

Trabajo de Fin de Máster

Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Análisis técnico, regulatorio y económico de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica

Autor: Juan Ramón González Sanz

Tutor: Dr. Jesús Manuel Riquelme Santos

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

Sevilla, 2020



Trabajo de Fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Análisis técnico, regulatorio y económico de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica

Autor:

Juan Ramón González Sanz

Tutor:

Dr. Jesús Manuel Riquelme Santos

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Trabajo de Fin de Máster: Análisis técnico, regulatorio y económico de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica

Autor: Juan Ramón González Sanz

Tutor: Dr. Jesús Manuel Riquelme Santos

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

A mi familia

Resumen

En el presente documento se realiza un análisis técnico, regulatorio y económico de los sistemas de almacenamiento de energía.

Desde el punto de vista técnico, se exponen las posibles aplicaciones de dichos sistemas de almacenamiento en los sistemas eléctricos de potencia. Igualmente se exponen las distintas tecnologías de almacenamiento que principalmente se utilizan en estos sistemas.

Por otro lado, se analiza también la situación actual y evolución de los sistemas de almacenamiento en el mundo, así como las perspectivas y previsión de su desarrollo a corto y largo plazo en función de la región o país, aplicaciones y tecnología.

En relación a los aspectos regulatorios de los sistemas de almacenamiento, se estudia la regulación específica existente en la Unión Europea y en Estados Unidos, centrándonos particularmente en Alemania y en el Reino Unido, así como en los estados de California y Nueva York.

Desde el punto de vista económico, se analiza la evolución de los costes y del rendimiento de los sistemas de almacenamiento, así como la previsión de futuro estimada de los mismos según distintos estudios.

Se expone también la metodología desarrollada en el informe Electricity Storage Valuation Framework (ESVF), publicado por la International Renewable Energy Agency (IRENA), y en el que se dan unas pautas para evaluar el valor de los sistemas de almacenamiento y asegurar la viabilidad de los proyectos.

Igualmente se realizan estudios de rentabilidad de hipotéticos proyectos implantados en los países o regiones analizadas en el capítulo de análisis regulatorio, con objeto de evaluar las diferencias entre los mismos. Para ello se utiliza la herramienta Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0, un modelo de despacho desarrollado por BloombergNEF.

Índice

Resumen	ix
Índice	xi
Índice de Tablas	xiv
Índice de Figuras	xvi
1 Introducción	1
2 Aplicaciones del almacenamiento de energía en los sistemas eléctricos de potencia	2
3 Tecnologías de sistemas de almacenamiento de energía	7
3.1. <i>Sistemas mecánicos</i>	8
3.1.1. Centrales hidroeléctricas de bombeo	8
3.1.2. Sistemas de almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES)	9
3.1.3. Volantes de inercia	10
3.2. <i>Sistemas electroquímicos</i>	11
3.2.1. Baterías	11
3.2.2. Baterías de flujo	15
3.3. <i>Sistemas electromagnéticos</i>	17
3.3.1. Almacenamiento con superconductor magnético (Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES)	17
3.4. <i>Sistemas químicos</i>	17
3.4.1. Almacenamiento a partir de Hidrógeno	17
3.4.2. Almacenamiento a partir de Gas Natural sintético	18
3.5. <i>Sistemas térmicos</i>	18
3.5.1. Almacenamiento basado en calor sensible	18
3.5.2. Almacenamiento basado en calor latente	19
3.6. <i>Criterios de evaluación para las tecnologías de almacenamiento</i>	19
4 Situación actual y perspectivas de futuro de los sistemas de almacenamiento de energía	22
4.1. <i>Situación actual de los sistemas de almacenamiento de energía</i>	22
4.2. <i>Perspectivas de futuro a corto plazo de los sistemas de almacenamiento de energía</i>	25
4.3. <i>Perspectivas de futuro a largo plazo de los sistemas de almacenamiento de energía</i>	26

5	Análisis regulatorio de los sistemas de almacenamiento de energía	30
5.1.	<i>Metodología</i>	30
5.2.	<i>Unión Europea</i>	32
5.2.1.	Principales agentes del sector eléctrico	32
5.2.2.	Política energética	33
5.2.3.	Regulación específica sobre el almacenamiento de energía	35
5.2.4.	Evaluación de los principales aspectos de la regulación específica	41
5.3.	<i>Estados Unidos</i>	42
5.3.1.	Principales agentes del sector eléctrico	42
5.3.2.	Política energética	43
5.3.3.	Regulación específica sobre el almacenamiento de energía	43
5.3.4.	Evaluación de los principales aspectos de la regulación específica	45
5.4.	<i>Alemania</i>	46
5.4.1.	Principales agentes del sector eléctrico	46
5.4.2.	Política energética	47
5.4.3.	Regulación específica sobre el almacenamiento de energía	49
5.4.4.	Evaluación de los principales aspectos de la regulación específica	49
5.5.	<i>Reino Unido</i>	51
5.5.1.	Principales agentes del sector eléctrico	51
5.5.2.	Política energética	51
5.5.3.	Regulación específica sobre el almacenamiento de energía	52
5.5.4.	Evaluación de los principales aspectos de la regulación específica	53
5.6.	<i>Nueva York</i>	54
5.6.1.	Principales agentes del sector eléctrico	54
5.6.2.	Política energética	54
5.6.3.	Regulación específica sobre el almacenamiento de energía	55
5.6.4.	Evaluación de los principales aspectos de la regulación específica	56
5.7.	<i>California</i>	57
5.7.1.	Principales agentes del sector eléctrico	57
5.7.2.	Política energética	58
5.7.3.	Regulación específica sobre el almacenamiento de energía	58
5.7.4.	Evaluación de los principales aspectos de la regulación específica	58
6	Evolución de costes y rendimiento de los sistemas de almacenamiento de energía	60
6.1.	<i>Desglose del coste de los sistemas de almacenamiento de energía</i>	60
6.2.	<i>Perspectivas de disminución de costes de los sistemas de almacenamiento de energía</i>	63
6.3.	<i>Evolución del coste y del rendimiento de las baterías de almacenamiento en función de su tecnología</i>	65

7	Marco de valoración para los proyectos de sistemas de almacenamiento de energía	68
	<i>7.1. Metodología</i>	<i>68</i>
	7.1.1. Fase 1: Identificar los servicios que el almacenamiento puede dar para apoyar la integración de las energías renovables	68
	7.1.2. Fase 2: Relacionar las tecnologías de almacenamiento adecuadas para los servicios identificados	69
	7.1.3. Fase 3: Analizar el valor del sistema de almacenamiento en comparación con otras opciones alternativas de flexibilidad	71
	7.1.4. Fase 4: Simular la operación del sistema de almacenamiento y la acumulación de beneficios por distintas fuentes de ingresos	72
	7.1.5. Fase 5: Evaluar la viabilidad del proyecto del sistema de almacenamiento	73
8	Estudio de rentabilidad de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica	76
	<i>8.1. Método de análisis económico</i>	<i>76</i>
	<i>8.2. Modelo utilizado para la realización del análisis económico</i>	<i>77</i>
	<i>8.3. Análisis de rentabilidad y comparativa en función de la región o regulación específica</i>	<i>81</i>
	8.3.1. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW/50 MWh – ALEMANIA	84
	8.3.2. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW/200 MWh – ALEMANIA	86
	8.3.3. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW/50 MWh – REINO UNIDO	88
	8.3.4. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW/200 MWh -REINO UNIDO	90
	8.3.5. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW/50 MWh – CALIFORNIA	92
	8.3.6. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW/200 MWh – CALIFORNIA	94
	8.3.7. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW/50 MWh – NUEVA YORK	96
	8.3.8. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW/200 MWh - NUEVA YORK	98
	8.3.9. Resumen y conclusiones de los análisis económicos	100
9	Conclusiones	103
	Anexo I.- Estudios de rentabilidad - supuestos de simulación	105
	Bibliografía	113

ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 2.1. Aplicaciones y posibles ubicaciones para los sistemas de almacenamiento de energía en los sistemas eléctricos. Fuente: IRENA
- Figura 2.2. Aplicaciones de los sistemas almacenamiento en función de su escala de tiempo. Fuente: IRENA
- Figura 2.3. Posicionamiento de las distintas tecnologías de almacenamiento en función de su potencia y tiempos de descarga. Fuente: US DOE
- Figura 2.4. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía. Fuente: Rocky Mountain Institute, Bloomberg New Energy Finance
- Figura 3.1. Tecnologías de almacenamiento de energía. Fuente: EASE
- Figura 3.2. Esquema general de una central hidroeléctrica de bombeo. Fuente: UNESA
- Figura 3.3. Flujo en sistema CAES para funcionamiento de la turbina. Fuente: EASE
- Figura 3.4. Componentes principales de un sistema de almacenamiento de energía con volante de inercia de alta velocidad. Fuente: IRENA
- Figura 3.5. Esquema del funcionamiento básico de una batería. Fuente: Fundación Gas Natural Fenosa
- Figura 3.6. Esquema de una batería de Flujo Redox. Fuente: Morante.
- Figura 4.1. Localización de proyectos almacenamiento de energía. Fuente: Energy Storage Project Database - BloombergNEF
- Figura 4.2. Potencia total proyectos almacenamiento de energía según su fecha de puesta en servicio. Fuente: Energy Storage Project Database - BloombergNEF
- Figura 4.3. Proyectos de almacenamiento desarrollados según la región (EMEA: Europe, Middle East and Africa; AMER: Americas; APAC: Asia Pacific). Fuente: BloombergNEF
- Figura 4.4. Proyectos de almacenamiento desarrollados según el país. Fuente: BloombergNEF
- Figura 4.5. Proyectos de almacenamiento desarrollados según su aplicación (basados en MW). Fuente: BloombergNEF
- Figura 4.6. Proyectos de almacenamiento desarrollados según su tecnología (basados en MW), excluidos las centrales de bombeo y los sistemas por aire comprimido (CAES). Fuente: BloombergNEF
- Figura 4.7. Previsión de instalaciones de almacenamiento hasta 2025 según países (basadas en GWh). Fuente: BloombergNEF
- Figura 4.8. Previsión de instalaciones de almacenamiento hasta 2025 según su aplicación (basadas en GWh). Fuente: BloombergNEF
- Figura 4.9. Previsión de instalaciones de almacenamiento hasta 2040 según países (basadas en GW). Fuente: BloombergNEF
- Figura 4.10. Almacenamiento hasta 2040 por región (GW y GWh). Fuente: BloombergNEF
- Figura 4.11. Instalaciones hasta 2040 según su aplicación a nivel de sistema o behind the meter BTM (basadas en GW). Fuente: BloombergNEF
- Figura 4.12. Almacenamiento hasta 2040 según aplicación (GW y GWh). Fuente: BloombergNEF
- Figura 4.13. Inversión prevista hasta 2040 según la región. Fuente: BloombergNEF
- Figura 4.14. Objetivos de energía para 2030 de España presentados a la Comisión Europea. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica
- Figura 6.1. Coste promedio de instalación de sistema de almacenamiento en 2019. Fuente: BloombergNEF

- Figura 6.2. Desglose de coste promedio de instalación de 4 horas de duración en 2019. Fuente: BloombergNEF
- Figura 6.3. Desglose de coste promedio de instalación de 1 hora de duración en 2019. Fuente: BloombergNEF
- Figura 6.4. Evolución del coste de un sistema de almacenamiento de 4 horas de duración, desglosado según sus componentes. Fuente: BloombergNEF
- Figura 6.5. Evolución del coste de un sistema de almacenamiento de 1 hora de duración, desglosado según sus componentes. Fuente: BloombergNEF
- Figura 6.6. Evolución del coste de un sistema de almacenamiento para uso residencial, desglosado según sus componentes. Fuente: BloombergNEF
- Figura 6.7. Densidad de energía y de potencia de las baterías en función de su tecnología. Fuente: International Renewable Energy Agency.
- Figura 6.8. Vida útil y costes de instalación de las baterías en función de su tecnología. Fuente: International Renewable Energy Agency.
- Figura 6.9. Estimación de costes de instalación de las baterías para 2030 en función de su tecnología. Fuente: International Renewable Energy Agency.
- Figura 6.10. Estimación de costes de instalación y vida útil de las baterías para 2030 en función de su tecnología. Fuente: International Renewable Energy Agency.
- Figura 7.1. Fases de la metodología propuesta en Electricity Storage Valuation Framework (ESVF). Fuente: IRENA
- Figura 7.2. Servicios que pueden proporcionar los sistemas de almacenamiento. Fuente: IRENA
- Figura 7.3. Ejemplo de valores tipo de los parámetros técnicos y comerciales de las distintas tecnologías de almacenamiento. Fuente: IRENA
- Figura 7.4. Ejemplo de matriz de idoneidad de las distintas tecnologías para las distintas aplicaciones. Fuente: IRENA
- Figura 7.5. Simulación de despacho de un sistema de almacenamiento. Fuente: IRENA
- Figura 7.6. Comparación de costes y acumulación de beneficios de un sistema de almacenamiento. Fuente: IRENA
- Figura 8.1. Ejemplo del despacho generado para un día – ingresos en €/MW. Fuente: Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0
- Figura 8.2. Ejemplo del despacho generado para un día – potencia MW. Fuente: Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0
- Figura 8.3. Ingresos y gastos mensuales en función del servicio. Fuente: Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0
- Figura 8.4. Actividades y servicios que presta el sistema (porcentaje de horas cada mes). Fuente: Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0
- Figura 8.5. Balance de energía promedio por cada hora del día. Fuente: Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0
- Figura 8.6. Energía anual promedio en función de la actividad y hora del día. Fuente: Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0
- Figura 8.7. Ingresos anuales en función del servicio prestado por el sistema. Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0

ÍNDICE DE TABLAS

- Tabla 3.1. Características y prestaciones de las tecnologías de almacenamiento. Fuente: Morante.
- Tabla 5.1.- DISPOSICIONES DE LA DIRECTIVA DE ELECTRICIDAD (2019/944) Y EL REGLAMENTO (2019/943) REFERENTES AL ALMACENAMIENTO DE ENERGIA.
- Tabla 8.1. Cuadro resumen de datos de los estudios de rentabilidad de los distintos casos estudiados.
- Tabla A.1.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 50 MWh – ALEMANIA
- Tabla A.2.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 200 MWh – ALEMANIA
- Tabla A.3.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 50 MWh – REINO UNIDO
- Tabla A.4.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 200 MWh – REINO UNIDO
- Tabla A.5.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 50 MWh – CALIFORNIA
- Tabla A.6.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 200 MWh – CALIFORNIA
- Tabla A.7.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 50 MWh – NUEVA YORK
- Tabla A.8.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 200 MWh – NUEVA YORK

1. INTRODUCCIÓN

El almacenamiento de electricidad podría desempeñar un papel clave para facilitar la siguiente etapa de la transición energética al permitir una mayor participación de las energías renovables en los sistemas de energía y descarbonizar indirectamente el sector del transporte.

Sin embargo, el valor del sistema de almacenamiento a menudo no se tiene en cuenta en los mercados de electricidad, resultando que los ingresos del mercado son insuficientes para los inversores para hacer viables los proyectos, y provocando un despliegue inadecuado del almacenamiento de electricidad.

El ritmo al que debe desplegarse el almacenamiento de electricidad varía según el progreso en la transformación del sector energético, la economía de las tecnologías alternativas que pueden proporcionar soluciones similares o alternativas, y el progreso en el coste y el rendimiento del almacenamiento de electricidad.

Las principales barreras para la implementación del almacenamiento a gran escala son:

- Coste y madurez tecnológica: el coste de las baterías está disminuyendo rápidamente, mientras que los parámetros técnicos como las tasas de degradación y la densidad de energía siguen mejorando.
- Dificultad para los propietarios para monetizar el valor: pueden surgir barreras debido a que los marcos regulatorios y el diseño del mercado eléctrico no se ajustan para compensar el valor que el almacenamiento proporciona al sistema.

En el presente Trabajo de Fin Máster se realiza un análisis de los sistemas de almacenamiento de energía desde el punto de vista técnico, regulatorio y económico, evaluando tanto su situación actual como las perspectivas de futuro.

Desde el punto de vista regulatorio, se realiza un análisis de los principales aspectos a considerar tanto en la Unión Europea como en Estados Unidos, centrándonos particularmente en Alemania y Reino Unido, y en los estados de California y Nueva York.

Desde el punto de vista económico, recientemente en marzo de 2020 la International Renewable Energy Agency (IRENA) ha publicado el informe Electricity Storage Valuation Framework (ESVF), diseñado para identificar el valor del almacenamiento de electricidad y que pueda ser tomado como referencia para los principales agentes del sector.

En él se dan unas pautas para evaluar el valor de estos sistemas y asegurar la viabilidad de los proyectos bajo el marco regulatorio existente, así como comparar los beneficios que proporcionan con otras alternativas que también pueden proveer de flexibilidad al sistema.

Siguiendo estas pautas hemos realizado estudios de viabilidad económica de hipotéticos sistemas de almacenamiento conectados a la red, con objeto de percibir las diferencias de rentabilidad en las distintas regiones estudiadas en el capítulo de análisis regulatorio.

2. APLICACIONES DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

El almacenamiento de energía se utiliza para diferentes aplicaciones en los sistemas eléctricos. Puede ayudar a incrementar la participación de la generación variable de energías renovables (VRE) en las redes de transporte y distribución, apoyando a equilibrar la generación variable de estas fuentes de energía, y ayudando a la autogeneración y al autoconsumo de los clientes.

Tradicionalmente la flexibilidad del sistema ha sido proporcionada por la generación convencional térmica así como las centrales de ciclo combinado. El almacenamiento de electricidad junto con otras medidas de mitigación (gestión de la demanda, generación flexible, redes inteligentes, etc...) podrían permitir la integración de la energía solar y eólica a gran escala.

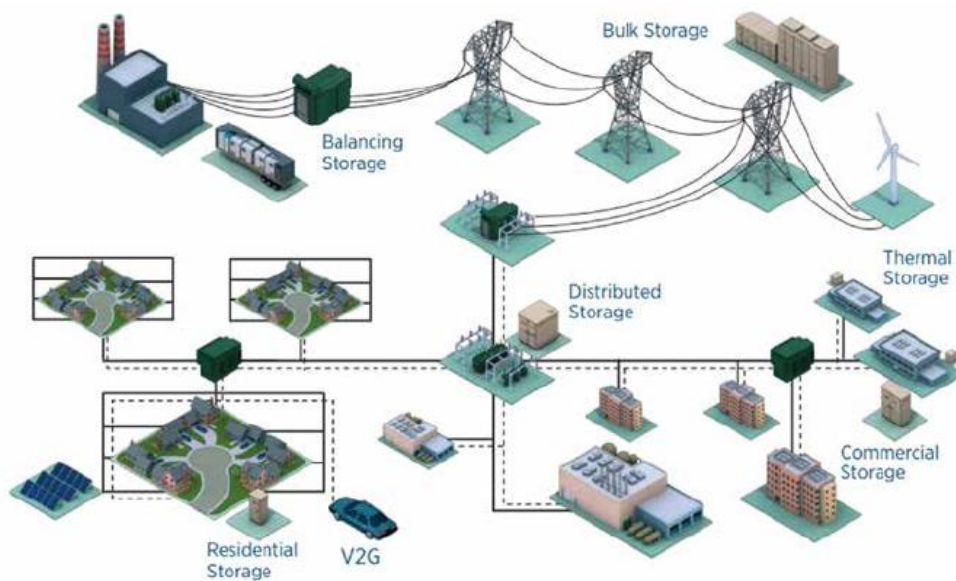


Figura 2.1. Aplicaciones y posibles ubicaciones para los sistemas de almacenamiento de energía en los sistemas eléctricos. Fuente: IRENA

En general las aplicaciones de almacenamiento se pueden clasificar en función del tiempo de descarga y del tiempo de respuesta. Igualmente se pueden considerar según su uso en generación, transmisión, distribución, o incluso junto al usuario final (aplicaciones “behind the meter”).

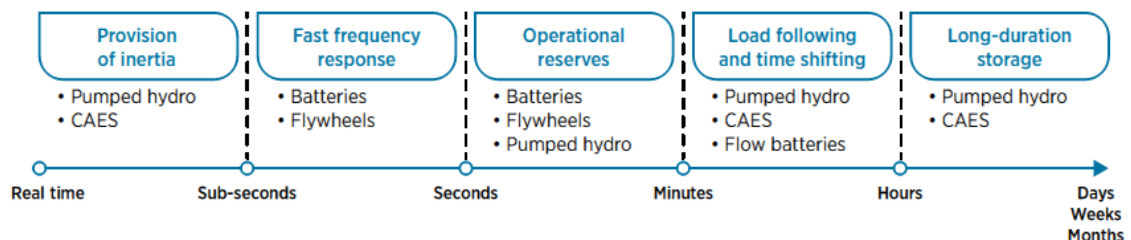


Figura 2.2. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía en función de su escala de tiempo. Fuente: IRENA

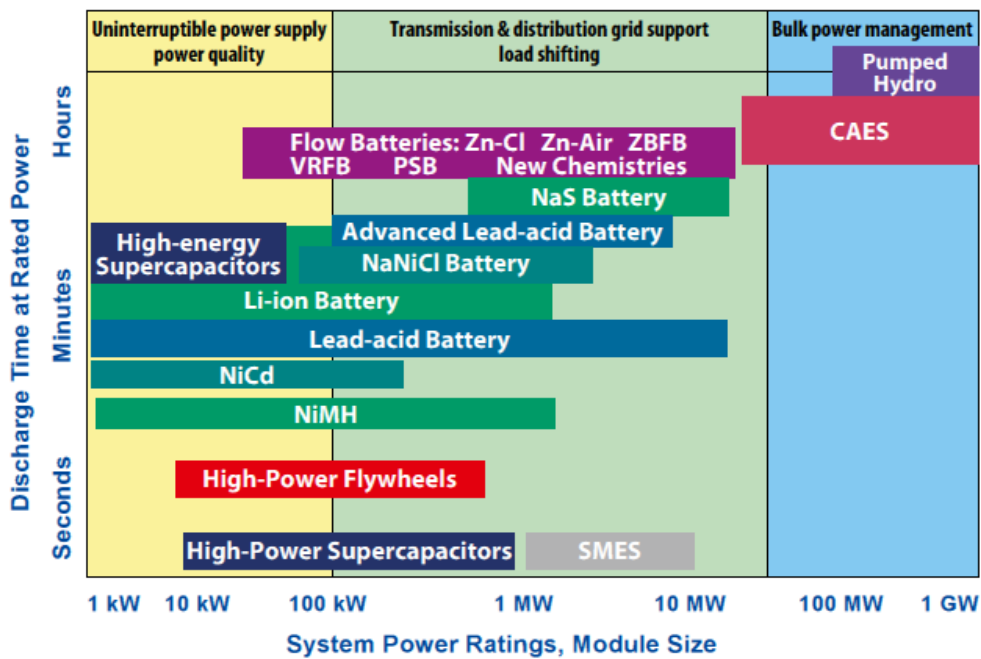


Figura 2.3. Posicionamiento de las distintas tecnologías de almacenamiento en función de su potencia y tiempos de descarga. Fuente: US DOE

Seguidamente se describen las distintas aplicaciones que pueden desempeñar los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica:

Generación

- *Arbitraje:* aprovecha el mercado para almacenar energía cuando el costo de la electricidad es muy bajo, y se descarga cuando el costo de la electricidad es muy alto.
- *Provisión de capacidad:* utiliza la energía almacenada en un sistema para proveer potencia.
- *Capacidad a plantas convencionales:* utiliza el almacenamiento para optimizar el uso de las plantas convencionales. Se puede utilizar para suplir una carga cuando un generador se apaga, hasta que otro generador, o el mismo, sea reiniciado.
- *Servicios auxiliares para integración de renovables:* usa el almacenamiento para integrar de forma óptima las fuentes de energía renovable.
- *Servicios de afianzamiento de la capacidad:* utiliza el almacenamiento de energía para lograr que la generación variable de las energías renovables sea lo más constante posible durante un determinado tiempo.
- *Minimización de energía desperdiciada:* se utiliza el almacenamiento para absorber el excedente de energía producida por fuentes renovables que no se pudo inyectar en la red.

- *Limitación de perturbaciones:* se utiliza para reducir el efecto de las fuentes de energía renovable. Las aplicaciones pueden ser de corta (por ejemplo: reducción de la volatilidad, mejoramiento de la calidad de la energía, reducción de armónicos, mitigación de huecos de tensión, estabilidad transitoria y de tensión) o larga duración (por ejemplo: reducción de la variabilidad del viento, mitigación de la sobrecarga en transmisión, respaldo ante desconexión de plantas generadoras).

Servicios Auxiliares

- *Control de frecuencia primario:* uso del almacenamiento para mantener un balance entre la generación y la demanda después de una perturbación.
- *Control de frecuencia secundario:* uso del almacenamiento para contribuir con el sistema centralizado que ajusta la potencia de salida de las unidades para restablecer la frecuencia y los intercambios a los valores de referencia.
- *Control de frecuencia terciario:* uso el almacenamiento para ayudar a restaurar las reservas del control primario y secundario y restablecer la frecuencia e intercambios cuando el control secundario no lo logra.
- *Estabilidad de frecuencia:* el almacenamiento de energía se puede utilizar para mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos.
- *Arranque en frío o black start:* se utiliza para restaurar el sistema o una planta de generación tras un apagón.
- *Control de tensión:* el almacenamiento puede absorber o inyectar potencia reactiva para mantener las tensiones dentro de los límites tolerables.

Transporte

- *Aplazamiento de la inversión:* hay problemas de congestión de las líneas que pueden resolverse utilizando el almacenamiento, por lo que conllevaría un aplazamiento de la inversión para el refuerzo o ampliación de las interconexiones.
- *Respaldo al sistema de transporte:* el almacenamiento se puede usar para mejorar el rendimiento de la red de transporte, compensando anomalías como huecos o inestabilidad de tensión.

Distribución

- *Modulación de la curva de demanda:* el almacenamiento se puede usar para mover cargas del “pico” a la base de la curva de demanda (peak shaving), y así reducir el flujo de potencia en las líneas.

- *Aplazamiento de la inversión:* se refiere al uso del almacenamiento para resolver problemas de congestión, lo que resulta en un aplazamiento de la inversión.
- *Calidad de la energía y control de tensiones:* se utiliza el almacenamiento para mantener las tensiones dentro de un rango aceptable a través de cambios en la potencia activa y reactiva.
- *Limitación de perturbaciones:* se puede usar para reducir el efecto de distintas incidencias que se pueden producir en la red.
- *Compensación de la potencia reactiva:* puede contribuir a gestionar la potencia reactiva en la red de distribución.

Usuarios finales o aplicaciones “behind the meter”

- *Modulación de la curva de demanda:* el almacenamiento se puede usar para reducir la demanda máxima y reducir la potencia necesaria.
- *Gestión de la energía:* se refiere al uso del almacenamiento para gestionar el consumo en base al coste de la electricidad, con el fin de minimizar la facturación y aumentar la rentabilidad del sistema.
- *Calidad de la energía:* el almacenamiento puede utilizarse para mejorar el índice de calidad de la energía suministrada por la empresa distribuidora.
- *Gestión del autoconsumo:* el almacenamiento puede utilizarse para almacenar la generación propia para autoconsumo y utilizarla en otro momento del día.
- *Continuidad del servicio:* uso del almacenamiento ante interrupciones del servicio en la red de distribución.
- *Compensación de potencia reactiva:* se refiere a la capacidad del almacenamiento para compensar localmente la potencia reactiva y cambiar la tensión en el punto de conexión.
- *Integración de vehículos eléctricos:* se refiere al uso de las baterías de los vehículos eléctricos para ofrecer el servicio V2G (vehicle-to-grid) y contribuir en el sistema.

En la siguiente figura se muestra un resumen de las posibles distintas aplicaciones de los sistemas de almacenamiento en función del destinatario:

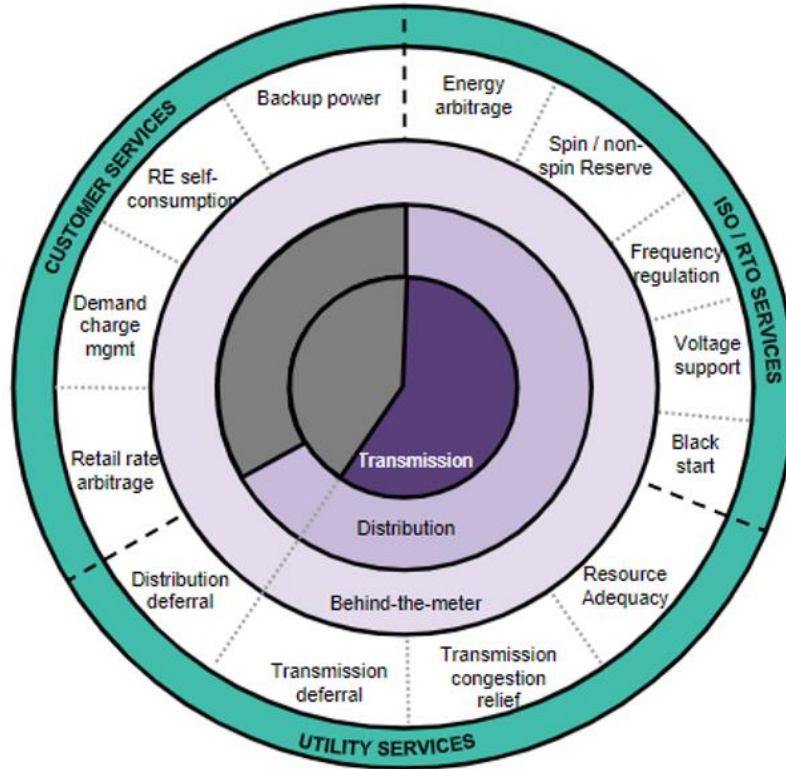


Figura 2.4. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía. Fuente: Rocky Mountain Institute, Bloomberg New Energy Finance

3. TECNOLOGÍAS DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Las tecnologías de almacenamiento de energía se clasifican comúnmente según el principio de almacenamiento o familia según se ve en la siguiente figura:

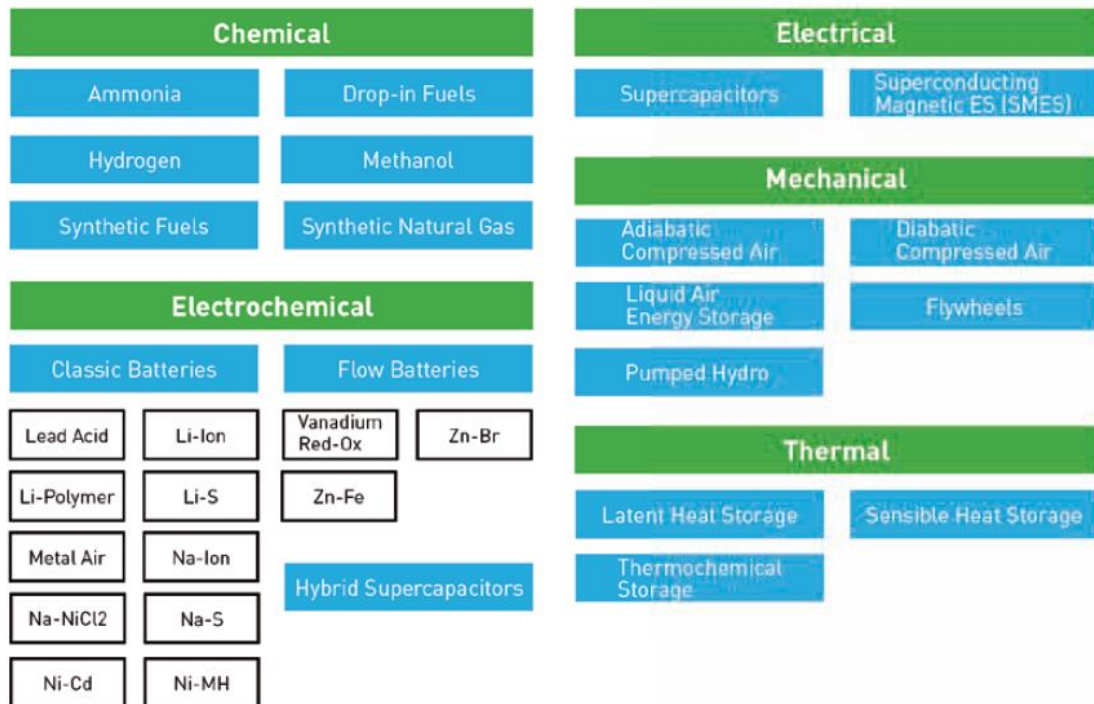


Figura 3.1. Tecnologías de almacenamiento de energía. Fuente: EASE

- El almacenamiento de energía química almacena energía en sustancias químicas que aparecen en forma gaseosa, líquida o sólida y la energía se libera en reacciones químicas. Sus principales características son que tienen una alta densidad de energía y una gran variedad de opciones para su transporte y almacenamiento.
- El almacenamiento de energía electroquímica cubre las baterías, donde la energía química es almacenada y convertida a energía eléctrica y viceversa en reacciones electroquímicas. Existen muchas opciones que difieren según los materiales de los electrodos y de los electrolitos, y como consecuencia también difieren sus parámetros principales. Se pueden dividir en dos grandes categorías: baterías clásicas y baterías de flujo.
- El almacenamiento de energía eléctrica almacena electrones. En un condensador, la electricidad se almacena en el campo electrostático entre dos electrodos. En el almacenamiento de energía magnética superconductora (SMES), la electricidad se almacena en el campo magnético de una bobina. La capacidad energética es limitada pero el tiempo de reacción es rápido, y la potencia y la eficiencia son muy altas.
- El almacenamiento de energía mecánica combina varios principios de almacenamiento, como la energía potencial del agua en el almacenamiento hidroeléctrico, el volumen y presión del aire en la energía del aire comprimido o la energía rotacional de una masa en los volantes de inercia.

- El almacenamiento de energía térmica incluye tres tipos de tecnologías. Su objetivo es la utilización de la energía térmica generada a partir de cualquier fuente de energía directa o la producida como energía residual generada durante los procesos de generación eléctrica.

Seguidamente se resumen las principales características de cada una de estas tecnologías y se detallan los principales sistemas utilizados actualmente para el almacenamiento de energía eléctrica.

3.1. Sistemas mecánicos

3.1.1. Centrales hidroeléctricas de bombeo.

Las centrales hidráulicas de bombeo o centrales hidroeléctricas reversibles son un tipo de central hidroeléctrica con la capacidad de almacenar energía mediante el bombeo de agua, curso arriba, a una posición situada a mayor altura.

El fundamento básico es el almacenamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a una cierta altura por encima de otra inferior.

En espacios de tiempo de baja demanda y/o bajo precio de la electricidad, esta se utiliza para accionar bombas que impulsan el agua hacia el embalse superior. En intervalos de tiempo de elevada demanda de electricidad, el proceso se revierte, y el agua almacenada se libera pasando a través de turbinas para producir electricidad.

Las centrales hidráulicas de bombeo representan actualmente una solución comercialmente viable y demostrada para el almacenamiento de grandes cantidades de energía con la finalidad de mantener un equilibrio en la red eléctrica y prevenir apagones eléctricos. Son tecnologías con un grado muy alto de madurez y con una muy buena adaptación entre sus características y las necesidades de la red.

Estas centrales presentan una serie de ventajas, tales como:

- Alta eficiencia.
- Capacidad de almacenamiento y alto tiempo de descarga.
- Amplio rango de potencia de generación (100 MW a 5 GW).
- Larga vida útil (80-100 años).
- Puesta en marcha inmediata.
- Bajo costo de explotación.

Por el contrario, también presentan una serie de inconvenientes tales como:

- Están sujetas a restricciones geográficas, debido a la necesidad de encontrar una ubicación adecuada.
- Alto coste de inversión inicial.
- Elevado tiempo de construcción.
- Contaminación ambiental por la alteración del paisaje.

En la siguiente figura se muestra el esquema general típico de una central de bombeo:



Figura 3.2. Esquema general de una central hidroeléctrica de bombeo. Fuente: UNESA

3.1.2. Sistemas de almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES).

La tecnología de almacenamiento de energía por aire comprimido (Compressed Air Energy Storage o CAES) se basa en utilizar energía eléctrica generada a bajo coste para accionar un compresor. En su forma más simple, el aire comprimido se enfría y se retiene en cavernas o lugares geológicos apropiados o en depósitos terrestres o en recipientes submarinos. En momentos de alta demanda de electricidad, se aporta un suministro de calor al aire comprimido mientras se lo deja expandir a través de turbinas. La energía transferida a las turbinas se convierte en electricidad mediante el uso de generadores eléctricos.

En otras palabras, la energía eléctrica barata es transformada en energía potencial del aire presurizado y almacenado en esta forma.

Además, como fase inicial a la expansión del aire, este necesita ser calentado para evitar la congelación en el sistema de expansión. Por tanto, en esta fase se podría reutilizar el calor previamente capturado, lo que constituiría un sistema adiabático, o alternativamente utilizar calor de otras fuentes, lo que definiría un sistema diabático.

Éste último, el sistema diabático, es el implementado hasta el momento, con unas pocas plantas instaladas y en funcionamiento. Por supuesto, la variante adiabática es más prometedora, ya que ofrece una eficiencia energética mucho mayor. También otras versiones del proceso, como la versión submarina, que permite su instalación junto a molinos eólicos off-shore o incluso en ríos cerca de las ciudades, o la versión isotérmica, dotada de gran modularidad, constituyen nuevas alternativas bajo investigación y prototipo.

A pesar de estar poco implementada, es una tecnología relativamente madura y simple en sus componentes y podría estar, a diferencia de otras tecnologías, de forma rápida en el

mercado. Al mismo tiempo, ofrece variantes muy atractivas para consolidar sistemas con eficiencias de ciclo en el orden del 75% de acuerdo con las nuevas versiones de la tecnología.

Sin embargo, su principal activador, las plantas eólicas y fotovoltaicas ubicadas en lugares donde el almacenamiento de bombeo hidráulico no sería probablemente la primera opción, no tiene todavía los incentivos suficientes para incorporar el precio del almacenamiento en sus costes.

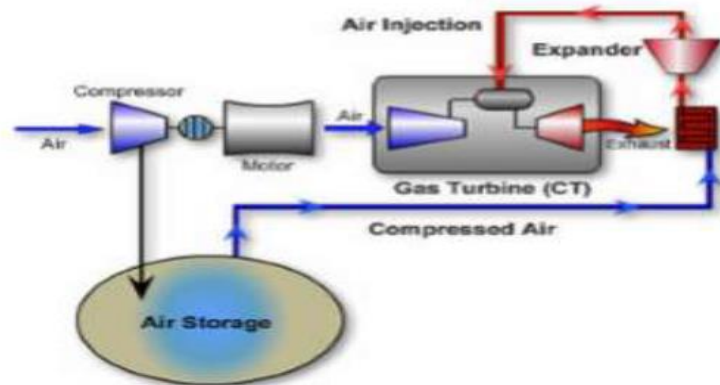


Figura 3.3. Flujo en sistema CAES para funcionamiento de la turbina. Fuente: EASE

3.1.3. Volantes de inercia.

Un volante de inercia o flywheel se puede considerar como una batería mecánica que para cargarse requiere un aporte de energía que aumente su velocidad de rotación, función que realiza una máquina eléctrica conectada al volante de inercia cuando dicha máquina trabaja como motor eléctrico. Es un elemento capaz de almacenar la energía en forma de energía cinética mediante una rotación, la cual será liberada en el momento que sea necesario.

Cuando ya está rotando, la cantidad de energía que almacena depende de su velocidad de rotación y de su momento de inercia.

La energía almacenada se recupera desacelerando el volante de inercia mediante un par motor y devolviendo así la energía cinética a la máquina eléctrica a la que está conectado el volante de inercia. Esta máquina eléctrica deja su función de motor y pasa a ejercer las funciones de generador.

Los volantes de inercia se caracterizan por ser una tecnología rápida de almacenamiento de energía. Su rápida respuesta permite asegurar el aporte en un breve intervalo de tiempo de grandes cantidades de energía, por lo que constituye un magnífico complemento para la regulación de frecuencia y voltaje en la red cuando hay fuentes renovables de generación de energía como las plantas de energía eólica y/o fotovoltaica o en redes inteligentes.

Los volantes de inercia presentan numerosas ventajas que hay que centrar y focalizar principalmente en sus características de potencia/energía:

- No contienen sustancias tóxicas como las baterías.

- Elevada densidad de potencia y de energía.
- Muy rápida capacidad de respuesta.
- Poco mantenimiento y esperanza de vida de 20 años (más de 100.000 ciclos).
- Elevada eficiencia de energía (alrededor del 85%).

Aparte de las ventajas mencionadas, los volantes de inercia pueden ser contruidos en una gran variedad de formas y tamaños, desde unos pocos kilogramos hasta varios centenares de toneladas, lo que los hace viables para una larga lista de aplicaciones.

Los volantes de inercia también presentan desventajas, destacando entre ellas:

- Elevado coste inicial del dispositivo.
- Utilización de equipamiento pesado para asegurar su correcto funcionamiento.

En general, los volantes de inercia tienen un coste inicial mucho mayor que las baterías, pero requieren menos mantenimiento y presentan una mayor durabilidad.

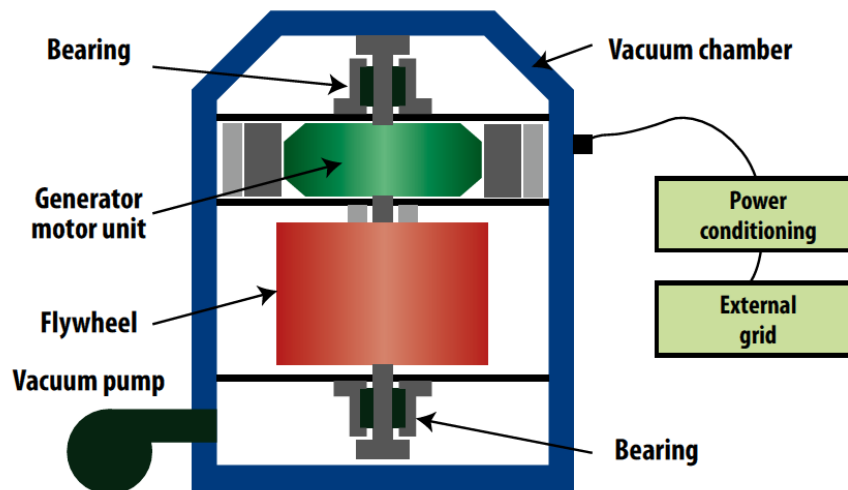


Figura 3.4. Componentes principales de un sistema de almacenamiento de energía con volante de inercia de alta velocidad. Fuente: IRENA

3.2. Sistemas electroquímicos

3.2.1. Baterías.

Las baterías son uno de los sistemas de almacenamiento más extendidos y usados. Existen dos tipos de baterías: primarias y secundarias. La diferencia radica en que las baterías primarias son difícilmente recargables (por ejemplo las pilas de zinc-carbono que se utilizan en linternas, juguetes, etc.), mientras que las secundarias pueden recargarse haciendo circular la corriente en el sentido contrario al de utilización. Esto se consigue debido a que las reacciones químicas de estas últimas son reversibles. Dentro de este tipo de baterías se encuentran las baterías de: plomo-ácido, óxido de plata-zinc, níquel-cadmio (NiCd), níquel hierro, sodio-sulfuro (NaS), ión-litio (Li-ion), etc.

La batería es un dispositivo que convierte energía electroquímica en energía eléctrica por un proceso químico reversible llamado reducción-oxidación. En general consta de dos terminales llamados polos (electrodos o bornes) del mismo o de distinto material, sumergidos en una disolución conductora de electricidad o electrolito. La oxidación tiene lugar en el ánodo, que es el electrodo que capta los electrones entregados por el compuesto, mientras que la reducción tiene lugar en el cátodo, que es el electrodo que suministra los electrones que se ganan por parte del compuesto. Cuando los electrones reaccionan con las especies químicas contenidas en el electrolito, en el polo o electrodo negativo (ánodo) se ganan electrones porque las especies allí presentes se oxidan es decir pierden o ceden los electrones. Estos electrones van por el circuito externo al otro polo o electrodo positivo (cátodo) en donde son cedidos a las especies químicas allí presentes que se reducen ganando o adquiriendo estos electrones cedidos por el circuito exterior.

Durante la descarga se genera una corriente del electrodo positivo al negativo a través del circuito externo o carga eléctrica (bombilla, resistencia, etc.). Sin embargo, para la recarga debe aplicarse una fuente de energía externa para invertir las reacciones permitiendo extraer electrones del cátodo para inyectarlos nuevamente al ánodo. De esta manera los compuestos son transformados a su estado inicial y la celda electroquímica acumula energía eléctrica en forma de energía electroquímica que podría suministrar posteriormente en forma progresiva. En la siguiente figura se pueden observar las partes que constituyen una batería básica, en este caso de Zn-Cu.

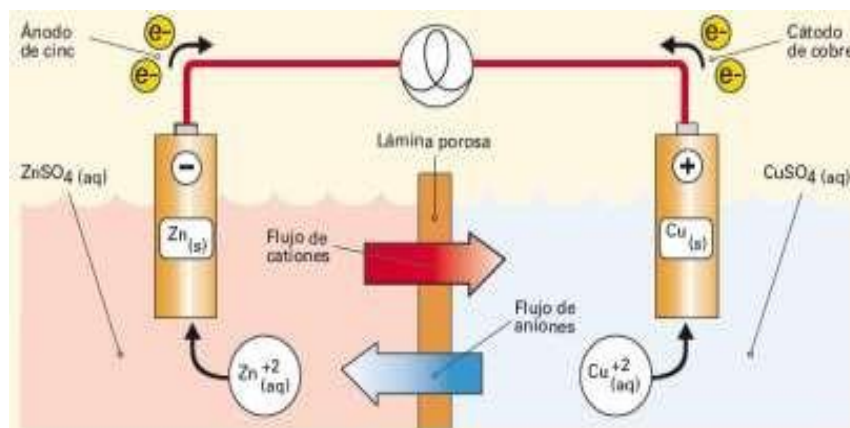


Figura 3.5. Esquema del funcionamiento básico de una batería. Fuente: Fundación Gas Natural Fenosa

Este proceso de reacción electroquímica se podrá mantener mientras existan las especies electroactivas que participan en la oxidación y la reducción o estas sean regeneradas desde el exterior. Para poder ser regeneradas de forma eficiente es preciso aportar la suficiente cantidad de energía externa: esta es la alternativa para sistemas recargables.

Las celdas suministran un flujo de electrones (densidad de corriente A/cm²) a partir de las reacciones químicas asociadas al sistema químico específico y a su capacidad de interactuar con los electrodos. Los diferentes tipos de celdas o unidades electroquímicas simples se clasifican por su tensión de trabajo (V), que está ligada a la diferencia de potencial experimentada por el electrón entre su estado inicial y su estado final (normalmente entre 1 y 4 voltios). La densidad de corriente y la tensión de trabajo, determinan la potencia y la

energía almacenada o liberada durante el proceso electroquímico. Dado el alto carácter modular de las celdas simples, estas unidades son fácilmente conectables en serie para obtener mayores voltajes, y pueden ser combinadas para definir sistemas de almacenamiento o baterías con mayor potencia y capacidad energética.

Los parámetros principales que permiten definir las especificaciones de las baterías son los siguientes:

- **Tensión de circuito abierto:** es el voltaje máximo que puede aportar una batería.
- **Capacidad:** es el parámetro más importante en la especificación de una batería y se mide en Ah. La capacidad está relacionada con la capacidad de descarga de la batería, por lo tanto, cuanto mayor es la descarga de la batería, menor será su capacidad. Generalmente se tiene una curva típica de descarga, que proporciona una determinada capacidad, establecida por el fabricante, que variará según el régimen de descarga al que sea sometida.
- **Estado de carga (SOC, State of Charge):** el estado de carga indica el porcentaje de carga en la batería. Aunque en teoría el recorrido de carga/descarga de una batería es del 0-100%, en la práctica, en muchos tipos de baterías no es posible o recomendable descargar a menos de un 20-30%.
- **Corriente de descarga máxima:** existe una corriente máxima que puede generar una batería, y cuanto mayor sea esta, menor cantidad de energía podrá dar. Si aumenta la corriente de descarga, disminuye la capacidad.
- **Vida de la batería (SOH, State of Health):** se refiere a la vida útil que posee la batería. Esta disminuirá en mayor o menor medida dependiendo de su uso, la profundidad de descarga alcanzada, número de ciclos completados, etc.
- **Estado de funcionamiento:** con el estado de funcionamiento se comprobará si la batería funciona correctamente, aportando la tensión especificada a la salida y sin fallos en los otros parámetros.
- **Profundidad de descarga (DOD, Depth of Discharge):** es el parámetro que indica el porcentaje de descarga que se puede alcanzar en una batería sin que sufra daños.

En los siguientes apartados se describirán las baterías secundarias o recargables más conocidas comercialmente y las que están aún en fase experimental para aplicaciones de almacenamiento de energía.

➤ **Batería Plomo-acido**

Las baterías plomo ácido son el tipo de baterías más antiguas y las más disponibles, combinan costes asumibles con el uso de materiales abundantes y un circuito de reciclado optimizado para evitar el impacto ambiental. Constituyen la tecnología más aplicada en el mundo a causa de su amplio uso en los sistemas de automoción como fuente de energía.

Una batería de Pb-ácido está basada en dos electrodos de plomo sumergidos en ácido sulfúrico. Cuando la batería está descargada, el plomo (Pb) se convierte en sulfato de plomo (PbSO₄) en el ánodo (liberando dos electrones) y el óxido de plomo (PbO₂) se convierte en sulfato de plomo (PbSO₄) en el cátodo (absorbiendo dos electrones). Este proceso es reversible, en teoría, pero una capa de sulfato de plomo no convertible tiende a acumularse en los electrodos durante el ciclo (carga y descarga).

Entre sus ventajas están su bajo coste; son fiables (más de 140 años de desarrollo); robustez (tolerante a los abusos); tolerante a la sobrecarga; amplia gama de tamaños y capacidades; y sus muchos proveedores en todo el mundo.

Entre sus desventajas hay que considerar que son muy pesadas y voluminosas; peligro de sobrecalentamiento durante la carga; no es adecuada para carga rápida; y ciclo de vida típico de 300 a 500 ciclos.

A pesar de los inconvenientes mencionados, se está consiguiendo reducir los costes gracias a los nuevos avances para promover la integración de las fuentes de energía renovables. Las nuevas baterías de plomo ácido llegan al 90% de rendimiento y una profundidad de descarga del 80%.

➤ **Batería NaS**

La batería de sulfuro de sodio, como la mayoría de las otras baterías electroquímicas, consta básicamente de dos electrodos separados por un electrolito. Sin embargo, a diferencia de la mayoría de las baterías, los electrodos son líquidos y el electrolito sólido. El ánodo es de sodio fundido (Na), el cátodo es de azufre fundido (S) y el electrolito una membrana de β -alúmina.

Durante la descarga, los iones de sodio en el ánodo emigran a través del electrolito hacia el cátodo. Los restantes electrones, al no poder pasar a través del electrolito, los envía fuera de la batería, dando como resultado la corriente eléctrica. En el cátodo, los iones de sodio y electrones se recombinan con azufre y forman el poli-sulfuro de sodio (Na₂S_x). El proceso de carga se lleva a cabo al suministrar una potencia eléctrica con una fuente externa, sobre el electrodo negativo de sodio y el electrodo positivo de azufre, siguiendo el proceso inverso de la descarga. Debido a esto la energía se almacena en la batería.

Las principales ventajas para estas baterías son: su alta energía específica; alta eficiencia de carga y descarga (89-92%); ciclo de vida largo (4500 ciclos); y que son fabricadas con materiales de bajo coste.

Sus desventajas residen en sus altas temperaturas de operación (300 a 350° C); la naturaleza altamente corrosiva de los polisulfuros de sodio y que existen algunas cuestiones técnicas que se deben mejorar para aumentar su duración, como la reducción de los problemas de corrosión del recipiente y conectores, mejorar las características del electrolito, mejorar el sellado de la batería y mejorar la recargabilidad del electrodo de azufre.

➤ **Baterías Ion-Litio**

El litio es un material muy ligero con un gran potencial electroquímico, características que lo hacen tener unas propiedades energéticas muy favorables ya que puede acumular grandes cantidades de energía. Las baterías de Ion-litio también tienen la característica de que los dos electrodos pueden absorber o devolver iones reversiblemente. El cátodo está compuesto de litio, el ánodo en su primera versión utilizaba un electrodo de carbón, pero actualmente son de grafito, debido a sus características de descarga. El electrolito es, por lo general, un orgánico no acuoso líquido, como carbonato de etileno (EC), que contiene sales de litio disueltas como LiPF₆.

Cuando la batería Ion-litio se está cargando, a través de una fuente de energía, los electrones externos se combinan, haciendo que los átomos de litio en el cátodo y los iones migren a través del electrolito hacia el ánodo, los átomos de litio se depositan entre las capas de carbono.

Durante la descarga, el litio migra desde el ánodo a través del electrolito hacia el cátodo en forma de iones +. Al mismo tiempo, los electrones fluyen del ánodo transfiriéndose por un circuito externo (conectado a una carga eléctrica) y entrando en el cátodo.

Entre las ventajas más importantes se puede considerar que tienen un alto voltaje, entre 3 y 4 V/celda; alta energía específica (80-170 Wh/kg), más de cuatro veces las de Pb-ácido; alto rendimiento, alcanzando el 94%; alta ciclabilidad, conservando el 90% de capacidad después de los 1000 ciclos; son mucho menos contaminantes, ya que no contienen plomo, cadmio o mercurio; baja autodescarga.

Entre las desventajas que presentan se puede considerar que pierden prestaciones cuando la temperatura supera los 50°C; se degradan rápidamente cuando la descarga es muy profunda o se sobrecarga la batería; mínimo estado de carga del 10%; necesitan un empaquetamiento especial y un circuito de protección interno frente a sobrecargas.

3.2.2. Baterías de flujo.

Las baterías de flujo están compuestas esencialmente de dos depósitos de electrolito que se redistribuyen por unas bombas a través de una celda electroquímica que comprende un cátodo, un ánodo y un separador de membrana. La densidad de energía de las baterías de flujo depende del volumen del electrolito que se almacene. La densidad de potencia en las baterías de flujo depende básicamente de la velocidad de las reacciones que se producen en el ánodo y el cátodo.

Estas baterías consisten en dos tanques para almacenar los electrolitos; contiene un sistema con un número determinado de celdas conectadas en serie o paralelo (apilamiento de celdas) para convertir la energía de las especies electroactivas contenidas en los electrolitos, en electricidad o viceversa; tiene un sistema hidráulico de bombas y tuberías utilizados para impulsar los electrolitos a través de todo el sistema; y un dispositivo de interconexión con la red para la entrega de la energía generada. El esquema de los sistemas de batería de flujo redox se muestra en la siguiente figura.

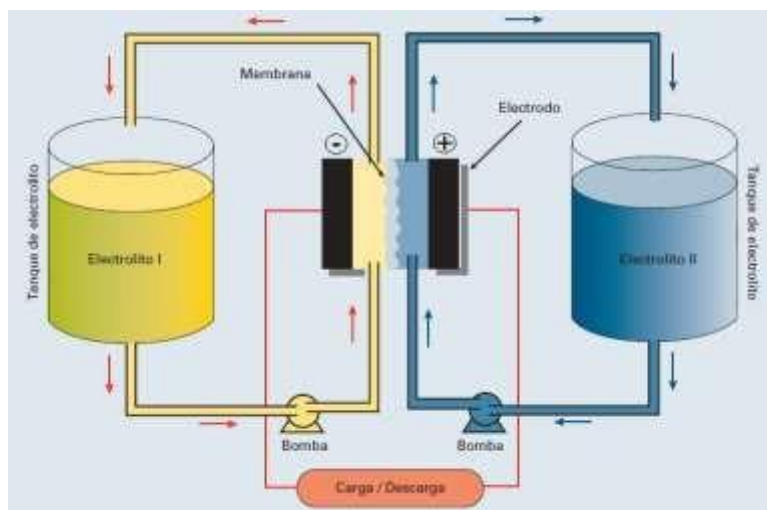


Figura 3.6. Esquema de una batería de Flujo Redox. Fuente: Morante.

La energía química se encuentra almacenada en los electrolitos que están en tanques, desde donde son bombeados hasta uno o varios stacks compuestos de celdas electroquímicas. En cada semi-celda se hace la transferencia electrónica entre la especie electroactiva del electrolito y el electrodo. Cada celda está compuesta de dos compartimentos divididos por un separador que impide el paso de especies electroactivas de un compartimento a otro. La capacidad de almacenamiento de energía está determinada por la concentración de reactivo (especie electroactiva) en el electrolito y el tamaño de los tanques, mientras que la potencia está determinada por el número de celdas individuales en el stack de la batería y el área del electrodo. Como resultado, la potencia y la capacidad de energía almacenada son independientes.

Esta característica hace únicas a las baterías de flujo, ya que pueden ser diseñadas dependiendo de la aplicación, es decir, la capacidad de almacenamiento puede ampliarse adicionando más electrolito y, al mismo tiempo, podemos ampliar la potencia de salida de la batería adicionando más celdas al stack.

Existen tres diseños de baterías de flujo: Vanadio Redox (VRB), Zinc Bromuro (ZnBr) y Polisulfuro-Bromo (PSB).

Este tipo de baterías tienen las siguientes ventajas: eficiencias superiores al 85%; respuesta rápida, de pocos milisegundos (0,001 s); vida larga, pudiendo llegar a funcionar más de 10.000 ciclos y estimándose más de 15 años de vida media. Límites de 30.000 ciclos y vidas superiores a los 25 años han sido también anunciados, el electrolito tiene una vida indefinida y, por lo tanto, se puede reutilizar; las bombas de circulación del electrolito solo necesitan ser remplazadas cada 7-10 años como parte del mantenimiento del sistema; baja o nula autodescarga.

Entre las desventajas están su alto coste, debido al electrolito y la membrana de intercambio de protones; también su baja densidad de energía; igualmente los aspectos ambientales respecto la gestión de grandes cantidades de electrolitos tóxicos.

3.3. Sistemas electromagnéticos

3.3.1. Almacenamiento con superconductor magnético (Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES).

Los sistemas de almacenamiento de energía por superconducción magnética (SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage), están basados en una tecnología en donde la energía es almacenada en el campo magnético creado por el flujo de corriente directa a través de una bobina superconductora, que se mantiene por debajo de la temperatura crítica de superconducción.

Uno de los principales elementos que debe tener este tipo de tecnología es el sistema de refrigeración, con el fin de mantener la temperatura por debajo del valor que permita a la bobina mantener su característica de superconducción (actualmente los materiales pueden mantener esa propiedad alrededor de 100 K). Este es uno de los principales desafíos para este tipo de sistemas de almacenamiento y que busca de alguna forma elevar el valor de esa temperatura crítica de superconducción.

Una de las principales ventajas de los sistemas SMES es la inmediatez con la que se puede acceder a la energía almacenada en este tipo de dispositivos. Además, se caracterizan por eficiencias muy altas (hasta 95 %, aún considerando la parte de enfriamiento) y con pérdidas mínimas de energía, dadas las características de la superconducción. En principio, la energía puede almacenarse de forma indefinida mientras se tenga en funcionamiento el sistema de refrigeración.

Actualmente la tecnología de sistemas SMES se encuentra en un estado de avance precoz, ya que se centra principalmente en estudios e implementaciones a nivel de investigación y desarrollo.

3.4. Sistemas químicos

3.4.1. Almacenamiento a partir de Hidrógeno.

El almacenamiento de energía utilizando tecnologías químicas permite transferir la energía eléctrica excedente a un gas que sea factible de almacenar de alguna forma. Este concepto se conoce con el nombre de Power to Gas (P2G), que es la aplicación más frecuente en lo que respecta al almacenamiento a partir de hidrógeno.

Este elemento se encuentra en grandes cantidades en nuestro planeta, aunque este no se encuentra en su estado puro. El hidrógeno es un vector de energía que puede ser obtenido de varios productos, como el gas natural, el agua o el refinado de aceites pesados. Sin embargo, la única producción considerada como limpia es la que implica su obtención a base de agua y energía procedente de fuentes renovables

Con el hidrógeno producido, se podría almacenar o utilizar directamente para alimentar sistemas de transporte (como vehículos de hidrógeno), generar electricidad de manera diferida para compensar las horas pico o utilizar el hidrógeno en aplicaciones industriales.

Aunque en principio, este proceso parezca sencillo, hay muchos retos que deben superarse para que este proceso se vuelva viable desde el punto de vista técnico y económico. En

primer lugar se debe resolver el problema de la electrólisis a gran escala, posteriormente el almacenamiento del hidrógeno presenta dificultades serias debido a las características físicas de este gas y por último, se presenta el problema de las adaptaciones que se tendrían que realizar para utilizar el hidrógeno utilizando la infraestructura ya existente.

3.4.2. Almacenamiento a partir de Gas Natural sintético.

El gas natural es una mezcla de gases, cuyo componente principal es el metano con un porcentaje de entre 80 % y 96 % del total del volumen. Además se considera el combustible de origen fósil más limpio y seguro.

Como su nombre lo indica, el GNS corresponde al mismo tipo de gas natural, pero en lugar de ser extraído del suelo, se produce mediante algún proceso químico. Si la fuente original es biomasa, se puede generar GNS a partir de un proceso de gasificación.

El proceso de gasificación consiste en calentar la biomasa (normalmente madera) a muy altas temperaturas sin que este llegue a entrar en combustión, de manera que se pueda separar la parte gaseosa de la sólida. Parte de ese gas consiste en metano, pero mucho puede ser dióxido de carbono que se puede convertir en metano mediante un proceso de hidrogenación. Luego el gas es filtrado para eliminar el agua y el dióxido de carbono restante.

El GNS puede luego ser utilizado ya sea directamente en aplicaciones de calor (por ejemplo, para inyectarlo a un sistema de distribución de gas) o para generar electricidad (mediante calderas que luego mueven un generador o motores de combustión).

3.5. Sistemas térmicos

El almacenamiento de energía a través de medios térmicos convierte la energía eléctrica o solar en calor, que se almacena en diferentes materiales vectores como el hielo, agua, rocas trituradas o sales fundidas. Por lo general, dicho calor puede ser utilizado en aplicaciones térmicas (por ejemplo acumuladores de agua domésticos), o puede ser convertido en energía eléctrica nuevamente, constituyendo un recurso de almacenamiento de energía eléctrica de despacho controlado.

3.5.1. Almacenamiento basado en calor sensible.

Consiste en el almacenamiento de energía aumentando la temperatura de un sólido o un líquido sin cambiar de fase, y la energía que se almacena es directamente proporcional a la temperatura del sistema.

Se denomina capacidad térmica a la relación que existe entre la temperatura del medio y su cambio de energía térmica. Es el agua uno de los materiales con más capacidad térmica, únicamente superado por el helio, además es económica, existe en abundancia, no es tóxica ni inflamable. Por estas razones es el medio que más se utiliza actualmente.

Usualmente se utiliza para temperaturas menores a 200°C y sus componentes son bastante baratos. Para temperaturas mayores a 500°C se utilizan metales fundidos, los cuales son

baratos y no son tóxicos. Algunos de ellos son el aluminio, sodio, magnesio, plomo o estaño. Los silos de calor formados por rocas y piedras almacenan energía térmica residual o solar, tienen rendimientos del 50%. Para temperaturas de 1000-1100°C tenemos intercambiadores solares y silos de bolas refractarias, las cuales al calentarse expanden el volumen de aire y lo obligan a circular por una turbina.

Como inconvenientes de este tipo de almacenamiento tenemos la baja densidad energética, variaciones de volumen debido a la variación de la temperatura y es difícil conseguir a la salida una temperatura constante.

3.5.2. Almacenamiento basado en calor latente.

Se basa en la energía almacenada en un cambio de fase, fusión o vaporización, mientras que en sentido inverso, con la solidificación o condensación se recupera la energía. Este método se caracteriza por tener siempre una temperatura constante.

Este método posee una densidad de energía mayor que el calor sensible. Otras ventajas destacables son que la temperatura es constante a lo largo del proceso, no tendremos variaciones de volumen, además de una extensa variabilidad en los materiales a utilizar y temperaturas de operación. Sin embargo, los materiales son más costosos que en calor sensible y es más complicado transmitir calor al medio.

Algunos de los posibles materiales a utilizar son denominados materiales de cambio de fase, los cuales necesitan gran cantidad de energía empleada con el fin de cambio de estado, manteniendo la temperatura en este punto constante. Las sales fundidas son uno de los ejemplos más avanzados de esto, utilizadas como sistema de almacenamiento.

Una gran ventaja que tiene el almacenamiento térmico es que no sólo se limita a la utilización de cada tipo de almacenamiento por separado, sino que se pueden conjugar ambos, calor sensible y latente.

3.6. Criterios de evaluación para las tecnologías de almacenamiento

Para evaluar y diferenciar entre las tecnologías de almacenamiento disponibles y para seleccionar el dispositivo más adecuado para una aplicación deseada, deben ser examinados varios aspectos. Entre las nuevas alternativas no existe una tecnología perfecta o ideal para el almacenamiento. Esta característica significa que cualquier solución tiene que tomar la mejor ventaja de una determinada tecnología y acoplarse a los requerimientos de cada aplicación.

Los principales parámetros o criterios a destacar son:

- **Eficiencia**

Al igual que todos los equipos que utilizan energía, los dispositivos de almacenamiento presentan pérdidas. Este parámetro corresponde al ratio entre la energía entregada para hacer frente a la demanda y la energía necesaria para cargar el sistema. Para evaluar la

eficiencia de un dispositivo de almacenamiento, se debe tener en cuenta el ciclo completo: la carga, el mantenimiento y la descarga. Las diferentes tecnologías utilizadas se evalúan según su valor de eficiencia. En algunos casos, se necesita energía para que el sistema pueda mantener la carga, mientras que en otros casos la energía se pierde paulatinamente con el tiempo de almacenaje. Ambos casos se consideran situaciones que implican una pérdida de eficiencia.

- **Durabilidad**

El tiempo de vida es un factor muy importante para cualquier tecnología de almacenamiento de energía. En algunos casos, depende del número de ciclos de carga y descarga, de la profundidad del propio ciclo durante la carga o la descarga o del nivel de no retorno al descargarse. Además, el envejecimiento es siempre un factor importante, y en algunos casos puede ser un factor limitador.

- **Densidad de energía y de potencia**

La densidad de energía y potencia son relevantes para la evaluación de la relación energía/potencia de una tecnología y para determinar el tamaño y el peso de una solución dada. Estas son características importantes para las aplicaciones con espacio y peso limitados, como el transporte o los aparatos móviles, y para su instalación en zonas urbanas o edificios donde el espacio es limitado.

- **Fiabilidad**

La fiabilidad es la probabilidad de que un dispositivo funcione durante un período de tiempo especificado en las condiciones indicadas.

- **Tiempo de respuesta**

Algunas aplicaciones requieren una respuesta casi instantánea (milisegundos), y otras unos minutos. Los tiempos de respuesta de las tecnologías disponibles varían asimismo de algunos milisegundos a algunos minutos y esta constituye una de las características para seleccionar un sistema de almacenamiento para una aplicación determinada.

- **Capacidad de almacenamiento: potencia y energía**

En algunas aplicaciones es preciso disponer de una alta capacidad de almacenamiento de energía, que puede ser requerida durante un corto intervalo de tiempo, al solicitarse dicha energía de forma inmediata frente a un fallo de suministro. Esta respuesta instantánea suplir el suministro durante el intervalo que tarda en entrar un sistema de gran capacidad energética y es capaz de mantener el suministro para períodos más largos. Para este segundo caso se tendría un sistema con gran capacidad de energía, mientras que en el primero se tendría un sistema con gran capacidad de potencia.

En la siguiente figura se resumen las principales características y prestaciones de las distintas tecnologías que hemos visto:

Características	Hidráulica de Bombeo	Volantes de inercia	CAES (<i>compressed air energy storage</i>)	Almacenamiento químico (H ₂ , metano sintético)	Baterías de Ion litio, NaS, NaNiCl	Baterías de flujo redox	Supercapacitores	Bobinas superconductoras	Acumulación térmica latente, sensible y termoquímica
Rango de potencia (MW)	100-5000 MW	0,002-20 MW	100-300 MW	0,001- GW	50 MW	Hasta 7 MW	0,01-1 MW	0,01-10 MW	0,001-10 MW
Intervalo de duración de energía (tiempo)	1-24 h	s-15 min	1-24 h	>días	min-h	>10 h	ms-min	ms- 5 min	-
Tiempo de respuesta (s-min)	s-min	s	5-15 min CAES submarino < 2 min	-	variable	ms	ms	ms	-
Densidad de energía Wh/kg ó Wh/l	0,04-1,5 Wh/l	5-130 Wh/kg	30-60 Wh/kg	-	250 Wh/kg	50 Wh/kg	0,1-15 Wh/kg	0,05-5 Wh/kg	-
Auto descarga (%/día)	0%/día	0-100%/día	0%/día	0%/día	20%/día (NaS) 0.2% día (Ion Litio)	0,1%/día	2-40%/día	2-40%/día	-
Rendimiento ciclo carga/ descarga (%)	75%	85-95%	55% Diabático; 70% Adiabático; 75% Isotérmico	<50%	90%	85-90%	95%	95%	50-100%
Vida media (años)	50-100 años	>20 años	25-40 años	-	5 años (Ion litio) 10 años (NaS)	>20 años	>20 años	>20 años	-

Tabla 3.1. Características y prestaciones de las tecnologías de almacenamiento. Fuente: Morante.

4. SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS DE FUTURO DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

4.1. Situación actual de los sistemas de almacenamiento de energía

Actualmente (mayo 2020) existen en el mundo 1.911 proyectos de almacenamiento de energía (sin contar con las centrales hidroeléctricas de bombeo) que suman una potencia total de 13.295 MW y una capacidad de total de 25.933 MWh.



Figura 4.1. Localización de proyectos almacenamiento de energía. Fuente: Energy Storage Project Database - BloombergNEF

En la siguiente gráfica se puede la evolución de dichos proyectos en función de su fecha de puesta en servicio:

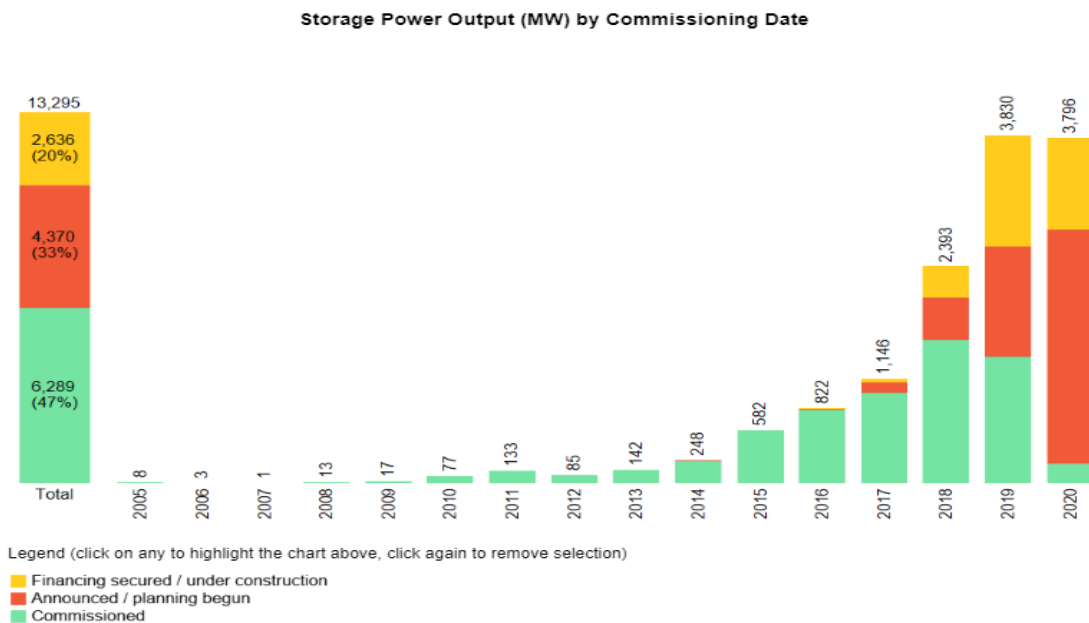


Figura 4.2. Potencia total proyectos almacenamiento de energía según su fecha de puesta en servicio. Fuente: Energy Storage Project Database - BloombergNEF

En el año 2019 se instalaron proyectos de almacenamiento por 2.7 GW / 5.5 GWh, de los cuales alrededor de 1.4GW / 2.6GWh corresponden a proyectos de utilities, y 1 GW / 2.6 GWh corresponden a aplicaciones BTM o behind the meter.

El mercado mundial de almacenamiento de energía se ha contraído por primera vez desde 2012, debido principalmente al colapso del mercado en Corea tras acumular 28 incendios en estas instalaciones sobre los que se está llevando una investigación. No obstante, y a pesar de los contratiempos, se percibe una clara tendencia de crecimiento en los proyectos de almacenamiento, a distinto ritmo en función de las regiones o países, aplicaciones y tecnologías.

Seguidamente se muestra la evolución y situación actual en función del tipo de proyecto, país o región, aplicaciones y tecnología.

- **Proyectos de almacenamiento desarrollados según la región o el país:**

Alrededor del 80 % de la potencia desplegada corresponde a proyectos desarrollados en las regiones de América y Asia y los países del Pacífico, quedando el resto entre Europa, África y Oriente Medio.

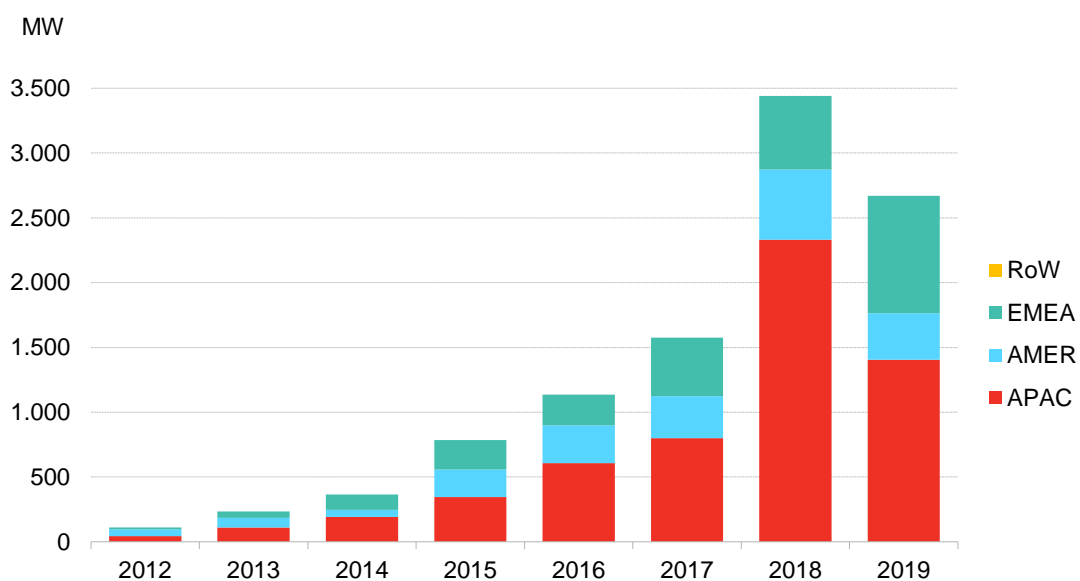


Figura 4.3. Proyectos de almacenamiento desarrollados según la región (EMEA: Europe, Middle East and Africa; AMER: Americas; APAC: Asia Pacific). Fuente: BloombergNEF

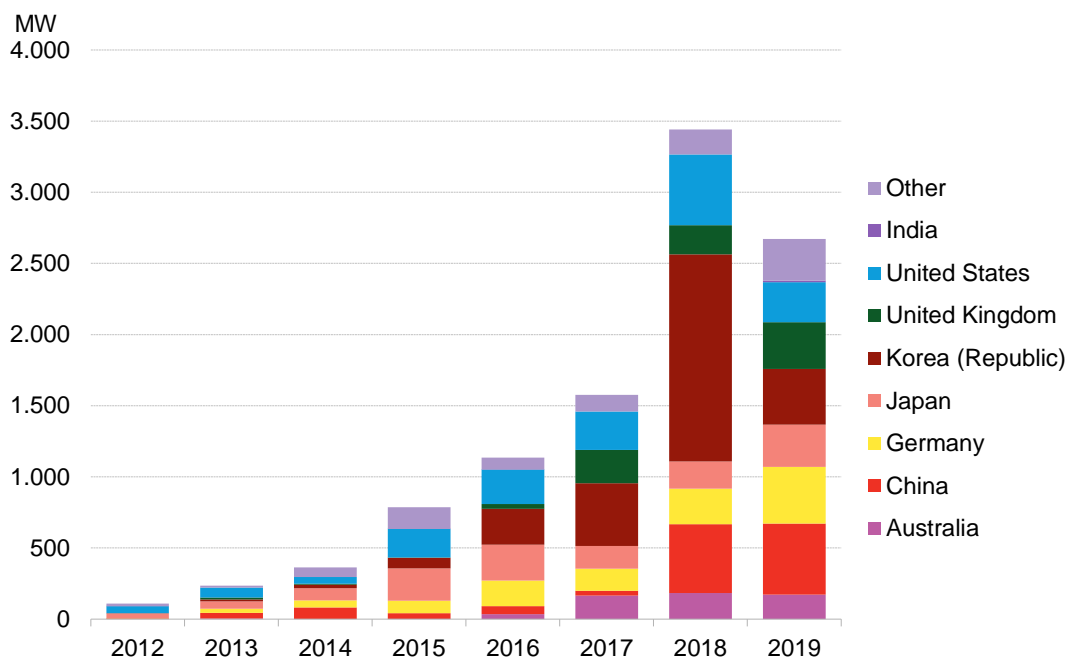


Figura 4.4. Proyectos de almacenamiento desarrollados según el país. Fuente: BloombergNEF

• **Proyectos de almacenamiento desarrollados en función de su aplicación:**

Los servicios auxiliares y el arbitraje de energía siguen siendo los impulsores principales para las aplicaciones a nivel de utilities. Se percibe un aumento en el almacenamiento asociado a las aplicaciones BTM o behind the meter.

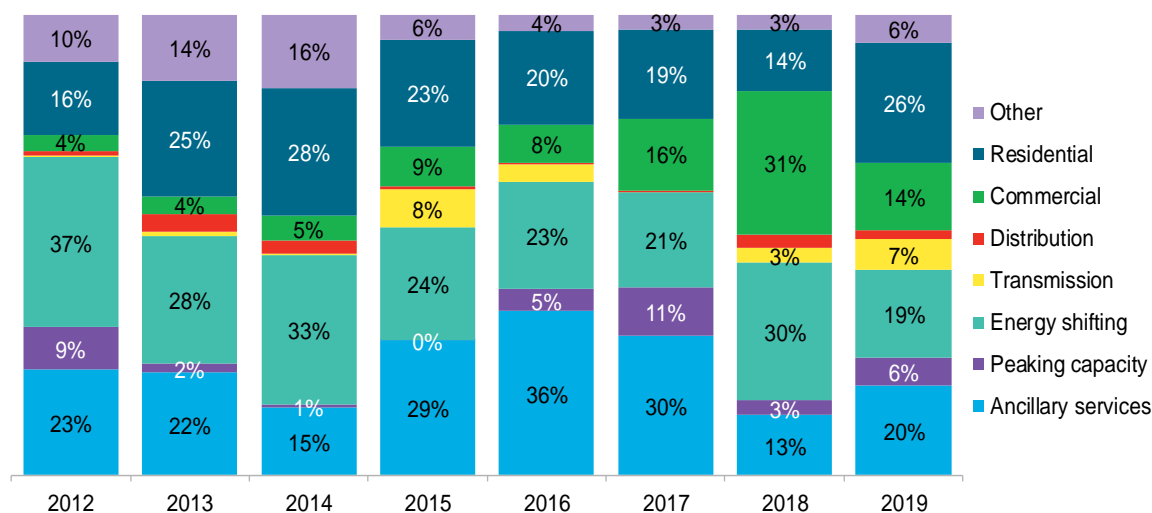


Figura 4.5. Proyectos de almacenamiento desarrollados según su aplicación (basados en MW). Fuente: BloombergNEF

- **Proyectos de almacenamiento desarrollados en función de su tecnología:**

Los sistemas de almacenamiento basados en baterías de ion-litio siguen siendo la tecnología preferida para los proyectos desarrollados.

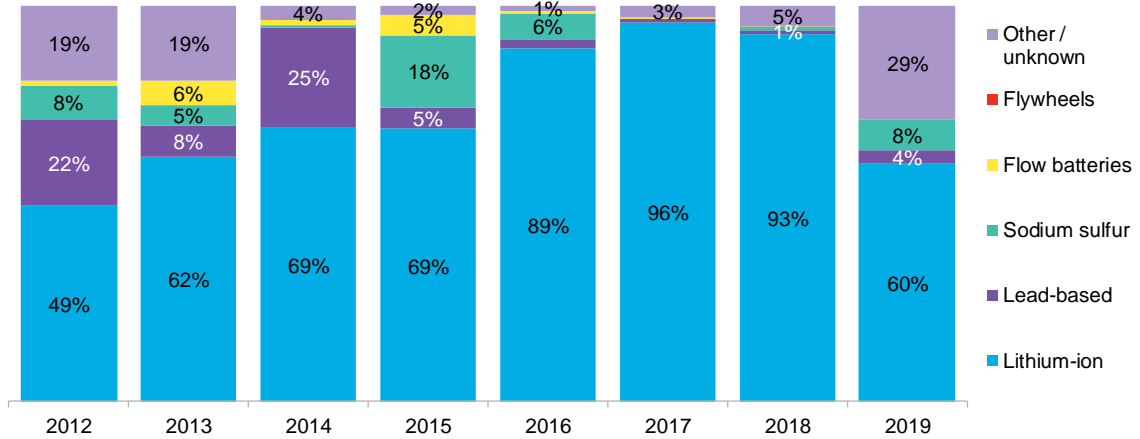


Figura 4.6. Proyectos de almacenamiento desarrollados según su tecnología (basados en MW), excluidos las centrales de bombeo y los sistemas por aire comprimido (CAES). Fuente: BloombergNEF

4.2. Perspectivas de futuro a corto plazo de los sistemas de almacenamiento de energía

Se estima un crecimiento de las instalaciones de almacenamiento hasta tener un desarrollo de 34 GW / 83 GWh en 2025. Estados Unidos y China liderarán el mercado en este período según podemos ver en la siguiente gráfica.

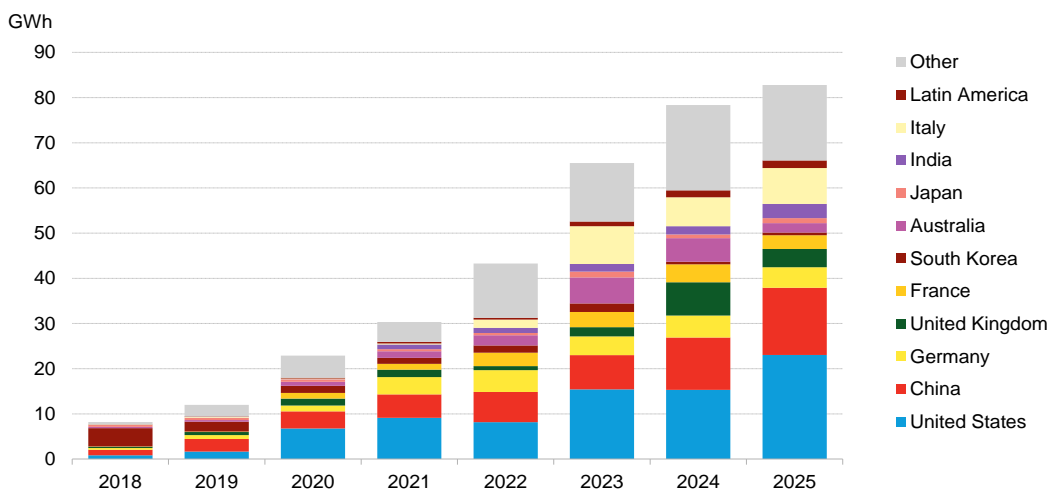


Figura 4.7. Previsión de instalaciones de almacenamiento hasta 2025 según países (basadas en GWh). Fuente: BloombergNEF

A corto plazo se espera que la mayoría de los sistemas se instalen para aplicaciones de arbitraje de energía y provisión de capacidad, si bien las aplicaciones BTM o behind the

meter serán cada vez más importantes, a medida que los clientes pretendan optimizar sus tarifas o instalar baterías como medida de respaldo.

El arbitraje de energía puede incluir baterías para la integración de la energía renovable en mercados con gran penetración de energía eólica o solar y redes con restricciones (como en el norte de China o partes de Japón), o almacenamiento ubicado junto a las plantas de energía solar destinado a suministrar energía durante los picos nocturnos (como en Estados Unidos).

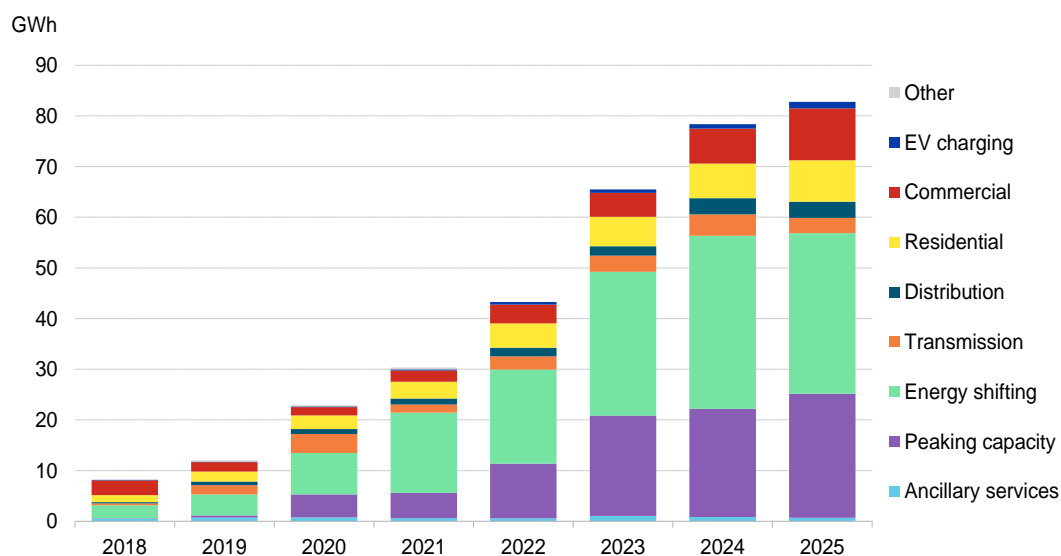


Figura 4.8. Previsión de instalaciones de almacenamiento hasta 2025 según su aplicación (basadas en GWh).
Fuente: BloombergNEF

4.3. Perspectivas de futuro a largo plazo de los sistemas de almacenamiento de energía

Se estima que el mercado global de almacenamiento de energía crecerá hasta tener un total acumulado de 1.095 GW / 2.850 GWh para 2040. El abaratamiento de las baterías permitirá incrementar su uso en distintas aplicaciones, incluidas el arbitraje de energía y la provisión de capacidad en los sistemas eléctricos. Igualmente los usuarios finales o clientes utilizarán el almacenamiento para ahorrar en sus facturas de energía.

Los diez principales mercados representarán casi tres cuartas partes del mercado global. China y Estados Unidos liderarán los mercados en 2040, reuniendo estos dos países casi la misma cantidad de almacenamiento que el resto de países juntos, incluyendo India, Alemania, América Latina, sureste asiático, Francia, Australia y Reino Unido, según se puede ver en la siguiente figura.

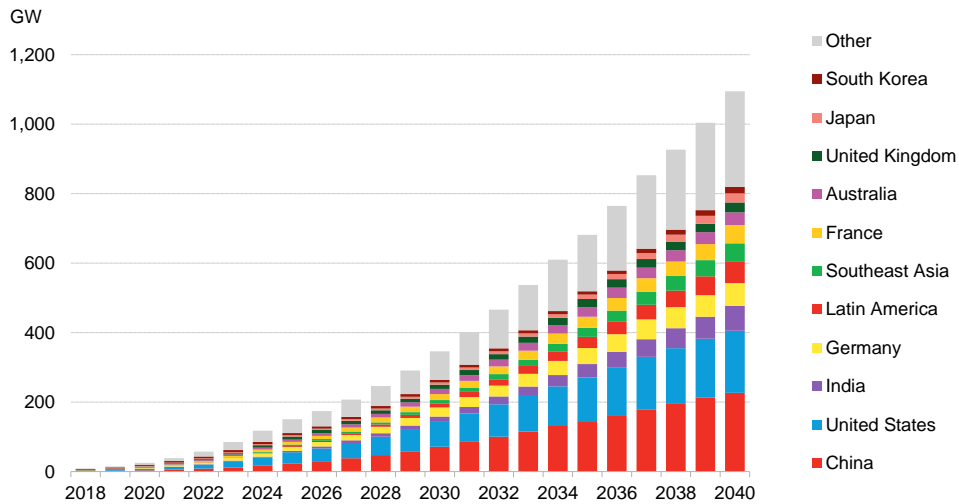


Figura 4.9. Previsión de instalaciones de almacenamiento hasta 2040 según países (basadas en GW). Fuente: BloombergNEF

A nivel regional, el 40% de las instalaciones totales estarán en Asia y países del Pacífico para 2040 (basado en MW), con un 33% en Europa, Oriente Medio y África (EMEA) y un 23% en las Américas, según se puede ver en la siguiente figura. La demanda en China y EE. UU. eclipsará a otros mercados en sus respectivas regiones, mientras que la demanda en EMEA será más equilibrada en todos los países.

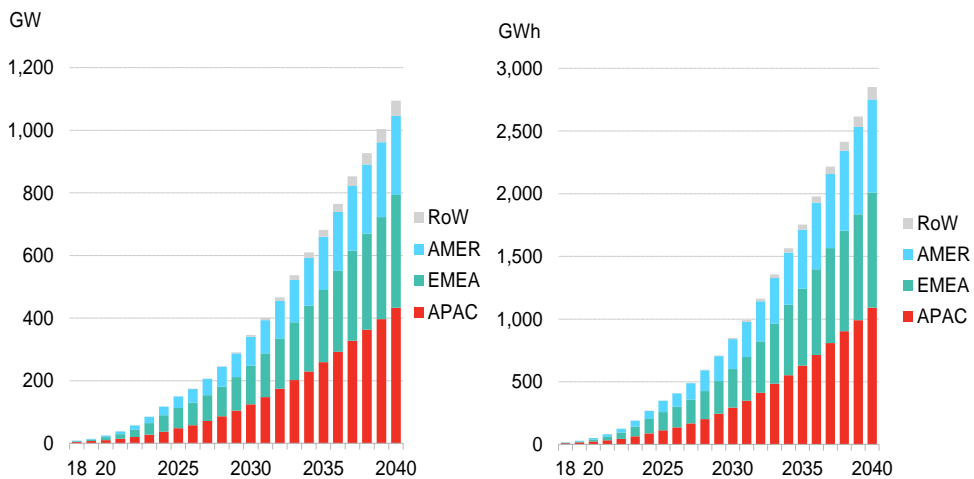


Figura 4.10. Almacenamiento hasta 2040 por región (GW y GWh). Fuente: BloombergNEF

La mayoría de las instalaciones de almacenamiento serán a nivel de utilities para servicios al sistema eléctrico. No obstante también se espera un importante crecimiento de las aplicaciones BTM o behind the meter, que se irán desarrollando tanto a nivel residencial como a nivel comercial.

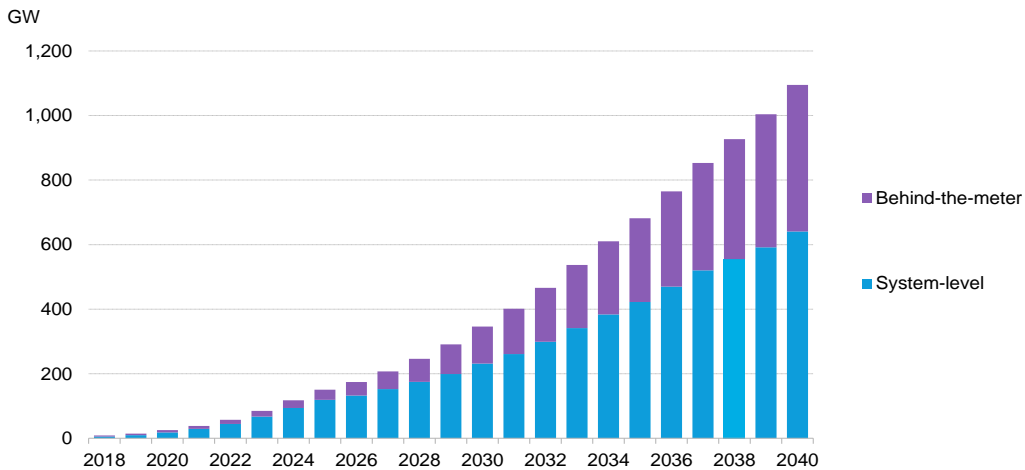


Figura 4.11. Instalaciones hasta 2040 según su aplicación a nivel de sistema o behind the meter BTM (basadas en GW). Fuente: BloombergNEF

Hoy en día el arbitraje de energía es la principal aplicación del almacenamiento, incrementándose cada vez más con instalaciones asociadas a plantas de energías renovables. El almacenamiento en plantas fotovoltaicas se está volviendo habitual en Estados Unidos, Australia, el Reino Unido y Alemania. Estos proyectos pueden compensar la necesidad de construir nuevas instalaciones de capacidad basadas en gas para picos de carga de una duración limitada.

El mercado para instalaciones residenciales y comerciales e industriales (C&I) crecerá rápidamente entre 2030 y 2040. Existe la posibilidad de que las aplicaciones behind the meter proporcionen una cantidad significativa de servicios de red al sistema, si bien antes de debe desarrollar la infraestructura tecnológica y principalmente un modelo comercial y una regulación adecuada. Se estima que para 2040 el 7% de los servicios de red podrían ser implementados por baterías BTM.

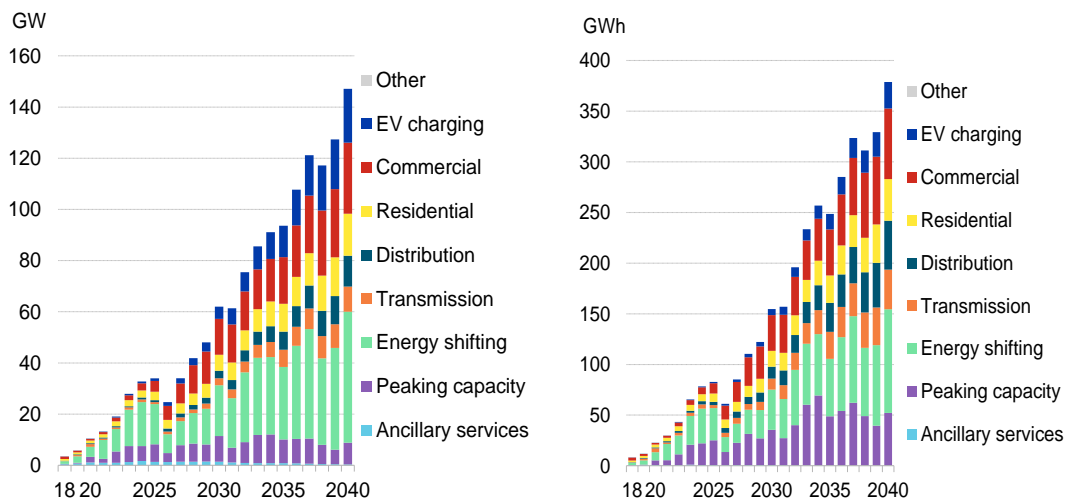


Figura 4.12. Almacenamiento hasta 2040 según aplicación (GW y GWh). Fuente: BloombergNEF

En total, el almacenamiento de energía supondrá una oportunidad de inversión global de 662 mil millones de dólares hasta 2040. Esta cifra representa el coste de los equipos e instalación, no la oportunidad de ingresos. No incluye explícitamente la inversión en capacidad de fabricación de baterías para satisfacer la demanda esperada.

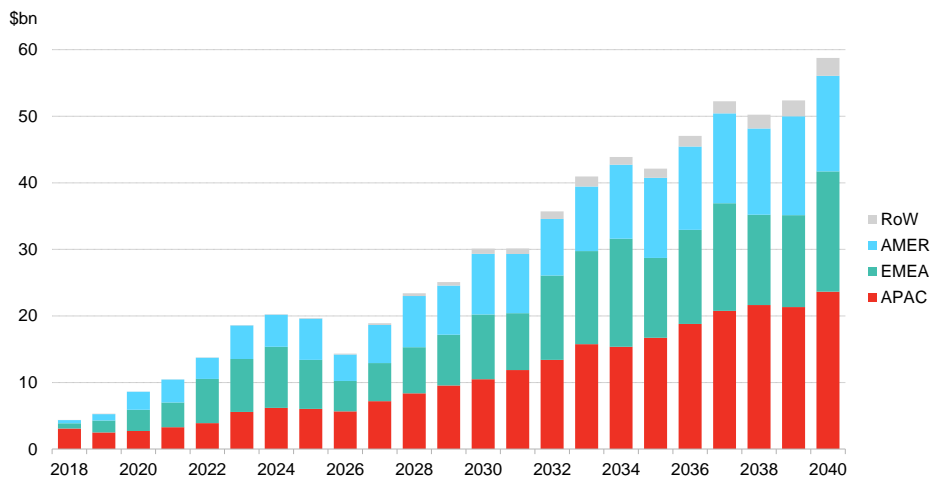


Figura 4.13. Inversión prevista hasta 2040 según la región. Fuente: BloombergNEF

- **Perspectivas de futuro del almacenamiento en España.**

El almacenamiento en España recibió un gran impulso en 2019 cuando el gobierno presentó sus objetivos de energía para 2030 a la Comisión Europea. El plan incluye 6 GW de almacenamiento, que se dividirían entre 3.5 GW de centrales hidroeléctricas de bombeo y 2.5 GW de almacenamiento en baterías. El gobierno sugirió que podría proporcionar apoyo específico para estas tecnologías, incluidas las subastas dedicadas.

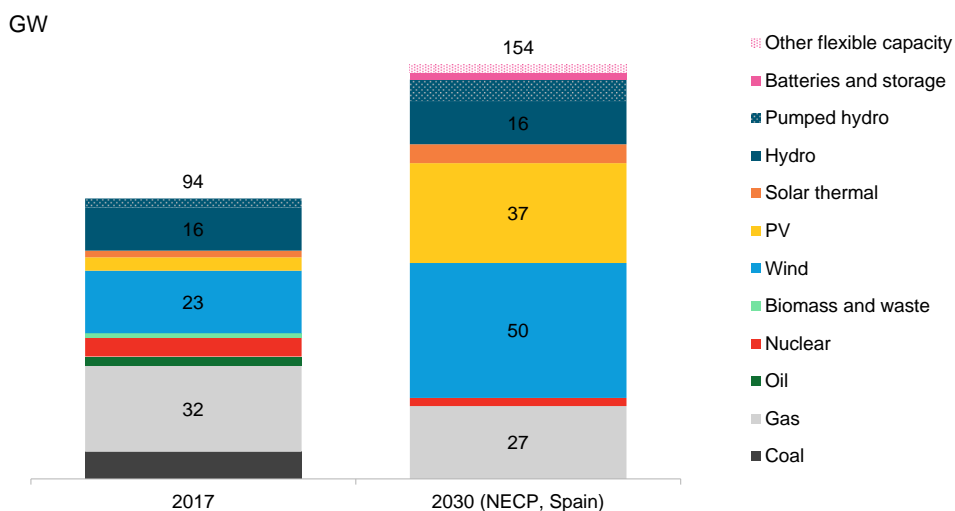


Figura 4.14. Objetivos de energía para 2030 de España presentados a la Comisión Europea. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica

5. ANÁLISIS REGULATORIO LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

5.1. Metodología

Los desafíos regulatorios relacionados con las baterías están relacionados con tres aspectos generales principales: (i) la dificultad de crear una definición de activos que se ajuste a la operatividad del sector, (ii) el reconocimiento de las características técnicas particulares que las baterías tienen en el acceso y los esquemas de remuneración de los mercados y (iii) la falta de antecedentes y experiencia que puedan servir como referencia para los inversores.

Las reformas regulatorias actuales y otras iniciativas públicas adoptan un enfoque holístico para abrir los mercados de electricidad a tecnologías nuevas y más limpias que podrían aprovechar las oportunidades de los nuevos modelos de negocios y la participación de nuevos actores que ofrecen las tecnologías de comunicación. Las tecnologías de almacenamiento aprovechan estas oportunidades de manera directa o indirecta, siempre reconocida como una tecnología clave que puede ofrecer la capacidad firme y la flexibilidad necesarias para el nuevo marco para el sector eléctrico.

Para evaluar cómo los mercados internacionales están apoyando el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento, particularmente las baterías, se han identificado trece aspectos. Estos aspectos se pueden agrupar en cuatro categorías: (i) regulación específica, (ii) acceso al mercado, (iii) esquema de remuneración del mercado y (iv) existencia de trayectoria.

Regulación específica.

Esta categoría hace referencia a la regulación, la política y las estrategias que abordan específicamente el almacenamiento de energía y, en particular, las baterías:

- **Definición de almacenamiento:** las tecnologías de almacenamiento como las baterías carecen de una definición específica en las reglamentaciones nacionales. Las baterías pueden comportarse como generador (inyectando energía) y como consumidor (extrayendo energía), pueden considerarse un activo de la red de T&D y también pueden proporcionar servicios en un entorno regulado y liberalizado. La falta de definición dificulta la definición de aspectos sobre la participación en el mercado, la propiedad o las tarifas a las que debería estar sujeto. La mayoría de la literatura respalda la necesidad de que el almacenamiento se clasifique como un conjunto nuevo de la red por sí mismo, junto con el transporte, la generación y la distribución.
- **Tarifas de red:** la falta de definición del activo crea situaciones de aplicación doble para las baterías en muchos mercados, que se aplican usando la red dos veces: al cargar y al descargar.
- **Propiedad:** una discusión importante en los mercados de energía es quién puede poseer baterías, en particular relacionadas con los operadores de sistemas que enfrentan problemas de desagregación si tienen un activo generador como la batería. Esto es particularmente importante en el caso de los DSO, que están redefiniendo sus operaciones comerciales hacia la provisión de servicios y la gestión de los flujos cruzados en las redes inteligentes.

Acceso y participación en el mercado.

En la mayoría de los marcos de regulación, las baterías no tienen acceso a la participación en el mercado y, por lo tanto, no pueden acceder a importantes flujos de ingresos. Además del acceso al mercado, una barrera importante que enfrentan las baterías es el atractivo de los flujos de ingresos que pueden obtener de él, algo que está limitado por los productos que se ofrecen actualmente y la posibilidad de acumular beneficios.

- **Mercado mayorista:** los requisitos técnicos de los mercados (diario e intradía) no contemplan la participación de unidades de generación con los niveles de potencia relativamente pequeños y la energía limitada que pueden ofrecer las baterías. Las baterías pueden no ser reconocidas como renovables y, por lo tanto, no tienen acceso a la prioridad de despacho o los períodos de liquidación intradía pueden no ser atractivos. Además, el proceso de liquidación de precios de mercado tendrá que ser analizado, y en el caso de los mercados centralizados de diario e intradía se deberán considerar las características técnicas de las baterías para incluirse en el algoritmo de optimización. La existencia de precios nodales y zonales también será un incentivo para la instalación de baterías, que podría aprovechar una ubicación en la red con frecuentes precios altos.
- **Requisitos técnicos de los servicios de red:** los mercados de balance y regulación operados por los reguladores generalmente no se adaptan a las características técnicas que las baterías pueden ofrecer, generalmente relacionadas con la recompensa del tiempo de respuesta y la flexibilidad ofrecida. Las principales barreras de remuneración están relacionadas con el tipo de los servicios auxiliares (control de frecuencia primario, por ejemplo) que son remunerados y el tipo de productos ofrecidos por la operación del sistema, con tiempos de liquidación demasiado largos.
- **Acceso a mercados de capacidad:** la existencia de un mercado de capacidad y la posibilidad de almacenamiento participando de ellos, en particular en aquellos mercados con precios locales.
- **Participación de prosumidores y agregadores:** en el caso de las aplicaciones “behind the meter” (BTM), una barrera importante para el despliegue completo de baterías es la falta de reconocimiento de los prosumidores que a través de los agregadores podrían participar en los mercados.
- **Acceso a incentivos para energías renovables:** un desafío importante para las baterías es su capacidad de participar de incentivos regulatorios diseñados tradicionalmente para la promoción de energías renovables.

Existencia de trayectoria.

- **Proyectos demostrativos y programas de financiación:** este es un aspecto clave que el desarrollo de baterías tiene que enfrentar para su despliegue completo, lo que lleva a los países a promover numerosos proyectos demostrativos y crear financiación directa para proyectos de almacenamiento de energía.

- **Existencia de objetivos:** del mismo modo que en países de todo el mundo se han diseñado objetivos específicos para la instalación de energías renovables o la reducción de emisiones de carbono, establecer objetivos y programas oficiales para el almacenamiento es un factor clave para incentivar a la industria para el desarrollo de esta tecnología. Los objetivos pueden ser establecidos por los gobiernos centrales, las organizaciones supranacionales, los reguladores o los operadores, definiendo quién es responsable de su logro y los indicadores que deben usarse. Los programas oficiales ayudan a canalizar la inversión y la investigación, que es clave para crear el avance necesario de una tecnología disruptiva como las baterías.
- **Existencia de estándares:** los principales inversores y agentes de la industria deben enfrentar la falta de estándares oficiales para las tecnologías de baterías que podrían servir como referencia para diseñar sus proyectos y realizar el análisis de viabilidad de los mismos.

Seguidamente aplicaremos la metodología explicada para analizar los países y regiones consideradas líderes mundiales en el desarrollo de baterías y que tienen implantados un gran número de proyectos de almacenamiento de energía.

5.2. Unión Europea

5.2.1. Principales agentes del sector eléctrico

El órgano ejecutivo de la UE está representado por la Comisión Europea, que inicia la legislación y revisa su implementación, mientras que el poder legislativo es compartido por el Consejo de la Unión Europea y el Parlamento Europeo. La CE está dividida en departamentos llamados Direcciones Generales. Las agencias europeas son organismos descentralizados de la Unión Europea con la misión de promover el conocimiento en ciertas áreas y reunir a las agentes nacionales. Las principales instituciones europeas en relación con el sector de la electricidad y la gestión de cuestiones regulatorias relacionadas con el almacenamiento son las siguientes:

- **Dirección General de Energía (DG Energía):** es el organismo dentro de la Comisión Europea a cargo del desarrollo de la política energética europea. Sus principales tareas se refieren al desarrollo de análisis y políticas estratégicas, promover la creación de un mercado energético integrado en Europa, identificar las necesidades de infraestructura para una integración adecuada, supervisar el cumplimiento de los objetivos energéticos de la Unión Europea, reglamentos y leyes, promover el intercambio de conocimientos entre los principales agentes y liderar la política energética europea.
- **Agency for Cooperation of Energy Regulators (ACER):** creada en 2009 con el papel clave de ayudar y coordinar a los reguladores nacionales en sus actividades a nivel de la UE. Participa en la creación de los códigos de red, redactando las directrices marco tienen que cumplir y proporcionando asesoramiento a la ENTSO-e en su desarrollo. Toma decisiones sobre cuestiones transfronterizas y supervisa e informa sobre la situación del mercado energético europeo.

- **European Network of Transmission System Operators (ENTSOe):** creada con el papel clave de desarrollar la creación de los reglamentos técnicos para la red eléctrica a nivel europeo en coordinación con ACER y la Comisión, diseñar los planes de desarrollo de la red, crear códigos de red basados las directrices marco ACER y promoción de la cooperación regional.
- **Council of European Energy Regulators (CEER):** creado en 2000 con el fin de coordinar las agencias reguladoras nacionales, promover la coordinación y el intercambio de mejores prácticas. Actúa como la plataforma única desde la cual los reguladores nacionales pueden relacionarse con la UE.

Además, existen numerosas asociaciones que brindan información sobre la regulación y actualizaciones sobre la investigación y el estado del mercado. En el caso de las tecnologías de almacenamiento, la European Association for Storage of Energy (EASE) es el principal asesor seleccionado por la Comisión Europea en relación con la política de tecnologías de almacenamiento.

5.2.2. Política energética

La Unión Europea utiliza un conjunto particular de normas legales: Tratados, Reglamentos, Directivas, Decisiones, Recomendaciones y Comunicaciones, y Libros Blancos y Verdes.

Las regulaciones y directivas son propuestas por la Comisión Europea y presentadas a los países miembros para obtener retroalimentación, incluyendo, según el tema, opiniones del Comité Económico y Social Europeo (CESE) y del Comité para las Regiones. Después la Comisión Europea comienza el "proceso de primera lectura": la propuesta se envía al Parlamento Europeo y luego al Consejo. Después de esta primera lectura, puede ser aprobada o comenzar una "segunda lectura", y si esto no tiene éxito, comenzar un proceso del Comité de Conciliación.

La política europea de energía se ha construido sobre tres pilares principales interconectados: (i) mercado interno (liberalización, innovación y competitividad y bajos precios y eficiencia), (ii) medio ambiente (preservación de la naturaleza, cambio climático, contaminación); y Seguridad del suministro (disponibilidad de energía, confiabilidad, calidad y capacidad). Los objetivos actuales para 2030 son: 32% de penetración en la generación de energías renovables, 30% de reducción del consumo debido a medidas de eficiencia energética y 40% de reducción en las emisiones de CO₂.

A partir de 1996, la estrategia política en el sector energético se ha desarrollado en tres etapas principales: una primera que busca la creación de un mercado energético interno, una segunda que busca la definición y ejecución de una política energética común en toda la Unión y una tercera buscando la creación de una estrategia energética integral de la UE. Esto ha derivado en la emisión de directivas y comunicaciones que han estado construyendo el marco energético actual. Los principales elementos de la política energética actual de la UE son:

- **Electricity Directives (E-Directive 96/92/CE):** establecen las reglas del mercado interior común de la electricidad (actualizada con E-Directive 2003/54 /CE).

- **Third Energy Package 2009:** compuesto por directivas y regulaciones que tratan de realizar las adaptaciones necesarias para la Estrategia de Europa 2020.
 - Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54 /CE. Establece el concepto de desagregación de TSO, proponiendo esquemas para su organización.
 - Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55 /CE.
 - Reglamento (CE) No 714/2009 sobre las condiciones de acceso a la red para los intercambios transfronterizos de electricidad y por el que se deroga la Regulación (CE) No 1228/2003. Creó el ENTSO-e y así se estableció la creación de los códigos de red.
 - Reglamento (CE) No 715/2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transmisión de gas natural y por el que se deroga la Regulación (CE) No 1775/2005.
 - Reglamento (CE) No 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agency for Cooperation of Energy Regulators (ACER) y se describen sus principales responsabilidades.

- **Clean Energy for all Europeans Package:** en 2019 la Unión Europea completó una actualización integral de su marco de política energética para facilitar la transición de los combustibles fósiles hacia una energía más limpia. Se abordaron como temas principales la descarbonización de la economía, una mejor adaptación del mercado a las energías renovables y a la generación distribuida, brindar oportunidades uniformes para todas las tecnologías y reforzar el papel del consumidor.

Se trata de una colección de ocho medidas legislativas (directivas y reglamentos) tocando diferentes aspectos del marco legislativo energético de la UE. Una parte importante de El Paquete de Energía Limpia se dedicó a rediseñar el mercado interno de electricidad mediante modificaciones de la Directiva de Electricidad (2009/72) y el Reglamento (714/2009).

Las instituciones de la UE llegaron a un acuerdo político en diciembre de 2018 y la refundición la Directiva de Electricidad (2019/944) y el Reglamento (2019/943) se publicaron en junio de 2019 después de su adopción por el Parlamento y el Consejo de la UE.

La nueva Directiva de Electricidad (2019/944) debe transponerse a finales de 2020 y será aplicable desde principios de 2021, mientras que el Reglamento (2019/943) es directamente aplicable desde el principio de 2020. Sin embargo, las disposiciones múltiples de la Directiva (2019/944) y el Reglamento (2019/943) tienen plazos específicos.

Como los Estados miembros tienen margen discrecional con respecto a la forma y métodos para lograr los objetivos establecidos en una directiva, la forma real en que la Directiva se implementará variará de un Estado a otro.

5.2.3. Regulación específica sobre el almacenamiento de energía

De conformidad con la Directiva sobre energías renovables (2009/28/CE), se estableció un objetivo RES vinculante para toda la UE del 20% y se instruyó a los Estados miembros para que apoyaran los desarrollos en infraestructura de transporte y distribución y de almacenamiento necesarios para integrar una mayor participación de RES, pero no se proporcionaron disposiciones adicionales sobre el almacenamiento.

Mientras tanto, la directiva del mercado interno de energía (2009/72/EC) estableció disposiciones de desagregación para evitar la operación y propiedad de los activos de generación por parte de entidades reguladas (TSO / DSO). Dado que muchos Estados miembros consideraban que los activos de almacenamiento eran activos de generación, esto creaba un marco que prohibía la propiedad del almacenamiento por parte de entidades reguladas y, por lo tanto, limitaba el valor que se puede obtener de ciertos tipos de proyectos de almacenamiento.

No será hasta 2013 cuando la Dirección General de Energía publique el documento "The future role and challenges of Energy Storage", que muestra por primera vez la voluntad de la Comisión Europea de superar las barreras al almacenamiento.

En 2017 la Comisión Europea publicó el documento "Energy Storage – the role of electricity" , relacionado con el Clean Energy Package for all Europeans y las medidas propuestas para modernizar el diseño de los mercados de electricidad contempladas en él.

En diciembre de 2019 la Comisión Europea ha presentado el acuerdo "European Green Deal", que es un conjunto de iniciativas políticas destinadas a garantizar que la Unión Europea sea neutral para el clima en 2050. En línea con este objetivo, se ha definido una estrategia que tendrá una fuerte influencia en el sector energético y eléctrico en particular. Se prevé un desarrollo importante de las energías renovables, para lo que serán requeridas soluciones que provean de flexibilidad a los sistemas eléctricos.

Recientemente en marzo de 2020 la Dirección General de Energía de la Comisión Europea ha publicado el documento "Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe". En este documento se analiza entre otras cuestiones la contribución que tendrá el almacenamiento de energía a la seguridad del suministro eléctrico en la Unión Europea, y realiza un estudio de las distintas políticas sobre almacenamiento de energía en los países de la Unión, así como identifica las principales barreras y las mejores prácticas.

Tal como se ha indicado anteriormente, con la trasposición de la Directiva de Electricidad (2019/944) y con el nuevo Reglamento (2019/943), los países miembros deberán cumplir con sus distintas disposiciones y requisitos respecto el almacenamiento de energía.

Seguidamente se resumen los principales aspectos y se expone una tabla con las distintas disposiciones relativas al almacenamiento de energía:

DIRECTIVA DE ELECTRICIDAD (2019/944):

- Contiene la definición de almacenamiento de energía: almacenamiento de energía significa diferir el uso final de una cantidad de electricidad a un momento posterior que cuando fue generada, o la conversión y almacenamiento en otras formas de energía.
- Contiene una definición de consumidor activo: un cliente o un grupo de clientes que actúan conjuntamente, que consumen, almacenan o venden electricidad generada en sus instalaciones, incluso a través de agregadores, o participan en la gestión de la demanda, siempre que estas actividades no constituyan su principal actividad comercial o profesional.
- Anima a los DSO en el uso de tecnologías de almacenamiento para servicios de red.
- Aclara la desagregación / propiedad del almacenamiento para los operadores del sistema: los DSO y TSO no tienen derecho a poseer, desarrollar, administrar u operar instalaciones de almacenamiento. Solo hace la excepción si existe una falta demostrada de interés de otras partes en el proceso de licitación o si demuestran que es necesario para los requisitos de seguridad del suministro.
- TSO debe garantizar una conexión no discriminatoria a la red para las instalaciones de almacenamiento, y los reguladores deben verificarlo.
- Los países deben garantizar una legislación que no obstaculice los flujos transfronterizos y la participación de los consumidores (abrir la participación a nuevos proveedores, incluido el almacenamiento) y buscar que los precios de la electricidad reflejen la demanda y la oferta reales.
- Los países deben garantizar la legislación para organizar los mercados de una manera más flexible e integrar a todos los actores, incluido el almacenamiento. Creación de nuevas reglas para la creación de mercados a corto plazo (mercados intradiarios y de equilibrio) y, por lo tanto, específicamente abrir oportunidades comerciales para el almacenamiento.
- Incluye medidas que apoyan a los consumidores activos (generación, almacenamiento y consumo de energía de producción propia, así como a la participación en los mercados minoristas) y las comunidades locales de energía.

REGLAMENTO (2019/943):

- Llama a crear medidas que busquen un mercado a corto plazo más líquido, de modo que las fluctuaciones de los precios puedan reflejar adecuadamente la escasez y ofrecer incentivos adecuados para una red flexible. "Al abordar las preocupaciones sobre la adecuación de los recursos, los Estados miembros considerarán, en particular, eliminar las distorsiones regulatorias, permitir la fijación de precios de escasez, desarrollar la interconexión, el almacenamiento de energía, las medidas del lado de la demanda y la eficiencia energética"
- Llama a reducir los requisitos de tamaño mínimo para los mercados diarios e intradiarios, estableciendo que debe estar disponible un tamaño mínimo de 500 kW o menos.
- Abre la participación al mercado a los prosumidores que utilizan las tecnologías de almacenamiento.
- Exige el desarrollo de códigos de red en nuevas áreas específicas, tales como la generación distribuida, agregación del almacenamiento y gestión de la demanda. También para la asignación de capacidad y gestión de la congestión, e igualmente para los cargos de conexión y para la provisión de servicios auxiliares.
- Indica que se debe abordar el almacenamiento de energía como una clase separada de los generadores y de los clientes.
- Exige reglas de mercado que ofrezcan incentivos de inversión adecuados para la generación, el almacenamiento, la eficiencia energética y la gestión de la demanda.
- Debe otorgarse acceso al mercado de balance a las tecnologías de almacenamiento.
- El nuevo diseño del mercado debe apuntar a asegurar que los precios de suministro estén libres de cualquier intervención pública (excepto las excepciones debidamente justificadas).

Tabla 5.1.- DISPOSICIONES DE LA DIRECTIVA DE ELECTRICIDAD (2019/944) Y EL REGLAMENTO (2019/943) REFERENTES AL ALMACENAMIENTO DE ENERGIA. Fuente: Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe. Dirección General de Energía de la Comisión Europea (marzo 2020)

		Directive (EU) 2019/943	
		Regulation (EU) 2019/943	
Policy category	Topic	Article	Description
Electricity markets	Non-discrimination in all electricity markets	Art. 3(j)	Generation, energy storage and demand response shall participate on equal footing in markets for electricity, including over-the-counter markets and electricity exchanges, markets for the trading of energy, capacity, balancing and ancillary services in all timeframes, including forward, day-ahead and intraday markets.
		Art. 3(m)	Market rules shall enable the efficient dispatch of generation assets, energy storage and demand response.
	Aggregation (including with other resources)	Art. 12	Customers are entitled to independently contract electricity supply and electricity services (including aggregation).
		Art. 17(1)	Final customers should have equal access to all electricity markets including for ancillary services, whether or not aggregated (including independent aggregators).
		Art. 17(5)	NRAs or system operators should establish the technical requirements for participation of demand response (including aggregated) in all electricity markets.
	Active customers	Art. 15(1)	Enables active customers and impedes disproportional or discriminatory requirements (technical, administrative and related to network charges).
		Art. 15(2)	Active customers should be: <ul style="list-style-type: none"> - Subject to cost-reflective, transparent and non-discriminatory network charges that account separately for the electricity fed and consumed; - Existing net metering schemes that do not account separately for the electricity fed into the grid and the electricity consumed from the grid should not grant new rights after 2023. Customers under such net metering schemes should be able to opt to a scheme that accounts for injections and withdrawals separately; - Financially responsible for imbalances if they are a BRP or delegate their balancing responsibility.
		Art. 15(5)	Active customers owning an energy storage facility should: <ul style="list-style-type: none"> - Have the right to a timely grid connection if requirements are fulfilled; - Are not subject to double charges for self-consumption or when providing flexibility services; - Are not subject to disproportionate licensing requirements or fees; - Are allowed to stack services if technically feasible.
	Citizen communities	Art. 16(3)	Citizen communities should be: <ul style="list-style-type: none"> - Able to access all electricity markets (including through aggregation); - Financially responsible for balancing; - Treated like active customers regarding self-consumption;

Policy category	Topic	Article	Description
Energy markets and capacity mechanisms	Day-ahead and intraday market design	Art. 8(3)	Nominated electricity market operators shall provide products for trading in day-ahead and intraday markets with minimum bid sizes of 500 kW or less
		Art. 8(4)	Nominated electricity market operators shall provide products for trading in day-ahead and intraday markets with a period at least as short as the imbalance settlement period. This amounts to 15 minutes from 2021 on, with possible derogations not being longer than 30 minutes from 2025 on.
	Dynamic pricing	Art. 11	The national regulatory framework should enable suppliers to offer dynamic electricity pricing, including monitoring and reporting obligations to Member States.
	Capacity mechanisms	Art. 22(1h)	Capacity mechanisms need to be open to energy storage and demand side management.
Ancillary services	Balancing markets design	Art. 6(1)	Balancing markets (include pre-qualification processes) shall not discriminate energy storage, whether individually or aggregated.
		Art. 6(4)	Balancing energy gate closure times shall not be before the intraday cross-zonal gate closure time.
		Art. 6(9)	Upward and downward balancing capacity procurement shall be carried out separately, unless derogation is given by the NRA.
		Art. 6(9)	Contracting window and contract duration are set to one day, unless derogation is given by the NRA.
	Procurement of balancing services by TSOs	Art. 40(4)	TSOs should procure balancing services in a transparent, non-discriminatory and market-based procedures from qualified electricity undertakings and market participants, including energy storage facilities and aggregators.
	Procurement of non-frequency ancillary services by TSOs	Art. 40(5)	TSOs should procure non-frequency ancillary services in a transparent, non-discriminatory and market-based procedures from qualified electricity undertakings and market participants, including energy storage facilities and aggregators, unless the NRA derogates this obligation due to lack of economic efficiency.
		Art. 40(6)	TSOs or NRAs should specify the non-frequency ancillary services procured, and where appropriate standardised market products at the national level.
	Redispatching	Art. 13(1)	Redispatching market shall be objective, transparent and non-discriminatory, and open to energy storage.
		Art. 13(2)	Redispatching markets shall use market-based mechanisms and financially compensate market actors (with defined exceptions).
	Procurement of grid management services by DSOs	Art. 32(1)	Regulatory framework should ensure DSOs procure flexibility services in a non-discriminatory, effective way from providers including storage and demand response when economically efficient.
Art. 32(2)		DSOs or NRAs should specify the flexibility services procured, including standardized market products at least on a national level when appropriate.	

Policy category	Topic	Article	Description
Grid aspects	Connection of storage to the transmission system	Art. 42(1)	The TSO shall publish transparent and efficient procedures for non-discriminatory connection of new energy storage facilities.
		Art. 42(2), 42(3)	The TSO is not entitled to refused the connection of a new storage facility based on future limitations on available network capacities (close or far to the connection point). TSOs may limit the guaranteed connection capacity or offer connections subject to operation limitations, upon regulatory approval. This shall not apply when costs are borne by the storage facility.
	Non-discrimination in network charges	Art. 18(1)	Network charges shall be cost-reflective, transparent and non-discriminatory, and not discriminate either positively or negatively against energy storage or aggregation. Charges shall not include unrelated costs supporting unrelated policy objectives.
	Locational signals in network charges	Art. 18(2)	Where appropriate, the level of the tariffs applied to producers or final customers, or both, shall provide locational signals.
	Time-differentiated network charges	Art. 18(7)	Where Member States have implemented the deployment of smart metering systems, NRAs shall consider time-differentiated network charges.
Involvement DSO/TSO	Ownership and/or operation of storage facilities by TSOs and DSOs	Art. 36 Art. 54	TSOs and DSOs shall not own, develop, manage or operate energy storage facilities. Exceptions comprise fully integrated network components or a regulatory process certifying the lack of market interest at reasonable cost and length and the necessity of the storage system or services for the network. The article includes a phase-out of system operator activities in 18 months in the case of sufficient market interest, with possible compensation.
Other and general	Definition of storage and storage facilities	Art. 2(59)	Definition comprises "deferring the final use of electricity to a moment later than when it was generated", or the conversion and storage in other energy forms, with the subsequent reconversion or not to electricity. Thus includes power-to-gas technologies.

5.2.4. Evaluación de los principales aspectos de la regulación específica.

- **Definición de almacenamiento:** en la nueva Directiva 2019/944 se define el almacenamiento de energía, que significa diferir el uso final de una cantidad de electricidad a un momento posterior que cuando fue generada, o la conversión y almacenamiento en otras formas de energía.
- **Tarifas de red:** se establece que las tarifas de red no sean discriminatorias. Deben reflejar los costes reales y no discriminar positiva ni negativamente el almacenamiento de energía o la agregación. Las tarifas no incluirán costes que apoyen objetivos no relacionados.
- **Propiedad:** la UE es clara en el mantenimiento de los requisitos de desagregación que implican que los TSO y DSO no pueden poseer instalaciones de almacenamiento. Se hace una excepción a esta regla si el mercado no muestra suficiente interés. Sin embargo, se recomienda a TSO y DSO que consideren las posibilidades de almacenamiento de energía para los servicios de red.
- **Mercado mayorista:** La nueva normativa europea exige la apertura del mercado diario e intradía a nuevos actores, incluidos los activos de almacenamiento o prosumidores vinculados con el almacenamiento, al mismo tiempo que exige reducir el requisito de tamaño de participación a menos de 500 kW. La nueva regulación también hace una declaración específica de permitir que las tecnologías de almacenamiento participen en actividades transfronterizas, abriendo la oportunidad de participar en la asignación de capacidad transfronteriza. Como puede verse, la UE está comprometida con la plena participación de las tecnologías de almacenamiento en los mercados mayoristas.
- **Requisitos técnicos en servicios de red:** se llama a los TSO a considerar el almacenamiento para los servicios auxiliares y a la creación de procedimientos transparentes, tecnológicos, no discriminatorios y basados en el mercado, con una tendencia a crear mercados continuos. Se alienta a los DSO a utilizar tecnologías de almacenamiento en su transición para ofrecer mayores servicios de red.
- **Acceso a mercados de capacidad:** en el nuevo Reglamento 2019/943 se indica que los mecanismos de los mercados de capacidad deben estar abiertos al almacenamiento de energía y a la gestión de demanda.
- **Prosumidores y participación de la agregación:** se exige la apertura de los mercados mayoristas y de equilibrio a nuevos actores como prosumidores, agregadores y comunidades de energía, que pueden abrir nuevas oportunidades a la participación de tecnologías de almacenamiento y de gestión de la demanda. Al mismo tiempo, se alienta a los DSO a tener en cuenta las tecnologías de almacenamiento y aumentar su papel en la gestión de la red al proporcionar nuevos servicios en coordinación con los TSO, algo que abrirá oportunidades para las empresas de agregadores.
- **Acceso a incentivos para energías renovables:** la UE apoya la eliminación de cualquier apoyo a las energías renovables que pueda distorsionar el precio de mercado. Estas medidas mejoran la competitividad de las tecnologías de almacenamiento, su atractivo para las plantas de ER y mejoran los flujos de ingresos a los que pueden estar sujetas.

- **Desarrollo de proyectos demostrativos:** la UE está apoyando el desarrollo de proyectos de investigación y piloto sobre tecnologías de almacenamiento con la creación de programas y con la provisión de fondos de financiación: se han asignado 389 millones de euros para tecnologías de almacenamiento en el marco del programa H2020, el SET Plan fomenta la investigación en programas como STORY y Battery Alliance acaba de presentar la asignación de 200 millones de euros para desarrollos de baterías y la creación de una Gigafactory.
- **Existencia de objetivos específicos:** no hay un objetivo específico para la instalación de almacenamiento, si bien en el documento “Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe” publicado recientemente se llega a la conclusión que para alcanzar los niveles de flexibilidad que se requerirán en un futuro próximo para poder tener una alta participación de las energías renovables, las tecnologías de almacenamiento podrían brindar una solución efectiva. Se estima que se sería necesario el despliegue de 108 GW de baterías estacionarias para el año 2030 en la Unión Europea.
- **Existencia de estándares específicos:** no existen estándares oficiales para el almacenamiento de energía a nivel europeo que la industria pueda considerar. Sin embargo, desde la European Association for Storage of Energy se ha establecido una plataforma para compartir información relativa a las tecnologías de almacenamiento.

5.3. Estados Unidos

5.3.1. Principales agentes del sector eléctrico

La rama ejecutiva del Gobierno Federal de los EE. UU. está organizada en quince departamentos ejecutivos sectoriales, entre los cuales los asuntos energéticos están bajo la competencia del Departamento de Energía de los Estados Unidos (USDoE).

Como parte de la rama ejecutiva del gobierno, también hay veintiocho agencias independientes que crean reglamentos con el carácter de ley federal. La agencia más importante en relación con el sector energético es la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC), la Comisión de Energía Nuclear (NRC) y la Agencia de Protección Ambiental (EPA).

Cada uno de los cincuenta estados que componen los Estados Unidos tiene su propia estructura ejecutiva en relación con el sector energético, aunque deben tener en cuenta las instrucciones del Gobierno Federal.

- **Departamento de Energía (USDoE):** es la rama del poder ejecutivo a cargo de los asuntos relacionados con las políticas de energía y seguridad en la gestión de material nuclear. Sus responsabilidades incluyen el programa de armas nucleares de la nación, la producción de reactores nucleares para la Marina de los Estados Unidos, la conservación de energía, la investigación relacionada con la energía, la eliminación de desechos radiactivos y la producción de energía doméstica. Proporciona financiación para la investigación, principalmente a través de su red de Laboratorios Nacionales (como NREL, NETL o Sandia).

- **Comisión Reguladora Federal de Energía (FERC):** es la agencia federal con jurisdicción sobre las ventas de electricidad interestatales, tarifas eléctricas al por mayor, licencias hidroeléctricas, precios de gas natural y tarifas de oleoductos. FERC también revisa y autoriza terminales de gas natural licuado (GNL), gasoductos interestatales de gas natural y proyectos hidroeléctricos no federales.
- **Energy Storage Association:** es la principal asociación que promueve el uso de tecnologías de almacenamiento de energía, abogando por políticas públicas, y tratando de acelerar el crecimiento del mercado y brindar valor directo a los miembros. Ha establecido una meta de 35GW de nuevos desarrollos de almacenamiento de la industria para 2025.

5.3.2. Política energética

La principal figura legislativa de los Estados Unidos es la Constitución, en virtud de la cual se rigen las leyes, reglamentos y normas. Una vez que el Gobierno o un miembro del Parlamento ha propuesto un proyecto de ley y es aprobado el propio Parlamento, se convierte en una Ley.

- **La Ley Federal de Energía.** La primera norma en la regulación del sector energético fue la Ley Federal de Energía promulgada en 1920, que ha sido modificada varias veces, la última en la Ley de Política Energética de 2005. Esta ley establece en sus partes II y III la autoridad legal de la FERC y en las últimas enmiendas contiene disposiciones principales sobre la liberalización del mercado de la electricidad, las actividades de desagregación del sector eléctrico, la promoción de energías renovables y la eficiencia energética o el despliegue de la medida inteligente.
- **Orden FERC 888 y 889 (1996):** establece las reglas que guían la liberalización de los mercados mayoristas de electricidad.
- **Orden FERC 2000 (1999):** establece reglas adicionales para la desagregación de la operación y gestión de la red, lo que lleva a la creación de ISOs diferenciados y propietarios de redes de transporte. Se crean siete grandes operadores regionales de transporte: CAISO, SPP, ERCOT, MISO, PJM, NYISO y SONE. Desde que se llevó a cabo esta estructura, el mercado estadounidense se ha comportado de manera bastante fragmentada, con bajos intercambios de transmisión entre zonas y diferentes criterios para la evaluación comparativa de fiabilidad.

5.3.3. Regulación específica sobre el almacenamiento de energía

Estados Unidos ha sido el líder mundial en la iniciativa reguladora para el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía desde que comenzó en 2007.

- **Orden FERC 890 (2007):** el almacenamiento por primera vez puede participar en el mercado de la electricidad cuando el requisito de participación en los servicios auxiliares incluye "recursos no generadores" para apoyar la seguridad de la red.
- **Congress S1845 - Ley de Almacenamiento (2011):** esta ley modifica el Código de Rentas Internas (IRC) de 1986, gracias al cual las inversiones en energía renovable se han beneficiado de incentivos fiscales. La Ley proporciona un crédito de inversión energética para las propiedades de almacenamiento de energía conectadas a la red que hacen que el almacenamiento de energía sea elegible para el incentivo fiscal en la sección 48 del Servicio de Impuestos Internos (código del IRS), para todas las aplicaciones.
- **Congress S3159 - Ley de incentivo fiscal y despliegue del Almacenamiento de Energía (2016):** mejora las condiciones estimadas bajo S1848 (2011), ampliando el Crédito Tributario de Inversión (ITC) de 2013 para Almacenamiento de Energía. Las tecnologías de almacenamiento solo se beneficiarían de este crédito fiscal cuando se integran con recursos solares elegibles para el ITC en un conjunto limitado de condiciones y sujeto a riesgos de recuperación. En particular, solo el 30% de los gastos de almacenamiento de energía se pueden incluir en el crédito y solo para el período 2017 a 2022, con valores mínimos de energía de 5kWh en almacenamiento independiente y 3kWh para viviendas.
- **Orden FERC 745 (2011):** aborda la compensación de la gestión de la demanda en los mercados mayoristas de energía, estableciendo que la demanda debe ser compensada al precio marginal de la ubicación del nodo al que está conectado, siempre que esta respuesta a la demanda sea demostrada como rentable bajo ciertas reglas.
- **Orden FERC 755 (2011):** esta orden exige la adquisición no discriminatoria para la regulación de frecuencia, requiriendo que los ISO implementen un pago basado en el desempeño para recompensar los servicios de regulación de frecuencia . Este pago debe dividirse en dos: un pago de capacidad que incluye los costos de oportunidad de la unidad marginal y un pago basado en un mercado con intervalos de 4 segundos que refleja la cantidad real de energía despachada para regulación de frecuencia.
- **Orden FERC 764 (2012):** esta orden elimina las barreras para la generación variable en el mercado mayorista al introducir una programación de 15 minutos dentro de la hora en los precios mayoristas, e incluye restricciones particulares de estas tecnologías, tales como pronósticos meteorológicos (si los generadores son mayores a 20MW).
- **Orden FERC 792 (2013):** esta orden abrió la oportunidad para que los pequeños generadores se conectaran a la red de manera justa, razonable y no excesivamente discriminatoria. Estos acuerdos y procedimientos están dirigidos a instalaciones de generación de no más de 20 MW, creando un proceso simplificado para los generadores de menos de 2 MW.
- **FERC RM16-23 (2016) y Orden FERC 841 (2018):** el RM16-23 condujo a la aprobación de la Orden 841 de la FERC, que se basa en la integración total de los recursos de almacenamiento de energía en los mercados mayoristas organizados, buscando un aumento de la competencia y la reducción de los precios.

- **FERC RM17-8 (2016):** establece nuevos y más rápidos procedimientos de interconexión del generador. Incluye específicamente el almacenamiento entre los agentes sujetos a estos procedimientos y pide que los ISO consideren modelos integrados donde el almacenamiento actúa como generador y consumidor.
- **FERC PL17-2 (2017):** la FERC toma medidas importantes en el reconocimiento de las diferentes fuentes de ingresos de las que pueden beneficiarse los proyectos de almacenamiento, lo que permite que las tecnologías de almacenamiento capturen el valor total participando en múltiples servicios.

5.3.4. Evaluación de los principales aspectos de la regulación específica.

- **Definición de almacenamiento:** la FERC proporciona en su RM16-23 una definición para el almacenamiento como un activo claramente diferenciado de la generación o consumo: "recurso capaz de recibir energía eléctrica de la red y almacenarla para su posterior inyección de electricidad a la red independientemente de dónde se encuentre el recurso en el sistema eléctrico ". Esta definición facilita la integración del almacenamiento en la red y su participación en el mercado.
- **Tarifas de red:** las tecnologías de almacenamiento pueden operar sus transacciones al precio marginal de mercado en la ubicación del nodo, según lo establecido por la Orden 745, evitando los costos de tarifas de red.
- **Propiedad:** dado que la mayoría de las redes en los EE. UU. son propiedad de empresas distribuidoras, estas no tienen límite para poseer activos de almacenamiento. Además, la Orden 784 FERC permite la provisión de servicios auxiliares por parte de terceros utilizando tecnologías de almacenamiento.
- **Requisitos técnicos en mercados mayoristas:** según lo establecido en la Orden 841 FERC, EE. UU. avanza en la integración total de las tecnologías de almacenamiento en los mercados mayoristas. Los operadores del sistema deben adaptar sus mercados mayoristas para reconocer las particularidades técnicas de los recursos de almacenamiento eléctrico. Los procedimientos de licitación deben incluir restricciones específicas para los dispositivos de almacenamiento (como el estado de carga). Los nuevos actores del mercado, como los agregadores, son reconocidos como participantes a tener en cuenta, lo que abre nuevas oportunidades para el almacenamiento a pequeña escala. Además, bajo PL17-2, la FERC reconoce y permite que el almacenamiento se beneficie de diferentes fuentes de ingresos.
- **Requisitos técnicos en servicios de red:** el mercado mayorista incluye servicios de balance y, por lo tanto, la Orden 841 ya considera los beneficios para la participación en el servicio de red. Del mismo modo la Orden 792 no permite discriminar la conexión de pequeñas instalaciones de almacenamiento a las redes y la Orden 784 abre oportunidades para que las distribuidoras locales cubran sus propias necesidades de servicios auxiliares con almacenamiento. Además, parte de las reformas implantadas por la FERC para los mercados

mayoristas incluyen el reconocimiento a la velocidad de respuesta, mediante una compensación establecida en la Orden 755.

- **Participación de prosumidores y agregación:** Estados Unidos ha reconocido a los nuevos actores que participan en el sector energético, agregadores y prosumidores, abriendo oportunidades para el despliegue de almacenamiento a pequeña escala. Los agregadores deben incluirse como un nuevo tipo de participante en el mercado mayorista y los parámetros de licitación también deben adaptarse para ellos.
- **Acceso a incentivos para energías renovables:** de acuerdo con el S3159, hasta el 30% de las inversiones en almacenamiento se pueden beneficiar del crédito de inversión fiscal (ITC), del que tradicionalmente se ha beneficiado la inversión en energías renovables.
- **Desarrollo de proyectos demostrativos:** se promueve la investigación intensa a través de la red federal de laboratorios nacionales, en particular Sandia. Sin embargo, los programas específicos y el apoyo financiero se dejan a iniciativa de los Estados.
- **Existencia de objetivos específicos:** la FERC no tiene objetivos específicos a nivel federal para el desarrollo del almacenamiento, una iniciativa que queda sujeta a la política de cada Estado.
- **Existencia de estándares específicos:** no existen estándares oficiales para la evaluación del almacenamiento de energía a nivel federal que la industria pueda considerar. Sin embargo, el USDoE publicó una guía para el cumplimiento de los códigos y normas de seguridad de los sistemas de almacenamiento de energía.

5.4. Alemania

5.4.1. Principales agentes del sector eléctrico

El gobierno se define como una República Parlamentaria Constitucional Federal, organizada en un parlamento bicameral con una asamblea federal (Bundestag) y un consejo federal (Bundesrat). El país está subdividido en dieciséis Estados altamente autónomos (Länder).

En el sector energético, el Gobierno Federal es el principal responsable de la introducción de la legislación y los Länder son responsables de la implementación administrativa de la legislación nacional. Las responsabilidades relacionadas con la energía son compartidas por varias instituciones, siendo las claves:

- **Ministerio Federal de Economía y Tecnología (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, BMWi).** Es el principal responsable de la política energética y de supervisar la seguridad del suministro. También se ocupa de asuntos de ahorro de energía en edificios, en coordinación con el Ministerio Federal de Transporte, Edificación y Desarrollo Urbano (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, BMVBS).

- **Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, BMUB).** Es el ministerio encargado de supervisar la adopción en el mercado de las fuentes de energía renovables y promover la investigación sobre ellas. También está a cargo de toda la regulación ambiental que afecta al sector energético y, como tal, supervisa la responsabilidad de los Länders de desmantelar las plantas nucleares. La BMUB, por lo tanto, administra la Ley de Fuentes de Energía Renovable.
- **Agencia Federal de Redes de Electricidad, Gas, Telecomunicaciones, Correos y Ferrocarriles (Bundesnetzagentur, BNetzA).** Creada en 2005, es la institución federal encargada de garantizar el cumplimiento de la Ley de Telecomunicaciones (TKG), la Ley Postal (PostG) y la Ley de Energía (EnWG) y sus respectivas ordenanzas. Garantiza la liberalización y la desregulación de los mercados de telecomunicaciones, correos y energía a través del acceso no discriminatorio a la red y las tarifas eficientes del sistema.
- **Agencia Federal del Medio Ambiente (Umweltbundesamt, UBA).** Es la institución federal encargada de recopilar y analizar datos relacionados con problemas ambientales. También es responsable de supervisar la implementación de la regulación del comercio de CO2 a través de la Autoridad Alemana de Comercio de Emisiones (Deutsche Emissionshandelsstelle, DEHSt).
- **Oficina Federal de Carteles (Bundeskartellamt, BKartA).** Es la autoridad federal de competencia a cargo de la supervisión del mercado. Administra la Ley de Competencia (Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen) e informa al BMWi. Otras autoridades relacionadas con la competencia son la Comisión de Monopolios (Monopolkommission) y la Autoridad de Transparencia del Mercado de Electricidad y Gas (Markttransparenzstelle Strom und Gas).
- **La Agencia Alemana de Energía (Deutsche Energie-Agentur, DENA).** Es una institución pública encargada de la investigación y difusión de temas relacionados con la eficiencia energética y la transición energética, e igualmente facilita el diálogo entre los principales actores del sector.

5.4.2. Política energética

Como parte de la Unión Europea, Alemania está sujeta a las iniciativas, políticas y actividades de regulación de la Unión. La iniciativa del gobierno alemán en el sector energético en los últimos años ha sido impulsada por la llamada "energiewende" (transición energética) que tomó forma legislativa a través de la aprobación del Energy Concept 2010 y la consiguiente aprobación del Energy Package en 2011. En 2015, BMWi lanzó el denominado proyecto Electricity Market 2.0 para mejorar la integración de las energías renovables en el mercado eléctrico, lo que resultó en una nueva Ley del Mercado Eléctrico, la revisión de la Ley de Fuentes de Energía Renovable, el establecimiento de una reserva de capacidad fuera del mercado, la Ley de digitalización del sector energético y la publicación de la Ordenanza sobre cargas interrumpibles (AbLaV).

- **Energy Concept 2010.** Este marco político es la materialización de la "energiewende", establece la política energética de Alemania hasta 2050 y establece específicamente medidas para el desarrollo de fuentes de energía renovables, redes eléctricas y eficiencia energética. Marca el camino para la reducción de las emisiones de GEI en un 55% para 2030 (con la ambición de alcanzar más del 80% en 2050); establece el objetivo de generación de energía renovable en un 50% para 2030 y marca la necesidad de una expansión masiva de la capacidad instalada de energía eólica; llama al desmantelamiento de las plantas nucleares para 2022; apoya específicamente la expansión de la capacidad de almacenamiento de energía y la participación del vehículo eléctrico en el equilibrio de la red. Bajo la "energiewende" también se crearon el Programa de Investigación Energética, el Fondo de Eficiencia Energética, la Iniciativa Nacional sobre el Clima y el Plan Nacional de Desarrollo para la Movilidad Eléctrica.
- **Energy Package 2011:** se concentra en cinco grandes esferas de acción: infraestructura de red eléctrica mejorada , un sistema eléctrico flexible, energías renovables en crecimiento, mayor eficiencia energética y una mayor inversión en investigación y desarrollo, especialmente en tecnologías de almacenamiento. Consiste en siete leyes revisadas y una ordenanza : Ley de la Industria Energética (EnWG), Ley de Energías Renovables (EEG), Ley para Acelerar la Expansión de Redes Eléctricas (NABEG), Ley de energía nuclear, Ley de fondos de energía y clima, Ley para fortalecer el desarrollo compatible con el clima en las ciudades y municipios, Ley de incentivos fiscales para la modernización de edificios residenciales, y Ordenanza sobre la adjudicación de contratos públicos.
- **Ley de la Industria Energética (EnWG, 2011):** revisada por primera vez en 2005 y luego nuevamente en 2011, contiene las reglas básicas para el sector energético. Esta ley dirige las reglas de desagregación del sector eléctrico, establece tareas para las autoridades de la Red de los Lander y regula la conexión física con líneas de transporte en plantas de menos de 100MW.
- **Ley de Energías Renovables (EEG, 2011):** revisada en 2014 y nuevamente en 2017, busca la expansión rentable de las energías renovables y hace que la mayoría de los objetivos definidos en el Energy Concept 2010 sean legalmente vinculantes. El EEG establece un sistema de tarifas para fuentes renovables mayores de 10MW (el "Recargo EEG" o "EEG-Einspeisevergütung"), dando prioridad a la conexión a la red a fuentes renovables.
- **Ley del Mercado de Electricidad (StrommarktG, 2016):** hace legalmente vinculante las disposiciones contenidas en el proyecto Electricity Market 2.0 y modifica diversas leyes y ordenanzas. Sus disposiciones clave son: formación de precios gratuita, que refleja la escasez y permite picos; seguimiento de la seguridad del suministro a nivel europeo; mejora de la transparencia con la creación de plataformas de información; revisión de tarifas de red para evitar discrepancias regionales; introducción de una reserva de capacidad como se detalla en la Ordenanza de Reserva de Capacidad (2GW para 2019); y desmantelamiento de las plantas de lignito para 2021.

5.4.3. Regulación específica sobre el almacenamiento de energía

La regulación alemana aborda específicamente el almacenamiento de energía y su promoción, enfocándose en promover la investigación y en eliminar las barreras que dificultarían su competitividad en el mercado.

El Energiwende en su Sección D.3 llama específicamente a la eliminación de las tarifas de red para las nuevas plantas de almacenamiento y a aprobar los sistemas de almacenamiento de energía para el control del mercado de energía. En su sección F reconoce que El Plan Nacional de Desarrollo para la Movilidad Eléctrica tendrá que considerar que los vehículos eléctricos almacenarán electricidad y, por lo tanto, ayudarán a equilibrar la oferta y la demanda. En su sección G establece que el Programa de Investigación Energética debería tener como una de sus principales prioridades los sistemas de almacenamiento de energía y la tecnología de red.

El EnWG prevé el almacenamiento como un servicio para integrar las energías renovables y establece que las nuevas instalaciones de almacenamiento están exentas de los cargos habituales de la red. El EEG (Sección 61K) establece que al almacenamiento de energía se le debe cargar sólo las tarifas correspondientes a la inyección de energía en la red, e incluye también la cantidad correspondiente a las pérdidas de electricidad. También establece en su última revisión que la energía inyectada del almacenamiento debería beneficiarse de la tarifa de alimentación (recargo EEG) diseñada para la generación de energía renovable.

5.4.4. Evaluación de los principales aspectos de la regulación específica.

- **Definición de almacenamiento:** el almacenamiento de energía en Alemania no se define como un activo específico de la red en sí mismo y, por lo tanto, está sujeto a disposiciones relacionadas con la actuación como consumidores o generadores de electricidad. Sin embargo, con la implantación de la nueva Directiva de Electricidad 2019/944, Alemania incorporará la definición establecida en la misma para la Unión Europea.
- **Propiedad:** en línea con las políticas de desagregación de la Unión Europea, las entidades reguladas alemanas no pueden poseer y operar instalaciones de almacenamiento sujetas a las excepciones que se detallan en la Directiva de Electricidad 2019/944.
- **Tarifas de red:** las tecnologías de almacenamiento conectadas a la red solo pagarán tarifas de red una vez, relacionadas con la electricidad inyectada a la red, pero no pagarán tarifas de red como consumidores.
- **Requisitos técnicos en mercados mayoristas:** EPEX Spot no proporciona acceso específico a las tecnologías de almacenamiento, aunque sus características benefician al almacenamiento asociado a las plantas de energías renovables, al tener acceso prioritario y un mercado continuo intradía. En 2011, EPEX creó un enfoque de subasta intradía de contratos de 15 minutos y una oferta mínima de 0.1MW para el mercado alemán, facilitando el comercio con fuentes de energía intermitentes como RES y abriendo oportunidades para que las tecnologías de almacenamiento participen eventualmente.

- **Requisitos técnicos de servicios de red:** es en la provisión de servicios de balance donde la regulación alemana ha avanzado más. El hecho de que los servicios de FCR (Frequency Containment Reserve) sean remunerados ha sido muy atractivo para los inversores en almacenamiento de baterías en Alemania. Sin embargo, los servicios FRR (Frequency Restoration Reserve) no han sido tan atractivos debido a la reducción de los precios y la necesidad de una estrategia de licitación más compleja.
- **Acceso a los mercados de capacidad.** EEG 2017 creó un nuevo mercado de capacidad para RES a través de un sistema de subastas competitivo, sin embargo, no se espera que el almacenamiento permita participar.
- **Participación de prosumidores y agregación:** deberá abrir los mercados a la participación de nuevos actores de acuerdo con la nueva regulación europea. Alemania también está desarrollando el proyecto MieterStrom, respaldado por la UE, que busca el desarrollo de un modelo de negocio para la generación de energía solar fotovoltaica agregada en comunidades de vecinos.
- **Acceso a incentivos para energías renovables:** se establece que la energía inyectada del almacenamiento debería beneficiarse de la tarifa de alimentación (recargo EEG) diseñada para la generación de energía renovable. de vanguardia.
- **Desarrollo de proyectos demostrativos:** se han apoyado proyectos de almacenamiento de energía en varios programas gubernamentales. El KfW-275 subvencionaba hasta el 30% de la inversión necesaria para un sistema fotovoltaico con almacenamiento. Los altos precios de la electricidad y la reducción de las tarifas de alimentación hicieron que este programa pudiera impulsar el almacenamiento residencial con baterías. BMWi también ha apoyado el desarrollo del almacenamiento a través de su Iniciativa de Financiación del Almacenamiento de Energía, que ha estado apoyando desde 2012 aproximadamente 250 proyectos con 200 millones de euros. Los proyectos cubiertos por la iniciativa de financiación abarcan desde baterías en los hogares, hasta sistemas de almacenamiento del rango de megavatios y proyectos para el almacenamiento a largo plazo donde la electricidad renovable se utiliza para producir hidrógeno en electrolizadores. Los principales proyectos de baterías en Alemania se han desarrollado para participar en el control primario de frecuencia. Se han probado otros programas innovadores para la agregación de baterías (RegModHarz) o para el reciclaje de baterías de vehículos (Daimler).
- **Existencia de objetivos específicos:** el gobierno alemán no tiene un objetivo específico para la implantación de las tecnologías de almacenamiento, aunque se espera que su desarrollo sea impulsado por los ambiciosos objetivos de energías renovables.
- **Existencia de estándares específicos:** el país aún no cuenta con estándares para tecnologías de almacenamiento que puedan servir como referencia para la industria. Sin embargo la Asociación Alemana de Almacenamiento de Energía (BVES) ha publicado pautas de seguridad relacionadas con las instalaciones de baterías behind the meter.

5.5. Reino Unido

5.5.1. Principales agentes del sector eléctrico

El Reino Unido está formado por cuatro países: Inglaterra, Escocia, Gales e Irlanda del Norte, cada uno con sus propias administraciones autónomas. El Gobierno del Reino Unido está organizado en 24 departamentos ministeriales, departamentos no ministeriales y las agencias ejecutivas correspondientes.

- **Departamento de Negocios, Energía e Estrategia Industrial (BEIS):** es el departamento ministerial que fusiona los departamentos de Energía y Cambio Climático (DECC) y el Departamento de Negocios, Innovación y Habilidades (BIS), siendo responsable de la política del Reino Unido sobre energía, cambio climático e innovación, entre otros. La política energética es uno de los asuntos que no se ha transferido a las regiones, aunque algunos parlamentos como el escocés, tienen capacidad de planificación para influir en el desarrollo de nuevas plantas de generación.
- **Oficina del Mercado de Electricidad y Gas (OFGEM):** este departamento es el regulador gubernamental del Reino Unido para los mercados de electricidad y gas. Su tarea principal es proteger a los clientes y promover la competencia. El órgano rector de la OFGEM es la Autoridad de Mercados de Gas y Electricidad (GEMA).
- **Competencia y la Autoridad de Mercados (CMA):** este departamento es responsable del fortalecimiento de la competencia comercial y de evitar situaciones de abuso de poder en el mercado.

5.5.2. Política energética

El sector eléctrico en el Reino Unido opera conforme a una legislación específica, licencias y requisitos para la industria, bajo la supervisión del regulador OFGEM.

- **Ley de Electricidad 1989:** se estableció el régimen de licencias para generadores y se definieron los deberes de OFGEM. Esta ley también definió las reglas de desagregación entre las actividades reguladas y liberalizadas en el sector eléctrico, particularmente entre las actividades de transporte y generación. La modificación de la ley en el año 2000 creó a GEMA como órgano rector para OFGEM.
- **Leyes de energía 2004 a 2013.** La Ley de energía de 2008 apoyó el desarrollo de energía renovable y la definición de esquemas de tarifas de alimentación para pequeñas instalaciones de generación renovable (<5MW). Las siguientes leyes de energía crearon tres enfoques para la promoción de la generación baja en carbono: Contrato por diferencias (CFD), Tarifas de alimentación o Feed-In Tariff (FIT), obligaciones para renovables (RO). La Ley de Energía de 2013 conllevó la Reforma del Mercado Eléctrico (EMR), estableciendo disposiciones para la generación baja en carbón. Las principales reformas se refieren a la creación del marco de CFD para la promoción de la generación baja en carbón, la sustitución de los esquemas de RO por los Certificados de Obligaciones Renovables (ROC), la creación

de un mercado de capacidad para la nueva generación con objeto de proporcionar seguridad de suministro, y la aprobación de una Norma sobre emisiones (EPS) que limita la cantidad de emisiones producidas por la generación de combustibles fósiles a 450 g/kWh hasta 2045.

- **Códigos de la industria.** Los principales códigos de la industria que influyen en el funcionamiento del sector eléctrico son el Código de conexión y uso del sistema (CUSC), el Código de balance y liquidación (BSC), el Código de Red, El Código de Distribución, el Código del Operador del Sistema - Propietario del Transporte (STC) y el Acuerdo de conexión de distribución y uso del sistema (DCUSA).

5.5.3. Regulación específica sobre el almacenamiento de energía

Las leyes existentes en el Reino Unido no abordan directamente la tecnología de almacenamiento. El documento regulatorio que más influye en el desarrollo del almacenamiento de energía en el Reino Unido es el Código de Equilibrio y Liquidación (BSC). El BSC contiene los convenios para el mercado mayorista, con un enfoque particular en el balance y la liquidación. Según este código, el NGET organiza subastas o, y si no hay suficiente demanda, firma contratos bilaterales para la provisión de reservas y servicios.

Aunque el almacenamiento no se trata específicamente en la regulación, el regulador del sistema eléctrico del Reino Unido publicó el *Smart Systems and Flexibility Plan* (OFGEM 2017), que influye en el desarrollo de fuentes de flexibilidad como las tecnologías de almacenamiento de energía. Este documento incluye una serie de acciones que OFGEM llevará a cabo para eliminar las barreras regulatorias para las tecnologías de almacenamiento, definir nuevas opciones para el diseño del mercado y para la creación de planes financieros del gobierno.

Las principales acciones que OFGEM identifica como limitantes para desarrollo de tecnologías de almacenamiento son las siguientes: la definición de almacenamiento de energía debe incluirse en la Ley de Electricidad como un subconjunto de activos de generación; se debe revisar la planificación de la red nacional e incluir umbrales para el almacenamiento; se debe eliminar todo tipo de gravámenes sobre las tecnologías de almacenamiento de energía, ya que deben tratarse como generadores y hacerlos beneficiarios de estas medidas de promoción, incluidas las tasas para RO, CM, FITs y CFD; se deben desarrollar estándares de seguridad para el almacenamiento en colaboración con el British Standards Institute; y se remarcan las disposiciones sobre desagregación que evitan que TSO posea y opere tecnologías de almacenamiento de energía.

OFGEM también propone llevar a cabo reformas de mercado que lo hagan más atractivo para los proveedores de flexibilidad. Estas reformas se coordinarán con NGET y estarán dirigidas a crear mejores señales de precios en los mercados de capacidad de reserva. Deben permitir la participación de agregadores y que las tecnologías de almacenamiento acumulen flujos de ingresos por la reserva de capacidad y por la provisión de servicios auxiliares.

5.5.4. Evaluación de los principales aspectos de la regulación específica.

- **Definición de almacenamiento:** no existe una definición de almacenamiento de energía en la regulación del Reino Unido, sin embargo, se espera que se incluya en la modificación de Ley de Electricidad como una clase de activo de generación diferente.
- **Propiedad:** Ofgem se posiciona para que los TSO que no posean activos de almacenamiento, garantizando la desagregación.
- **Tarifas de red:** actualmente hay un doble cargo por almacenamiento como consumidor y como generador para la red, aunque Ofgem está apoyando la modificación de la Ley de electricidad para incluir el almacenamiento como subconjunto de la tecnología de generación, estando sujeto solo a tarifas por inyectar energía.
- **Requisitos técnicos en mercados mayoristas:** EPEX Spot no proporciona acceso específico a las tecnologías de almacenamiento, aunque sus características benefician al almacenamiento asociado a las plantas de energías renovables, al tener acceso prioritario y un mercado continuo intradía. En el Reino Unido existe un comercio particular, la "UK Half Hour Day-Ahead 15:30 Auction", que funciona bajo los mismos términos que el mercado tradicional diario, pero con productos de 30 minutos y lotes con un tamaño mínimo de 0.1MW, que puede abrir oportunidades potenciales al almacenamiento para participar en el mercado.
- **Requisitos técnicos de servicios de red:** el servicio Enhanced Frequency Response (EFR) para el control de frecuencia fue introducido por NGET y está específicamente diseñado para tecnologías de almacenamiento de energía. Se requiere una velocidad de respuesta de menos de 1 segundo, y el proveedor debe poder proporcionar el 100% de capacidad para un mínimo de 15 minutos. Se permite la acumulación de ingresos por el mercado de capacidad y por la provisión de los servicios auxiliares.
- **Participación de prosumidores y agregación:** NGET está explorando la posibilidad de mejorar la participación de agregación de productos diferentes al STOR, donde las unidades de generación de más de 3MW ya pueden agregarse. Las plantas de energía virtual (VPP) también se están desarrollando y se espera que abran nuevas oportunidades para el almacenamiento distribuido.
- **Acceso a incentivos para energías renovables:** Ofgem prevé abrir los mecanismos disponibles actualmente para la promoción de las energías renovables (CFD, FIT y RO) a la participación del almacenamiento también.
- **Acceso a los mercados de capacidad:** la Ley de Electricidad de 20 establece un mercado de capacidad en el que las tecnologías de almacenamiento no se benefician de los esquemas de CFD. El atractivo para la participación del almacenamiento en las subastas ha sido limitado.
- **Desarrollo de proyectos demostrativos:** el Gobierno tiene dos iniciativas financieras principales a través del programa Smart Innovation (2017) y del Industrial Challenge Fund ,

para promover tecnologías disruptivas, incluidas las baterías. Además, el Reino Unido creó el Instituto de la Batería para promover la investigación sobre estas tecnologías.

- **Existencia de objetivos específicos:** no existen objetivos específicos para el almacenamiento, aunque será impulsado por la Ley de Cambio Climático que prevé una reducción del 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2050.
- **Existencia de estándares específicos:** no existen estándares específicos para las instalaciones de almacenamiento, aunque el British Standards Institute está trabajando en un marco de seguridad y salud en colaboración con OFGEM.

5.6. Nueva York

5.6.1. Principales agentes del sector eléctrico

El gobierno del estado de Nueva York está dividido en veinte departamentos, cada uno de ellos agrupando varias oficinas sectoriales. La política energética estatal está sujeta a la dirección federal dada por FERC, tal como se describe en el capítulo sobre los Estados Unidos.

- **Oficina de Cambio Climático y Energía:** esta oficina está integrada en el Departamento de Conservación Ambiental (DEC), está a cargo del desarrollo de políticas y programas que se centran especialmente en garantizar la sostenibilidad del sistema de generación y promover la reducción de las emisiones de GEI y las fuentes renovables.
- **Comisión de Servicio Público de Nueva York (PSC):** es la comisión de servicios públicos del gobierno del estado de Nueva York que regula y supervisa los sectores de electricidad, gas, agua y telecomunicaciones. El PSC también está a cargo de implementar la regulación con respecto al sector eléctrico, como la Reforming Energy Vision (REV) o el Clean Energy Standar (CES).
- **Autoridad para la Investigación y Desarrollo de Energía del Estado de Nueva York (NYSERDA):** es la institución pública encargada de promover la investigación sobre el estado del sector eléctrico y las nuevas tecnologías, canalizando programas de financiamiento para promover la eficiencia energética y el desarrollo de energías renovables. El DEC y el PSC participan en su gobierno.
- **Operador del Sistema Independiente de Nueva York (NYISO):** es la entidad que opera el mercado estatal diario de la electricidad, el mercado en tiempo real y el mercado de regulación, y lleva a cabo una planificación a largo plazo del sector eléctrico.

5.6.2. Política energética

La base para la regulación del sector energético en el estado de Nueva York se encuentra en la Ley de Energía (1976). Esta contiene las instrucciones básicas para la política energética del

Estado que rigen el suministro de energía, la planificación energética y los estándares tecnológicos. El gobierno ha generado nuevos procedimientos regulatorios y planes basados en esta ley.

- **Reforming Energy Vision (REV, 2014):** este conjunto de procedimientos regulatorios e iniciativas políticas busca reformar el entorno del mercado energético para facilitar las inversiones en energías renovables y en tecnologías inteligentes en el sector, con un enfoque particular en la generación de energía distribuida. Se enfoca en dar forma a los desafíos sobre la propiedad de los DER, e igualmente en los cambios necesarios en la regulación actual, tarifas, mercado e incentivos.
- **New York Energy Plan (2015):** este plan define las acciones para la planificación de la energía eléctrica, establece una reforma regulatoria para integrar la energía limpia en la red, rediseña programas para promover inversiones privadas y promueve soluciones innovadoras de energía.
- **Estándar de energía limpia (CES, 2016):** es el estándar a través del cual el estado de Nueva York establece oficialmente el objetivo del 50% del consumo de electricidad con recursos renovables para 2030. Crea mecanismos de créditos de energía dirigidos a proveedores para lograr este objetivo, con dos componentes: el programa de crédito de cero emisiones (ZEC), y los créditos estándar de energía renovable (REC). Para garantizar un nuevo suministro renovable, NYSERDA se encargará de gestionar contratos a largo plazo con nuevos generadores durante 20 años. Los REC comenzaron en 2016 y son administrados por NYSERDA.

5.6.3. Regulación específica sobre el almacenamiento de energía

La regulación que influye en el desarrollo del almacenamiento de energía está en línea con las disposiciones establecidas por la FERC, particularmente en la Orden 841 que exige la plena integración de las tecnologías de almacenamiento en el mercado de la electricidad.

REV presenta los cambios necesarios en las estructuras regulatorias, tarifarias, de mercado e incentivos actuales del sector eléctrico con el objetivo de disponer de una estructura de generación renovable del 50%, algo que impulsará los proyectos de almacenamiento.

En 2018 se presentó la Hoja de ruta para el almacenamiento de energía, programa que es la principal iniciativa para impulsar los proyectos de almacenamiento de energía. Comenzó con la aprobación del mandato de almacenamiento (S.5190 / A6571) a través del cual el gobierno se comprometió a tener 1.500 MW de almacenamiento de energía instalados para 2025.

Se establece un nuevo modelo de participación en el mercado que permite que el almacenamiento participe en los mercados mayoristas y de servicios de red, abriendo reformas regulatorias y estableciendo programas de financiación. La mayoría de los objetivos de la hoja de ruta se lograrán a través de la integración de las tecnologías de almacenamiento de NYISO en los mercados mayoristas. La hoja de ruta seguirá las instrucciones de la orden 841 de la FERC y se divide en tres fases: fase de integración del almacenamiento de energía (2017-2020),

optimización del almacenamiento de energía (2019-2022), y agregación de renovables y almacenamiento (2020-2023).

Durante la fase 1, se definirá una nueva categoría para la participación en el mercado de las tecnologías de almacenamiento de energía, identificando nuevos parámetros de licitación necesarios. La propuesta es que NYISO cree un modelo de oferta única que permitiría a los agentes de almacenamiento cambiar entre generador y consumidor en el período de 1 hora, eliminar los límites de ELR (Energy Limited Resource) que requieren un suministro garantizado de 4 horas, y reducir el límite de participación en el mercado de 1MW a 0.1MW. Durante la fase 2, NYISO propondrá a los propietarios de las tecnologías de almacenamiento convertirse en el administrador del estado de carga de los dispositivos, por lo que esta restricción podría incluirse en el mercado. En la fase 3, NYISO comenzará a emparejar el almacenamiento con nuevas fuentes de energía renovables.

NYISO también reconoce la necesidad de acumular ingresos de diferentes fuentes para el almacenamiento de energía, por lo que también está estudiando la doble participación (en los mercados mayorista y minorista) y la integración de tecnologías de almacenamiento en la provisión de servicios auxiliares.

5.6.4. Evaluación de los principales aspectos de la regulación específica.

- **Definición de almacenamiento:** el Estado de Nueva York contempla la definición a nivel federal incluida en el RM16-23 y la Orden FERC 841.
- **Propiedad:** dado que la mayoría de las redes de los EE. UU. son propiedad de utilities, estas no tienen límite para poseer activos de almacenamiento. Además, la Orden 784 de FERC permite la provisión de servicios auxiliares por parte de terceros utilizando tecnologías de almacenamiento.
- **Tarifas de red:** las tecnologías de almacenamiento pueden operar sus transacciones al precio marginal de mercado según la ubicación del nodo, según lo establecido en la Orden 745, evitando los costes de tarifas de red.
- **Requisitos técnicos en mercados mayoristas:** en base a la orden FERC 841, el modelo para participación en el mercado de NYISO contempla la integración de los parámetros de licitación requeridos por el almacenamiento. La propuesta de NYISO es crear un modelo de oferta única que permitiría a los agentes de almacenamiento cambiar entre generador y consumidor en el período de 1 hora, eliminar los límites de ELR (Energy Limited Resource) que requieren un suministro garantizado de 4 horas, y reducir el límite de participación en el mercado de 1MW a 0.1MW.
- **Requisitos técnicos de servicios de red:** según la orden 841 de la FERC, se establecerá un esquema de remuneración para el almacenamiento basado en el rendimiento para la provisión de servicios de reserva. NYISO también reconoce la necesidad de acumular

ingresos de diferentes fuentes para el almacenamiento de energía, por lo que también está estudiando permitir la doble participación (en los mercados mayorista y minorista) y la integración de tecnologías de almacenamiento en la provisión de servicios auxiliares.

- **Participación de prosumidores y agregación:** la agregación de fuentes renovables y almacenamiento se consideran en la tercera fase (2020-2023) de la Hoja de ruta para el almacenamiento de energía.
- **Acceso a incentivos para energías renovables:** siguiendo las directrices marcadas por la FERC, el almacenamiento puede beneficiarse del incentivo fiscal bajo el ITC.
- **Acceso a los mercados de capacidad:** NYISO sigue la Orden 841 de FERC, por la que el almacenamiento puede participar en los mercados de capacidad regional gestionados por las ISO.
- **Desarrollo de proyectos demostrativos:** la Hoja de ruta para el almacenamiento de energía liberará recursos financieros para proyectos de almacenamiento.
- **Existencia de objetivos específicos:** con la aprobación del mandato de almacenamiento (S.5190 / A6571) el gobierno se comprometió a tener 1.500 MW de almacenamiento de energía instalado para 2025.
- **Existencia de estándares específicos:** NYSERDA está elaborando normas y requisitos de seguridad para los proyectos de almacenamiento con baterías.

5.7. California

5.7.1. Principales agentes del sector eléctrico

- **Agencia de Recursos Naturales de California (CNRA):** agencia que se encarga de proteger los lugares naturales y culturales, y controlar el uso de la tierra y los ríos.
- **Comisión de Energía de California (CEC):** es la principal agencia pública a cargo de la política y planificación energética, estando bajo la jurisdicción de la CNRA. Realiza pronósticos sobre la demanda de energía, promueve programas de energía renovable y eficiencia energética, dirige planes de financiación, y promueve la investigación y la innovación.
- **California Public Utilities Commission (CEPUC):** es la agencia encargada de regular a las utilities de propiedad privada en los sectores de energía eléctrica, telecomunicaciones, gas natural y agua. Entre sus funciones se encuentran establecer estándares y normas de seguridad, autorizar cambios en las tarifas, evitar el abuso de poder en el mercado, implementar programas de eficiencia y conservación de energía, y hacer cumplir la Ley de Calidad Ambiental de California.

- **Operador del Sistema Independiente de California (CAISO):** es la entidad que opera el mercado estatal diario de la electricidad, el mercado en tiempo real y el mercado de regulación, y lleva a cabo una planificación a largo plazo del sector eléctrico.

5.7.2. Política energética

El Estado de California no tiene definida una ley de energía propia, regulando el funcionamiento del sistema a través de diferentes proyectos de ley del Senado, proyectos de ley de la Asamblea y la iniciativa de la Comisión de Energía de California (CEC) y la California Public Utilities Commission (CEPUC).

5.7.3. Regulación específica sobre el almacenamiento de energía

- **Proyecto de ley del Senado 1068 "Renewable Portfolio Standard" (RPS, 2002):** fue el primer intento de promover tecnologías de energía renovable, requiriendo que las utilities compren o generen un porcentaje creciente de electricidad cuyo origen sea la energía eólica y solar, y por tanto indirectamente promoviendo los proyectos de almacenamiento de energía.
- **Proyecto de Ley de la Asamblea AB 2514 (2013), seguido por la AB 2868 (2016):** aprobó un mandato para instalar más de 1325 MW en recursos de almacenamiento de energía para 2024.
- **Proyecto de Ley de la Asamblea AB 1637 (2016):** se definió el "California's Self Generation Incentive Program" (SGIP). Este programa ofrece a los consumidores de energía (principalmente a nivel industrial) incentivos financieros para instalar nuevas tecnologías renovables y de eficiencia energética.
- **Proyecto de Ley de la Asamblea AB 546 (2017):** se definen los procedimientos administrativos para que los clientes instalen sistemas de almacenamiento de energía BTM o behind the meter.
- **Market Rules for Storage participation (CPUC, 2018):** siguiendo las directrices de la FERC, se adoptaron 11 normas en las que describen cómo se deben evaluar las aplicaciones de almacenamiento de energía, así como se permite la agregación, la provisión de múltiples servicios y la acumulación de diversas fuentes de ingresos.

5.7.4. Evaluación de los principales aspectos de la regulación específica.

- **Definición de almacenamiento:** el Estado de California contempla la definición a nivel federal incluida en el RM16-23 y la Orden FERC 841.
- **Propiedad:** dado que la mayoría de las redes de los EE. UU. son propiedad de utilities, estas no tienen límite para poseer activos de almacenamiento. Además, la Orden 784 de FERC permite la provisión de servicios auxiliares por parte de terceros utilizando tecnologías de almacenamiento.

- **Tarifas de red:** las tecnologías de almacenamiento pueden operar sus transacciones al precio marginal de mercado según la ubicación del nodo, según lo establecido en la Orden 745, evitando los costes de tarifas de red.
- **Requisitos técnicos en mercados mayoristas:** CAISO define una línea de trabajo de tres fases en torno a la identificación de las limitaciones relacionadas con las tecnologías de almacenamiento y la inclusión del estado de carga en el proceso de licitación. Esto ha llevado a la revisión de los criterios de adecuación para los recursos flexibles (FRAC-MOO 2), que puede abrir oportunidades para las tecnologías de almacenamiento al aumentarse los requisitos de velocidad de respuesta.
- **Requisitos técnicos de servicios de red:** CAISO crea dos nuevas figuras de licitación: recurso no generador (NGR), capaz de actuar como generador o como consumidor con un límite impuesto por su nivel de capacidad, diseñado para los recursos más pequeños que pueden proporcionar energía, regulación y reservas operativas; y el modelo Proxy Demand Resource (PDR), un producto que estaría diseñado para recursos de almacenamiento BTM que podrían proporcionar reducción de carga, pero no inyectar energía en la red.
- **Participación de prosumidores y agregación:** las normas establecidas según las Market Rules for Storage participation describen cómo se deben evaluar las aplicaciones de almacenamiento de energía de uso múltiple, y permite específicamente la agregación.
- **Acceso a incentivos para energías renovables:** siguiendo las directrices marcadas por la FERC, el almacenamiento puede beneficiarse del incentivo fiscal bajo el ITC.
- **Acceso a los mercados de capacidad:** no existe un mercado de capacidad centralizado en California.
- **Desarrollo de proyectos demostrativos:** hay varios programas de financiación que promueven proyectos de almacenamiento, como el “California’s Self Generation Incentive Program” (SGIP).
- **Existencia de objetivos específicos:** según lo establecido en el proyecto de ley de la Asamblea AB 2514 (2013), seguido por la AB 2868 (2016), hay un mandato para instalar más de 1325 MW en recursos de almacenamiento de energía para 2024. El regulador añadió al objetivo 500 MW adicionales en almacenamiento conectado a la red de distribución o behind the meter.
- **Existencia de estándares específicos:** no se han desarrollado estándares a nivel estatal, aunque se están tomando algunas pautas de seguridad para baterías residenciales a nivel de condado.

6. EVOLUCIÓN DE COSTES Y RENDIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

El coste de los sistemas de almacenamiento de energía está decreciendo a nivel mundial. Seguidamente realizaremos un análisis de la evolución estimada que tendrán dichos sistemas, considerando todos los elementos que componen dichos sistemas y la aplicación de los mismos.

6.1. Desglose del coste de los sistemas de almacenamiento de energía

En general los costes asociados a los sistemas de almacenamiento se pueden desglosar según los siguientes conceptos:

- Coste de los equipos y del software. Dentro de este concepto se englobaría el coste de los siguientes elementos:
 - Baterías: compuestas de las células de baterías y los módulos que componen el conjunto.
 - Sistemas de conversión de potencia: convertidores de corriente continua a alterna cuando la batería se está descargando, y de corriente alterna a continua cuando se está cargando.
 - Equilibrio del sistema: infraestructura eléctrica, contenedores, climatización, equipos de protección contra incendios, etc.
 - Transformador: eleva la tensión para conectarse a la red eléctrica.
 - Sistema de gestión de energía: optimiza el comportamiento de la batería para maximizar los beneficios o reducir los gastos para el propietario, e igualmente garantiza la seguridad en las operaciones de la batería.
 - Integrador del sistema: margen de beneficio neto para el integrador del sistema.
- Coste de la ingeniería, adquisición y construcción (EPC). Dentro de este concepto se englobaría el coste de los siguientes elementos:
 - Salarios de todos los trabajadores asignados al proyecto.
 - Diseño: selección de material, planificación de la construcción considerando las restricciones de la ubicación.
 - Permisos: autorizaciones necesarias para la construcción del proyecto.
 - Gastos generales: posibles gastos como alquiler de maquinaria, almacenamiento de equipos, preparación de la ubicación, etc.
 - Margen EPC: beneficio neto del proveedor de la ingeniería, la adquisición y la construcción.
- Coste del desarrollo del proyecto. Dentro de este concepto se englobaría el coste de los siguientes elementos:
 - Gastos legales, administrativos y de gestión que conlleve el desarrollo del proyecto.

- Costes de interconexión: cargo del operador de red por la conexión a la red de la instalación.
- Margen o tasa del desarrollador: beneficio neto por el desarrollo del proyecto, o bien tras su venta si fuese el caso.

En el año 2019 el coste promedio de la instalación completa para un sistema de almacenamiento a escala o nivel de utilities osciló entre 370 \$/kWh y 633 \$/kWh, en función de la capacidad utilizable, e incluyendo el coste de la ingeniería y construcción, la integración del sistema y el desarrollo del proyecto. Las instalaciones a nivel comercial e industrial tienen un coste mayor, entre 455 \$/kWh y 877 \$/kWh, en función de la duración del sistema y de la región.

Los sistemas de mayor duración son en promedio más baratos que los sistemas de menor duración. Esto es cierto tanto para los sistemas a nivel de utilities como a nivel comercial e industrial (C&I). Sin embargo, no es una relación lineal y los sistemas de duración más corta son mucho más caros que los sistemas de cuatro horas.

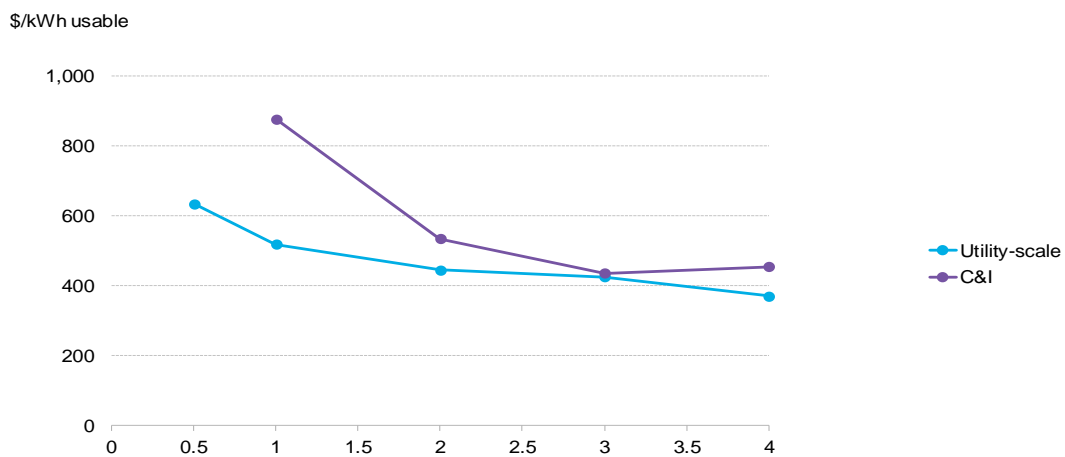


Figura 6.1. Coste promedio de instalación de sistema de almacenamiento en 2019. Fuente: BloombergNEF

- **Desglose de costes de sistemas de almacenamiento de 4 horas de duración.**

El coste promedio de instalación para un sistema de almacenamiento de cuatro horas de duración a nivel de utilities fue de 378 \$/kWh en 2019. Los módulos de baterías representaron poco más de la mitad de los costes totales para un sistema de cuatro horas, siendo los costes de infraestructura y de ingeniería y construcción los siguientes de mayor importe de todos los elementos del proyecto.

Los costes de ingeniería, adquisición y construcción varían enormemente según el diseño del proyecto y del lugar, al igual que otros componentes como los gastos generales del desarrollador y el coste de interconexión a la red.

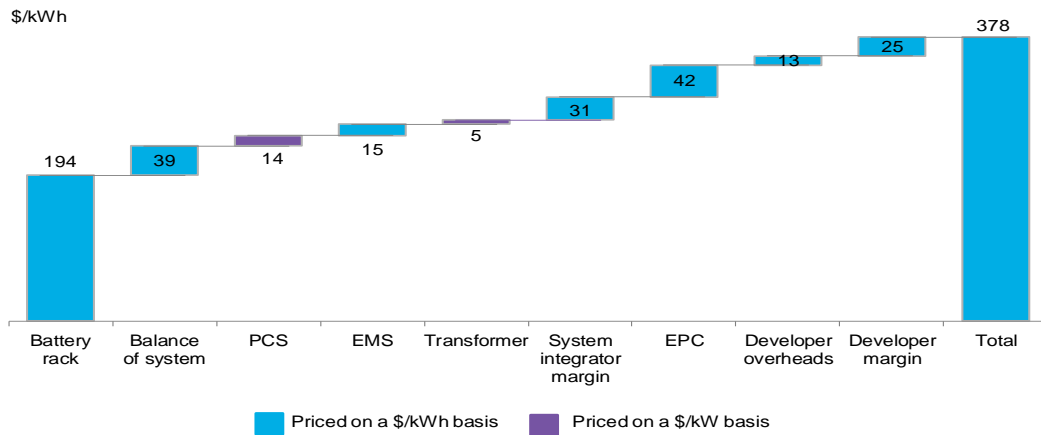


Figura 6.2. Desglose de coste promedio de instalación de 4 horas de duración en 2019. Fuente: BloombergNEF

- **Desglose de costes de sistemas de almacenamiento de 1 hora de duración.**

Los precios de los módulos de baterías para sistemas de una hora de duración fueron aproximadamente un 13% más altos que sus equivalentes en un sistema de cuatro horas. Las baterías configuradas para aplicaciones orientadas a la potencia tienen diferentes requisitos que aumentan el coste. En general, cada componente individual de un sistema de una hora es más caro que estos mismos componentes en sistemas de mayor duración, reflejándose un precio total más alto.

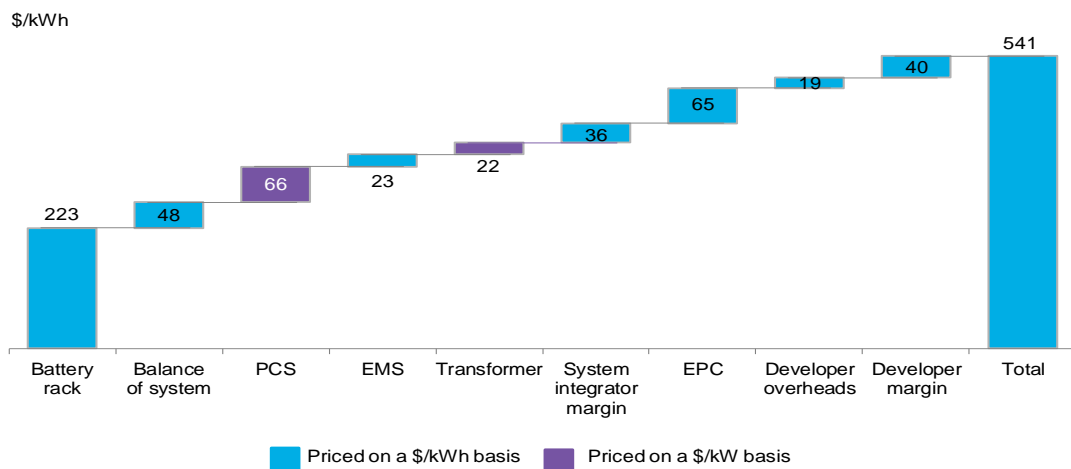


Figura 6.3. Desglose de coste promedio de instalación de 1 hora de duración en 2019. Fuente: BloombergNEF

6.2. Perspectivas de disminución de costes de los sistemas de almacenamiento de energía

Se estima que el coste de los sistemas de almacenamiento disminuirá gradualmente a un ritmo de anual 8 – 10 % anual. La explicación para esta reducción estaría en las siguientes razones:

- Escala: el aumento de la fabricación a escala de las baterías y la mejora en la eficiencia de la producción, así como la economía de escala para el resto de componentes del sistema.
- Know-how: agentes del sector y compañías de ingeniería y construcción especializadas y con mayor experiencia en el desarrollo de estos proyectos.
- Cambios y mejoras tecnológicas: se están produciendo grandes avances relacionados con la densidad de energía y el diseño de las baterías y sus módulos, que conllevarán también una reducción de su precio.

- ***Evolución del coste de sistemas de almacenamiento de 4 horas de duración (a nivel de utilities).***

Según se puede ver en la siguiente gráfica donde estima la evolución del coste de un sistema de 20 MW/ 80 MWh, se espera que el coste se reduzca a aproximadamente la mitad para 2030.

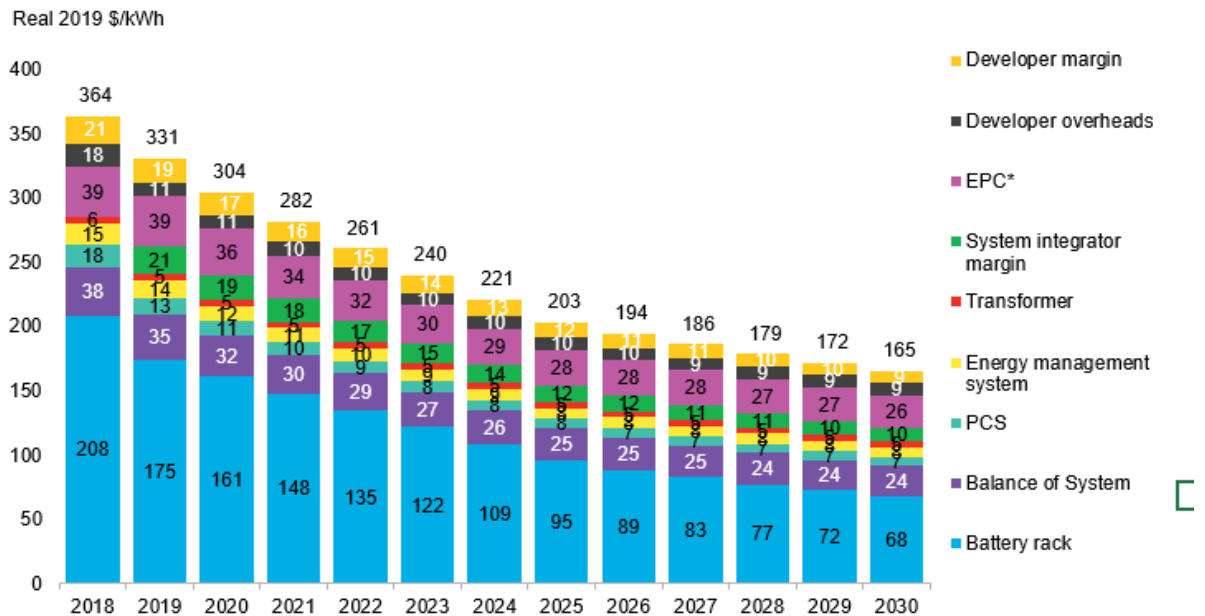


Figura 6.4. Evolución del coste de un sistema de almacenamiento de 4 horas de duración, desglosado según sus componentes. Fuente: BloombergNEF

- **Evolución del coste de sistemas de almacenamiento de 1 hora de duración (a nivel de utilities).**

Según se puede ver en la siguiente gráfica donde estima la evolución del coste de un sistema de 50 MW/ 50 MWh, igualmente se espera que el coste se reduzca a aproximadamente la mitad para 2030.

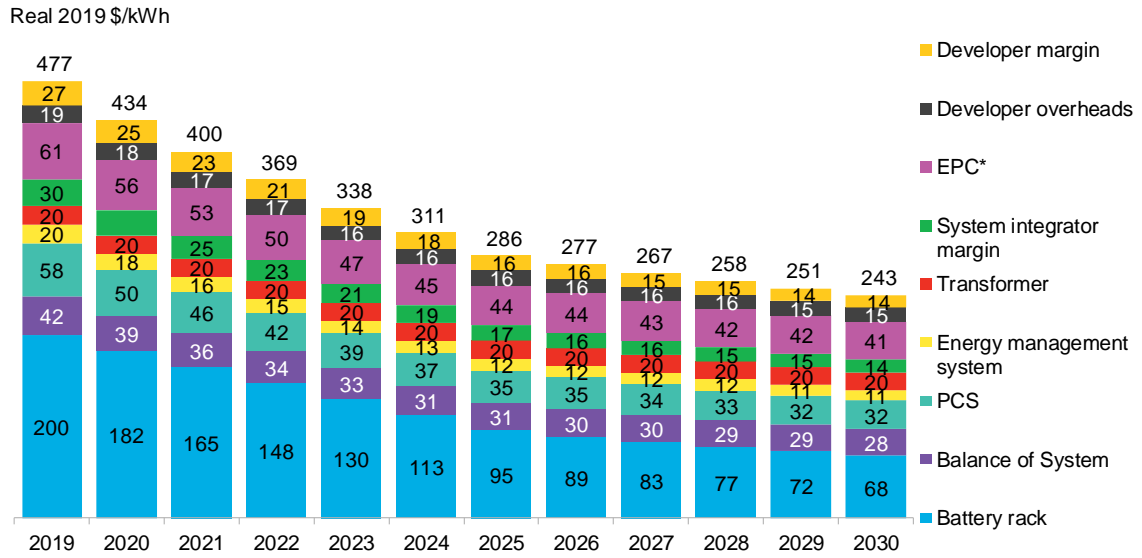


Figura 6.5. Evolución del coste de un sistema de almacenamiento de 1 hora de duración, desglosado según sus componentes. Fuente: BloombergNEF

- **Evolución del coste de sistemas de almacenamiento para uso residencial.**

Según se puede ver en la siguiente gráfica donde se estima la evolución del coste de un sistema de 5 kW/14 kWh para uso residencial, igualmente se espera que el coste se reduzca a aproximadamente la mitad para 2030.

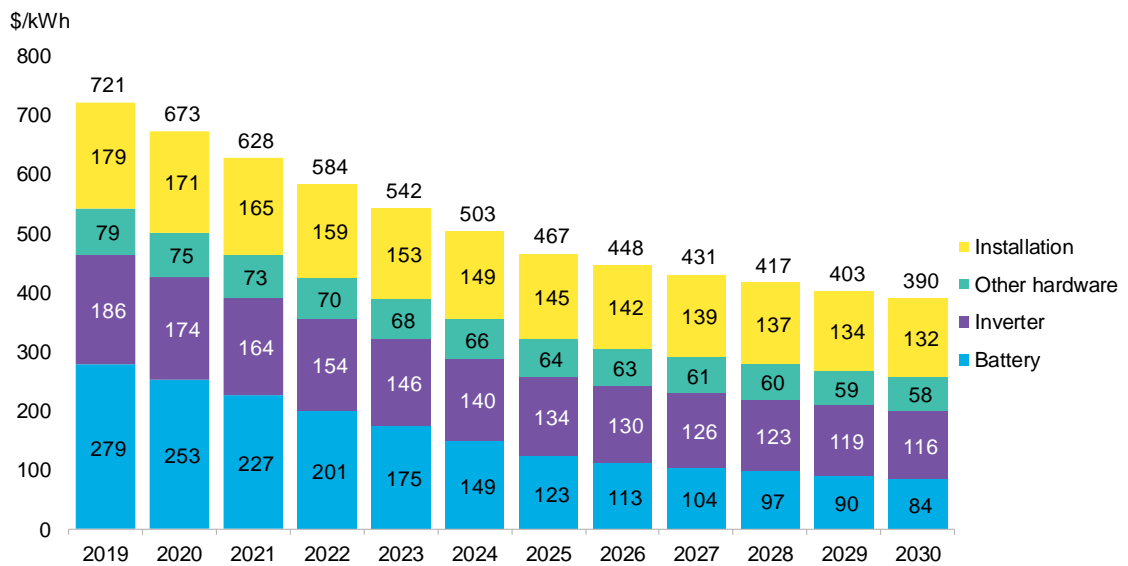


Figura 6.6. Evolución del coste de un sistema de almacenamiento para uso residencial, desglosado según sus componentes. Fuente: BloombergNEF

6.3. Evolución del coste y del rendimiento de las baterías de almacenamiento en función de su tecnología.

Seguidamente vamos a realizar un análisis y comparación de las características principales para el rendimiento de las baterías en función de su tecnología, así como de sus costes de instalación previstos.

Actualmente las baterías de Li-ion son las que tienen una mayor densidad de energía y de potencia. La densidad de energía puede variar desde los 200 Wh/l hasta los 735 Wh/l. Igualmente la densidad de potencia de las baterías puede variar significativamente, debido a que sus celdas pueden estar diseñadas para una alta velocidad de descarga, donde la potencia es el principal requisito, o diseñadas para baja velocidad de descarga. Por tanto, la densidad de potencia de las baterías de Li-ion puede variar desde 100 W/l hasta los 10.000 W/l.

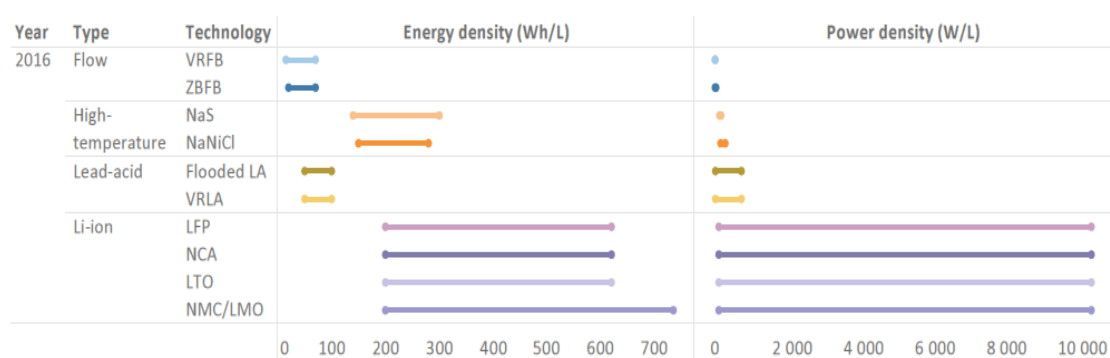


Figura 6.7. Densidad de energía y de potencia de las baterías en función de su tecnología. Fuente: International Renewable Energy Agency.

Nota: LA = lead-acid; VRLA = valve-regulated lead-acid; NaS = sodium sulphur; NaNiCl = sodium nickel chloride; VRFB = vanadium redox flow battery; ZBFB = zinc bromine flow battery; NCA = nickel cobalt aluminium; NMC/LMO = nickel manganese cobalt oxide/lithium manganese oxide; LFP = lithium iron phosphate; LTO = lithium titanate.

Además de la disminución de costes de las baterías con tecnología de Li-ion, su capacidad para proporcionar servicios de alta potencia o energía con una limitación de espacio y de peso, es una de las principales razones para su implementación en aplicaciones portátiles y su uso en el mercado de la electromovilidad. También pueden proporcionar mayor eficiencia que otras tecnologías.

Al examinar la vida útil de las baterías (en términos equivalentes de ciclos completos) y los costos de instalación, las baterías de plomo-ácido se destacan como las de coste de instalación más bajo, pero con la vida útil más baja también.

Las baterías de alta temperatura representan un punto intermedio con valores competitivos de costes de instalación, que son más altos que las de plomo-ácido, pero más bajos que las baterías de iones de litio y de flujo. Al mismo tiempo se comportan favorablemente en términos de vida útil, eclipsando a todas las baterías de iones de litio excepto las LTO, pero sin alcanzar la alta vida útil de las baterías de flujo.

Las baterías de iones de litio NCA, NMC / LMO y LFP tienen costes de instalación relativamente competitivos, sin embargo tienen una vida útil relativamente pequeña a excepción de las baterías de LTO.

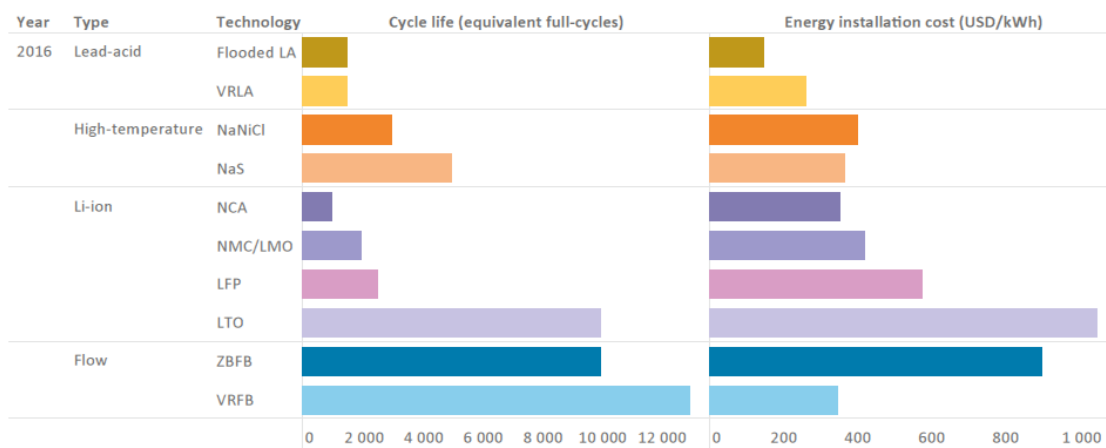


Figura 6.8. Vida útil y costes de instalación de las baterías en función de su tecnología. Fuente: International Renewable Energy Agency.

El pronóstico para la evolución del coste de las baterías es prometedor, para 2030 se estima una disminución de entre un 50 % y 66 % dependiendo de la tecnología según puede ver en la siguiente gráfica.

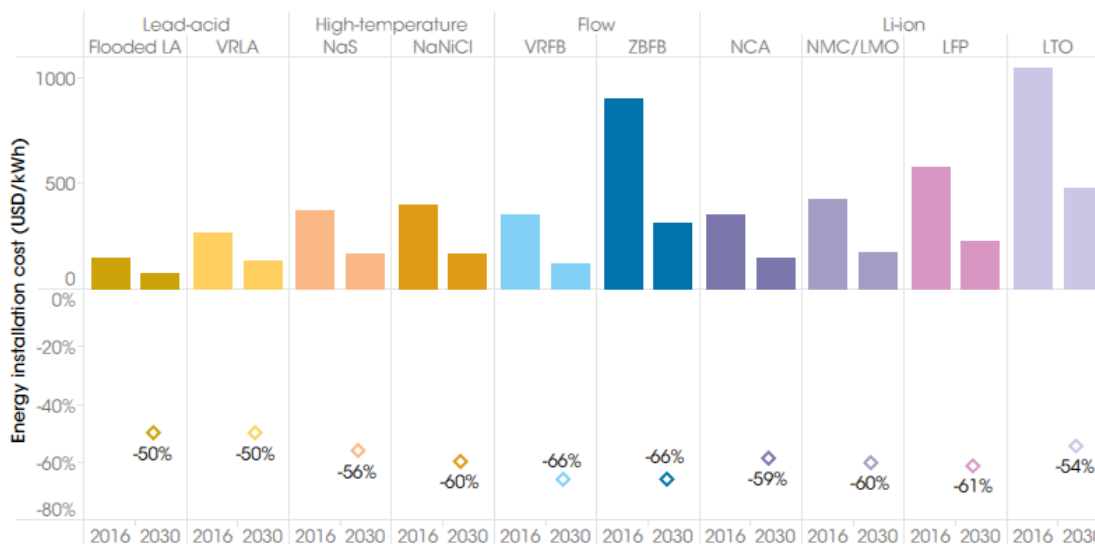


Figura 6.9. Estimación de costes de instalación de las baterías para 2030 en función de su tecnología. Fuente: International Renewable Energy Agency.

Además de la reducción del coste de instalación de las baterías, también está mejorando su rendimiento y su vida útil. Aunque para 2030 se espera que las baterías LTO y ZBFB tengan los costes de instalación más altos, también tendrán los ciclos de vida útil mayores. Aunque

se espera que las baterías de NaS tengan valores de referencia de cerca de 7.500 ciclos para 2030, seguirá siendo inferior a los 10.000 ciclos de las ZBFB, los 13.000 de las VRFB y los 19.100 de las LTO.

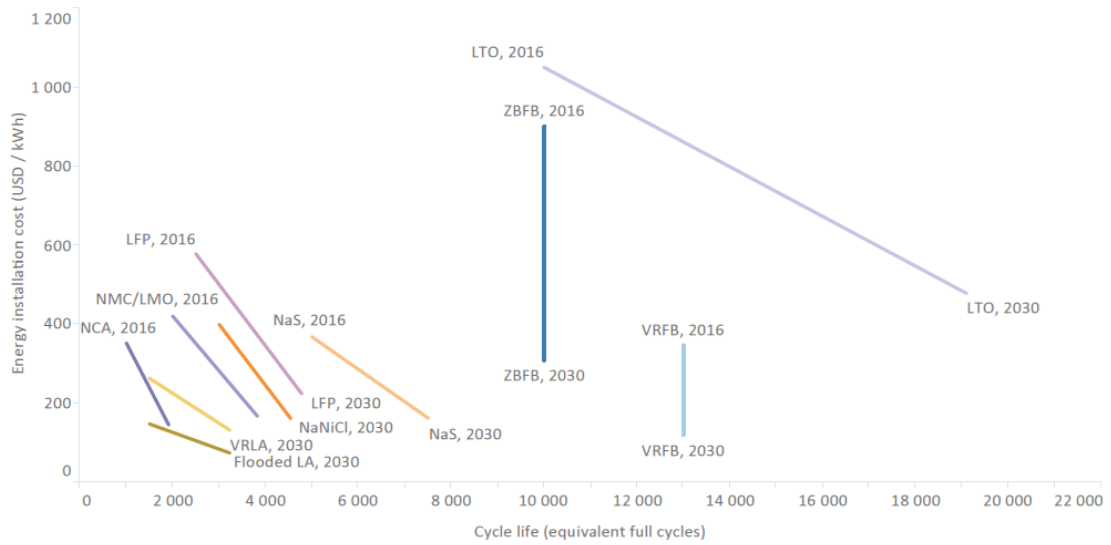


Figura 6.10. Estimación de costes de instalación y vida útil de las baterías para 2030 en función de su tecnología. Fuente: International Renewable Energy Agency.

Aunque la viabilidad económica de cada proyecto depende de su uso y aplicación, así como del contexto, el efecto combinado de la reducción de costes de capital y el aumento de la vida útil de las baterías aseguran impulsar un mayor despliegue de los sistemas de almacenamiento para proveer de servicios al sistema eléctrico.

La disminución del coste de los sistemas basados en baterías LTO irá acompañada de un incremento de su vida útil de casi un 90 % aproximadamente sobre los valores actuales. Otras tecnologías de Li-ion tendrán también mayor vida útil y sus costes se reducirán considerablemente, posicionándolas como soluciones competitivas para aplicaciones que no requieran una alta vida útil.

7. MARCO DE VALORACIÓN PARA LOS PROYECTOS DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Recientemente en marzo de 2020 la International Renewable Energy Agency - IRENA ha publicado el informe Electricity Storage Valuation Framework (ESVF), diseñado para identificar el valor del almacenamiento de electricidad y que pueda ser tomado como referencia para los principales actores de los sistemas eléctricos.

En él se dan unas pautas para evaluar el valor de estos sistemas y asegurar la viabilidad de los proyectos bajo el marco regulatorio existente, así como comparar los beneficios que proporcionan con otras alternativas que también pueden proveer de flexibilidad al sistema.

Para cubrir este objetivo, se establece una metodología dividida en las siguientes fases:

1. Identificar los servicios que el almacenamiento puede dar para apoyar la integración de las energías renovables.
2. Relacionar las tecnologías de almacenamiento adecuadas para los servicios identificados.
3. Analizar el valor del sistema de almacenamiento en comparación con otras opciones alternativas de flexibilidad.
4. Simular la operación del sistema de almacenamiento y la acumulación de beneficios por distintas fuentes de ingresos.
5. Evaluar la viabilidad económica del proyecto del sistema de almacenamiento.

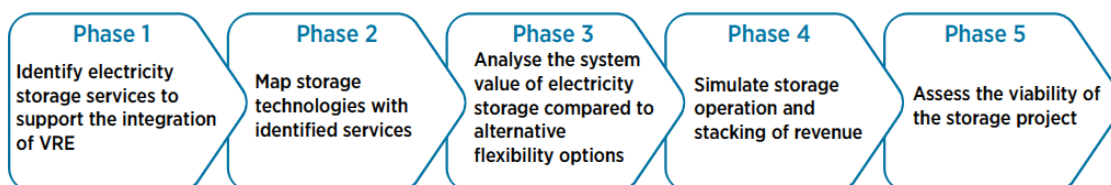


Figura 7.1. Fases de la metodología propuesta en Electricity Storage Valuation Framework (ESVF). Fuente: IRENA

7.1. Metodología

Seguidamente se resumen las distintas fases contempladas en la metodología del informe Electricity Storage Valuation Framework (ESVF).

7.1.1. Fase 1: Identificar los servicios que el almacenamiento puede dar para apoyar la integración de las energías renovables.

En esta fase se identifican los servicios que el almacenamiento puede proporcionar. Se clasifican en función de la aplicación a la que vaya a ser destinado, de acuerdo a su capacidad para proporcionar servicios de red, reserva de capacidad, regulación de frecuencia, diferir

la inversión necesaria en infraestructura de transporte y distribución, gestión de la demanda, etc...

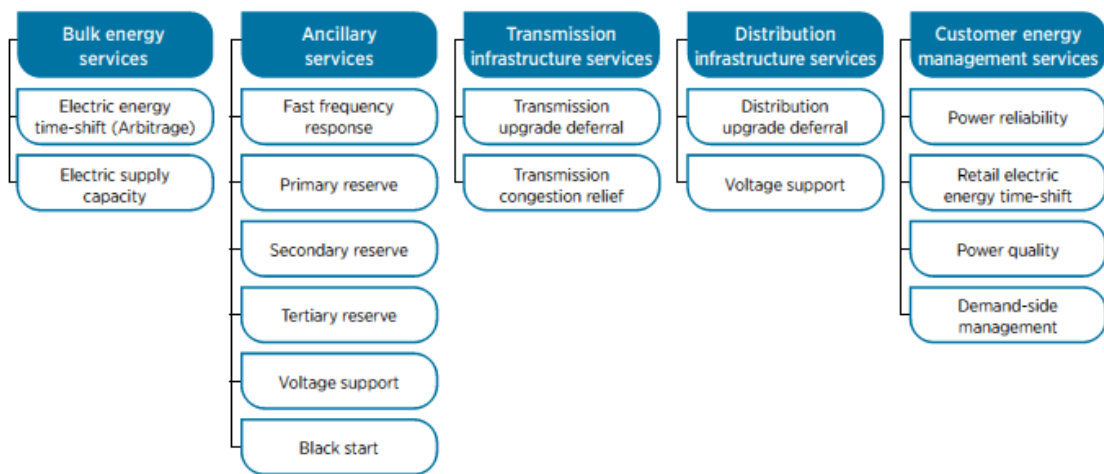


Figura 7.2. Servicios que pueden proporcionar los sistemas de almacenamiento. Fuente: IRENA

El almacenamiento de electricidad indirectamente puede proporcionar servicios secundarios en paralelo a su función primaria originalmente planificada. Por lo tanto, la contribución del almacenamiento de electricidad para facilitar la integración de VRE podría ser indirecta. Por ejemplo, una central hidroeléctrica de bombeo que presta servicios como el arbitraje de electricidad, la regulación de frecuencia o la provisión de inercia, también podría reducir el vertido de VRE al mismo tiempo.

Del mismo modo, una planta de aire comprimido CAES ubicada junto con plantas de energía renovables y que tiene como función principal maximizar el beneficio de la planta híbrida (por ejemplo mediante la provisión de capacidad firme y el arbitraje energético) también podría indirectamente diferir la necesidad de plantas de capacidad por puntas de carga máxima y reducir el necesidad de servicios auxiliares.

7.1.2. Fase 2: Relacionar las tecnologías de almacenamiento adecuadas para los servicios identificados.

Los servicios de almacenamiento identificados en la fase anterior se complementan con un análisis exhaustivo de los parámetros técnicos y comerciales de las tecnologías de almacenamiento de electricidad vigentes para determinar las más adecuadas para cada servicio.

Los parámetros técnicos y comerciales considerados de las tecnologías de almacenamiento son los siguientes:

- Parámetros técnicos: eficiencia, velocidad de carga, velocidad de descarga, densidad de energía, densidad de potencia, profundidad de descarga (DoD), temperatura máxima de funcionamiento y seguridad por estabilidad térmica, etc.

- Parámetros comerciales: inversión necesaria en almacenamiento (CAPEX), inversión necesaria en el sistema de conversión de energía (PCS CAPEX), años necesarios para el desarrollo y construcción del proyecto, costes de operación, vida útil y madurez de la tecnología, etc.

Parameters	VRLA	Pumped Hydro	CAES	Flywheels	NMC	NCA	LFP	LTO	NaS	NaNiCl2 (Zebra)	ZBB	VRB
Technical												
Efficiency (AC-to-AC) (%)	82%	80%	60%	84%	92%	92%	86%	96%	80%	84%	70%	70%
C-Rate min	C/10	C/20	C/10	1C	C/4	C/4	C/4	C/4	C/8	C/8	C/8	C/8
C-Rate max	2C	C/6	C/4	4C	2C	1C	2C	10C	C/6	C/6	C/4	C/4
DOD (%)	60%	80%	80%	90%	90%	80%	90%	90%	80%	80%	100%	100%
Max. Operating Temperature (°C)	50	NA	NA	NA	55	55	65	65	NA	NA	45	50
Safety (Thermal Stability)	High	NA	NA	NA	Medium	Low	High	High	Medium	Medium	Medium	High
Commercial												
Storage Capex (\$/kWh)	147	21	52.5	3 000	420	352	578	1 050	525	399	900	347
PCS Capex (\$/kW)	300	840	945	300	300	300	300	300	300	300	300	1 312
Development & Construction (Years)	0.25	5	3	0.5	0.25	0.25	0.25	0.5	0.5	0.5	1	1
Operating Cost (\$/kWh)	3	2	1	80	6	6	6	6	8	8	20	21
Energy Density (Wh/kg)	40	NA	NA	22	180	200	130	75	65	55	40	7
Energy Density (Wh/L)	90	NA	NA	10	420	450	270	175	40	35	35	4
Power Density (W/kg)	10	NA	NA	100	40	40	25	600	8	6	12	2
Life (cycles)	1 500	50 000	50 000	200 000	2 000	1 000	2 500	10 000	5 000	3 000	10 000	13 000
Maturity of Technology	M	M	C	EC	C	C	C	EC	C	D	P	D

Figura 7.3. Ejemplo de valores tipo de los parámetros técnicos y comerciales de las distintas tecnologías de almacenamiento. Fuente: IRENA

Basándonos en los valores de los parámetros anteriores, se puede asignar una puntuación a cada uno de ellos para cada tecnología. Igualmente se asigna un peso específico a cada parámetro en función de la aplicación o uso que tendría el sistema de almacenamiento, ya que algunas aplicaciones determinados parámetros son más relevantes que otros.

Considerando las puntuaciones de cada parámetro y su peso específico en función de la aplicación, se llega a una matriz de idoneidad con una puntuación ponderada que relaciona las tecnologías más adecuadas para determinadas aplicaciones. Dicha matriz se puede presentar como un mapa de colores en el que en verde se indiquen las tecnologías más adecuadas para cada aplicación, y en rojo las menos adecuadas, según el ejemplo que se puede ver en la siguiente gráfica.

Parameters	VRLA	Pumped Hydro	CAES	Flywheels	NMC	NCA	LFP	LTO	NaS	NaNiCl2 (Zebra)	ZBB	VRB
Renewable Shifting	10	1	4	12	2	3	5	9	6	7	11	8
Renewable Smoothing	6	7	8	5	1	3	2	4	9	11	12	10
Flex Ramping	10	1	4	12	2	3	5	9	6	7	11	8
Ancillary Services	6	7	8	5	1	3	2	4	9	11	12	10
T&D Deferral	3	9	10	12	1	2	4	6	5	7	11	8
Reactive Power Management	4	7	8	6	1	2	3	5	9	10	12	11
BTM Power Management	4	11	11	10	1	2	3	5	6	7	9	8

Figura 7.4. Ejemplo de matriz de idoneidad de las distintas tecnologías para las distintas aplicaciones. Fuente: IRENA

7.1.3. Fase 3: Analizar el valor del sistema de almacenamiento en comparación con otras opciones alternativas de flexibilidad.

En esta fase se evalúa el almacenamiento tanto por su eficacia en la prestación de servicios identificados como por su atractivo económico en comparación con otras alternativas. En determinados casos puede haber otras fuentes de flexibilidad que sean más competitivas. La comparación se realiza contemplando y optimizando tanto el menor coste de expansión como los costes de producción.

En el sector eléctrico se utilizan herramientas de optimización apropiadas para identificar las inversiones de menor coste que cumplan con el perfil proyectado de la demanda de electricidad (demanda actual o futura) de un sistema eléctrico sujeto a restricciones técnicas y políticas aplicables. Igualmente se identifican los costes de producción y se tienen en cuenta restricciones de operación.

El enfoque para estimar el valor de almacenamiento en todo el sistema eléctrico comprende los siguientes pasos:

- para identificar la inversión óptima, el almacenamiento de electricidad se considera junto con otras tecnologías alternativas en un proceso de optimización de expansión de capacidad de menor coste. Se consideran también los costes de producción para una estimación precisa del valor durante el período de estudio.
- el paso anterior se repite eliminando el almacenamiento como una de las opciones disponibles (se incluyen sólo las tecnologías alternativas). El análisis de expansión de capacidad proporcionará un conjunto de soluciones alternativas para satisfacer las necesidades del sistema.
- una comparación de los costes totales para el sistema obtenidos entre el escenario sin almacenamiento y el escenario con almacenamiento, proporcionará el valor total que el almacenamiento puede aportar al sistema durante el período de estudio.

En general, los principales tipos de beneficios que pueden estimarse siguiendo la metodología propuesta anteriormente se relacionan con la reducción de los costes de OPEX y la reducción de las necesidades de inversión de CAPEX.

El ahorro en CAPEX se consigue al diferir la necesidad de inversión en infraestructuras alternativas de capacidad o de transporte y distribución. Las reducciones de OPEX se pueden estimar utilizando los resultados de los modelos de costes de producción. Se pueden distinguir varios tipos de OPEX: costes de combustible, costes variables de operación y mantenimiento (O&M), coste de emisiones si corresponde, etc.

El análisis a nivel de sistema propuesto puede usarse para estudiar sistemas de almacenamiento de electricidad independientes. Una unidad de almacenamiento podría ser un activo propiedad de utilities, u operar de forma independiente en un entorno de mercado específico.

En el primer caso, el almacenamiento ofrece servicios para todo el sistema y los costes de CAPEX del sistema de almacenamiento deben compararse por tanto con los beneficios totales que aporta a la utility. Si hay un beneficio neto para la utility, invertir en almacenamiento tiene sentido económico y no hay necesidad de aplicar la Fase 4 del marco de valoración ESFV.

En el caso de un proveedor de energía independiente, la Fase 4 del marco de valoración ESFV puede usarse para evaluar si un operador independiente podría obtener ganancias operando el sistema de almacenamiento de forma independiente. Del mismo modo, en un entorno de mercado, los beneficios del almacenamiento deben compararse con las posibles fuentes de ingresos que puede ofrecer el mercado.

Una comparación de los dos casos no es suficiente para concluir si tiene sentido invertir en almacenamiento. La viabilidad financiera de un proyecto depende del análisis del proyecto que compara los costes e ingresos de CAPEX y gastos operativos (OPEX).

7.1.4. Fase 4: Simular la operación del sistema de almacenamiento y la acumulación de beneficios por distintas fuentes de ingresos.

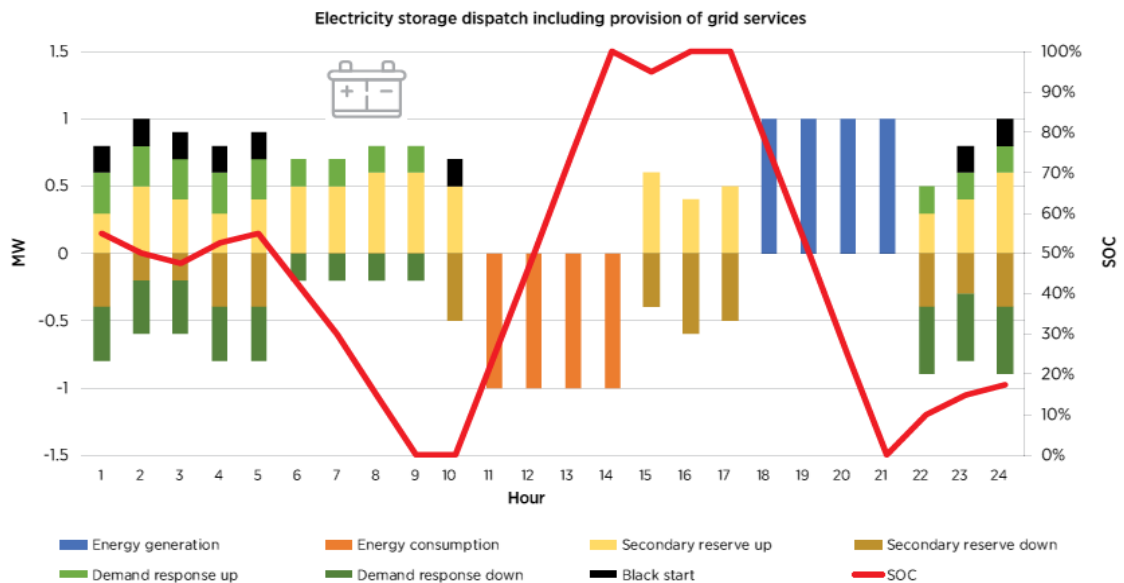
En esta fase se analiza la operación real de un sistema de almacenamiento, maximizando los ingresos al combinar los distintos servicios que puede proporcionar, y considerando el entorno específico en el que se encuentre, dado que gran parte de los beneficios dependerán del mercado y la regulación que le aplique.

Para este análisis se utiliza un software de simulación de despacho, cuyo modelo trata de maximizar las ganancias optimizando la operación del sistema en función de los beneficios que pueda obtener al prestar los servicios de red y de arbitraje de energía, teniendo presente los precios marginales en cada momento.

El modelo utilizado para simular los ingresos a nivel de proyecto necesita incorporar una serie de servicios típicos que ofrece el almacenamiento en los mercados de electricidad:

- **Arbitraje de energía:** implica obtener ganancias al cargar el dispositivo cuando los precios de la electricidad son bajos y descargarlo cuando los precios de la electricidad son altos. Dependiendo de sus características técnicas, un dispositivo de almacenamiento puede participar en mercados diarios o intradiarios, o en ambos. Estos servicios son proporcionados generalmente por los sistemas de almacenamiento que tienen una gran capacidad y un tiempo de descarga lento (como las centrales hidroeléctricas de bombeo y las plantas de aire comprimido CAES). Para simular los beneficios del arbitraje, se necesita una serie temporal de los precios de la electricidad en el periodo analizado. Existen algoritmos para tener en cuenta la incertidumbre en los precios de la electricidad, y se pueden realizar análisis de sensibilidad considerando posibles variaciones.
- **Provisión de servicios auxiliares:** su pago puede basarse en la capacidad disponible, la electricidad suministrada, o ambas según el caso. Los pagos por diversos servicios deben ingresarse en el modelo. El almacenamiento de electricidad puede proporcionar simultáneamente múltiples servicios.

Considerando los precios marginales, los diversos servicios que puede proporcionar un sistema de almacenamiento pueden optimizarse para maximizar los ingresos que recibe el proyecto. Como resultado de esta optimización, se puede visualizar el despacho hora a hora (o por intervalos más cortos) del sistema y la acumulación de beneficios por sus diversas fuentes de ingresos, según se puede ver en el siguiente ejemplo.



Note: SOC = state of charge.

Figura 7.5. Simulación de despacho de un sistema de almacenamiento. Fuente: IRENA

7.1.5. Fase 5: Evaluar la viabilidad del proyecto del sistema de almacenamiento.

Los beneficios del almacenamiento para todo el sistema solo pueden darse si el proyecto de almacenamiento se considera viable económicamente, lo que significa que hay suficientes fuentes de ingresos para compensar a los propietarios del proyecto por su inversión.

Hay que considerar que los beneficios pueden referirse tanto a nivel de sistema (no monetizables) como a nivel de proyecto (monetizables). No todos los beneficios que se producen al sistema se pueden monetizar, o bien el propietario del proyecto no puede obtenerlos directamente, por lo que en muchos casos no se dan los incentivos suficientes para su implementación.

Si las fuentes de ingresos disponibles para el propietario del proyecto no son suficientes para cubrir el coste del proyecto de almacenamiento, pero los beneficios que se producen al sistema atribuidos a este proyecto superan su coste, los agentes del sector pueden usar los resultados de este análisis para identificar y considerar incentivos para el desarrollo de estos proyectos.

En el marco de valoración ESVF se propone un método más integral que tenga en cuenta todos los beneficios del recurso de almacenamiento de electricidad, tanto las fuentes de ingresos (beneficios monetizables) como los beneficios para el sistema de red (beneficios no monetizables).

El valor real de un proyecto de almacenamiento depende en gran medida del sistema existente al que se agrega. Implantar un proyecto de almacenamiento puede crear mucho valor al sistema, por ejemplo, al reemplazar la capacidad para picos de carga o diferir la inversión en infraestructura en transporte o distribución. Por tanto, en el método ESVF se propone considerar también este aspecto a la hora establecer el beneficio total del proyecto.

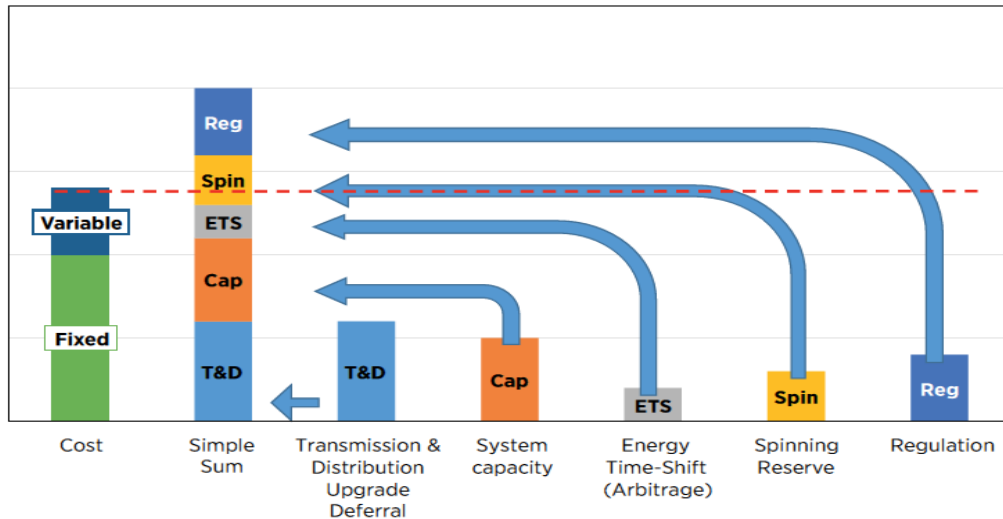
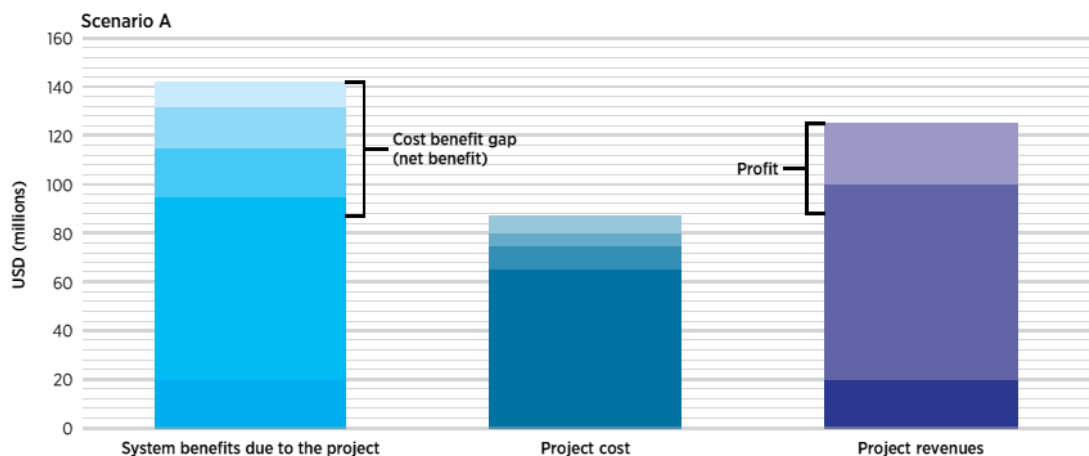


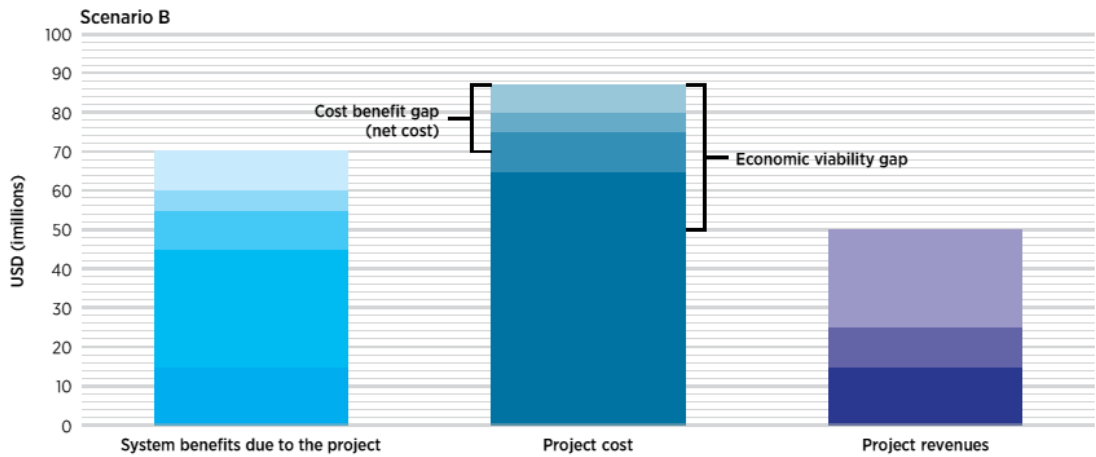
Figura 7.6. Comparación de costes y acumulación de beneficios de un sistema de almacenamiento. Fuente: IRENA

Al comparar los costes y beneficios de un proyecto de almacenamiento, existen tres resultados potenciales diferentes:

- A. Si los beneficios monetizados son mayores que los costos de almacenamiento, el proyecto es viable.

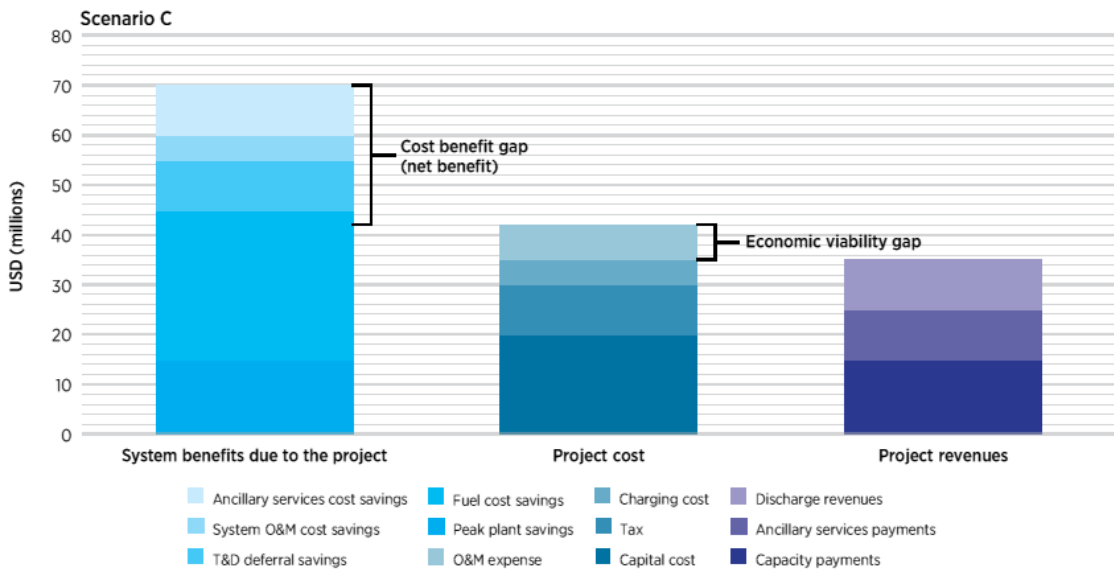


- B. Si el valor para el sistema es menor que el coste del proyecto, el proyecto tiene una relación beneficio-coste menor que uno y no vale la pena desarrollarlo.



- C. Si el valor para el sistema es mayor que los costes del proyecto de almacenamiento, pero los beneficios monetizables son más bajos que los costes, el proyecto tiene una relación beneficio-coste mayor que uno, pero no puede desarrollarse porque los beneficios monetizables son demasiado bajos.

En este caso los agentes del sector y los reguladores pueden usar los resultados para idear incentivos o ajustes apropiados al marco regulatorio, de modo que estos proyectos sean viables económicamente y se puedan desarrollar para obtener también el valor añadido al sistema.



8. ESTUDIO DE RENTABILIDAD DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ENERGÍA

8.1. Método de análisis económico.

Para la valoración económica de las inversiones de los sistemas propuestos en este estudio utilizaremos los modelos de valor actual neto (VAN) o net present value (NPV), la tasa interna de rentabilidad (TIR) o internal rate of return (IRR), y el plazo de recuperación de la inversión (o pay-back).

Estos modelos o métodos se definen a continuación:

- **Valor actual neto (VAN) o net present value (NPV)**

Por valor actual neto de una inversión se entiende la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial.

El VAN mide la deseabilidad de un proyecto en términos absolutos. Calcula la cantidad total en que ha aumentado el capital como consecuencia del proyecto, actualizado al momento en que se realiza la inversión.

Dada unas cantidades C_t y una tasa de descuento r , el VAN de un proyecto que se ejecuta en el momento 0 se mide mediante la función:

$$VAN(C_t, r) = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0$$

Siendo:

- $t = 1, \dots, n$; número de periodos considerados.
- C_t = flujo de caja para el periodo t .
- r = tasa de interés o tasa de descuento.
- C_0 = capital inicial invertido.

La principal dificultad para hallar el VAN consiste en fijar el valor para la tasa de interés o tasa de descuento, existiendo diferentes alternativas. Entre las distintas opciones para fijar el valor de la tasa de descuento, hemos considerado para todas las simulaciones un coste promedio del capital (CPPC) o weighted average cost of capital (WACC) del 5 %.

La principal ventaja de este método es que al homogeneizar los flujos netos de caja a un mismo momento de tiempo ($t=0$), reduce a una unidad de medida común cantidades de dinero generadas (o aportadas) en momentos de tiempo diferentes.

- **Tasa de rentabilidad interna (TIR) o internal rate of return (IRR)**

La T.I.R. es un indicador de rentabilidad relativa del proyecto y determina la tasa de crecimiento del capital. Cuanto mayor sea, mayor será la rentabilidad del proyecto.

Se define como aquella r , tal que el VAN $(C_t, r) = 0$.

El criterio que puede utilizarse para la valoración de la idoneidad del proyecto es que la TIR sea mayor que la tasa de descuento.

- **Plazo de recuperación, plazo de retorno, o Pay-Back**

Es el número de años que el promotor del proyecto tarda en recuperar la inversión. Es el periodo de tiempo o número de años que necesita una inversión para que los flujos netos de caja iguallen al capital invertido.

Para un capital invertido en el momento 0, C_0 y unos flujos de caja C_t , para los periodos $t = 1, 2, \dots, n$; se define como el primer periodo t , en el que la relación

$$PB(C_t, t) = C_0 / \sum_{t=1}^n C_t \leq 0$$

8.2. Modelo utilizado para la realización del análisis económico.

Para el citado análisis se estimarán los costes de inversión necesarios para la construcción de las instalaciones y los costes de mantenimiento según el promedio de proyectos similares que existen en la Energy Storage Database Project de BloombergNEF.

Igualmente para la simulación de los ingresos, hay que considerar que debido a la flexibilidad del almacenamiento, le permite obtenerlos de distintas fuentes o servicios. Sin embargo, optimizar estos ingresos es un problema complejo que requiere considerar entre otros aspectos la duración de la batería, el tiempo de carga y el precio de la electricidad.

BloombergNEF ha desarrollado un modelo de despacho, el Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0, que maximiza los ingresos operativos optimizando cada hora cuándo cobrar o proporcionar servicios del sistema. El modelado se basa en tarifas y precios reales para la provisión de servicios de red en función de la región o regulación específica. También puede considerar servicios contratados por horas específicas y sus ingresos fijos, como los pagos por disponibilidad o capacidad.

El modelo considera no solo el servicio de mayor valor en una hora determinada, sino también el impacto en las reservas de energía y el coste resultante de la carga. En consecuencia, a menudo se prefieren los servicios de corta duración, como la regulación de frecuencia y la reserva operativa, que no agotan significativamente la energía de la batería.

Dado que el modelo está diseñado para estimar los ingresos durante un período de años, se asigna un factor de mejora a cada servicio que se toma como un ejemplo representativo de las variaciones anuales de precios.

Muchos proyectos de almacenamiento de energía se utilizan para proporcionar una capacidad máxima adicional donde las líneas de transmisión o distribución han alcanzado un punto crítico. La instalación puede diferir o incluso evitar la inversión en infraestructura para aumentar la capacidad de la red. En el modelo también se puede incluir el aplazamiento de esta inversión como un ingreso atribuido al primer año de operación del sistema.

El modelo genera una serie de resultados que cubren flujos de efectivo, balance de energía y precios de servicio. La amplia gama de resultados permite estudiar el diseño y la escala del sistema, los flujos de ingresos, la rentabilidad del sistema y las demandas operativas, permitiendo identificar las fuentes de ingresos más rentables.

En las siguientes figuras se puede ver un ejemplo de los resultados del despacho generado para un día, si bien durante las simulaciones se genera un despacho por cada día de la vida útil del proyecto.

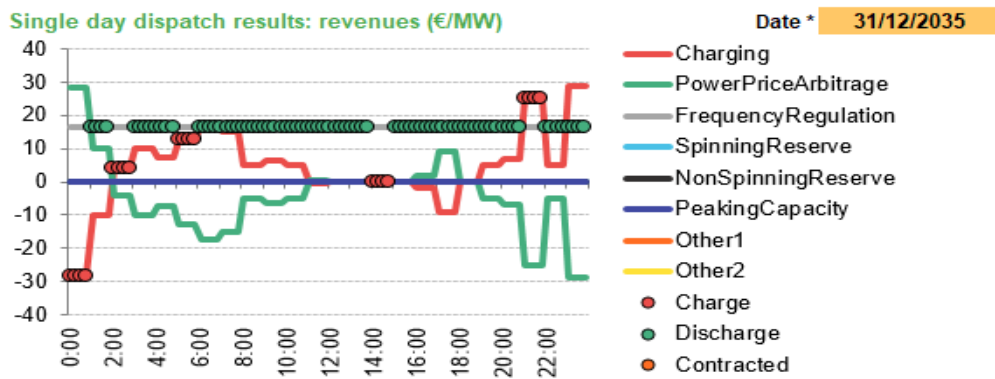


Figura 8.1. Ejemplo del despacho generado para un día – ingresos en €/MW. Fuente: Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0

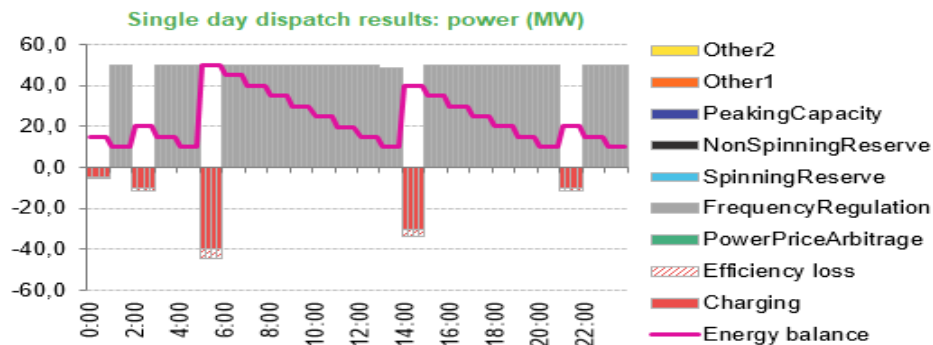


Figura 8.2. Ejemplo del despacho generado para un día – potencia MW. Fuente: Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0

Igualmente en las siguientes figuras se pueden ver ejemplos de los resultados de los despachos generados por cada año de la vida útil del proyecto, en los que se desglosan y se detallan los ingresos y operaciones del sistema en función de los distintos servicios prestados cada mes.

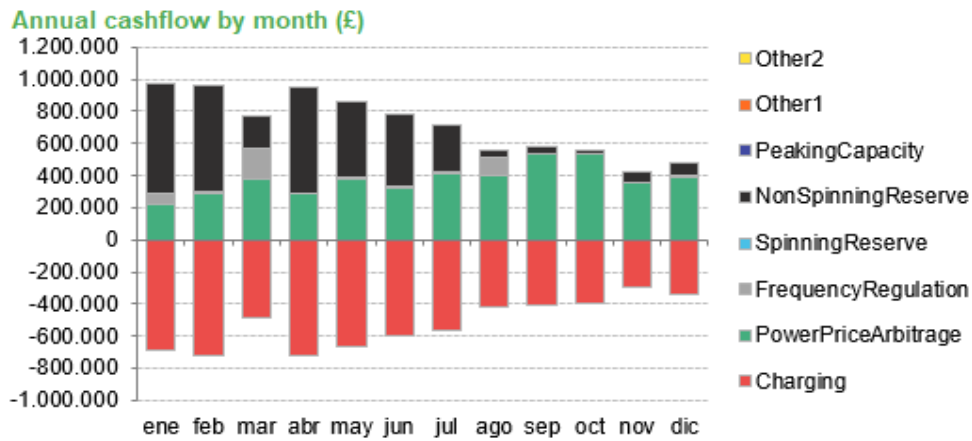


Figura 8.3. Ingresos y gastos mensuales en función del servicio. Fuente: Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0

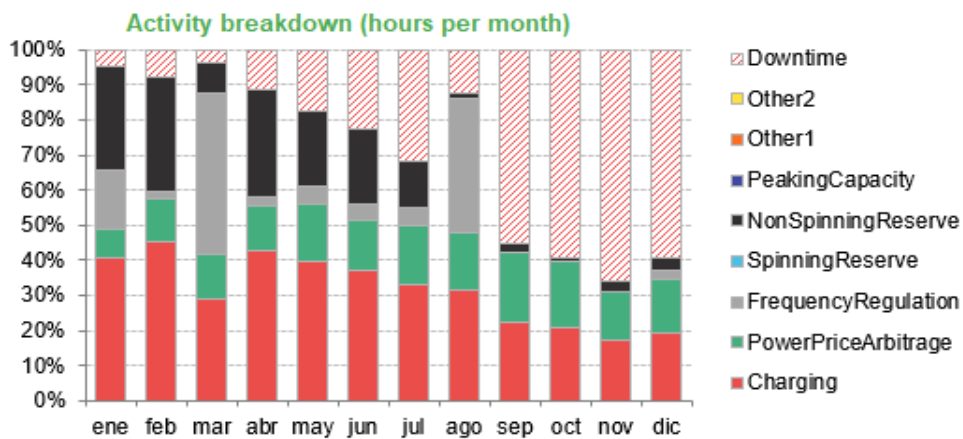


Figura 8.4. Actividades y servicios que presta el sistema (porcentaje de horas cada mes). Fuente: Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0

También te muestra el balance de energía promedio por cada hora del día, así como su desglose por el servicio en que es empleada. Según se puede ver Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0 es una herramienta que te permite analizar tanto la rentabilidad de los proyectos de almacenamiento como multitud de aspectos de dichos sistemas en relación a su actividad y a los servicios que prestan.

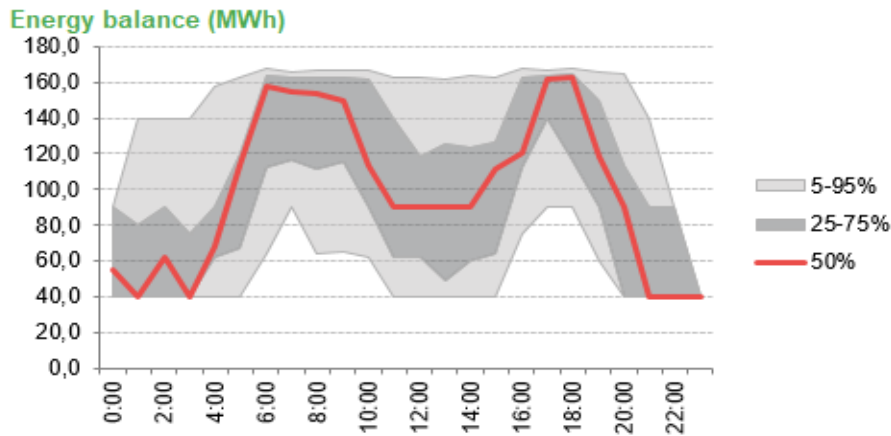


Figura 8.5. Balance de energía promedio por cada hora del día. Fuente: Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0

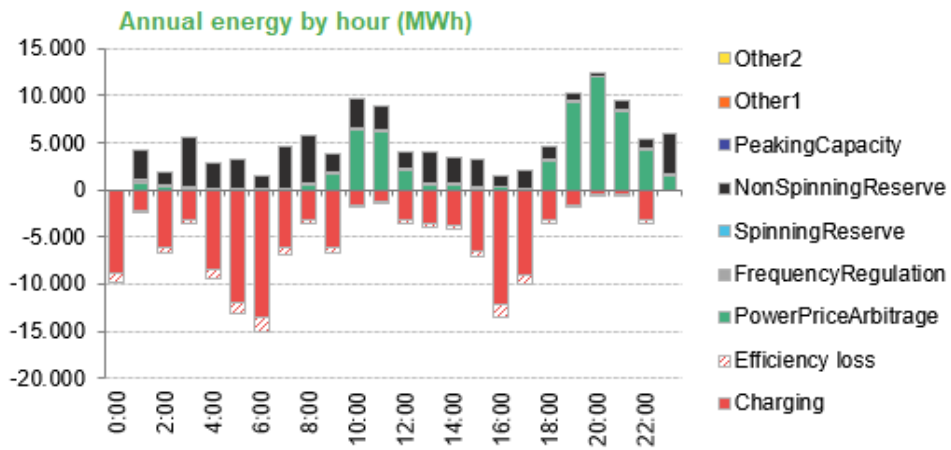


Figura 8.6. Energía anual promedio en función de la actividad y hora del día. Fuente: Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0

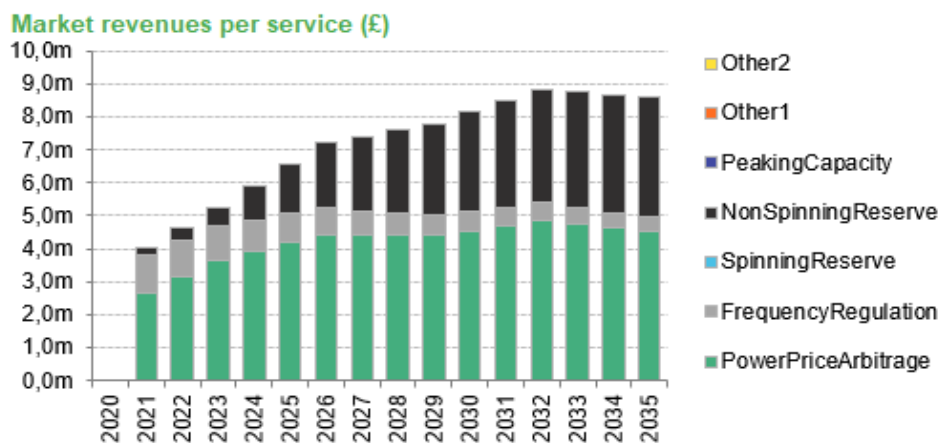


Figura 8.7. Ingresos anuales en función del servicio prestado por el sistema. Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0

8.3. Análisis de rentabilidad y comparativa en función de la región o regulación específica.

Seguidamente vamos a realizar una comparativa de la rentabilidad de los sistemas de almacenamiento conectados a red en función de la región o regulación específica. Para ello vamos a realizar simulaciones de rentabilidad con hipotéticos sistemas instalados en distintas regiones.

Para dichas simulaciones hemos utilizado el modelo expuesto anteriormente, el Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0, ya que como se ha indicado, si bien los resultados no se pueden considerar una previsión exacta, sí dan una estimación bastante precisa de la rentabilidad de dichos proyectos.

Las regiones escogidas para realizar la comparativa son las analizadas anteriormente en el capítulo de análisis regulatorio de los sistemas de almacenamiento de energía, es decir, Alemania, Reino Unido, California y Nueva York.

En relación a la capacidad y potencia de los hipotéticos sistemas con los que se realizarán las simulaciones, basándonos en las diferencias de costes de los sistemas reflejadas en el capítulo de evolución de costes de los sistemas de almacenamiento, vamos a considerar sistemas de 1 y 4 horas de duración para evaluar las posibles diferencias de rentabilidad. Por tanto vamos a realizar las simulaciones con sistemas de 50 MW / 50 MWh (1 hora de duración) y con sistemas de 50 MW / 200 MWh (4 horas de duración).

Dado que no disponemos de la información respecto a la posible inversión en infraestructuras para aumentar la capacidad de la red que se podría evitar o diferir, no hemos contemplado este aspecto en las simulaciones. Sería necesario disponer de esta información por parte del operador de la red para poder tener un valor correcto de la rentabilidad del proyecto, ya que este aspecto en muchos casos puede convertirlo en viable económicamente.

No obstante y aunque se reduzca la rentabilidad de los proyectos, de cara a realizar la comparación entre diferentes regiones, ésta es más precisa al no considerar este aspecto en ninguna de las simulaciones, y valorarse sólo los ingresos por los servicios en base a la regulación de cada zona, estudiando los sistemas como si fuesen operados por una entidad independiente. Del mismo modo tampoco se han considerado ingresos fijos que se pudiesen contratar, como los pagos por capacidad o por determinados servicios en determinados periodos.

El modelo Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0 contiene datos reales del año 2018 sobre los precios y tarifas en las distintas regiones consideradas, tanto de los costes de la energía para la carga de las baterías, como de los distintos ingresos que puede obtener el sistema en función del servicio que preste.

En la siguiente tabla se puede ver un ejemplo de los precios por los servicios de regulación de frecuencia en función del día y hora, así como de la región correspondiente:

Frequency Regulation						
FX/MW			\$	€	€	£
Hour	Date	DateTime	CAISO	NYISO	Germany	UK
0	01/01/2018	01/01/2018 0:00	6,0	5,0	20,8	11,5
0,25	01/01/2018	01/01/2018 0:15	6,4	5,0	20,8	11,5
0,5	01/01/2018	01/01/2018 0:30	6,4	5,0	20,8	11,5
0,75	01/01/2018	01/01/2018 0:45	6,4	5,0	20,8	11,5
1	01/01/2018	01/01/2018 1:00	6,4	3,0	20,8	11,5
1,25	01/01/2018	01/01/2018 1:15	2,3	3,0	20,8	11,5
1,5	01/01/2018	01/01/2018 1:30	2,3	3,0	20,8	11,5
1,75	01/01/2018	01/01/2018 1:45	2,3	3,0	20,8	11,5
2	01/01/2018	01/01/2018 2:00	2,3	3,0	20,8	11,5
2,25	01/01/2018	01/01/2018 2:15	6,4	3,0	20,8	11,5

Hemos considerado la tecnología de baterías de Litio en todos los sistemas utilizados para las simulaciones. Para el cálculo de la inversión capital necesaria (CAPEX), el modelo se basa en el coste medio de los sistemas de almacenamiento según la región:

- Coste del sistema por unidad de energía (año 2018):

	\$/MWh	\$/MWh	€/MWh	€/MWh
Type	CAISO	NYISO	Germany	UK
Li battery	367.838	367.838	327.695	286.590

- Coste del sistema por unidad de potencia (año 2018):

	\$/MW	\$/MW	€/MW	€/MW
Type	CAISO	NYISO	Germany	UK
Li battery	120.000	120.000	106.904	93.494

Para el cálculo de los costes de operación y mantenimiento (OPEX), igualmente el modelo se basa en el coste medio anual según la región:

2018 base	\$/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Type	CAISO	NYISO	Germany	UK
Li battery	9.757	9.757	8.692	7.602

Del mismo modo el modelo ha considerado la capacidad de degradación de los sistemas en función del número de ciclos que actúen, para a su vez tener presente los costes de renovación de dichos sistemas durante la vida útil asignada a los proyectos (15 años en las simulaciones).

Para el cálculo de los costes de renovación del sistema, el modelo considera un coste fijo por MWh del sistema una vez se exceden los ciclos de operación supuestos como vida útil de las baterías (5.000 para las baterías de Litio):

2018 base	\$/MWh	€/MWh	€/MWh	£/MWh
Type	CAISO	NYISO	Germany	UK
Li battery	147.135	147.135	131.078	114.636

Aunque los valores indicados anteriormente están referidos a precios reales del año 2018, en las simulaciones el modelo considera distintas tasas de variación anual para estimar las proyecciones de costes en función del año:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
System cost - energy	0,0%	-5,7%	-6,2%	-7,0%	-7,7%	-9,1%	-9,3%	-9,5%	-5,5%	-4,8%	-5,0%	-4,0%	-3,7%	-1,9%	-2,9%	-2,6%	-2,3%	-0,023
System cost - power	0,0%	-1,2%	-1,6%	-2,6%	-2,8%	-4,4%	-3,4%	-2,0%	-3,4%	-2,3%	-2,9%	-1,6%	-1,4%	-0,5%	-1,0%	-0,8%	-0,7%	-0,009
Refurbishment	0,0%	-5,7%	-6,2%	-7,0%	-7,7%	-9,1%	-9,3%	-9,5%	-5,5%	-4,8%	-5,0%	-4,0%	-3,7%	-1,9%	-2,9%	-2,6%	-2,3%	-0,023
O&M cost	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Igualmente señalar que el modelo considera en las simulaciones una tasa de variación del precio de la energía del 2 % anual, tanto para el coste de la carga de las baterías como para los ingresos por los servicios de arbitraje:

Year	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Power Price	0%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Base = 1																		
Charging	1,00	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,13	1,15	1,17	1,20	1,22	1,24	1,27	1,29	1,32	1,35	1,37
PowerPriceArbitrage	1,00	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,13	1,15	1,17	1,20	1,22	1,24	1,27	1,29	1,32	1,35	1,37

Indicar que el detalle de los cálculos y resultados de cada simulación se ha incluido en ANEXO I de este documento, si bien seguidamente se muestran los resultados más significativos.

8.3.1. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW / 50 MWh – ALEMANIA

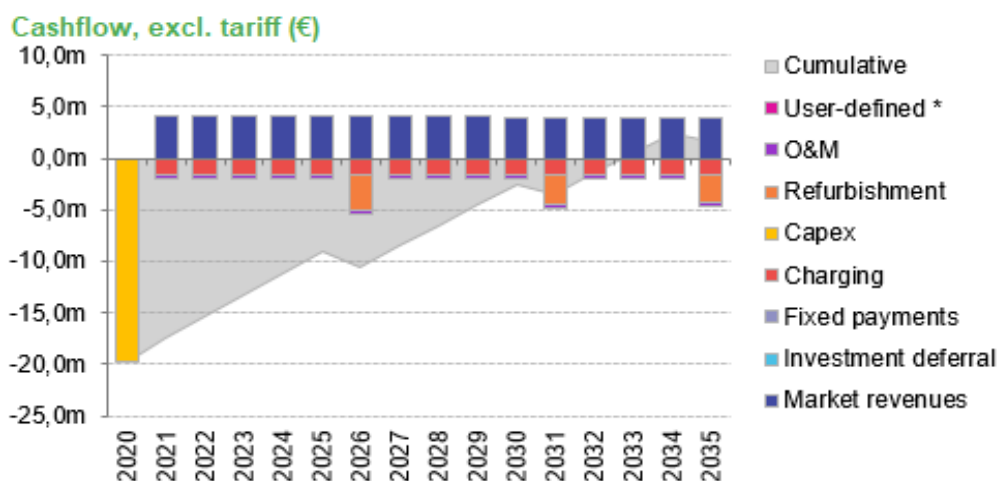
Según se ha indicado anteriormente, se realiza una simulación con el modelo Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0 de un sistema de almacenamiento de 50 MW / 50 MWh conectado a la red en Alemania.

Se escoge la tecnología de baterías de litio para dicho sistema, que tendrá una eficiencia del 90 % y una profundidad de descarga del 80 %. Igualmente consideramos una vida útil de 15 años para el proyecto.

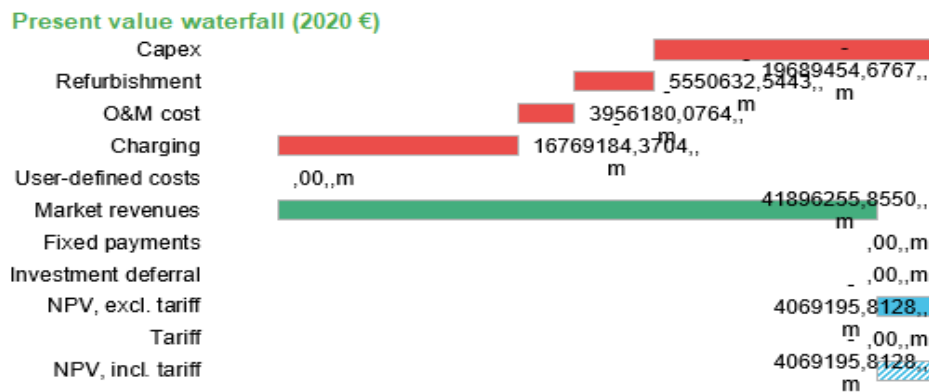
El detalle de los cálculos y resultados de la simulación se encuentra en el ANEXO I de este documento, si bien los datos más relevantes del estudio se indican a continuación, con los valores actualizados a 2020 de los acumulados de ingresos y costes:

COSTES (valores presente referidos a 2020 y en millones de €)	
Coste de inversión del sistema - CAPEX	19,7
Coste cargas del sistema	16,8
Coste renovación durante la vida útil	5,6
Coste Operación y Mantenimiento	4,0
INGRESOS (valores presente referidos a 2020 y en millones de €)	
Servicios	41,9
Pagos fijos por contrato	0
Diferimiento de inversión	0
RESULTADOS ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	
Valor Actual Neto - VAN (2020)	-4,1
Tasa Interna de Rentabilidad - TIR	1,2%
Plazo de recuperación o Pay-back	12,7 años

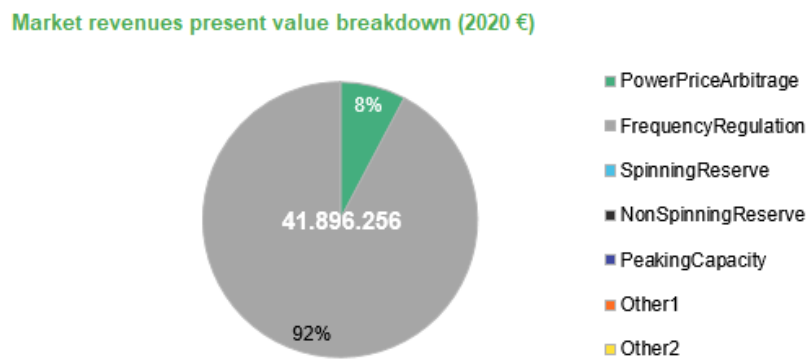
En la siguiente figura se muestran los flujos de caja acumulados desde el año 0, que representa la inversión inicial y los sucesivos años a lo largo de la vida útil de la instalación.



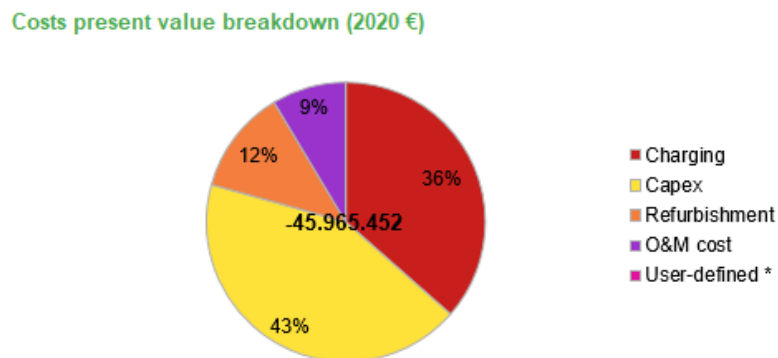
Igualmente en la siguiente figura se muestran los valores de los distintos costes e ingresos referidos a valor presente, y el resultado del Valor Actual Neto (o Net Present Value) del proyecto:



En la siguiente figura se muestran los ingresos del sistema en función del servicio prestado:



En la siguiente figura se muestra el desglose de los costes del sistema desde el inicio del proyecto:



8.3.2. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW / 200 MWh – ALEMANIA

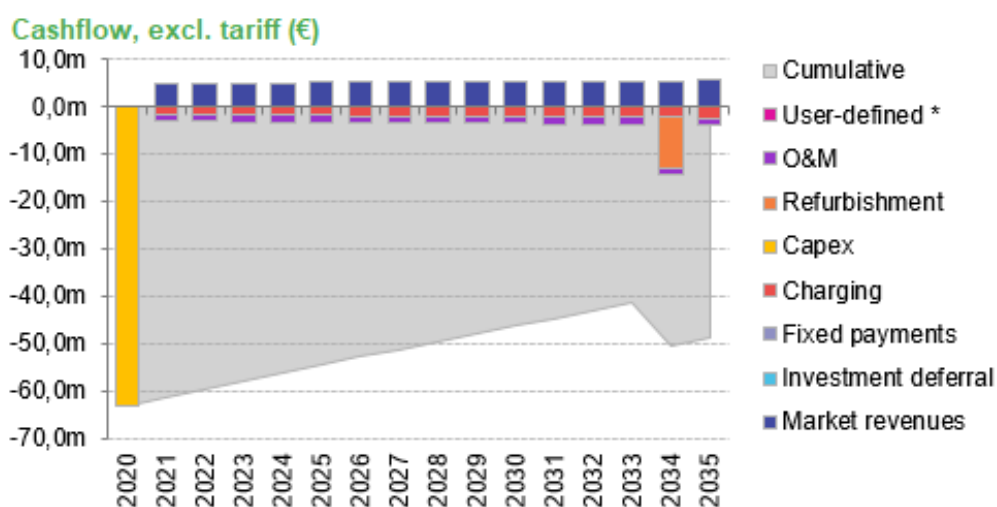
Se realiza una simulación con el modelo Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0 de un sistema de almacenamiento de 50 MW / 200 MWh conectado a la red en Alemania.

Se escoge la tecnología de baterías de litio para dicho sistema, que tendrá una eficiencia del 90 % y una profundidad de descarga del 80 %. Igualmente consideramos una vida útil de 15 años para el proyecto.

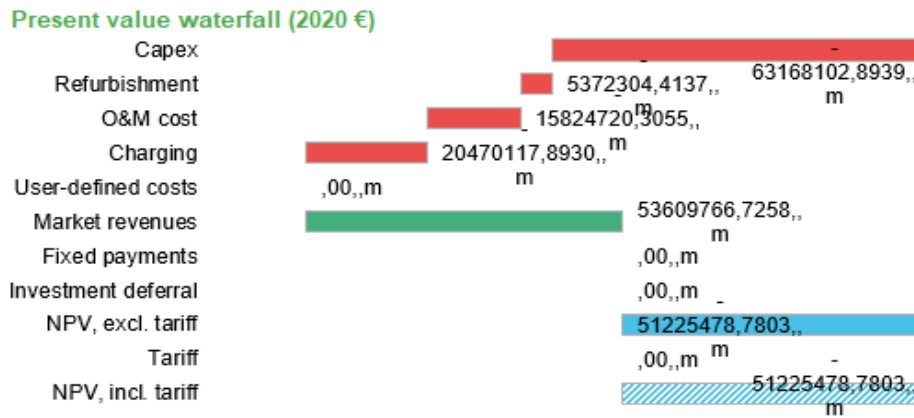
El detalle de los cálculos y resultados de la simulación se encuentra en el ANEXO I de este documento, si bien los datos más relevantes del estudio se indican a continuación, con los valores actualizados a 2020 de los acumulados de ingresos y costes:

COSTES (valores presente referidos a 2020 y en millones de €)	
Coste de inversión del sistema - CAPEX	63,2
Coste cargas del sistema	20,5
Coste renovación durante la vida útil	5,4
Coste Operación y Mantenimiento	15,8
INGRESOS (valores presente referidos a 2020 y en millones de €)	
Servicios	53,6
Pagos fijos por contrato	0
Diferimiento de inversión	0
RESULTADOS ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	
Valor Actual Neto - VAN (2020)	-51,2
Tasa Interna de Rentabilidad - TIR	-
Plazo de recuperación o Pay-back	Fuera de la vida útil

En la siguiente figura se muestran los flujos de caja acumulados desde el año 0, que representa la inversión inicial y los sucesivos años a lo largo de la vida útil de la instalación.

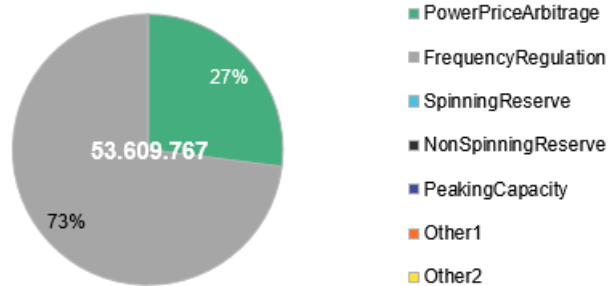


Igualmente en la siguiente figura se muestran los valores de los distintos costes e ingresos referidos a valor presente, y el resultado del Valor Actual Neto (o Net Present Value) del proyecto:



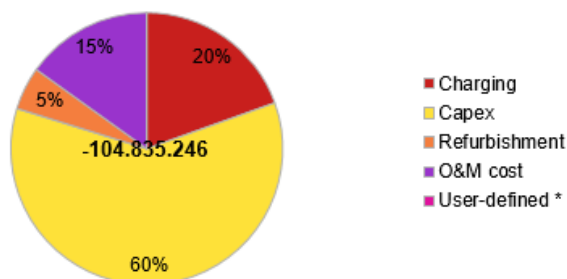
En la siguiente figura se muestran los ingresos del sistema en función del servicio prestado:

Market revenues present value breakdown (2020 €)



En la siguiente figura se muestra el desglose de los costes del sistema desde el inicio del proyecto:

Costs present value breakdown (2020 €)



8.3.3. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW / 50 MWh – REINO UNIDO

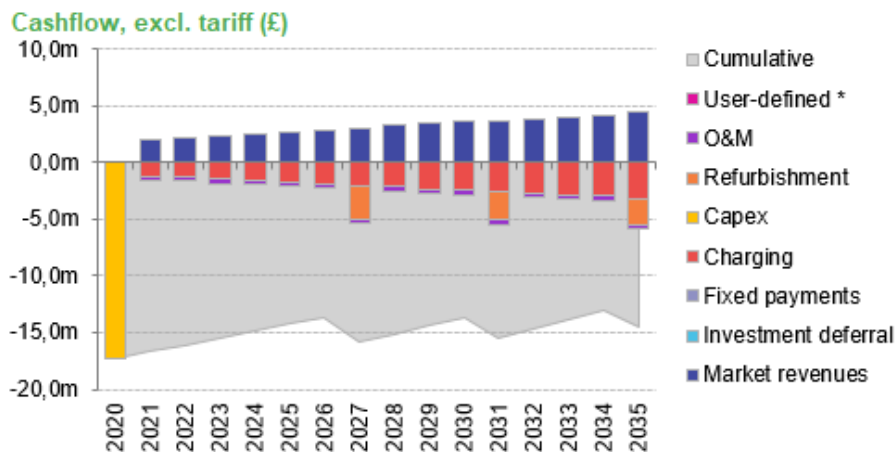
Se realiza una simulación con el modelo Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0 de un sistema de almacenamiento de 50 MW / 50 MWh conectado a la red en Reino Unido.

Se escoge la tecnología de baterías de litio para dicho sistema, que tendrá una eficiencia del 90 % y una profundidad de descarga del 80 %. Igualmente consideramos una vida útil de 15 años para el proyecto.

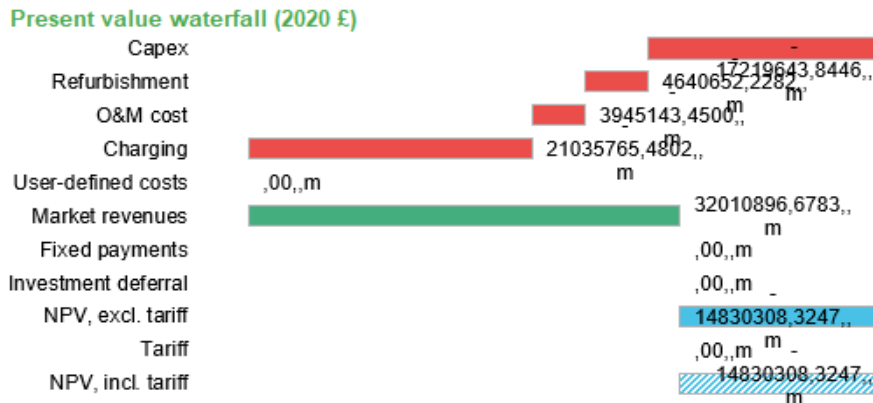
El detalle de los cálculos y resultados de la simulación se encuentra en el ANEXO I de este documento, si bien los datos más relevantes del estudio se indican a continuación, con los valores actualizados a 2020 de los acumulados de ingresos y costes:

COSTES (valores presente referidos a 2020 y en millones de Libras)	
Coste de inversión del sistema - CAPEX	17,2
Coste cargas del sistema	21,0
Coste renovación durante la vida útil	4,6
Coste Operación y Mantenimiento	3,5
INGRESOS (valores presente referidos a 2020 y en millones de Libras)	
Servicios	32,0
Pagos fijos por contrato	0
Diferimiento de inversión	0
RESULTADOS ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	
Valor Actual Neto - VAN (2020)	-14,3
Tasa Interna de Rentabilidad - TIR	-
Plazo de recuperación o Pay-back	Fuera de la vida útil

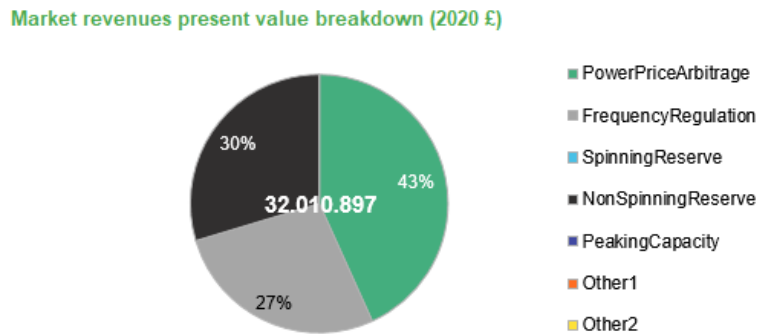
En la siguiente figura se muestran los flujos de caja acumulados desde el año 0, que representa la inversión inicial y los sucesivos años a lo largo de la vida útil de la instalación.



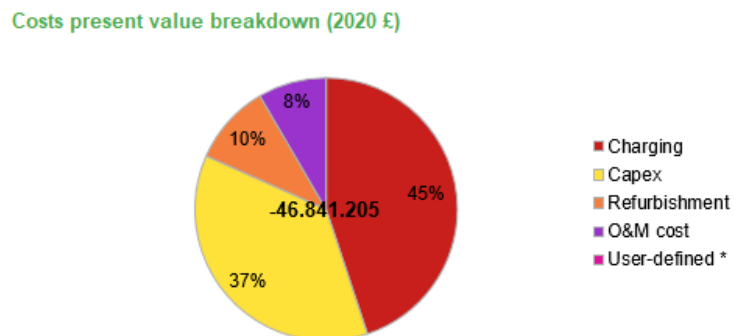
Igualmente en la siguiente figura se muestran los valores de los distintos costes e ingresos referidos a valor presente, y el resultado del Valor Actual Neto (o Net Present Value) del proyecto:



En la siguiente figura se muestran los ingresos del sistema en función del servicio prestado:



En la siguiente figura se muestra el desglose de los costes del sistema desde el inicio del proyecto:



8.3.4. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW / 200 MWh – REINO UNIDO

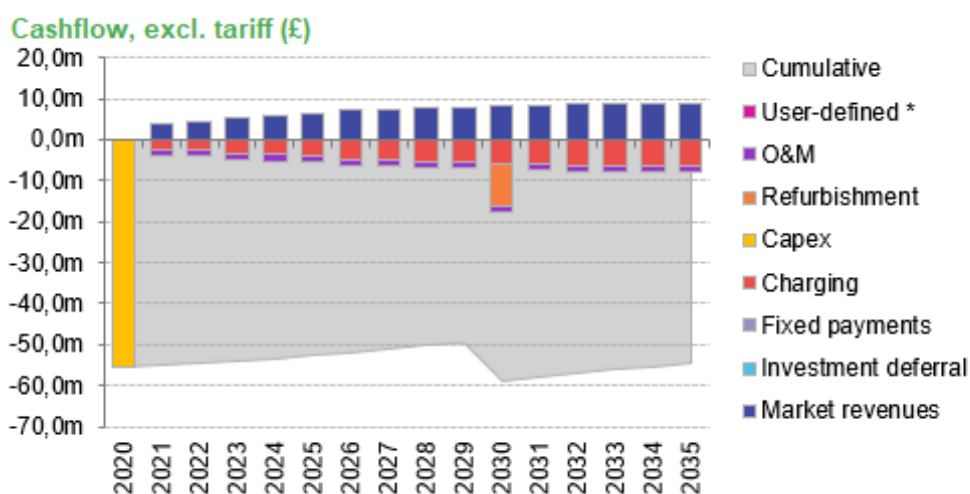
Se realiza una simulación con el modelo Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0 de un sistema de almacenamiento de 50 MW / 200 MWh conectado a la red en Reino Unido.

Se escoge la tecnología de baterías de litio para dicho sistema, que tendrá una eficiencia del 90 % y una profundidad de descarga del 80 %. Igualmente consideramos una vida útil de 15 años para el proyecto.

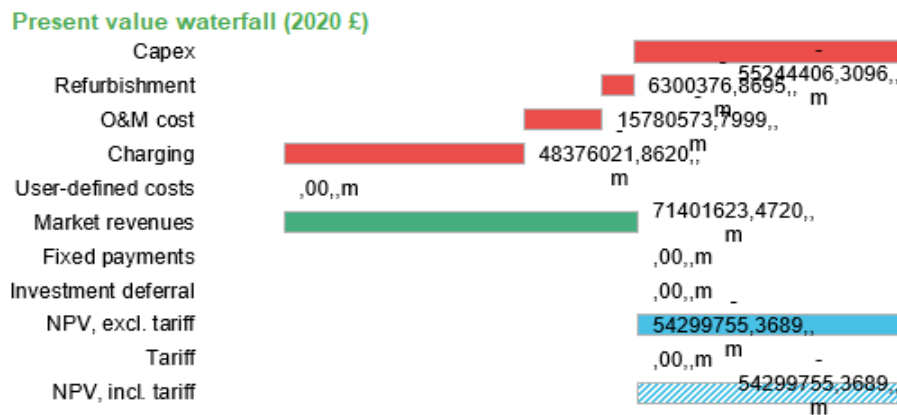
El detalle de los cálculos y resultados de la simulación se encuentra en el ANEXO I de este documento, si bien los datos más relevantes del estudio se indican a continuación, con los valores actualizados a 2020 de los acumulados de ingresos y costes:

COSTES (valores presente referidos a 2020 y en millones de Libras)	
Coste de inversión del sistema - CAPEX	55,2
Coste cargas del sistema	48,4
Coste renovación durante la vida útil	6,3
Coste Operación y Mantenimiento	15,8
INGRESOS (valores presente referidos a 2020 y en millones de Libras)	
Servicios	71,4
Pagos fijos por contrato	0
Diferimiento de inversión	0
RESULTADOS ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	
Valor Actual Neto - VAN (2020)	-54,3
Tasa Interna de Rentabilidad - TIR	-
Plazo de recuperación o Pay-back	Fuera de la vida útil

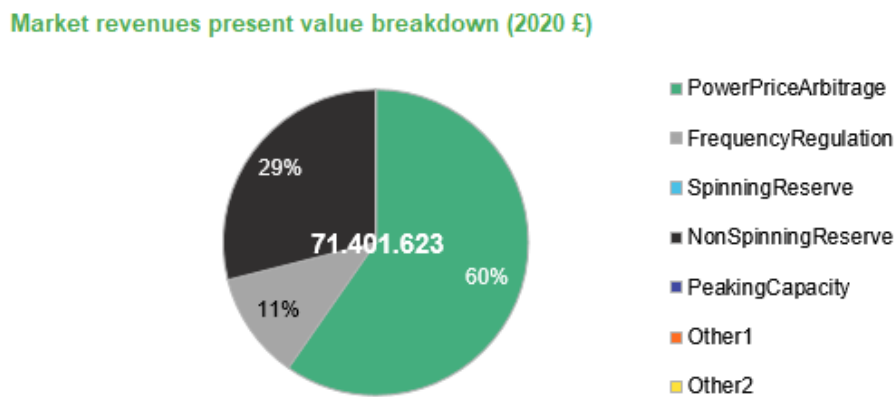
En la siguiente figura se muestran los flujos de caja acumulados desde el año 0, que representa la inversión inicial y los sucesivos años a lo largo de la vida útil de la instalación.



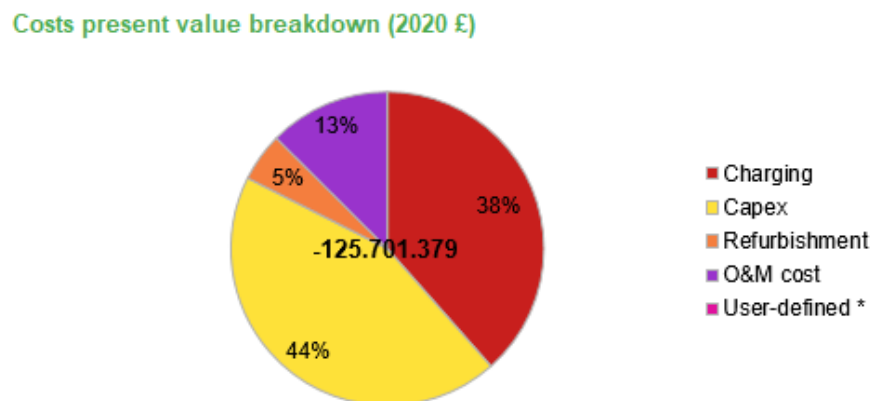
Igualmente en la siguiente figura se muestran los valores de los distintos costes e ingresos referidos a valor presente, y el resultado del Valor Actual Neto (o Net Present Value) del proyecto:



En la siguiente figura se muestran los ingresos del sistema en función del servicio prestado:



En la siguiente figura se muestra el desglose de los costes del sistema desde el inicio del proyecto:



8.3.5. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW / 50 MWh – CALIFORNIA

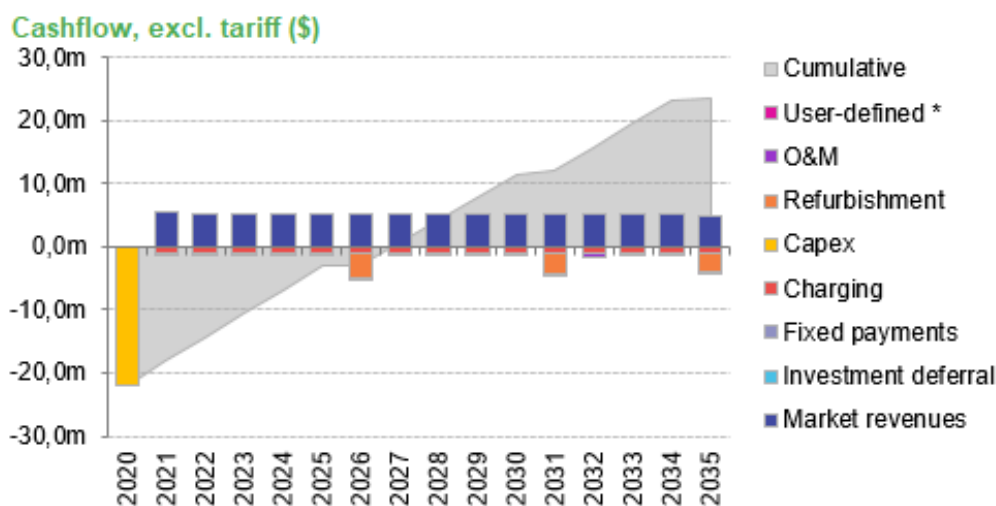
Se realiza una simulación con el modelo Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0 de un sistema de almacenamiento de 50 MW / 50 MWh conectado a la red en California.

Se escoge la tecnología de baterías de litio para dicho sistema, que tendrá una eficiencia del 90 % y una profundidad de descarga del 80 %. Igualmente consideramos una vida útil de 15 años para el proyecto.

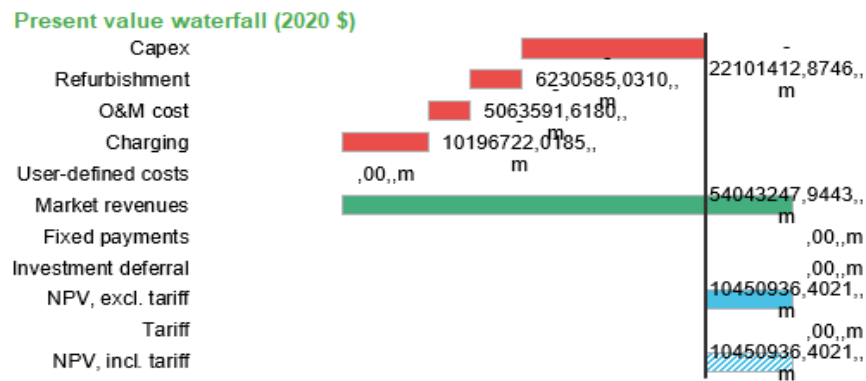
El detalle de los cálculos y resultados de la simulación se encuentra en el ANEXO I de este documento, si bien los datos más relevantes del estudio se indican a continuación, con los valores actualizados a 2020 de los acumulados de ingresos y costes:

COSTES (valores presente referidos a 2020 y en millones de \$)	
Coste de inversión del sistema - CAPEX	22,1
Coste cargas del sistema	10,2
Coste renovación durante la vida útil	6,2
Coste Operación y Mantenimiento	5,1
INGRESOS (valores presente referidos a 2020 y en millones de \$)	
Servicios	54,0
Pagos fijos por contrato	0
Diferimiento de inversión	0
RESULTADOS ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	
Valor Actual Neto - VAN (2020)	10,5
Tasa Interna de Rentabilidad - TIR	12,1%
Plazo de recuperación o Pay-back	6,8 años

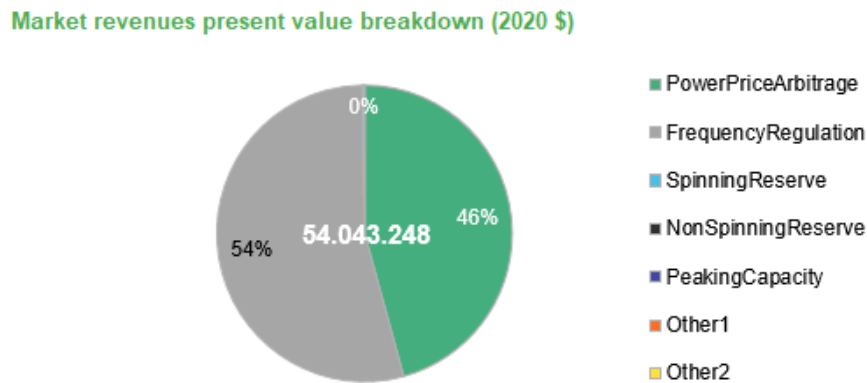
En la siguiente figura se muestran los flujos de caja acumulados desde el año 0, que representa la inversión inicial y los sucesivos años a lo largo de la vida útil de la instalación.



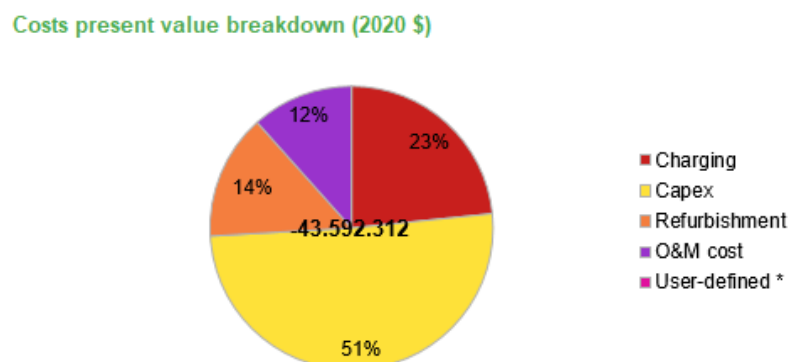
Igualmente en la siguiente figura se muestran los valores de los distintos costes e ingresos referidos a valor presente, y el resultado del Valor Actual Neto (o Net Present Value) del proyecto:



En la siguiente figura se muestran los ingresos del sistema en función del servicio prestado:



En la siguiente figura se muestra el desglose de los costes del sistema desde el inicio del proyecto:



8.3.6. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW / 200 MWh – CALIFORNIA

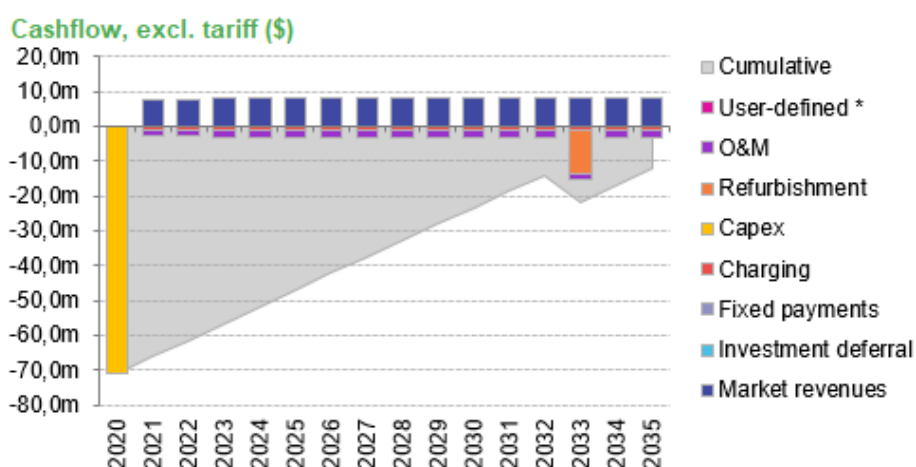
Se realiza una simulación con el modelo Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0 de un sistema de almacenamiento de 50 MW / 200 MWh conectado a la red en California.

Se escoge la tecnología de baterías de litio para dicho sistema, que tendrá una eficiencia del 90 % y una profundidad de descarga del 80 %. Igualmente consideramos una vida útil de 15 años para el proyecto.

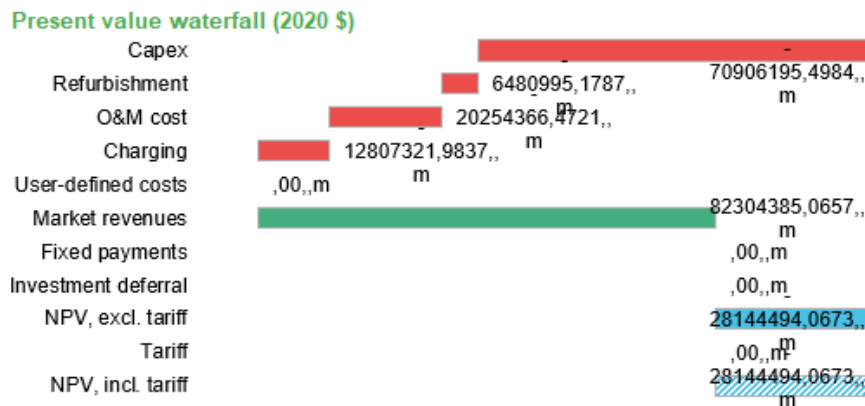
El detalle de los cálculos y resultados de la simulación se encuentra en el ANEXO I de este documento, si bien los datos más relevantes del estudio se indican a continuación, con los valores actualizados a 2020 de los acumulados de ingresos y costes:

COSTES (valores presente referidos a 2020 y en millones de \$)	
Coste de inversión del sistema - CAPEX	70,9
Coste cargas del sistema	12,8
Coste renovación durante la vida útil	6,5
Coste Operación y Mantenimiento	20,3
INGRESOS (valores presente referidos a 2020 y en millones de \$)	
Servicios	82,3
Pagos fijos por contrato	0
Diferimiento de inversión	0
RESULTADOS ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	
Valor Actual Neto - VAN (2020)	-28,1
Tasa Interna de Rentabilidad - TIR	-2,5%
Plazo de recuperación o Pay-back	Fuera de la vida útil

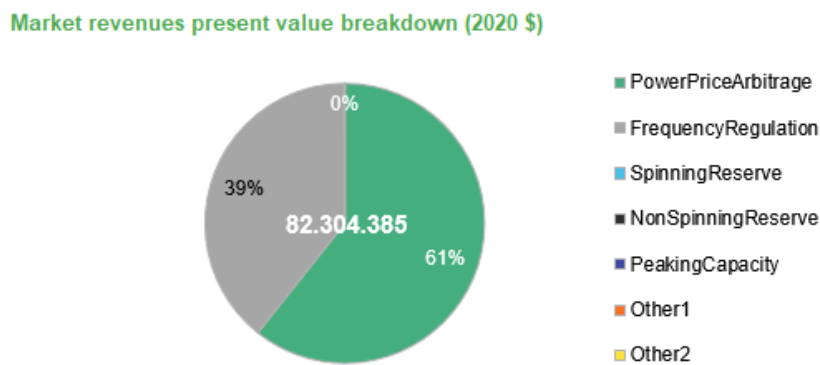
En la siguiente figura se muestran los flujos de caja acumulados desde el año 0, que representa la inversión inicial y los sucesivos años a lo largo de la vida útil de la instalación.



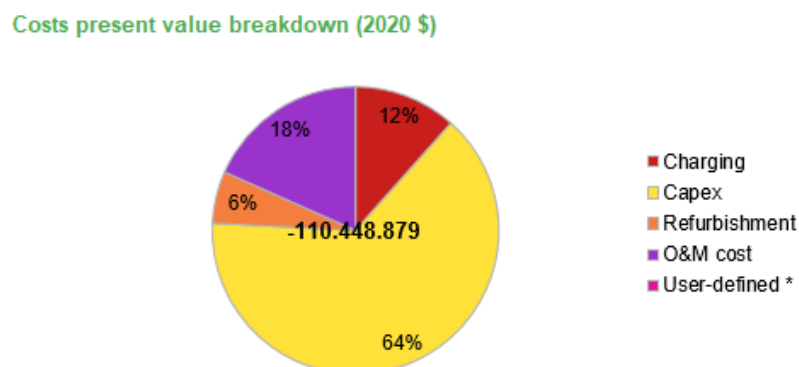
Igualmente en la siguiente figura se muestran los valores de los distintos costes e ingresos referidos a valor presente, y el resultado del Valor Actual Neto (o Net Present Value) del proyecto:



En la siguiente figura se muestran los ingresos del sistema en función del servicio prestado:



En la siguiente figura se muestra el desglose de los costes del sistema desde el inicio del proyecto:



8.3.7. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW / 50 MWh – NUEVA YORK

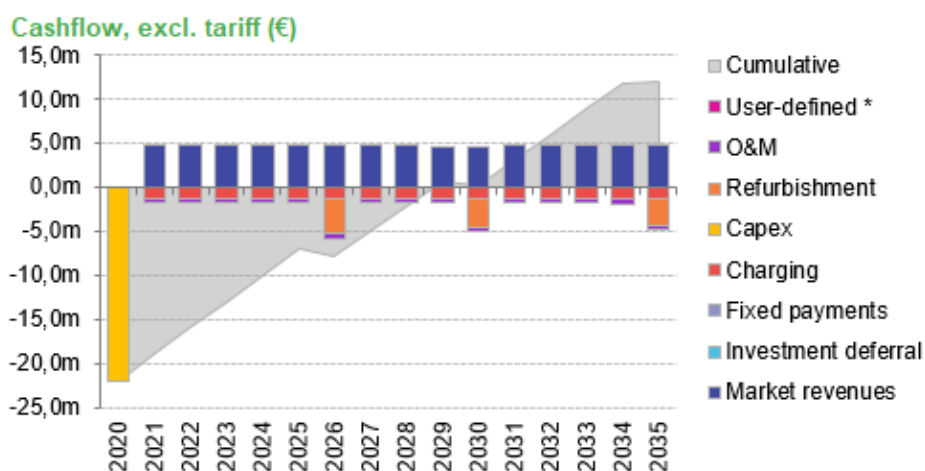
Se realiza una simulación con el modelo Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0 de un sistema de almacenamiento de 50 MW / 50 MWh conectado a la red en Nueva York.

Se escoge la tecnología de baterías de litio para dicho sistema, que tendrá una eficiencia del 90 % y una profundidad de descarga del 80 %. Igualmente consideramos una vida útil de 15 años para el proyecto.

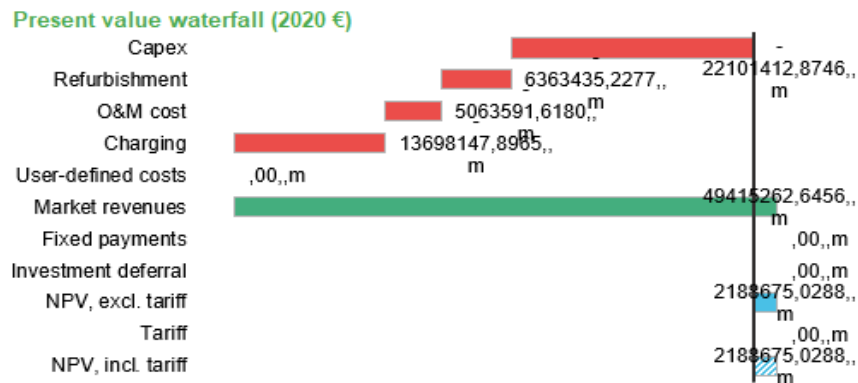
El detalle de los cálculos y resultados de la simulación se encuentra en el ANEXO I de este documento, si bien los datos más relevantes del estudio se indican a continuación, con los valores actualizados a 2020 de los acumulados de ingresos y costes:

COSTES (valores presente referidos a 2020 y en millones de \$)	
Coste de inversión del sistema - CAPEX	22,1
Coste cargas del sistema	13,7
Coste renovación durante la vida útil	6,4
Coste Operación y Mantenimiento	5,1
INGRESOS (valores presente referidos a 2020 y en millones de \$)	
Servicios	49,4
Pagos fijos por contrato	0
Diferimiento de inversión	0
RESULTADOS ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	
Valor Actual Neto - VAN (2020)	2,2
Tasa Interna de Rentabilidad - TIR	6,6%
Plazo de recuperación o Pay-back	8,8 años

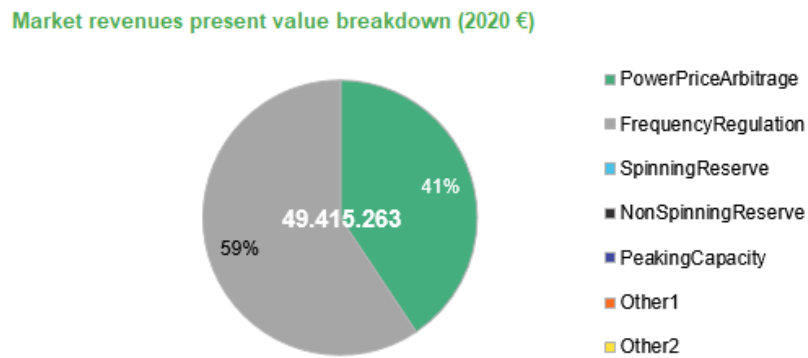
En la siguiente figura se muestran los flujos de caja acumulados desde el año 0, que representa la inversión inicial y los sucesivos años a lo largo de la vida útil de la instalación.



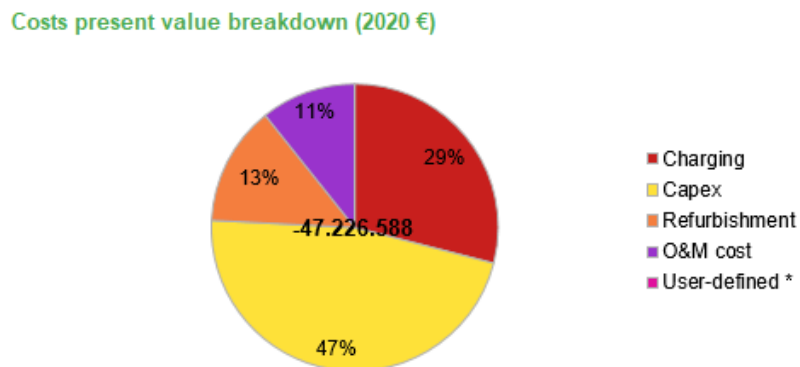
Igualmente en la siguiente figura se muestran los valores de los distintos costes e ingresos referidos a valor presente, y el resultado del Valor Actual Neto (o Net Present Value) del proyecto:



En la siguiente figura se muestran los ingresos del sistema en función del servicio prestado:



En la siguiente figura se muestra el desglose de los costes del sistema desde el inicio del proyecto:



8.3.8. Estudio de rentabilidad de un sistema de almacenamiento 50 MW / 200 MWh – NUEVA YORK

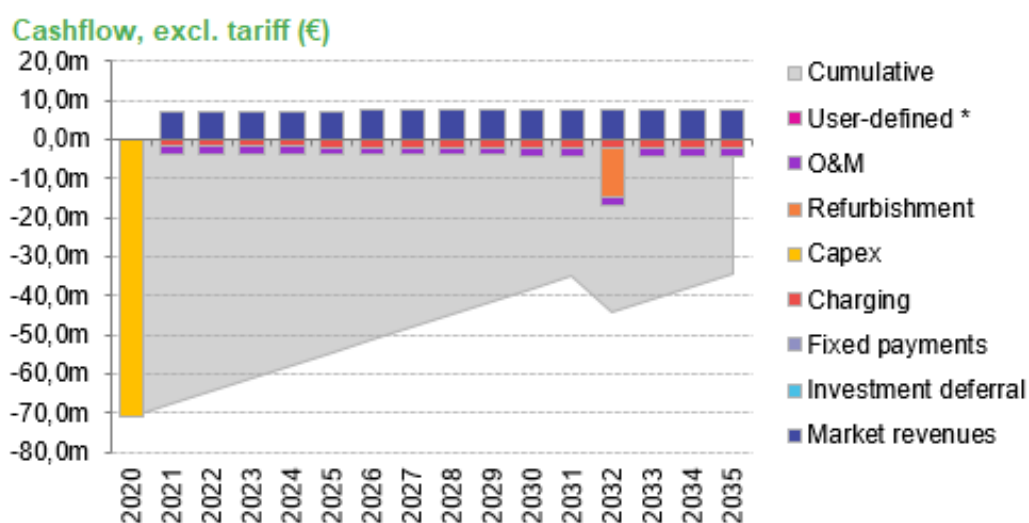
Se realiza una simulación con el modelo Grid Storage Revenue Model GridStore 2.1.0 de un sistema de almacenamiento de 50 MW / 200 MWh conectado a la red en Nueva York.

Se escoge la tecnología de baterías de litio para dicho sistema, que tendrá una eficiencia del 90 % y una profundidad de descarga del 80 %. Igualmente consideramos una vida útil de 15 años para el proyecto.

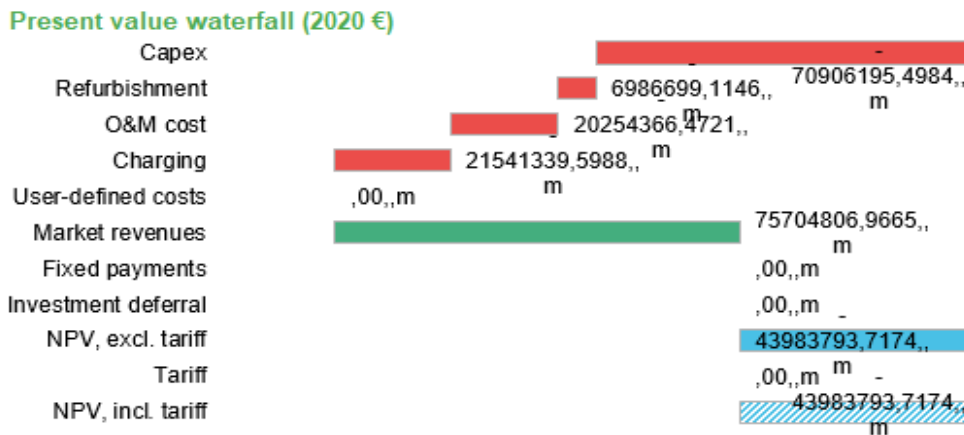
El detalle de los cálculos y resultados de la simulación se encuentra en el ANEXO I de este documento, si bien los datos más relevantes del estudio se indican a continuación, con los valores actualizados a 2020 de los acumulados de ingresos y costes:

COSTES (valores presente referidos a 2020 y en millones de \$)	
Coste de inversión del sistema - CAPEX	70,9
Coste cargas del sistema	21,5
Coste renovación durante la vida útil	7,0
Coste Operación y Mantenimiento	20,3
INGRESOS (valores presente referidos a 2020 y en millones de \$)	
Servicios	75,7
Pagos fijos por contrato	0
Diferimiento de inversión	0
RESULTADOS ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	
Valor Actual Neto - VAN (2020)	-44,0
Tasa Interna de Rentabilidad - TIR	-8,5%
Plazo de recuperación o Pay-back	Fuera de la vida útil

En la siguiente figura se muestran los flujos de caja acumulados desde el año 0, que representa la inversión inicial y los sucesivos años a lo largo de la vida útil de la instalación.

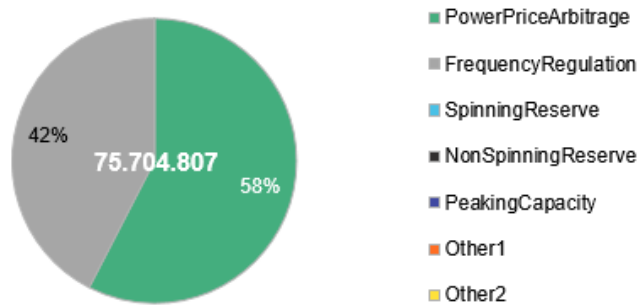


Igualmente en la siguiente figura se muestran los valores de los distintos costes e ingresos referidos a valor presente, y el resultado del Valor Actual Neto (o Net Present Value) del proyecto:



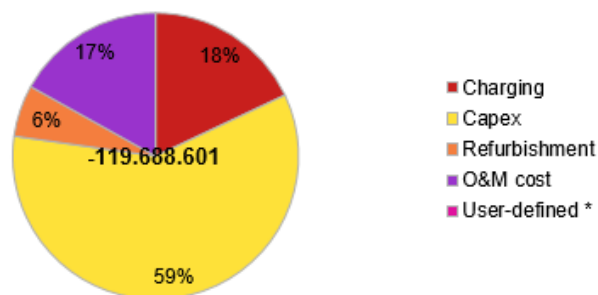
En la siguiente figura se muestran los ingresos del sistema en función del servicio prestado:

Market revenues present value breakdown (2020 €)



En la siguiente figura se muestra el desglose de los costes del sistema desde el inicio del proyecto:

Costs present value breakdown (2020 €)



8.3.9. Resumen y conclusiones de los análisis económicos

A continuación en la siguiente tabla se exponen a modo de resumen los datos comparativos de los análisis de rentabilidad de los casos estudiados, que permitirán sacar conclusiones y valoraciones de interés.

	ALEMANIA		REINO UNIDO		CALIFORNIA		NUEVA YORK	
DURACIÓN DEL SISTEMA (horas)	1 H	4 H	1 H	4 H	1 H	4 H	1 H	4 H
Potencia	50,0 MW	50,0 MW	50,0 MW	50,0 MW	50,0 MW	50,0 MW	50,0 MW	50,0 MW
Capacidad	50,0 MWh	200,0 MWh	50,0 MWh	200,0 MWh	50,0 MWh	200,0 MWh	50,0 MWh	200,0 MWh
Tecnología	Batería Litio	Batería Litio	Batería Litio	Batería Litio	Batería Litio	Batería Litio	Batería Litio	Batería Litio
Vida útil	15 años	15 años	15 años	15 años	15 años	15 años	15 años	15 años
Eficiencia	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Profundidad de descarga	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Año de operación	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021
COSTES (1)								
Coste de inversión del sistema - CAPEX	19,7	63,2	17,2	55,2	22,1	70,9	22,1	70,9
Coste cargas del sistema	16,8	20,5	21,0	48,4	10,2	12,8	13,7	21,5
Coste renovación durante la vida útil	5,6	5,4	4,6	6,3	6,2	6,5	6,4	7,0
Coste Operación y Mantenimiento	4,0	15,8	3,5	15,8	5,1	20,3	5,1	20,3
INGRESOS (1)								
Servicios	41,9	53,6	32,0	71,4	54,0	82,3	49,4	75,7
Pagos fijos por contrato	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diferimiento de inversión	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RESULTADOS ANÁLISIS RENTABILIDAD								
Valor Actual Neto - VAN (2020)	-4,1	-51,2	-14,3	-54,3	10,5	-28,1	2,2	-44,0
Tasa Interna de Rentabilidad - TIR	1,2%	-	-	-	12,1%	-2,5%	6,6%	-8,5%
Plazo de recuperación o Pay-back	12,7 años	Fuera de vida útil	Fuera de vida útil	Fuera de vida útil	6,8 años	Fuera de vida útil	8,8 años	Fuera de vida útil

(1) Valores presente referidos a 2020, en millones y moneda según país (€, \$ o Libras)

Tabla 8.1. Cuadro resumen de datos de los estudios de rentabilidad de los distintos casos estudiados.

De los resultados obtenidos en los estudios de rentabilidad realizados en base a hipotéticos proyectos de sistemas de almacenamiento conectados a red, se pueden obtener las siguientes conclusiones o valoraciones.

En principio los únicos proyectos viables económicamente corresponden a los sistemas de 1 hora de duración 50 MW / 50 MWh situados en los estados de California (VAN = 10,5m; TIR = 12,1 %; PB = 6,8 años) y Nueva York (VAN = 2,2m; TIR = 6,6 %; PB = 8,8 años).

No obstante, según se explicaba al principio de este capítulo, las simulaciones se han realizado sin considerar la posible inversión en infraestructuras para aumentar la capacidad de la red que se podría evitar o diferir al no disponer de esta información. Si se hubiesen contemplado dichas inversiones, en los estudios de rentabilidad se considerarían como un ingreso atribuido al primer año de la operación del sistema, por lo que en muchos casos los proyectos de sistemas de almacenamiento serían viables económicamente, lógicamente dependiendo de cada caso y del valor de dichas inversiones.

Tampoco se han considerado en las simulaciones ingresos fijos como pagos por capacidad o diversos servicios que se pudiesen contratar, ni posibles subvenciones que en determinados casos se conceden. Del mismo modo en muchos casos los proyectos de sistemas de almacenamiento podrían ser viables económicamente contemplando estos aspectos.

En cualquier caso de cara a la comparativa entre distintas regiones, como decíamos ésta es más precisa al considerar sólo los ingresos por los servicios en base a la regulación y precios de cada zona y estudiando los sistemas como si fuesen operados por una entidad independiente.

Viendo los resultados de los análisis de rentabilidad, aunque hayan salido negativas en varios de los proyectos, sí arrojan a la luz que los sistemas de 1 hora de duración (50 MW / 50 MWh) son más rentables que los de 4 horas de duración (50 MW / 200 MWh).

Hay que tener presente que el coste de inversión (CAPEX) para los sistemas de 4 horas de duración bastante mayor que para los sistemas de 1 hora de duración. Según podemos ver en la tabla, la inversión es del orden de 3 veces mayor, lógicamente debido a la mayor capacidad de energía que deben disponer, siendo la potencia un factor menos significativo.

Aunque habitualmente se piense que los sistemas de almacenamiento reciben ingresos principalmente por el arbitraje de energía, si analizamos el reparto de los ingresos de cada sistema durante su vida útil, podemos ver que también se deben en gran parte a los servicios por regulación de frecuencia.

Para los servicios de regulación de frecuencia no es necesario que los sistemas tengan una capacidad elevada, siendo favorecidos aquellos que tienen un ratio o relación de potencia / energía alto, ya que requieren menor inversión.

Por tanto, la rentabilidad del proyecto mejora con relaciones de potencia / energía más altas, ya que permite que el sistema ofrezca servicios en el mercado de regulación de frecuencia, mientras que una capacidad menor reduce el CAPEX.

Para contrastar esta conclusión, hemos realizado varias simulaciones en una misma zona para sistemas de almacenamiento de 100 MW de potencia, pero en los que hemos ido incrementando la capacidad progresivamente para ver la evolución de la rentabilidad de cada proyecto.

Señalar que para estas simulaciones hemos escogido la zona del estado de California, y sistemas con tecnología de baterías de Litio y 15 años de vida útil, con una eficiencia del 90 % y una profundidad de descarga del 80 %. Seguidamente se exponen los resultados de rentabilidad de cada proyecto:

PROYECTO	POTENCIA	CAPACIDAD	Valor Actual Neto (en millones de \$)	TIR	Payback
Project1	100,0 MW	50,0 MWh	18,9	14%	6,0
Project2	100,0 MW	100,0 MWh	24,3	13%	6,9
Project3	100,0 MW	200,0 MWh	14,8	8%	9,3
Project4	100,0 MW	300,0 MWh	-14,9	3%	12,6
Project5	100,0 MW	400,0 MWh	-50,5	-2%	Out of lifetime

Efectivamente se percibe que a medida que se va incrementando la capacidad de los sistemas, va disminuyendo la rentabilidad de los mismos, dejando de serlo a partir del proyecto 4.

Por otro lado, destacar también la influencia en los resultados de rentabilidad de los costes de renovación de las baterías durante la vida útil de los proyectos, debido a su capacidad de degradación. En los gráficos donde se muestran los flujos de caja de cada proyecto se puede ver el año o los años en los que se estima necesario la renovación de las baterías en función del uso previsto. Igualmente en la tabla resumen se puede ver la inversión necesaria para este concepto durante la vida útil de cada proyecto.

9. CONCLUSIONES

El escenario emergente del sector eléctrico con una alta penetración de generación de energía renovable y con una creciente digitalización del sector trae nuevos actores al mercado, y está situando a las tecnologías de almacenamiento de energía como una opción clave para garantizar la flexibilidad necesaria en el sistema. Ahora que las necesidades de inversión están disminuyendo rápidamente, particularmente para el almacenamiento electroquímico, las principales barreras que las baterías deben enfrentar para su pleno desarrollo son las disposiciones regulatorias, por lo que los países deben adaptar sus marcos regulatorios.

Las principales barreras regulatorias que debe enfrentar el almacenamiento de energía pueden clasificarse en:

- la existencia de una definición clara en la regulación, por la que puede tratarse de manera no discriminatoria y sujeta a tarifas y beneficios apropiados.
- la adaptación de los mercados mayoristas, de reserva y de balance a tiempos de liquidación más cortos, integrando restricciones tales como el estado de carga y recompensando la capacidad de respuesta a alta velocidad.
- el apoyo público de la industria mediante la creación de apoyo financiero, investigación, estándares y objetivos de referencia.

Estados Unidos lidera el movimiento global para adaptar la regulación y los mercados a la participación del almacenamiento. Algunas características del mercado eléctrico de los Estados Unidos están facilitando el despliegue de tecnologías de almacenamiento de energía: (i) los principales mercados de electricidad de los EE. UU. funcionan de manera centralizada, integrando la gestión de los mercados diarios, en tiempo real y de regulación bajo los operadores del sistema regional, lo que hace que sea relativamente fácil incorporar las limitaciones y recompensas que necesitan las tecnologías de almacenamiento; (ii) los precios de remuneración se establecen a través de precios marginales según su ubicación, aumentando los incentivos para su despliegue eficiente y evitando tarifas de red; y (iii) hay poca distorsión del mercado, mientras que la promoción de las energías renovables se ha realizado principalmente a través de incentivos fiscales en lugar de gravámenes sobre las tarifas.

La Orden 841 de 2018 de la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) ya incorpora una definición clara de almacenamiento e incita a los ISO (Independent System Operator) para integrarlo completamente en sus mercados, definiendo claramente los aspectos que deben considerarse. Los estados de California y el estado de Nueva York, a través de sus respectivos mercados CAISO y NYISO, no solo están adoptando las instrucciones de FERC, sino que están creando objetivos claros para su despliegue.

En 2019 la Unión Europea completó una actualización integral de su marco de política energética para facilitar la transición de los combustibles fósiles hacia una energía más limpia y cumplir con los compromisos del Acuerdo de París para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El acuerdo sobre estas nuevas medidas o reglas energéticas, llamado “Clean energy for all Europeans package” o “Paquete de energía limpia para todos los europeos”, marca

un paso significativo hacia la implementación de la estrategia de unión energética (COM/2015/080), publicada en 2015. Trata de adaptar los requisitos de los mercados mayoristas y la remuneración a los nuevos actores, como el almacenamiento, los agregadores y las comunidades, reduciendo el tamaño de las ofertas y los tiempos de liquidación además de hacer que estas tecnologías participen en el proceso de integración del mercado regional.

Actualmente la rentabilidad de los proyectos de sistemas de almacenamiento es mayor mientras mayor sea la relación potencia / energía de los mismos, ya que requieren menor inversión (CAPEX) y al mismo tiempo permiten ofrecer servicios en el mercado de regulación de frecuencia.

En base a la evolución prevista para los costes de los sistemas de almacenamiento, en los que se espera una reducción de aproximadamente la mitad para 2030, e igualmente considerando la mejora en el rendimiento y vida útil esperada en las baterías, se puede asegurar que la rentabilidad y viabilidad de los proyectos mejorará considerablemente en un futuro próximo.

ANEXO I.- ESTUDIOS DE RENTABILIDAD – SUPUESTOS DE SIMULACIÓN

Tabla A.1.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 50 MWh – ALEMANIA

Revenues		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Market revenues	Included	41.896.256	0	4.173.010	4.110.679	4.048.348	4.056.699	4.065.049	4.073.399	4.057.853	4.042.306	4.026.759	4.012.923	3.999.088	3.985.253	3.936.481	3.887.709	3.838.937
PowerPriceArbitrage	VERDADERO	3.246.864	0	174.685	194.166	213.646	252.345	291.043	329.742	336.720	343.697	350.674	379.640	408.606	437.572	424.496	411.419	398.342
FrequencyRegulation	VERDADERO	38.649.392	0	3.998.324	3.916.513	3.834.703	3.804.354	3.774.006	3.743.657	3.721.133	3.698.609	3.676.085	3.633.283	3.590.482	3.547.681	3.511.985	3.476.290	3.440.595
SpinningReserve	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NonSpinningReserve	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PeakingCapacity	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other1	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other2	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Fixed payments	Included	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PowerPriceArbitrage	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
FrequencyRegulation	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
SpinningReserve	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
NonSpinningReserve	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
PeakingCapacity	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other1	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other2	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investment deferral			0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Total revenues		41.896.256	0	4.173.010	4.110.679	4.048.348	4.056.699	4.065.049	4.073.399	4.057.853	4.042.306	4.026.759	4.012.923	3.999.088	3.985.253	3.936.481	3.887.709	3.838.937
Costs		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Modelled			0	-1.586.905	-1.586.029	-1.584.278	-1.593.662	-1.603.046	-1.621.814	-1.633.638	-1.645.461	-1.669.108	-1.657.627	-1.646.147	-1.623.185	-1.616.649	-1.610.112	-1.597.038
Charging		(16.769.184)	0	-1.586.905	-1.586.029	-1.584.278	-1.593.662	-1.603.046	-1.621.814	-1.633.638	-1.645.461	-1.669.108	-1.657.627	-1.646.147	-1.623.185	-1.616.649	-1.610.112	-1.597.038
Assumptions			19.689.455	381.147	381.147	381.147	381.147	381.147	3.889.886	381.147	381.147	381.147	381.147	3.259.063	381.147	381.147	381.147	2.979.185
Capex		(19.689.455)	-19.689.455	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refurbishment		(5.550.633)	0	0	0	0	0	0	-3.508.738	0	0	0	0	-2.877.916	0	0	0	-2.598.037
O&M cost		(3.956.180)	0	-381.147	-381.147	-381.147	-381.147	-381.147	-381.147	-381.147	-381.147	-381.147	-381.147	-381.147	-381.147	-381.147	-381.147	-381.147
User-defined *			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total costs		-45.965.452	-19.689.455	-1.968.052	-1.967.177	-1.965.426	-1.974.810	-1.984.194	-5.511.700	-2.014.785	-2.026.609	-2.050.256	-2.038.775	-4.905.210	-2.004.333	-1.997.796	-1.991.259	-4.576.223
Balance		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Operating income *		25.127.071	0	2.586.105	2.524.650	2.464.070	2.463.036	2.462.003	2.451.585	2.424.215	2.396.844	2.357.651	2.355.296	2.352.941	2.362.068	2.319.832	2.277.597	2.241.899
Annual balance *		(4.069.196)	-19.689.455	2.204.958	2.143.502	2.082.923	2.081.889	2.080.855	-1.438.301	2.043.067	2.015.697	1.976.503	1.974.149	-906.122	1.980.920	1.938.685	1.896.450	-737.286
Cumulative			-19.689.455	-17.484.497	-15.340.995	-13.258.072	-11.176.183	-9.095.328	-10.533.629	-8.490.562	-6.474.865	-4.498.362	-2.524.213	-3.430.335	-1.449.414	489.270	2.385.720	1.648.434
Payback periods			FALSO	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7	0,0	0,0

Tabla A.2.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 200 MWh – ALEMANIA

Revenues		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Market revenues	Included	53.609.767	0	4.879.704	4.934.840	4.989.975	5.056.475	5.122.974	5.189.473	5.212.807	5.236.140	5.259.473	5.256.006	5.252.539	5.249.072	5.353.000	5.456.929	5.560.858
PowerPriceArbitrage	VERDADERO	14.482.205	0	723.764	856.923	990.083	1.135.351	1.280.619	1.425.888	1.492.522	1.559.157	1.625.792	1.653.868	1.681.944	1.710.020	1.861.145	2.012.270	2.163.395
FrequencyRegulation	VERDADERO	39.127.561	0	4.155.940	4.077.916	3.999.893	3.921.124	3.842.355	3.763.586	3.720.284	3.676.983	3.633.681	3.602.138	3.570.595	3.539.052	3.491.856	3.444.659	3.397.463
SpinningReserve	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NonSpinningReserve	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PeakingCapacity	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other1	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other2	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Fixed payments	Included		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PowerPriceArbitrage	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
FrequencyRegulation	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
SpinningReserve	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
NonSpinningReserve	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
PeakingCapacity	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other1	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other2	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Investment deferral			0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Total revenues		53.609.767	0	4.879.704	4.934.840	4.989.975	5.056.475	5.122.974	5.189.473	5.212.807	5.236.140	5.259.473	5.256.006	5.252.539	5.249.072	5.353.000	5.456.929	5.560.858
Costs																		
Modelled			0	-1.639.101	-1.681.527	-1.766.379	-1.822.422	-1.878.466	-1.990.552	-2.019.184	-2.047.816	-2.105.080	-2.119.189	-2.133.298	-2.161.517	-2.217.471	-2.273.425	-2.385.332
Charging		(20.470.118)	0	-1.639.101	-1.681.527	-1.766.379	-1.822.422	-1.878.466	-1.990.552	-2.019.184	-2.047.816	-2.105.080	-2.119.189	-2.133.298	-2.161.517	-2.217.471	-2.273.425	-2.385.332
Assumptions			63.168.103	1.524.590	1.524.590	1.524.590	1.524.590	1.524.590	1.524.590	1.524.590	1.524.590	1.524.590	1.524.590	1.524.590	1.524.590	1.524.590	12.161.385	1.524.590
Capex		(63.168.103)	-63.168.103	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refurbishment		(5.372.304)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-10.636.795	0
O&M cost		(15.824.720)	0	-1.524.590	-1.524.590	-1.524.590	-1.524.590	-1.524.590	-1.524.590	-1.524.590	-1.524.590	-1.524.590	-1.524.590	-1.524.590	-1.524.590	-1.524.590	-1.524.590	-1.524.590
User-defined *			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total costs		-104.835.246	-63.168.103	-3.163.691	-3.206.117	-3.290.969	-3.347.012	-3.403.055	-3.515.142	-3.543.774	-3.572.406	-3.629.670	-3.643.779	-3.657.888	-3.686.107	-3.742.061	-14.434.810	-3.909.922
Balance																		
Operating income *		33.139.649	0	3.240.602	3.253.312	3.223.596	3.234.052	3.244.508	3.198.921	3.193.623	3.188.324	3.154.393	3.136.817	3.119.241	3.087.555	3.135.530	3.183.505	3.175.526
Annual balance *		(51.225.479)	-63.168.103	1.716.013	1.728.722	1.699.006	1.709.463	1.719.919	1.674.332	1.669.033	1.663.734	1.629.803	1.612.227	1.594.651	1.562.965	1.610.940	-8.977.880	1.650.936
Cumulative			-63.168.103	-61.452.090	-59.723.368	-58.024.361	-56.314.899	-54.594.980	-52.920.648	-51.251.616	-49.587.881	-47.958.078	-46.345.851	-44.751.200	-43.188.235	-41.577.295	-50.555.175	-48.904.239
Payback periods			FALSO	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Tabla A.3.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 50 MWh – REINO UNIDO

Revenues		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Market revenues	Included	32.010.897	0	2.086.587	2.255.275	2.423.963	2.576.470	2.728.978	2.881.485	3.078.571	3.275.656	3.472.741	3.577.594	3.682.448	3.787.302	3.998.844	4.210.387	4.421.930	
PowerPriceArbitrage	VERDADERO	13.840.152	0	942.293	1.063.719	1.185.146	1.214.424	1.243.702	1.272.980	1.331.011	1.389.042	1.447.073	1.496.953	1.546.832	1.596.712	1.622.848	1.648.985	1.675.122	
FrequencyRegulation	VERDADERO	8.680.592	0	1.012.900	1.013.453	1.014.006	983.636	953.267	922.897	855.694	788.491	721.287	691.410	661.532	631.655	614.342	597.030	579.718	
SpinningReserve	VERDADERO	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
NonSpinningReserve	VERDADERO	9.490.152	0	131.394	178.102	224.811	378.410	532.009	685.608	891.865	1.098.123	1.304.380	1.389.232	1.474.084	1.558.935	1.761.654	1.964.372	2.167.090	
PeakingCapacity	VERDADERO	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Other1	FALSO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	
Other2	FALSO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	
Fixed payments	Included	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PowerPriceArbitrage	VERDADERO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	
FrequencyRegulation	VERDADERO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	
SpinningReserve	VERDADERO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	
NonSpinningReserve	VERDADERO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	
PeakingCapacity	VERDADERO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	
Other1	FALSO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	
Other2	FALSO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	
Other	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Investment deferral	-	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	
Total revenues		32.010.897	0	2.086.587	2.255.275	2.423.963	2.576.470	2.728.978	2.881.485	3.078.571	3.275.656	3.472.741	3.577.594	3.682.448	3.787.302	3.998.844	4.210.387	4.421.930	
Costs			NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Modelled			0	-1.181.834	-1.273.798	-1.457.727	-1.568.536	-1.679.345	-1.900.962	-2.024.853	-2.148.744	-2.396.525	-2.469.297	-2.542.070	-2.687.615	-2.819.901	-2.952.188	-3.216.761	
		(21.035.765)																	
Charging			0	-1.181.834	-1.273.798	-1.457.727	-1.568.536	-1.679.345	-1.900.962	-2.024.853	-2.148.744	-2.396.525	-2.469.297	-2.542.070	-2.687.615	-2.819.901	-2.952.188	-3.216.761	
Assumptions			17.219.644	380.084	380.084	380.084	380.084	380.084	380.084	3.301.399	380.084	380.084	380.084	2.896.999	380.084	380.084	380.084	2.652.228	
Capex		(17.219.644)	-17.219.644	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Refurbishment		(4.640.652)	0	0	0	0	0	0	0	-2.921.315	0	0	0	-2.516.915	0	0	0	-2.272.144	
O&M cost		(3.945.143)	0	-380.084	-380.084	-380.084	-380.084	-380.084	-380.084	-380.084	-380.084	-380.084	-380.084	-380.084	-380.084	-380.084	-380.084	-380.084	
User-defined *		-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total costs		-46.841.205	-17.219.644	-1.561.918	-1.653.882	-1.837.811	-1.948.620	-2.059.429	-2.281.046	-5.326.252	-2.528.828	-2.776.609	-2.849.382	-5.439.069	-3.067.699	-3.199.985	-3.332.272	-5.868.989	
Balance			NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Operating income*		10.975.131	0	904.753	981.476	966.236	1.007.935	1.049.633	980.523	1.053.718	1.126.912	1.076.216	1.108.297	1.140.378	1.099.687	1.178.943	1.258.199	1.205.169	
Annual balance*		(14.830.308)	-17.219.644	524.668	601.392	586.152	627.850	669.549	600.439	-2.247.682	746.828	696.132	728.213	-1.756.621	719.603	798.859	878.115	-1.447.059	
Cumulative			-17.219.644	-16.694.975	-16.093.583	-15.507.431	-14.879.581	-14.210.032	-13.609.593	-15.857.274	-15.110.446	-14.414.315	-13.686.102	-15.442.723	-14.723.120	-13.924.261	-13.046.146	-14.493.206	
Payback periods			FALSO	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	

Tabla A.4.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 200 MWh – REINO UNIDO

Revenues		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Market revenues	Included	71.401.623	0	4.043.740	4.636.907	5.230.074	5.888.102	6.546.130	7.204.158	7.402.422	7.600.687	7.798.952	8.140.233	8.481.514	8.822.795	8.754.746	8.686.696	8.618.647
PowerPriceArbitrage	VERDADERO	42.635.628	0	2.669.005	3.163.172	3.657.339	3.918.216	4.179.093	4.439.971	4.426.251	4.412.531	4.398.812	4.552.103	4.705.394	4.858.686	4.747.215	4.635.745	4.524.274
FrequencyRegulation	VERDADERO	8.105.797	0	1.165.898	1.106.755	1.047.612	960.772	873.932	787.092	725.296	663.501	601.705	576.185	550.664	525.143	494.050	462.956	431.863
SpinningReserve	VERDADERO	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NonSpinningReserve	VERDADERO	20.660.199	0	208.837	366.980	525.124	1.009.114	1.493.105	1.977.095	2.250.875	2.524.655	2.798.435	3.011.945	3.225.456	3.438.966	3.513.481	3.587.996	3.662.510
PeakingCapacity	VERDADERO	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other1	FALSO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other2	FALSO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Fixed payments	Included	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PowerPriceArbitrage	VERDADERO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
FrequencyRegulation	VERDADERO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
SpinningReserve	VERDADERO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
NonSpinningReserve	VERDADERO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
PeakingCapacity	VERDADERO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other1	FALSO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other2	FALSO	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investment deferral	-	0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Total revenues		71.401.623	0	4.043.740	4.636.907	5.230.074	5.888.102	6.546.130	7.204.158	7.402.422	7.600.687	7.798.952	8.140.233	8.481.514	8.822.795	8.754.746	8.686.696	8.618.647
Costs		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Modelled			0	-2.373.296	-2.673.087	-3.272.670	-3.688.273	-4.103.877	-4.935.083	-5.088.390	-5.241.697	-5.548.310	-5.757.690	-5.967.069	-6.385.828	-6.365.107	-6.344.386	-6.302.944
Charging		(48.376.022)	0	-2.373.296	-2.673.087	-3.272.670	-3.688.273	-4.103.877	-4.935.083	-5.088.390	-5.241.697	-5.548.310	-5.757.690	-5.967.069	-6.385.828	-6.365.107	-6.344.386	-6.302.944
Assumptions			55.244.406	1.520.337	1.520.337	1.520.337	1.520.337	1.520.337	1.520.337	1.520.337	1.520.337	1.520.337	11.782.987	1.520.337	1.520.337	1.520.337	1.520.337	1.520.337
Capex		(55.244.406)	-55.244.406	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refurbishment		(6.300.377)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-10.262.650	0	0	0	0	0
O&M cost		(15.780.574)	0	-1.520.337	-1.520.337	-1.520.337	-1.520.337	-1.520.337	-1.520.337	-1.520.337	-1.520.337	-1.520.337	-1.520.337	-1.520.337	-1.520.337	-1.520.337	-1.520.337	-1.520.337
User-defined *		-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total costs		-125.701.379	-55.244.406	-3.893.632	-4.193.424	-4.793.007	-5.208.610	-5.624.213	-6.455.420	-6.608.726	-6.762.033	-7.068.647	-7.540.676	-7.487.406	-7.906.165	-7.885.444	-7.864.723	-7.823.281
Balance		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Operating income*		23.025.602	0	1.670.444	1.963.820	1.957.404	2.199.828	2.442.253	2.269.075	2.314.033	2.358.990	2.250.642	2.382.543	2.514.445	2.436.967	2.389.639	2.342.310	2.315.703
Annual balance*		(54.299.755)	-55.244.406	150.108	443.483	437.067	679.492	921.917	748.738	793.696	838.654	730.305	-9.400.443	994.108	916.630	869.302	821.974	795.366
Cumulative			-55.244.406	-55.094.299	-54.650.815	-54.213.748	-53.534.256	-52.612.340	-51.863.602	-51.069.906	-50.231.252	-49.500.947	-58.901.390	-57.907.282	-56.990.652	-56.121.350	-55.299.376	-54.504.010
Payback periods			FALSO	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Tabla A.5.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 50 MWh – CALIFORNIA

Revenues		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Market revenues	Included	54.043.248	0	5.384.860	5.279.218	5.173.577	5.209.638	5.245.700	5.281.762	5.220.458	5.159.154	5.097.851	5.166.903	5.235.955	5.305.007	5.170.849	5.036.690	4.902.532
PowerPriceArbitrage	VERDADERO	24.717.275	0	2.474.425	2.393.747	2.313.070	2.349.144	2.385.217	2.421.290	2.388.695	2.356.100	2.323.504	2.388.348	2.453.192	2.518.035	2.408.068	2.298.100	2.188.132
FrequencyRegulation	VERDADERO	29.198.190	0	2.900.810	2.874.901	2.848.993	2.848.699	2.848.406	2.848.113	2.819.017	2.789.921	2.760.825	2.765.075	2.769.326	2.773.576	2.749.344	2.725.111	2.700.878
SpinningReserve	VERDADERO	127.783	0	9.625	10.570	11.514	11.795	12.077	12.359	12.746	13.134	13.521	13.479	13.438	13.396	13.438	13.479	13.521
NonSpinningReserve	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PeakingCapacity	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other1	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other2	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Fixed payments	Included	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PowerPriceArbitrage	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
FrequencyRegulation	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
SpinningReserve	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
NonSpinningReserve	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
PeakingCapacity	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other1	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other2	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other		-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investment deferral			0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Total revenues		54.043.248	0	5.384.860	5.279.218	5.173.577	5.209.638	5.245.700	5.281.762	5.220.458	5.159.154	5.097.851	5.166.903	5.235.955	5.305.007	5.170.849	5.036.690	4.902.532
Costs																		
Modelled			0	-933.064	-936.214	-942.513	-956.963	-971.412	-1.000.311	-1.002.145	-1.003.978	-1.007.644	-1.011.742	-1.015.840	-1.024.036	-1.015.508	-1.006.981	-989.926
		(10.196.722)																
Charging Assumptions			22.101.413	487.838	487.838	487.838	487.838	487.838	4.426.397	487.838	487.838	487.838	487.838	3.718.298	487.838	487.838	487.838	3.404.135
Capex		(22.101.413)	-22.101.413	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refurbishment		(6.230.585)	0	0	0	0	0	0	-3.938.559	0	0	0	-3.230.460	0	0	0	0	-2.916.297
O&M cost		(5.063.592)	0	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838
User-defined *			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total costs		-43.592.312	-22.101.413	-1.420.902	-1.424.052	-1.430.351	-1.444.801	-1.459.250	-5.426.708	-1.489.983	-1.491.816	-1.495.482	-1.499.580	-4.734.138	-1.511.874	-1.503.346	-1.494.819	-4.394.061
Balance																		
NPV			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Operating income *		43.846.526	0	4.451.796	4.343.005	4.231.063	4.252.675	4.274.288	4.281.450	4.218.313	4.155.177	4.090.207	4.155.161	4.220.116	4.280.972	4.155.341	4.029.709	3.912.606
Annual balance *		10.450.936	-22.101.413	3.963.958	3.855.167	3.743.225	3.764.837	3.786.450	-144.947	3.730.475	3.667.339	3.602.369	3.667.323	501.817	3.793.134	3.667.503	3.541.871	508.471
Cumulative			-22.101.413	-18.137.455	-14.282.288	-10.539.063	-6.774.226	-2.987.776	-3.132.723	597.753	4.265.092	7.867.461	11.534.784	12.036.601	15.829.735	19.497.237	23.039.109	23.547.580
Payback periods			FALSO	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla A.6.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 200 MWh – CALIFORNIA

Revenues		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Market revenues	Included	82.304.385	0	7.694.490	7.772.250	7.850.011	7.891.876	7.933.741	7.975.606	7.976.213	7.976.820	7.977.426	7.965.589	7.953.751	7.941.913	8.032.088	8.122.263	8.212.438
PowerPriceArbitrage	VERDADERO	49.960.873	0	4.480.999	4.575.868	4.670.736	4.733.964	4.797.192	4.860.419	4.870.054	4.879.688	4.889.322	4.889.896	4.890.470	4.891.044	4.995.144	5.099.244	5.203.345
FrequencyRegulation	VERDADERO	32.263.400	0	3.207.774	3.191.048	3.174.322	3.152.001	3.129.679	3.107.358	3.097.727	3.088.097	3.078.466	3.065.884	3.053.302	3.040.720	3.027.383	3.014.046	3.000.708
SpinningReserve	VERDADERO	80.113	0	5.717	5.334	4.952	5.911	6.870	7.829	8.432	9.035	9.638	9.808	9.979	10.149	9.561	8.973	8.385
NonSpinningReserve	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PeakingCapacity	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other1	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other2	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Fixed payments	Included	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PowerPriceArbitrage	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
FrequencyRegulation	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
SpinningReserve	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
NonSpinningReserve	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
PeakingCapacity	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other1	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other2	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investment deferral			0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Total revenues		82.304.385	0	7.694.490	7.772.250	7.850.011	7.891.876	7.933.741	7.975.606	7.976.213	7.976.820	7.977.426	7.965.589	7.953.751	7.941.913	8.032.088	8.122.263	8.212.438
Costs		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Modelled			0	-1.024.853	-1.060.643	-1.132.222	-1.162.569	-1.192.915	-1.253.609	-1.268.958	-1.284.306	-1.315.004	-1.324.976	-1.334.948	-1.354.892	-1.367.268	-1.379.643	-1.404.393
Charging		(12.807.322)	0	-1.024.853	-1.060.643	-1.132.222	-1.162.569	-1.192.915	-1.253.609	-1.268.958	-1.284.306	-1.315.004	-1.324.976	-1.334.948	-1.354.892	-1.367.268	-1.379.643	-1.404.393
Assumptions			70.906.195	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352
Capex		(70.906.195)	-70.906.195	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refurbishment		(6.480.995)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12.220.883	0	0
O&M cost		(20.254.366)	0	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352
User-defined *			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total costs		-110.448.879	-70.906.195	-2.976.205	-3.011.995	-3.083.574	-3.113.921	-3.144.267	-3.204.961	-3.220.310	-3.235.658	-3.266.356	-3.276.328	-3.286.300	-3.306.244	-15.539.503	-3.330.995	-3.355.745
Balance		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Operating income *		69.497.063	0	6.669.637	6.711.608	6.717.789	6.729.307	6.740.826	6.721.997	6.707.255	6.692.513	6.662.422	6.640.612	6.618.802	6.587.021	6.664.820	6.742.620	6.808.045
Annual balance *		(28.144.494)	-70.906.195	4.718.285	4.760.256	4.766.437	4.777.955	4.789.474	4.770.645	4.755.903	4.741.161	4.711.070	4.689.260	4.667.450	4.635.669	-7.507.415	4.791.268	4.856.693
Cumulative			-70.906.195	-66.187.911	-61.427.655	-56.661.218	-51.883.263	-47.093.789	-42.323.144	-37.567.240	-32.826.079	-28.115.009	-23.425.749	-18.758.298	-14.122.630	-11.982.083	-16.838.776	-11.982.083
Payback periods			FALSO	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Tabla A.7.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 50 MWh – NUEVA YORK

Revenues		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Market revenues	Included	49.415.263	0	4.866.032	4.778.411	4.690.791	4.754.157	4.817.524	4.880.890	4.783.335	4.685.780	4.588.225	4.645.632	4.703.038	4.760.444	4.782.798	4.805.152	4.827.506
PowerPriceArbitrage	VERDADERO	20.089.201	0	1.940.225	1.864.750	1.789.275	1.872.434	1.955.593	2.038.752	1.967.958	1.897.163	1.826.369	1.886.676	1.946.983	2.007.290	2.038.161	2.069.031	2.099.901
FrequencyRegulation	VERDADERO	29.326.062	0	2.925.807	2.913.662	2.901.516	2.881.723	2.861.931	2.842.138	2.815.377	2.788.617	2.761.857	2.758.956	2.756.055	2.753.154	2.744.638	2.736.121	2.727.605
SpinningReserve	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NonSpinningReserve	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PeakingCapacity	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other1	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other2	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Fixed payments	Included	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PowerPriceArbitrage	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
FrequencyRegulation	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
SpinningReserve	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
NonSpinningReserve	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
PeakingCapacity	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other1	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other2	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investment deferral			0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Total revenues		49.415.263	0	4.866.032	4.778.411	4.690.791	4.754.157	4.817.524	4.880.890	4.783.335	4.685.780	4.588.225	4.645.632	4.703.038	4.760.444	4.782.798	4.805.152	4.827.506
Costs		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Modelled			0	-1.269.008	-1.261.923	-1.247.753	-1.279.848	-1.311.943	-1.376.134	-1.358.902	-1.341.670	-1.307.207	-1.321.491	-1.335.775	-1.364.343	-1.370.684	-1.377.025	-1.389.707
Charging		(13.698.148)	0	-1.269.008	-1.261.923	-1.247.753	-1.279.848	-1.311.943	-1.376.134	-1.358.902	-1.341.670	-1.307.207	-1.321.491	-1.335.775	-1.364.343	-1.370.684	-1.377.025	-1.389.707
Assumptions			22.101.413	487.838	487.838	487.838	487.838	487.838	4.426.397	487.838	487.838	487.838	3.780.866	487.838	487.838	487.838	487.838	3.404.135
Capex		(22.101.413)	-22.101.413	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refurbishment		(6.363.435)	0	0	0	0	0	0	-3.938.559	0	0	0	-3.293.028	0	0	0	0	-2.916.297
O&M cost		(5.063.592)	0	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838	-487.838
User-defined *			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total costs		-47.226.588	-22.101.413	-1.756.846	-1.749.761	-1.735.591	-1.767.686	-1.799.781	-5.802.531	-1.846.740	-1.829.508	-1.795.045	-5.102.357	-1.823.613	-1.852.181	-1.858.522	-1.864.863	-4.793.842
Balance		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Operating income *		35.717.115	0	3.597.024	3.516.488	3.443.038	3.474.309	3.505.580	3.504.756	3.424.433	3.344.110	3.281.018	3.324.141	3.367.263	3.396.102	3.412.115	3.428.127	3.437.799
Annual balance *		2.188.675	-22.101.413	3.109.186	3.028.650	2.955.200	2.986.471	3.017.742	-921.641	2.936.595	2.856.272	2.793.180	-456.725	2.879.425	2.908.264	2.924.277	2.940.289	33.664
Cumulative			-22.101.413	-18.992.227	-15.963.576	-13.008.377	-10.021.905	-7.004.163	-7.925.804	-4.989.209	-2.132.937	660.243	203.518	3.082.944	5.991.208	8.915.484	11.855.774	11.889.438
Payback periods			FALSO	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla A.8.- Estudio de rentabilidad sistema de almacenamiento 50 MW / 200 MWh – NUEVA YORK

Revenues		NPV	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Market revenues	Included	75.704.807	0	6.963.927	7.059.028	7.154.130	7.218.621	7.283.112	7.347.603	7.348.676	7.349.748	7.350.821	7.376.241	7.401.661	7.427.081	7.484.688	7.542.295	7.599.903
PowerPriceArbitrage	VERDADERO	43.595.645	0	3.757.408	3.858.638	3.959.868	4.051.552	4.143.236	4.234.920	4.263.325	4.291.731	4.320.136	4.359.211	4.398.285	4.437.359	4.501.007	4.564.656	4.628.304
FrequencyRegulation	VERDADERO	32.109.162	0	3.206.519	3.200.390	3.194.262	3.167.069	3.139.876	3.112.683	3.085.350	3.058.017	3.030.684	3.017.030	3.003.376	2.989.722	2.983.681	2.977.640	2.971.599
SpinningReserve	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NonSpinningReserve	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PeakingCapacity	VERDADERO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other1	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other2	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Fixed payments	Included	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PowerPriceArbitrage	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
FrequencyRegulation	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
SpinningReserve	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
NonSpinningReserve	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
PeakingCapacity	VERDADERO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other1	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other2	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Other	FALSO		0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Investment deferral			0	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO	FALSO
Total revenues		75.704.807	0	6.963.927	7.059.028	7.154.130	7.218.621	7.283.112	7.347.603	7.348.676	7.349.748	7.350.821	7.376.241	7.401.661	7.427.081	7.484.688	7.542.295	7.599.903
Costs	NPV		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Modelled			0	-1.760.367	-1.810.744	-1.911.498	-1.961.416	-2.011.334	-2.111.169	-2.133.263	-2.155.357	-2.199.545	-2.214.223	-2.228.902	-2.258.258	-2.278.173	-2.298.088	-2.337.919
Charging		(21.541.340)	0	-1.760.367	-1.810.744	-1.911.498	-1.961.416	-2.011.334	-2.111.169	-2.133.263	-2.155.357	-2.199.545	-2.214.223	-2.228.902	-2.258.258	-2.278.173	-2.298.088	-2.337.919
Assumptions			70.906.195	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	1.951.352	14.498.460	1.951.352	1.951.352
Capex		(70.906.195)	-70.906.195	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refurbishment		(6.986.699)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12.547.108	0	0	0
O&M cost		(20.254.366)	0	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352	-1.951.352
User-defined *			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total costs		-119.688.601	-70.906.195	-3.711.719	-3.762.096	-3.862.850	-3.912.768	-3.962.686	-4.062.521	-4.084.615	-4.106.709	-4.150.897	-4.165.575	-4.180.254	-16.756.718	-4.229.525	-4.249.440	-4.289.271
Balance	NPV		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Operating income *		54.163.467	0	5.203.560	5.248.285	5.242.632	5.257.205	5.271.778	5.236.434	5.215.413	5.194.391	5.151.276	5.162.018	5.172.759	5.168.823	5.206.515	5.244.207	5.261.983
Annual balance *		(43.983.794)	-70.906.195	3.252.208	3.296.933	3.291.280	3.305.853	3.320.426	3.285.082	3.264.061	3.243.039	3.199.924	3.210.666	3.221.407	-9.329.637	3.255.163	3.292.855	3.310.631
Cumulative			-70.906.195	-67.653.987	-64.357.055	-61.065.775	-57.759.922	-54.439.495	-51.154.413	-47.890.352	-44.647.313	-41.447.390	-38.236.724	-35.015.317	-44.344.953	-41.089.790	-37.796.935	-34.486.304
Payback periods			FALSO	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

BIBLIOGRAFÍA

- IRENA (2020), “Electricity Storage Valuation Framework”, International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2017a), “Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030”, International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2015a), “Renewables and electricity storage: A technology roadmap for REmap 2030”, International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2019), “Utility-scale batteries”, International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2015b), “Case studies: battery storage”, International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2017b), “Adapting market design to high shares of variable renewable energy”, International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2018a), “Power system flexibility for the energy transition, Part I: Overview for policy makers”, International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2018b), “Power system flexibility for the energy transition, Part II, IRENA FlexTool methodology”, International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2018c), “Renewable power generation costs in 2017”, International Renewable Energy Agency.
- Morante (2014), “El almacenamiento de la electricidad”. Fundación Gas Natural Fenosa.
- EASE (European Association for Storage of Energy) and EERA (European Energy Research Alliance) (2017), “EUROPEAN Energy Storage Technology Development Roadmap: 2017 Update”.
- EASE y Delta E&E, “European Market Monitor on Energy Storage”.
- ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) (2016), “Energy storage and storage services”
- European Commission, “Study on energy storage – contribution to the security of the electricity supply in Europe”, March 2020.
- European Commission, “Energy storage – the role of electricity”, 2017.
- European Commission (2019), Electricity Market Design.

- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2018), “Electric storage participation in markets operated by regional transmission organizations and independent system operators”
- California Energy Commission (2018), “Tracking progress – Energy storage”.
- RMI (Rocky Mountain Institute) (2015), “The economics of battery energy storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid”
- BloombergNEF Energy Storage Project Database.
- BloombergNEF, “1H 2020 Energy Storage Market Outlook”.
- BloombergNEF, “2019 Long-Term Energy Storage Outlook”.
- BloombergNEF, “Energy Storage System Costs Survey 2019”.
- BloombergNEF, “Global Energy Storage Policy Review Part 1 – Overview”.
- BloombergNEF, “Global Energy Storage Policy Review Part 2 - Case Studies”.
- BloombergNEF, “Behind-the-Meter Energy Storage Policy Drivers”.
- BloombergNEF, “Energy Storage Trends to Watch in 2020”.
- NAVIGANT Research, “Utility-Scale Energy Storage Overview”. 3Q 2019.
- FROST & SULLIVAN, “Outlook for the Global Energy Storage Industry”, 2020.
- BOCONI, “Policy and regulation for Energy Storage Systems”, 2018.