

22 DE JUNIO DE 2022

**PROYECTO:**  
**BANCO DE GESTIÓN DE ENERGÍA**  
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ELOY DE LOS ÁNGELES LEÓN  
DAVID OJEDA DOMÍNGUEZ  
CONCEPCIÓN PARRADO GÓMEZ  
MARCOS PÉREZ RUS

ESCUELA DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL  
MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MERCADO ENERGÉTICO

## I. Resumen y Motivación

El reto de la transición energética, motivada por la necesidad de la descarbonización del sistema, así como la dificultad actual para convertir las energías renovables en gestionables, impulsaron la idea principal de este proyecto. El cual trata de dar una respuesta cuantitativa a la pregunta sobre cuan rentable es el almacenamiento de energía a gran escala.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) estima que el consumo de energía eléctrica va a aumentar durante los próximos años, pero no hay expectativas de que este aumento sea uniforme en cada sector ni en cada hora del día. Estas variaciones provocarán un cambio en la curva de demanda eléctrica, y fomentarán la necesidad de disponer de una generación flexible que se adapte a los picos y valles de la misma.

Se prevé que el sector industrial, al igual que el sector del transporte, aumenten la demanda de energía, mientras que los sectores residencial y servicios la disminuirían en los próximos 10 años. El PNIEC estima que haya unos 5 millones de vehículos eléctricos circulando por nuestro país en 2030, una cifra cuya demanda energética será difícil de digerir para el actual sistema eléctrico español.

Las ambiciosas previsiones del PNIEC en materia de potencia renovable instalada, invita a deducir que la no gestionabilidad de las principales energías renovables (energía eólica y energía fotovoltaica) hará indispensable disponer de sistemas capaces de redistribuir la generación de energía a fin de adecuar el perfil de generación al perfil de demanda.

El comúnmente llamado “problema del aplanado la curva de demanda” obligará al nuevo desarrollo de sistemas de almacenamiento a gran escala que desacoplen oferta y demanda y ayuden a estabilizar nuestro sistema eléctrico. Impulsando el objetivo de una completa electrificación de la sociedad que permita avanzar hacia una completa descarbonización y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que han convertido el cambio climático en uno de los grandes retos a los que se enfrenta nuestra generación.

Nuestro proyecto nace del deseo de mostrar el camino hacia una posible solución a esta problemática, al tiempo que estudiamos la viabilidad y rentabilidad de un modelo de negocio innovador, basado en la unión de un importante concepto de la industria 4.0, como es el modelo de servificación, y en la idea tradicional de la banca financiera.

Mediante este **Banco de Gestión de Energía**, ofrecemos a nuestros clientes (tanto consumidores particulares que dispongan de instalaciones renovables de autoconsumo, como grandes plantas generadoras de energía) la posibilidad de almacenar su energía excedentaria para poder disponer de ella a un precio razonable en los periodos de demanda pico, o en momentos en los que sus instalaciones no produzcan la suficiente energía.

La elección de las tecnologías más adecuadas, así como su implementación y el análisis de rentabilidad del modelo de negocio planteado, quedan recogidos en este documento, el cual, lejos de querer establecer un camino único, explora una de las posibilidades actuales de hibridación de sistemas de almacenamientos y su viabilidad económica en la próxima década considerando distintos escenarios futuros.

El estudio de estos distintos escenarios, así como la investigación de las tecnologías consideradas también se recogen en los primeros capítulos de este proyecto.

Adicionalmente, se anima al lector a consultar la documentación recogida al final de estas páginas, en pos de un mejor entendimiento de lo aquí expuesto.

Finalizamos con el deseo y convencimiento de que esta lectura supondrá una motivación extra para querer formar parte de esta nueva revolución histórica. La revolución energética.

- Los Autores -

## II. Índice

<b>I. Resumen y Motivación</b> .....	1
<b>II. Índice</b> .....	3
<b>III. Glosario</b> .....	5
<b>0. Introducción</b> .....	7
<b>1. Previsiones. Demanda de Energía Eléctrica</b> .....	8
1.1. Previsiones .....	8
1.2. Estimación de la Demanda .....	11
<b>2. Almacenamiento de energía</b> .....	26
2.1. Selección de tecnologías .....	29
2.2. Baterías de Ion Litio.....	30
2.2.1. Funcionamiento y Estado del Arte .....	30
2.2.2. Eficiencia.....	32
2.2.3. Previsiones de Costes.....	32
2.2.4. Capex.....	33
2.2.4. Opex .....	36
2.3. Hidrógeno.....	37
2.3.1. El Hidrógeno como elemento.....	37
2.3.2. Clasificación del Hidrógeno .....	39
2.3.3. Tipos de Electrolizador .....	40
2.3.4. Almacenamiento de Energía en Hidrógeno .....	43
2.3.5. Almacenamiento de Energía en Hidrógeno .....	44
2.3.6. Tipos de configuración .....	46
2.3.7. Funcionamiento y Estado del Arte .....	48
2.3.8. Eficiencia.....	53
2.3.9. Previsiones de Costes.....	53
2.3.10. Capex y Opex.....	55
<b>3. Modelo de Negocio y Económico. Rentabilidad</b> .....	57
3.1. Análisis Estratégico Básico .....	57
3.1.1. Análisis del Entorno / PEST.....	57
3.1.2. Factores Clave de Éxito .....	61
3.1.3. 5 Fuerzas de Porter .....	61
3.2. Formulación del modelo de negocio.....	62
3.2.1. Modelo alternativo: Regulación Secundaria .....	64

3.2.2.	Modelo alternativo: Comercio de energía .....	65
3.3.	Inversión y Costes.....	66
3.3.1.	Potencia y Capacidad de Almacenamiento .....	66
3.3.2.	Inversión y Costes previstos hasta 2030. ....	67
3.4.	Ingresos .....	69
3.5.	Rentabilidad .....	70
3.5.1.	Sistema No Excedentario. Precios Pre-Pandemia .....	70
3.5.2.	Sistema No Excedentario. Precios Post-Pandemia .....	71
3.5.3.	Sistema Excedentario. Precios Pre-Pandemia .....	71
3.5.4.	Sistema Excedentario. Precios Post-Pandemia .....	72
<b>4.</b>	<b>Normativa</b> .....	<b>74</b>
4.1.	Legislación .....	74
4.2.	Garantías de Origen Renovable.....	75
<b>5.</b>	<b>Conclusiones</b> .....	<b>77</b>
5.1.	Conclusiones adicionales.....	78
<b>6.</b>	<b>Bibliografía</b> .....	<b>80</b>
<b>7.</b>	<b>Agradecimientos</b> .....	<b>85</b>

### III. Glosario

- **ACV:** Análisis del Ciclo de Vida.
- **AEC:** Electrolizador Alcalino.
- **AEM:** Membranas de Intercambio Aniónico.
- **AFC:** Pila de Combustible Alcalina.
- **ATB:** Anual Technology Baseline. Documentación que proporciona un conjunto consistente de costes de la tecnología y datos de rendimiento para el análisis de la energía.
- **BOP:** Balance of Plant. Es un término generalmente utilizado en el contexto de la ingeniería energética para referirse a todos los componentes de apoyo y sistemas auxiliares de una planta de energía necesarios para entregar la energía, además de la propia unidad generadora.
- **BOS:** Balance Of System.
- **CAES:** Compressed Air Energy Storage.
- **CAPEX:** Capital Expenditures.
- **CF:** Costes Fijos.
- **CSP:** Concentrated Solar Power.
- **CV:** Costes Variables.
- **ENTSO-E:** European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- **EPC:** Engineering, Procurement and Construction.
- **ETS:** Mercado de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.
- **GBA:** Global Battery Alliance.
- **GEI:** Gases de Efecto Invernadero.
- **HSS:** Hydrogen Storage System.
- **IRENA:** Agencia Internacional de Energías Renovables.
- **MCI:** Motor de Combustión Interna.
- **MITECO:** Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- **NREL:** National Renewable Energy Laboratory.
- **OMIE:** Operador del Mercado Ibérico de la Energía.
- **OPEX:** Operational Expenditures.
- **O&M:** Operación y Mantenimiento.
- **PAFC:** Pila de Combustible de Ácido Fosfórico.
- **PEM:** Membrana de Intercambio de Protones.
- **PCI:** Poder calorífico inferior.
- **PCS:** Poder calorífico superior.
- **PNIEC:** Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.
- **P2G:** Power to Gas: Se refiere al porcentaje de energía útil restante, almacenada en un gas (hidrógeno en nuestro caso), en comparación con la energía empleada para producirlo.
- **P2P:** Power to Power “De Potencia a Potencia”. Se refiere al porcentaje de energía útil tras una serie de procesos de conversión.
- **REE:** Red Eléctrica de España.

- **RTE:** Round Trip Efficiency. Literalmente; “Eficiencia de Ida y Vuelta”. Similar al concepto de eficiencia *Power to Power*.
- **SoC:** State of Charge. “Estado de Carga” de una batería. Expresado en porcentaje.
- **SOEC:** Electrolizador de Estado Sólido o Alta Temperatura.
- **SOFC:** Pila de Combustible de Óxido Sólido.
- **Stack:** Apilamiento de celdas electroquímicas formando una estructura.

## 0. Introducción

Iniciamos el estudio de este proyecto recogiendo, en el capítulo 1, los datos más significativos de la evolución de la demanda eléctrica en los próximos 10 años. Basándonos principalmente en las curvas de demanda actuales y extrapolándolas acorde a las estimaciones del PNIEC. Se realizan una serie de estimaciones para definir de la forma más precisa posible el panorama de la energía en los próximos 10 años.

En el capítulo 2 se desglosan los sistemas de almacenamiento de energía más prometedores para los próximos años y se justifica la elección de las baterías y el hidrógeno para una hibridación de sistemas capaz de almacenar energía a gran escala. Seguidamente, se realiza un estudio del estado del arte de estas dos tecnologías y se profundiza en la evolución prevista de los costes asociados a su instalación en años venideros.

Planteamos el modelo de negocio y económico de nuestro proyecto en el capítulo 3 a partir de la combinación de la información de los apartados precedentes. Se explican las variables principales del modelo y se realiza un estudio basado en tres posibles escenarios; Un escenario pesimista, las previsiones medias actuales, y un escenario optimista. Intentando fijar un horizonte temporal realista para la rentabilidad del proyecto en cada uno de estos escenarios. Para finalizar el capítulo, se añade un subapartado que recoge una posible extensión del modelo de negocio basado en la provisión de servicios de regulación de red para REE.

La normativa actual aplicable al proyecto se expone en el capítulo 4, así como algunos comentarios respecto la necesidad de regulación específica para una futura implantación total.

El capítulo 5 es el último capítulo de desarrollo y presenta las conclusiones principales extraídas de nuestro estudio, así como una valoración general de la relevancia de este tipo de negocio a la transición energética.

Finalmente, los capítulos 6 y 7 recogen la bibliografía y los agradecimientos particulares en la realización de este proyecto.

## 1. Previsiones. Demanda de Energía Eléctrica

La necesidad de pasar a un modelo energético más sostenible y con mayor aporte de renovables ha impulsado una creciente electrificación del consumo de energía en todos los ámbitos (industrial, transporte, residencial, etc), por lo que el patrón diario de la curva de demanda eléctrica a nivel nacional está destinado a cambiar.

### 1.1. Previsiones

En esta línea, el PNIEC estima que el consumo de energía eléctrica va a aumentar durante los próximos años, pero no es realista asumir que las curvas de demanda vayan a mantener la misma forma, aumentando el consumo en la misma proporción durante cada hora del día. Esto se debe a que no se espera que el consumo eléctrico aumente de la misma forma en cada sector. Estos cambios en la forma de la curva aumentarán las necesidades de capacidad de generación flexible para los picos de demanda. En la siguiente tabla podemos ver la evolución del consumo de energía eléctrica final (excluidos usos no energéticos) en ktep por sectores para el escenario objetivo del PNIEC:

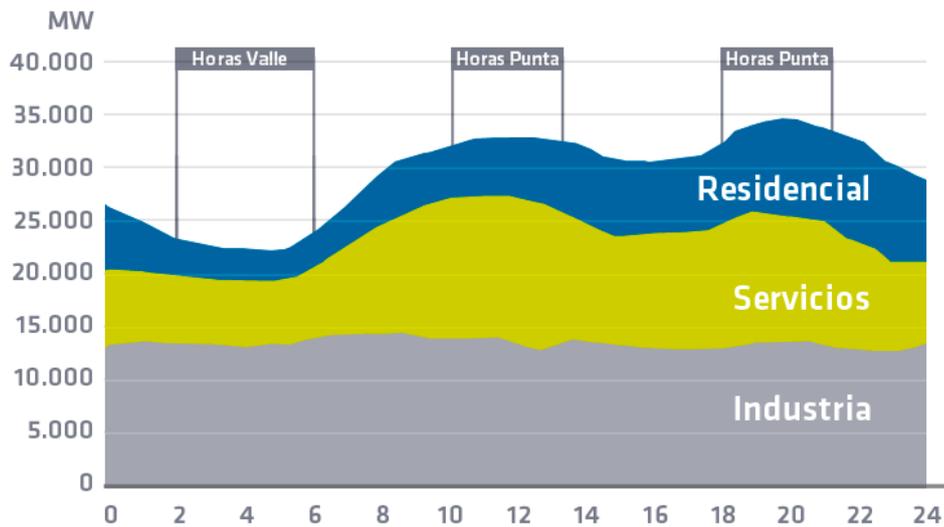
Sector \ Año	2015	2020	2025	2030	Variación entre 2020 y 2030
Industrial	6.593	7.167	7.290	7.414	247
Residencial	6.025	5.884	5.762	5.482	- 402
Servicios y otros	6.406	6.481	6.328	6.229	- 252
Transporte	480	490	866	1.555	1.065

Tabla 1.1.1 Evolución del consumo de energía eléctrica final (excluidos usos no energéticos) en ktep por sectores.  
Fuente: PNIEC. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019.

Como podemos observar, se espera que tanto el sector industrial como el sector transporte aumenten la demanda de electricidad, mientras que el sector residencial y el sector de servicios la disminuirían de aquí a 2030. Se espera a que la demanda eléctrica del sector industrial aumente debido a la difícil electrificación de muchos procesos industriales. Por otro lado, el sector del transporte es el mayor consumidor de energía en España y el PNIEC estima que haya unos 5.000.000 de vehículos eléctricos circulando por el país en 2030, lo cual explica el gran aumento en la demanda eléctrica. En contraposición, las mejoras en eficiencia energética de los edificios pueden explicar la reducción de demanda de los sectores residencial y servicios.

Al ser los perfiles de demanda de cada sector diferentes (el sector industrial consume día y noche casi por igual, mientras que el sector residencial consume por la

mañana y por la tarde-noche y el sector servicios principalmente durante el día), si cambia la demanda de unos u otros se producirá un cambio en la forma de la curva de consumo global a nivel nacional. Y es posible que esta evolución no sea favorable a la inclusión de energías renovables en el sistema si se producen valles y puntas de consumo más pronunciados.



*Ilustración 1.1.1 Desglose de consumo eléctrico por sectores*

Dado que la mayor parte de la generación eléctrica renovable no es gestionable (eólica y fotovoltaica), no basta con hacer un balance entre energía producida y demandada a nivel anual o mensual. Es necesario bajar al menos hasta una resolución temporal horaria para poder estudiar las necesidades de almacenamiento que va haber en cada instante del día. El objetivo del almacenamiento de electricidad no es más que conseguir aplanar la curva de demanda lo máximo posible para aportar estabilidad al sistema eléctrico. Esto se consigue absorbiendo la potencia excedentaria durante las horas de menor consumo y liberándola durante las horas punta de consumo. Sin el almacenamiento no será posible integrar en la red un porcentaje significativo de energías renovables.

Por este motivo es importante estudiar y tratar de predecir en la medida de lo posible la evolución de la forma de la curva de carga diaria nacional. En primer lugar, trabajaremos con la evolución de la curva de demanda, teniendo en cuenta las previsiones del PNIEC en cuanto a la variación del consumo de los diferentes sectores y la inclusión del vehículo eléctrico.

Por otro lado, se estudiará también la evolución de los perfiles de generación de cada tecnología. Es importante tener en cuenta que la mayoría de tecnologías renovables no son gestionables. Por ejemplo, la fotovoltaica sólo producirá durante horas diurnas, lo cual nos puede servir para cubrir la primera punta de demanda del día, pero no tendremos disponible esa energía para la punta de demanda de la noche.

Y si la demanda no supera a la generación en las horas centrales del día, tendremos excedentes de energía que no podremos aprovechar y tendremos que desperdiciar.

El PNIEC tiene objetivos muy ambiciosos para la instalación de potencia renovable en el sistema, por lo que las horas en las que tendremos excedente de energía serán cada vez más frecuentes de aquí a 2030 si los objetivos se cumplen. La siguiente tabla muestra la evolución prevista para la potencia instalada de cada tecnología de generación entre 2015 y 2030:

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020	2025	2030
Eólica (Terrestre y Marina)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo Combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
<b>Total</b>	<b>107.173</b>	<b>111.829</b>	<b>133.803</b>	<b>160.837</b>

*Tabla 1.1.2 Evolución del parque de generación en MW.*

*Fuente: PNIEC. Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico*

Llama especialmente la atención el gran crecimiento que se espera que tengan las tecnologías Eólica y Solar Fotovoltaica. La tendencia a la baja del LCOE de ambas tecnologías en los últimos años y su gran implantación en todo el mundo las ha consolidado como las dos principales tecnologías renovables en las que basar el futuro de nuestra red eléctrica. Destaca también el aumento de potencia instalada en otras tecnologías renovables (Hidráulica y bombeos, Solar termoeléctrica, Biogás y Biomasa), mientras que se reduce la potencia instalada en centrales térmicas no renovables.

Por otro lado, se elimina por completo el uso de carbón para generar electricidad en 2030 y las centrales de Fuel y la Cogeneración y residuos se reducen a la mitad. Otro aspecto importante es la reducción de un 50 % de potencia nuclear instalada para 2030, ya que está previsto que todas las centrales nucleares de España dejen de operar de forma escalonada entre 2027 y 2035. La energía nuclear ha sido durante muchos años nuestra principal fuente de energía y nuestra fuente de energía de base, ya que operan de manera prácticamente ininterrumpida durante todo el año. Esta será

sustituida por la energía eólica (sobre todo la marina que cuenta con un factor de capacidad mucho mayor) como principal fuente de energía:

Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo (GWh)				
	2015	2020	2025	2030
Eólica (Terrestre y Marina)	49.325	60.670	92.926	119.520
Solar fotovoltaica	8.302	16.304	39.055	70.491
Solar termoeléctrica	5.557	5.608	14.322	23.170
Hidráulica	28.140	28.288	28.323	28.351
Almacenamiento	3.228	4.594	5.888	11.960
Biogás		813	1.009	1.204
Geotermia	743	0	94	188
Energías del mar		0	57	113
Carbón	52.281	33.160	7.777	0
Ciclo Combinado	28.187	29.291	23.284	32.725
Cogeneración	29.483	26.071	20.355	16.399
Fuel/Gas	13.783	10.141	7.606	5.071
Biomasa	3.126	4.757	6.165	10.031
Residuos sólidos urbanos	1.344	918	799	355
Nuclear	57.196	58.039	58.039	24.952
<b>Total</b>	<b>280.695</b>	<b>278.654</b>	<b>305.699</b>	<b>344.530</b>

Tabla 1.1.3 Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo en GWh.  
Fuente: PNIEC. Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico

En la tabla anterior vemos como la energía nuclear pasa de generar aproximadamente un 20 % de la energía del país entre 2015 y 2020 a generar solamente un 7% en 2030. Por su parte, la eólica pasa de generar el 17 % en 2015 al 35 % en 2030. Las energías solares a su vez pasan de un 5 % a un 27 % de la energía total anual.

## 1.2. Estimación de la Demanda

Básandonos en las estimaciones del PNIEC y usan datos históricos facilitados por REE. Desde la web de [esios](https://esios.ree.es/), se pueden obtener datos cuarto horarios de la demanda en función de la tarifa de acceso (2.0, 2.1, 3.0A, 3.1A, 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4) para un año completo. Se ha tomado como referencia el año 2019 al ser el último año anterior a la pandemia, la cual tuvo bastante influencia en los patrones de consumo. Asumimos que cada una de estas tarifas está asociada a un tipo de consumo según la siguiente tabla:

Tarifa	Tensión	Potencia	Tipo de consumo
Tarifa 2.0	< 1 kV	< 15 kW	Residencial
Tarifa 2.1	< 1 kV	< 15 kW	Residencial
Tarifa 3.0A	< 1 kV	> 15 kW	Servicios
Tarifa 3.1A	>= 1 kV y < 30 kV	<= 450 kW	Servicios y pequeñas industrias
Tarifa 6.1A	>= 1 kV y < 30 kV	> 450 kW	Industria
Tarifa 6.2	>= 36 kV y < 72,5 kV	> 450 kW	Industria
Tarifa 6.3	>= 72,5 kV y < 145 kV	> 450 kW	Industria
Tarifa 6.4	>= 145 kV	> 450 kW	Industria

Tabla 1.1.4 Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo en GWh

A modo de ejemplo, si se agrupan así los consumos se obtiene la siguiente gráfica para la tercera semana de enero de 2019:

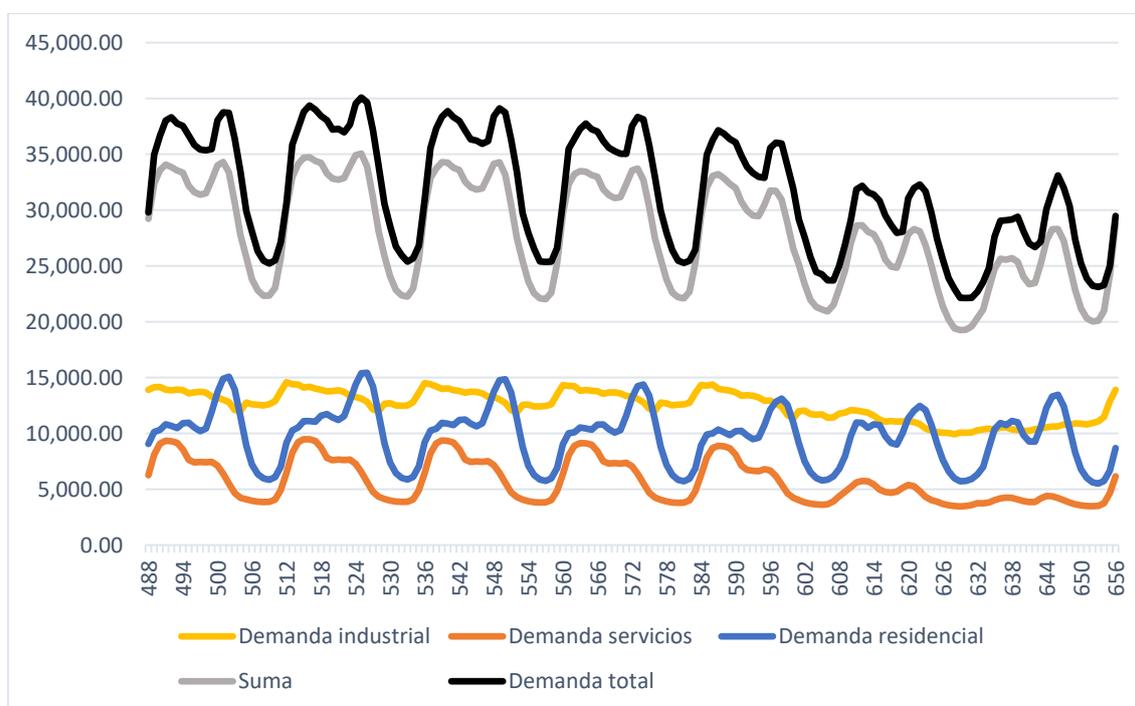


Ilustración 1.1.2 Segmentación de la demanda por sectores

Segmentando así la demanda, podemos utilizar las previsiones del PNIEC en cuanto a la variación de la demanda por sector que prevé que la demanda industrial aumente mientras se disminuye la residencial y de servicios. De esta forma no escalamos la demanda de manera uniforme en todas las horas del año y se consigue ver los cambios en la forma de la curva. Además, también se puede posteriormente incluir la demanda asociada a los vehículos eléctricos, de la que se hablará más adelante.

Existe una ligera diferencia entre la suma de todas las tarifas y la demanda total real que hubo en ese periodo, ya que en ninguna de estas tarifas se incluyen los intercambios de energía internacionales, la demanda del alumbrado público, los autoconsumos en generación y otros factores, por lo que se tiene que ajustar para esta diferencia.

En España, el sector del transporte es el mayor consumidor de energía. Es de esperar por tanto que la electrificación de cada vez un mayor porcentaje del parque automovilístico traiga consigo una gran demanda eléctrica. Según datos del Instituto Nacional de Estadística, cada vehículo recorre anualmente unos 13.000 km de media, siendo el consumo medio actual de los vehículos eléctricos de 15 kWh / 100 km. Esto implica que un millón de vehículos eléctricos necesitarían al año 1,95 TWh y se espera que haya 5.000.000 de coches eléctricos para 2030. Estos 5 millones de coches necesitarían un 5% de la electricidad total consumida en 2019.

A nivel horario, las recargas de coches eléctricos tienen también un gran potencial para causar cambios significativos en la forma de la curva de demanda. Por ejemplo, 100.000 coches eléctricos cargando simultáneamente a una potencia media de 20 kW añadirían 2.000 MW de demanda de potencia instantánea. Si esta recarga no se gestiona de forma inteligente la integridad de la red podría verse comprometida.

En la web de REE han preparado una aplicación para simular el impacto que tendrán los vehículos eléctricos en la forma de la curva de demanda nacional. Se pueden modificar parámetros como el número total de vehículos eléctricos en el sistema, el porcentaje de vehículos que carga de manera inteligente en domicilio, los que cargan en el trabajo durante horas solares y los que recargan en electrolineras a una potencia mucho mayor. También se puede discriminar entre días laborables o festivos.

Simulando para 3,5 millones de vehículos, la curva toma valores totalmente diferentes según si existe una gestión inteligente de la carga o no:

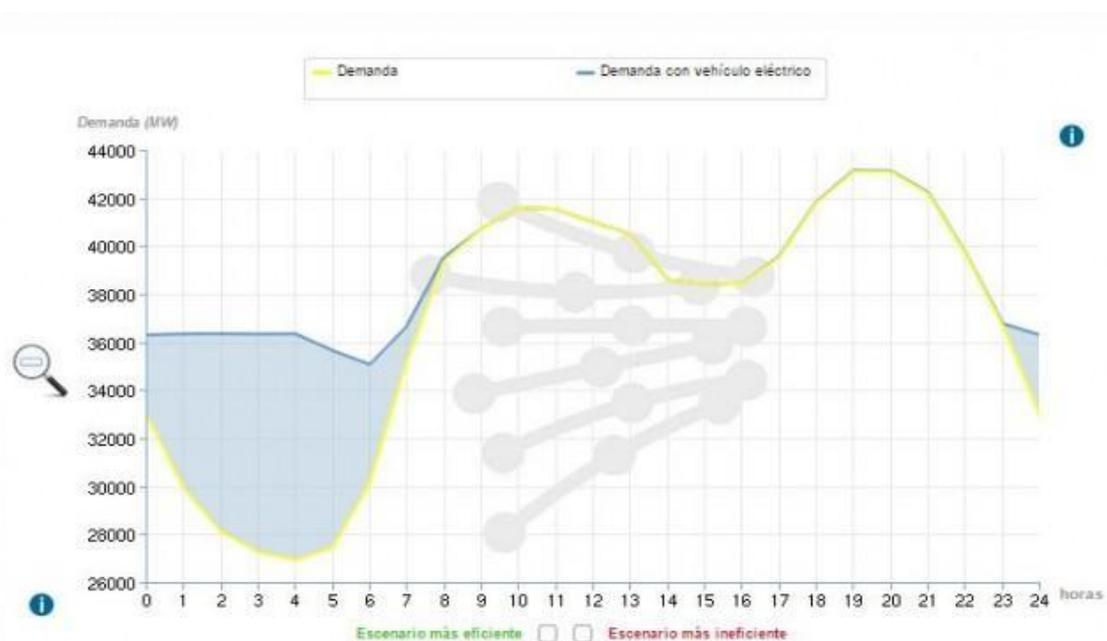


Ilustración 1.1.3 Simulación impacto 3,5 millones de VE con gestión inteligente de la recarga

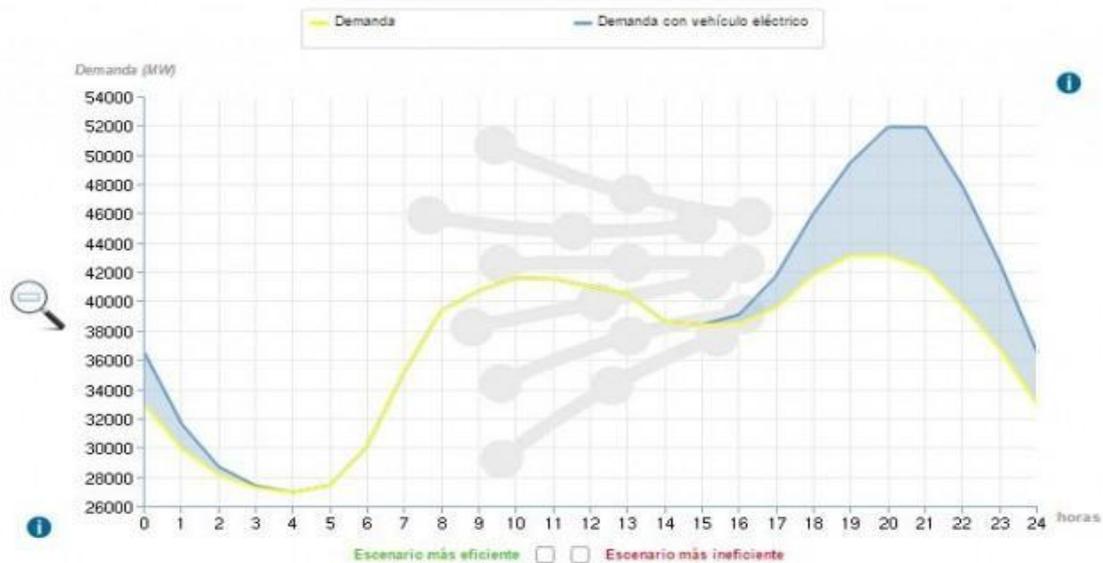


Ilustración 1.1.4. Simulación impacto 3,5 millones de VE sin gestión inteligente de la recarga

Como se puede comprobar, si no se tiene cuidado se podría llegar a picos de demanda de 52.000 MW, siendo estos un 20 % mayores que los picos de demanda actuales. Por otro lado, la gestión inteligente de la recarga puede ayudar a absorber los excedentes de la energía eólica que puedan darse por la noche y aplanar significativamente la curva, ayudando a la estabilidad de la red.

Con esta información, ya se pueden hacer previsiones del futuro de la demanda. Las siguientes gráficas se han generado aplicando todo lo visto anteriormente. Se han usado los siguientes parámetros para la simulación de la demanda de los vehículos eléctricos:

- En 2025:
  - 1,5 millones de vehículos eléctricos
  - 35% recarga sin gestión
  - 35% recarga inteligente
  - 15% recarga en el lugar de trabajo
  - 10% recarga en electrolinerías
- En 2030:
  - 5 millones de vehículos eléctricos (según PNIIEC)
  - 20% recarga sin gestión
  - 50% recarga inteligente
  - 20% recarga en el lugar de trabajo
  - 10% recarga en electrolinerías

A continuación, se presentan algunos resultados. Se muestra la demanda prevista para cada hora del año, resumida en un día medio de verano e invierno:

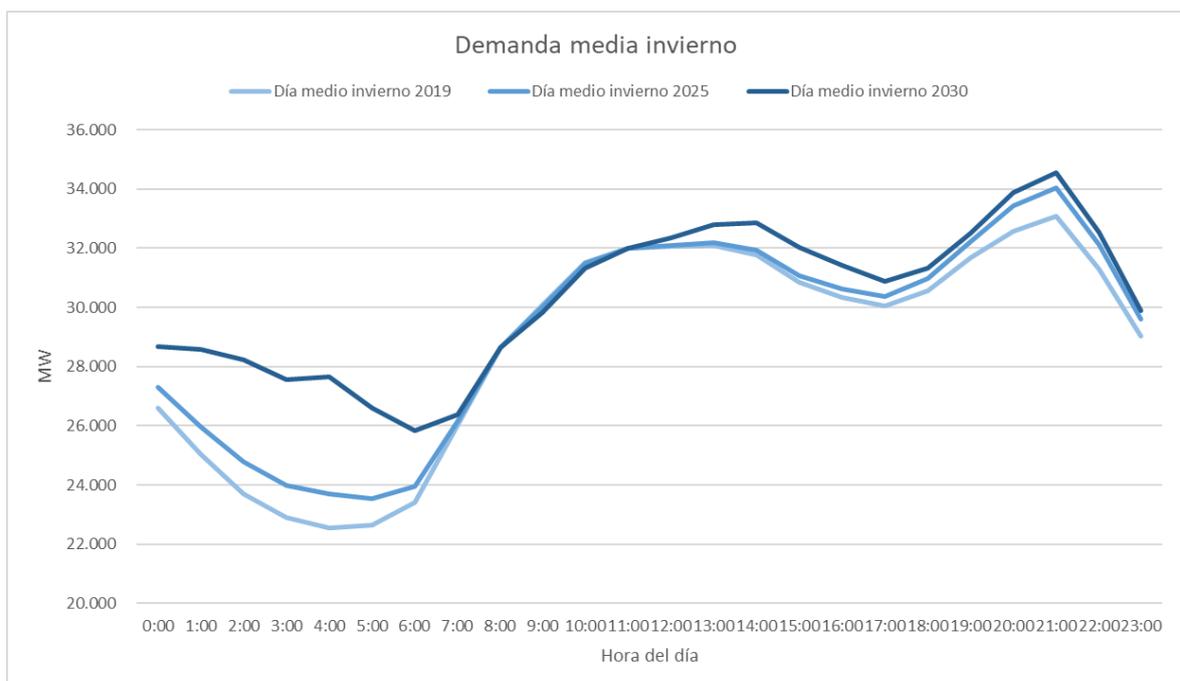
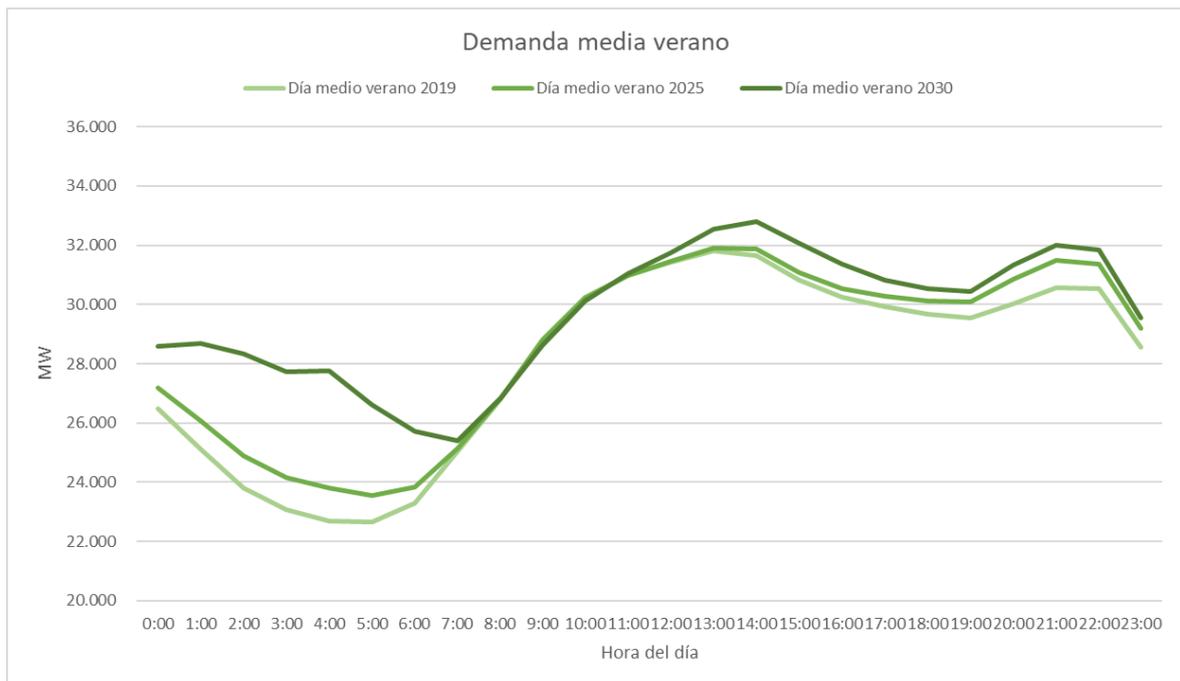


Ilustración 1.1.5. Previsión de la curva de demanda media para invierno y verano en 2025 y 2030

Para 2025 el cambio más apreciable es un aumento de la demanda nocturna debido al aumento de la demanda base industrial y la recarga inteligente del vehículo eléctrico. También hay un aumento de la demanda en el pico de la noche. Para el resto del día no hay un cambio significativo de la demanda. Para 2030 se observa el mismo efecto, diferenciándose en que el aumento de la demanda es mucho más pronunciado por la noche.

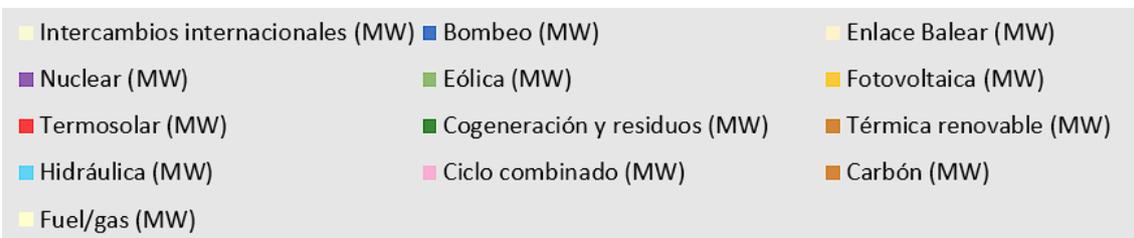
Una vez obtenida la demanda prevista, se estudia cómo se puede cubrir con las diferentes tecnologías de generación de las que se disponen. Se usa de nuevo como base los datos de generación horarios de 2019 publicados por Red Eléctrica y se

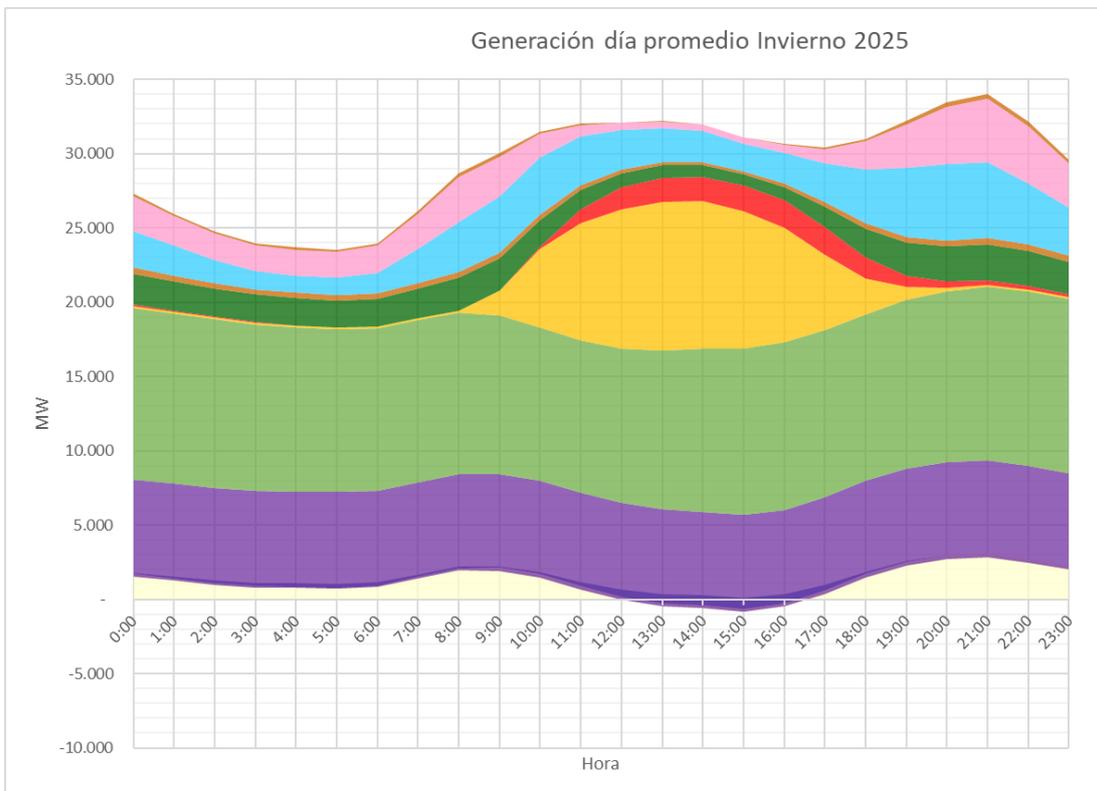
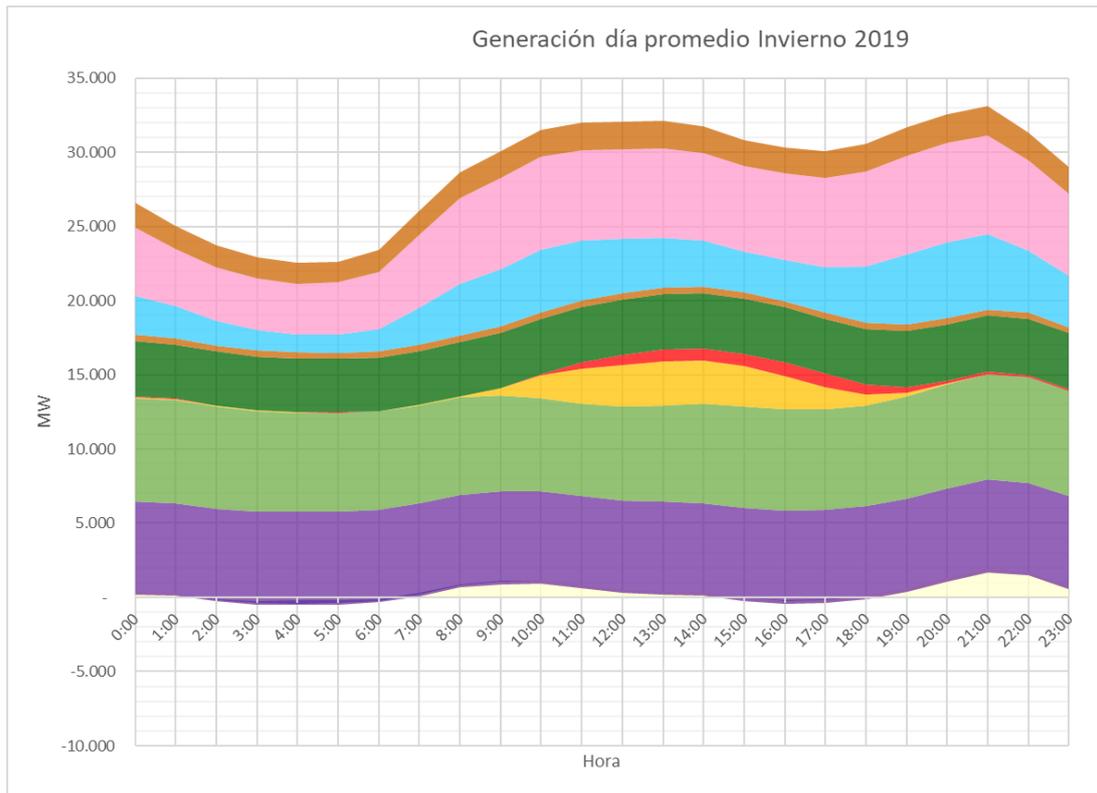
escalan esos datos con las previsiones de potencia instalada del PNIEC para obtener las curvas horarias de generación, que se adaptarán a la curva de demanda ya obtenida.

Para “rellenar” la curva de demanda se siguen una serie de pasos. Primero se introducen todas las tecnologías no gestionables (Eólica, Solar Fotovoltaica y Solar Termoelectrica) y la Nuclear. Al no poder elegir cuando producir electricidad y tener bajos costes de operación al no usar combustibles, estas tecnologías suelen ofertar precios bajos y son las primeras en entrar en el pool. Las nucleares también ofrecen precios bajos o nulos para evitar tener que parar las centrales.

A partir de 2025, posiblemente estas tecnologías serán suficientes para suplir las necesidades energéticas durante las horas solares. En caso de que haya más oferta que demanda, se puede recurrir al bombeo y a los intercambios internacionales para absorber el excedente de potencia. En caso de que aún haya un déficit de potencia, entran en juego el resto de tecnologías gestionables (Hidroeléctrica, Biomasa y Biogás, Cogeneración y Residuos, Ciclos Combinados y Carbón). Como se veía en la Tabla 2, las fuentes de energías renovables van a ver su potencia instalada aumentar durante la próxima década. Las centrales de carbón desaparecen para 2030 y las nucleares y de cogeneración se reducen a la mitad. El aumento de potencia renovable permite suplir en parte esta reducción, pero implica que se seguirá dependiendo en gran medida de las centrales de ciclo combinado hasta al menos 2030.

Con esta metodología se puede simular la estructura de la generación eléctrica en los próximos años. De nuevo, se resume en un día medio de verano y un día medio de invierno:





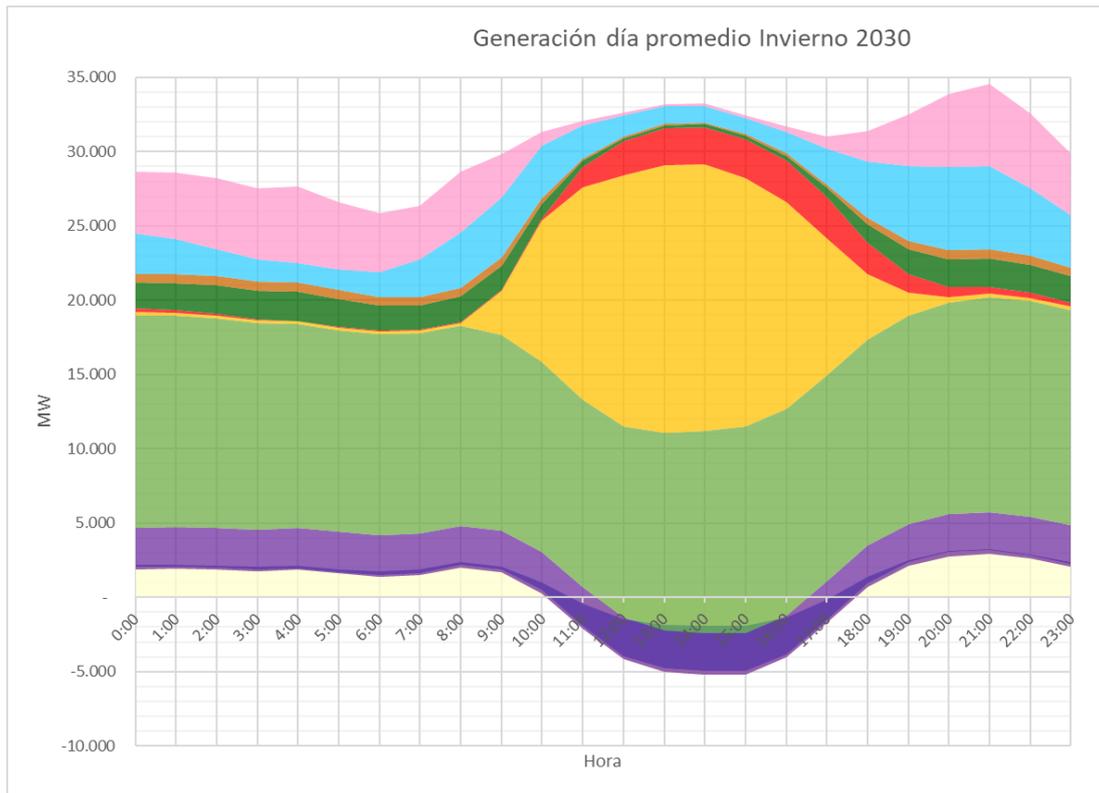
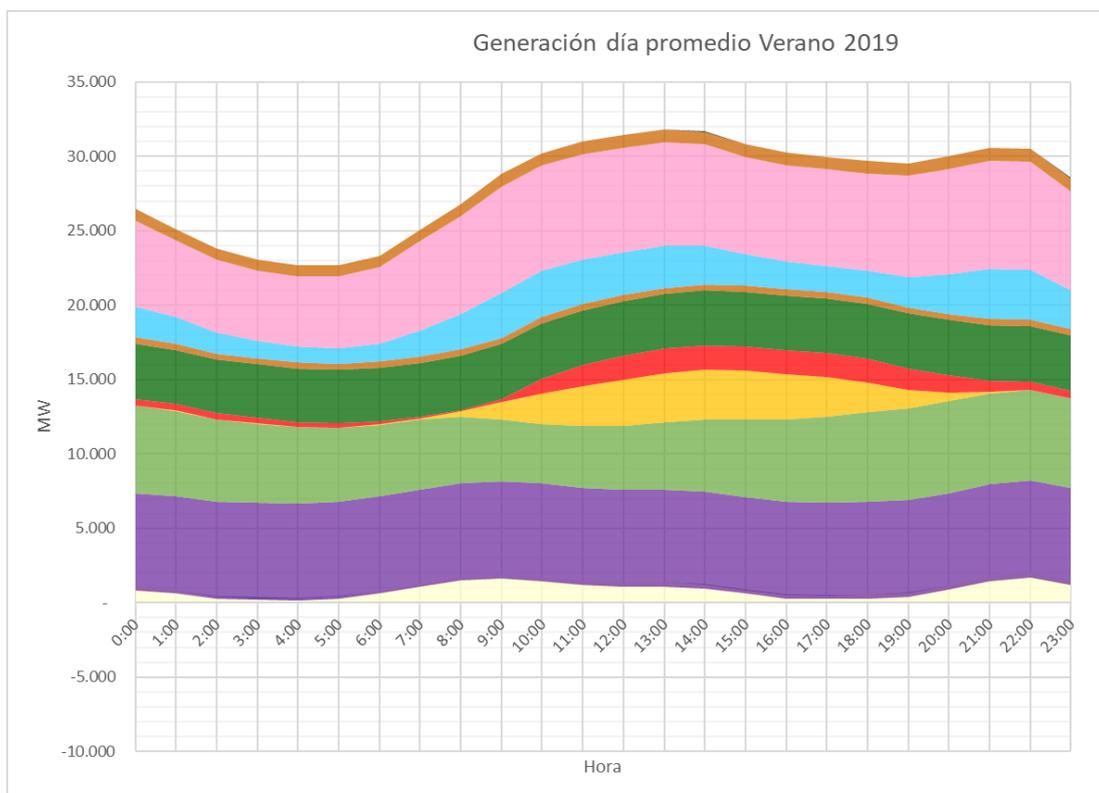


Ilustración 1.1.6 Días de invierno promedio para 2019, 2025 y 2030.  
Fuente: Datos de REE y elaboración propia



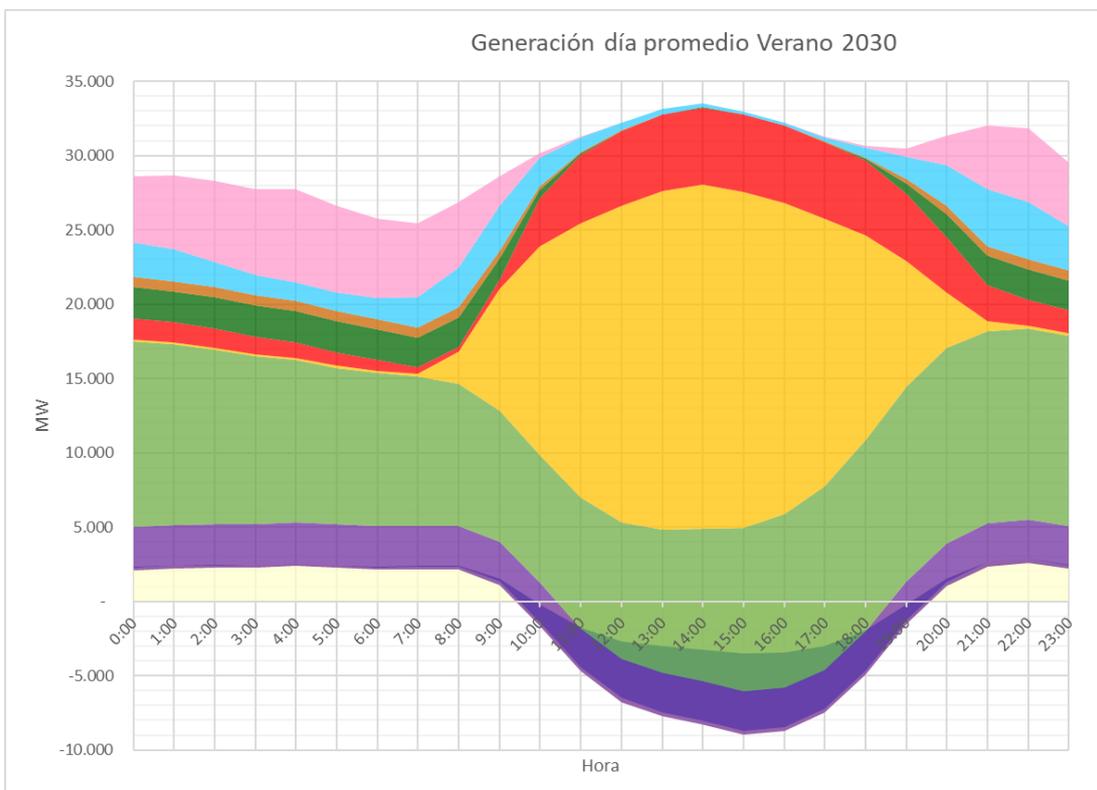
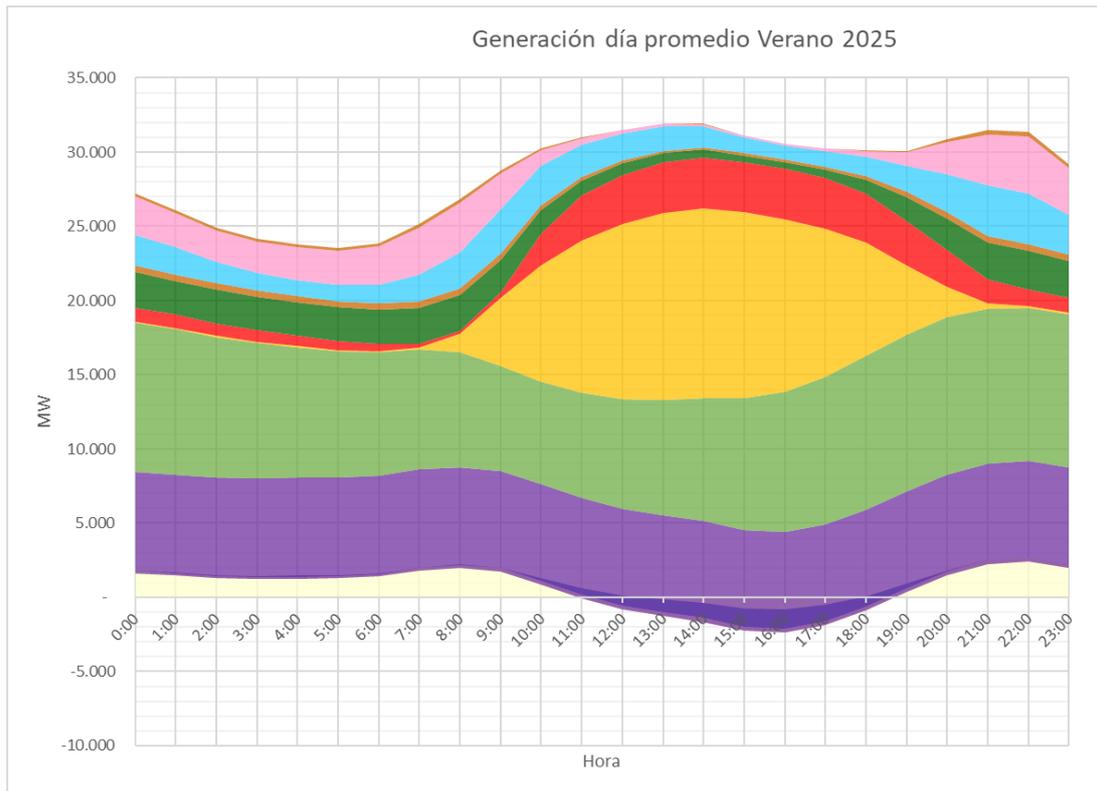
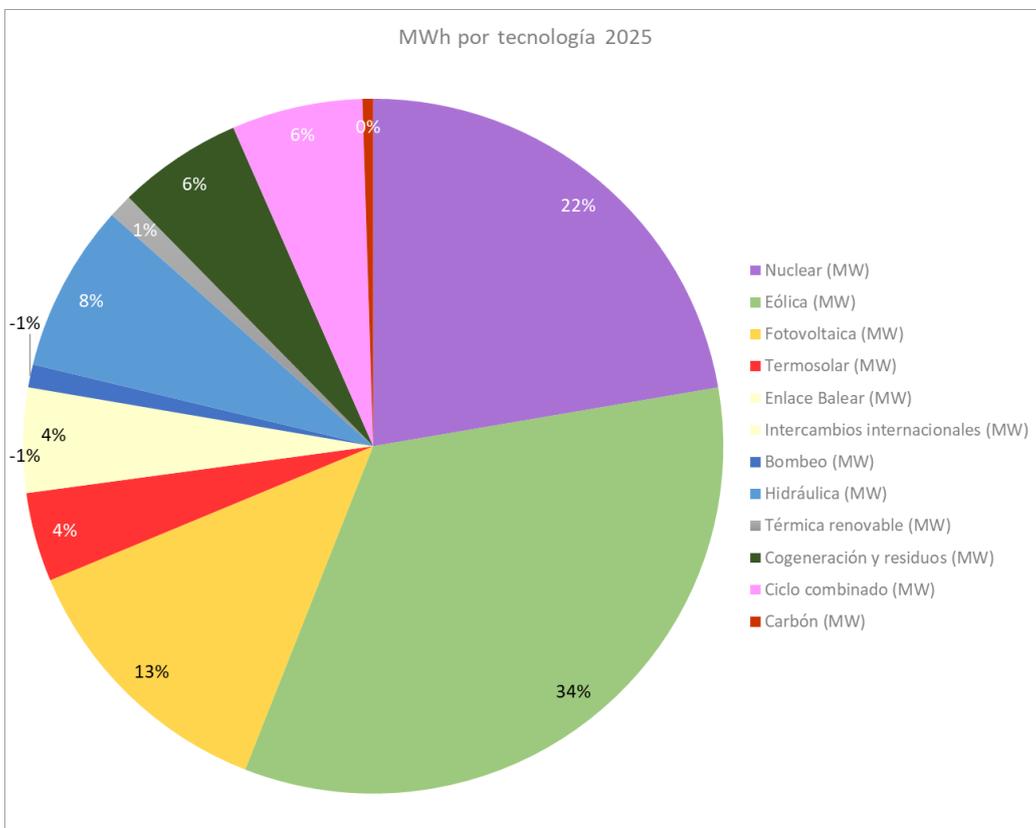
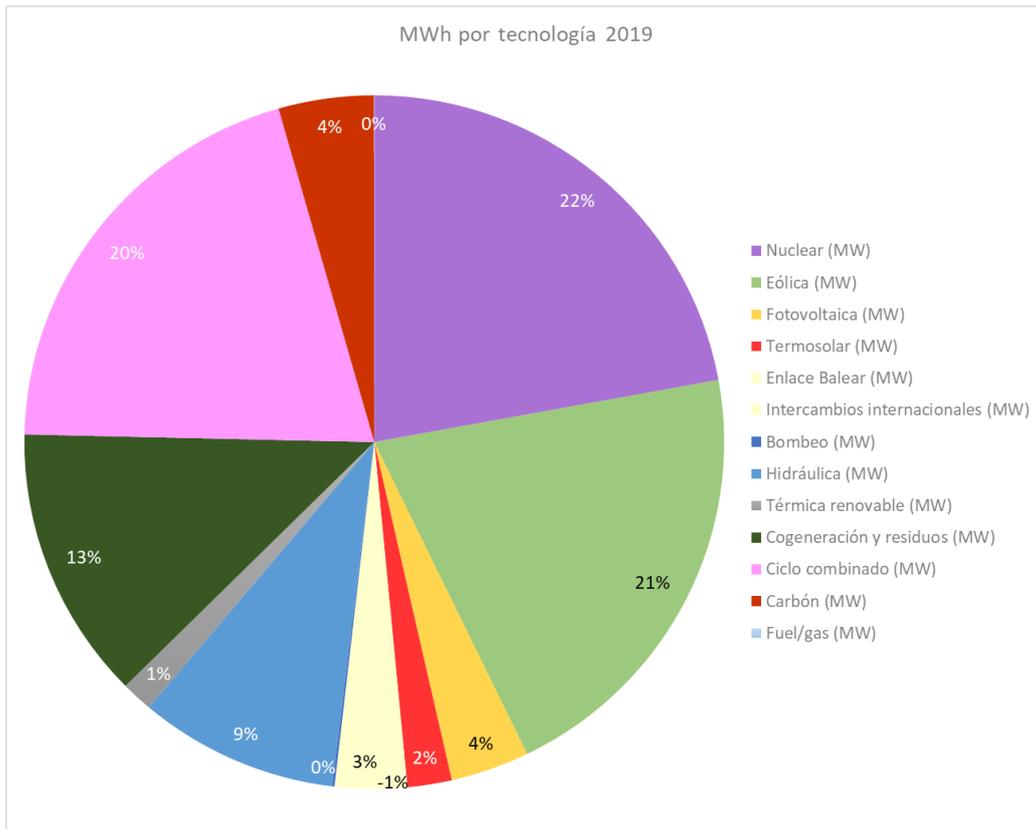


Ilustración 1.1.7 Días de verano promedio para 2019, 2025 y 2030.  
Fuente: Datos de REE y elaboración propia

Como se puede ver a simple vista, va a haber un gran cambio en el mix energético español durante la década actual. Los cambios más importantes son:

- Gran aumento de la capacidad fotovoltaica instalada. Con un aumento total de 30.000 MW para 2030 con respecto a 2020, España se convierte en exportadora neta de energía entre las 10:00 y las 19:00, llegando de media a un excedente de potencia de hasta 9.500 MW. El aumento de la potencia termosolar también aporta a este efecto. Sin embargo, se trata de días promedio, y es posible que muchos días se lleguen a generar más potencia eléctrica de la que el sistema puede absorber. También es probable que nuestros países vecinos cuenten también con un exceso de potencia durante esas horas y no puedan ayudarnos absorbiendo esta potencia, o que la capacidad de interconexión no sea suficiente para absorber toda la carga. Nuestra mejor opción ahora mismo son los 9.524 MW de instalaciones de bombeo y los 2.500 MW de almacenamiento que se plantean en el PNIEC para 2030.
- La energía eólica sustituye a la nuclear como energía de base. El desmantelamiento de las centrales nucleares que comienza en 2027, nos deja con tan solo 3.181 MW de potencia nuclear frente a los 50.333 MW de eólica. Como se puede ver en las gráficas, la energía eólica pasa a jugar un papel importante aportando la potencia base necesaria durante todo el día.
- Las necesidades de gas natural se reducen en 2025, pero vuelven a aumentar en 2030. La mayor penetración de renovables a mitad de década produce una disminución en la generación eléctrica mediante ciclos combinados, que siguen siendo necesarios para cubrir la segunda punta de demanda del día, además de parte del consumo nocturno. Sin embargo, se ha visto que esos dos periodos son los que ven su demanda más afectada a causa de la carga de vehículos eléctricos. Por tanto, cuantos más coches eléctricos haya, más aumentará la necesidad de ciclos combinados en esas franjas horarias. Esto sumado a la reducción de la nuclear y la cogeneración, hace que aumente la demanda de gas natural a final de la década.
- El carbón desaparece por completo entre 2025 y 2030.

En las siguientes gráficas se puede ver la energía que aportarán las diferentes tecnologías según el escenario objetivo del PNIEC:



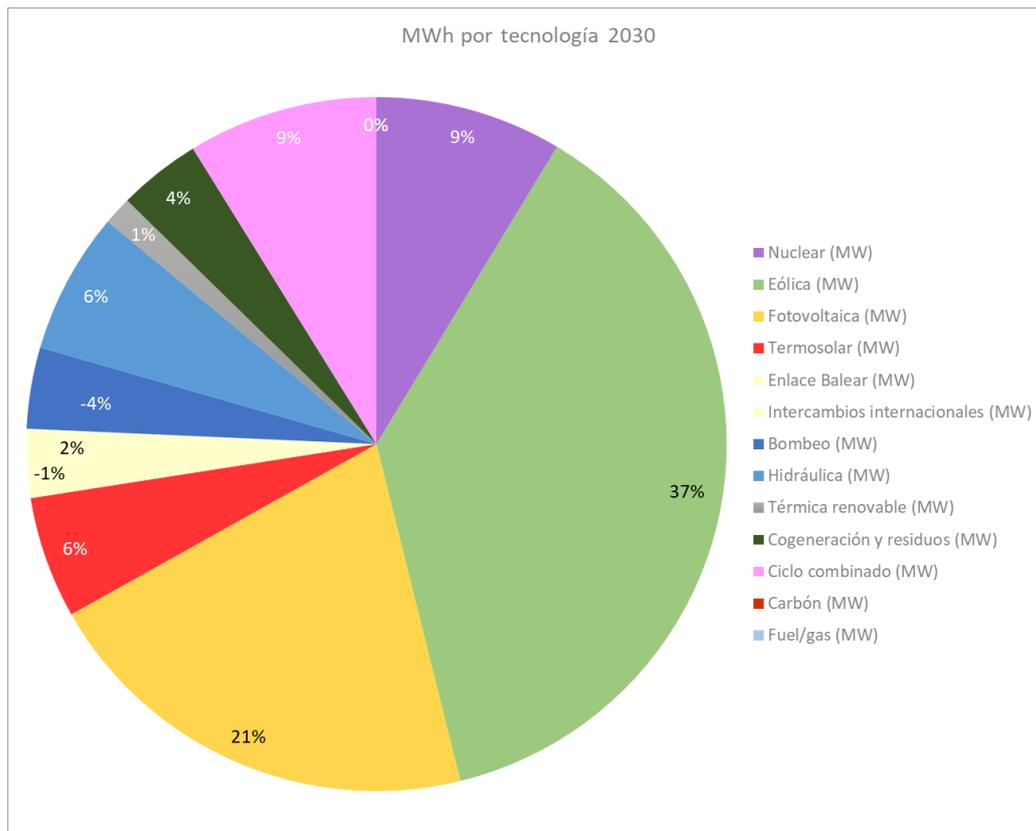


Ilustración 1.1.8 Porcentaje que aportará cada tecnología a la demanda eléctrica en 2019, 2025 y 2030.  
Fuente: Datos de REE y elaboración propia

Llama de nuevo la atención la explosión de las renovables, que pasan de aportar un 38,3% de la electricidad total por año en 2019, a aportar el 77,2% en 2030.

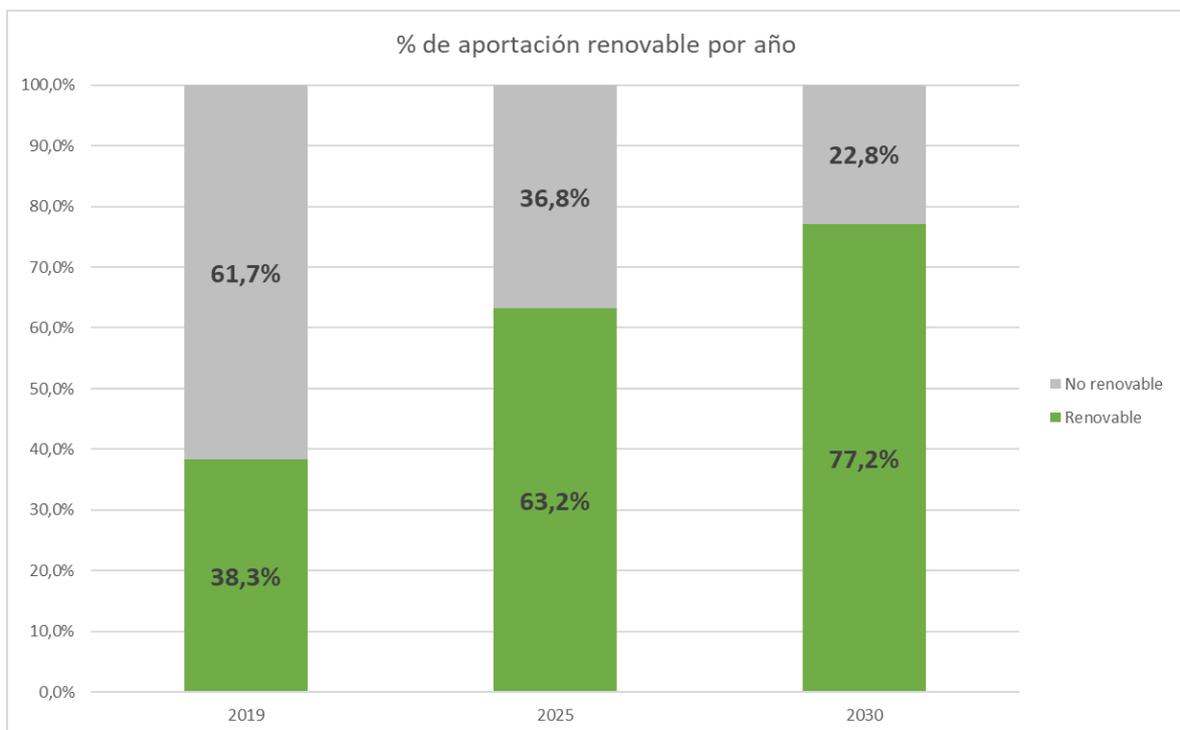


Ilustración 1.1.9. Porcentaje de aportación de las tecnologías renovables.

Este análisis coincide parcialmente con las previsiones dispuestas en el PNIEC, donde se estima que el porcentaje de generación renovable en el sector eléctrico será del 60% en 2025 y 74% en 2030. La demanda total de electricidad crece un 5,6% entre 2019 y 2030. Además, se reduce el porcentaje de importaciones internacionales, impulsado por la alta penetración de renovables.

Cabe destacar que hasta ahora se han estudiado los valores promedio anuales, sin embargo, es interesante observar también algunos días concretos ya que se ha hecho el análisis horario completo para cada año. En promedio parece que el sistema está bien balanceado y puede funcionar de forma correcta, pero se puede ver en las siguientes gráficas algunos días en los que las condiciones climatológicas causan una situación que pueden llegar a causar problemas en la red. Por ejemplo, un día de escaso viento en agosto de 2025:

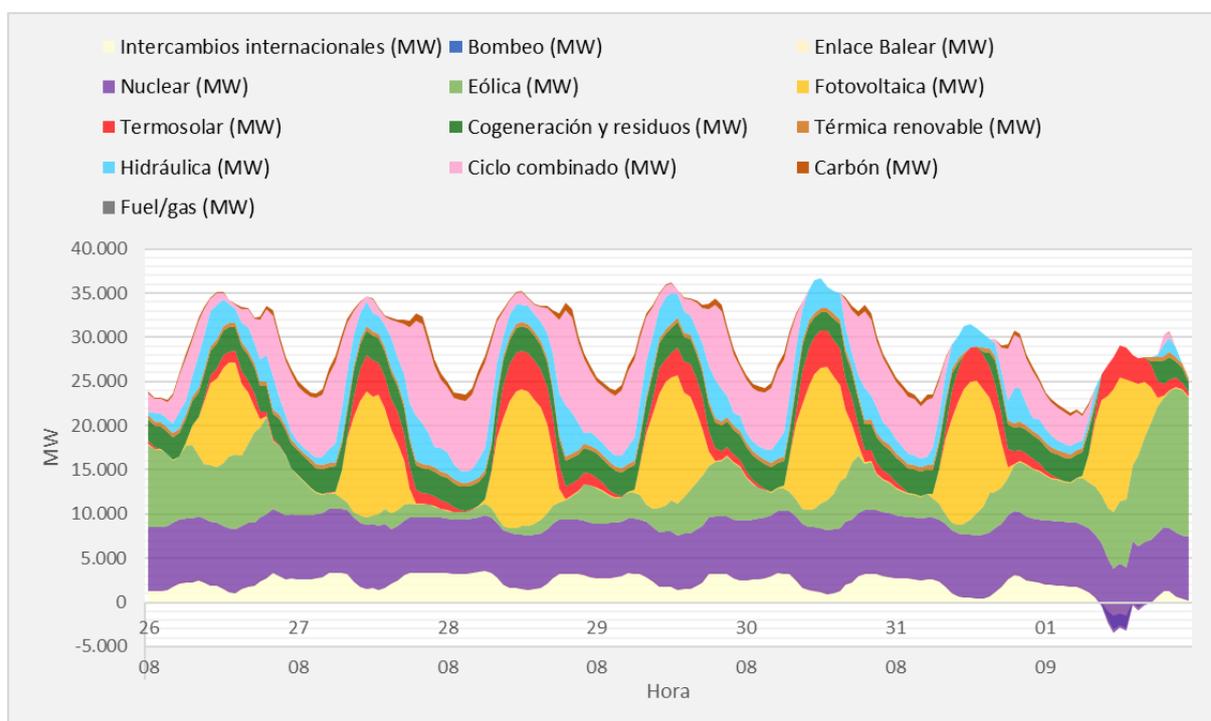


Ilustración 1.1.10. Generación prevista para un día de agosto de 2025 con escaso viento.

Por suerte en 2025 aún se dispone de los 7GW de potencia nuclear instalada, sin embargo, la falta de energía eólica hace que se tenga que importar energía y quemar gas natural y carbón durante toda la semana. Esta situación se vuelve aún peor en 2030 cuando únicamente hay 3GW de nuclear y la demanda nocturna es muy superior debido al vehículo eléctrico:

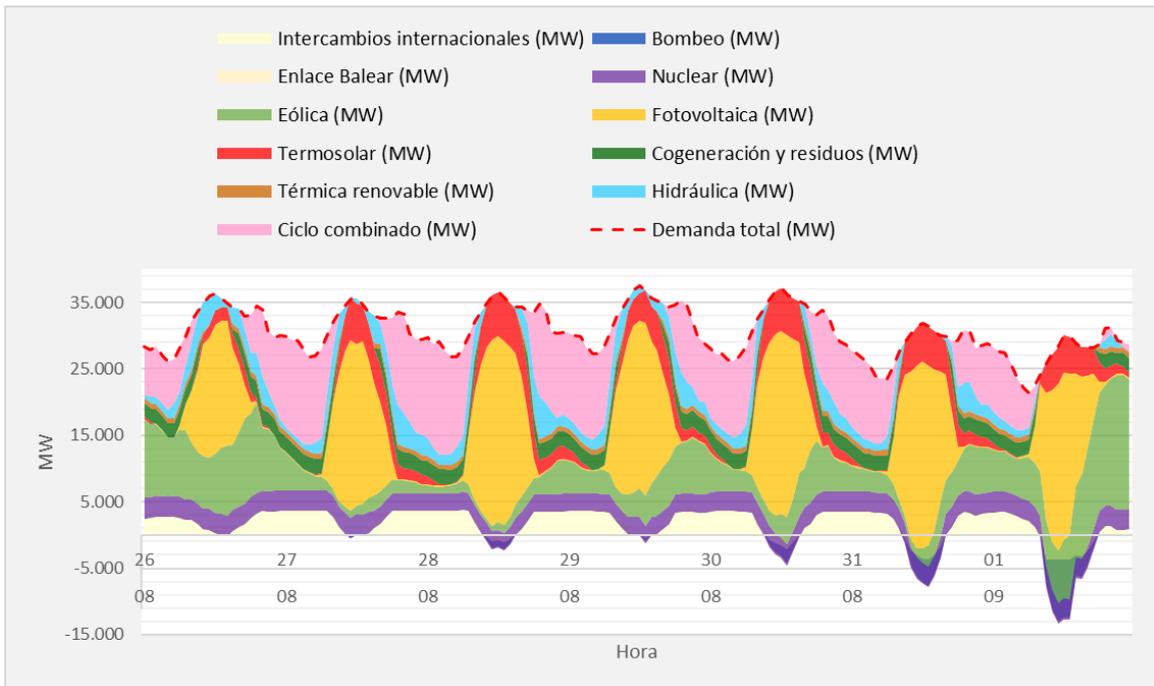


Ilustración 1.1.11. Generación prevista para un día de agosto de 2030 con escaso viento.

Exceptuando las horas solares, el ciclo combinado aportaría más del 50% de la potencia necesaria durante la noche. Esto quiere decir que España seguirá dependiendo, y mucho, del gas natural importado de otros países hasta 2030 si no incorpora una gran capacidad de almacenamiento.

Por otro lado, también se puede dar el problema contrario. Días de primavera con mucho sol y viento podrían causar problemas de estabilidad en la red al existir un enorme excedente de potencia:

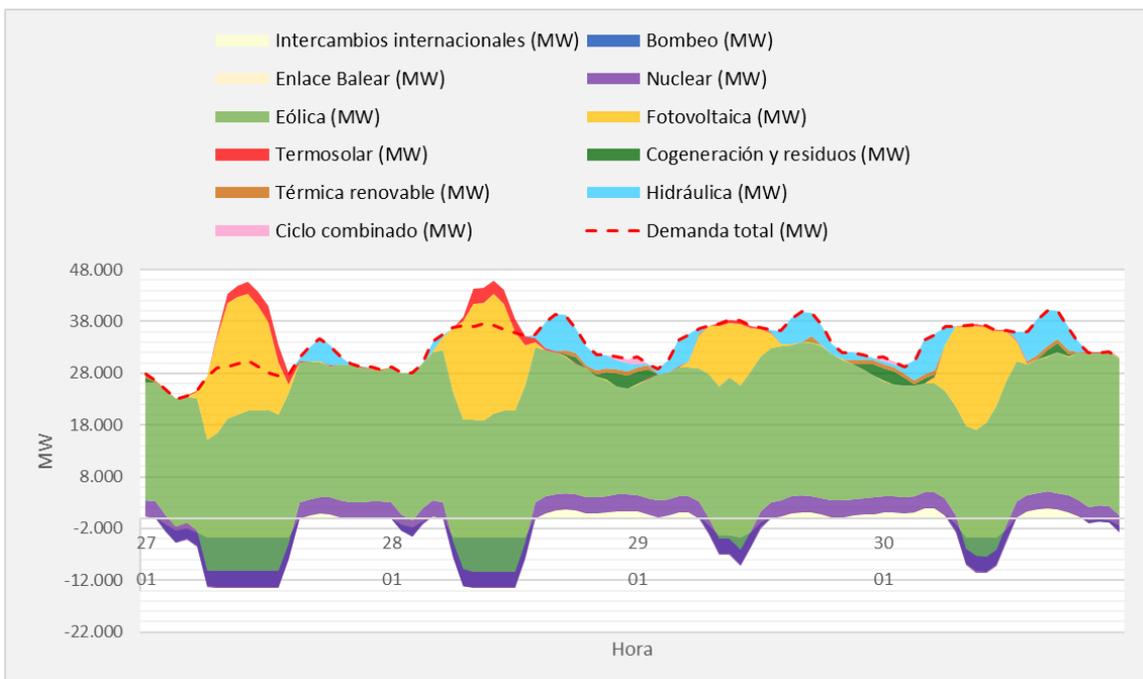


Ilustración 1.1.12. Generación prevista para un día de primavera de 2030 con escaso viento.

Durante estos días se podrían llegar a picos de generación de hasta 60.000 MW, muy por encima de los 30.000 MW de demanda media. Disponemos de los bombeos que pueden absorber 9.500 MW y las conexiones internacionales otros 4.000 MW, aunque no podemos considerar que estas condiciones se den siempre. Esto es debido a que la sobrecarga de determinados nudos puede evitar evacuar la potencia suficiente desde donde sobra hasta donde puede absorberse. En este caso, se daría una situación de exceso de potencia en la que sería necesario desconectar centrales y desaprovechar muchísima energía.

Finalmente añadir que el objetivo principal de este estudio era el de explorar si se darán las condiciones necesarias durante los próximos años para asegurar la rentabilidad de un sistema de almacenamiento. También se intenta predecir cuándo se darán esas condiciones.

El cierre de las nucleares, la inclusión del vehículo eléctrico, la reducción de costes de las baterías y electrolizadores y el alto precio del gas junto a los excedentes de energía renovable son los principales factores que en un futuro harán necesarios los sistemas de almacenamiento energético. Concretamente, si se alcanzan situaciones donde el sistema es excedentario, con precios nulos durante las horas solares. La diferencia de precio entre estos periodos y los de mayor demanda es lo que conseguiría convertir el almacenamiento de energía a gran escala en un modelo de negocio rentable.

## 2. Almacenamiento de energía

Con los años, la idea del almacenamiento de energía ha pasado de ser una opción con posibilidades económicas, a una necesidad, debido al paulatino cambio en el modelo de producción de potencia eléctrica.

Con la importante apuesta por la electrificación, y las previsiones de evolución de la demanda que hemos planteado anteriormente en este documento, el interés por tener la posibilidad de gestionar la energía eléctrica, a la par que se avanza hacia un modelo descarbonizado, demandan la introducción de sistemas que permitan acumular energía en aquellos momentos donde haya excedentes renovables, y liberarla en puntas de demanda donde la producción instantánea de estas fuentes renovables no sea suficiente.

Cabe indicar además que se ha desarrollado una estrategia de almacenamiento en el panorama energético español. Para cumplir con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) el MITECO aprobó la Estrategia de Almacenamiento que contempla disponer de una capacidad de almacenamiento de 20 GW en 2030 y de 30 GW en 2050.

Esta estrategia planea dar un impulso constante al crecimiento de las renovables y su mayor incursión en el mercado eléctrico, objetivo clave para la transición energética.

La incursión de los sistemas de almacenamiento energético en el mercado, garantizarán seguridad, sostenibilidad y economía al sector. Por ello, la investigación y desarrollo en I+D+I es continuo. Se promueve además la generación de nuevos modelos de negocios y oportunidades para consumidores y productores de energía.

Los principales sistemas de almacenamiento de energía actuales son:

### **Baterías de litio**

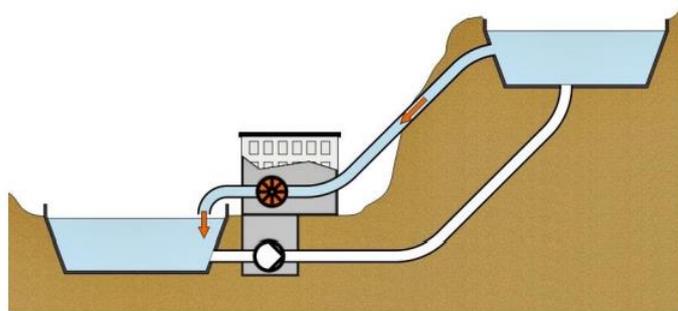
Las baterías de litio son el principal método de almacenamiento energético actual. Según GBA, para 2030, el uso de las baterías de litio permitirá una reducción del 30% de las emisiones de carbono. Actualmente, el estudio e innovación en este sistema de almacenamiento de energía es máximo para su impacto en las renovables.



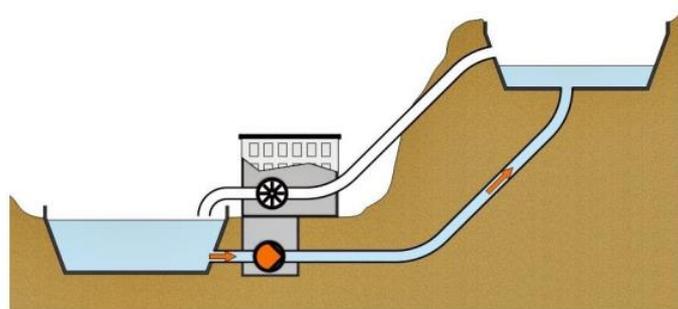
*Ilustración 2.1. Sistema de Baterías de Litio para almacenamiento a gran escala.*

### **Bombeo Hidráulico**

El sistema de bombeo se configura en centrales hidroeléctricas. El sistema consiste en almacenar agua en un depósito/embalse superior con la energía sobrante en momentos de baja demanda, y turbinarla aprovechando el desnivel topográfico de ese depósito para la producción de potencia, siendo todo el proceso renovable.



*Ilustración 2.2. Esquema de bombeo hidráulico. Descarga de vaso superior.*



*Ilustración 2.3. Esquema de bombeo hidráulico. Carga en vaso superior.*

### **Aire comprimido**

El almacenamiento de energía mediante aire comprimido o CAES se realiza en depósitos bajo tierra, algunos de estos depósitos son naturales y otros artificiales, como minas abandonadas, cavidades de soluciones minerales o acuíferos. En estos espacios se almacena el aire comprimido que se expandirá en momentos de picos de demanda haciendo mover un generador.



*Ilustración 2.4. Esquema CAES.*

## **Hidrógeno**

Se ha descrito numerosas veces al hidrógeno verde como el combustible del futuro, ya que permite generar electricidad de forma renovable. A su favor tiene que se puede almacenar en grandes contenedores durante un largo periodo de tiempo, característica que de la que carecen las baterías de litio actuales.



*Ilustración 2.5. Depósitos de almacenamiento de hidrógeno licuado.*

## **Termosolar con almacenamiento de sales fundidas**

El almacenamiento térmico con sales fundidas es el mayor elemento de valor de las Centrales Térmicas Solares (CSP) cuando se compara con otros sistemas y otras instalaciones más baratas como la eólica o la fotovoltaica.

El almacenamiento de sales tiene su punto diferenciador en la gran capacidad que tienen las sales, como el nitrato de sodio y el potasio, para conservar el calor a altas temperaturas. Mientras que el calor sobrante en momentos de baja demanda energética se destina al incremento de temperatura de estas sales y su almacenamiento en tanques, en instantes donde la producción de potencia no es suficiente, se usan las sales a altas temperatura para producir vapor que posteriormente se emplea en la turbina de vapor del ciclo.



*Ilustración 2.6. Vista aérea de tanques de almacenamiento de sales calientes de una centra termosolar de CCP.*

## 2.1. Selección de tecnologías

Todas las tecnologías presentadas presentan una serie de características competitivas para formar parte del mix de tecnologías de almacenamientos que está por desarrollarse.

Conviene, no obstante, seleccionar algunas variables o características para determinar cuáles de estas tecnologías serían las más provechosas para nuestro proyecto.

Como requisitos principales están:

- La velocidad de respuesta del sistema ante cambios en la oferta y demanda, es decir, entre carga/descarga, para dar al usuario la máxima flexibilidad en el servicio.
- La disponibilidad geográfica. Es decir, queremos plantear un sistema que no suponga un elevado impacto ambiental, minimizando las desventajas asociadas a factores externos al proyecto.
- El nivel de desarrollo actual de la tecnología de cara a hacer previsiones económicas y tecnológicas fiables.
- Abaratamiento estimado de la tecnología, para contextualizar la rentabilidad económica.
- Que la tecnología sea modular o no. Siendo modulares, futuras ampliaciones de las instalaciones requerirían inversiones comparativamente menores.
- Finalmente, sería interesante combinar tecnologías que se complementen.

Tecnología	Velocidad de respuesta carga/descarga a máxima potencia	Disponibilidad geográfica	Nivel de desarrollo de la tecnología	Abaratamiento estimado	Tecnología Modular	Sinergia con otras tecnologías
Baterías de Litio	Instantánea	Sin dependencia	Medio	-50% en próximos 10 años	Modular	Con tec. con tiempos de almacenamientos <b>largos</b>
Bombeo hidráulico	Lenta (15 -20 min)	Dependiente	Muy alto	Sin cambios, tecnología madura	No modular	Con tec. con tiempos almacenamientos <b>cortos</b>
Aire comprimido	Media (5 min)	Muy poca dependencia	Medio-Alto	Incertidumbre sobre su abaratamiento	Poco modular	Con tec. con tiempos almacenamientos <b>cortos</b>
Hidrógeno	Instantánea	Muy poca dependencia	Medio	Incertidumbre sobre su abaratamiento	Modular	Con tec. con tiempos almacenamientos <b>cortos</b>
Sales fundidas	Lenta (15 -20 min)	Algo dependiente	Medio-Alto	Pocas previsiones de grandes abaratamientos	No modular	Con tec. con tiempos almacenamientos <b>cortos</b>

Tabla 2.1.1. Evaluación de tecnologías de almacenamiento por sus características

Tras estudiar esta clasificación, decidimos optar por una hibridación de las tecnologías de Baterías de Litio e Hidrógeno.

## 2.2. Baterías de Ion Litio

De entre todos los tipos de baterías del mercado, las de Ion Litio, son actualmente las que cuentan con un mayor desarrollo y aceptación en el mundo de la tecnología. Además, se están desarrollando nuevas tecnologías basadas en Litio-Azufre, Litio-Aire o las baterías de electrolito sólido.

Estas últimas cuentan con notables ventajas sobre la tecnología actual, pero lamentablemente no cuentan con el desarrollo suficiente como para basar nuestro estudio en ellas. Si bien, en un futuro próximo, una vez establecidas en el mercado de forma comercial, resultaría sencillo llevar a cabo un análisis similar que permitiese actualizar el presente documento.

### 2.2.1. Funcionamiento y Estado del Arte

**Baterías de iones de litio (Li-ION):** Emplean como electrolito una sal de litio. Son las baterías más empleadas en la electrónica de pequeño tamaño, como celulares y otros artefactos portátiles, aunque su uso puede extenderse a aplicaciones de mayor escala. Se destacan por su enorme densidad energética, sumado a que son muy livianas, tienen pequeño tamaño y buen rendimiento, pero poseen una vida máxima de tres años. Otra ventaja que tienen es su bajo efecto memoria. Además, al sobrecalentarse pueden explotar, ya que sus elementos son inflamables, por lo que su costo de producción es elevado debido a que hay que incorporarles elementos de seguridad.

Sus elementos principales son los siguientes:

- **Ánodo (electrodo positivo):** está fabricado en óxido de litio cobalto (o de litio fosfato, litio magnesio...). El metal se encuentra en forma de lámina y adherido a los otros dos componentes principales, también en la lámina.
- **Cátodo (electrodo negativo):** está fabricado generalmente en carbono poroso.
- **Separador:** es una lámina que separa el ánodo del cátodo para evitar un cortocircuito, y por norma general es de plástico aislante.
- **Electrolito:** es un solvente orgánico en el que se sumergen el ánodo, el cátodo y el separador. Es un líquido altamente inflamable en el que se diluyen sales de litio, y por eso las baterías son tan peligrosas (o, al menos, entrañan ciertos riesgos).
- **Convertidores y reguladores:** precisamente porque las baterías de litio son peligrosas, se suelen integrar sensores para medir la temperatura y las sobrecargas. En definitiva, se incorporan diversos mecanismos de seguridad para evitar problemas.

El electrodo positivo (ánodo) está fabricado de óxido de litio cobalto por norma general ( $\text{LiCoO}_2$ ), mientras que el electrodo negativo (cátodo) es de carbono. Cuando se carga la batería, los iones de litio se mueven del electrodo positivo al negativo a través del electrolito, uniéndose al carbono. Durante la descarga, el proceso opuesto, los iones de litio se separan del carbono para unirse de nuevo al ánodo. Este movimiento de iones de litio es el que genera la energía en las baterías.

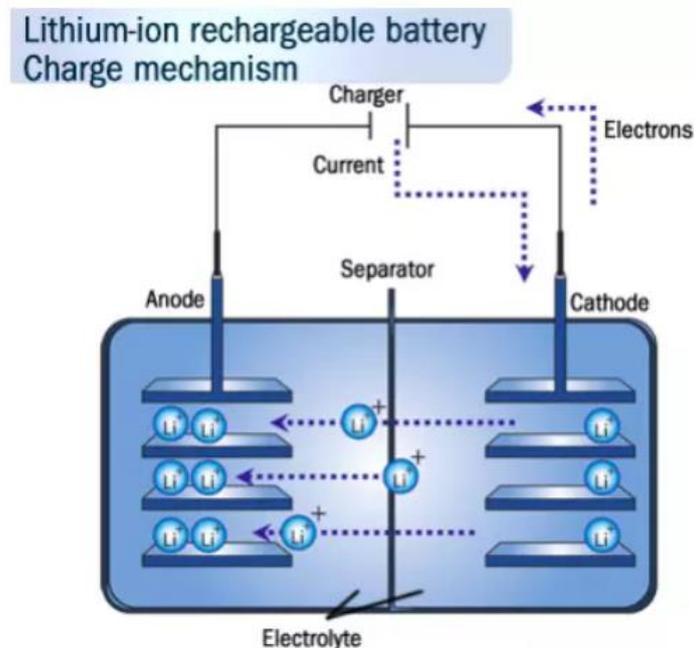


Ilustración 2.2.1.1 Esquema de funcionamiento de batería de Ion Litio.

Sus propiedades más destacables son las siguientes:

- Carga y descarga equivalentes.
- Tensión de celda: entre 3 y 4,5V.
- Su descarga (tensión-SoC) es lineal.
- Li-ion puede operar 100%-10% SoC (4 veces más que el Plomo [Pb]).
- Bajo nivel de autodescarga (2% a 8% al mes).
- Ciclo de vida largo (hasta 1200 ciclos).
- Reducción de un 30% de peso respecto a las de Níquel-MetalHidruro (NiMH).
- Celdas sensibles a desequilibrios.
- Rango de  $T^{\circ}$  ( $-20^{\circ} < t < 60^{\circ}$ ). Se necesitan elementos de protección.
- No tienen efecto memoria.
- Precio futuro potencial bajo en producción a gran escala.
- Bajo o moderado impacto medioambiental (no incorporan elementos de alta toxicidad [Pb, Cd, Hg]).

### 2.2.2. Eficiencia

Debido a la multitud de baterías existentes entre la tecnología de Ion Litio, así como de la continua evolución que siguen las mismas, se ha decidido considerar un valor promedio para nuestro estudio. En general, usamos el término RTE para referirnos a la eficiencia de un ciclo de carga/descarga combinados. O el concepto, eficiencia *Power to Power*. Desde el punto de vista de este estudio, el rendimiento individual de carga o descarga no es tan interesante como el concepto de rendimiento global, ya que el sistema se basa específicamente en el almacenamiento de energía eléctrica de forma temporal, para su posterior vertido a la red.

En este sentido, y de forma acorde a la bibliografía consultada, hemos tomado un valor medio para baterías de litio de RTE = 86%.

### 2.2.3. Previsiones de Costes

Las previsiones de costes dependen en gran medida de la capacidad de almacenamiento de las mismas, hemos decidido tomar como base el caso de baterías con capacidad de almacenamiento para 4 horas de suministra a una potencia determinada, ya que, de entre toda la documentación consultada, era la que presentaba el caso de estudio más detallado. No obstante, se continúa presentando resultados para los casos de baterías de menor y mayor tiempo de almacenamiento. Para ser precisos, se presenta adicionalmente los casos para 2, 6, 8 y 10 horas de almacenamiento. Con estos resultados, se extrae una línea de regresión que nos permitan modelar diversos estados de operación de nuestro sistema de baterías, puesto que la carga y descarga del sistema se supondrá dinámica. Estas curvas son necesarias para determinar un precio adecuado de los servicios que prestará nuestra instalación. Los detalles se verán en el capítulo 3.

El documento en cuestión es un artículo del Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (NREL). Dicho artículo, con título; "*Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update*" se centra actualizar las previsiones de costes y rendimientos para baterías de Ion Litio a fecha de junio de 2021 hasta 2050.

Las proyecciones se enfocan en el estudio de publicaciones correspondientes a los últimos años (2019 en adelante, principalmente, aunque se hace referencia también a ciertas publicaciones previas de previsiones, a modo de comparativa), y se basan en los valores mínimos, medios y máximos presentados en tales publicaciones. Las publicaciones a las que se hace referencia se encuentran recogida en la bibliografía para su correspondiente consulta, ya que en el presente documento se recogerán principalmente los resultados. Cabe indicar que se toma el año 2020 como punto de partida, ya que es el último año del que se tienen datos precisos de costes de estos sistemas.

### 2.2.4. Capex

Como hemos indicado previamente, nos centramos en reproducir los resultados más representativos de la evolución de costes previstas para las baterías de 4 horas de almacenamiento como caso base, y posteriormente extrapolamos los resultados obtenidos. Aunque el estudio recoge estimaciones para años posteriores, el objeto de nuestro estudio es enmarcarlo en el periodo desde la actualidad, hasta 2030.

No obstante, ha de tenerse en cuenta que hemos adaptado los valores presentados en el artículo, ya que en general, se expresaban en [\$/kWh], y nosotros, por comodidad, lo expresamos en [€/kW], con una tasa de cambio de 0,91 \$/€.

Año	Bajo (€/kW)	Medio (€/kW)	Alto (€/kW)	Media precio (€/kW)
2020	1255.8	1255.8	1255.8	1,255.80
2021	1150.24	1179.36	1212.12	1,180.57
2022	1055.6	1106.56	1175.72	1,112.63
2023	960.96	1030.12	1146.6	1,045.89
2024	866.32	957.32	1110.2	977.95
2025	771.68	880.88	1073.8	908.79
2026	724.36	848.12	1041.04	871.17
2027	669.76	819	1004.64	831.13
2028	618.8	786.24	971.88	792.31
2029	571.48	753.48	939.12	754.69
2030	520.52	720.72	902.72	714.65

Tabla 2.2.4.1 Costes de Inversión [€/kW] para instalaciones de baterías de Ion Litio a gran escala.

Gráficamente:

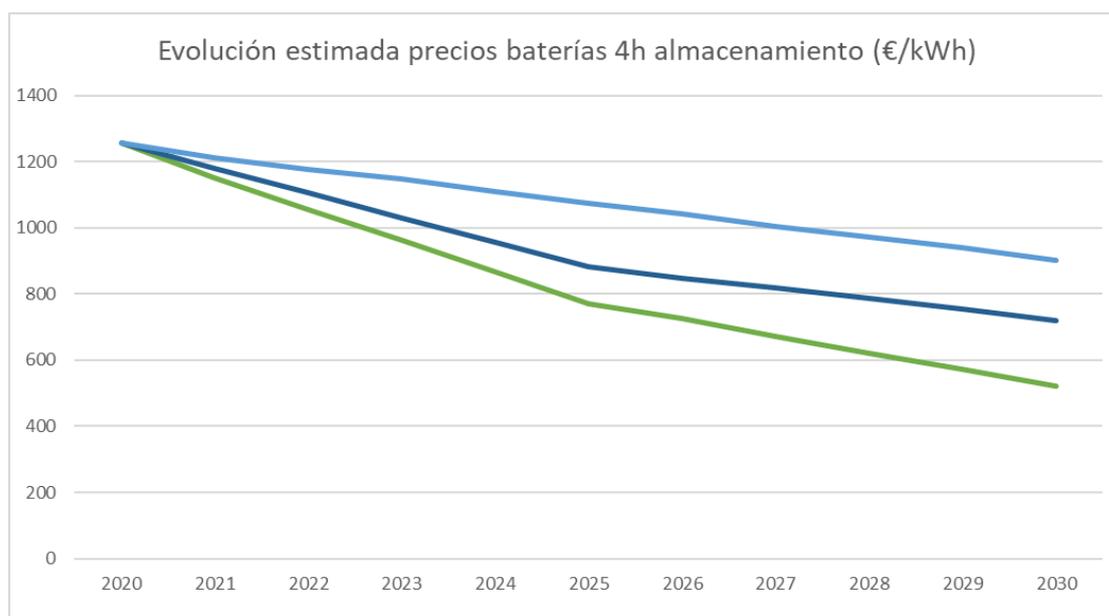
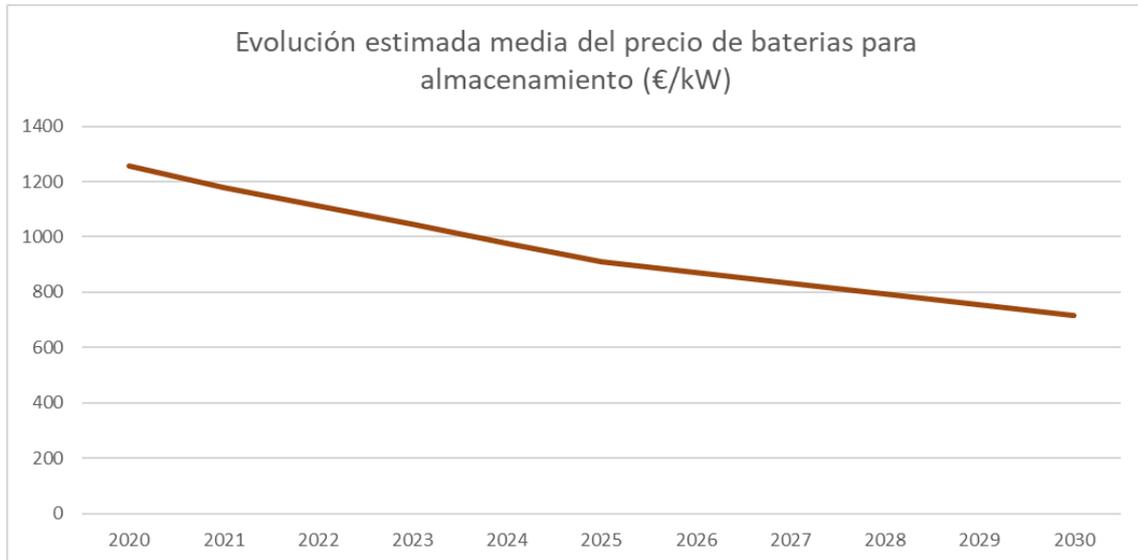


Ilustración 2.2.4.1 Estimaciones de la evolución de precios de sistemas de baterías con 4h de almacenamiento.

Para nuestro modelo económico, consideraremos un valor medio de esta previsión entre los 3 supuestos:



*Ilustración 2.2.4.2 Estimación media de la evolución de precios de sistemas de baterías con 4h de almacenamiento.*

Una de nuestras variables a estudio en nuestro modelo económico será el año de la inversión, que se construirá a partir de una extrapolación de valores base anteriores.

Analizando la base de datos de NREL y su ATB específico para baterías de almacenamiento a gran escala, podemos encontrar ejemplos de cálculos de costes relativos a 2019 desglosados por partidas para una instalación de 60 MW, como se puede ver en la imagen siguiente.

Vemos en el siguiente gráfico extraído de la base de datos de NREL el coste en **\$/kW**.

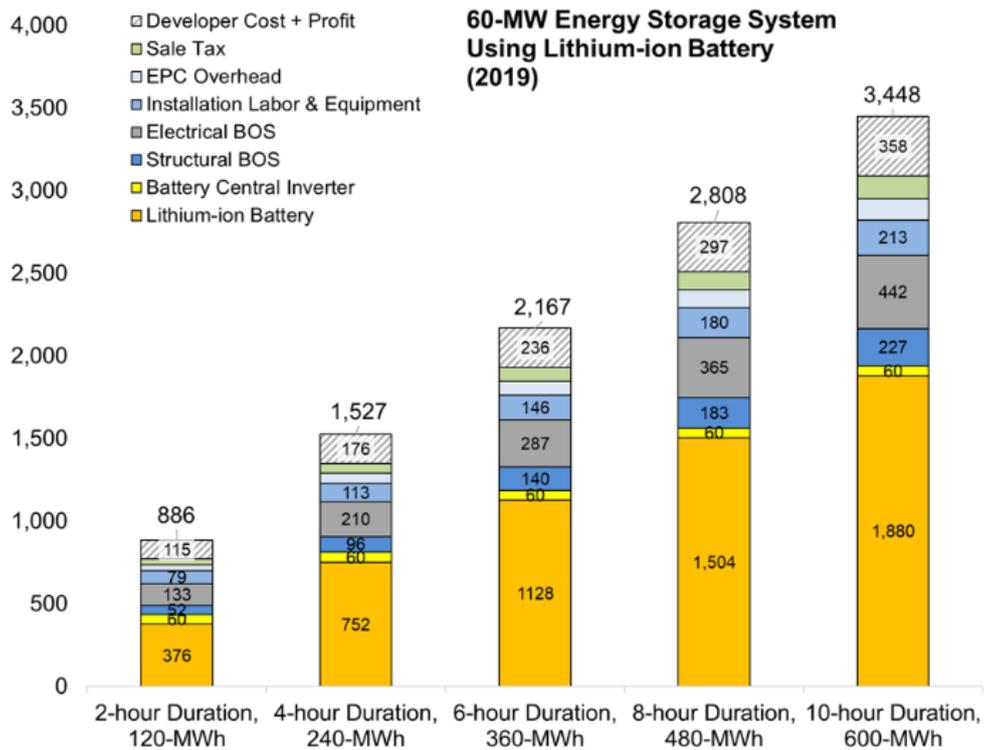


Ilustración 2.2.4.3 Coste de instalación de sistemas de baterías en función de horas de almacenamiento [\$/kWh].

Nótese además que, el factor de economía de escala juega a nuestro favor, ya que, multiplicando la capacidad de nuestras baterías, el precio relativo por MWh se reduce. Podemos apreciarlo en el siguiente gráfico, donde esta vez, se representan en **\$/kWh**.

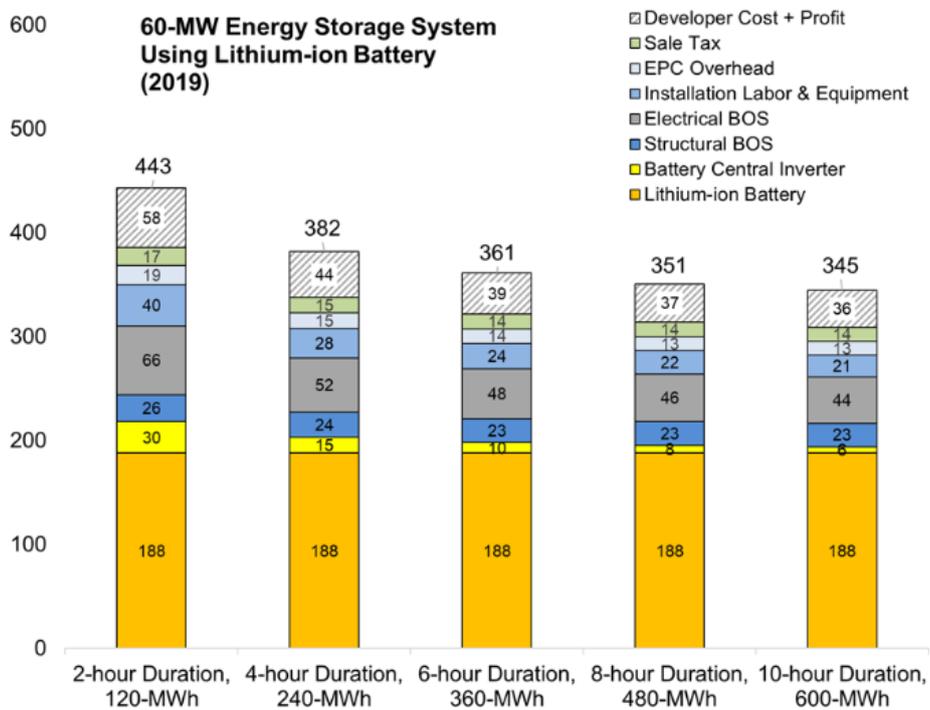


Ilustración 2.2.4.4 Coste de instalación de sistemas de baterías en función de horas de almacenamiento [\$/kWh].

Estos valores nos van a permitir extrapolar los costes al resto de casos a considerar.

Si bien, en general, el correcto dimensionamiento de la instalación en función de la demanda a satisfacer es un factor clave, ya que sobredimensionar la instalación en cuanto a capacidad tiene el riesgo de que se desaproveche tal capacidad, e infradimensionarla nos impide aprovechar el factor de escala mostrado.

Como indicábamos previamente, nos conviene definir una línea de regresión para conocer el coste asociado a las diferentes combinaciones de capacidades y potencias. En este caso, elegimos calcular la regresión en función del coste por kW (Figura 2.2.4.3).

Se recogen los números en la siguiente tabla:

Horas almac.	Coste (\$/kW)	Coste relativo al caso base (4h)
2	886	58%
4	1527	100%
6	2167	142%
8	2808	184%
10	3448	226%

Tabla 2.2.4.2 Costes relativos para sistemas de baterías en función de las horas de almacenamiento.

Su recta de regresión queda con la expresión (t = número de horas de almacenamiento):

$$C_r(t) = 0,2097 t + 0,1609$$

Y el coste de inversión total (en €/MW), en función del número de la potencia (expresada en MW) y su capacidad de almacenamiento (nuevamente en horas) resulta:

$$C(P,t) = C_{\text{base año}} \cdot (0,2097 h + 0,1609) \cdot P$$

El parámetro “C<sub>base año</sub>” corresponde a la columna “Media precio” de la Figura 2.2.4.1

#### 2.2.4. Opex

Para el año del estudio, no se asumía ningún coste variable de O&M (CV). Sino que todos los costes operativos se representan utilizando costes fijos de O&M (CF). Incluyendo los costes necesarios para mantener el sistema de baterías funcionando a la capacidad nominal durante su vida útil. Es decir, que en el ATB 2020, los costes fijos se definían como el valor necesario para compensar la degradación y permitir que el sistema de batería tenga una capacidad constante durante toda su vida útil. De acuerdo con la revisión de la literatura, estos costes fijos se estiman en un 2,5% de los costes de capital.

Para años posteriores, y siempre según el ATB de 2021 de NREL, los costos fijos y variables permanecen constantes en los valores enumerados anteriormente para todos los escenarios.

## 2.3. Hidrógeno

El hidrógeno es un componente esencial para la consecución de una sociedad de emisiones climáticamente neutra y juega un papel especialmente importante en las industrias difíciles de descarbonizar, como el transporte pesado de larga distancia, industrias intensivas en hidrógeno o industrias energéticas. Además, la cualidad de vector energético le otorga un gran potencial como instrumento para el almacenamiento energético y la integración sectorial.

En numerosos estudios el hidrógeno se postula como la última opción factible a gran escala para reducir de manera significativa los gases de efecto invernaderos y cumplir con los acuerdos de París 2015 sobre el cambio climático.

De cara al almacenamiento de energía, las baterías presentan una serie de limitaciones relacionadas con el peso/capacidad que no tienen perspectiva de mejora en el futuro próximo, por lo que una alternativa económicamente viable supondría cubrir unas limitaciones extendidas en diversos sectores. Una solución que ofrezca una densidad energética elevada, tanto por unidad de volumen como de masa puede cubrir las necesidades de los sectores con mayor necesidad de descarbonización. El hidrógeno puede ofrecer esta alternativa.

### 2.3.1. El Hidrógeno como elemento

El hidrógeno es el elemento químico de estructura más simple de la tabla periódica y el más abundante del universo. En nuestro planeta sólo se encuentra de forma combinada con otros elementos, como es el caso del agua y el metano. Esto es debido a que la materia siempre tiende a su estado mínimo de energía y mayor estabilidad.

Es por ello que, para poder utilizar el hidrógeno, es necesario crear tecnologías que lo extraigan de esos compuestos de manera eficiente, por lo que su uso hace necesario una infraestructura y unos procedimientos concretos.

De manera natural, se encuentra en forma de molécula de gas diatómica, H<sub>2</sub>, siendo un gas muy ligero pero con mucha densidad energética por unidad de masa, más que los combustibles tradicionales. Sin embargo, debido a su baja densidad energética por unidad de volumen, se debe comprimir o licuar para obtener una cantidad suficiente en un volumen razonable.

### Specific Energy, Energy Density & CO2

Fuel	Specific Energy	Density	Chemical	lbs CO2/gal
	kJ/g	KWH/gal	Formula	
Propane	50.4	26.8	C3H8	13
Ethanol	29.7	24.7	C2H5OH	13
Gasoline	46.5	36.6	C7H16	20
Diesel	45.8	40.6	C12H26	22
Biodiesel	39.6	35.0	C18H32O2	19
Methane	55.8	27.0	CH4	3
Oil	47.9	40.5	C14H30	20
Wood	14.9	11.3	approx weight	9
Coal	30.2	22.9	approx weight	19
Hydrogen	141.9	10.1	H2	0

Source: DOE, Stanford University, College of the Desert, & Green Econometrics research

Tabla 2.3.1.1 Comparativa de energía específica y densidad energética en diversos combustibles.

Aunque sus propiedades fisicoquímicas pueden no ser idóneas, con las medidas adecuadas, puede aportar considerables beneficios en sectores con una complejidad energética, además, es un combustible que no genera dióxido de carbono durante su uso y es posible obtenerlo de fuentes renovables inagotables.

Como se ha comentado anteriormente, es necesario un aporte de energía para su obtención. A estas sustancias se las denomina portadores o vectores de energía (como es el caso de la electricidad), y pueden actuar como un almacén y transporte de energía. El hidrógeno se puede almacenar en distintos estados o sustancias portadoras, tema detallado en apartados posterior.

Las principales propiedades del hidrógeno se resumen en la siguiente tabla:

<b>Densidad</b>	0,0899 kg/Nm <sup>3</sup> (gas) 0,0708 kg/l (líquido)
<b>Poder calorífico inferior (PCI)</b>	120 MJ/kg
<b>Poder calorífico superior (PCS)</b>	141,86 MJ/kg
<b>Límites de explosión</b>	4,0 - 75,0 % (concentración de H2 en aire)
<b>Límites de detonación</b>	18,3 - 59,0 % (concentración de H2 en aire)
<b>Capacidad calorífica específica</b>	Cp = 14,199 kJ/(kg*K)
	Cv = 10,074 kJ/(kg*K)
<b>Coefficiente de difusión</b>	0,61 cm <sup>2</sup> /s

Tabla 2.3.1.2 Principales propiedades del hidrógeno.

Cabe destacar que, al ser un vector de energía y no una fuente de energía primaria, requiere de una transformación que lleva implícito un factor de conversión bajo entre energía primaria utilizada y energía útil, es decir, un proceso poco eficiente, aunque su capacidad exergética sea muy alta.

Una vez se obtiene hidrógeno, este puede ser almacenado y transportado hasta los puntos de consumo, donde puede someterse a distintas transformaciones y usos, entre los que se encuentran: subproductos industriales, uso como combustible en

motores de combustión o como reactante en pilas de combustible para generar electricidad.

La generación eléctrica descarbonizada es uno de los puntos más importantes en la transición energética actual, y, en cuanto a hidrógeno se refiere, es importante destacar que para su transformación en electricidad siempre será más interesante la utilización de pilas de combustible que medios de combustión tradicionales en cuanto a rendimiento del sistema se refiere. Una pila de combustible es capaz de transformar la energía química almacenada en los reactantes en energía eléctrica sin tener que pasar por las etapas de energía térmica y mecánica.

En función del método aplicado para la obtención del hidrógeno (íntimamente ligado a la emisión de gases de efecto invernadero), éste recibe un tipo de clasificación. Esta distinción cobra especial valor en los análisis taxonómicos o ACV de los proyectos que tengan involucrados procesos con hidrógeno. Organismos reconocidos que respaldan esta clasificación son la FCH JU (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking) o CertifHy.

### 2.3.2. Clasificación del Hidrógeno

Los principales tipos son el hidrógeno gris, el azul y el verde.

El primero se obtiene de combustibles fósiles, aplicando vapor de agua al gas, proceso que genera la liberación de dióxido y monóxido de carbono a la atmósfera. Lo más común es producirlo a partir del gas natural, pero también se puede obtener del carbón (también llamado hidrógeno negro) o del lignito (hidrógeno marrón). El hidrógeno gris es el más consumido en Europa, pero procede de fuentes no renovables y emite más de 4,37 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> (36,4 CO<sub>2</sub>eq/MJ).

Por otro lado, el hidrógeno azul se obtiene de manera similar al gris, pero en este caso se secuestra el CO<sub>2</sub> emitido en el proceso, es decir, se captura, transporta y almacena durante al menos 100 años, impidiendo su liberación a la atmósfera. Dentro de este tipo de hidrógeno se incluye también el producido a partir de pirólisis del gas natural, también llamado turquesa. Por tanto, el hidrógeno azul es aquel que procede de fuentes no renovables, con emisiones inferiores a 4,37 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> (36,4 CO<sub>2</sub>eq/MJ), viéndose reducida su liberación a la atmósfera en hasta un 60%.

Por último, la tecnología más limpia es el hidrógeno verde, obtenido a partir de fuentes renovables que emitan menos de 4,37 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> (36,4 CO<sub>2</sub>eq/MJ). Para considerarse verde debe cumplir los dos requisitos, proceder de energías renovables y tener un bajo impacto ambiental. El proceso de obtención es la electrólisis del agua, descomponiendo el agua en moléculas de oxígeno e hidrógeno.

En el siguiente gráfico se muestra la clasificación explicada con anterioridad.

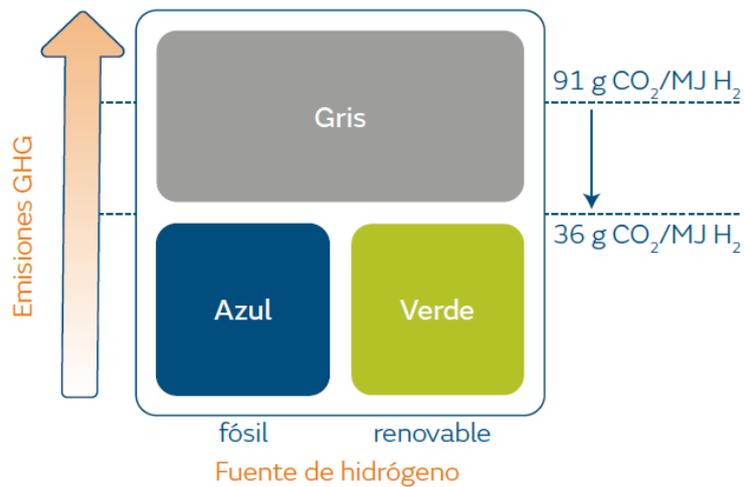


Ilustración 2.3.2.1 Tipos de Hidrógeno.

### 2.3.3. Tipos de Electrolizador

Un electrolizador es el dispositivo utilizado para conseguir hidrógeno mediante la electrólisis, técnica que utiliza electricidad para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno. De esta manera, se transforma la energía eléctrica (de origen renovable o no renovable) en forma de hidrógeno.

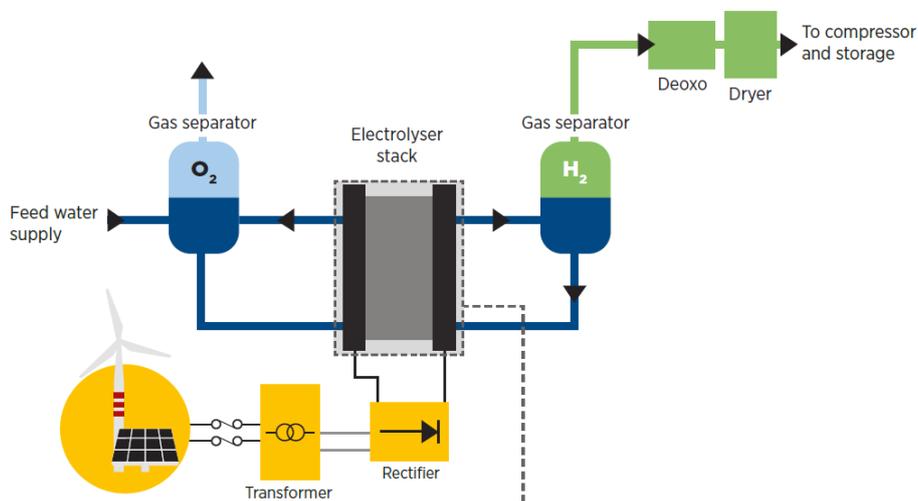
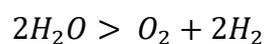


Ilustración 2.3.2.1 Esquema de planta de electrolisis.

La reacción básica de electrólisis es la siguiente:



Existen, principalmente, tres tipos de electrolizadores, cuya diferencia es el material de electrolito usado: electrolizadores alcalinos (AEC), de membrana de intercambio de protones (PEM) y de estado sólido o de alta temperatura (SOEC). Se ordenan según el desarrollo tecnológico, de mayor a menor madurez.

### Electrolizadores alcalinos (AEC)

Utiliza hidróxido de potasio (KOH) o de sodio (NaOH) y agua como electrolitos (solución líquida). El más utilizado es el KOH por su mayor conductividad.

Para producir el hidrógeno, se utiliza una celda con dos electrodos (ánodo y cátodo) inmersos en el electrolito y una membrana. Las celdas individuales de electrólisis forman una pila, sea en paralelo (electrolizador unipolar) o como conexión en serie de celdas contiguas (electrolizador bipolar). Cuando se administra energía en la pila, los iones de hidróxido se desplazan por la solución de electrolitos del cátodo al ánodo, generándose gas hidrógeno en la parte del cátodo y gas oxígeno en el ánodo.

Son los electrolizadores que tienen la tecnología más avanzada y suponen un menor coste de inversión. No obstante, por las propiedades del electrolito usado, produce bajas densidades de corriente, obteniéndose menor producción de energía que con otras técnicas de electrólisis.

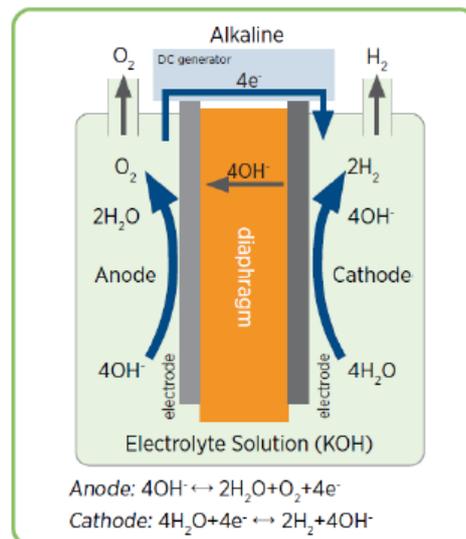


Ilustración 2.3.2.2 Esquema de funcionamiento de un electrolizador alcalino.

### Electrolizadores de membrana de intercambio (PEM)

Usan una membrana de intercambio de protones que utiliza un electrolito de polímero sólido. La conexión de celdas formando una pila se realiza en serie (electrolizador bipolar).

Al administrar energía en la pila de celdas, el agua se divide en hidrógeno y oxígeno y los protones de hidrógeno para por la membrana para formar gas H<sub>2</sub> en el cátodo.

Este tipo de tecnología posee una serie de ventajas frente a las otras, y es que las celdas son altamente eficientes, por lo que producen elevadas densidades de corriente, pueden generar hidrógeno comprimido, su forma de ejecución es flexible y su arranque rápido. Pese a ello, suponen un mayor coste de inversión que los AEC, pues usan elementos más costosos.

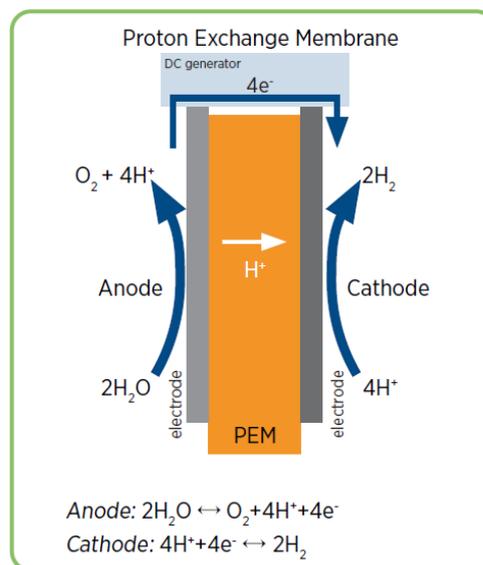


Ilustración 2.3.2.3 Esquema de funcionamiento de un electrolizador de membrana de intercambio.

### Electrolizadores de óxido sólido (SOEC)

El electrolito utilizado es un material cerámico sólido. Funcionan de manera distinta a los otros electrolizadores, pues el agua reacciona en el cátodo para formar gas hidrógeno y cargar iones negativos. El oxígeno pasa posteriormente por la membrana cerámica y reacciona en el ánodo para formar gas oxígeno.

Funcionan con una temperatura mayor que los AEC y los PEM, a más de 500°, por lo que posee ventajas termodinámicas.

Son las que menor desarrollo tecnológico tienen y, por tanto, requieren de una inversión inicial superior, pero potencialmente son el sistema más eficiente a nivel energético.

### 2.3.4. Almacenamiento de Energía en Hidrógeno

Almacenar energía es imprescindible para flexibilizar la distribución de la electricidad y poder introducir las energías renovables en el sistema energético, siendo especialmente relevante en la seguridad energética. Poniendo el foco en las energías renovables, es importante poder almacenar excedentes en períodos de sobreproducción para poder utilizarlo en momentos de déficit energético, evitando así la utilización de combustibles fósiles y su consecuente emisión de carbono.

En este contexto, el hidrógeno se postula como una de las mejores opciones de almacenamiento de energía renovable durante un largo plazo.

Además de este uso, la obtención de hidrógeno a partir de energía renovable puede alimentar motores de combustión interna, calentar edificios o utilizarse como materia prima en las industrias.

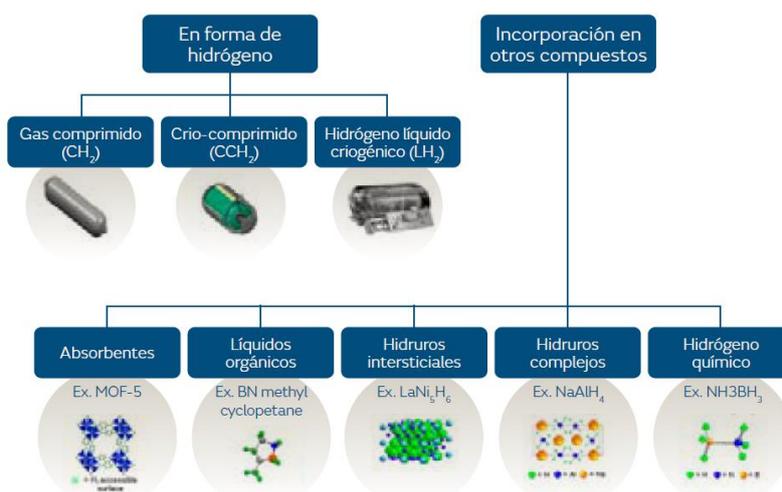


Ilustración 2.3.4.1 Posibilidades de almacenamiento de hidrógeno.

#### Técnicas de almacenamiento

Hay diversas formas de almacenar hidrógeno, de forma que se acumule energía a largo plazo y casi sin pérdidas. No obstante, se presenta una desventaja importante, y es que el hidrógeno posee una muy baja densidad energética por unidad de volumen, (presentando una alta energía por unidad de masa). Por ello, es necesario utilizar métodos para aumentar la densidad volumétrica, como la compresión, la licuefacción o la introducción del hidrógeno en la superficie o espacios intersticiales de otros compuestos químicos.

Las técnicas de almacenamiento se categorizan principalmente en dos grupos: en forma de hidrógeno o incorporado a otros compuestos.

En forma de hidrógeno, lo más común es almacenarlo en estado gaseoso, ya que para su licuefacción es necesario un proceso mucho más complejo (el hidrógeno condensa a 20 K), aunque en situaciones que requieran un volumen reducido como factor limitante pueden adoptarse estos sistemas. El almacenamiento gaseoso es la opción más económica y simple.

Si el hidrógeno proviene de un electrolizador, éste puede salir con una presión de entre 1 y 40 bares, lo que supone la reducción o eliminación de las etapas de compresión.

Tipo de tanque		Presión admitida (bar)	Características	
	Tipo I	Acero o Aluminio (sin costuras ni revestimiento)	150 - 300	Muy pesados y de paredes gruesas. Utilizados principalmente en vehículos de GNC y en aplicaciones estacionarias industriales.
	Tipo II	Metálicos sin costuras envueltos en aros de fibra de vidrio y resina	450 - 800	Muy pesados. Se utilizan principalmente como <i>buffer</i> o tanque intermedio en aplicaciones estacionarias.
	Tipo III	Revestimiento de aluminio sin costuras y envueltos con fibra de vidrio y resinas compuestas.	350 - 700	Más ligeros y de paredes más finas respecto a los de Tipo I y II. Se utilizan principalmente para aplicaciones de movilidad y transporte de H <sub>2</sub> en trailers.
	Tipo IV	Revestimiento no-metálico envueltos con fibra y revestimiento polimérico.	350 - 700	

Ilustración 2.3.4.2 Tipologías de tanques para hidrógeno gaseoso.

Las presiones de almacenamiento de hidrógeno gaseoso oscilan entre 30 bar (baja presión) y 950 bar (alta presión).

### 2.3.5. Almacenamiento de Energía en Hidrógeno

Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos capaces de generar electricidad a partir de la reacción química dada entre dos reactantes que, en general, serán hidrógeno y oxígeno. La reacción de estos dos compuestos tiene como producto agua y energía (en forma de electricidad en corriente continua y calor). Es el proceso inverso al que realizan los electrolizadores (electrólisis del agua).

A nivel interno, las pilas de combustible se componen de celdas individuales en serie, compuestas por dos electrodos (ánodo y cátodo) separados por un electrolito, que puede encontrarse en estado sólido o líquido. El hidrógeno se suministra al ánodo, donde ocurre la reacción de oxidación, y el oxígeno, al cátodo, donde ocurre la reacción de reducción.

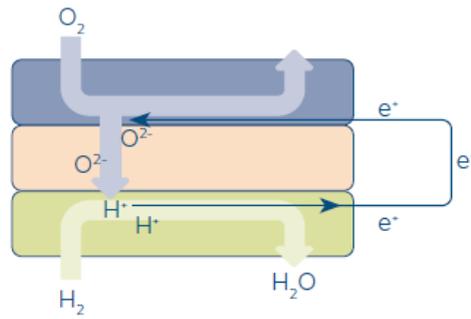


Ilustración 2.3.5.1 Esquema de funcionamiento de una pila de combustible con conductor aniónico.

La tecnología de las células PEM está basado en la membrana de intercambio de protones. Su electrolito está constituido por una membrana de un polímero especial que conduce los protones (H+).

Actualmente, el polímero más utilizado para este tipo de pilas de combustible es el Nafion. El Nafion es un polímero que en presencia de agua se convierte en un excelente conductor protónico. El Nafion es un polímero perfluorado (con átomos de flúor) en lugar de hidrógeno) con grupos sulfonatos polares. Está compuesto por cadenas de tipo teflón de las cuales derivan cadenas laterales con grupos iónicos.

Es una de las tecnologías prometedoras, entre las ventajas que presenta son: la baja temperatura de funcionamiento, respuesta rápida, eficiencia relativamente alta, alta densidad de potencia, el diseño compacto, capacidad de inicio rápido, bajo nivel de ruido.

La principal desventaja para el uso extendido de este tipo de tecnología es el coste debido a los metales preciosos utilizados.

La clasificación general de las pilas de combustible se realiza en función del electrolito que se utiliza:

Tipos de pilas de combustible					
	PEFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC
Combustible utilizado	Hidrógeno o metano	Hidrógeno	Hidrógeno	Metano	Hidrógeno o metano
Rango de potencia (kW)	1-100	1-100	5-400	300-3.000	1-2.000
Eficiencia (%) H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub>	60/40	60/-	40/-	-/50	70/60
Temperaturas de operación (°C)	40-80	65-220	150-210	600-700	600-900
Aplicación	Transporte Electricidad Cogeneración Generación distribuida	Electricidad Aplicaciones espaciales	Electricidad Cogeneración	Generación estacionaria a gran escala	Electricidad Cogeneración Generación distribuida

Ilustración 2.3.5.2 Tipos de pilas de combustible.

### 2.3.6. Tipos de configuración

Con una combinación de los componentes anteriormente citados, se pueden realizar distintas configuraciones en función de las variables de entrada y salida deseadas. Algunos de los conceptos más desarrollados a día de hoy son:

#### Power to Gas (P2G)

Este concepto consiste en la conversión de energía eléctrica en energía química utilizando un gas (como el hidrógeno o el metano). Este gas puede ser utilizado in situ o transportado a través de la infraestructura gasista. Los sistemas que generan gases útiles con una huella de carbono menor son sistemas cada vez más demandados, haciendo uso de las tecnologías de electrólisis anteriormente comentadas este proceso está ganando especial relevancia.

La conexión entre el sistema eléctrico y la red gasista permite obtener beneficios en la demanda y gestionabilidad de la red. Además, genera la posibilidad de realizar mezclas de gases renovables con los tradicionalmente utilizados en la red de gas (blending).

#### Power to Liquid (P2L)

El sistema Power to Liquid implica el uso de electrólisis para la producción de hidrógeno, que luego se combina con CO<sub>2</sub> u otros compuestos para producir combustibles sintéticos.

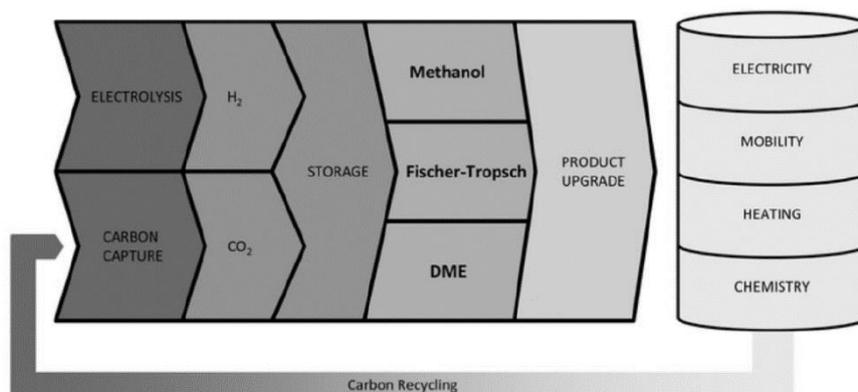


Ilustración 2.3.6.1 Diagrama de flujo de una configuración Power to Liquid.

#### Power to Power (P2P)

El sistema P2P implica la utilización de energía eléctrica para la producción de hidrógeno, que es almacenado y posteriormente reconvertido en energía eléctrica cuando es necesario. El grado de maduración tecnológica (TRL) de las tecnologías anteriormente descritas se puede contemplar de forma gráfica en el siguiente esquema:

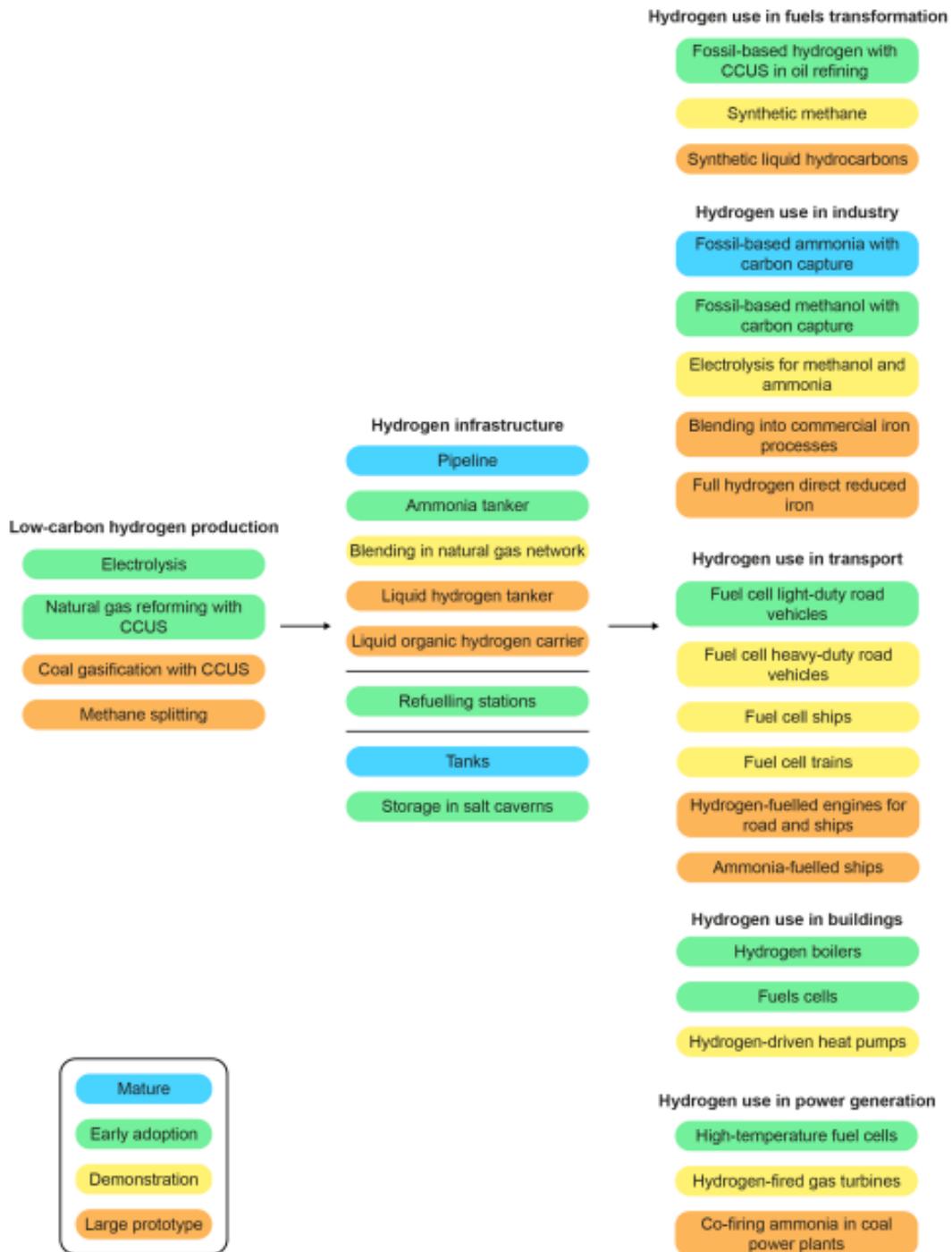


Ilustración 2.3.6.2 Esquema de las distintas tecnologías del sector del hidrógeno y su grado de madurez.

### 2.3.7. Funcionamiento y Estado del Arte

Una vez contempladas las tecnologías y sistemas disponibles de hidrógeno, el proyecto planteó inicialmente un posible almacenamiento energético a medio y largo plazo con la inclusión de tecnologías de hidrógeno, con una configuración que sigue un esquema **P2P (Power-to-Power)**, en el que tanto la variable de entrada como de salida es energía eléctrica.

La idea de aplicar este tipo de configuración es la revalorización de una energía que en otro contexto carecería de utilidad o sería desaprovechada, pudiendo gestionarla de una forma más eficiente y obtener un beneficio económico a cambio.

En este apartado, se pretende dar una visión general de la selección de las tecnologías aplicadas para este tipo de soluciones, sus rendimientos y costes. Para ello se dividirá el análisis en tres partes, en la primera se contemplan las tecnologías de generación de hidrógeno más adecuadas para el modelo, en la segunda el sistema de almacenamiento seleccionado y, por último, el proceso de generación eléctrica.

Cabe destacar que la relevancia del estudio se basa en la posibilidad de poder hacer un predimensionado de un sistema de almacenamiento P2P, realizando una propuesta que no incluya sistemas que emitan gases de efecto invernadero y ayude a la penetración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico. Esto permite ofrecer un servicio a los clientes que va desde un servicio de alquiler por capacidad energética a un posible servicio de regulación del sistema eléctrico.

#### Hipótesis del sistema

- Se ha decidido establecer el sistema en base al análisis realizado sobre la generación y demanda en el sistema eléctrico español, como se detalla en el capítulo 1.
- Los tiempos de funcionamiento de los distintos componentes del sistema funcionan a régimen nominal.
- Para el correcto funcionamiento del sistema, se estima un consumo entorno al 10% de la energía total de entrada para abastecer los sistemas auxiliares (BoP).
- El consumo de agua y otros componentes se integran dentro de los costes de operación de la instalación.
- La degradación sufrida por los stacks a lo largo de la vida útil de la planta se afrontan con una repotenciación o retrofit de los componentes a 10 años vista, lo que supone un incremento del 12% aproximadamente de la potencia nominal del sistema.
  - Electrólisis alcalina: la tasa de degradación es aprox. de 0,12 % /1.000 h
  - Electrólisis PEM: la tasa de degradación es de aprox. 0,19 % /1.000 h

En los siguientes apartados se muestran los beneficios y ventajas de los sistemas seleccionados para la configuración de la planta P2P, con un enfoque actual y futura.

### Proceso Power to Power

El proceso P2P también recibe el nombre de Power to H<sub>2</sub> to Power (P2H<sub>2</sub>2P) cuando el gas involucrado en la transformación es hidrógeno. Dentro de esta configuración se puede optar por distintos tipos de electrolizador, almacenamiento y pila de combustible, presentando cada uno una serie de características distintas y mostradas en los apartados anteriores.

A continuación se muestra un esquema simplificado de la instalación:

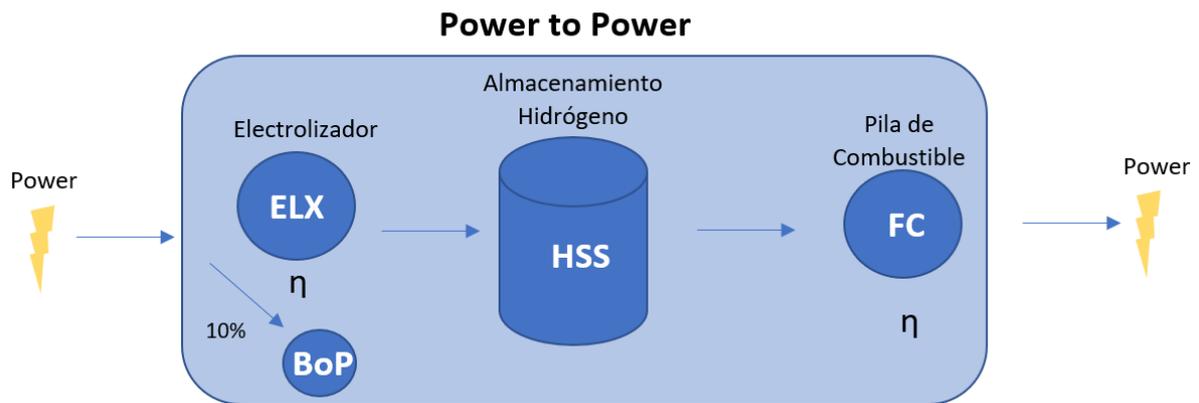


Ilustración 2.3.7.1 Diagrama de flujo de una configuración Power to Power.



Ilustración 2.3.7.2 Fotografía de una instalación Power to Power.

### **Descripción y funcionamiento del sistema**

La electricidad a la entrada del sistema se realiza a través de la red eléctrica exterior de AC y se convierte en DC con los inversores de la instalación. Una vez dentro del sistema, se distinguen 3 elementos principales: el electrolizador, el sistema de almacenamiento y por último la pila de combustible.

Aunque no se ha establecido su análisis dentro del alcance del proyecto, hay que tener en cuenta que en el sistema aparecen otros elementos auxiliares de planta (balance of plant (BoP) en inglés), que tendrán un consumo energético de entrada y sin los cuales no sería posible la propuesta realizada.

A continuación, se detallan los parámetros y funcionamiento de cada equipo.

### **Electrolizador**

De entre los sistemas de generación de hidrógeno vistos anteriormente, los más utilizados en la actualidad para la generación de hidrógeno son los alcalinos y los PEM debido a su alta madurez tecnológica. Además, al considerarse sistemas de baja temperatura, requieren de materiales más económicos que los SOE. Para el sistema de acumulación de energía propuesto en este proyecto, el electrolizador más idóneo es el alcalino, ya que trabaja mejor con altos flujos de forma continua, presenta un diseño más sencillo y unos menores costes.

Sin embargo, no se descarta el estudio de los electrolizadores PEM debido a que poseen un funcionamiento más óptimos en condiciones de carga parcial (rango operativo del 5 – 100%), lo que supone cierta ventaja cuando se quiera regular la producción, además de una madurez tecnológica y reducción de costes incipiente. Esta condición será secundaria, ya que idóneamente el diseño de la planta tendrá como objetivo una producción de hidrógeno constante.

A la salida del electrolizador se supone una presión del hidrógeno de 40 bar, presión que pueden alcanzar los electrolizadores, y, aunque pueda suponer un disminución en el rendimiento de la celda electrolítica, la eficiencia global del sistema será mayor (se elimina la etapa de compresión).

Para tecnologías de electrolizadores alcalinos el precio está actualmente en torno a los 800 k€/MW, con eficiencias que alcanzan el 65% y unos costes de operación del 2% (para instalaciones próximas a los 15MW).

En los electrolizadores poliméricos, el precio se sitúa alrededor de los 1400 k€/MW, con eficiencias del 55% y unos costes de operación del 2% (para instalaciones próximas a los 15MW).

		ALK						PEM					
		2017 @ P atm			2025 @ 15 bar			2017 @ 30 bar			2025 @ 60 bar		
Nominal Power	UNITS	1 MW	5 MW	20 MW	1 MW	5 MW	20 MW	1 MW	5 MW	20 MW	1 MW	5 MW	20 MW
Minimum power	% Pnom	15%			10%			5%			0%		
Peak power – for 10 min	% Pnom	100%			100%			160%			200%		
Pressure output	Bar	0 bar			15 bar			30 bar			60 bar		
Power consumption @ P nom	kWhe/kg	58	52	51	55	50	49	63	61	58	54	53	52
Water consumption	L/kg	15 L/kg											
Lifetime – System	Years	20 years											
Lifetime – Stack @ full charge	hr	80 000 h			90 000 h			40 000 h			50 000 h		
Degradation – System	%/1000 h	0,13%/ 1000 h			0,11%/ 1000 h			0,25%/ 1000 h			0,20%/ 1000 h		
Availability	%/year	>98%											
CAPEX – Total system Equipment	€/kW	1200	830	750	900	600	480	1500	1300	1200	1000	900	700
OPEX – Electrolyser system	%CAPEX	4%	3%	2%	4%	3%	2%	4%	3%	2%	4%	3%	2%
CAPEX – Stack replacement	€/kW	420	415	338	315	300	216	525	455	420	300	270	210

Tabla 2.3.7.1 Principales propiedades de los electrolizadores seleccionados y su evolución para el año 2025.

## Almacenamiento

El tipo de almacenamiento seleccionado para el sistema P2P es el de tanques de hidrógeno gaseoso. Este método es el más difundido en el sector y cuenta con una dilatada madurez. Una de las variables más importantes en este tipo de almacenamiento es la presión, para la que hay que tener en cuenta la presión de salida de los electrolizadores, de forma que se alcance la presión de consigna deseada.

Debido a que en nuestra instalación no es necesario el transporte del hidrógeno, la presión de almacenamiento puede ser mucho menor sin incurrir en una menor eficacia del sistema. Si fuese necesario, habría que añadir una etapa de compresión a la salida del electrolizador, lo que supondría un consumo energético y, por consiguiente, una reducción del rendimiento y un aumento de los costes del sistema.

Es por ello, que en la elección de los electrolizadores se ha seleccionado una tecnología alcalina con una presión de salida de 40 bar, presión suficiente para almacenar el hidrógeno gaseoso en un volumen aceptable para el proyecto. La mayor huella de los equipos (espacio ocupado) no supone un problema en la superficie ocupada de la planta.

En cuanto a la capacidad de almacenamiento, teniendo en cuenta que la potencia de salida de sistema (potencia de la pila de combustible) se ha establecido en 15 MW, se han aplicado las siguientes ecuaciones para encontrar un modelo óptimo para el sistema.

En el cálculo de energía para suministrar 1 hora a potencia máxima y siendo la eficiencia de la pila del 55%:

$$(15 \text{ MW} \times 1 \text{ hora}) \div 0,55 = 27,27 \text{ MWh}$$

Para calcular la masa necesaria de H<sub>2</sub>, sabiendo que 1 kg de H<sub>2</sub> son 33,33 kWh:

$$\frac{27,27 \text{ MWh}}{0,03333 \frac{\text{MWh}}{\text{kg}}} = 818,18 \text{ kg}$$

Conocido el factor de compresibilidad para 40 bar (F.C = 1,032) y la densidad del hidrógeno gas ( $\rho = 0,0899 \text{ kg/Nm}^3$ ), obtenemos el volumen requerido para almacenar esta energía:

$$\frac{818,18 \text{ kg}}{0,0899 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3}} = 9101 \text{ Nm}^3$$

$$V = \frac{9101 \text{ Nm}^3 \times 1.032}{40 \text{ bar}} = 235 \text{ m}^3$$

Con los parámetros conocidos de presión, volumen y factor de compresibilidad, se ha escogido un dimensionado de tanque que permita ampliar la capacidad de forma modular.

Con los datos recopilados por distintos fabricantes y con los costes asociados a tanques de almacenamiento estándar, se ha estimado un coste de 1379,3 €/m<sup>3</sup>. Los costes incluyen los sistemas de válvulas y el chasis.

Coste de almacenamiento por MWh de salida: 325.000 €/MWh de salida.

El coste total de almacenamiento estimado en función de la generación y demanda se estima en 10 horas de funcionamiento a máxima potencia( 272 MWh), lo que incurre en un gasto de capital, CAPEX, de 3.250.000 €.

Los depósitos de acero tienen una vida estimada de 30-40 años, pero requieren de una inspección y mantenimiento cada 10 – 15 años, esto representa un OPEX anual aproximado del 1,5% del coste inicial del depósito. OPEX 48.750€/año.

El precio para este tipo de sistemas de almacenamiento no se espera que varíe respecto al precio actual en previsiones a 2025 y 2030.

### **Pila de combustible**

La selección de la pila de combustible se ha tomado en base a la madurez tecnológica. Las pilas de combustible poliméricas son las más desarrolladas, impulsadas por el sector de la automoción, y son las que actualmente ofrecen un rendimiento y escalabilidad realistas para el proyecto.

	Data range	Selected
Unit size [MW]	Up to 1 MW scalable	
Power range [% Pnom]	0-100% nom. power	
Efficiency rate [%LHV]	45-55%	50%
Dynamic response	± 2 – 10 %/s	5%/s
Lifetime [years]	15-20 years	20 years
Stack lifetime [hr]	10 000 – 20 000	15 000
CAPEX [€/kW]	1600 – 3000	2000
OPEX [%CAPEX]	4-5%	4%
Stack replacement cost	40-50%	50%

Tabla 2.3.7.2 Principales propiedades de la pila de combustible seleccionada.

El precio es, a día de hoy, muy elevado, y es necesario realizar un conjunto de tipo modular utilizando múltiples sistemas en paralelo. El coste relativo al proyecto para este sistema toma un valor aproximado de 2000 €/kW, aunque posee una proyección a medio plazo de precio bastante inferior. El rendimiento se sitúa en un 55%.

En la generación final de energía eléctrica se han contemplado configuraciones con microturbinas de gas y pilas de combustible, pero se ha optado por estas últimas por su mayor eficiencia e interés desde el punto de vista de proyección tecnológica.

### 2.3.8. Eficiencia

Debido a que el sistema incluye distintos sistemas que transforman la energía y que poseen distintas eficiencias individuales, el término empleado que abarca todas las eficiencias de forma global es el Round trip efficiency, que se puede expresar con la siguiente fórmula:

$$\text{Round Trip Efficiency (\%)} = \frac{\text{Energía eléctrica a la salida}}{\text{Energía eléctrica a la entrada}} \times 100$$

Para calcular esta eficiencia global, se han supuesto las siguientes eficiencias:



Ilustración 2.3.8.1 Diagrama de flujo con los principales componentes de la instalación y su eficiencia. RTE.

$$RTE = 31\%$$

### 2.3.9. Previsiones de Costes

Debido a las innovaciones en las propias tecnologías, como el desarrollo de materiales menos costosos para electrodos y membranas, y las economías de escala en el proceso de fabricación, darán lugar a una reducción en los costes.

En el informe elaborado por *The Oxford Institute for energy studies* titulado: *Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolyzers?*, se presentan los factores clave que son vitales para la reducción de este tipo de tecnologías. Algunas de ellas se recogen en la siguiente tabla:

Goals			Alkaline	PEM	Solid oxide	AEM
Decreased energy consumption per unit	kWh/kg of H <sub>2</sub>	Current	50–78	50–83	45–55	57–69
		Aimed	<45		<40	<45
Increased stack lifetime	h	Current	60,000–100,000	50,000–90,000	20,000–90,000	~30,000
		Aimed	>100,000	>100,000–120,000	>90,000	>100,000
Increased module and stack size	MW/unit	Current	1		0.005	0.0025
		Aimed	5–10		0.2	2
Broadened load range (lower minimum and higher maximum load)	%	Current	15–100	5–120	3–125	5–100
		Aimed	5–300	5–300	0–200	5–200
Minimization of the use of scarce materials	Rare earth &	Current	Pt, Ru, W	Ir & Pt	Zr, Sm, La	None
		Aimed	Elimination	Minimization	Minimization	N/a
Typical start-up time (cold)	min	Current	~30–60	15–28	>60	~30
		Aimed	<30	<15	<60	<30
Increased scale of production of electrolyzers	GW/year	Current	>0.04	0.01–0.04	<0.025	~0.01
		Aimed	>1		0.5–1	
Decreased average stack cost	USD/kW	Current	270–450	400–870	690–2,000	>177 <sup>11</sup>
		Aimed	<100		<200	<100

Tabla 2.3.9.1 Principales hitos para el desarrollo y abaratamiento de los costes de las tecnologías de hidrógeno.

La evolución de costes en la tecnología de electrolizadores se estima que varíe como se muestra en el siguiente gráfico:

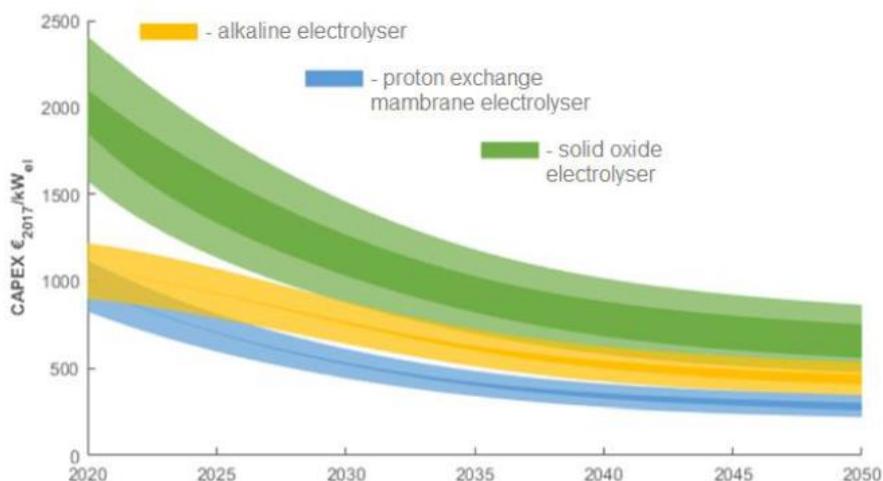


Ilustración 2.3.9.1 Principales hitos para el desarrollo y abaratamiento de los costes de las tecnologías de hidrógeno.

El almacenamiento es un sistema que no se estima que varíe su precio a medio plazo. Es una tecnología madura y con unos costes fijos y variables conocidos.

En cuanto a tecnologías de pila de combustible, son las más complicadas de analizar de cara al futuro y, aunque en la línea temporal que nos precede es fácilmente reconocible una disminución histórica de los costes de estas tecnologías (como se observa en la siguiente tabla), es complicado predecir la variación de cara a los años venideros debido al reducido número de empresas que desarrollan esta tecnología y la incertidumbre que ello conlleva.

ORGANIZATION	TECHNOLOGY	CAPEX (US\$/KW)
IEA (2015)	PEM	2,650 <sup>a</sup>
CSIRO (2018)	PEM	3,496 <sup>b</sup>
H2I (2018)	PEM	2,800 –3,400 <sup>c</sup>
IRENA (2018)	PEM	1,380 <sup>d</sup>
ESMAP (2020)	PEM	1,100
IEA (2015)	Alkaline	1,150 <sup>e</sup>
IEA (2017)	Alkaline	850 <sup>f</sup>
CSIRO (2018)	Alkaline	1,347 <sup>g</sup>
H2I (2018)	Alkaline	1,300–1,700 <sup>h</sup>
IRENA (2018)	Alkaline	860 <sup>i</sup>
ESMAP (2020)	Alkaline	800

Source: As shown, and ESMAP.

Note: PEM = proton exchange membrane.

a. IEA 2015. b. Bruce and others 2018. c. H2I 2018. d. IRENA 2018. e. IEA 2015. f. Philibert 2017. g. Bruce and others 2018. h. H2I 2018. i. IRENA 2018.

Tabla 2.3.9.2 Principales hitos para el desarrollo y abaratamiento de los costes de las tecnologías de hidrógeno.

### 2.3.10. Capex y Opex

El análisis económico de las tecnologías de hidrógeno se aborda desde una perspectiva de sistema completo, en el que están incluidos todos los componentes fundamentales para realizar la función contemplada en este trabajo, un sistema Power to Power.

Con los datos recopilados en la bibliografía se han elaborado las siguientes tablas económicas, desde las hemos podido concluir las siguientes afirmaciones.

Costes	Almacenamiento	
	Tipo I	
Año	CAPEX (k€/MWh)	OPEX (% <sub>capex</sub> )
2017-2030	12	2%

Tabla 2.3.10.1 Precio estimados del almacenamiento propuesto para la instalación.

Costes	Pila de Combustible	
	PEM	
Año	CAPEX (k€/MW)	OPEX (%capex)
2020	2000	4%

Tabla 2.3.10.2 Precios estimados de la pila de combustible propuesta para la instalación.

Costes	Electrolizador			
	Alcalino		PEM	
Año	CAPEX (k€/MW)	OPEX (%capex)	CAPEX (k€/MW)	OPEX (%capex)
2017	750	2%	1200	2%
2018	713	2%	1117	2%
2019	677	2%	1040	2%
2020	643	2%	968	2%
2021	611	2%	902	2%
2022	580	2%	839	2%
2023	551	2%	781	2%
2024	524	2%	727	2%
2025	498	2%	700	2%
2026	473	2%	652	2%
2027	449	2%	607	2%
2028	427	2%	565	2%
2029	405	2%	526	2%
2030	400	2%	500	2%

Tabla 2.3.10.3 Variación estimada de precios del electrolizador propuesto para la instalación.

Los costes asociados al CAPEX de las tecnologías de hidrógeno es, muy elevada y, tras la comparación con los costes de las baterías y la rentabilidad estudiada en nuestro modelo económico, resulta inviable plantear un modelo aplicando esta tecnología con los costes actuales o futuros.

## 3. Modelo de Negocio y Económico. Rentabilidad

### 3.1. Análisis Estratégico Básico

La idea principal es la de ofrecer un modelo de “almacenamiento como servicio”, ofreciendo a nuestros clientes la posibilidad de almacenar los excedentes energéticos de sus instalaciones de generación renovable sin tener que realizar ellos mismos la inversión y gestión de un sistema de baterías.

#### 3.1.1. Análisis del Entorno / PEST

Creemos que el entorno actual es especialmente favorable a nuestro proyecto. A continuación, se exponen los motivos:

- Entorno **Político**:

Durante los últimos años la creciente preocupación ciudadana por el cambio climático ha llevado a la clase política a mostrar más interés en medidas regulatorias que ayuden a evitarlo. Desde 1995 se celebran anualmente las “Conferencias de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático” que sirven para evaluar el progreso en el tratamiento del cambio climático y para establecer medidas legalmente vinculantes para obligar a los países desarrollados a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Estos eventos han servido para reforzar la involucración de los distintos países en tomar medidas contra el cambio climático.

En este contexto, existe un gran apoyo político para la realización de la transición energética hacia un modelo más limpio y renovable. La implementación de cada vez más potencia de generación eléctrica de origen renovable causará en un futuro no muy lejano una gran necesidad de almacenamiento de energía, debido a que las principales energías renovables no son gestionables. Necesitaremos tener la capacidad de almacenar la energía en los momentos en los que sobre para poder utilizarla cuando nos falte, ayudando a la estabilidad y flexibilidad de la red y a la garantía de suministro.

Sin embargo, el verdadero motivo del gran apoyo político que está recibiendo la transición energética no es otro que una cuestión geopolítica. Europa quiere terminar con la dependencia energética del exterior y nuestra mejor alternativa es pasar a un modelo energético 100% renovable, pero no podemos hacerlo sin la capacidad de almacenar energía. La guerra de Ucrania, y la escalada de los precios de la electricidad y los combustibles ha dejado de manifiesto que no podemos seguir dependiendo de países como Rusia o Argelia si queremos mantener nuestra competitividad. Es por ello que Europa está decidida a hacer lo que sea necesario para terminar con esta situación.

El 18 de mayo de 2022 la Comisión Europea presentó el plan “REPowerEU”, un plan destinado a poner fin a la dependencia energética de la UE. Este plan está ligado a otros planes europeos, los “Mecanismos de Recuperación y Resiliencia” de cada país como por ejemplo los PERTE en España. Es de especial relevancia el PRTR ERHA (Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de Energías Renovables, Hidrógeno y Almacenamiento) aprobado por el consejo de ministros el 14 de diciembre de 2021. Este plan movilizará una cantidad total de **16.370 millones de euros** y busca desarrollar tecnologías, capacidades industriales y nuevos modelos de negocio que refuercen la posición de España en la transición energética. Concretamente se destinarán **6.000 millones de euros** a proyectos centrados en el almacenamiento de energía e hidrógeno renovable. Ya se han destinado 220 millones de euros a instalaciones de almacenamiento “detrás del contador”.

Queda claro por tanto que el entorno político no podría ser más favorable.

- Entorno **Económico**:

Debido a la guerra de Ucrania, la crisis de suministro del Covid y otros factores como el aumento del precio de los derechos de emisión de  $CO_2$ , desde mediados de 2021 hemos presenciado una rápida escalada del precio de la electricidad en España y el resto de Europa, batiendo todos los máximos históricos.

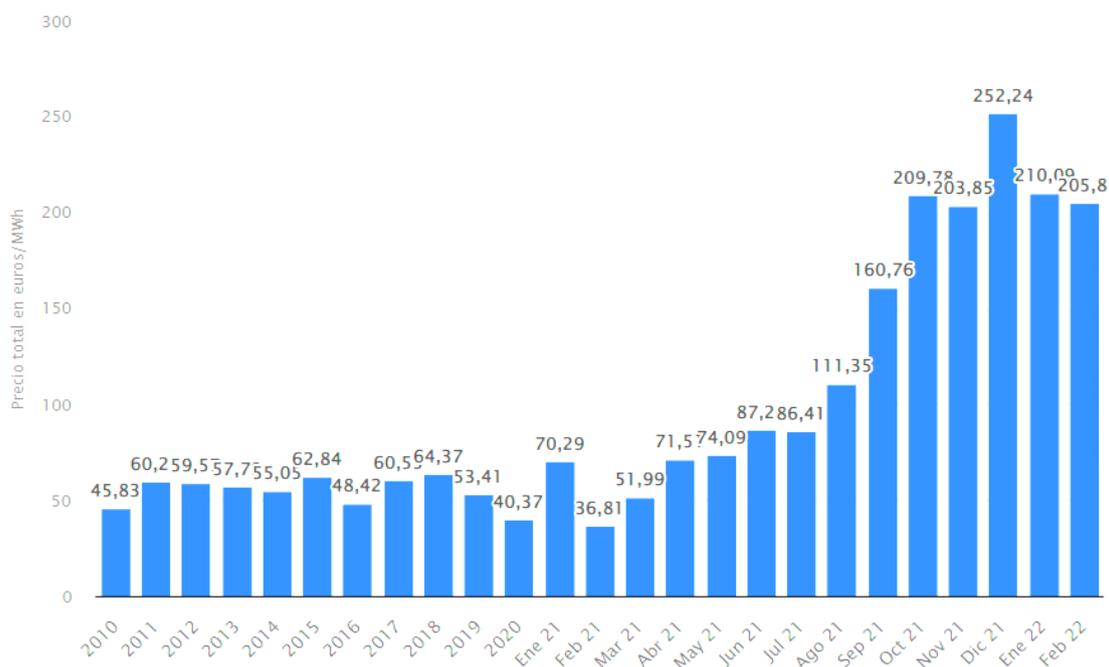


Ilustración 6. Precio medio final de la electricidad en España de 2010 a 2022.

Fuente: Statista.com

Esta subida de precios ha causado que en España se alcance en 2021 una **inflación del 6,5%**, el récord en los últimos 30 años. La situación económica actual es un arma de doble filo. Por un lado, esta subida de precios ha dejado patente que es necesario abandonar los combustibles fósiles lo antes posible y librarnos de la dependencia del exterior, fomentando así el desarrollo de las tecnologías renovables y por tanto del

almacenamiento energético. Por otro lado, el aumento de precios ha afectado también a estas mismas tecnologías, reduciendo su competitividad.

Otro factor del entorno económico es la **canibalización**. La canibalización de precios es el concepto asociado a productores de energía renovable que generan grandes volúmenes de energía en el mismo punto en el tiempo, reduciendo la necesidad de energía de gas y, por lo tanto, reduciendo el precio general para ese período. Este es el resultado del sistema de precios marginalistas del mercado eléctrico. Esto significa que, cuanto más potencia renovable se instale, menos beneficios obtendrán estas empresas. Nuestro sistema es una posible solución a este problema, ya que aporta **gestionabilidad** a las energías renovables y permite a los generadores vender su energía cuando los precios sean más elevados.

- Entorno **Social**:

La sociedad, consciente del problema del cambio climático y harta de los elevados precios de la electricidad, ha recurrido al autoconsumo de energía como arma para terminar con estos dos problemas. **En España se instalaron 1.023 MW de autoconsumo en 2021**, el doble que en 2020. Se estima que se pueden alcanzar los **10.000 MW de autoconsumo para 2030**. El autoconsumo colectivo y las comunidades energéticas también están comenzando a implantarse cada vez más. Esta situación es favorable ya que la fotovoltaica es una de las tecnologías que más requiere de almacenamiento.

- Entorno **Tecnológico**:

El entorno tecnológico también resulta favorable, ya que los precios de las tecnologías habilitadoras para nuestro sistema han experimentado una gran bajada de precios. En las siguientes gráficas se ve como **el precio de la electricidad solar fotovoltaica se ha reducido un 85%** en tan solo 10 años, el de la **termosolar un 68%**, y el de la **eólica un 50%**. La generación eléctrica con estas tecnologías ya resulta más barata que con combustibles fósiles.

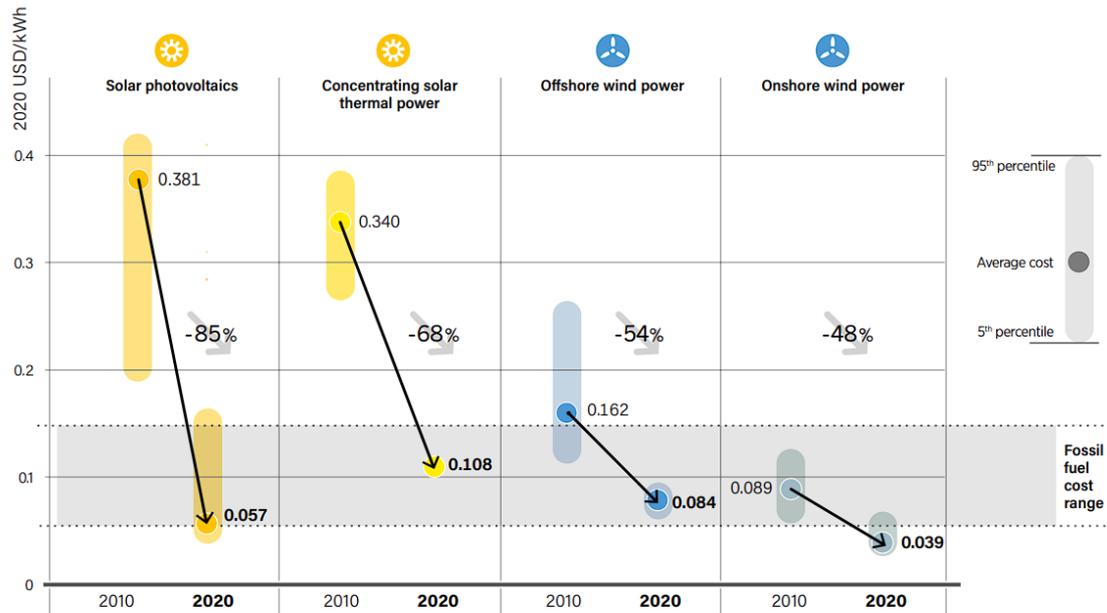


Ilustración 7. Evolución del coste nivelado de la electricidad (LCOE) para diferentes tecnologías renovables.  
Fuente: REN21 Global Status Report.

Por su parte, el coste de las baterías de litio también ha caído un 90% en el mismo periodo, y va a seguir su caída como ya se ha visto anteriormente.

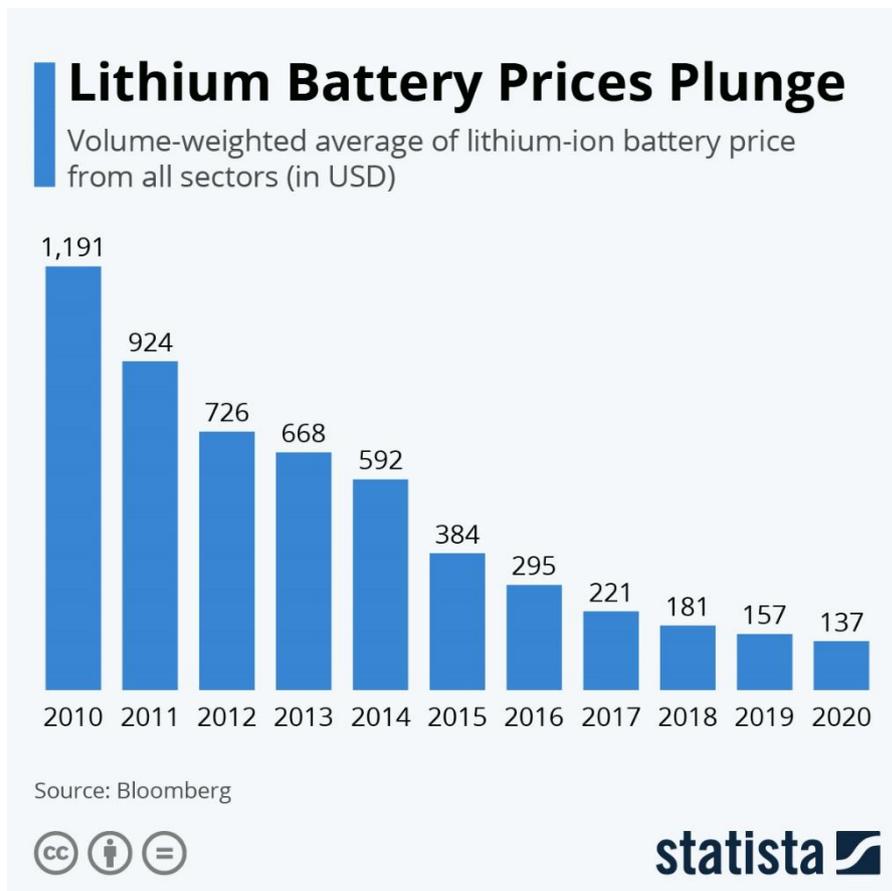


Ilustración 8. Previsión de la evolución del precio de las baterías entre 2010 y 2030.  
Fuente: Bloomberg

### 3.1.2. Factores Clave de Éxito

El principal FCE de nuestro sistema es la facilidad de uso para cualquier usuario. Al ofrecer un modelo de servificación, el cliente ve el sistema como una “caja negra” y puede despreocuparse de toda la gestión del mismo.

### 3.1.3. 5 Fuerzas de Porter

- Amenaza de entrada de nuevos competidores:

A causa de la gran necesidad de capital inicial por los costes actuales de los sistemas de almacenamiento, la amenaza de entrada de nuevos competidores es reducida. Otro impedimento serían los requisitos técnicos y legales necesarios para conectar el sistema a la red eléctrica.

- Rivalidad entre competidores existentes:

Actualmente no existe ninguna empresa en España que ofrezca un servicio similar, pero en el futuro es posible que la competencia sea alta. Esto es debido a que el servicio actuará como una “caja negra” y será difícil diferenciarse de la competencia.

- Amenaza de productos sustitutivos:

Si se mejorase la actual compensación de excedentes, pudiendo compensar los excedentes en cualquier mes del año

- Poder de negociación de los proveedores:

La capacidad de negociación de los proveedores es baja. Existen muchos fabricantes de baterías y de electrolizadores, con productos muy similares. Una vez hecha la compra inicial y realizada la instalación, ni siquiera dependemos del mismo proveedor para realizar el mantenimiento.

- Poder de negociación del cliente:

En relación al primer punto (la baja amenaza de entrada de nuevos competidores), lo más probable es que exista una gran demanda de almacenamiento y una escasa oferta. Esto causará que los clientes tengan poco poder de negociación.

## 3.2. Formulación del modelo de negocio

El modelo de negocio que planteamos en este proyecto, como ya se ha introducido anteriormente, se fundamenta en un modelo de servificación del almacenamiento energético. Destinado tanto a pequeños, como a grandes generadores.

Su explicación es sencilla. Podemos usar a modo de analogía, el funcionamiento de un banco desde el punto de vista de nuestros consumidores. Se pone al servicio de los clientes el poder almacenar la energía generada mediante el pago de un alquiler, y cuyo precio, variará en función del tiempo que dicha energía esté almacenada, y de la cantidad de la misma. La recuperación de dicha energía se realizará en unas condiciones de potencia a pactar con el cliente. Otra analogía, desde el punto de vista interno de nuestra instalación, sería entender el sistema como un parking. Mientras haya espacio, aceptamos energía para ser almacenada. La estancia se cobra por tiempo y por número de vehículos (kWh).

Existirán una serie de pérdidas asociadas a la tecnología de almacenamiento usado y al transporte de la energía en función de la distancia entre la localización del vertido y nuestras instalaciones. Para determinar la energía vertida/almacenada, se realiza una monitorización en origen y en destino. Dicha energía vertida se acumula en nuestra instalación, con sus pérdidas asociadas. El cliente que haya realizado el vertido puede recuperar en cualquier momento la energía de forma instantánea. Es decir, puede alternar entre carga y descarga en el momento que desee.

De forma sencilla, es como disponer de una instalación de almacenamiento propia, con la ventaja de no tener que acometer una importante inversión, ni realizar ningún tipo de mantenimiento.

Se incluye la posibilidad de negociar modelos de PPA en los que nuestro sistema actúa como un mero intermediario. El generador será el responsable del pago a nuestra empresa, y por tanto del cobro al consumidor final.

Potencialmente, cualquier instalación fotovoltaica y/o eólica de cualquier tamaño, así como otras instalaciones generadoras se convierten en gestionables con el uso de servicios como éste, con el único inconveniente de asumir una serie de pérdidas asociadas a la tecnología.

En este capítulo trataremos de resolver si este modelo de negocio es viable a día de hoy, con las tecnologías planteadas, y en caso de que no, cuando sí lo sería, acorde a las previsiones recogidas en el PNIEC.

A todos los efectos, esto es un problema con 2 variables de diseño principales a optimizar. Por un lado, la potencia instalada, y por otro la capacidad nuestro sistema de almacenamiento. No obstante, la realización de un estudio de mercado para conocer, al menos en primera aproximación, la posible demanda de nuestro servicio, supera la ambición de este documento. Si bien, el estudio realizado en el capítulo 1

invita a pensar que, con un sistema eléctrico basado en renovables, con un gran número de horas diarias en régimen excedentario, la demanda de nuestro servicio está garantizada. Razón por la que realizamos las siguientes hipótesis:

1. Las potencias máximas de carga y descarga son similares e iguales a la nominal.
2. Asumimos que nuestra instalación está bien diseñada acorde al nivel de demanda que se pretende cubrir.

Aunque de forma singular el sistema puede estar en carga y descarga simultánea, de forma agregada, el sistema está en uno u otro modo. Ejemplo. Supongamos que en un instante  $t$ , nuestro sistema comienza a descargarse a potencia  $P_d(t)$ . Es posible que existan consumidores que estén vertiendo potencia en nuestro sistema  $P_c(t)$ , con lo que, de forma general, nuestro sistema se estará descargando a una potencia global (o agregada):

$$P_g(t) = P_c(t) - P_d(t)$$

Dicha potencia  $P_g$  podrá ser positiva (carga) o negativa (descarga).

3. Los usuarios hacen un uso inteligente del servicio. Esto es, no incurren en pérdidas económicas y no dejan energía almacenada sin recuperar.

Durante la operación, garantizaremos el rendimiento mínimo del 86% en RTE a nuestros usuarios. Habrá, no obstante, que descontar las pérdidas producidas en la línea de transporte en función de distancia entre el punto de generación, nuestra instalación, y el punto de consumo.

Este modelo de negocio cuenta con la ventaja de que el primer intercambio comercial que se produce es el del vertido de energía en nuestro sistema, lo cual funciona a modo de aval económico ante posibles eventualidad o impagos.

Adicionalmente, durante la realización de este proyecto se han valorado modelos de negocio alternativos, los cuales pueden complementar al modelo de servificación. Algunos de ellos requieren de regulación específica que no existe en la actualidad, o bien de estudios de mercado muy precisos, como se menciona anteriormente.

Aunque nuestro objetivo es realizar el análisis de la rentabilidad del proyecto considerando simplemente el modelo de servificación, vamos a plantear 2 modelos de negocio adicionales. Estos modelos implican dejar de actuar como meros intermediarios y ser parte directa del mercado eléctrico.

### 3.2.1. Modelo alternativo: Regulación Secundaria

De forma previa, procedemos a realizar una explicación somera sobre los servicios auxiliares contemplados por el sistema eléctrico.

Los servicios auxiliares contemplados en los distintos sistemas eléctricos se pueden clasificar en tres tipos:

- Control de frecuencia.
- Coordinación y operación
- Respaldo y restitución del sistema.

De ellos, los que nos resulta de interés para el modelo, son los de Control de Frecuencia.

Estos servicios están enfocados a asegurar el correcto equilibrio del sistema eléctrico en el corto plazo. Estos cambios de frecuencia se producen por la variación de la demanda de energía (carga) o de la producción (generación). Si estas variaciones se producen a corto plazo de forma importante, el sistema puede colapsar.

Para estandarizar estos servicios de ajuste a nivel europeo, el operador del sistema europeo (ENTSO-E) define varias acciones para mantener la estabilidad de la frecuencia del sistema, entre ellas:

1. Regulación primaria de la frecuencia; su objetivo es mantener el equilibrio entre la generación y la demanda en la red mediante el uso de los controles de velocidad de las turbinas y otros actuadores de respuesta rápida. Este control primario es una función automática del regulador de velocidad del generador que ajusta la salida del generador en caso de desviación de la frecuencia del sistema.
2. Reservas operativas; que está asociado a la disponibilidad de generación a corto plazo para gestionar un desequilibrio. En función del tiempo de respuesta, este servicio se clasifica en tres tipos diferentes:
  - a. Regulación secundaria de frecuencia (con un tiempo de respuesta entre 10 s y 15 min aproximadamente, durante un mínimo de dos horas).
  - b. Regulación de frecuencia terciaria (con un tiempo de respuesta entre 10 y 30 min. y durante un mínimo de dos horas).
  - c. Las reservas no sincronizadas, que son aquellas unidades que no se despachan, pero que deben conectarse en menos de 30 min.

Para la provisión de estos servicios, en general, se organizan mercados, donde los agentes realizan ofertas en base a sus estructuras de costes, aunque en algunos sistemas europeos, la participación es obligatoria. Normalmente, los mercados se

estructuran mediante sistemas de retribución y ofertas mínimas. En el caso del sistema eléctrico español, los mercados se organizan de la siguiente manera:

#### Regulación primaria

- Participación: Obligatoria
- Remuneración: No remunerada
- Oferta mínima:  $\pm 1,5\%$  Potencia nominal de generación

#### Regulación secundaria

- Participación: Mercado organizado
- Remuneración: Por Capacidad y Energía (precios marginales)
- Oferta mínima: 10 MW

#### Regulación terciaria

- Participación: Mercado organizado
- Remuneración: Por puja de energía
- Oferta mínima: 10 MW

Adicionalmente, para constituirse como agente de mercado y acceder al mercado de restricciones se deben cumplir una serie de requisitos. Entre ellos, disponer de un proceso de generación síncrono. Las tecnologías renovables consideradas síncronas son la energía eólica y la energía termosolar. En el caso de las baterías, aún no existe regulación, pero se prevé que aparezca próximamente.

Cabe indicar también que estos procesos y servicios son locales, es decir, orientados a la compensación de nudos de red particulares, y no de forma global.

Estos son los principales motivos por los cuales no se ha considerado este modelo de negocio. No obstante, como valor orientativo, cabe indicar que, en los servicios de regulación terciaria, el precio de la puja de energía es, de forma general, entre un 40 y un 100% superior al precio del pool.

### 3.2.2. Modelo alternativo: Comercio de energía

Otra de los modelos valorados es el de establecernos como compradores de energía renovable a precio muy bajo en periodos excedentarios, para revender en periodos de alta demanda.

La principal ventaja radica en aprovechar el margen completo de la diferencia de precio entre los periodos valle y los periodos punta.

Las desventajas por otro lado estriban principalmente en que nuestros ingresos dependen también de la calidad predictiva y de operación del mercado que lleve a cabo nuestra empresa, además de estar sujetos fuertemente a las oscilaciones del

mercado. Adicionalmente, al ser puramente parte activa del sistema, la red de seguridad de la que hablábamos en el modelo de servificación desaparece.

Vistos estos los modelos alternativos, cabe pensar que pueden combinarse y/o complementarse entre sí, para dar a luz a modelos intermedios que multiplican la rentabilidad de nuestro proyecto a costa de satisfacer una serie de requisitos técnicos y administrativos.

### 3.3. Inversión y Costes

Tras un análisis exhaustivo de las 2 tecnologías propuestas, y la comparativa económica entre ambas, teniendo en cuenta las hipótesis realizadas y el consecuente modelo de operación, se observa que almacenar energía en un sistema exclusivamente de baterías, supone una ventaja notable a día de hoy en cuanto a rentabilidad respecto al uso de un sistema basado en hidrógeno.

El factor diferencial no radica solo en el mayor coste de inversión, como hemos visto en los capítulos previos, sino en el RTE, que, para el caso del hidrógeno, con la tecnología actual, es de solo un 31%, mientras que en el caso de las baterías, tenemos una media de un 86%, alcanzándose valores del 90% según los últimos estudios.

No cabe duda de que el almacenamiento en hidrógeno presenta una ventaja clave desde el punto de vista de disponer de reservas de energía a muy largo plazo, ya que, al contrario que los sistemas de baterías, la energía almacenada no se degrada. Sin embargo, este hecho invita a pensar en un modelo de negocio muy distinto al planteado.

Adicionalmente, indicar que no se dispone hasta la fecha de bibliografía lo suficientemente contrastada como para aventurar una reducción de costes cuantitativa a medio-largo plazo, lo cual imposibilita la valoración de su rentabilidad en años sucesivos.

Para caracterizar la rentabilidad del proyecto, el análisis se realizará sobre un ciclo de vida de 25 años.

#### 3.3.1. Potencia y Capacidad de Almacenamiento

Se persigue disponer de una instalación de almacenamiento de potencia y capacidad suficiente para verse positivamente influida por los factores de economía de escala. De forma previa al análisis de costes, las características de nuestra instalación se definieron de la siguiente forma:

- Potencia Inicial prevista de la instalación: 50 MW
  - o 35 MW Sistema de Baterías
  - o 15 MW Sistema de Hidrógeno
- Capacidad de almacenamiento: 360 MWh
  - o 210 MWh Capacidad de Baterías
  - o 150 MWh Capacidad de tanques de Hidrógeno

El objetivo era que el sistema de baterías diera servicio a los consumidores de nuestro de forma diaria, y el sistema de hidrógeno a consumidores que almacenaran energía durante largos periodos de tiempo. No obstante, a tenor de las razones expuestas previamente, se decide descartar el almacenamiento en hidrógeno en pos de un sistema completo de baterías.

Los ejemplos recogidos en la documentación fundamentan sus resultados en el estudio de sistemas de almacenamientos de 4 horas a potencia nominal, lo que implicaría una capacidad de almacenamiento de 200 MWh. No obstante, si tenemos en cuenta las peculiaridades de la forma de la curva de demanda en nuestro país, parece lógico definir un almacenamiento equivalente a 6 horas de descarga a la potencia máxima global (o agregada)  $P_{gmax}$ , definida anteriormente. Se estima que  $P_{gmax}$  tendrá un valor cercano a la potencia nominal de la instalación, tanto en carga como en descarga. Se ha tomado la decisión de estimar este valor en un 90% de la potencia nominal. Es decir:  $P_{gmax} = 0,9P_n = 45$  MW, tanto en régimen de carga como en régimen de descarga. Lo cual implica una capacidad de 270 MWh (capacidad útil). Nótese además que considerando que las baterías no se descargarán por debajo del 10%, atendiendo a las especificaciones de la tecnología, la capacidad debe incrementarse en  $C_n = 270$  MWh/0,9 = 300 MWh.

- Potencia definitiva de la instalación: **50 MW**
  - o **50 MW** Sistema de Baterías
  - o **0 MW** Sistema de Hidrógeno
- Capacidad de almacenamiento: **300 MWh**
  - o **300 MWh** Capacidad de Baterías
  - o **0 MWh** Capacidad de tanques de Hidrógeno
  - o

### 3.3.2. Inversión y Costes previstos hasta 2030.

El año en el que se realiza la inversión interviene en el cálculo de la rentabilidad debido a las estimaciones de evolución de precios. Por esto, para la potencia y capacidad seleccionada, presentamos los costes de inversión hasta 2030:

<b>Año</b>	<b>Precio total 6h storage (€)</b>
<b>2022</b>	78,946,425
<b>2023</b>	74,211,361
<b>2024</b>	69,390,206
<b>2025</b>	64,482,958
<b>2026</b>	61,814,104
<b>2027</b>	58,973,066
<b>2028</b>	56,218,120
<b>2029</b>	53,549,265
<b>2030</b>	50,708,227

Tabla 3.3.2.1 Costes de inversión totales estimados para un sistema de baterías de 6 horas de almacenamiento.

Hemos de añadir los costes de operación y mantenimiento, los cuales, al incluir la reposición y reparación del sistema de baterías, se prevé que sean decrecientes en el tiempo, proporcionalmente al abaratamiento de la tecnología.

Considerando el ciclo de vida de 25 años, y considerando en el estudio, las implicaciones de inversión inicial desde hoy hasta 2030, presentamos la tabla de costes estimados por año hasta 2050, año a partir del cual, al carecer de previsiones, estimaríamos constantes:

<b>Año</b>	<b>Costes de O&amp;M (€/año)</b>	<b>Año</b>	<b>Costes de O&amp;M (€/año)</b>
<b>2022</b>	1,973,661	<b>2037</b>	1,188,071
<b>2023</b>	1,855,284	<b>2038</b>	1,179,461
<b>2024</b>	1,734,755	<b>2039</b>	1,166,548
<b>2025</b>	1,612,074	<b>2040</b>	1,155,786
<b>2026</b>	1,545,353	<b>2041</b>	1,142,872
<b>2027</b>	1,474,327	<b>2042</b>	1,134,263
<b>2028</b>	1,405,453	<b>2043</b>	1,121,349
<b>2029</b>	1,338,732	<b>2044</b>	1,110,588
<b>2030</b>	1,267,706	<b>2045</b>	1,097,674
<b>2031</b>	1,259,096	<b>2046</b>	1,089,065
<b>2032</b>	1,246,183	<b>2047</b>	1,076,151
<b>2033</b>	1,235,421	<b>2048</b>	1,065,389
<b>2034</b>	1,224,660	<b>2049</b>	1,052,476
<b>2035</b>	1,211,746	<b>2050</b>	1,041,714
<b>2036</b>	1,200,984		

Tabla 3.3.2.2 Costes de O&M por año, estimados para un sistema de baterías de 6 horas de almacenamiento.

### 3.4. Ingresos

Los ingresos vendrán definidos por el uso que se haga de nuestra instalación. Se define un precio unitario base ( $G_b$ ) por MWh almacenado durante 1 hora en nuestro sistema. A este precio unitario base se le sumará otro precio ( $G_d$ ) que dependerá de la diferencia de precio prevista para la energía entre periodo pico y periodo valle de cada día.

El ingreso diario ( $I_d$ ) será:

$$I_d = E_m \cdot 24h \cdot (G_b + G_d)$$

Siendo  $E_m$  la capacidad media utilizada (o energía media almacenada) de nuestro sistema. La cual, estimamos como la mitad de la capacidad útil  $E_m = 135$  MWh.

Para definir los precios  $G_b$  y  $G_d$  recurrimos a datos históricos de OMIE, en los que se observa que, la diferencia de precio media entre las 6 horas de menor precio y las 6 horas de mayor precio ha sido superior al 20%.

Parece coherente entonces, dar un valor a  $G_b$  tal que, multiplicado cada MWh por el número de horas almacenado en nuestro sistema, resulte un valor inferior a dicha diferencia de precio, descontadas las pérdidas. Asegurándonos así que usar nuestro sistema es rentable para nuestros consumidores.

Procedemos a ilustrarlo numéricamente.

Definimos:

- Precio de venta del MWh en hora valle:  $X_v$  [€/MWh]
- Precio de venta del MWh en hora pico:  $X_p$  [€/MWh]
- Rendimiento asociado al RTE de nuestro sistema: 86%
- Pérdidas de Transporte de Energía en Red media en España en un trayecto: 1%
- Tiempo de almacenamiento medio de la energía en nuestro sistema:  $t_m$  [h]
- Energía generada en bornas del alternador del generador:  $E$  [MWh]

Es decir, se trata de resolver la ecuación:

$$E \cdot X_v = 0,99^2 \cdot 0,86 \cdot E \cdot X_p - 0,99 \cdot E \cdot t_m \cdot G_b \rightarrow G_b = \frac{0,0115 \cdot X_v}{t_m}$$

Estimando  $t_m$  en 6 horas:

$$G_b \approx 0,002 \cdot X_v \text{ [€/MWh}\cdot\text{h]}$$

Por su parte,  $G_d$  adquirirá un valor que será el 50% sobre el exceso de la diferencia de precio del 20% considerada, una vez descontadas las pérdidas del sistema. Es decir:

$$G_d = 0,5 \cdot (0,843 \cdot X_p - X_v) / t_m$$
$$G_d \approx 0,0703 \cdot X_p - 0,0833 \cdot X_v \text{ [€/MWh}\cdot\text{h]}$$

Donde  $X_p$  y  $X_v$  son los valores diarios, con lo que  $G_d$  es una variable cuyo valor cambiará de forma diaria y que aunque matemáticamente puede llegar a ser negativa, pero que asumiremos que no lo es en un año tipo.

El ingreso diario quedaría como:

$$I_d = 135 \text{ MWh} \cdot 24h \cdot (0,0703 \cdot X_p - 0,0813 \cdot X_v) \text{ [€/día]}$$

Y en cuanto a ingresos anuales simplemente:

$$I_a = 365 \cdot I_d \text{ [€/año]}$$

### 3.5. Rentabilidad

Vamos a evaluar la rentabilidad en distintos escenarios, considerando siempre un ciclo de vida típico de 25 años para nuestro proyecto. Y una tasa de descuento del 2,9%. Los escenarios son los siguientes:

1. Sistema no excedentario. Precios medios de la energía previos a la pandemia.
2. Sistema no excedentario. Precios medios de la energía de los últimos 2 años.
3. Sistema excedentario. Precios medios de la energía previos a la pandemia.
4. Sistema excedentario. Precios medios de la energía de los últimos 2 años.

Entenderemos por situación de sistema excedentario, que existen instantes a lo largo del día donde las generadoras renovables reciben la orden de parar para evitar la saturación del sistema eléctrico, ya sea por exceso de oferta de energía a nivel agregado, o por curtailment (sobrecargas en nudos), con lo que el precio de las horas valle es 0.

#### 3.5.1. Sistema No Excedentario. Precios Pre-Pandemia

- $X_v \sim 40 \text{ €/MWh}$
- $X_p \sim 50 \text{ €/MWh}$

$$I_d = 852,12 \text{ [€/día]}$$

$$I_a = 311.023,80 \text{ [€/año]}$$

Queda patente que estos valores son inasumibles para el proyecto, ya que son del orden de 3 veces inferiores al propio coste asociado al opex de nuestra instalación en el mejor de los escenarios (superiores al millón de euros al año).

### 3.5.2. Sistema No Excedentario. Precios Post-Pandemia

- $X_v \sim 180 \text{ €/MWh}$
- $X_p \sim 250 \text{ €/MWh}$

$$I_d = 9.528,84 \text{ [€/día]}$$

$$I_a = 3.478.026,6 \text{ [€/año]}$$

El orden de magnitud de estos resultados nos acerca al objetivo de rentabilizar nuestro proyecto. Sin embargo, en el mejor de los escenarios, que es realizar una inversión en el año 2030, con el ciclo de vida indicado de 25 años y con las mejores previsiones posibles de costes de operación y mantenimiento, Tenemos un gasto anual estimado de 3.577.125,35 € (O&M y amortización de la inversión). El cual supera a nuestro ingreso anual esperado.

### 3.5.3. Sistema Excedentario. Precios Pre-Pandemia

- $X_v \sim 0 \text{ €/MWh}$
- $X_p \sim 50 \text{ €/MWh}$

$$I_d = 11.388,60 \text{ [€/día]}$$

$$I_a = 4.156.839,00 \text{ [€/año]}$$

Escenario en que nuestro proyecto sería rentable a partir del año 2030, contando con una reducción moderada de los costes de la tecnología. El balance económico estimado sería:

Coste de Inversión: **50.708.227 €**

Coste de O&M: **1.041.714 - 1.267.706 €/año**

VAN: **1.592.218 €** (a 25 años)

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos	0 €	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €
Costes	50,708,227 €	1,267,706 €	1,259,096 €	1,246,183 €	1,235,421 €	1,224,660 €
Flujo de caja	-50,708,227 €	2,889,133 €	2,897,743 €	2,910,656 €	2,921,418 €	2,932,179 €
Tasa de descuento						
3%						
Flujo de caja descontado	-50,708,227 €	2,804,984 €	2,731,400 €	2,663,663 €	2,595,642 €	2,529,324 €

Año	6	7	8	9	10	11
Ingresos	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €
Costes	1,211,746 €	1,200,984 €	1,188,071 €	1,179,461 €	1,166,548 €	1,155,786 €
Flujo de caja	2,945,093 €	2,955,855 €	2,968,768 €	2,977,378 €	2,990,291 €	3,001,053 €
Tasa de descuento						
3%						
Flujo de caja descontado	2,466,469 €	2,403,380 €	2,343,573 €	2,281,912 €	2,225,058 €	2,168,025 €

Año	12	13	14	15	16	17
Ingresos	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €
Costes	1,142,872 €	1,134,263 €	1,121,349 €	1,110,588 €	1,097,674 €	1,089,065 €
Flujo de caja	3,013,967 €	3,022,576 €	3,035,490 €	3,046,251 €	3,059,165 €	3,067,774 €
Tasa de descuento						
3%						
Flujo de caja descontado	2,113,936 €	2,058,227 €	2,006,816 €	1,955,273 €	1,906,371 €	1,856,054 €

Año	18	19	20	21	22	23
Ingresos	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €	4,156,839 €
Costes	1,076,151 €	1,065,389 €	1,052,476 €	1,041,714 €	1,041,714 €	1,041,714 €
Flujo de caja	3,080,688 €	3,091,450 €	3,104,363 €	3,115,125 €	3,115,125 €	3,115,125 €
Tasa de descuento						
3%						
Flujo de caja descontado	1,809,580 €	1,763,011 €	1,718,811 €	1,674,533 €	1,625,760 €	1,578,408 €

Año	24	25				
Ingresos	4,156,839 €	4,156,839 €				
Costes	1,041,714 €	1,041,714 €				
Flujo de caja	3,115,125 €	3,115,125 €				
Tasa de descuento						
3%						
Flujo de caja descontado	1,532,435 €	1,487,801 €				

Tabla 3.5.3.1 Previsión del balance económico a 25 años. Sistema Excedentario con precios pre-pandemia.

### 3.5.4. Sistema Excedentario. Precios Post-Pandemia

- $X_v \sim 0 \text{ €/MWh}$
- $X_p \sim 250 \text{ €/MWh}$

$$I_d = 56.943,00 \text{ [€/día]}$$

$$I_a = 20.784.195,00 \text{ [€/año]}$$

En este escenario, nuestro proyecto, no solo es rentable, sino que se amortizaría en tan solo 5 años, incluso contando con los precios actuales de coste de la tecnología, y los mayores costes de entre las previsiones en cuanto a O&M:

Coste de Inversión: **78.946.425 €**

Coste de O&M: **1.545.353 - 1.973.661 €/año**

VAN: **8.221.255 €** (a 5 años)

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos	0 €	20,784,195 €	20,784,195 €	20,784,195 €	20,784,195 €	20,784,195 €
Costes	78,946,425 €	1,973,661 €	1,855,284 €	1,734,755 €	1,612,074 €	1,545,353 €
Flujo de caja	-78,946,425 €	18,810,534 €	18,928,911 €	19,049,440 €	19,172,121 €	19,238,842 €
Tasa de descuento						
3%						
Flujo de caja descontado	-78,946,425 €	18,262,655 €	17,842,314 €	17,432,936 €	17,034,181 €	16,595,594 €

Tabla 3.5.4.1 Previsión del balance económico a 5 años. Sistema Excedentario con precios post-pandemia.

## 4. Normativa

### 4.1. Legislación

Debido a lo innovador de nuestro proyecto, aún no hay legislación específica para la creación de un Banco de Gestión de Energía.

No obstante, de la Normativa actualmente vigente nos aplicarían las siguientes directrices:

- El Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban Medidas en Materia de Energía y en otros ámbitos para la Reactivación Económica; que modifica la Ley 24/2013, de 23 de diciembre, del Sector Eléctrico.

- El Reglamento (UE) 2017/2195, de la Comisión, de 23 de noviembre, por el que se establece una Directriz sobre el Balance Eléctrico.

- Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la Eficiencia Energética, en lo referente a Auditorías Energéticas, Acreditación de Proveedores de Servicios y Auditores Energéticos y Promoción de la Eficiencia del Suministro de Energía.

- Real Decreto 187/2011, de 18 de febrero, relativo al Establecimiento de Requisitos de Diseño Ecológicos Aplicables a los Productos Relacionados con la Energía.

El Real Decreto-Ley 23/2020 introduce tres nuevos sujetos a los que se les permite desarrollar actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.

- Los titulares de instalaciones de almacenamiento.
- Los agregadores independientes.
- Las comunidades de energías renovables.

La introducción de estos sujetos da respuesta a lo establecido en la Directiva (UE) 2019/944, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio, sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre, relativa a la Eficiencia Energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/CE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

No obstante, en la última versión de las “Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica” no están todavía incorporados los sujetos definidos en el Real Decreto-Ley 23/2020. Solo están considerados en la

última versión del Procedimiento de Operación 3.1 Proceso de programación, de Red Eléctrica de España.

El Reglamento (UE) 2017/2195, de la Comisión, de 23 de noviembre, por el que se establece una Directriz sobre el Balance Eléctrico, regulan los mercados para la provisión de los servicios de ajuste para el control de la frecuencia.

Respecto a la construcción y puesta en marcha de nuestro Banco de Gestión de Energía, debemos tener en cuenta tanto los permisos a conseguir antes de la obra como los documentos a tener en cuenta durante la construcción.

Antes de iniciar la obra debemos conseguir: el Estudio de Impacto Ambiental, la Licencia de Obra, el Alta del Centro de Trabajo, el Permiso de Gestión de Residuos, el Permiso de Afección a caminos, arroyos, servidumbres..., los Permisos Medioambientales, los Permisos de Delegación o Industria y el Punto de Enganche.

Durante la construcción debemos tener en cuenta: el Proyecto de Ejecución, el Plan de Seguridad y Salud, el Plan de Gestión de Residuos, el Plan de Gestión de Calidad y las Autorizaciones Ambientales pertinentes.

Una vez finalizada la obra se solicitan los permisos a las autoridades competentes para poder ponerla en funcionamiento. Estos permisos de puesta en marcha de la actividad son los que siguen:

- Licencia de Actividad.
- Alta en el Registro de Instalaciones industriales.
- Autorización Ambiental Unificada o Integrada.
- Permiso de Enganche.
- Alta del Centro de Trabajo.
- Certificados de Organismos de Control Acreditados (OCAs).

## 4.2. Garantías de Origen Renovable

La Garantía de Origen es una acreditación, en formato electrónico, que asegura que un número determinado de megavatios-hora de energía eléctrica producidos en una central, en un periodo temporal determinado, han sido generados a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia.

Para garantizar la trazabilidad de la energía verde producida por determinados generadores y comercializada a los consumidores, en Europa se puso en marcha el Sistema de Garantía de Origen mediante la Directiva 2001/77/CE. En España, en 2007, se aprobó la Orden ITC/1522/2007, que estableció la Regulación de la Garantía del

Origen de la Electricidad procedente de Fuentes de Energía Renovables y de Cogeneración de Alta Eficiencia.

En España la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es la responsable del Sistema de Garantía de Origen, así como de la expedición y gestión de las garantías de origen generadas mediante un sistema público de información.

En las cuentas de anotaciones abiertas en el Sistema para cada tenedor de garantías se asientan los movimientos producidos por operaciones de expedición y, en su caso, los siguientes movimientos de transferencia, importación, exportación y redención de garantías de origen, según el orden cronológico de las solicitudes.

La CNMC, tras verificar la información de cada central, procede a la expedición de las garantías de origen, que consisten en una anotación en la cuenta correspondiente a la instalación de producción, asignando un código de identificación único a cada garantía de origen.

La anotación en cuenta incluye garantías de origen correspondientes a un número igual o inferior a los megavatios-hora de energía eléctrica neta que, en los meses señalados, hayan sido generados en la instalación a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia.

Las garantías de origen pueden ser transferidas o redimidas en el ámbito nacional, o bien exportadas en el ámbito internacional. En el último año la cotización de las garantías de origen se ha incrementado significativamente por el aumento de su demanda, especialmente en otros países europeos, pero también en España.

## 5. Conclusiones

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima no deja duda en cuantos a sus previsiones. En los próximos años vamos a experimentar un enorme crecimiento de la capacidad renovable instalada, especialmente con tecnología eólica y fotovoltaica. En cuanto a ésta última se espera que en 2030 se disponga de 30.000 MW más instalados que en 2020. La principal consecuencia es España dispondrá de unos **9.500 MW de excedentes** entre las 10:00 y las 19:00 durante gran parte del año. Puesto que la capacidad de interconexión nacional de nuestro país es limitada, este excedente de potencia tendrá que absorberse mediante bombeo (con los 9.524 MW instalados). Pero teniendo en cuenta las limitaciones de estos sistemas y de la propia red eléctrica, la única posibilidad para aprovechar estos excedentes es el almacenamiento (se prevé en el propio PNIEC alcanzar los **2.500 MW de almacenamiento**), y más específicamente, el almacenamiento localizado, que permita la descongestión de los nudos de red.

Como conclusión central, extraemos que nuestro proyecto se encontrará con total seguridad en uno de los 2 escenarios de **sistema excedentario**, cuyos resultados vuelven a recogerse aquí a modo de resumen:

**a. Para precios de la energía post-pandemia**

Año de inversión: **2025** (previsiones de sistema excedentario)

Coste de Inversión: **78.946.425 €**

Coste de O&M: **1.545.353 - 1.973.661 €/año**

VAN: **8.221.255 €** (amortización en 5 años)

**b. Para precios de la energía pre-pandemia**

Año de inversión: **2030**

Coste de Inversión: **50.708.227 €**

Coste de O&M: **1.041.714 - 1.267.706 €/año**

VAN: **1.592.218 €** (amortización en 25 años)

Confirmándose así la viabilidad del proyecto pese a suponer escenarios bastante adversos. Nótese que hemos sido conservadores en la mayoría de aspectos, tales como los expuestos a continuación:

- Se ha considerado un Round Trip Efficiency del 86%, cuando la tecnología alcanza ya valores del 90% y superiores.

- Se ha seleccionado un precio intermedio de la tecnología según las previsiones actuales, así como una tecnología de baterías con un nivel de desarrollo elevado, en lugar de otras que presentan aún mejores rendimientos y mejor comportamiento operacional.
- No se han considerado las posibles subvenciones, que según diversas fuentes, forman parte de la agenda de gobierno para incluirse próximamente.
- Tampoco se ha tenido en cuenta la creciente tensión política y el alza de precios de los combustibles, los cuales se prevé que sigan impactando de forma clara en el precio de la energía.

Además, las previsiones indican que, al margen de la rentabilidad en los distintos escenarios de precios de la energía, el almacenamiento en cualquiera de sus formas, como se ha comentado ya, es la única opción en el horizonte para administrar los excedentes renovables y transformar tecnologías no gestionables en gestionables. Es decir, que no es descabellado pensar que, o bien los precios de la energía tendrán que adaptarse hasta convertir este sistema en rentable, o bien se introducirá un sistema de subvenciones que compense las pérdidas económicas que pudieran producirse en los escenarios más adversos.

## 5.1. Conclusiones adicionales

- a. Como parte del estudio, se comprueba que la tecnología del hidrógeno está lejos de poder competir con la de las baterías en cuanto a constituirse una opción competitiva para el almacenamiento energético. Actualmente los motivos son claros, el elevado coste de inversión (1,72 veces superior al sistema de baterías de Ion Litio a día de hoy), y la baja eficiencia Power to Power (2,77 veces inferior), lo convierten en una opción peor en el corto y medio plazo. No obstante, existe un horizonte tecnológico amplio para la mejora de esta tecnología, la cual, a día de hoy es la que mejores prestaciones tiene de cara a garantizar un suministro estratégico de energía a largo plazo.
- b. Asimismo, cabe indicar que un factor clave para la correcta evolución de este tipo de proyectos, es la actualización de la legislación, la cual presenta notables carencias al respecto, creando un clima de inseguridad ante posibles inversiones.
- c. No debe olvidarse que el impacto de la introducción del vehículo eléctrico está aún por definirse de forma precisa, y que mucha de la casuística concerniente, podría afectar al modelo de negocio propuesto en este documento.

Finalmente, ha de resaltarse que, pese a que nos encontramos en un periodo de transición, y que la incertidumbre es elevada, los resultados obtenidos son solo parte de la motivación para la implementación de sistemas de almacenamiento

energético, ya que el fin de los combustibles fósiles es una realidad inapelable, especialmente si deseamos paliar los ya graves efectos del cambio climático. Con lo que, posicionarnos como una referencia en el desarrollo e implementación en el mercado de este tipo de sistemas, puede constituirse como una importante ventaja competitiva.

## 6. Bibliografía

### **Baterías de Ion Litio**

- Annual Technology Baseline site. NREL.

[https://atb.nrel.gov/electricity/2021/utility-scale\\_battery\\_storage](https://atb.nrel.gov/electricity/2021/utility-scale_battery_storage)

- Cole, Wesley, Will A. Frazier and Augustine Chad. "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update" NREL/TP-6A20-79236. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

<https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>

- BNEF. 2019. "Long-Term Energy Storage Outlook."

<https://www.bnef.com/core/insights/21113>

———. 2020a. "Energy Storage System Costs Survey."

———. 2020b. "Long-Term Energy Storage Outlook."

- Brown, Maxwell, Wesley Cole, Kelly Eureka, Jon Becker, Dave Bielen, Ilya Chernyakhovskiy, Stuart Cohen, et al. 2020. "Regional Energy Deployment System (ReEDS) Model Documentation: Version 2019." NREL/TP-6A20-74111. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

<https://doi.org/10.2172/1505935>

- Cole, Wesley, and Will A. Frazier. 2019. "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage." Technical Report NREL/TP-6A20-73222. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

<https://doi.org/10.2172/1529218>

- ———. 2020. "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update." Technical Report NREL/TP-6A20-75385. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

<https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf>

- Cole, Wesley, Cara Marcy, Venkat Krishnan, and Robert Margolis. 2016. "Utility-Scale Lithium-Ion Storage Cost Projections for Use in Capacity Expansion Models." In 2016 North American Power Symposium (NAPS), 1–6. Denver, CO, United States: IEEE.

<https://doi.org/10.1109/NAPS.2016.7747866>

- Comello, Stephen, and Stefan Reichelstein. 2019. "The Emergence of Cost Effective Battery Storage." Nature Communications 10 (1): 1–9.

<https://doi.org/10.1038/s41467-019-09988-z>

- CPUC. 2020. "Inputs & Assumptions: 2019-2020 Integrated Resource Planning."

<ftp://ftp.cpuc.ca.gov/energy/modeling/Inputs%20%20Assumptions%202019-2020%20CPUC%20IRP%202020-02-27.pdf>

- EIA. 2021. “Annual Energy Outlook 2021.” Energy Information Administration.  
<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>
- EPRI. 2020a. “Battery Energy Storage Lifecycle Cost Assessment Summary: 2020.” 3002020048. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute.  
<https://www.epri.com/research/products/000000003002020048>
- ———. 2020b. “US-REGEN Model Documentation.” 3002016601. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute.  
<https://www.epri.com/research/products/000000003002016601>
- Feldman, David, Vignesh Ramasamy, Ran Fu, Ashwin Ramdas, Jal Desai, and Robert Margolis. 2021. “U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020.” NREL/TP-6A20-77324. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States).  
<https://doi.org/10.2172/1764908>
- Hledik, Ryan, Judy Chang, Roger Lueken, Johannes Pfeifenberger, John Imon Pedtke, and Jeremy Vollen. 2018. “The Economic Potential for Energy Storage in Nevada,” October, 92.
- IEA. 2020. “World Energy Outlook 2020.” International Energy Agency.  
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>
- IRENA. 2017. “Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030.”  
<https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- Lazard. 2020. “Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis—Version 6.0.”  
<https://www.lazard.com/media/451566/lazards-levelized-cost-of-storage-version-60-vf2.pdf>
- Mai, Trieu, Easan Drury, Kelly Eurek, Natalie Bodington, Anthony Lopez, and Andrew Perry. 2013. “Resource Planning Model: An Integrated Resource Planning and Dispatch Tool for Regional Electric Systems.” TP-6A20-56723. National Renewable Energy Laboratory.  
<http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56723.pdf>
- Mongird, Kendall, Vilayanur Viswanathan, Jan Alam, Charlie Vartanian, Vincent Sprenkle, and Richard Baxter. 2020. “2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment.” DOE/PA-0204. USDOE.  
<https://www.energy.gov/energy-storage-grand-challenge/downloads/2020-grid-energy-storage-technology-cost-and-performance>
- Nian, Victor, Gautam Jindal, and Hailong Li. 2019. “A Feasibility Study on Integrating Large-Scale Battery Energy Storage Systems with Combined Cycle Power Generation – Setting the Bottom Line.” Energy 185 (October): 396–408.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.07.028>

- NIPSCO. 2018. "NIPSCO Integrated Resource Plan 2018: Appendix A." Northern Indiana Public Service Company LLC.

<https://www.nipsco.com/docs/librariesprovider11/rates-and-tariffs/irp/2018-nipsco-irp-appendix-a.pdf?sfvrsn=2>

- NREL. 2020. "2020 Annual Technology Baseline." Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

<https://atb.nrel.gov/>

- NYSERDA. 2018. "New York State Energy Storage Roadmap." New York State Energy Research and Development Authority.

<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={2A1BFBC9-85B4-4DAE-BCAE-164B21B0DC3D}>

- Puget Sound Energy. 2017. "2017 PSE Integrated Resource Plan."

<https://www.pse.com/pages/energy-supply/resource-planning>

- Schmidt, Oliver, Sylvain Melchior, Adam Hawkes, and Iain Staffell. 2019. "Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies." Joule, January.

<https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>

- Wood Mackenzie & ESA. 2020. "U.S. Energy Storage Monitor: Q4 2020."

### **Datos Mercado Eléctrico**

- Publicaciones del Operador del Mercado Ibérico Español. Bases de datos.

<https://www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual?page=0>

### **Hidrógeno**

- T. A. G. G. J. G. A. T. y. M. T. Juan Ramón Morante, «Almacenamiento, transporte y distribución,» de *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada*, Madrid, Fundación Naturgy, 2020.
- MITERD, 2020. Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable.
- FCH-JU, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking  
<https://www.fch.europa.eu/news/clarification-compliance-certify-green-hydrogen-criteria-fch-ju-projects>
- CertifHy 1st European-wide Green and Low Carbon hydrogen GO scheme.  
[https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/CertifHy\\_AWP2018\\_Compliance\\_verification\\_V1.pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/CertifHy_AWP2018_Compliance_verification_V1.pdf)
- J. Luca Bertuccioli (E4tech), Alvin Chan (Element Energy), David Hart (E4tech), Franz Lehner (E4tech), Ben Madden (Element Energy) and Eleanor Standen (Element Energy), «Development of Water Electrolysis in the European Union» Fuel Cells and Hydrogen (FCH), 2014.

- IRENA, «Renewable power to hydrogen» 2019.  
[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_Power-to-Hydrogen\\_Innovation\\_2019.pdf?la=en&hash=C166B06F4B4D95AA05C67DAB4DE8E2934C79858D](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Power-to-Hydrogen_Innovation_2019.pdf?la=en&hash=C166B06F4B4D95AA05C67DAB4DE8E2934C79858D)
- FCH-JU: Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications final report. June 2017.
- Fuel Cells and Hydrogen joint Undertaking, European Commission, Tractebel Engie and Hincio, «Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications » European Commission, 2017.

### **Normativa**

- Pérez Díaz, J. I. (2022) "Situación actual del mercado eléctrico en España y Europa" en *Almacenamiento de energía*. EOI: MERME Módulo 3 "Almacenamiento de la Energía".
- Mellado Delgado, S. (2022) "Diseño" en *Gestión de Proyectos*. EOI: MERME Módulo 5 "Financiación de Proyectos Internacionales".
- Colinet Carmona, M. J. (2022) "Normativa España" en *Ahorro y eficiencia de energía. Principios, objetivos y normativa*. EOI: MERME Módulo 7 "Ahorro, Eficiencia Energética y Cogeneración".
- Garantías de Origen Renovable. Web de Divulgación. Total Energies.  
[https://www.totalenergies.es/es/pymes/blog/garantias-de-origen-renovable-energia-verde#:~:text=La%20garant%C3%ADa%20de%20origen%20\(GdO,de%20cogeneraci%C3%B3n%20de%20alta%20eficiencia](https://www.totalenergies.es/es/pymes/blog/garantias-de-origen-renovable-energia-verde#:~:text=La%20garant%C3%ADa%20de%20origen%20(GdO,de%20cogeneraci%C3%B3n%20de%20alta%20eficiencia)

### **Previsiones. Demanda Futura**

- Boßmann, T., and Iain Staffell. "The shape of future electricity demand: Exploring load curves in 2050s Germany and Britain." *Energy* 90 (2015): 1317-1333.
- Zappa, William, Martin Junginger, and Machteld Van Den Broek. "Is a 100% renewable European power system feasible by 2050?." *Applied energy* 233 (2019): 1027-1050.
- Babrowski, Sonja, et al. "Load shift potential of electric vehicles in Europe." *Journal of power sources* 255 (2014): 283-293.
- Pasaoglu, Guzay, et al. "Projections for electric vehicle load profiles in Europe based on travel survey data." Joint Research Centre of the European Commission: Petten, The Netherlands (2013).
- Listado de webs y otros documentos:  
<https://refineering.wordpress.com/2014/02/18/nueva-tarifa-electrica-posibles-efectos-secundarios-en-la-curva-de-demanda/>  
<https://www.energias-renovables.com/panorama/evolucion-de-las-energias-renovables-y-las-20141028>  
<https://www.esios.ree.es/es/gestion-de-la-demanda>  
<https://www.ree.es/sites/all/SimuladorVE/>

[https://www.ree.es/sites/default/files/07\\_SALA\\_PRENSA/20190114\\_PRESENTACION\\_VE.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/07_SALA_PRENSA/20190114_PRESENTACION_VE.pdf)

<https://www.diariorenovables.com/2016/04/el-vehiculo-electrico-y-su-impacto-en.html>

<https://es.fi-group.com/avances-en-el-plan-de-recuperacion-mayo/>

<https://es.fi-group.com/perte-en-energias-renovables-hidrogeno-renovable-y-almacenamiento/>

<https://pasatealoelectrico.es/2017/12/14/el-precio-de-las-baterias-esta-descendiendo-mas-de-lo-previsto/>

[https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021\\_Full\\_Report.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf)

## 7. Agradecimientos

En primer lugar, queremos trasladar nuestro agradecimiento a Francisco Bas Jiménez, director académico del *Máster en Energías Renovables y Mercado Energético*, profesor, y tutor de este TFM, sin el cual no habría sido posible profundizar en la materia tanto como lo hemos hecho. Hacemos extensiva nuestra gratitud a Eva Parra, directora ejecutiva, y Rosa Cueto, técnica de formación y principal nexo de unión entre alumnos y profesores durante el curso. Así como a Francisco J. Velasco Cabello, director de la *Escuela de Organización Industrial* en Andalucía.

Agradecemos a Marcos Lafoz Pastor su interés inicial por este proyecto y sus comentarios, estableciendo un punto de partida sobre el que empezar a trabajar. A Eugenio Trillo León, por su tiempo y por sus indicaciones para posicionarnos en la dirección correcta en todo lo relativo al mundo del Hidrógeno. También a Ángel Arcos, por sus explicaciones sobre el sistema eléctrico y sus particularidades de funcionamiento.

Nos gustaría mencionar también al resto de profesores del máster, ya que, entre todos, han conseguido inculcarnos un mayor interés por las energías renovables y nos han ayudado a contar con las herramientas adecuadas para hacernos unos mejores profesionales. Con especial mención a Ignacio Lainez Aracama, María Isabel González, y Pablo del Río, cuyo entusiasmo y dedicación por su trabajo consiguieron transmitirnos desde el primer momento.

Finalmente, a nuestras familias y parejas por su apoyo, y al resto de compañeros del máster, sin los cuales, la experiencia no hubiera sido tan completa.