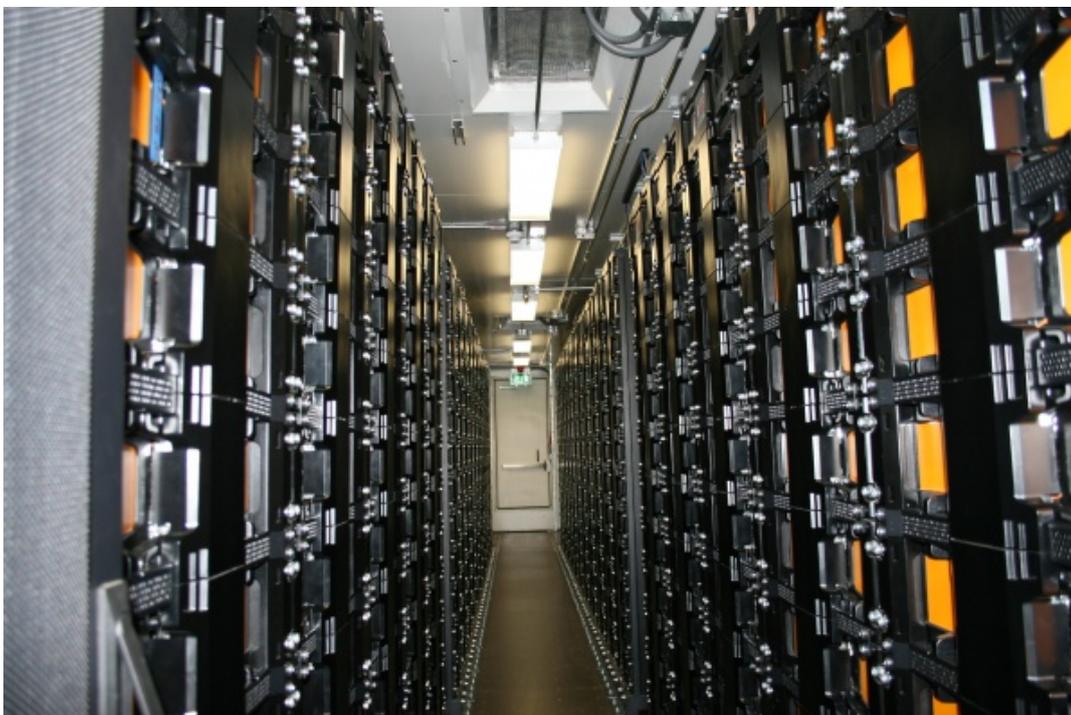


Figura 4-16. Interior de la batería de ión-litio instalada en la subestación de transporte de Carmona (Sevilla)

#### 4.4.2 Claves para su crecimiento

Son muchas las mejoras que deben darse para la consolidación definitiva de este tipo de baterías. Algunas de ellas son:

- Reducción de los costes de sus materiales y fabricación
- Ampliar el rango de temperatura de trabajo de las baterías
- Incrementar el número de ciclos, o lo que es lo mismo, aumentar su vida útil
- Incrementar la seguridad de las baterías
- Herramientas exactas de telegestión de parámetros importantes en las baterías, como control de temperaturas, tensión, corriente...
- Definir una metodología clara de reciclado

Con todas estas mejoras, la tecnología Ion-Litio competirá en los próximos 20 años en costes y vida media con otras tecnologías electroquímicas como NaS, VRB o ZnBr, con tiempos de respuestas y capacidad de energía similares.

Aunque actualmente se encuentran muy cotizadas y extensamente usadas en el mundo, gracias en parte a la industria del automóvil, este tipo de baterías podría perder su mercado en redes eléctricas con solo una fracción de su coste, en función de la evolución de sus prestaciones y siempre que no

sea capaz de reducir sus costes actuales.

Aunque se pudiese considerar una tecnología “madura” por el hecho de que las primeras celdas de ion-litio fueron comercializadas en Japón en 1991 para las aplicaciones en sistemas electrónicos portátiles, lo cierto es que su introducción en el mercado de las redes eléctricas es verdaderamente reciente, enfrentándose a desafíos pendientes de resolver, y aunque nuevos materiales, como aleaciones de fundición de silicio son muy prometedores, esta tecnología está en fase de desarrollo y demostración para las aplicaciones en almacenamiento de energía.

## 4.5. Baterías de Sodio-Sulfuro

### 4.5.1 Estado actual. Proyectos reales

El desarrollo de las actuales baterías NaS se debe en gran parte, a la cooperación de las empresas japonesas desde 1984 NGK Insulators, Ltd. y Tokyo Electric Power Company (TEPCO). Juntas trabajan en desarrollar unas celdas con capacidad suficiente como para desplazar el consumo de las horas punta a horas valle.

El factor clave para conseguir estos objetivos es el desarrollo de tubos de beta-alúmina de muy alta calidad y dimensiones precisas con gran diámetro. Uno de sus modelos puede inyectar 50 kW de potencia nominal durante 7 h. La densidad de energía y la eficiencia energética de este tipo de baterías son muy elevadas, contando con 151 kWh/m<sup>3</sup> de densidad de energía y un 85% de rendimiento.

Este tipo de tecnología se lleva empleando en todo el mundo en sistemas de potencia hace más de 20 años, aunque mayoritariamente en Japón, desde la década de 1980.

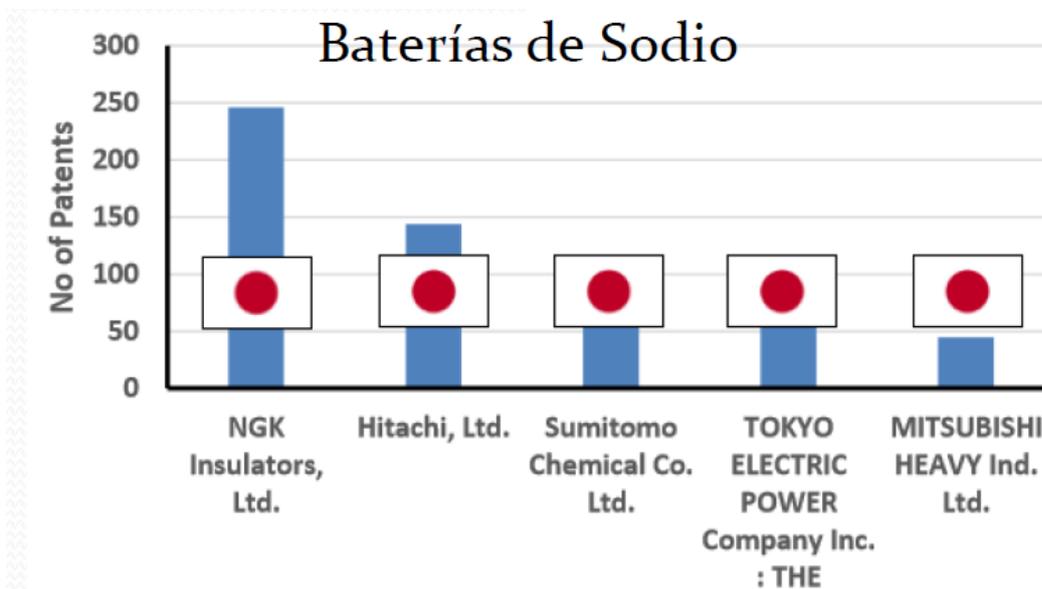


Figura 4-17. Empresas con mayor número de patentes de baterías NaS en el mundo

Las baterías NaS cuentan con módulos normalmente de 50 kW y entre 350-450 kWh, una eficiencia de 90% y unos 2.500 ciclos de vida útil.

Por características como estas, las baterías de Sodio están llamadas a ser las grandes candidatas para aplicaciones en redes eléctricas, con usos de descargas rápidas en breve intervalo de tiempo o servicios de gestión de la energía a más largo plazo. En la figura 4-18 se muestra una instalación típica de esta tecnología, apta para el desplazamiento de carga de horas punta a horas valle.



Figura 4-18. Módulo de Batería NaS en Luverne (Minnesota)

Además de las características nombradas anteriormente, cabe destacar que las baterías de sodio no muestran reacciones parásitas, las cuales son comunes en los electrolitos acuosos, por el contrario presentan grandes pérdidas térmicas, principalmente debidas a la alta temperatura necesarias de operación.

Como pasaba con la batería de Ion-Litio comentada en el apartado anterior, las baterías NaS también se han visto desarrollada en los últimos años debido a su uso en vehículos eléctricos, en concreto la de tipo Na-NiCl (baterías de sodio-cloruro de nitrato o comúnmente conocidas como baterías ZEBRA) que han notado un progreso en los últimos 20 años, sobre todo en Alemania, Reino Unido y Sudáfrica. Por ejemplo, el modelo de vehículo eléctrico ThinkCity, es propulsado por baterías Na-NiCl, con capacidades de 28 kWh, permiten una autonomía de 170 km.

Asimismo, en el campo de redes eléctricas, existen una amplia cantidad de proyectos, ya que en los últimos años se ha producido un elevado crecimiento de kW instalados de esta tecnología. En la tabla x se muestran algunas de las instalaciones a escala mundial.

Tabla 4-2. Instalaciones de baterías Na-S en el mundo

Nombre	País	Localización	Potencia (kW)	Funcionamiento (año)
TEPCO (Tokyo Electric Power Company)	Japón	Diferentes localizaciones alrededor de Tokio	≈200.000	2008
HEPCO (Hokkaido Electric Power Company)	Japón	Wakkanai City, Hokkaido	15.000	2008
Otras compañías eléctricas japonesas	Japón	Diferentes localizaciones	≈60.000	2008
JWD (Japan Wind Development Co. Ltd)	Japón	Rokkasho Cillage, Aomori	34.000	2008
AEP (American Electronic Power)	Estados Unidos	Charleston (WV), Bluffton (OH), Milton (WV), Churubusco (IN), Presidio (TX)	11.000	2009
NTPA (New York Power Authority)	Estados Unidos	Long Island (NY)	1.000	2008
PG&E (Pacific Gas and Electric Company)	Estados Unidos	-	6.000	2008
Xcel	Estados Unidos	Luverme (MN)	1.000	2008
Yunicos	Alemania	Berlín	1.000	2009
Enercon	Alemania	Emden (Baja Sajonia)	800	2009
EDF	Francia	Isla Reunión	1.000	2009
ADWEA (Abu Dhabi Water & Electricity Authority)	Emiratos Árabes	Abu Dhabi	48.000	Opera parcialmente

#### 4.5.1.1 Parque eólico Rokkasho

Una de las instalaciones de baterías de NaS se encuentra en el parque eólico de Rokkasho-Futamata, en Aomori (Japón). El proyecto Rokkasho-Futamata, puesto en marcha en 2008, proporciona 34 MW de potencia y una capacidad de almacenamiento de 238 MWh al parque eólico, el cual dispone de una capacidad de generación de 51 MW.

Los 34 MW de reserva en forma de batería de NaS permiten el suministro de energía eólica generada en horas de bajo consumo a horas pico. Las baterías se cargan de noche, cuando la demanda de energía es menor, para luego poder suministrar la electricidad almacenada a la red juntamente con la electricidad generada por las turbinas eólicas durante los intervalos de pico de demanda. Así se consigue un suministro continuo de electricidad a la red, incluso durante períodos durante los cuales la producción de electricidad cae a consecuencia de un descenso de las rachas de viento. La temperatura de trabajo de este sistema se mueve entre los 300 y 350 °C y la eficiencia del ciclo se estima entre el 89% y el 92%.

Este sistema de almacenamiento, fabricado por NGK Insulators, pertenece a la compañía Japanese Wind Development Co. (JWD). El coste del proyecto combinado (turbinas más baterías) es aproximadamente el 180% del coste de las turbinas. Así, el coste adicional de las baterías, que aumenta enormemente el coste del proyecto, es un importante impedimento para la expansión de esta tecnología.

En la figura 4-19 se pueden ver las 17 baterías de NaS, con capacidad de 2 MW cada una de ellas, instaladas en el parque eólico de Rokkasho, en Aomori (Japón). Cada batería se encuentra monitorizada e integrada junto a la gestión de los 51 MW eólicos del parque a través de un control centralizado. Las baterías están confinadas en un recinto cerrado para protegerlas del aire salino altamente corrosivo de la zona.



Figura 4-19. Baterías de NaS instaladas en el parque eólico de Rokkasho, en Aomori (Japón)

## 4.5.2 Claves para su crecimiento

Debido a su alta temperatura, este tipo de tecnología requiere un sistema optimizado de aislamiento térmico y una metodología de calentamiento, con el fin de minimizar el consumo de energía. Este sistema debe estar integrado en sus herramientas de control y diagnóstico, incluyendo protocolos estandarizados de comunicaciones para facilitar su integración y control en operación en la red eléctrica.

Además, uno de los principales inconvenientes es la fragilidad del electrolito sólido, el cual constituye un alto riesgo de explosión, lo que puede significar un inconveniente para su popularización o una complicación en su uso debido a las medidas extra de seguridad. De hecho, en Septiembre de 2011 una de las baterías de NGK se incendió, obligando a la compañía a solicitar una suspensión temporaria del uso de su producto.

Además, a pesar de las buenas sensaciones demostradas en los diferentes test de esta tecnología, para que siga siendo competitiva se debe reducir sus costes durante los próximos años, en base a una mejora de su ciclo de vida, mediante la introducción de nuevos materiales con menos corrosión.

Por lo que se debe superar importantes retos de materiales, diseño de celda y de sistema apilado, herramientas y elementos de control y diagnosis para asegurar sus prestaciones. Una reducción de su inversión inicial, junto con los bajos costes del kWh/ciclo que posee actualmente las baterías de NaS, convertirán a esta tecnología en una de las mejores opciones para almacenamiento de energía eléctrica.

## 4.6. Baterías de plomo-ácido

### 4.6.1 Estado actual. Proyectos reales

La batería de Pb-ácido son una de las tecnologías de batería electroquímica más antigua (1890-Planté) y desarrollada, siendo el uso en los automóviles una de sus aplicaciones más conocidas.

Mediante una reingeniería de las baterías, para sopesar su elevado peso y baja densidad energética, las baterías secundarias de plomo-ácido se pueden utilizar también para el almacenamiento de energía a pequeña escala en estaciones de comunicaciones, en subestaciones eléctricas o emergencias y en plantas industriales.

La aplicación de las baterías Pb-ácido a gran escala es la de servir de “reserva rodante” en las plantas de producción de energía eléctrica, para compensar pequeñas fallos de los equipos o suministrar energía cuando otras plantas se ponen en línea.

Estos sistemas toman energía de la red cuando la tensión o la frecuencia son elevadas, y retornan esta energía a la red cuando comienza a ceder la tensión o la frecuencia.

Hoy en día, y debido al breve tiempo en el que la batería proporciona energía, son usadas como baterías de arranque para motores, baterías de tracción que suministran cantidades bajas de corriente en tiempos largos (por ejemplo, para carros de golf) o para uso estacionario (por ejemplo, Sistemas de alimentación interrumpida o energías renovables).

Debido a las exigencias actuales en los sistemas de almacenamiento, se requiere que la batería posea duraciones de almacenamiento más largas y, por tanto, la redefinición de estos sistemas para poder obtener mayores capacidades de energía y potencia, lo cual requiere nuevos diseños y nuevas químicas que ofrezcan mayor robustez de la estructura del electrodo, garantizando mayores ciclo de vida útil. Los electrodos de Pb-C son utilizados para combinar la alta densidad de energía de una batería con la alta potencia, incrementando así el ciclo de vida y durabilidad de las baterías. La incursión del carbono en los electrodos negativos no cambia la naturaleza de las reacciones de

transferencia de carga, pero si incrementa la potencia específica de la batería y reduce la sulfatación durante los ciclos de carga.

Como se comentó en el apartado 3.1.6, la variante de batería de plomo mejorada con carbono (VRLA) posee una mejora del ciclo de vida, pudiendo tener descargas de la batería más profundas.

Hay una gran cantidad de fabricantes de baterías Plomo-Ácido. Dos de los más importantes son:

- YUASA BATTERY: Dispone de bancadas de baterías Pb-ácido con corrientes máximas de 1.200 A y capacidades máximas de hasta 200 Ah. Uso industrial, telecomunicaciones, Sistemas de Alimentación Interrumpida y otras aplicaciones de gran potencia.
- EXIDE TECHNOLOGIES: Posee también un amplio catálogo de baterías para aplicaciones de potencia con capacidades de entre 50 a 5.000 Ah y una vida útil de 25 años.

Se han desarrollado diversas experiencias de campo en base a estas tecnologías, como se puede comprobar en la tabla 4-3.

Tabla 4-3. Instalaciones de baterías Pb-ácido

Nombre	Aplicación	Fechas operación	Potencia (MW)	Energía (MWh)
Crescent Electric Membership Cooperative (ahora Energy United), BESS, Statesville, NC (EE.UU.)	Nivelación de la curva de demanda diaria	1987- mayo de 2002	0,5	0,5
Berliner Kraft- und Licht (BEWAG) Battery System, Berlin (Alemania)	Previsión de reservas de potencia para el control primario de frecuencia del sistema eléctrico y regulación de frecuencia	1987-1995	8,5	14
Southern California Edison Chino Battery Storage Project, CA (EE.UU.)	Previsión de reservas de potencia para el control secundario y terciario de frecuencia del sistema eléctrico, apoyo a la estabilidad del sistema eléctrico; apoyo al control de tensión mediante la regulación de potencia reactiva...	1988-1997	14	40
Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) Battery System, Puerto Rico	Previsión de reservas de potencia para el control primario de frecuencia del sistema eléctrico y regulación de frecuencia	11/1994- 12/1999	20	14
PQ2000 Instalación en Brockway Lithography Planten Homerville, Georgia (EE.UU.)	Calidad de potencia, y sistemas que aseguran un continuo suministro de energía a cargas críticas durante posibles incidencias o faltas de suministro de la red exterior	1996-2001	2	0,055
Metlakatla Power y Light (MP&L), Alaska (EE.UU.)	Regulación de tensión y desplazamiento de sistemas auxiliares diesel	1997- actualidad	1	1,4

Entre los ejemplos de la tabla 4-3, podemos destacar por ejemplo el de San Juan Puerto Rico, donde existe una planta en operación desde 1994, de 20MW/14MWh que provee reserva rodante (spinnig reserve), control de la frecuencia y control de tensión durante 15 minutos.

Otro de los proyectos destacados es el sistema ubicado en Chino (California), que se terminó a finales de 1988 y consiste en baterías Plomo-Ácido de tamaño industrial que combina células en serie y paralelo obteniendo un sistema de 14 MW/40MWh entregando energía a la red eléctrica durante 4 horas. En 1995 se estimaron los costes en más de 150 euros/kWh para la batería; pudiéndose situar hoy en día en unos 80 euros, debido al decrecimiento de los costes.

#### 4.6.2 Claves para su crecimiento

Como se ha venido comentando en este apartado y se puede intuir a estas alturas, el principal reto de esta tecnología consiste en superar el bajo número de ciclos. Para ello, se trabaja desde hace años en distintas opciones que modifiquen a las baterías clásicas de Plomo-Ácido con el fin de conseguirlo:

- Nuevos materiales para electrodos especialmente dirigidos a la opción plomo-carbón.
- Asegurar su óptimo funcionamiento en el rango de  $-30\text{ °C}$  a  $+60\text{ °C}$
- Nuevos electrolitos y uso de aditivos en los electrolitos ácidos.
- Validación de la tecnología en pruebas de campo para consolidar su fiabilidad en régimen de operación.

### 4.7. Baterías de flujo de redox

#### 4.7.1 Estado actual. Proyectos reales

El desacople de la potencia y la capacidad de energía en las baterías de flujo de Redox, dotan a esta tecnología de las capacidades necesarias para su uso en almacenamientos de energía que requieran versatilidad, pudiéndose aplicar gracias a su corto tiempo de respuesta en SAI, nivelación de carga, telecomunicaciones, ahorro en pico de consumos, centrales eléctricas e integración de eólicas o fotovoltaicas.

Cubre rangos de capacidades de almacenamiento de energía eléctrica de media a gran escala, lo cual hace que se conviertan en un tipo de tecnología factible para las redes eléctricas. Sin embargo, esta tecnología no es la más indicada para las aplicaciones domésticas o residenciales o para los vehículos eléctricos.



Figura 4-20. Sistema de almacenamiento de baterías de flujo de Vanadio en Hokkaido (Japón)

Existen en el mundo una cantidad numerosa de proyectos con esta tecnología, concretamente 60, aunque la cantidad total de potencia y capacidad instalada es escasa, sumando todos los proyectos tan solo 55 MB.

Una de las empresas que lleva desde 1999 instalando una gran parte de estos proyectos, 20 para ser exactos, es Sumitomo Electric Industries, en Japón, con una amplia gama de aplicaciones y potencia instalada, desde medianos a grandes proyectos que incluyen almacenamiento de energía eólica, en los cuales se ha demostrado una eficiencia de las baterías del 80%

En 2001, esta compañía instaló un sistema de almacenamiento de vanadio de 240 kW/520 kWh en Sudáfrica del Sur, usando seis celdas de 40 kW. En 2003, instaló un sistema de 250 kW/1 MWh para HydroTasmania, en Australia, con el objetivo de almacenar energía eólica sustituyendo el combustible diesel que hasta entonces usaban para este fin. Ese mismo año instalaron otro para la misma compañía en la Isla King (Tasmania) de 200 kW / 800 kWh.

En 2004, la compañía VRB Power, instaló un sistema de 250 kW/2 MWh para dar soporte a la estabilidad de la red en zonas rurales de EE.UU.

En Europa también existen varios demostradores, entre los que podemos destacar el de Riso (Dinamarca) con capacidades de 15 kW/120 kWh.



Figura 4-21. Batería Redox 1MW en pullman (Washington)

Sumitomo Electric Industries, ha instalado un sistema de 4 MW / 6 MWh en , en Japón, para el almacenamiento de la energía eólica y la estabilización de energía producida por los aerogeneradores, con una eficiencia energética del 80%; después de unos años de prueba sigue ofreciendo expectativas de una larga vida media, apta para un muy elevado números de ciclos.



Figura 4-22. Baterías de flujo de redox

En otra de las aplicaciones en las que se ha usado una batería de flujo de redox es en un carro de golf eléctrico en la Universidad de Nueva Gales del Sur, aproximándose sus prestaciones a las facilitadas por una batería de plomo-ácido, con la ventaja añadida de la recarga rápida de electrolitos.

Regenesys Technologies construyó el primer sistema de gran capacidad basado en ZnBr en 2003, con 15 MW de potencia y 120 MWh de capacidad energética. Estos sistemas tienen un sistema modular de 100 kW cada uno. La eficiencia de energía del sistema es del 78%, con una vida relativamente larga (15 años). El proyecto costó unos 250 millones de dólares. Debido a la ausencia de autodescarga, es adecuado para almacenar energía durante largos períodos de tiempo.

#### 4.7.2 Caves para su crecimiento

Como se ha ido comentando a lo largo de la memoria, son muchas las ventajas de este tipo de tecnología, que se ha convertido en los últimos años en una tecnología madura, pero debe mejorar sus costes para aplicaciones en la red eléctrica. Como principales claves podemos destacar:

- Desarrollo de membranas con un coste inferior y una vida útil superior
- Desarrollo de nuevos electrolitos, basados en su fabricación con materiales más abundantes, con el objetivo de abaratar sus costes
- Nuevas químicas, que posean capacidades mayores de voltaje, así como de densidades eléctricas, permitiendo además una mayor rapidez de carga/descarga
- Desarrollo de sistemas de flujo mejorado, con una mayor combinación de celdas, incrementando su sellado y apilamiento

- Introducción de elementos que permitan el diagnóstico de las baterías in situ

En definitiva, mejorar y optimizar los métodos de fabricación de este tipo de batería a gran escala, con el objetivo de reducir sus costes de fabricación.

## 4.8. Supercondensadores

### 4.8.1 Estado actual. Proyectos reales

Debido a su baja densidad energética, parece que los supercondensadores no están destinados a sistemas que requieran grandes capacidades energéticas, como por ejemplo las redes eléctricas

Parece que la mayor aplicación de los supercondensadores, según los últimos años, está decantándose por su combinación con baterías, obteniendo así, los beneficios de ambas tecnologías, minimizando costes y optimizando prestaciones, especialmente con la mejora de la respuesta en el flujo de potencia.

Por su elevada densidad másica de potencia (W/kg), los supercondensadores pueden ser utilizados en numerosas facetas, aunque estando limitados para redes de distribución de máximo 600 V de tensión.

Hoy en día, su utilidad es sobre todo en electrónica de consumo, automóviles, autobuses híbridos, dispositivos electrónicos como móviles y portátiles, taladros, maquinarias portátiles, luces flash de cámaras, trenes, grúas, ascensores, sistemas de frenado en autobuses, trenes o tranvías. Como aplicaciones más importantes podemos destacar:

- **Automoción:** Ha quedado más que demostrado en proyectos como trenes ligeros en Alemania y vehículos pesados eléctricos con supercondensadores, que esta tecnología es viable para su uso en vehículos pesados. Entre sus beneficios, evitar problemas de sobretensiones producidas después de una pérdida de contacto con la catenaria, lo que supondría un riesgo en los circuitos de la maquinaria eléctrica, o ayudar al arranque de los trenes o ferrocarriles, los cuales requieren de una elevada potencia en un periodo corto de tiempo.

Son utilizados en vehículos eléctricos, híbridos y micro-híbridos (incluyen el sistema Start&Stop). Ayudan a reducir el consumo en todo tipo de vehículos y las emisiones de CO<sub>2</sub> en vehículos convencionales. En todos ellos, los EDLC sirven como sistema complementario a su sistema de propulsión habitual, y no constituyen un sistema de almacenamiento principal. Una de sus ventajas es que por ejemplo, ante una necesidad de respuesta rápida como puede ser una aceleración, estos aportan la energía almacenada en un periodo breve, además de la posibilidad de almacenar energía procedente del frenado regenerativo.

- **Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI):** La finalidad de los supercondensadores en momentos de un corte de suministro no es suplir dicho suministro durante todo el periodo, su objetivo es el de aportar la energía necesaria que permita el funcionamiento, hasta que el generador diesel o un banco de batería con mayor capacidad, pero las cuales necesitan mayor tiempo de respuesta, puedan ponerse en marcha.
- **Almacenamiento energético (memorias de PC, relojes, cámaras de alta precisión, sistemas micro electrónico, etc.):** Son incorporados en sistemas digitales cuya memoria necesita estar siempre alimentada, debido a que un corte de suministro en la misma puede provocar la pérdida de toda la información almacenada.

Debido a que los componentes a los que alimentan no necesitan grandes cantidades de energía, y para periodos de alimentación cortos, los ultracondensadores están tomando ventaja. En lugar de utilizar baterías, las cuales necesitarán un mantenimiento y será necesario reemplazarlas debido a sus ciclos de vida menores, se han comenzado a utilizar EDLCs, que además resultan ser más económicos en este tipo de aplicaciones (siempre en baja potencia).

- **Grúas y ascensores:** En la aceleración de subida y en la frenada durante la bajada de las grúas y ascensores existen grandes picos de consumo. Esto hace necesaria la presencia de una mayor potencia en la red de suministro, además del uso de resistencias para el frenado, las cuales suponen un consumo de potencia elevado. Los supercondensadores se están aplicando en este campo para almacenar energía que llega gracias a un sistema regenerativo controlando el motor, y debido a sus características de potencia y ciclabilidad hacen idóneos a los supercondensadores para esta aplicación.

En cuanto a su uso en redes eléctricas, pueden facilitar el amortiguamiento de oscilaciones, aumentando la estabilidad a transitorios, al poder absorber energía muy rápidamente, las correcciones de las variaciones de frecuencia ocasionadas por la falta de adaptación entre la generación y el consumo de energía, o la aportación de energía durante breves interrupciones, facilitando la entrada en acción de otros sistemas con más largo tiempo de respuesta.

#### 4.8.1.1 La Palma. Endesa Store

Algunos proyectos para instalaciones de energía solar y eólica, así como en redes, han sido ya propuestos con potencias modestas, como la de 450 kW en Palmdale, California (EE.UU.), para energía eólica.

En España existen instalados supercondensadores en la Palma, debido a que es una isla aislada eléctricamente con probabilidad de que sufra pérdidas por generación en su sistema, lo que conlleva un desequilibrio entre producción y demanda. Se ha instalado un conjunto de supercondensadores que evitan los desequilibrios en la red, introduciendo potencia instantáneamente para evitar variaciones en la frecuencia, y gracias a ello aumentará la calidad del suministro eléctrico, evitando cortes de suministro a los usuarios, huecos de tensión, desestabilización del sistema, etc.

La primera planta de almacenamiento con supercondensadores se puso en servicio en mayo de 2013, instalado las baterías en el interior de la central eléctrica de Los Guinchos, en la Palma, con una capacidad de 4MW.



Figura 4-23. Planta del proyecto Store de almacenamiento con ultra condensadores situada en la central eléctrica de Los Guinchos (La Palma)

#### 4.8.2 Claves para su crecimiento

Se prevé que en un futuro empiecen a aparecer una hibridación entre pilas de hidrógeno y supercondensadores para aplicación en energías, debido al carácter renovable de las mismas, aplicado a, como se comentó anteriormente, vehículos eléctricos, híbridos o sistemas de microgeneración. Esto estará también ligado al desarrollo de la pila de hidrógeno, la cual se encuentra también en proceso de desarrollo y existen pocas aplicaciones reales.

Los supercondensadores se complementan a la perfección con las pilas de hidrógeno, pues el mayor defecto de la pila de hidrógenos es su baja velocidad de respuesta, justo la principal virtud de los EDLC, pudiendo conseguir con su hibridación un suministro de energía estable.

A pesar de su creciente aplicación en los últimos años y del aumento de empresas comercializadoras, para sus aplicaciones en redes eléctricas los supercondensadores son todavía un producto en fase de demostración y en fase de desarrollo.

Las mejoras deben ir encaminadas a:

- Los electrolitos, mejorando sus características para que permitan asegurar tensiones mayores de 2,7 V con menor toxicidad. Los líquidos iónicos pueden ser la solución, pues aseguran objetivos de más de 4 V.
- Implementación de proyectos para validar su introducción en redes eléctricas
- Uso de materiales con mayores superficies activas: nanotubos de carbón, grafeno, nanofibras, óxidos metálicos etc., los cuales permitan incrementar la capacidad de las baterías y cuyos costes no sean excesivos
- Reducir los costes de producción

## 4.9. Almacenamiento en forma de Hidrógeno

### 4.9.1 Estado actual. Proyectos reales

Debido a la elevada densidad de energía que posee el hidrógeno, este tipo de tecnología tiene un enorme potencial ya que además puede utilizarse para el almacenamiento en recursos ya existentes, como por ejemplo la propia capacidad de la red de transporte y distribución de gas natural o yacimientos geológicos. Son distintas las funcionalidades que tiene este tipo de tecnología, como la de prestar servicios a la red eléctrica, almacenamiento estacional o, debido a su rápido tiempo de respuestas (aplicar una tensión entre sus electrodos implica la formación inmediata de gas, con tiempos de respuestas de menos de un segundo) estos sistemas son adecuados como reguladores de reservas provenientes de fuentes renovables.



Figura 4-24. Planta de almacenamiento de hidrógeno en Niederaussem

La generación y almacenamiento de hidrógeno se pueden realizar en zonas con gran recurso eólico, que carezcan de infraestructura eléctrica. El recurso eólico se emplearía exclusivamente para generar hidrógeno, lo que requeriría diseños tecnológicos específicos que permitan la conexión directa de los aerogeneradores al electrolizador, y que trabaje con potencias de entrada fluctuantes sin sufrir degradación. El hidrógeno producido tiene que transportarse comprimido o licuado hasta los centros de consumo. Esta idea se ha considerado como alternativa a la instalación de nuevas líneas HVDC (High Voltage Direct Current) para transportar 4 000 MW de nuevas plantas eólicas desde North Dakota a Chicago.

En la isla de Utsira (Noruega) se instaló en 2004 una planta energética, cuyo funcionamiento se basa en la combinación de hidrógeno con energía eólica. Durante las horas en la que, debido al exceso de generación, el parque eólico no puede verter energía eléctrica a la red, se produce hidrógeno usando un dispositivo de 10 kW y, posteriormente, este se convierte en energía eléctrica mediante un sistema de combustión interna de 55 kW.

En el resto del mundo existen muchos otros proyectos basados en la combinación de estas dos tecnologías, sin ir más lejos, en España tenemos el proyecto Sotavento de Gas Natural Fenosa en Galicia o el proyecto Wind2H<sub>2</sub>, relacionado ambos con la conversión de energía eólica en

hidrógeno.

La potenciación de este mercado está en manos de los fabricantes de electrolizadores. Existen instalados en hogares japoneses, desde 2011, más de 22.000 sistemas estacionarios basados en almacenamiento en forma de hidrógeno. Compañías como Bloomenergy SOFC o Fuel Cell Energy MCFC están implantando nuevos sistemas, especialmente para corresponder a la creciente demanda de energía en Asia. Otras compañías como Ballard y Power Cell han incrementado el número de kW instalados basados en esta tecnología.

#### 4.9.1.1 Energiepark Mainz

Los electrolizadores PEM, trabajan en el rango de temperatura ambiente hasta los 90 °C. En ellos, el electrolito es sólido y se denomina Membrana de Intercambio Protónico (PEM). Los protones circulan a través de la membrana y los electrones van por el circuito externo. El hidrógeno se produce en el cátodo. Son considerados como una opción más prometedora a largo plazo, ideales para aplicaciones a pequeña o media escala, tales como alimentación de coches o aplicaciones más pequeñas, en las que la unidad puede ser utilizada para producir hidrógeno a partir de una fuente de energía renovable como la solar.

Actualmente existe una planta en operación con este tipo de tecnología en Alemania, la cual es capaz de proveer hidrógeno de origen renovable a 2.000 vehículos. Se trata de la planta “Energiepark Mainz”, ubicada cerca de Frankfurt. Ésta es fruto de una cooperación entre Siemens, Linde, el gobierno local de Mainz y la Universidad de Ciencias Aplicadas de Rhein Main. El equipo instalado por Siemens sirve para obtener grandes cantidades de hidrógeno, basado en la generación de energía eólica.

La característica especial de la planta en Mainz es una electrólisis altamente dinámica de presión PEM con hasta 4 MW de potencia. Así, la planta tiene una alta capacidad para conectar a varios parques eólicos y disminuir atascos en la red eléctrica.



Figura 4-25. Planta proveedora de hidrógeno “Energiepark Mainz”

## 4.9.2 Claves para su crecimiento

Esta tecnología de almacenamiento se encuentra todavía en fase de investigación y desarrollo, pero en un futuro se puede llegar a convertir en una forma principal de almacenamiento, pudiendo incluso utilizarse como almacenamiento intermedio.

Su ámbito de aplicación más prometedor es la hibridación de esta tecnología con las plantas de producción eólica y fotovoltaica, donde se están realizando diversos progresos. En las instalaciones que se están investigando, como hemos visto en el apartado anterior, se utiliza el exceso de producción para el proceso electrolítico, y en momentos de mayor demanda se utiliza el hidrógeno previamente almacenado como elemento en una celda de combustible, gracias a la cual se genera electricidad.

Además, la producción de hidrógeno gracias a fuentes de energías renovables podría aumentar hasta un punto que se impusiera el hidrógeno como fuente principal de energía. Sin embargo, actualmente nos encontramos con la barrera de ser comercialmente inviable, debido al alto coste de producción de la materia prima, el cual será clave en el desarrollo y comercialización de esta tecnología.

La corroboración y la regulación de la capacidad de las redes existentes de transporte y distribución de gas natural para ser utilizadas para almacenar/distribuir el hidrógeno son fundamentales para afianzar estas tecnologías en todas sus opciones. Como para estos procesos es precisa la disponibilidad de CO<sub>2</sub>, las tecnologías para la separación de CO<sub>2</sub> en los procesos industriales o incluso del propio aire constituyen un punto crítico.

Por otra parte, también se requiere el incremento de la vida útil de los electrolizadores y de las pilas de combustibles, junto con la disponibilidad de más eficientes inversores y electrónicas de potencia AC/DC o DC/DC. Asimismo, el desarrollo de nuevos catalizadores y el uso de materiales abundantes deben ser asegurados.

Otro de los aspectos que se debe mejorar es la aceptación social, muy pobre para el hidrógeno, debido en gran parte a los aterradores hechos históricos relacionados con el hidrógeno, como el dirigible alemán Hindenburg, que salió ardiendo provocando la muerte de 36 personas o el accidente del transbordador espacial Challenger que produjo la muerte de los 7 miembros de la tripulación al desintegrarse a los 73 segundos después de su lanzamiento.

## 4.10. Almacenamiento térmico

### 4.10.1 Estado actual. Proyectos reales

Hoy en día existen distintas aplicaciones en las que se utilizan los sistemas TES. La más común es en la producción y acumulación de agua caliente sanitaria, en los sistemas de climatización, los procesos industriales con demandas térmicas o producciones de energía térmica residual.

Además de estos, los sistemas de almacenamiento térmico tienen cada vez más uso e importancia en los sistemas basados en fuentes de energía renovables.

En el sector industrial, los TES son utilizados en centrales y sistemas de producción de electricidad con generación de electricidad y calor simultáneas (equipos de cogeneración, motores de combustión, turbinas, ORC).

Dentro de los distintos sistemas de almacenamiento térmicos vistos en el apartado 3.5, la acumulación sensible es el más extendido de todos, usándose en aplicaciones como: acumulación de agua caliente sanitaria (ACS), climatización o procesos industriales.

En aplicaciones de climatización a baja temperatura, donde se precisan almacenamientos pequeños,

las acumulaciones mediante sólidos se realizan con lechos de roca o residuos de hormigón, debido al reducido coste de los mismos.

En procesos industriales o centrales termoeléctricas, donde se requiere una mayor temperatura, se utilizan materiales sólidos con capacidad de acumulación mayor, como los ladrillos refractarios, hierro fundido o sales diversas. En estos casos, el coste de estos materiales es superior, pero también son superiores las temperaturas máximas de acumulación.

La acumulación de vapor de agua se encuentra limitada a aplicaciones industriales y plantas termosolares (como ejemplo, las plantas termosolares PS10 y PS20 ubicadas en Sevilla). En estas aplicaciones el uso de sistemas TES persigue garantizar el funcionamiento de los procesos, ya sea manteniendo una determinada presión de trabajo o garantizando picos de demanda.

En el sector termosolar, el almacenamiento térmico está tomando gran importancia. Aproximadamente, el 40% de los esfuerzos mundiales en este sector están orientados para el progreso de los sistemas de almacenamiento.



Figura 4-26. Almacenamiento térmico mediante sales fundidas en termosolar de torre

Hoy en día, para el almacenamiento de energía en centrales solares de concentración, la madurez y fiabilidad de las sales fundidas junto con sus notables características de operación, han convertido a esta tecnología en la tecnología referencia, siendo la más efectiva con respecto al resto.

Se prevé que durante los próximos años, la presencia de sales fundidas en sistemas de almacenamiento seguirá ocupando el puesto predominante que sustenta hoy en día, debido en gran parte a que otros sistemas de almacenamiento de alta temperatura, como el almacenamiento en medio sólido o el almacenamiento con materiales de cambio de fase debe romper aún muchas barreras técnicas y económicas.

#### 4.10.1.1 Solana Solar Generating Plant

El 23 de Octubre de 2013, 3 años después del inicio de su construcción, se procedió a la puesta en marcha de la planta termosolar con colectores cilindro parabólicos construida en Arizona por el grupo abengoa “Solana Solar Generating Plant”. Esta planta, de 280 MW ocupa una superficie total de 1257 hectáreas y genera suficiente potencia como para suministrar electricidad a 70.000 viviendas bajo un contrato de 30 años de duración con Arizona Public Service (APS). La cantidad anual de generación de Solana Solar Generating Plant es de 944 GWh/año.

El coste total de este proyecto fue de 2 billones de dólares, contando con unos incentivos de 1.45 billones de dólares del Programa de Garantía de Prestamos Federales del U.S. DOE.

El campo solar se compone de un área de captación de 2.200,000 m<sup>2</sup>, compuestos de 3.232 colectores, formando 808 lazos de 4 colectores cada uno. El bloque de potencia sigue un ciclo Rankine, con dos turbinas de 140 MW que reciben vapor a 100 bares de presión.



Figura 4-27. Planta termosolar “Solana Solar Generating Plant”

El almacenamiento térmico está basado en sales fundidas y consta de 12 tanques con diámetro de 42,6 metros y una altura de 13,7 metros, proporcionando una autonomía a la planta de 6 horas. Las sales se mantienen constantemente a una temperatura de 288°C. La eficiencia total del ciclo de almacenamiento llega a ser del 99%. Además se dispone de una caldera de gas natural auxiliar para asegurar el correcto funcionamiento de la planta.



Figura 4-28. Tanques de almacenamiento de sales fundidas de la planta termosolar “Solana Solar Generating Plant”

#### 4.10.2 Claves para su crecimiento

El campo de mejora de los sistemas de sales fundidas se basará en aspectos como: elevación de la temperatura máxima de trabajo; disminución del punto de congelación; disminución de la presión de vapor de las sales a altas temperaturas; aumento de la capacidad específica térmica; o rediseño del sistema para utilizar el número mínimo de elementos que eleven el coste del sistema (intercambiadores de calor y tanques).

Para una prosperidad futura de los sistemas de almacenamiento y del sector termosolar en definitiva, es imprescindible la financiación de entidades gubernamentales para la investigación y desarrollo de la tecnología implicada, y conseguir así hacer competitiva la generación eléctrica solar de concentración frente a otras fuentes energéticas no renovables.



## 5 ESTUDIO ECONÓMICO

---

El aspecto económico es, como se ha podido comprobar en los apartados anteriores, la mayor barrera para la incorporación de los sistemas de almacenamiento tanto en redes eléctricas como en uso doméstico, vehículos eléctricos y demás campos de aplicación.

La mayoría de las tecnologías estudiadas en el presente trabajo son tecnologías que están aún en fase de desarrollo tecnológico, u otras como las baterías de litio, baterías de flujo, baterías de sodio-azufre, supercondensadores..., son tecnologías muy jóvenes, lo cual implica unos costes elevados de fabricación.

Debido a esto, es imprescindible evaluar los costes de los sistemas de almacenamiento, con el objetivo de comparar el valor del kWh almacenado, con el valor medio del kWh que marca el mercado, comprobando así la viabilidad de la instalación de estas tecnologías.

En este apartado se realizará un estudio económico de la instalación de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica en un pequeño consumidor, con el objetivo de evaluar la rentabilidad del mismo.

### 5.1. Modelo utilizado

En este primer apartado se va a explicar el modelo matemático usado para evaluar los costes de las baterías, gracias a los estudios realizados en [73]. Según estos estudios, el coste total del sistema de almacenamiento viene dado por:

$$C_t = C_1 + C_{o\&m} + C_E \quad (5-1)$$

Donde:

- $C_t$  es el coste total, expresado en euros (€)
- $C_1$  es el coste financiero de la inversión, expresado en euros (€)
- $C_{o\&m}$  es el coste de operación y mantenimiento, expresado en euros (€)
- $C_E$  es el coste de la energía que se debe comprar para cargar el sistema a lo largo de su vida útil, expresado en euros (€)

### 5.1.1 Coste financiero de la inversión

El coste financiero del sistema de almacenamiento depende de la capacidad de energía que sea capaz de almacenar el sistema, y de la potencia de la misma:

$$C_1 = (c_e \cdot E + c_p \cdot P) \cdot (1 + i)^n \quad (5-2)$$

Donde:

- E es la capacidad de energía del sistema, expresada en kWh
- P es la potencia máxima del sistema, expresada en kW
- $c_e$  es el coste específico por unidad de energía, expresado en €/kWh
- $c_p$  es el coste específico por unidad de potencia, expresado en €/kW
- i es el coste en tanto por uno de la tasa financiera anual
- n es el número de años necesario para la amortización, que en el modelo incluiremos n como número de años de vida útil de la tecnología
- El término  $(i+1)^n$  se utiliza para actualizar el coste financiero de la inversión a unidades monetarias en el año n de funcionamiento del sistema

### 5.1.2 Coste de operación y mantenimiento

El coste de operación y mantenimiento de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica depende de factores como: la vida útil del sistema, la tecnología utilizada en su fabricación, el modo de funcionamiento, factores ambientales...

El coste de operación y mantenimiento es el que mayor nivel de incertidumbre presenta, por lo que la mayoría de estudios suelen utilizar un porcentaje del coste capital del sistema de almacenamiento como coste de operación y mantenimiento.

$$C_{o\&m} = k \cdot C_1 \cdot \sum_{j=1}^{j=n} \left( \frac{(1+b)^j}{(1+i)^j} \right) \cdot (1+i)^n \quad (5-3)$$

Donde:

- k es la fracción del coste financiero de la inversión en tanto por uno
- $C_1$  es el coste financiero de la inversión, expresado en euros (€)
- b es el incremento anual estimado de coste de operación y mantenimiento
- i es el coste en tanto por uno de la tasa financiera anual
- El término  $(i+1)^n$  se utiliza para actualizar el coste a unidades monetarias en el año n de funcionamiento del sistema

### 5.1.3 Coste de la energía consumida

En 5-4 se muestra la fórmula para obtener el coste de la energía que necesita el sistema de almacenamiento para cargarse durante su vida útil

$$C_{o\&m} = \frac{E_a}{\eta} \cdot C_w \cdot \sum_{j=1}^{j=n} \left( \frac{(1+b)}{(1+j)} \right) \cdot (1+i)^n \quad (5-4)$$

Donde:

- $E_a$  es la energía inyectada por el sistema de almacenamiento durante un año, expresada en kWh
- $\eta$  es el rendimiento energético, expresado en tanto por uno
- $C_w$  es el precio de compra de la energía inyectada en el sistema, expresada en €/kWh
- $b$  es el incremento anual estimado de coste de operación y mantenimiento
- $i$  es el coste en tanto por uno de la tasa financiera anual
- El término  $(i+1)^n$  se utiliza para actualizar el coste a unidades monetarias en el año  $n$  de funcionamiento del sistema

Para calcular la energía inyectada por el sistema de almacenamiento durante un año, es necesario conocer la capacidad de energía del sistema de almacenamiento, así como la máxima profundidad de descarga del mismo y el tiempo durante el que el sistema de almacenamiento puede inyectar su potencia nominal:

$$E_a = \frac{E \cdot \eta \cdot 8760 \cdot DoD_{max}}{h} \quad (5-5)$$

Donde:

- $E$  es la capacidad de energía del sistema, expresada en kWh
- $\eta$  es el rendimiento energético, expresado en tanto por uno
- $DoD_{max}$  es la máxima profundidad de descarga del sistema de almacenamiento, expresada en tanto por uno
- $h$  es el tiempo durante el que el sistema de almacenamiento puede permanecer inyectando su potencia nominal, expresado en horas

### 5.1.4 LCOE

El objetivo final del cálculo es el de evaluar los costes de los sistemas de almacenamiento, con el objetivo de calcular el valor del kWh almacenado. Ese valor es el coste de la energía generada por el sistema de almacenamiento, LCOE, por sus siglas en inglés Levelized Cost Of Energy.

El valor del LCOE se obtiene según:

$$LCOE = \frac{C_t}{E_a \cdot \sum_{j=1}^{j=n} \left( \frac{(1+w)^j}{(1+i)^j} \right) \cdot (1+i)^n} \quad (5-6)$$

Donde:

- $C_t$  es el coste total, expresado en euros (€)
- $E_a$  es la energía inyectada por el sistema de almacenamiento durante un año, expresada en kWh
- $w$  es un incremento anual expresado en tanto por uno
- $i$  es el coste en tanto por uno de la tasa financiera anual
- El término  $(1+i)^n$  se utiliza para actualizar el coste a unidades monetarias en el año  $n$  de funcionamiento del sistema

## 5.2. Precio LCOE en sistemas de almacenamiento actuales

Con el objetivo de conocer los valores en los que se sitúa los costes de kWh almacenado en los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica actuales, se hace un repaso por distintos estudios [21][22][23][24][25][26][31][32][59][73]. Esto nos servirá para relacionar el LCOE obtenido en el sistema que se implantará en el restaurante con los LCOE actuales y poder comprobar la validez de los resultados.

Todos los factores que influyen en los costes desarrollados en el apartado anterior están estimados según diversos estudios realizados en sistemas de almacenamiento implantados, y otros son simples aproximaciones realizadas. Es decir, es importante ser consciente de que el estudio es un estudio aproximado, donde la incertidumbre del valor exacto de alguno de los parámetros utilizados para el mismo así como las características tiene un valor elevado.

La tabla 5-1 muestra los distintos valores del modelo anterior realizado en [73] para distintas tecnologías de almacenamiento. Las tecnologías estudiadas son las siguientes:

- Instalaciones de bombeo (PH)
- Instalaciones de aire comprimido (CAES)
- Volantes de inercia (flywheel)
- Supercondensadores (EDLC)

- Sistemas basados en Hidrógeno (H<sub>2</sub>)
- Baterías de Plomo-ácido (Pb-Ac)
- Baterías de Ion-Litio (Li-Ion)
- Baterías de sodio de azufre (NaS)
- Baterías de flujo tipo vanadio redox (VRB)
- Baterías Zinc-bromo (Zn-Br)

Tabla 5–1. LCOE para distintas tecnologías de almacenamiento

	PHS	H <sub>2</sub>	CAES	VRB	Zn-Br	NaS	Pb-ac	Li-Ion	Flywheel	EDLC
P (kW)	1.728,000	15.000	90.000	15	1.000	34.000	10.000	50.000	20.000	250
E (kWh)	8.640,000	120.000	360.000	120	4.000	244.800	40.000	50.000	5.000	10
n (años)	45	12,5	35	15,83	8,25	14,25	9,5	13,33	20	12,5
C <sub>1</sub> (M€)	452	20,1	236	0,11	3,3	169	16,8	213	3,3	0,18
C <sub>o&amp;m</sub> (M€)	150	2,9	90,2	0,02	0,29	2,2	1,7	33	8,8	0,03
C <sub>E</sub> (M€)	3670	85,3	1450	0,13	3,8	180	31,7	242	118	0,79
C <sub>t</sub> (M€)	4270	108	1780	0,25	7,4	370	50,3	489	159	1
<b>LCOE</b> <b>(€/kWh)</b>	<b>0,08</b>	<b>0,165</b>	<b>0,085</b>	<b>0,132</b>	<b>0,132</b>	<b>0,124</b>	<b>0,103</b>	<b>0,117</b>	<b>0,077</b>	<b>0,081</b>

\*El precio de compra de la energía considerado ha sido de:  $c_w = 0.05$  €/kWh para todos los casos.

Como se puede observar, el coste de la energía generada por los sistemas de almacenamiento (LCOE) es mayor en baterías que en otras tecnologías como bombeo, aire comprimido, supercondensadores o volantes de inercia.

Cabe destacar que cada una de estas tecnologías puede ser utilizada para una aplicación distintas, según las características de las mismas, como ya se ha explicado en el presente trabajo. Es decir, no podemos comparar el precio LCOE de una batería con el de una central de bombeo, para una aplicación en la que el bombeo no tenga cabida, pues no tienen la capacidad de energía suficiente para un fin concreto, por ejemplo.

Sin embargo, el estudio nos sirve para poder comparar tecnologías similares, como los distintos tipos de baterías en el caso que nos ocupa. En próximos apartados, donde se elija el sistema de almacenamiento para el restaurante estudiado, se hará referencia a esta tabla, con el fin de elegir una tecnología pareja en cuanto a potencia y energía se refiere, y además presente menor LCOE.

### 5.3. Aplicación del modelo

El sistema de almacenamiento será implantado en un restaurante, con el objetivo de almacenar energía en la franja horaria cuyo precio sea menor, para poder consumirla cuando el precio de la electricidad sea mayor.

### 5.2.1 Facturación

En primer lugar se estudia la factura eléctrica del cliente, para conocer los consumos del mismo. El estudio se realizará sobre el mes de mayor consumo, en este caso Diciembre, dado que con el motivo de la Navidad se realizan comidas y cenas de empresas, familiares, de amigos... Dimensionando el sistema de almacenamiento para este mes, el resto de ellos quedarán cubiertos.

En la imagen 5-1 se muestra la factura eléctrica correspondiente al mes de Diciembre del restaurante.



Factura de la electricidad



---

**DATOS CLIENTE**

Razón Social:

CIF/NIF Titular:

Domicilio Social:

Localidad:

**RESUMEN DE LA FACTURA**

CUPS:

Factura núm: 140275249

Fecha factura: 16-12-2014      Comercializadora: Audax Energía S.A

Periodo de facturación: Del 11-11-2014 al 10-12-2014

Albarán nº: 140301336      Contador: 000950996

Ref:       Ref2:

Tarifa: I30FR13V02

Importe Tarifa Acceso: 347,79      Fecha fin de contrato: 13-07-2015

Potencia(s): 28.55 kW, 28.55 kW, 28.55 kW

Dirección del Suministro:

Concepto	Cálculo	Importes
Término de Potencia	28,55 kW x 29 x 0,118790€	98,35 €
Término de Potencia	28,55 kW x 29 x 0,071474€	59,18 €
Término de Potencia	28,55 kW x 29 x 0,047149€	39,04 €
Término Energía P1	977 kWh x 0,128433€	125,48 €
Término Energía P2	2717 kWh x 0,101938€	276,96 €
Término Energía P3	1148 kWh x 0,065854€	75,60 €
PUNTA REACTIVA	403 kVArh x 0,041554€	16,75 €
Término Energía Reactiva	1094 kVArh x 0,041554€	45,46 €
Subtotal		736,82 €
Impuesto sobre la electricidad	736,82 x 1,05113 x 0,04864	37,67 €
Alquiler de Equipos		10,40 €

	Activa P1	Activa P2	Activa P3	Activa P4	Activa P5	Activa P6	Reactiva
Lectura actual	150.813	476.593	170.062	0	0	0	826.918
Lectura anterior	149.636	473.876	168.914	0	0	0	823.225
Consumo	977	2.717	1.148	0	0	0	3.692
Maxímetros	15	20	13	0	0	0	

Base Imponible (21,00%)	784,89 €
Impuesto IVA 21,00%	164,83 €
Coste financiero	2,85 €
<b>TOTAL FACTURA</b>	<b>952,57 €</b>

**DATOS PAGO**

Email de reclamaciones: [info@audaxenergia.com](mailto:info@audaxenergia.com)

**Teléfono de Averías: 900850840**



colabora con



Centro de Recuperación de Primates

Teléfono gratuito de Atención al Cliente

**900 82 80 06**

[facturacion@audaxenergia.com](mailto:facturacion@audaxenergia.com)

Síguenos en:





La Fundación Mona es una entidad sin ánimo de lucro que ayuda a la recuperación de primates y lucha contra la utilización de fauna salvaje con fines lucrativos. ¡Visita la fundación y colabora! [www.fundacionmona.org](http://www.fundacionmona.org)

Figura 5-1. Factura eléctrica del mes de mayor consumo en el restaurante objeto de estudio

Como se puede comprobar, el tipo de factura es la 3.0A, este tipo de tarifa factura en tres períodos: P1 (Punta), P2 (Llano) y P3 (Valle). Cada período corresponde a una franja horaria diaria donde el precio de la energía y de la potencia es diferente:

- P1 (Periodo Punta): Es el período en que la potencia y la energía resultan más caras. Son 4 horas al día
- P2 (Periodo Llano): Son 12 horas al día, en los cuales el precio de la energía es más barato que el periodo punta, pero más caro que el periodo valle.
- P3 (Periodo Valle): Es el período en que la potencia y la energía resultan más baratos. Son 8 horas al día.

Depende de si es invierno o verano, y si el contrato es peninsular o insular, los horarios de los períodos son diferentes. En nuestro caso:

Tabla 5-2. Periodos de la tarifa 3.0A

	Invierno	Verano
P1 (Punta)	18-22 horas	11-15 horas
P2 (Llano)	8-18 horas 22-24 horas	8-11 horas 15-24 horas
P3 (Valle)	0-8 horas	0-8 horas

Se observa como el periodo punta, en el cual el precio de la energía es mayor, para invierno va de 18:00-22:00 horas y en verano de 11:00-15:00 horas. El periodo valle, donde el precio de la energía es menor y que se utilizará para cargar la batería, siempre es el mismo independientemente de la estación del año en la que nos encontremos: de 00:00 a 8:00.

Como se muestra en la factura de la imagen 5-1, el precio de los 3 periodos es:

- P1: 0,128433 €/kWh
- P2: 0,101938 €/kWh
- P3: 0,065854 €/kWh

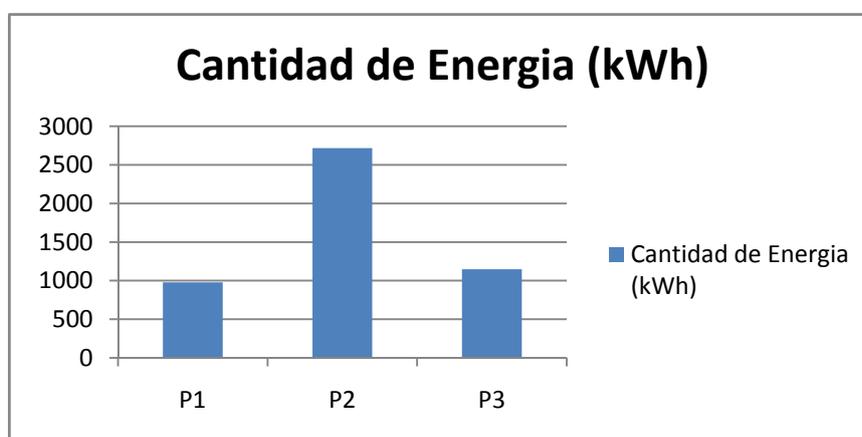


Figura 5-2. Gráfico de la cantidad de energía consumida por el restaurante en cada periodo para el mes

de Diciembre (mes de mayor consumo)

El objetivo es el de trasladar la energía consumida en los periodos de mayor coste al periodo de menor coste

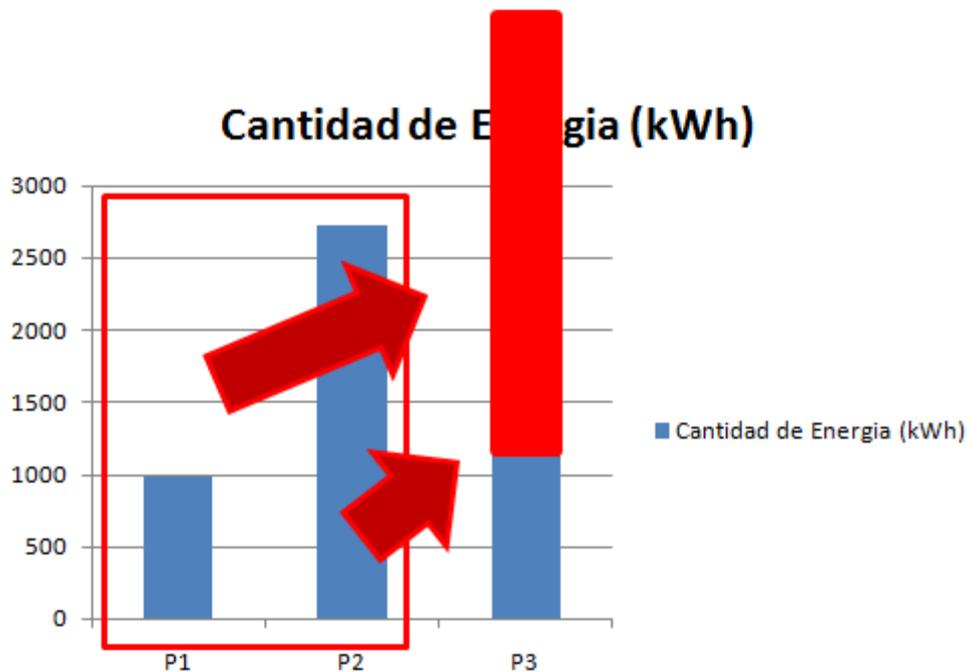


Figura 5-3. Trasladar la energía consumida en periodos de mayor precio a periodos de menor precio de la energía

### 5.2.2 Consideraciones y elección de la tecnología

Para el estudio realizado se va a tener en cuenta distintas consideraciones importantes:

- Solo se considerará el mes con mayor consumo, en este caso el mes de Diciembre. Esto supondrá un pequeño sobredimensionamiento de la batería, factor que no es determinante, dado que en el resto de meses, la cantidad de carga/descarga de la misma será menor y por tanto aumentará su vida útil.
- El objetivo es el estudio de la rentabilidad de un sistema de baterías para un pequeño consumidor, para ello no se estudiará el cambio de tarifa por otra que se ajuste mejor una vez instalada esta. Esto conllevaría un trabajo completo dedicado tan solo al estudio de tarificación, ajuste de la reactiva, eficiencia, etc.
- El precio de la tarifa 3.0A varía ligeramente entre el mes de invierno y el mes de verano, pero se considera que con la incertidumbre en la que está basada el modelo, un ajuste del precio kWh entre una estación y otra es insignificante, tomándose por lo tanto el precio de la energía de la factura estudiada.

Además de esto, se debe tener en cuenta que el horario del restaurante es siempre el mismo para cada día de la semana, abriendo de lunes a domingo para desayunos comidas y cenas.

Ninguna de las tecnologías vistas en el apartado 5.2 que puedan ser instaladas en el restaurante sería rentable, pues el precio LCOE es mayor que el precio de la energía tanto en horario llano como en horario punta. La clave de los sistemas de almacenamiento, como hemos visto en los apartados de claves para el crecimiento de cada una de ellas, radican fundamentalmente en su desarrollo tecnológico y la madurez, lo que conllevaría a una reducción de sus costes.

Por lo tanto se va a realizar el estudio con batería de flujo de redox, dado que es la tecnología que se presupone mayor esperanzas en cuanto a disminución de coste de fabricación se refiere, además la capacidad energética y la potencia del sistema son completamente independientes, lo cual supone una capacidad de almacenamiento elevada. Las previsiones de costes rondan los 400 €/kW, que teniendo en cuenta su larga vida útil y el elevado número de ciclos, sitúa los costes por kWh/ciclo por debajo de céntimos de euro el ciclo, lo que supone una tecnología muy rentable.

Además, el objetivo es almacenar toda la energía necesaria en las 16 horas que comprenden los periodos P1 y P2 durante el periodo valle, que son 8 horas. Una de las características principales que tiene la batería de redox es su rápida carga.

### 5.2.3 Batería de redox de vanadio

Para la elección de la batería, debemos conocer el valor de la potencia instalada así como la energía consumida. Para ello nos basaremos en la tarifa estudiada.

Tabla 5–3. Valores factura real

	Periodo P1	Periodo P2	Periodo P3
Energía (kWh)	977	2717	1148
Precio (€)	0,128433	0,101938	0,065854

La idea del sistema de almacenamiento objeto de estudio es, que en un día normal, la energía necesaria para abastecer el restaurante durante las 16 horas que comprenden los periodos P1 y P2 provengan de la batería. Para ello, es necesario que la batería tenga una capacidad de almacenamiento igual a la energía necesaria en P1 más la energía necesaria en P2, además de poder cargarse toda ella en las 8 horas del periodo P3.

Durante 1 mes, la capacidad total de energía que debe consumirse es de:

$$\text{Energía total mes} = 977 \text{ kWh} + 2717 \text{ kWh} = 3694 \text{ kWh} \quad (5-7)$$

Como el restaurante abre todos los días del mes y en el mismo horario:

$$\text{Energía total día} = \frac{977 \text{ kWh}}{30 \text{ días}} + \frac{2717 \text{ kWh}}{30 \text{ días}} \approx 124 \text{ kWh almacenados diariamente} \quad (5-8)$$

El tipo de batería tendrá que tener por lo tanto, una capacidad de potencia almacenada superior a 124 kW.

En cuanto a la energía, los kWh de la batería son una unidad de medida de consumo. Por ejemplo, si tenemos una fuente que consume 10kW durante una hora, se habrá consumido 10kWh. Por lo tanto, si se tiene una batería de 100 kWh quiere decir que la batería será capaz de entregar una potencia de 100 kW durante una hora, o 200 kW durante media hora, o 30kW durante dos horas...

En nuestro caso, si durante 16 horas se consumen 124 kW, la capacidad de energía de la batería deberá ser de:

$$\text{Energía total día (kWh)} = \frac{124 \text{ kW}}{16 \text{ horas}} \approx 8 \text{ kWh} \quad (5-9)$$

Sin embargo, la capacidad de energía de la batería siempre suele ser mayor a la potencia de la misma, dado que los consumos no son constantes. Si dimensionásemos la batería con 8 kWh que es la media de consumo, y en un momento dado necesitásemos más kW para una hora determinada, la batería no sería capaz de suministrárnoslo y no tendría utilidad.

En los restaurantes siempre hay horas de consumo pico, por ejemplo, a medio día incrementa el número de kW requeridos, pues es la hora punta, donde se junta comensales y se debe conectar todos los elementos eléctricos para preparar la comida: planchas, microondas, freidoras, cafeteras...

Como sobredimensionamiento, consideraremos una batería con las siguientes características:

- Tipo: Flujo de Redox
- Capacidad de almacenamiento kW: 150 kW
- Capacidad de almacenamiento de energía kW/h: 800 kW/h

Para la elección de los parámetros elegidos del modelo nos apoyaremos en el estudio realizado en [73]. En la tabla 5-4 se muestran los valores utilizados en dicho estudio, los cuales tomaremos como referencia, junto con los valores utilizados para el caso que nos ocupa.

Tabla 5–4. Parámetros del modelo

Parámetros	Valores referencia	Valores utilizados
P (kW)	15	<b>150</b>
E (kWh)	120	<b>800</b>
n (años)	15,83	<b>15,83</b>
ce	471,64	<b>600</b>
cp	1505,49	<b>1500</b>
i	0,02	<b>0,02</b>
k	0,01	<b>0,01</b>
b	0,01	<b>0,01</b>
w	0,01	<b>0,01</b>
c <sub>w</sub>	0,05	<b>0,065854</b>
$\eta$	0,77	<b>0,77</b>
h	8	<b>8</b>
DoD	1	<b>1</b>

El valor precio de compra de la energía (c<sub>w</sub>) correspondería al valor de la energía en el periodo P3. Aplicando el modelo matemático, el valor del LCOE para los parámetros utilizados es de **0,2176 €/kWh**

#### 5.2.4 Rentabilidad

El coste de energía derivado de la batería no sería rentable, pues el precio del LCOE resulta mayor que el coste de consumir energía en los periodos de valle y de punta.

Tabla 5–5. Rentabilidad baterías VRB actuales

	Consumo (kWh)	Precio (€/kWh)	Gasto mensual (€)
Coste P1 actual	977	0,128433	125,479
Coste P2 actual	2117	0,101938	276,965
Total			<b>402,444 €mes</b>
Coste P1 batería	977	0,2176	212,595
Coste P2 batería	2117	0,2176	591,219
Total			<b>803,814 €mes</b>
Diferencia			<b>-401,37 €mes</b>

Como se demuestra en la tabla 5-5, el gasto mensual con la instalación de la batería es de casi el doble que si no instalamos batería.

Si tenemos en cuenta los 15,83 años de vida útil considerados para el cálculo de la batería, resulta que la instalación de la misma nos supone una pérdida de 76.244,20 €.

Los costes actuales de las baterías hacen inviable la instalación de las mismas, aún se debe desarrollar mucho la tecnología y que los precios disminuyan considerablemente para que instalar un sistema de almacenamiento de este tipo sea rentable.

### 5.2.5 Predicción

Está claro que en los próximos años los sistemas de almacenamiento energético disminuirán su coste y aumentarán su rendimiento, haciendo este tipo de sistemas más atractivos económicamente y buscando la rentabilidad.

Para las baterías de flujo de vanadio, los costes de los módulos de potencia están determinados por el coste de los separadores. Se espera que se desarrollen mejoras, como electrodos recubiertos con varios tipos de tratamiento a base de calor y químicos para mejorar el rendimiento de estos los mismos. Uno de los factores de los que depende principalmente esta tecnología es del óxido de vanadio, los cuales se esperan que disminuya en los próximos años, debido al reciclaje del mismo. Para el 2022, el costo global de este tipo de tecnología, según [1] se espera que sea de 131 €/kWh para la componente relacionada con la energía y 775 €/kW para la componente relacionada con la potencia.

Si volvemos a aplicar el modelo con estos valores, obtenemos un valor del LCOE de 0,103 €/kWh, valor que hace que la tecnología sea rentable.

En la tabla 5-6 se muestra los valores de rentabilidad de un futuro.

Tabla 5–6. Rentabilidad baterías VRB 2022

	Consumo (kWh)	Precio (€/kWh)	Gasto mensual (€)
Coste P1 actual	977	0,128433	125,479
Coste P2 actual	2117	0,101938	276,965
Total			<b>402.444 €mes</b>
Coste P1 batería 2022	977	0,103	100,631
Coste P2 batería 2022	2117	0,103	279,851
Total			<b>380,482 €mes</b>
Diferencia			<b>+21,962 €mes</b>

Como se puede comprobar, si las estimaciones en la disminución de costes de la fabricación de baterías de flujo de redox de vanadio se cumplen, este tipo de tecnología será rentable instalar en 2022, con un ahorro anual de 263,55€ en el caso estudio, que supondría un ahorro en los 15,83 años de vida útil de la batería (suponiendo que la vida útil de la misma no mejora con la tecnología) de 4.172.013€.

## 5.2.6 Conclusiones

Las conclusiones extraídas del modelo y su aplicación son:

- Es muy importante recordar que el hecho de que esta tecnología se encuentre en fase de crecimiento y desarrollo, el estudio realizado en el presente trabajo es un estudio aproximado, donde la incertidumbre del valor exacto de alguno de los parámetros utilizados para el mismo (elegidos en función a diversos estudios realizados a día de hoy) así como las características de la tecnología tiene un valor elevado.
- Queda demostrado que con los precios actuales de las baterías de flujo de redox y, por lo que hemos podido ver en el apartado 5.2, del resto de baterías actualmente implican que la instalación de las mismas con el objetivo de almacenar energía en horas de bajo consumo para utilizarla después no es rentable.
- Consumir energía mediante baterías supone, a día de hoy, un gasto de casi el doble que si se compra la energía directamente de la red. Es decir, mediante el uso de baterías, el gasto de consumir energía durante la vida útil de la batería sería de un 199,73% mayor que consumir la energía directamente de la red para el caso estudiado.

Añadir que, el precio estudiado en el trabajo supondría solamente al término de energía. La tarifa 3.0 A permite contratar potencias distintas para cada periodo, con lo cual se podría ajustar al mínimo la potencia contratada en los periodos 2 y 3 en los cuales no se va a demandar energía de la red, obteniendo un mayor ahorro.

- Estudios recientes son esperanzadores con la disminución del coste de las baterías a corto plazo. Para las baterías de flujo de vanadio se espera un desarrollo en las mismas, que junto con el reciclaje del óxido de vanadio (clave para la determinación de los costes de las baterías VRB), supondrían una disminución considerable en los costes de fabricación de las mismas.

Si se consiguen los objetivos marcados en [1], para 2022 la instalación de baterías de flujo de vanadio será rentable.



---

## REFERENCIAS

---

- [1] V Viswanathan, M Kintner- Meyer, P Balducci, C Jin «National Assessment of Energy Storage for Grid Balancing and Arbitrage» *Pacific Northwest National Laboratory* Vol. 2: Cost and Performance, 2013.
- [2] First Hydro Company, «Welcome to First Hydro Company » *International Power*, 2009.
- [3] «Gúia del almacenamiento de energía» *fenecom*, Mayo 2016.
- [4] Schoenung SM, «Characteristics and Technologies for Long vs. Short-Term Energy Storage: A Study by the DOE ESSs Program» *Sandia National Laboratories*, 2001.
- [5] Cavallo A. «High capacity factor wind energy systems» *J Sol. Energy En*, 1995.
- [6] Schoenung SM and WV Hassenzahl, «Long vs. Short-Term Energy Storage Technology Analysis» *Sandia National Laboratories*, 2013.
- [7] Geadah A, «Introducing Pumped Storage in Lebanon: Towards a Prospective National Master Plan » *International Seminar on River Basin Management and Co-operation in the Euro-Mediterranean Region*, 2009.
- [8] Fodstad LA, «The Profitability of Pumped Hydro Storage in Norway » *Norwegian School of Economics*, 2014.
- [9] Rahman S., «Economic Impact of Integrating Photovoltaics with Conventional Electric Utility Operation » *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 1990.
- [10] Jenkinson P., «Introduction» *International Power First Hydro Analysis Conference*, 2005.
- [11] Lipman TE, R Ramos, and DM Kammen, «An Assessment of Battery and Hydrogen ESSs Integrated with Wind Energy Resources in California » *University of California*, 2005.
- [12] M. Lazarewicz, J. Judson. «Performance of First 20 MW Commercial Flywheel Frequency Regulation Plant» 2011.
- [13] C. Symons, «Opportunities for Energy Storage in Stressed Electrical Supply Systems» *IEEE PES Summer Meeting, Vancouver*, 2001.
- [14] ESA«Volantes de Inercia», 2015.

- [15] «Flywheels» *Flywheelenergysystems*
- [16] Beacon Power Corporation «Flywheels», 2015.
- [17] Bolund B. «Flywheel Energy and Power Storage Systems» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2007.
- [18] Sibley L. «Flywheels Energy Storage» *tribologysystems*, 2011.
- [19] Chiao E «Amber Kinetics Flywheel Energy Storage Demonstration» *Annual Merit Review*, 2011.
- [20] van der Linden S. «Bulk Energy Storage Potential in the USA, Current Developments and Future Prospects» *Energy*, 2006.
- [21] Taylor P «A summary of the state-of-the-art of SMES, flywheel, and CAES» *Sandia report*, 1999.
- [22] Prodromidis A and FA Coutelieris «Simulations of economical and technical feasibility of battery and flywheel hybrid ESSs in autonomous projects.» *Renewable Energy*, 2011.
- [23] Rounds R and GH Peek «Design & Development of a 20-MW Flywheel-based Frequency Regulation Power Plant» *Sandia Report*, 2008.
- [24] «Altair Nanotechnologies POWER » *Advanced Batteries Supply Ancillary Services*, 2008.
- [25] Cavallo A. Controllable and affordable utility-scale electricity from intermittent wind resources and CAES » *Energy*, 2007.
- [26] «Ridge Energy Storage & Grid Services L.P. The Economic Impact of CAES on Wind in TX » 2007.
- [27] Drury E, P Denholm, and R Sioshansi «The Value of Compressed Air Energy Storage in Energy and Reserve Markets» *Energy*, 2011.
- [28] Grazzini G and A Millazzo, «Thermodynamic analysis of CAES/TES systems for renewable energy plants » *Renawle Energy*, 2008.
- [29] Succar S and RH Williams, «Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources and Applications for Wind Power » *Princeton University*, 2008.
- [30] Hoffman P, H Miller, and J Kerth «McIntosh CAES Experience NYSERDA-Columbia University Compressed Air Energy Workshop» *CAES Conference & Workshop*, 2008.
- [31] Herman D. «Comparison of Storage Technologies for Distributed Resource Applications » *Electric Power Research Institute, Palo Alto, California*, 2003.
- [32] Nakhamkin M, M Chiruvolu, and C Daniel «Available CAES Plant Concepts » 2007.

- 
- [33] Nakhamkin M, M Chiruvolu, M Patel, S Byrd, and R Schainker «Second Generation of CAES Technology: Performance, Operations, Economics, Renewable Load Management, Green Energy » *POWER-GEN International*, 2009.
- [34] ESA «Lithium Ion (LI-ION) Batteries» *Energy Storage*
- [35] M. Stanley «Lithium Batteries and Cathode Materials » 2014.
- [36] Tesla «New Powerwall» 2015.
- [37] Rastler D, P Lemar, and S Price, «Market Driven Distributed Energy Storage Requirements for Load Management Applications » *Electric Power Research Institute*, 2007.
- [38] Gyuk IP and S Eckroad, «EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission & Distribution Applications» *Cosponsor*, 2003.
- [39] EAC – Electricity Advisory Committee, «Bottling Electricity: Storage as a Strategic Tool for Managing Variability and Capacity Concerns in the Modern Grid » *Prepared by Energetics Incorporated for the Electricity Advisory Committee*, 2008.
- [40] Divya KC and J Østergaard, «Battery Energy Storage Technology for Power Systems » *Electric Power Systems Research*, 2009.
- [41] Howell D., «Annual Merit Review: Energy Storage R&D Overview » *Energy Efficiency and Renewable Energy*, 2009.
- [42] Nelson PA, DJ Santini, and J Barnes, «Factors Determining the Manufacturing Costs of Lithium-Ion Batteries for PHEV» *International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium*, 2009.
- [43] Barnett B, D Ofer, C McCoy, Y Yang, T Rhodes, B Oh, M Hastbacka, J Rempel, and S Sririramulu, «PHEV Battery Cost Assessment » *U.S. Department of Energy Annual Merit Review*, 2009.
- [44] USCAR, «USABC Final Cost Model » 2007.
- [45] C. E. C. Energy and S. Workshop «Overview of NAS Battery for Load Management » *Technology*, no, 2005.
- [46] Kishinevsky Y, «Long Island Bus Sodium Sulfur Battery Storage Project » *DOE Peer Review*, 2006.
- [47] «Overview of NAS Battery Overview of NAS Battery for Load Management for Load Management » *CEC Energy Storage Workshop*, 2005.
- [48] Abbas A. Akhil, Georgianne Huff, Aileen B. Currier, Benjamin C. Kaun, Dan M. Rastler, Stella Bingqing Chen, Andrew L. Cotter, Dale T. Bradshaw, and William D. Gauntlett. «Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. » *Sandia National Laboratories Albuquerque*, 2013.

- [49] Boyes J, «Energy Storage Tutorial» *Sandia National Laboratories*, 2010.
- [50] Kamibayashi M, DK Nichols, and T Oshima, «Development Update for the NAS Battery» *Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, 2002.
- [51] M. Atenea and B. D. E. Flujo «Baterias de flujo»
- [52] S. Eckroad «Vanadium Redox-Flow Battery » *Large.Stanford.Edu*, 2007.
- [53] Li L, K Soowhan, W Wang, M Vijayakumar, Z Nie, B Chen, J Zhang, G Xia, J Hu, G Graff, J Liu, and Z Yang «A Stable Vanadium Redox-Flow Battery with High Energy Density for Large-Scale Energy Storage» *Adv. Energy Mater*, 2011.
- [54] Rastler D. «Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits » *Electric Power Research Institute, Palo Alto, California*, 2010.
- [55] «Vanadiumsite» *Deeya Energy L-Cell Iron Chromium Flow Battery*, 2011.
- [56] «Vanadium Redox Flow Batteries for Large Scale Storage of Electricity » 2010.
- [57] «Company and Technology Information Sheet» 2011.
- [58] Staudt L. «Electricity Storage: Windfarm and Industrial Applications» *Centre for Renewable Energy. Dundalk Institute of Technology, Ireland*, p. 12, 2001.
- [59] Joerissen L, J Garche, C Fabjan, and G Tomazic, «Possible use of vanadium redox-flow batteries for energy storage in small grids and stand-alone photovoltaic systems» *J. Power Sources*, 2004.
- [60] Kaizuka T and T Sasaki «Evaluation of control maintaining electric power quality by use of rechargeable battery system» *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2001.
- [61] Tokuda N, T Kanno, T Hara, T Shigematsu, Y Tsutsui, A Ikeuchi, T Itou, and T. Kumamoto «Development of a Redox Flow Battery System» *SEI Technical Review*, 2000.
- [62] Rydh CJ. «Environmental assessment of vanadium redox and lead-acid batteries for stationary energy storage.» *J. Power Sources*, 1999.
- [63] Zhao P, H Zhang, H Zhou, J Chen, S Gao, and B Yi «Characteristics and performance of 10 kW class all-vanadium redox-flow battery stack » *Power Sources*, 2006.
- [64] Rodolfo R. Martín Hernández «Análisis, modelado e identificación de los condensadores electroquímicos de doble capa » *Tesis Doctoral. Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática. Universidad de Las Palmas de Gran Canaria*, 2014.
- [65] A. Laheäär, P. Przygocki, Q. Abbas, F. Béguin « Appropriate methods for evaluating the efficiency and capacitive behavior of different types of supercapacitors» *Electrochemistry*

---

*Communications*, 2015.

- [66] J. R. López Ramírez «Modelo dinámico de un electrolizador alcalino» 2010
- [67] S. D. E. Generaci and C. O. N. P. D. E. C. «Sistema de generación con pila de combustible de óxido sólido 105 »
- [68] HyWAYS «the European Hydrogen Roadmap»
- [69] «Gúía del almacenamiento de energía» *fercom*, 2011.
- [70] Keith G., Leighty B. «Transmitting 4 000 MW of new windpower from North Dakota to Chicago: New HVDC electric lines or hydrogen pipeline » *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2002.
- [71] Gallachóir B., «Energy from the ocean » *Irish Engineers*, 2003.
- [72] Ackermann T. «Transmission systems for offshore wind farms » *IEEE Power Engineering Review.*, 2002.
- [73] Juan Ramón Morante «El almacenamiento de la electricidad» *Fundación gas natural fenosaevista*, 2014.



