



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

# MODELO DE NEGOCIO PARA EL HIDRÓGENO VERDE

Autor: Laura Kistner Urda  
Director: Isabel Catalina Figuerola-Ferretti

MADRID | marzo 2023

*A mis abuelos, a mis padres y a mi hermana,  
por darme alas y enseñarme a volar*

**RESUMEN:**

En el presente trabajo se realiza un análisis del hidrógeno verde, repercutiendo especialmente, en el modelo de negocio. Se descompone el panorama actual hacia la transición energética, su recorrido y expectativas para los próximos años. Así, se analizan aspectos que impactan en este sector, tales como la guerra de ucrania y su influencia en los combustibles fósiles, la volatilidad del precio de la electricidad, la capacidad de producción de las energías renovables y su futura cartera de proyectos en Europa y sobre todo en España. Asimismo, se examinará la situación actual de proyectos, haciendo hincapié en la lejanía entre el número de plantas operativas y en construcción, y las diversas oportunidades y desafíos que presenta esta energía limpia. Demostrando de tal manera, la importancia del hidrógeno verde en la transición energética y su evolución de costes de cara al futuro.

**Palabras clave:**

Hidrógeno, combustibles fósiles, energías renovables, electricidad, volatilidad, guerra, transición energética, electrolizadores, inversión, innovación.

**ABSTRACT:**

This paper analyses green hydrogen, with particular emphasis on the business model. It breaks down the current scenario towards the energy transition, its path and expectations for the coming years. Aspects that have an impact on this sector are analysed, such as the war in Ukraine and its influence on fossil fuels, the volatility of electricity prices, the production capacity of renewable energies and their future project portfolio in Europe and, above all, in Spain, among others. It will also examine the current project situation, emphasising the gap between the number of operational plants and those under construction, and the various opportunities and challenges presented by this clean energy. In this way, the importance of green hydrogen in the energy transition and its future cost evolution will be demonstrated.

**Key Words:**

Hydrogen, fossil fuels, renewables, electricity, volatility, war, energy transition, electrolyzers, investment, innovation.

## **LISTA DE ABREVIATURAS:**

CE: Comisión Europea

EE. UU: Estados Unidos

GNL: Gas Natural Licuado

GW: Gigawatios

IDEA: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

IEA: Agencia Internacional de Energía

IRENA: Agencia Internacional de las Energías Renovables

PPA: Power Purchase Agreement

MITERD: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

Mt: Millones de toneladas

OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía

PERTE: Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica

UE: Unión Europea

# ÍNDICE

<b>CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>6</b>
1.1 INTRODUCCIÓN .....	6
1.2 OBJETIVO .....	7
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL TEMA .....	7
1.4 METODOLOGÍA.....	8
<b>CAPITULO 2: MARCO CONCEPTUAL</b> .....	<b>9</b>
2.1 TRANSICIÓN ENERGÉTICA.....	9
2.2 CONTEXTO EUROPEO.....	10
2.2.1 RePowerEU.....	11
2.2 HIDRÓGENO Y SUS PROPIEDADES.....	12
2.2.1 Usos del hidrógeno.....	13
2.2.2 Tipos de hidrógeno.....	15
2.3 HIDRÓGENO VERDE.....	17
2.3.1 Electrolisis.....	17
2.3.2 Electrolizadores .....	18
<b>CAPITULO 3: MODELO DE NEGOCIO</b> .....	<b>21</b>
3.1 CADENA DE VALOR.....	21
3.1.1 Producción .....	21
3.1.2 Almacenamiento .....	23
3.1.3 Transporte .....	26
3.1.4 Ubicación de la planta renovable .....	30
3.1.5 Consumo.....	30
3.2 COSTE NIVELADO DEL HIDRÓGENO (LCOH <sub>2</sub> ).....	32
3.2.1 Coste Nivelado de la electricidad (LCOE).....	32
3.2.2 Capacidad instalada de las energías renovables .....	36
3.2.3 Factor de capacidad de los electrolizadores.....	38
3.2.4 Evolución precio hidrógeno .....	40
3.3 FUENTES DE FINANCIACIÓN VIABLES .....	44
<b>CAPITULO 4: PERSPECTIVA DEL HIDRÓGENO</b> .....	<b>47</b>
4.1 PROYECTOS EN MARCHA Y CASOS DE ÉXITOS.....	47
4.2 OPORTUNIDADES Y RETOS DEL HIDRÓGENO VERDE .....	49
4.3 REFLEXIÓN & CONCLUSIÓN .....	50
<b>BIBLIOGRAFÍA:</b> .....	<b>53</b>
<b>ANEXOS:</b> .....	<b>61</b>

## CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN

### 1.1 INTRODUCCIÓN

Julio Verne en su novela *La Isla Misteriosa*, escrita en 1875 decía: “*Creo que un día se empleará el agua como combustible, que el hidrógeno y el oxígeno que la constituyen, utilizados aislada o simultáneamente, proporcionarán una fuente de calor y de luz inagotable*” (Verne, 1875, p.169). Este pronóstico de Verne en el S.XIX sobre el futuro del hidrógeno es la realidad actual.

Desde el año 2015, el Acuerdo de París decretó los primeros pasos contra el cambio climático, a partir de entonces se han implementado diversas políticas y estrategias que garanticen dicho propósito. De esta manera, 4 años más tarde es aprobado por la Comisión Europea, el Pacto Verde Europeo, enfocado en la descarbonización de la industria y transición energética para fomentar el uso de las renovables y reducir la dependencia de combustibles fósiles a través de una serie de objetivos marcados para el 2030 y 2050 (Morante et al., 2020).

No obstante, el inicio de la guerra ucraniana ha acelerado todo este procedimiento. Así pues, en la sesión inaugural de la última Cumbre del Clima 2022, el presidente de esta, Dr. Skukri dijo: “*el patrón que ha seguido la humanidad desde el inicio de la Revolución industrial hasta hoy día ya no es sostenible*”. Efectivamente la obtención de energía a partir de fuentes contaminantes no es sostenible si se quiere rescatar y proteger al planeta de los efectos climáticos (Energías Renovables, 2022).

Por ello, el elemento químico más común del planeta cuya presencia se encuentra en el 75% de la materia, toma un papel relevante respecto a la descarbonización y transición energética (ACCIONA, s.f-a). Sin embargo, su uso nunca se encuentra en estado puro y para poder utilizarlo es imprescindible estimular una cadena de valor sólida que refuerce el objetivo de “*representar hasta el 24% del mercado energético en 2050, la demanda seguirá creciendo a un ritmo rápido*” (Alfa Laval, 2021). Dicha ambición supone la creación de nuevos centros de hidrógeno con tecnología innovadora, el despliegue de energías renovables y una gran inversión que precisa de un respaldo financiero para asegurar la seguridad y viabilidad económica.

## 1.2 OBJETIVO

El objeto de este TFG es analizar la viabilidad del hidrógeno verde y su modelo de negocio, dado su relevante importancia como lucha contra el cambio climático y como fin por parte de la Comisión Europea. Para ello, el objeto del presente estudio se determinará la siguiente manera: en primer lugar, analizar la transición energética y la sostenibilidad del elemento más abundante del planeta y como consecuencia de ello, el uso de este como materia prima. En segundo lugar, examinar el coste nivelado del mismo a través de la rentabilidad que el mismo pueda generar y está generando en relevantes proyectos por España y Europa, a través del análisis de partidas financieras. Y finalmente, determinar aquellas fuentes de financiación viables y proyectos en marcha.

Por tanto, este estudio nace como consecuencia del interés y formación complementaria de cara al sector de las renovables, por lo que promete de cara a un futuro próximo. Por tal razón este se centrará en un análisis descriptivo y predictivo de la oferta y la demanda del hidrógeno verde mediante una investigación exploratoria y comprensiva del problema que sus costes (sobre todo en transporte) puede involucrar.

## 1.3 JUSTIFICACIÓN DEL TEMA

La transición energética es una realidad encaminada al desarrollo continuo de soluciones energéticas sostenibles y renovables. El hidrógeno verde se presenta como una alternativa esencial para sustituir a los combustibles fósiles pues va a ostentar un papel clave en la descarbonización de sectores tales como el transporte y la industria. Por tal razón, esta energía limpia y sostenible es vista como una gran oportunidad para explotar nuevas ideas y soluciones en términos de inversión, financiación y comercialización debido a sus implicaciones significativas en economía y empleo, especialmente en regiones con fuerte presencia de energía renovable, como España, país con gran potencial para convertirse en el principal exportador de hidrógeno verde.

A fin de cuentas, el modelo de negocio del hidrógeno cuenta con una notable competencia para abordar desafíos económicos, ambientales y energéticos que guíen hacia una economía baja en carbono.

#### 1.4 METODOLOGÍA

Con el propósito de desempeñar los objetivos descritos previamente, el trabajo toma un enfoque deductivo, pues parte del alcance general y explicación del determinado elemento hasta examinar la viabilidad de este. Al igual, que una perspectiva, en donde se enfoca un método cualitativo y cuantitativo profundizando sobre su papel en la transición energética.

Para ello, este estudio examina las situaciones en diversos mercados y proyectos y su viabilidad mediante el apoyo de herramientas como Google Scholar, Bloomberg, la biblioteca digital de la universidad, informes de diversas consultoras y empresas dedicadas al sector de las energías renovables, etc. Además, de contar con el apoyo y ayuda de expertos en el sector de las renovables y Structured Finance.



## CAPITULO 2: MARCO CONCEPTUAL

### 2.1 TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La transición energética no es cuestión del panorama actual de la UE, pues la misma lleva siendo fomentada durante mucho tiempo por la comunidad europea debido a los nocivos efectos provocado por los gases de efecto invernadero, así como la dependencia energética que envuelve a la misma. (SEDIGAS, 2023)

Por ello, durante el año 2022, han sido desarrolladas una serie de políticas que fomentan el desarrollo de este vector energético, que tiene como objetivo la descarbonización de determinados sectores y reducción de la emisión de CO<sub>2</sub>. (Bhashyam, 2022). Las políticas impulsadas son las siguientes: (BloombergNEF, 2022b)

- I. **Puesta en marcha de estrategias para promover el H<sub>2</sub>**, debido a la necesidad de apoyo político firme para combatir contra los combustibles fósiles. (BloombergNEF, 2021a). Por ello, ya son más de 30 los países que cuentan con una estrategia que permita el despegue del hidrógeno sostenible. (Bhashyam, 2022).
- II. Este siguiente objetivo, **implantación de cero emisiones netas**, se encuentra interrelacionado con el de arriba, pues está repercutiendo en la política europea y su modo de actuar. En efecto, uno de los detonantes acerca de la investigación de hidrógeno limpio en Europa, ha sido la subida de precios del gas natural. (BloombergNEF, 2021a)
- III. Desarrollo de **incentivos de descarbonización en industrias ligadas a los combustibles fósiles**, tales como el acero, transporte.
- IV. **Aprobación de mecanismos de inversión respaldados por el gobierno**. No es suficiente contar con una estrategia nacional, de hecho, muchos gobiernos ya ofrecen subsidios que respaldan el desarrollo del hidrógeno con bajas emisiones de carbono o incluso anunciando nuevas políticas (BloombergNEF, 2021a). Ahora bien, la financiación mundial aprobada durante el segundo semestre del 2022 fue de \$126.000 millones para el año 2030, de los cuales \$19,4 estaban a disposición de la Unión Europea (BloombergNEF, 2022b). Así pues, alrededor del 44% de estas ayudas eran destinadas a tecnologías neutrales, en donde el hidrógeno tiene que competir con otras tecnologías bajas en carbono. Mientras que el 56% restante, es exclusivamente destinado al hidrógeno. En cuanto a los

subsidios, España es uno de los países que más recibe, (BloombergNEF, 2021a) contando en 2021 con un presupuesto de \$0,4 billones destinado a proyectos de hidrógeno verde. (BloombergNEF, 2022b).

- V. **Armonización de las normas sobre la aplicación de hidrógeno y marcos regulatorios transparentes** sobre el uso de este, ya que los estándares de emisiones de hidrógeno están surgiendo de políticas gubernamentales, que rara vez se armonizan. En efecto, no todas las políticas tienen el mismo impacto, pero la mejor combinación de estas dependerá de la implementación y el apoyo en el mercado (BloombergNEF, 2021a).

Por ello, se debe resaltar, dos de las actualizaciones políticas más importantes del panorama actual: Una de ella, se trata de la aprobación en EE. UU. de la “Inflation Reduction Act”, la cual se compromete a destinar al menos \$13 mil millones a productores de hidrógeno renovable. Esta generosa política, permitirá una caída de costes del hidrógeno, siempre que mantengan las emisiones de CO<sub>2</sub> por debajo de 0,45 kg, permitiendo así obtener una ayuda de hasta \$3/kg a los mismo. Asimismo, como respuesta europea queda adoptado el Plan Industrial del Pacto Verde para promover la neutralidad climática y la industria basada en cero emisiones netas asentándose en 4 puntos, *“un entorno regulatorio predecible y simplificado, acelerar el acceso a la financiación, mejorar las habilidades y abrir el comercio para cadenas de suministro resilientes”* (Comisión Europea, 2023a).

## 2.2 CONTEXTO EUROPEO

El hidrógeno verde ha formado y forma parte de una gigantesca evolución, cuyo objetivo es velar por la seguridad energética. De hecho, este elemento químico, es considerado como componente esencial en la contienda sobre el calentamiento global, tras su inclusión, en el Pacto Verde Europeo y en la Hoja de Ruta Europea del Hidrógeno. (Serna, Cossent, Figuerola-Ferretti, Gerres, Sanz, Segarra, 2022)

Más adelante con la aprobación de medidas por parte de la Comisión Europea, conocida como “Fit for 55”, son fijadas una serie de disposiciones esenciales cuyo objetivo común es la descarbonización. (Serna et al, 2022)

En más, Iberia tiene potencial para convertirse en Centro de Hidrógeno, contando España con una capacidad de 13GW para 2030 (Bhashyam, 2022). Aun así, la guerra entre Rusia

y Ucrania en febrero de 2022 acelera y aumenta aún más la ambición de la UE, cuyo fin pasa a ser la apuesta de lleno por la energía limpia para reducir más del previsto en la propuesta anterior, el gas europeo (BloombergNEF, 2022a).

### 2.2.1 RePowerEU

El 18 de mayo de 2022, la Comisión Europea presenta el plan RePowerEU, orientado a acelerar la transición europea para alejarse lo máximo posible del gas ruso. Ello se debe a la incertidumbre de la caída de los flujos rusos, tras iniciar la invasión ucraniana y los riesgos que podría suponer a la industria europea su decadencia (BloombergNEF, 2022a).

Por tanto, este plan tiene como propósito la aplicación de las medidas aprobadas en el “Fit for 55”. Así como, la adoptada en el “Pacto Verde Europeo”, cuyo fin para 2050 es alcanzar la neutralidad climática. (Comisión Europea, 2022). Y otras medidas más ambiciosas, como:

- Reducción del consumo de gas en un 30% para el año 2030: (Comisión Europea, 2022).

Para lograr esta medida, es necesario respuestas inmediatas y sostenidas tanto de los gobiernos como de los consumidores. Por un lado, el gobierno comunitario pretende eliminar por completo las importaciones de gas ruso para el año 2027, siendo ello una medida muy ambiciosa. Pues en el año 2020, el gas ruso representaba el 39% del suministro neto de gas de la UE (BloombergNEF, 2022a). No obstante, estas ambiciones han dado una vuelta 180°, debido al estallido del Nord Stream 1 y 2, los cuales transportaban a través de gasoductos el gas a UE (Navarro, 2023). Así, ha expresado recientemente la presidenta de la CE, Ursula Von der Leyen, *“Nos hemos librado completamente de nuestra dependencia de los combustibles fósiles rusos. Ha sido mucho más rápido de lo que esperábamos”*. Ello se ha producido gracias al aumento de las importaciones procedentes de Arabia Saudí, Noruega y EE. UU. (Mathis y Rathi, 2023) tanto por gasoductos como por GNL, el continuo y elevado almacenamiento de reservas de gas durante todo el 2022, mayor apoyo y fomento a las renovables y una evidente disminución en la demanda debido a las suaves temperaturas del invierno europeo (Navarro, 2023).

Por otro lado, desde la perspectiva de los consumidores, un ejemplo en donde se podría lograr una reducción es a través del uso de la calefacción. Ya que, reduciendo un grado

la temperatura promedio de los edificios europeos, los cuales se encuentran a 22°C, se podría llegar a la reducción de la demanda de gas en un 11% (BloombergNEF, 2022a).

- Despliegue acelerado de la energía renovable, en un 45%, dando pie ello, a un incremento de la capacidad de estas a 1236 GW para 2030 (Comisión Europea, 2022).

Para que se lleve a cabo el incremento, se promoverá la energía solar mediante la instalación de más de 320 GW, en los próximos años. (Comisión Europea, 2022). Así mismo, la comunidad europea pondrá a disposición fondos adicionales a través de contratos por diferencia de carbonos. Y, por tanto, muchos proyectos basados en la generación de electricidad alimentada por hidrógeno renovable podrán construirse (BloombergNEF, 2022b).

- Desarrollo de una compacta infraestructura comunitaria, que logre obtener una producción de 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable, así como, la importación de la misma cifra para 2030 (Comisión Europea, 2022).

En definitiva, si se alcanzan los objetivos de la RePowerEU, el sistema energético europeo cambiará por completo, pues el mismo, gozaría de crecimiento económico y alcanzaría la neutralidad a la que se aspiraba en el “Pacto Verde Europeo” (Comisión Europea, 2022).

## 2.2 HIDRÓGENO Y SUS PROPIEDADES

El hidrógeno es el elemento más simple, pequeño (compuesto por un protón y electrón) y abundante del planeta (Tengler, 2021a) A pesar de ello, el primer elemento de la tabla periódica nunca se encontrará de forma aislada, ya que siempre se combina con agua e hidrocarburos. (Morante, Andreu, García, Guilera, Tarancón, Torrell, 2020)

Se trata de un vector energético pues se caracteriza por reservar y transportar la energía. Por tanto, hay que distinguir entre el uso y producción que se le da, puesto que no emite dióxido de carbono a lo largo de su utilización, pero si podrá arrojarlo durante su producción, siempre y cuando cuente con los elementos necesario para ello (Morante et al., 2020)

Así pues, más del 99% del hidrógeno que se produce actualmente proviene de los combustibles fósiles (Tengler, 2021a). Por ello, su obtención se encuentra ligada a la

materia prima de la que proviene y al impacto que provoca al medio ambiente, clasificándose así en las siguientes producciones: proceso reformado endotérmico y exotérmico (siendo los más comunes), pirolisis, gasificación y electrolisis (Yolanda Morat y Linares Hurtado, 2007). Este último proceso de producción proviene de energías limpias y será objeto de estudio en el presente trabajo.

En cuanto a las propiedades de este vector energético, son resaltables las siguientes:

En primer lugar, el mismo se caracteriza por contener una **alta densidad de energía en masa**, dado que abarca 2,6 veces la energía correspondiente a 1kg de gas natural (Tengler, 2021a). Ahora bien, respecto al espacio, se singulariza por una **baja densidad de energía en volumen**, puesto que su compresión, licuación o conversión en amoníaco reduce volumen, pero, sin embargo, aumenta el almacenamiento que requiere este (Morante et al., 2020). Ya que según la **Tabla i**, ocupa entre 6 y 10 veces más espacio que el gas natural, y, por tanto, hace más cara esta reserva que requiere unas temperaturas criogénicas. Todas estas propiedades del hidrógeno afectan de igual manera tanto a la producción como al tipo de transporte que vaya a efectuar, debido a que precisa 3 veces más volumen el gas natural y, por tanto, requiere un despliegue mayor de medios (Morante et al., 2020)

*Tabla i. Propiedades físicas del hidrógeno*

Propiedad	Hidrógeno	Respecto al gas natural
Densidad (gas)	0.089 kg/m <sup>3</sup> (0 °C, 1bar)	1/10
Densidad (líquido)	70,79 kg/m <sup>3</sup> (-253 °C, 1bar)	1/6
Punto ebullición	-253°C (1 bar)	-90 °C
Densidad energética (masa)	120 MJ/kg	x2
Densidad energética (volumen)	10,8 MJ/Nm <sup>3</sup>	1/3

Fuente: Fundación Naturgy 2020

Por otro lado, el hidrógeno no es tóxico, aunque si altamente inflamable, lo que implica un alto riesgo de fuga en comparación con el gas natural. No obstante, contar con unas medidas de seguridad relativas a los materiales e instalaciones del elemento pueden mitigar este efecto. (Morante et al., 2020).

### *2.2.1 Usos del hidrógeno*

La industria toma un papel relevante debido a su elevado potencial de demanda de hidrógeno renovable, de hecho, la mayoría de los proyectos industriales augurados en torno a este vector limpio se concentran en Europa. (BloombergNEF, 2021a)

Actualmente, la industria del hidrógeno se encuentra muy ligada a los combustibles fósiles, pues componen la materia prima de la manufacturación (JP MORGAN, 2021). En cuanto a los sectores más relevantes, se encuentran principalmente, la refinería, el amoníaco, el metanol y la siderurgia, los cuales concentraron gran parte de los 94mt de hidrógeno demandados a lo largo de 2021 (IEA, 2022b). No obstante, estos no son los únicos sectores que se apoyan en el hidrógeno, ya que también se explotan en otros ámbitos, aunque con porcentajes menos significativos, carburantes sintéticos (inconciliables con la descarbonización), producción de acero (muy contaminante), usos térmicos, sector eléctrico, etc. (Serna et al., 2022, p.43-44)

En primer término, referente a la industria de refinería de petróleo, esta utiliza el primer elemento de la tabla periódica para eliminar el azufre del combustible (JP MORGAN, 2021). Este sector, es uno de los más nocivos pues es el que mayor demanda de hidrógeno gris ostenta a nivel mundial (Serna et al., 2022), por ello, en el año 2018 batió records transcendentales al alcanzar una demanda en torno a los 40 millones de toneladas de hidrógeno. Este récord provoca unas emisiones superiores a 200mt de CO<sub>2</sub> (IEA, 2022b).

Ahora bien, esta industria esta atravesando una situación inestable que genera una enorme volatilidad sobre la demanda de este. Ello se debe, a la Guerra iniciada en febrero de 2022, la cual disparó los precios del gas natural y otros combustibles fósiles. Por tanto, esta se trata de la situación idónea para acelerar el cambio a hidrógeno limpio en el sector, pues no se da ningún cambio de combustible que dificulte el reemplazo en el mismo. Cabe destacar, que hoy en día, la UE cobija gran parte de los proyectos relativos a refinерías no contaminantes (IEA, 2022b).

En segundo término, la producción de amoníaco recaudó en 2021 alrededor de 2/3 de la demanda de hidrógeno en la industria, puesto que para elaborar una tonelada de esta sustancia química es preciso contar con aproximadamente 180kg de hidrógeno. Por tanto, producir una tonelada de esta emite cerca de 2,2 toneladas de CO<sub>2</sub> (IEA, 2022b), siendo una industria muy contaminante ya que se apoyo en hidrógeno gris. Ahora bien, su demanda se encuentra actualmente en detrimento debido a la invasión ucraniana y sus consecuencias, tales como altos precios del gas natural. Este hecho, ayudará a la entrada del hidrógeno renovable en este sector, pues no esta relacionado con la subida del precio de gas ya que no precisa cambios significativos ni producción, ni equipos. (Serna et al., 2022, p.41-43).

Referente al precio del gas, se debe resaltar, el record alcanzado por el combustible fósil en Europa en agosto de 2022, superando los €338/MWh, siendo este 7 veces mayor al año anterior (BloombergNEF, 2022b). Así siguiendo su perspectiva en auge, durante el invierno de 2022, los precios de este según BLOOMBERG se han visto cuadruplicados en comparación con otros años, alcanzando en diciembre los €151/MWh (CincoDías, 2022a), pero finalmente el precio del gas a finales de año cayó en torno a los €85/MWh. Sin embargo, esta situación de incremento y alza de precio perdurará durante los próximos años como consecuencia de todos los acontecimientos actuales que están ocurriendo en el mundo (Aleasoft, 2023a).

Por otro lado, respecto a la industria del metanol, se caracteriza por la obtención de calor mediante emisiones contaminantes de carbono, aunque se espera que, en los próximos años, esta energía generada evolucione y se produzca a través de hidrógeno verde. (Serna et al., 2022). En cuanto al hidrógeno que este producto precisa, se requiere unos 130kg de hidrógeno por tonelada de metanol, por ello en 2021, todos los millones de toneladas emitidos ocasionaron una demanda de aproximadamente 15 millones de toneladas de hidrógeno. Eso sí, referente a la emisión de CO<sub>2</sub> por tonelada esta, se trata de la misma que la emitida por la industria de amoníaco (IEA, 2022b).

En cuanto a la industria siderúrgica, este sector cuenta con un alto potencial, por tanto, podrá reemplazar el uso de materias primas contaminantes por hidrógeno durante su fabricación (IEA, 2022b). No obstante, la transición que va a atravesar este sector acarrea gran complejidad (JP MORGAN, 2021).

Por ello, es preciso que la magnitud de emisiones en estas industrias se reduzca, si se quiere frenar el desarrollo de gases de efecto invernadero para 2030 (IEA, 2022b).

### *2.2.2 Tipos de hidrógeno*

El hidrógeno cuenta con diversas clases dependiendo del método de producción que lo componga, aunque todavía no hay un acuerdo general sobre los mismos (SEDIGAS, 2023). Por tal motivo, se procede a destacar los más significativos actualmente:

**Hidrógeno gris:** Este tipo de hidrógeno se trata actualmente del más frecuente en Europa (Morante et al, 2020) y se caracteriza por emitir grandes cantidades de dióxido de carbono, ya que se origina a través de combustibles fósiles sin captura y almacenamiento de carbono. Previamente a la exponencial subida del gas de los últimos meses, este color

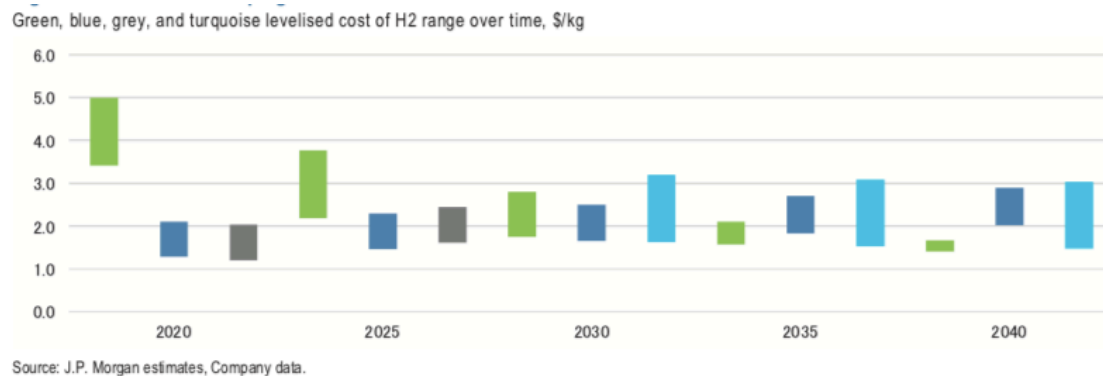
de hidrógeno se trataba del más barato pues el precio lo determinan los propios combustibles fósiles (Tengler, 2021a). No obstante, el precio de este se encuentra ante una situación crítica ya que se verá incrementando conforme aumente el precio del gas natural (JP MORGAN, 2021). De hecho, su precio de producción actual ronda los 1,5€/kg, pero ello puede variar en cualquier momento (Alcalde, 2023).

**Hidrógeno azul:** Este tipo de hidrógeno se singulariza por lo contrario al gris, es decir, es el resultado de combustibles fósiles con almacenamiento de carbono y tecnología de captura, emitiendo alrededor de 3 a 6 kg de CO<sub>2</sub> por kg de hidrógeno (JP MORGAN, 2021). En cuanto al precio del hidrógeno azul es aún más elevado que el del gris puesto que se debe añadir el coste que supone capturar y almacenar las emisiones. Aún así, es más barato que el renovable pues se beneficia de la infraestructura de gas disponible. De esta manera, en 2020, su precio rondaba entre los 1,5\$/kg y 2\$/kg (JP MORGAN, 2021). Actualmente dicho valor se ha visto incrementado rozando los 3\$/kg (GNL Global, 2023).

**Hidrógeno verde:** Este tipo de hidrógeno destaca por provenir de fuentes renovables, sin que su producción se apoye en emisiones de dióxido de carbono. En el año 2021 ha sido el más caro de producir, pero se prevé que dentro de unos años sus costes se reduzcan (Tengler, 2021a), en torno a los \$2/kg dominando así el mercado europeo (JP MORGAN, 2021). No obstante, según expertos de NATURGY ENERGY, en el momento que la producción de este tipo de hidrógeno oscile los 3,23€/kg, el mismo será viable. Por ello, cuantifican su precio alrededor de 3,5€/kg a 5€/kg en la actualidad y alegan en los siguientes 10 años, el precio de este decaerá más de un 70% (Alcalde, 2023).

Este panorama quedará revertido a partir del 2030, donde los precios del hidrógeno renovable oscilarán entre \$1,7/kg y \$2,8/kg como se refleja en la **Gráfica i**, abriendo así camino para ser el precio más barato en todos los países. A pesar de ello, seguirán presente, aunque en menor medida, el hidrógeno “contaminante” en lugares con acceso restringido a energía renovable o que requieren suministros constantes del mismo, y por ello, su precio se verá incrementado o incluso desaparecerá en el caso del hidrógeno gris (JP MORGAN, 2021).





Gráfica i. Progresión de los costes del hidrógeno

Fuente: JP Morgan, 2021

## 2.3 HIDRÓGENO VERDE

### 2.3.1 Electrolisis

Este método de producción es una tecnología que fue descubierta en el año 1800 (IBERDROLA, 2021) y se ha empleado desde hace un siglo, en cambio su industria ha permanecido pequeña durante todo este tiempo. Ahora bien, ello está cambiando y la misma está creciendo a un ritmo vertiginoso pues las pretensiones de los consumidores son cada vez mayores (JP MORGAN, 2021).

Por ello la electrolisis, es definida como “*la disociación de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno en estado gaseoso por medio de una corriente eléctrica continua, suministrada por una fuente de alimentación conectada a dos electrodos, en cuya superficie se produce la ruptura de la molécula del agua*” (MITERD, 2020, p12). Distinguiéndose así, por su nula emisión de dióxido de carbono (Shiva Kumar y Lim, 2022).

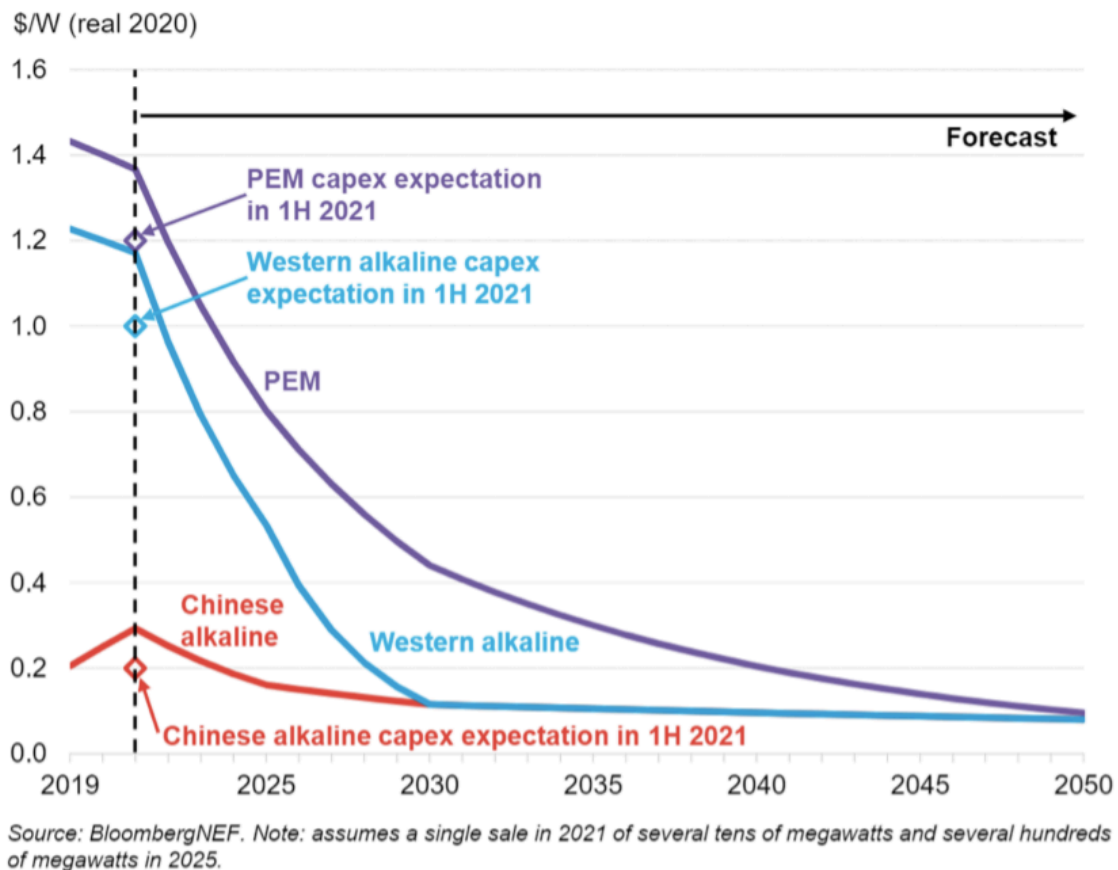
Respecto a sus desafíos, este procedimiento solo produce actualmente el 4% del hidrógeno debido al alto coste que supone y a la dependencia de los combustibles fósiles en la industria (Shiva Kumar y Lim, 2022). Sin embargo, se prevé que se trate de los métodos más utilizados para la emisión de hidrógeno renovable en un futuro (IEA, 2022b).

### 2.3.2 Electrolizadores

Hoy en día, su industria se encuentra en vías de desarrollo pues cuenta con escasa competencia al tratarse esta de una tecnología innovadora y, por tanto, cara. No obstante, la misma espera crecer exponencialmente en los próximos años, el claro ejemplo se encuentra marcado en RePowerUE donde establece: “*Europa debe alcanzar un mínimo de 6GW de potencia de electrolizadores en 2024 y de 40GW en 2030*” (Serna et al., 2022, p.37). Para lograr esta iniciativa, se deben distinguir entre los electrolizadores más comunes en el proceso de electrolisis.

En primer lugar, los aparatos más consolidados, baratos y desarrollados del mercado (JP MORGAN, 2021), son los **electrolizadores alcalinos**. En este tipo de instrumento distingue entre la tecnología producida en Occidente y en China, siendo estos últimos los más baratos del mercado, de hecho, a corto plazo ningún mercado podrá hacer competencia al mismo, ya que representan aproximadamente el 80% de la demanda. (BloombergNEF, 2021a). En definitiva, ambas tecnologías alcalinas se encuentran distancias pues la occidental contó en 2020 con un CAPEX en torno al \$1,2/W mientras que los electrolizadores chinos alrededor de \$0,3/W. El motivo de dicho distanciamiento se debe al efecto de gran escala, al alto poder de negociación de la industria china (Tengler, 2021b), sus reducidos costes de electricidad y laborales.

En segundo lugar, los **electrolizadores PEM**, gozan de una tecnología reciente, pues su evolución tuvo lugar en el año 1960. Se trata de un electrolizador algo más costoso que el alcalino, debido a la presencia de un material caro, platino (JP MORGAN, 2021), así su CAPEX en el año 2020 fue de \$1,4/W (Tengler, 2021b). No obstante, la demanda de esta tecnología experimentará un ascenso en los siguientes años, aproximando así su coste al alcalino, a consecuencia de la escasa intervención que este necesita en operación y mantenimiento (BloombergNEF, 2021a).



Gráfica ii. Evolución CAPEX de los electrolizadores

Fuente: BloombergNEF, 2021

En definitiva, se esperaba que los costes de estas tecnologías bajasen los años posteriores al 2019 como muestra la **Gráfica ii**. Sin embargo, han seguido manteniéndose al alza debido a una demanda menor de la esperada por parte de Europa, al aumento de precio de las materias primas y mano de obra y al desarrollo acelerado del electrolizador alcalino chino (Tengler, 2021b). Aún así, a pesar del panorama actual, se espera que los costes relativos a su producción disminuyan significativamente en los siguientes tres años, es decir a partir de 2025, siempre que no se produzca un aumento repentino en los productos

básicos. Por tanto, el CAPEX de esta tecnología es todavía muy elevado, pero próximamente estas inversiones en bienes de capital caerán en todos los dispositivos, reduciéndose así los costes del occidental y chino en torno a un 50% y 30% respectivamente. Alcanzando para 2030, la equiparación de precios entre ambos dispositivos, cuyo descenso es consecuencia del progreso tecnológico y el aumento de tamaño de dicha industria (BloombergNEF, 2022b).

## CAPITULO 3: MODELO DE NEGOCIO

### 3.1 CADENA DE VALOR

El objeto del presente trabajo versa sobre la transición energética y el objetivo europeo de suprimir su dependencia de gas ruso mediante el uso de hidrógeno limpio. Por ello, la UE deberá “*tener cuidado de que todas nuestras cadenas de valor se pongan al día tan rápido como se está produciendo esta transición*” (S&P Global, 2022c, p.4), esto significa, que se necesita llevar a cabo una optimización de los recursos lo antes posible. Pues todos los inversores coinciden que el gran inconveniente al desarrollo del hidrógeno verde se trata de la inversión que supone, debido a la nula economía de escalas, altos costes de producción, transporte y almacenamiento, limitando ello el modelo de negocio de esta industria (BEI, 2022).

#### 3.1.1 Producción

Lograr la reducción de emisiones de carbono, es posible a través de hidrógeno verde, el cual es originado mediante electrolisis (ETC, 2021). Para llevar a cabo tal producción es indispensable disponer de electricidad originada en plantas renovables y gran cantidad de agua (MundoMaritimo,2020).

En relación con la electricidad, sobresale la reciente aprobación en febrero de la adicionalidad de las renovables por parte de la CE, la cual exige, la creación de una planta renovable para crear la electricidad requerida por la electrolisis. Provocando dicho acontecimiento, una mayor utilización de electrolizadores y, por tanto, un aumento de la capacidad instalada de proyectos renovables (Comisión Europea, 2023b). Abriendo así camino para que el mismo conquiste la producción de hidrógeno en un futuro, dejando atrás al hidrógeno gris (ETC, 2021). Por otro lado, respecto a la electrificación del hidrogeno verde, se plantea un nuevo obstáculo, debido a los desperdicios de energía que supone. El siguiente ejemplo lo demuestra:

Para la fabricación de 1kg de hidrógeno verde, es preciso cerca de 39,4 kWh de energía y 57,8 kWh de electricidad (Tengler, 2021a). Siendo esta una transformación mucho más costosa e ineficaz que la directa (JP MORGAN, 2021), pues se precisa de una doble transformación de eléctrica a química y de nuevo a eléctrica. No obstante, logra una eficiencia del 68% superando la que podría obtener cualquier planta de generación eléctrica, pues cuenta con pérdidas.

Ahora bien, acerca de los litros de agua que se precisan durante el proceso de electrolisis. Se debe destacar que para la producción de 1 tonelada de hidrógeno verde se requiere 9 toneladas de agua purificada, la cual a su vez necesita el doble de ella impura. Por tanto, esta demanda supone una enorme limitación en cuanto a la ubicación de los electrolizadores y un gasto añadido al proceso de producción a consecuencia del transporte de dicha sustancia líquida (MundoMaritimo,2020).

Por otro lado, la producción de dicho vector también tiene en consideración los precios de otros elementos, tales como gas natural, carbono, gastos de explotación para determinar el coste que supone la fabricación de este (S&P Global, 2022a).

Referente al gas natural, su precio durante el 2022 en Europa batió records como consecuencia de las bajas temperaturas y la suspensión de producción de gas noruego, (S&P Global, 2022c) no obstante, poco a poco esta situación esta revirtiéndose y se espera que durante el 2023 el precio de este hidrocarburo se situé por debajo de los \$3,098 (Adel,2023). Ahora bien, respecto al precio del carbón, la UE ha aprobado a finales de 2022, un sistema de contrato por diferencia de carbono, los cuales serán financiados por Fondo de Innovación de la UE, cuyo presupuesto oscilará en torno a los \$36.300-\$41.300 hasta el 2030 (BloombergNEF, 2022b). Estos fondos europeos, aspiran a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (BloombergNEF, 2021a), tratándose de un instrumento financiero que permite la compra de créditos de carbono para compensar las emisiones de las empresas. Por tanto, el comprador se compromete a comprar a un precio fijo un número de créditos de carbono y el vendedor, venderá estos a un precio acordado en un futuro. De tal manera que, si el precio de venta de los créditos de carbono es mayor que el de compra, el vendedor pagará la diferencia al comprador, pero si este es menor, asumirá la diferencia el comprador (JP MORGAN, 2021).

Por consiguiente, cuanto más bajas sean las temperaturas, mayor demanda de combustibles se precisará y, por ende, mayor precio (BloombergNEF, 2021b). Así pues, los costes de la energía seguirán elevados a lo largo de este año, no obstante, ello no perjudica al potencial de las renovables debido a que los precios de los combustibles fósiles y electricidad han crecido a una tasa mucho mayor desde los últimos meses de 2021 (IEA, 2022a). De hecho, la exponencial subida de precios que ha experimentado ha llevado a la UE a topar el precio del gas si durante tres días consecutivos alcanza los 180€/MWh (Sánchez Alonso, Tidey y Liboreiro, 2022).

En definitiva, se espera que los costes de producción del hidrógeno verde sean mucho más bajos que los actuales, pues actualmente se trata de una industria en desarrollo (ETC, 2021), cuyo incremento de producción precisa incentivos e inversiones relevantes tanto del sector público como privado (Mingay, 2022), ya que los inversores resaltan *“la necesidad de innovación e I+D en la fase de producción del hidrógeno en la que se buscan tecnologías disruptivas que puedan optimizar los aspectos económicos de la producción de hidrógeno”* (BEI, 2022, p.15). Siendo notoria la diferencia de precios entre hidrógeno limpio y contaminante, pues a principios de 2022, el primero podía duplicar o triplicar el precio del segundo (Mingay, 2022). Así JON IMAZ, Consejero Delegado de Repsol declara, *“Actualmente, el hidrógeno renovable no es competitivo en costes, pero algunas otras energías renovables tampoco lo fueron en sus inicios y ahora son las más competitivas”* (López de Benito, 2022).

Por ello, a medida que la misma prolifere, disminuirá el precio de energía renovable y los costes de los electrolizadores, de hecho, UE marca como objetivo para 2030, una reducción de aproximadamente 500 \$/kW en electrolizadores y de 15 \$/MWh en energía, logrando así un coste nivelado de hidrógeno en torno al 2,2 \$/kg (JP MORGAN, 2021).

### 3.1.2 Almacenamiento

Una de las propiedades anteriormente descrita del hidrógeno es su baja densidad de energía en volumen, pues se encuentra interrelacionada con el almacenamiento de este elemento. Ello viene a decir, que guardar este producto requiere abundante espacio, dado que el hidrógeno ocupa entre 3 y 4 veces más espacio que el gas natural (Tengler, 2021a).

Por tanto, la preservación de dicho elemento supone un reto sobre todo respecto de los almacenamientos a largo plazo. De hecho, los tipos de aprovechamiento cuyo espacio de tiempo es más corto cuenta con unos costes por debajo de \$0,2/kg, siendo de esta manera evidente que la inversión y el desarrollo se debe destinar al almacenamiento a largo plazo (JP MORGAN, 2021). Ya que, por un lado, siempre se dará riesgo de fugas debido a que el tamaño de las partículas de este vector energético es mucho más pequeño que las de gas natural y además se añade el riesgo de que este tipo de almacenamiento de larga duración se encuentra en vías de desarrollo a nivel tecnológico y económico (JP MORGAN, 2021). Y por ello, se da una baja eficiencia de funcionamiento, que eleva aún más los costes de los componentes que producen el almacenamiento (Staffell, Iain, Daniel Scamman, Anthony Velazquez Abad, Paul Balcombe, Paul E. Dodds, Paul Ekins, Nilay

Shah, y Kate R. Ward, 2019). Ahora bien, a causa de lo mencionado (proceso en desarrollo), la financiación de esta fase de la cadena de valor será menor a medida que el hidrógeno vaya tomando un rol trascendental y aproveche los excesos y déficits correspondientes a los suministros procedentes de las plantas renovables (ETC ,2021).

No obstante, para lograr la descarbonización y una economía basada en hidrógeno, cómo se procederá a almacenar dicho vector energético es significativo, pues el mismo se deberá guardar cuando se de superproducción de electricidad proveniente de las energías renovables y, por ende, será utilizada en períodos carentes (Morante et al., 2020). Actualmente, el gas natural almacena cerca del 12% de la demanda mundial, en base a ello se precisa que la capacidad de almacenamiento del hidrógeno deberá oscilar en torno al 20% del consumo de este (ETC ,2021).

Por otro lado, se debe distinguir entre los distintos estados en los que puede ser aprovisionado el hidrógeno, variando desde gaseoso, líquido y sólido (ETC ,2021). Así pues, a continuación, se procederá a describir los almacenamientos más relevantes y aquellos que más evolución precisan:

- Cuevas de sal:

Se trata de un tipo de almacenamiento gaseoso requerido para grandes magnitudes de hidrógeno debido a su bajo coste, aunque restringido en cuanto a presencia territorial. De hecho, Europa cobija el mayor número de cuevas de sal (BloombergNEF, 2021a), ostentando más de la mitad de los proyectos relativos a este tipo de almacenamiento, que evidencia una vez más alta demanda relativa al hidrógeno limpio (BloombergNEF, 2022b). Por ende, este procedimiento reviste de carácter prometedor pues no solo presenta costes económicos sino también bajo riesgo de fugas (MITERD, 2020) y de ahí se establece como objetivo para el año 2050 alcanzar un coste de almacenamiento en torno al \$0,1kg. (ETC, 2021).

- Yacimientos agotados de gas natural o petróleo:

Este tipo de almacenamiento presenta un coste más bajo aún que las cuevas de sal, no obstante, presentan un riesgo de fuga mucho más elevado y requiere de una localización en concreto por lo que su presencia se encuentra limitada (Morante et al., 2020). Sin embargo, su gran obstáculo gira en torno a las impurezas contaminantes que este proceso de aprovisionamiento contiene y como puede afectar al hidrógeno (ETC, 2021).



– Hidrógeno Licuado:

Este tipo de almacenamiento es muy costoso debido a la necesidad de contar con temperaturas criogénica. No obstante, no es su único impedimento ya que presenta un alto riesgo de debido a que la energía dentro del mismo se dilata o estrecha siempre que se produce una transmisión procedente del exterior (Morante et al., 2020). Por tanto, se trata del método más correcto en supuestos de almacenamientos cortos y voluminosas cantidades de hidrógeno (MITERD, 2020). Este procedimiento, precisará de más de 2 barcos para trasladar la misma cantidad de energía que un barco de GNL, por este motivo supone un mayor coste y volumen de energía (Tengler, 2021a).

– Amoníaco:

En 2021, se trataba del procedimiento de aprovisionamiento líquido más viable en términos económicos, con un coste en torno a \$2,5kg (JP MORGAN, 2021). Sin embargo, el panorama de dicho elemento ha cambiado tras la guerra de Ucrania, pues sus precios se han visto disparados, alcanzando en marzo y abril de 2022, más de \$1600/tm. Este hecho ha provocado un encogimiento en la demanda durante el 2022 puesto que la producción de este no es beneficiosa en términos monetarios, no obstante, se prevé que la misma crezca a lo largo de este año. (S&P Global, 2022b). A pesar de todo, este tipo de almacenamiento se caracteriza por requerir condiciones no tan extremas, debido a que este gas se licua a  $-34^{\circ}\text{C}$ , por lo que ocasiona menos costes que aquellos que requiere temperaturas criogénicas. Además, el amoniaco líquido precisa más energía por volumen que el hidrógeno y se trata de un aprovisionamiento con apenas riesgo de fuga. Aún así, no se debe obviar su carácter tóxico, requiriendo una gran precaución durante la instrumentalización de este (Genia Bioenergy, 2019). Por lo que este tipo de almacenamiento precisará de evolución tanto a nivel tecnológico como económico si pretende ser un procedimiento clave a largo plazo (JP MORGAN,2021).

En definitiva, para alcanzar economía de hidrógeno y más aún tras los acontecimientos actuales que ponen en entredicho la dependencia de gas ruso por parte de Europa, se requerirá considerables montos de aprovisionamiento que a su vez sean baratos (BloombergNEF, 2022b) y pueden almacenar gran cantidad de hidrógeno. Ello queda reflejado en la **Tabla ii**.

Tabla ii. Resumen distintos tipos almacenamiento

	Salt Cavern	Depleted Gas Field	Rock Cavern	Pressurised Container	Liquid H2	Ammonia	Liquid Organic H2 Carrier	Metallic compounds
Gas, Liquid, Solid?	Gaseous	Gaseous	Gaseous	Gaseous	Liquid	Liquid	Liquid	Solid
Possible Scale	Large	Large	Medium	Small	Small / medium	Large	Large	Small
Duration	Weeks - Months	Seasonal	Weeks - Months	Daily	Days - Weeks	Weeks - Months	Weeks - Months	Days - Weeks
Geographic availability	Limited	Limited	Limited	Not Limited	Not Limited	Not Limited	Not Limited	Not Limited
Costs	Low	Medium	Low	Low	Medium	Medium	Medium	High
Economically viable?	Medium-term	Long-term	Long-term	Available today	Medium-term	Available today	Long-term	Medium-term
Safety Concerns	Low	Low	Low	Medium	Medium	High	Medium	Medium

Source: J.P. Morgan estimates, Company data.

Fuente: JP Morgan, 2021

### 3.1.3 Transporte

El desplazamiento de este vector energético es mucho más difícil que el de gas natural, por el mismo motivo descrito en el apartado de almacenamiento, ya que requiere mayor espacio y, por ende, involucra mayores costes (Tengler, 2021a). De facto, los gastos en torno a esta fase juegan un papel relevante que pueden obstaculizar el desarrollo de esta industria frente a la ventaja de costes bajos de fuentes contaminantes (MITERD, 2020). Por ello, a medida que disminuyan los costes de producción y se introduzcan en el mercado nuevas empresas, el transporte mundial de hidrógeno podría oscilar entre \$2-3/kg (McKinsey, 2021)

A la hora de determinar que tipo de transporte es más conveniente para el traslado de hidrógeno se debe tener en consideración el volumen y distancia que se va a llevar a cabo, pues esto determina que el mismo sea de una u otra manera (MITERD, 2020).

De esto modo, se pueden distinguir los siguientes medios de transporte:

- Vía marítima:

Es el método más común en el caso de envíos de grandes volúmenes con destino lejano (MITERD, 2020), no obstante, en la actualidad no hay un tráfico de este estilo dado que, el aprovechamiento tiene lugar en puntos cercanos a las zonas de producción (Morante et al., 2020).

Aún así, el desplazamiento por medio de barcos sigue siendo un reto debido a la gran inversión que requiere este determinado medio de transporte y su mantenimiento, la preservación de la producción a largo plazo, etc (BloombergNEF, 2022b).

El hidrógeno, puede encontrarse de forma líquida en los barcos mediante dos maneras, o bien metanol verde, o a través de la conversión de este en amoníaco (MITERD, 2020). En cuanto a la primera, metanol verde, se trata de una las opciones más viables de cara al futuro. Este se caracteriza, su nula emisión de gases de efecto invernadero y contar con bajos costes (IBERDROLA, s.f), por ello se propone una manufacturación de 35 mil millones de metros cúbicos al año a partir de 2030 (BloombergNEF, 2022a). Respecto del amoníaco, este es y será el medio de transporte marítimo mas económico y popular (BloombergNEF, 2021a). Tratándose de la mejor alternativa de transporte a corto plazo.

No obstante, una gran ventaja que no puede pasar desapercibida en este tráfico versa sobre, el impulso que este transporte proporciona a las regiones con potencial de energía renovables y, por tanto, de hidrógeno. Permitiendo así, el traslado de este elemento a lugares sin apenas recursos, que de otra forma sería tendría difícil la descarbonización (Morante et al., 2020). De hecho, gran parte de transporte por medio de barcos sigue la ruta Asia-Pacífico (BloombegNEF, 2021a), por este motivo BLOOMBERGNEF estima que el transporte de hidrógeno a Japón, a través de la conversión a este elemento químico incrementaría los costes totales alrededor de \$2/kg, acumulando así, un 70% del coste total (JP MORGAN, 2021).

#### – Vía terrestre

Este medio de transporte se caracteriza por su falta de eficiencia en materia económica y energética, determinadas por las propiedades propias del hidrógeno (Morante et al., 2020). Pues se precisa el triple o cuádruple de espacio, suponiendo ello mayor coste y energía (Tengler, 2021a). Por este motivo, cuando la demanda sea escasa esta circulación por vía terrestre será la opción más interesante debido a los costes, los cuales, girarán en torno a los \$1,2kg por cada 300km (McKinsey, 2021)

Así pues, este transportador precisa de unas necesidades específicas, las cuales no pueden ser extendidas de manera universal (Morante et al., 2020), ya que la inversión a la infraestructura y su deficiente progreso tecnológico son un obstáculo para la descarbonización del sector (BloombergNEF, 2022b).

## – Gasoducto

Este medio de transporte debe analizarse desde una perspectiva a corto y largo plazo. Respecto la primera de ellas, RODRÍGUEZ JADRAQUE señala, *“Podemos transportar el hidrógeno verde empleando las mismas infraestructuras y los procesos que ya utilizamos para el gas natural, y es más barato enviar hidrógeno por ductos de hidrógeno que transportar energía eléctrica por cables de alta tensión”* (CEPSA, 2022a). Ahora bien, dichas tuberías están pensadas para transportar gas natural y, por tanto, el desplazamiento de hidrógeno requiere otros materiales debido a la inflamabilidad y densidad del vector. Así, queda limitada la mezcla de hidrógeno y gas natural, conocido como blending, puesto que si se sustituyese por completo averiaría la red y correría riesgo de fuga. En España, la mezcla queda limitada a un 5% (Morante et al., 2020).

A pesar de la gran inversión que en un primer momento requiere, ello no afecta perjudicialmente a los precios totales del hidrógeno, pues BLOOMBERGNEF declara que el transporte por medio de infraestructura existente de gasoductos sólo aumentaría ligera y modestamente el coste (JP MORGAN, 2021). Por ello, aquellos países con gran infraestructura de este medio deben ubicar sus plantas generadores de hidrógeno cerca de dicha red de tuberías, permitiendo que la conexión entre productor y consumidor (Morante et al., 2020), abarate el coste de las importaciones. Por lo cual, importar hidrógeno a través de dichas tuberías será mucho más barato que producir hidrógeno en aquellas regiones que no cuentan con recursos suficientes (BloombergNEF, 2021a). De tal manera, el blending en gasoductos se proclama como el único medio efectivo frente al resto de fuentes energéticas (Tengler, 2021a), siempre que se de una elevada cantidad de producto a importar y este sea demandado de manera continuada, será *“la mejor opción para un transporte generalizado”* (Morante et al., 2020).

De modo que, si estos conductos son apropiados y accesibles, podrán aspirar a alcanzar unos costes de transporte por debajo de \$0,1kg para 500km (McKinsey, 2021) Así pues, estos gasoductos podrán transportar hidrógeno limpio a distancias de hasta 5.000km, caracterizándose por *“transportar 10 veces la energía a una octava parte del coste asociado a las líneas de transmisión de electricidad”*. En tal sentido, si se logra acomodar los conductos por los que mueve el gas natural, se economizaría alrededor del 60%-90% de la inversión en infraestructura de este medio de transporte (McKinsey, 2021). Debido a estas causas, la UE plantea como objetivo para 2030, el incremento de importaciones

por este medio, quedando comprendido en el denominado, Plan Red Troncal de Hidrógeno Limpio (BloombergNEF, 2021a). Es más, uno de los proyectos de gasoductos más importantes en el panorama europeo, designado, Proyecto H<sub>2</sub>Med, se trata de un acuerdo entre la Península Ibérica, Alemania y Francia. El mismo, proclama a España como principal exportador de hidrógeno verde debido a los 2.000.000 millones de hidrógeno limpio que transportará el país año tras año, una vez entre en vigor en el año 2030. Asimismo, al gozar H<sub>2</sub>Med, la condición de proyecto de interés comunitario será sufragado por fondos europeos en un 50% (MITERD, 2023).

Por otro lado, respecto a su visión a largo plazo, se plantea la construcción de una nueva infraestructura destinada únicamente al desplazamiento de hidrógeno verde, conllevado ello una alta inversión, que no se logrará recuperar hasta dentro de unos 40-80 años (Morante et al., 2020). No obstante, sin infraestructura no se podrá aspirar a ser exportador potencial de esta nueva industria y por ese motivo, la UE está desarrollando una infraestructura de conducción de hidrógeno para equilibrar las diferencias regionales entre la oferta y demanda en todo el continente. Por tal razón, se espera la construcción de 5 corredores que conecten: el norte de África con el sur de Europa, el Suroeste de Europa y el norte de África (en este se localiza España), el Mar Norte, la Europa Oriental y Sudoriental, Regiones Nórdicas y Bálticas (EHB, 2022).



*Ilustración i. Corredores que desarrollar por la UE*

Fuente: EHB, 2022

### *3.1.4 Ubicación de la planta renovable*

Otro de los aspectos relevantes del modelo de negocio del hidrógeno verde es la localización de la planta generadora, pues analizando la cadena de valor del producto “*los costes de transporte y almacenamiento pueden llegar a suponer una parte importante del coste de la energía y por tanto afectar a la competitividad del hidrógeno frente a otras fuentes de energía*” (MITERD, 2020, p.21). Por lo cual, es necesario establecer centros de suministro en áreas donde la capacidad de producción sea mayor que la demanda local, para que así dicha industria satisfaga las necesidades de aquellas regiones sin alternativa u oferta (Deloitte, 2023). Dicha planta debe emplazarse en un lugar estratégico, que cuente con consumidores, sobre todo, industriales y cercana a puertos o gasoductos con infraestructuras, ya que el transporte y almacenamiento eleva el coste del producto.

Así pues, otro aspecto a considerar para la localización de la planta generadora es el espacio que requiere, debido a los elementos claves que precisa, como el electrolizador, el cual no requiere mucho espacio, pero si mucha electricidad. Sin embargo, dicha electricidad es generada en plantas renovables que si requieren mucho espacio. De hecho, un sistema de electrólisis de 10 MW necesitaría una planta fotovoltaica de 50 MW (BloombergNEF, 2021b). Por ende, en cuanto a sus dos recursos claves, uno no precisa mucha área mientras que otro si, por lo que es más favorable ubicar la planta en un lugar espacioso que permita generar electricidad para evitar la compra y transporte de esta pues es elevaría aún más el coste.

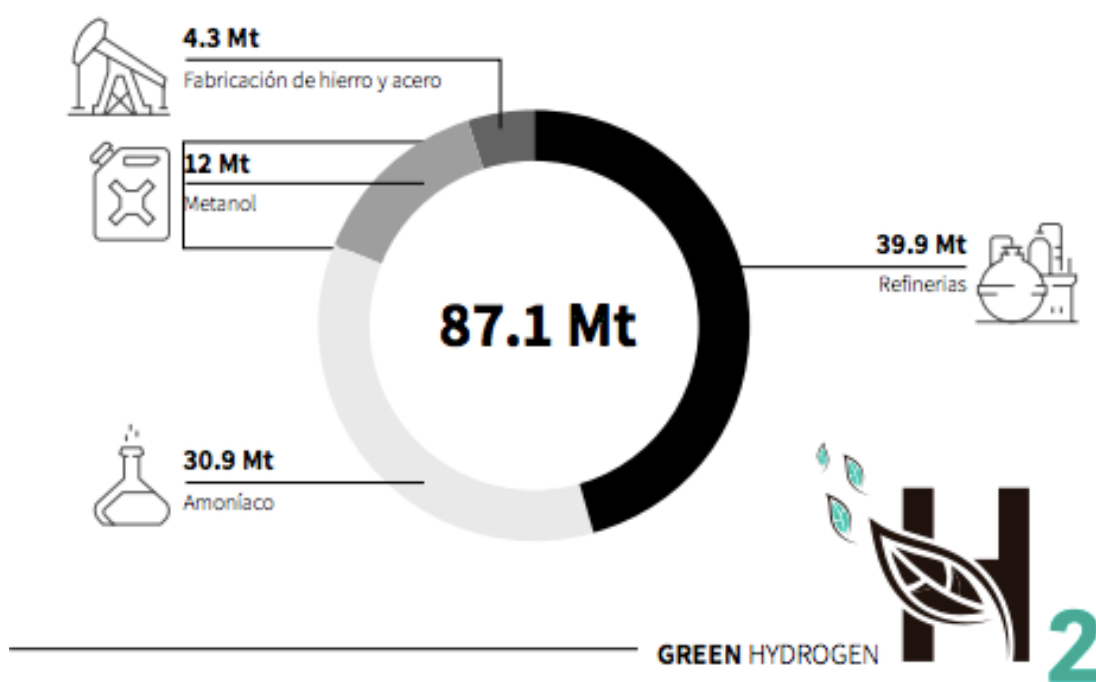
España como gran potencia para la exportación de hidrógeno verde, cuenta con varios sitios estratégicos, uno de ellos se trata de Huelva, debido a su elevada demanda por parte de la industria de refinería, alta producción en plantas fotovoltaicas y su puerto intermodal de 1.700 hectáreas, siendo este el más extenso de España (La Vanguardia, 2022).

### *3.1.5 Consumo*

Este último punto de la cadena de valor es muy relevante, debido a la importancia que la demanda engloba y acarrea, en relación con el compromiso y adaptación del cliente ante los procesos productivos de la descarbonización.

Por un lado, la situación actual que atraviesa UE es el escenario perfecto para alcanzar la descarbonización de la industria y, por tanto, restringir la demanda de combustibles fósiles (IEA, 2022c). Debido a la capacidad del hidrógeno verde como vector energético

y su gran versatilidad, se considera una herramienta clave para la integración de los diferentes sectores energéticos. Esto puede mejorar la flexibilidad, disponibilidad y seguridad energéticas, así como aumentar la eficiencia y rentabilidad en la transición energética (MITERD, 2020). Para ello, se está llevando a cabo una enorme inversión en energías renovables cuyos fondos rondarán los \$389.000 millones desde el 2022 año hasta el 2030 (IEA, 2022c). Por ende, se espera que, con estos impulsos, la demanda de las energías renovables tomará el efecto inverso a la de los combustibles fósiles (IEA, 2022c). Por lo tanto, el objetivo de 2030 es el crecimiento exponencial de la demanda de este vector energético en torno al 8% y 24%, de ahí que muchas industrias estén llevando a cabo procesos de descarbonización (Cerqueda, 2022b), puesto que *“El hidrógeno verde es una alternativa muy prometedora para aquellos sectores cuya descarbonización y electrificación es más compleja”* (ACCIONA, s.f-b). No obstante, se pone en duda si este consumo se incrementará en un 1000% o en un 50% (Cerqueda, 2022b).



Gráfica iii. Consumo mundial de hidrógeno en 2022

Fuente: OBS, 2022

De facto como refleja la **Gráfica iii**, la aplicación de hidrógeno a nivel mundial alcanzó durante el 2022, los 90 millones de toneladas, conformando únicamente el 0,03% la producción de hidrógeno verde mediante electrolisis. Mientras que los sectores que abarcaron un mayor consumo fueron la refinería y el amoníaco con un 40% y 31% respectivamente (Cerqueda, 2022b).

Sin embargo, se espera que para el año 2030, dichas industrias con gran potencial para la descarbonización cambien su enfoque y, por tanto, permitan alcanzar cero emisiones netas, a través de hidrógeno renovable. En relación con las refinerías e industrias químicas, como el amoníaco, el hidrógeno verde se plantea como principal materia prima en el desarrollo de combustibles y químicos no contaminantes (MITERD, 2020).

Expertos de la consultora BAIN, analiza el vertiginoso crecimiento del hidrógeno renovable ya que en los próximos años podría pasar a ser uno de los mercados económicos más relevantes, doblando la cifra actual hasta alcanzar los 300 millones de toneladas. No obstante, el lento crecimiento del mercado acompañado de políticas ineficientes evidencia la lejanía de la política de cero emisiones netas, siempre y cuando la misma no cuente con innovación alguna (BAIN, 2021). Debido a que ella, crecerá a medida que el hidrógeno verde se vaya introduciendo en la industria dependiendo ello, del respaldo político y las mejoras en la economía del H<sub>2</sub> y de cuánto será capaz de disminuir los costes derivados de su producción (JP MORGAN, 2021).

En definitiva, el compromiso de los ciudadanos en la descarbonización es fundamental. Y no se podrá alcanzar los objetivos impuestos por empresas y gobiernos si estos no lo apoyan, pues deben estar dispuestos a afrontar a corto plazo una gran inversión que con el paso del tiempo se revestirá y supondrá ahorro y disminución en la huella de carbono.

### 3.2 COSTE NIVELADO DEL HIDRÓGENO (LCOH<sub>2</sub>)

#### 3.2.1 Coste Nivelado de la electricidad (LCOE)

LCOE, se trata de un indicador que tiene en cuenta todos los costes relativos a la construcción y operación de una planta de electricidad a lo largo de su ciclo de vida. Por tal razón, este indicador obtiene el coste promedio por unidad de energía producida al dividir los costes descontados de la planta por la cantidad de electricidad generada a lo largo de su vida útil (Del Río y Kiefer, 2022).

Respecto al precio de la electricidad, esta representa el mayor porcentaje del coste total nivelado de producción de hidrógeno (JP MORGAN, 2021). La misma se caracteriza por su enorme fluctuación ya que su precio se encuentra vinculado con la capacidad de las renovables y el precio del gas (Ojea, 2022).



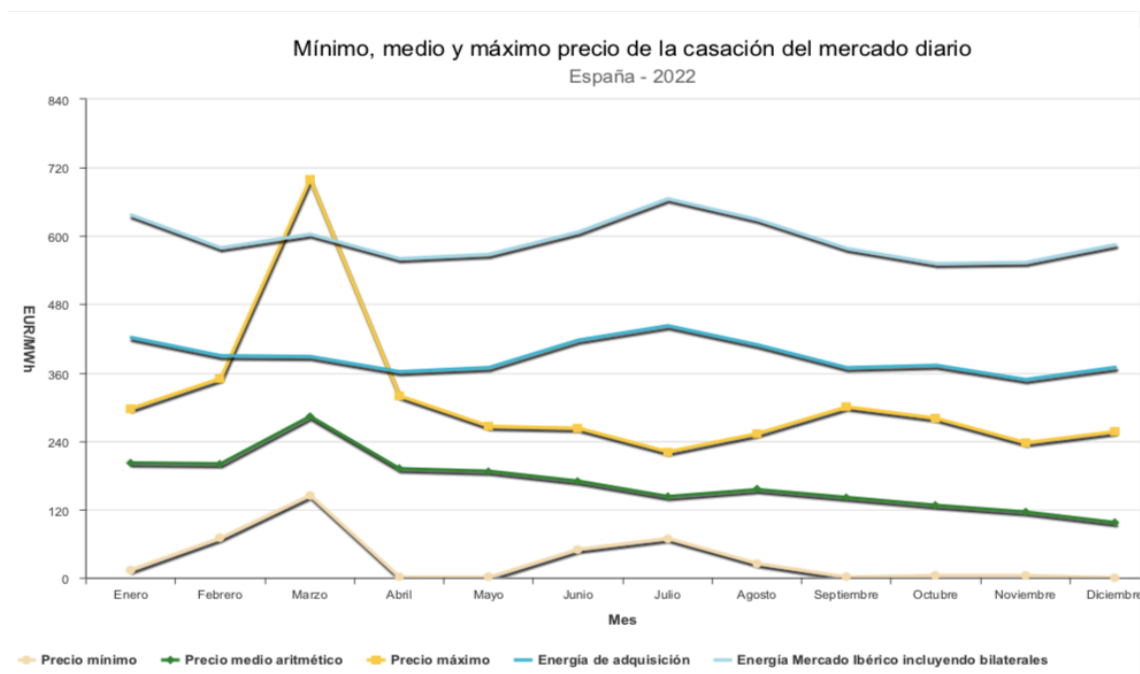
De este modo, en relación con las renovables, estudios de IRENA, revelan que los LCOE de la electricidad producida por energía fotovoltaica han disminuido desde el 2009 en torno a un 90%, debido a la eficiencia de los sistemas (JP MORGAN, 2021). Ahora bien, conforme a la eólica, los proyectos terrestres siguen siendo mucho más económicos que los marinos y sus costes disminuyeron desde el 2009 cerca del 70% (JP MORGAN, 2021). A fin de cuentas, IRENA señaló en 2021, que los costes de las energías renovables han disminuido significativamente durante los últimos 10 años, por lo que las renovables ya compiten frente a los métodos tradicionales de generación de electricidad (Del Río y Kiefer, 2022).

Por ello, a lo largo del 2021, gracias a las mejoras tecnológicas, producciones más eficientes y abaratamiento de materiales se produjo una reducción de precio (Del Río y Kiefer, 2022). Pero con el inicio de la guerra ucraniana, dichas ambiciones se han mutilado afectando de lleno al mercado energético, en efecto, en marzo de 2022 los materiales fotovoltaicos sufrieron una exponencial subida, la cual cuadruplico el precio del polisilicio, duplico el del acero y aluminio y quintuplicó los costes de transporte. Y efectivamente, LA CAMERA, declaró lo siguiente: *“2022 es un claro ejemplo de hasta qué punto la generación de electricidad renovable ha llegado a ser económicamente viable. La electricidad renovable libera a las economías de la volatilidad de los precios y las importaciones de los combustibles fósiles, contiene los costes de la energía y potencia la resiliencia del mercado, más aún si continúa la presente crisis energética”* (IRENA, 2022a, p.1). En efecto, la producción de electricidad ha aumentado respecto a un año atrás, en un 24% (Grupo Ase, 2023a). Así, durante la última semana de febrero de 2023, tanto la producción solar como eólica se han visto incrementadas en la UE, específicamente un 4,7% y 5,3% en el mercado español (AleaSoft, 2023b). Sin embargo, la presidente de OMIE señala, *“nos tenemos que acostumbrar cada vez más a la volatilidad, ya que las renovables abaratarán extremadamente el precio, pero cuando no estén disponibles éste tenderá a subir”* (Ojea, 2022). Consiguientemente, la misma pone de manifiesto inconvenientes de estas fuentes de energía que afectan al precio de la electricidad, tales como la dependencia al clima y escasa habilidad para almacenar energía sobrante (Caja de Ingenieros, 2022).

Por otra parte, en cuanto al precio del gas, la volatilidad de este influye al coste de electricidad (IEA, 2022a). No obstante, para el cálculo del coste nivelado del hidrógeno

verde no es relevante puesto que ello al tratarse de una fuente limpia, solo queda vinculado a la electricidad procedente de las renovables.

Una vez examinados los factores que influyen al precio de la electricidad, se procederá al análisis de este a través de las siguientes gráficas (**Gráfica iv** y **Gráfica v**):



Gráfica iv. Precio del mercado diario eléctrico en 2022

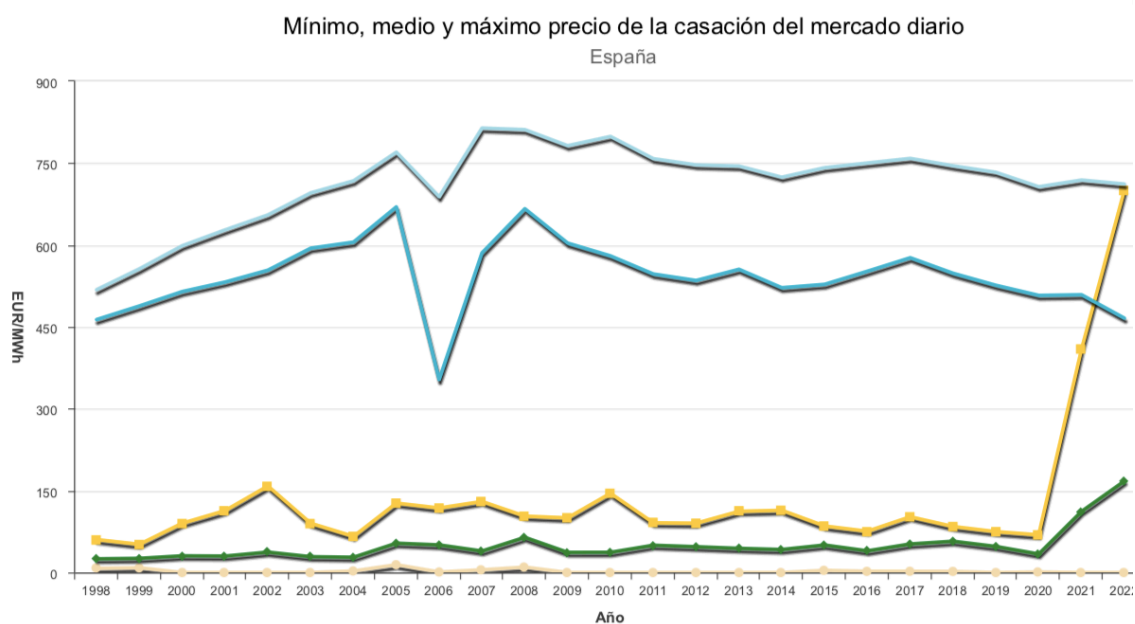
Fuente: OMIE, 2022

Por un lado, como refleja **Gráfica iv**, durante el 2022 el precio de la electricidad ha sido muy fluctuante, alcanzando su máximo horario a 720€/MWh entre los meses de febrero y marzo, para luego caer fuertemente durante el mes de abril a más de la mitad del precio que marcaba el máximo. Finalmente, durante el resto de los meses, el precio ha permanecido mucho más estable variando menos de 100€/MWh entre unos y otros (OMIE, 2022)

Así pues, hasta mediados de enero de 2023 la electricidad se situaba alrededor de 65€/MWh, disminuyendo en más de 50% respecto diciembre y un 70% en relación con 2022. A consecuencia de las suaves temperaturas durante este invierno en UE, ha tenido lugar una reducción en la demanda. No obstante, analistas de ASE prevén una reducción a lo largo de este año en cuanto a la producción de renovables, que aumentará el precio de la energía superando los 100€/MWh (Grupo Ase, 2023a). De hecho, en febrero ya se ha experimentado una subida, pero ajustada gracias a la limitación del precio del gas. Por

ello el precio medio durante la última semana de febrero fue de 133,51€/MWh (AleaSoft, 2023b).

En definitiva, la volatilidad del precio de la electricidad depende de la oferta y la demanda de electricidad ya que variarán según las condiciones meteorológicas, la hora del día o la estacionalidad, influyendo en la oferta de energía disponible y en la demanda de los consumidores. Además, se debe tener en cuenta la disponibilidad y el coste de las fuentes de energía utilizadas para generar electricidad, como el gas natural, el carbón o el petróleo. Y, por último, las regulaciones gubernamentales, las políticas energéticas y las decisiones de inversión en infraestructuras de energía renovable tendrán impacto en la oferta y la demanda de electricidad y, en consecuencia, en los precios del mercado eléctrico. Así, queda reflejado en la **Gráfica v** la evolución de dicho precio desde el año 1998 hasta el 2022, donde alcanza un máximo histórico debido a la situación geopolítica que aconteció (guerra Ucrania), afectando dicha situación de lleno a la producción de hidrógeno gris (OMIE, 2022).



Gráfica v. Precio del mercado eléctrico desde 1998 hasta 2022

Fuente: OMIE, 2022

Ahora bien, respecto al precio de electricidad actual que ha afrontado la UE durante el mes de febrero de 2023, España se sitúa como uno de los países con mejores precios, en efecto, un 49,36% mas bajo que el medio de Europa. Ello se debe a varios motivos, por un lado, las suaves temperaturas invernales durante los primeros quince días del mes de febrero, la mayor producción de energía eólica y por la medida gubernamental europea

de topar el precio del gas (Grupo Ase, 2023b). En conclusión, la producción de hidrógeno renovable será más rentable a medida que los precios de la electricidad vayan disminuyendo (Tengler, M. 2021a), por tanto, si continúa dicha tendencia europea, España podría llegar a ser un país potencial para producir hidrógeno gracias a sus bajos costes.

### *3.2.2 Capacidad instalada de las energías renovables*

Uno de los objetivos principales enunciados en el REPowerEU consistía en el impulso de las energías renovables, pues estas son claves para la reducción de combustibles fósiles y producción de hidrógeno verde en la industria (BloombergNEF, 2022a). Por ello, en los próximos tres años las energías renovables van a afrontar un crecimiento exponencial, pasando a ser el cimiento del suministro mundial de electricidad, en efecto se prevé que aumenten de un 29% en 2022 hasta un 35% en 2025(IEA, 2023). Dicho objetivo toma buen ritmo puesto que, durante el año 2022, tanto la energía eólica como solar asumieron en un 77% la demanda de la electricidad mundial. Ello demuestra la transición eléctrica que esta por acontecer en un futuro muy próximo, donde la demanda de electricidad quedará satisfecha al completo por la producida en las renovables (EMBER, 2022).

Con motivo de dicha expansión, se procederá a un análisis exhaustivo sobre las fuentes de energía renovable más eficaces y las de mayor uso para la producción de hidrógeno: la eólica terrestre y la fotovoltaica (IRENA, 2022b). Ya que su auge durante los primeros seis meses de 2022, permitió economizar cerca de \$40.000 millones en compras destinadas a combustibles fósiles. Así, durante el primer mes de 2023, estas fuentes de energía alcanzaron records al lograr una capacidad de 13.559 GWh (Grupo Ase, 2023b)

No obstante, la fuente de energía renovable más interesante para la producción de hidrógeno estará vinculada a las condiciones específicas de cada lugar, disponibilidad de recursos naturales renovables de la región y el desarrollo de mayor capacidad instalada (EMBER, 2022).

- Fotovoltaica: Durante el 2022, en Europa logró más de 19 TWh de consumo eléctrico, gracias a un 25% de crecimiento (EMBER, 2022).
- Eólica: A lo largo del 2022, la generación de energía eólica ascendió un 14%, alcanzando así la UE una producción de 26 TWh (EMBER, 2022).

Así pues, dentro de la UE, España se sitúa como uno de los países con más potencial en el panorama fotovoltaico, situándose en 6º posición mundial (Santos y Sánchez Molina, 2022) debido a su intensiva producción de energías renovables y sólidas instalaciones en lugares estratégicos cercanas a puntos de conexión cruciales (CEPSA, 2022a). Ante tal efecto, se ha aprobado el Proyecto SHYNE, el cual recoge una inversión cerca de 3.200 millones de euros, cuyo objetivo es el aumento de los proyectos destinados a la producción de hidrógeno verde, aspirando a instalar 500MW en 2025 y 2GW en 2030. Con lo cual, JON IMAZ clasifica el proyecto como *“iniciativa muy motivadora que va a permitir unir capacidades, juntar fuerzas y contribuir con más sinergias”* (Acosta, 2022). De este modo, España se propone ampliar la capacidad del instrumento encargado de la electrolisis en 600MW desde el 2022 al 2024, para así lograr en 2030, unos 14GW de producción (De Cáceres, 2022). De hecho, durante el último año la energía fotovoltaica creció más de un 23% en España. (IEA, 2023). Por tal razón, el país se posiciona como gran potencial productor y exportador de hidrógeno, permitiendo ello, que el transporte de hidrógeno dentro del país no suponga ningún desafío pues se tratan de distancias cortas. No obstante, su gran apuesta, se trata de la red de gasoductos que le permitirían coronarse como principal exportador a nivel mundial.

Ahora bien, a nivel mundial se plantean una serie de propósitos tanto para el 2030 y 2050 para dicha transición. Por un lado, respecto al año más cercano, se pretende adquirir una capacidad renovable instalada de 5.000TWh con el fin de producir 10mt de hidrógeno verde, para lograrlo es necesario revisar los objetivos y proyectos en marcha puesto que los planteados hoy en día deberían duplicarse para poder alcanzarlo (BloombergNEF, 2022a). Por otro lado, para el 2050, se estima una mayor demanda de electricidad, en torno a 46.000TWh producidas por fotovoltaica y eólica como consecuencia de la electrificación de sectores energéticos. En efecto, esta demanda es 12 veces mayor a la generada actualmente por las fuentes renovables, la cual oscila en 3.600TWh (GNL Global, 2023). No obstante, a pesar de la ambición de estos objetivos del REPowerEU, la CE ha aprobado recientemente dos actos delegados, en donde *“garantizarán que todos los combustibles renovables de origen no renovable se produzcan a partir de electricidad renovable”* (Comisión Europea, 2023b, p.1). Así, el primer acto refleja la obligación de construcción de proyectos renovables destinados únicamente a la generación de hidrógeno, cuyo objetivo es el aumento de energía renovable derivada de la red y evitar sobrecarga de esta, pues ello podría suponer un problema en el año 2030, cuando la

industria de electrolizadores se desarrolle a gran escala, ya que los millones de toneladas que se espera producir para ese año conforma en la actualidad el 14% del consumo total de electricidad europeo (Comisión Europea, 2023b). Por lo cual, se debe velar por la producción de dicho vector energético en localizaciones con energía renovable suficiente, las cuales puedan asumir dicha capacidad y, por ende, generar la máxima cantidad de hidrógeno.

### *3.2.3 Factor de capacidad de los electrolizadores*

La capacidad de producción de los electrolizadores se trata de uno de los componentes que más repercuten en el  $LCOH_2$ , puesto que una planta generadora de hidrógeno verde solo podrá generar dicho producto mientras produzca electricidad, aumentando así su coste de producción debido a la inactividad, mantenimiento y continuidad del servicio (López de Benito, 2023). Por tanto, la rentabilidad del electrolizador no será efectiva, ya que el coste nivelado de los gastos de instalación y mantenimiento de la electrolisis es inversamente proporcional a la tasa de utilización de la instalación (BloombergNEF, 2021b). Por tanto, los electrolizadores que funcionan con electricidad solar o eólica pueden producir hidrógeno, pero a con las correspondientes consecuencias:

Por un lado, se da una **baja utilización de las instalaciones** que eleva más aún el  $LCOH_2$ , incluso suponiendo una utilización del 100% en un sistema que fue construido en 2021, el coste nivelado, excluyendo electricidad, puede ser de hasta \$1,3kg. En cambio, si el electrolizador se alimenta exclusivamente por una planta fotovoltaica su factor de capacidad se situará en torno al 20%, aumentando así sus costes en un 400%. En efecto, esta diferencia queda demostrada calculando las horas operativas de cada uno, pues un año está compuesto por 8760 horas, de las cuales, 8000 horas se destinan a operar y 760 a mantenimiento, por lo que, si efectivamente operase dichas horas la planta, su factor de capacidad sería de 0,91. En cambio, una planta solar únicamente se encuentra activa unas 2040 horas, es decir, más de tres cuartas partes del año está inactiva, por lo que su capacidad de factor es de 0,23. Y por ende, a menor capacidad de electrolizadores, peor repercusión en el precio del hidrógeno (BloombergNEF, 2021b).

Por otro lado, el **rendimiento intermitente** que afecta a la producción de hidrógeno y a su vez, a la industria, la cual requiere un suministro constante y continuo (BloombergNEF, 2021b). Por ello, las plantas eólicas y solares se tratan de las más convenientes para alimentar los electrolizadores. Ahora bien, referente a la eólica terrestre

y fotovoltaica, fueron en la mayoría de los países durante el 2021, las plantas cuyo LCOH<sub>2</sub> estuvo más barato. Aún así, ambas toman distancia en el rendimiento puesto que la solar no es tan estable como la eólica. Sin embargo, respecto la eólica marina, es tachada como la planta más cara ya que precisa la construcción de una tubería cuando el electrolizador está situado en alta mar, ello no descarta que en un futuro sea viable en algunos lugares debido a su elevado factor de capacidad (Tengler, 2021b).

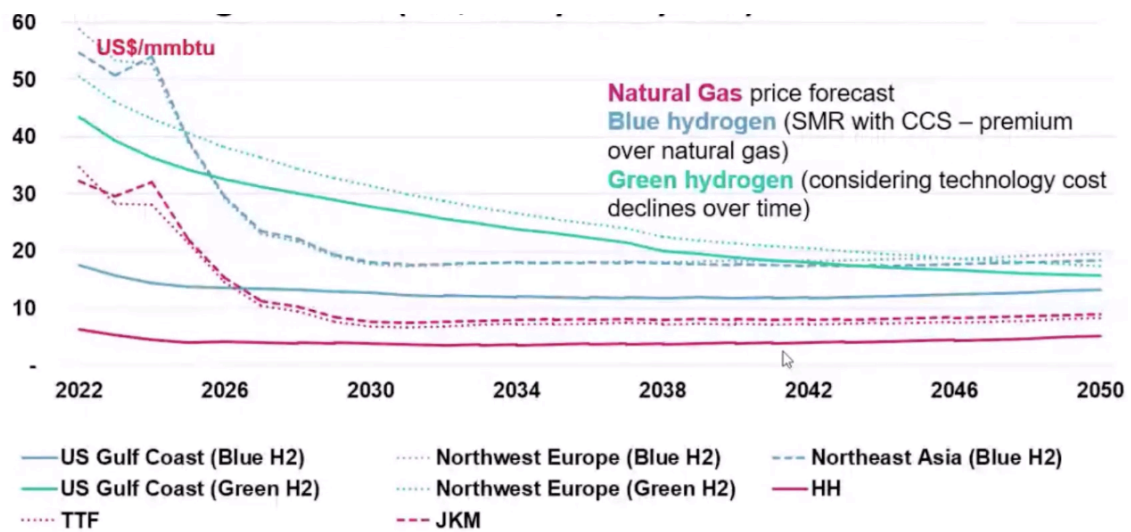
Por consiguiente, la mejor opción es combinar ambas energías, solar y eólica, para reducir la dependencia de la red ya que, la producción eólica a diferencia de la fotovoltaica puede generar electricidad durante la noche debido a que, es el momento en donde el viento tiende a soplar más intensamente. Por tanto, la capacidad de factor de un proyecto basado en una única energía no es tan rentable como aquel que combina ambas (BloombergNEF, 2021b). De tal forma, que BLOOMBERGNEF estimó en 2021, que un electrolizador representaría aproximadamente el 72% del coste total de propiedad de un proyecto conformado por una electrolisis alcalina occidental alimentado con energía solar. En virtud de ello, la combinación de ambas fuentes permitirá aumentar la capacidad de factor de la planta productora de hidrógeno y reducir así los gastos relacionados con los electrolizadores y por tanto del LCOH<sub>2</sub> (Tengler, 2021b). Ya que alimentar un electrolizador únicamente con energía solar o eólica, da como resultado un alto coste del hidrógeno debido a la baja utilización (BloombergNEF, 2021b).

Así pues, otra de las soluciones indispensables para optimizar la producción y coste de los electrolizadores se trata del almacenamiento a través de baterías, que proporcionen la capacidad requerida cuando sus plantas no generen lo suficiente para alimentar el sistema de electrolisis.

En definitiva, si se logra este crecimiento, aspiraciones y localizaciones geográficas, en unos pocos años se producirá un abaratamiento en costes y mejora en la competitividad del hidrógeno verde (GNL Global, 2023). Pues una vez se alcance dicha capacidad instalada y la electricidad procedente de las renovables supla toda la demanda del mercado, la producción de hidrógeno deberá llevarse a cabo de manera intensiva durante los períodos de electricidad más bajos, para así almacenar la misma y sacar ventaja en los períodos de escasez de energía, con el objetivo de alcanzar un punto de equilibrio en donde la producción de hidrógeno renovable sea viable económicamente (REVE, 2020).

### 3.2.4 Evolución precio hidrógeno

En primer lugar, relativo al precio del hidrógeno se debe destacar que su importe queda determinado en función de los costes fijos (tales como capacidad de la planta, eficiencia de esta y CAPEX), costes variables (como precio del agua y electricidad), costes del hidrógeno neutro y costes de sustitución. No obstante, no se puede obviar los costes referentes al gas natural para la producción de hidrógeno renovable ya que dicho vector energético ayuda a alcanzar una economía sin emisiones y no a reemplazar el gas. Puesto que este hidrocarburo siempre podrá transportar hidrogeno a través de gasoductos (S&P Global, 2023).



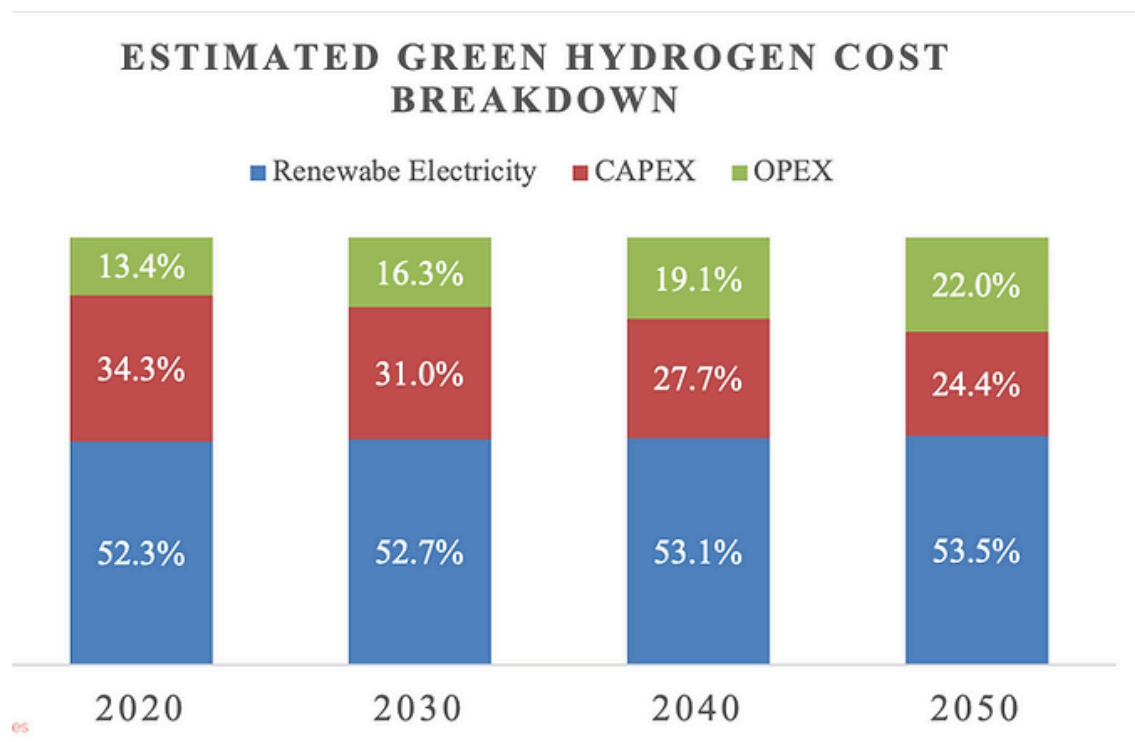
Gráfica vi. Predicción evolución costes producción hidrógeno renovable

Fuente: S&P Global 2023

Asimismo, relativo a la **Gráfica vi**, se observa la bajada del precio del hidrógeno verde en el norte de Europa. Repercutiendo ello, en España como consecuencia de la baja del precio de la electricidad estos últimos meses y permitiendo a su vez la firma de PPA en torno a 40€/MW-50€/MW. Por tanto, hasta que no se produce una considerable bajada de precios en la producción del hidrógeno verde no es más competitivo que el gas natural y de tal manera queda reflejado en la gráfica (S&P Global, 2023).



Por otro lado, una vez analizados los factores que afectan al cálculo del LCOH<sub>2</sub>, se procede a la imputación de todo aquello que conforma el precio del hidrógeno y por consiguiente, el modelo de negocio de este. Reflejándolo así la **Gráfica vii**:



*Gráfica vii. Precio estimado del hidrógeno verde*

Fuente: Structures Insiders, 2022

De tal manera queda demostrado en la **Gráfica vii**, que más del 50% del precio depende de la electricidad, es decir, lo más relevante a la hora de determinar dicho precio, es poder producir lo más barato posible y durante las máximas horas. Ahora bien, no es lo único pues se deberá tener en consideración el CAPEX y OPEX, al conformar más del 30% y 15% respectivamente.

En primer lugar, respecto la electricidad, a mayor eficiencia de la planta menores serán los costes. Por ello si se pretende alcanzar un precio relativo al 1,5€/kg, no será posible si la planta opera unas 3000 horas al año, puesto que la inversión sería muy elevada. Por tanto, si se produce una evolución en la tecnología, pero las horas operativas del dispositivo no aumentan en más de 5000 horas anuales, ni se basan en una combinación de energías renovables (puesto que es evidente que una planta por si sola es muy difícil que genere electricidad durante 9 horas), los precios seguirán al alza. En definitiva, a la hora de fijar el precio, la evolución de la tecnología de los electrolizadores no es tan determinante, ya que como se refleja en la **Tabla iii**, para poder alcanzar dicho precio (en

torno a 1,5€/kg), será necesario, aumentar las horas que opera el dispositivo y, por ende, incrementar al año su capacidad de factor. Solo así podrá obtener unos flujos de caja y rentabilidad positiva.

Tabla iii. Análisis planta productora de hidrógeno

	<b>3,4€/KG</b>	<b>1,5€/KG</b>	<b>1€/KG</b>	
<b>HORAS OPERACIÓN ELECTROLIZADOR</b>	<b>80.000</b>	<b>90.000</b>	<b>100.000</b>	horas
Horas diarias de operación (suponiendo que hay combinación de energías: solar y eólica)	9	14	15	horas/día
Horas al año que opera	3285	5110	5475	horas/año
Vida útil del electrolizador	24,4	17,6	18,3	años
Precio del hidrógeno	<b>3,4€/KG</b>	<b>1,5€/KG</b>	<b>1€/KG</b>	€/kg
Eficiencia electrolizador	65%	70%	75%	%

Fuente: Elaboración propia basada en (Cerqueda, 2022a)

Ahora bien, respecto el CAPEX, queda conformado por la inversión requerida para instaurar la planta de producción. Aunque dicha variable cambia en función de la tecnología utilizada y el tamaño de la planta de producción.

Tabla iv. Comparativa distintas tecnologías de electrolisis

	Electrolizador alcalino			Electrolizador PEM			Electrolizador SOEC		
	Hoy	2030	Largo Plazo	Hoy	2030	Largo Plazo	Hoy	2030	Largo Plazo
Eficiencia eléctrica (% PCI)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Presión de operación (bar)	1-30			30-80			1		
Temperatura de operación (°C)	60-80			50-80			650 1 000		
Vida media del stack (horas de funcionamiento)	60 000 - 90 000	90 000 - 100 000	100 000 - 150 000	30 000 - 90 000	30 000 - 90 000	100 000 - 150 000	10 000 - 30 000	40 000 - 60 000	75 000 - 100 000
Rango de carga (% relativo a carga nominal)	10-110			0-160			20-100		
Superficie ocupada (m <sup>2</sup> /KW <sub>e</sub> )	0.095			0.048					
CAPEX (\$/kW <sub>e</sub> )	500 - 1400	400 - 850	200 - 700	1 100 - 700	650 - 1 500	200 - 900	2 800 - 5 600	800 - 2 800	500 - 1 000

Fuente: OBS, 2022

En la **Tabla iv**, se muestra la evidente evolución del CAPEX a medida que mejora la eficiencia y, por tanto, el factor capacidad de los electrolizadores (por los motivos

expuestos anteriormente). De tal manera, se observa la disminución de la inversión en estos dispositivos, gracias al desarrollo de economías de escalas, aumento de la capacidad de factor, disponibilidad de electricidad renovable y el consecuente crecimiento de la capacidad instalada de las mismas. Además, se debe destacar entre los electrolizadores, el alcalino puesto que, al ser la tecnología más desarrollada, es la que menor incertidumbre conlleva y a su vez, más seguridad respecto a la correspondiente reducción de costes, aumento de capacidad de carga y como consecuencia, certeza de una considerable disminución en su CAPEX.

Durante el año 2022 el CAPEX permaneció al alza como consecuencia, del elevado coste de electrolizadores al tratarse de una tecnología innovadora, las dificultades alrededor de la cadena de valor sobre todo relativo a almacenamiento y transporte y, por último, el aumento de precio de las materias primas. En efecto, China como mayor importador de materias primas fotovoltaicas, vio sus precios incrementados debido a *“los altos precios se mantuvieron para el polisilicio debido al crecimiento de la demanda y al cierre de varias plantas, debido a la escasez de electricidad en China”* (Santos y Sánchez Molina, 2022). Además de dichos incrementos, el panorama político y económico no ayuda pues para financiar estos proyectos de alta inversión, las instituciones financieras son partidarias de mayores intereses y costes relativos a los mismos. Ahora bien, se espera que partir del año 2030 una mayor producción de hidrógeno, la cual generará flujos positivos de caja y, por ende, una rentabilidad mayor a la actual (Cerqueda, 2022a).

En cuanto al OPEX, se encuentran costes relativos a la electricidad, agua (este es de los menos relevantes pues lo complejo de este asunto son los litros que la electrolisis requiere), mantenimiento de instalaciones, transporte y almacenamiento, costes operativos, etc. Por ello, para lograr una producción estable de hidrógeno, se deberá optimizar los costes relativos a esta medida financiera a través de la combinación de energías renovables que permitan obtener electricidad a un precio más bajo y así lograr un precio en torno al €1,5kg de hidrógeno verde.

Así pues, en la siguiente tabla resumen queda demostrado el coste que supone estos términos financieros en el monto total del precio del hidrógeno verde. Analizándolo ello desde la perspectiva de precios descrita al principio del apartado y los porcentajes

correspondientes relativos a la **Gráfica vii** relativa al precio estimado del hidrógeno verde.

*Tabla v. Estimación actual y futura CAPEX y OPEX*

Año	Precio del Hidrógeno	CAPEX		OPEX	
		%	Coste	%	Coste
2020	3,4	34,30%	1,1662	13,40%	0,4556
2030	2,7	31%	0,837	16,30%	0,4401
2040	1,5	27,70%	0,4155	19,10%	0,2865
2050	1	24,40%	0,244	22%	0,22

Fuente: Elaboración propia, inspirada en Structures Insiders 2022

En definitiva, mediante el análisis efectuado en las correspondientes tablas y gráficas, se manifiesta, que el factor clave para determinar el precio de dicho vector energético queda vinculado a la combinación de energías renovables, mayor número de horas de actividad de la planta y, por ende, el precio de la electricidad, puesto que mayor eficiencia de la planta, mayor producción de hidrógeno por MWh y menores costes.

### 3.3 FUENTES DE FINANCIACIÓN VIABLES

El hidrógeno verde se trata de un elemento muy importante para la transición energética. Sin embargo, su desarrollo a nivel mundial conlleva importantes desafíos, entre ellos, inversión tecnológica y de infraestructura. Por ello, cada vez son más presentes recursos financieros que apoyen la producción y el aprovechamiento a escala del elemento más abundante del planeta, estos abarcan tanto inversión pública como privada, subvenciones del gobierno comunitario, nacional e incluso incentivos fiscales. Respecto a esta perspectiva, es primordial conocer las fuentes de financiación y el aprovechamiento de estas para fomentar este vector energético.

En primer lugar, las subvenciones ofertadas por los gobiernos e instituciones públicas, para promover la investigación, el crecimiento y funcionamiento del hidrogeno verde. Por tal razón, si dichos proyectos toman el carácter de interés común podrán tener acceso a beneficiosa financiación por parte de Fondos Europeos, en efecto el Gobierno español, proporciona a los 4 proyectos españoles que ostentan dicha condición una subvención de 74 millones de euros. Además, se debe resaltar la ayuda denominada, PERTE, que destina desde el 2021 más de 400 millones de euros a proyectos dedicados a la generación de hidrógeno renovable (Consejo de Ministros, 2023). Así pues, a finales de 2022, Ursula Von der Leyen, anunció la creación del Banco Europeo del Hidrógeno, el cual

*“garantizar la compra de hidrógeno, en particular mediante el uso de recursos del Fondo de Innovación. Invertiremos 3.000 millones de euros para ayudar a construir el futuro mercado para el hidrógeno. Así es como impulsamos la economía del futuro”* (De Aragón, 2022).

En segundo lugar, inversores privados, que financian proyectos e incluso han llegado a originar fondos específicos para la financiación de estos, como el caso del BEI cuyo compromiso ha desarrollado un programa de inversiones de 1.000 millones de euros a proyectos que favorezcan la descarbonización (MITERD, 2022).

En cuanto a la financiación por parte de empresas privadas a proyectos de producción de hidrógeno verde, se ha procedido a la investigación gracias a la ayuda y opinión de expertos en renovables y Project Finance. Así pues, se procede a relatar aquellas fuentes de financiación más relevantes y comunes en dichos proyectos.

Por un lado, destacan una vez más la trascendencia actual de las renovables debido al elevado precio del gas, un hecho remarcable puesto que hasta hace relativamente poco el precio de la electricidad dependía del gas natural. Por otro lado, respecto a la evolución de dichos proyectos, se debe recalcar que una planta renovable cuyo objetivo se basa en la producción de hidrógeno, no va a vender electricidad al mercado ya que esta irá destinada al electrolizador. De esta manera, queda demostrado como el negocio de las renovables va a evolucionar, puesto que, hasta ahora, el objetivo era cerrar proyectos para así poder conectarlos y venderlos a la red, sin embargo, con la llegada del hidrógeno verde y la aprobación de la adicionalidad, también podrán cerrarse plantas que no se inyecten a la red puesto que su destino es quedar conectadas a electrolizadores.

Por ello, una planta destinada al hidrógeno deberá contar con sus correspondientes electrolizadores y energía eléctrica, esta última, podrá generarla la propia planta o bien, podrá comprarla a otro proyecto renovable, quedando así involucradas 2 empresas, la que posee el electrolizador y aquella encargada de la planta renovable (cuyo destino es también la producción de hidrógeno, y, por tanto, venderá el exceso de electricidad que genere). En este caso de compra, se optará entre un acuerdo PPA o Merchant, el primero de ellos, refleja la situación del mercado a completo, pues permite fijar un precio de compra fijo o en torno a unos rangos a largo plazo. En cambio, el acuerdo Merchant, permitirá la compra de electricidad conforme a la volatilidad del mercado, variando en todo momento. Así a mayor riesgo, más dificultad e impedimento se encontrará a la hora

de financiar dicho proyecto, pues entrará en juego “*el precio de compra, la duración y el riesgo de volumen, así como la tecnología, la eficiencia energética y los costes de producción, los riesgos tecnológicos, operativos y de crédito de contraparte*” (BEI, 2022, p.21).

Por lo cual, desde un punto de vista objetivo, las instituciones financieras se inclinan hacia el acceso de energía renovable a largo plazo debido a los altos precios que ahora mismo está asumiendo el mercado y la seguridad que dicha fijación supone. Puesto que dicho acuerdo a largo plazo elimina cualquier tipo de riesgo que pueda afectar al mercado energético (aspecto relevante durante estos últimos años con la llegada del Covid-19 y la guerra ucraniana), impidiendo así flexibilidad en períodos con precios beneficiosos. Aún así, no todas las instituciones financieras están dispuesta a firmar un Full Merchant, el cual implica volatilidad y, por consiguiente, riesgo.

Por tanto, la estrategia más óptima a seguir en dichos proyectos para así abaratar costes, sería una combinación entre ambas financiaciones, permitiendo la compra a precio de mercado en aquellos momentos óptimos. Debido a que proyectos destinados a la producción de hidrógeno verde precisa un plazo de financiación mucho más mayor que en el caso de proyectos renovables destinados conectarse a la red, pues estos últimos pactan un compromiso de compra entre 5 a 10 años, mientras que el hidrógeno precisará una financiación en torno a los 20 y 30 años (BEI, 2022). No obstante, la financiación de cada proyecto varía dependiendo del panorama político, socioeconómico y de la envergadura de este, puesto que cada institución ofertará en función de ello, unas condiciones en donde no solo se deberá tener en cuenta la cantidad de deuda total, sino el apalancamiento que pueden llegar a asumir, el plazo que dejan para devolver la deuda, la ratio de cobertura del servicio de la deuda, la cláusula de cancelación y cuando podrá romperse, entre otros.

## CAPITULO 4: PERSPECTIVA DEL HIDRÓGENO

### 4.1 PROYECTOS EN MARCHA Y CASOS DE ÉXITOS

Cada vez son más los proyectos en marcha para producir hidrógeno verde a gran escala y utilizarlo como una fuente de energía limpia en diversos sectores, no obstante, el número de proyectos anunciados queda muy distanciado de aquellos operando, pues los publicados en España se tratan de 84 proyectos cuya cartera quedaría compuesta en torno a 15.781 MW, mientras que operativos únicamente hay cuatro (Power BI Report, s. f.):

- I. **H<sub>2</sub> Login**, este proyecto destinado a la movilidad ubicado en Illescas (Toledo) con una capacidad de 0,04 MW, contó con un presupuesto de más de 1 millón de euros respaldado por el Centro para el Desarrollo Técnico Industrial y Fondo Europeo de Desarrollo Regional (Power BI Report, s. f. y TECNOVE, s.f).
- II. **HRS TMB Barcelona**, se trata de un proyecto ofertado por Iberdrola cuyo objeto desde su aprobación en 2021, es abastecer los autobuses urbanos barceloneses, TMB, mediante hidrógeno verde (IBERDROLA, 2020).
- III. **Power to Green H<sub>2</sub> Mallorca**, se trata de un proyecto de movilidad terrestre y blending de unos 13,4 MW repartidos en 2 plantas fotovoltaicas. Con un presupuesto de 50 millones de euros, de los cuales, 10 financiados por la UE con el propósito de favorecer el desarrollo de dichas infraestructuras, así pues, entre las empresas encargas de la gestión de este destacan Acciona y Enegás (ACCIONA, 2021).
- IV. El proyecto entre Fertiberia e Iberdrola ubicado en **Puertollano** (Castilla La Mancha), relativo al sector del amoniaco. Se trata de la “*planta operativa de mayor uso industrial de Europa*”, con una capacidad fotovoltaica de 20 MW y presencia a su vez de almacenamiento de baterías que permitirán la producción de 1000 toneladas de hidrógeno al año. Esta planta ha sido financiada por el BEI e ICO (MITERD, 2020).

Respecto las restantes plantas anunciadas, estas se encuentran en fases anticipadas relativas a la construcción, estudio de factibilidad y procedimientos administrativos, entre ellas, destacan: En primer lugar, el **Valle Andaluz de hidrógeno verde**, en donde Cepsa ha destinado 3000 millones de euros para generar unas 300.000 toneladas de hidrógeno verde anuales a través de dos plantas cuya capacidad es de 2GW. Este proyecto ubicará a Andalucía como una de las regiones mas significativas para la producción de hidrógeno

renovable (CEPSA, 2022b). En segundo lugar, mediante el proyecto de Repsol, denominado SHYNE se desarrollarán el **Valle Corredor Vasco (B2HC)**, **Valle del Hidrógeno en Cataluña y Región de Murcia**, en efecto, IMAZ destaca del proyecto *“SHYNE nos permitirá unir nuestras capacidades y traccionar aquellas que necesitemos de pequeñas y medianas empresas para acelerar juntos la descarbonización de la economía española”* (López de Benito, 2022).

Estos proyectos tienen en común su gestión por parte de varias compañías dedicadas a la energía, es decir, prevaleciendo la sinergia entre grandes empresas prestigiosas como Iberdrola, Acciona, Cepsa y Repsol. Además, requieren una inversión elevada y por ello precisan de ayudas gubernamentales, tanto de carácter nacional como europeo, pues sin estas sería muy difícil salir adelante, ya que los inversores no cuentan con semejante monto de capital a corto plazo. Por lo cual, deben asumir riesgos financiación y económicos, tales como, la dependencia a la producción de energía y, por ende, la de hidrógeno verde. Así pues, las instituciones financieras son reacias a asumir riesgos relativos a una tecnología innovadora como este caso, debido a la necesidad constante de capital y el riesgo de no recuperar la inversión a largo plazo, de este modo resalta BANAL-ESTAÑOL, *“Es una inversión arriesgada y en estos momentos hay muchísima incertidumbre”* (Asiain, 2023). Por esta razón, hoy en día hay más proyectos sobre papel que en cartera, puesto que prácticamente todos se encuentran a la espera de financiación (Cerqueda, 2022b). No obstante, dicha situación va a revertirse tras la aprobación a finales de 2022 de dos ayudas, PERTE e IDEA, que englobarán unos 250 millones de euros. Además, el MITERD ha mostrado *“su interés en desarrollar 23 proyectos de hidrógeno verde que cubran toda la cadena de valor”* (Lucio Mederuelo, 2022).

Por otro lado, respecto a los proyectos operativos que han salido adelante, tienen en común su finalidad destinada a la industria al tratarse de su principal consumidor (Cerqueda, 2022b). Asimismo, estos han logrado salir adelante gracias a las políticas gubernamentales destinadas a la investigación y desarrollo de hidrógeno verde, las distintas colaboraciones entre empresas, gobiernos y expertos para impulsar dicha innovación. Sin olvidar, la privilegiada localización que cuenta España, debido a una gran cantidad de energía renovable e industria del gas, que permite adaptar la infraestructura existente para su uso con hidrógeno.



En resumen, el desarrollo de centro de producción de hidrógeno verde acaba de despegar a pesar del riesgo e inversión que supone puesto que sus beneficios y aportaciones son mucho mayores, siempre que se trabaje mano a mano con las políticas y ayudas gubernamentales.

#### 4.2 OPORTUNIDADES Y RETOS DEL HIDRÓGENO VERDE

A medida que el mundo se esfuerza por descarbonizar la industria y velar por el cambio climático, el hidrógeno verde se ha convertido en la opción mas prometedora. A continuación, se exponen las oportunidades y retos que plantea su uso.

En cuanto a las oportunidades que envuelven a esta fuente de energía limpia y sostenible. Se trata del elemento indispensable para descarbonizar determinados sectores que hoy en día emiten grandes cantidades de gases efectos invernaderos, tales como, refinerías y producción de amoniaco. Logrando de esta manera, una reducción cerca de 560 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año, reemplazando al hidrógeno gris. Por otro lado, dicho desarrollo coronará al hidrógeno renovable como opción prometedora para almacenar energía eficientemente y gran capacidad de transporte eficaz y económico en comparación con otras. Así pues, conforme aumente la demanda de dicho producto, será necesario desarrollar nuevas tecnologías y sectores que provocarán la creación de unos 100.000 nuevos empleos en UE en el año 2050 (MITERD, 2020) destinados a la producción, transporte, distribución y mantenimiento de las plantas generadoras. Por lo cual, tendrá lugar una gran consolidación del continente, en concreto, en España, al tratarse del país con mayor potencial debido a su situación geográfica y clima para generar hidrógeno a bajo coste y desarrollar una infraestructura destinada a la exportación de dicho producto a través de red de gasoductos (Morante, et al., 2020).

Respecto a los desafíos que plantea dicho vector se encuentran los altos costes debido a las tecnologías innovadoras y las incertidumbres en torno a los precios de la electricidad debido a su carácter volátil (BloombergNEF,2021b). Además, no se debe obviar la infraestructura e inversión que requiere una planta generadora de hidrógeno, pues esta deberá producir, almacenar y distribuir el mismo a gran escala. Por tanto, este determinado centro generador de hidrógeno deberá encontrar emplazamiento en un lugar específico y conforme a unas características relativas a la climatología, capacidad instalada de plantas renovables y actividad de estas. Otro reto que afrontar por esta fuente

de energía se trata de la adaptación de materiales en sus infraestructuras puesto que se caracteriza por ser un gas inflamable y explosivo que sin medidas de seguridad adicionales pondrá en peligro su cadena de valor (producción, almacenamiento y transporte) (Morante et al., 2020).

Por ello, a pesar de la dificultad relativa a su coste y eficiencia de producción, seguridad de almacenamiento, transporte e inversión significativa. Prevalece la reducción en torno a la dependencia de combustibles fósiles y producción a partir de fuentes de energía renovables. En definitiva, se trata del vector energético imprescindible hacia la transición de una economía baja en carbono.

#### 4.3 REFLEXIÓN & CONCLUSIÓN

El mundo cada vez se acerca mas al propósito de cero emisiones netas para 2050, impulsando así una serie de políticas ambiciosas cuyo objetivo es descarbonizar al principal consumidor de CO<sub>2</sub>, la industria. El gran detonante ha sido la guerra en Ucrania, acontecida en febrero de 2022, siendo ella el factor de crecimiento más importante para el hidrógeno verde, elemento imprescindible para la transición energética. Puesto que dicho vector energético será esencial para reducir emisiones de gases invernadero en industria como la del amoníaco y refinería.

El hidrógeno verde esta en pleno desarrollo y por dicha razón, su cadena de suministro y, por ende, sus precios se encuentran al alza. Por lo cual, actualmente su coste en torno a 3,5 €/kg- 5€/kg no resulta competitivo, aún así, mas de la mayoría de los países reflejan una estrategia a seguir para reducir costes y fomentar la industria del hidrógeno limpio y sostenible. No obstante, gracias al análisis cualitativo y cuantitativo efectuado en este trabajo se da respuesta al modelo de negocio de dicho vector energético, destacando una serie de características presentes en todas las plantas sin las que no podría salir adelante y debe tener en consideración desde el desarrollo de la cadena de valor. Estos se tratan de:

- I. Inversión elevada que dicho proyecto requiere, respaldada por numerosas ayudas y subvenciones tanto nacionales como europeas, destacando los fondos PERTE, la creación del Banco Europeo de Hidrógeno, el proyecto Shyne, entre otros. De esta manera, esta barrera podrá paliarse con el apoyo gubernamental y del sector privado.

- II. Localización donde instalarse, pues el centro debe contar con electrolizador, el cual precisa numerosos litros de agua (aproximadamente 18 litros de agua por kg de hidrógeno producido), siendo ello una dificultad en el proceso productivo en determinadas regiones. Así pues, también requiere una planta renovable que combine energía solar (ya que la planta fotovoltaica solo opera unas 2000h) y eólica. Y que se emplace en un lugar estratégico a poca distancia del consumidor final, para así maximizar costes de transporte y posibles pérdidas.
- III. Únicamente será posible la generación de hidrógeno cuando se produce electricidad por parte de las fuentes de energía renovable. Por ello, para llegar a ser rentables deberán operar el máximo número de horas posibles y solamente es viable mediante la combinación de energías, que generen electricidad cuando una de las dos no tenga la posibilidad (eólica produce electricidad por la noche a diferencia de la solar).
- IV. Almacenamiento de la energía limpia y sostenible, es fundamental disponer de reservas en zonas cercanas a la planta y que estas se adecuen a la situación geográfica y climática.
- V. Transporte del hidrógeno debe quedar vinculado a la ubicación del centro generador, ya que en la medida de lo posible debe conectarse directamente el productor al consumidor. Por lo cual, es preciso que las plantas se emplacen cerca de una red de gasoductos, un puerto o un consumidor final.

A fin de cuentas, el hidrógeno verde presenta un gran potencial, cuyos objetivos para el 2030 podían resultar demasiado ambiciosos para la industria. Sin embargo, el inicio de la guerra ucraniana aceleró el proceso, el claro ejemplo, ha sido demostrado a través de la no dependencia radical por parte de UE al gas ruso durante el invierno de 2022. Aún así, los precios de esta energía limpia siguen siendo elevados y es evidente que conforme aumente la demanda del vector energético los mismos bajaran, no obstante, también se deberá llevar a cabo: un impulso a las energías renovables para que las mismas aumenten su capacidad instalada, el desarrollo de plantas de energía combinadas que incrementen la capacidad de factor de las actuales, el desarrollo de electrolizadores y por ende, de economías de escala y ayudas gubernamentales tales como, fondos europeos, contratos por diferencia de carbonos para fomentar la inversión tecnológica y promover el uso del hidrógeno verde en la industria. Aspirando España a ser uno de los principales

productores y exportadores de hidrógeno, debido a su climatología, capacidad instalada de renovables de prácticamente 14.000 GWh, infraestructura de gasoductos (localizándose España, en el corredor que conectará el Suroeste de Europa y el norte de África) y puertos, como el de Huelva, que cuenta con 1.700 hectáreas.

Así, el presente trabajo pone en relevancia la combinación de hidrógeno con otras fuentes renovables, ya que son los cimientos de la transición ecológica y, por consiguiente, de una economía verde, que aminorará en torno a unas 560 millones toneladas anuales de CO<sub>2</sub> y fomentará la creación de nuevos empleos. Relativo a las renovables, a partir de ahora estas fuentes de energía sostenible podrán destinar su producción a la red o a generar hidrógeno verde. Mientras que referente al hidrógeno, su inversión no se verá reducida hasta que el factor capacidad de las plantas productoras aumente. Es decir, independientemente del aumento de demanda de hidrógeno, introducción de nuevas industrias y, por ende, economías de escala, si las horas de producción de hidrógeno no superan las 5000 h a 6000h anuales mediante la combinación de plantas, los precios del vector continuarán siendo elevados, puesto que más del 50% del precio del hidrógeno verde depende del precio de la electricidad generada por las plantas renovables.

En definitiva, a lo largo del presente trabajo se ha llevado a cabo un análisis exhaustivo sobre este nuevo sector considerado como el futuro motor de la economía y cumpliendo así con aquello que predijo Julio Verne en 1874, pues el hidrógeno verde es una realidad cada vez más próxima. Por tal razón, es importante que sigan manteniendo y reforzando las políticas y proyectos a favor del hidrógeno para que se desarrolle, adopte y de origen a un mundo más sostenible.

## BIBLIOGRAFÍA:

ACCIONA. (s. f.-a). *El hidrógeno verde: la energía del futuro clave en la descarbonización*. Recuperado de:  
<https://www.acciona.com/es/hidrogeno-verde/>

ACCIONA. (s. f.-b). *El hidrógeno verde ¿la clave para descarbonizar la industria? Sostenibilidad para todos*. Recuperado de:  
[https://www.sostenibilidad.com/desarrollo-sostenible/hidrogeno-verde-descarbonizar/?\\_adin=02021864894](https://www.sostenibilidad.com/desarrollo-sostenible/hidrogeno-verde-descarbonizar/?_adin=02021864894)

ACCIONA. (2021). *Power to Green Hydrogen Mallorca. Business as unusual*. Recuperado de:  
[https://www.acciona.com/es/proyectos/power-to-green-hydrogen-mallorca/?\\_adin=02021864894](https://www.acciona.com/es/proyectos/power-to-green-hydrogen-mallorca/?_adin=02021864894)

Acosta, S. (2022, 19 enero). *Repsol lanza un megaconsorcio para el desarrollo de hidrógeno verde en España*. *El Economista*. Recuperado de:  
<https://www.eleconomista.es/energia/noticias/11573638/01/22/Repsol-lanza-un-megaconsorcio-para-el-desarrollo-de-hidrogeno-verde-en-Espana.html>

Adel, A. (2023, 30 enero). *Análisis Técnico Gas Natural: El precio está en caída libre*. *DailyForex*. Recuperado de:  
<https://es.dailyforex.com/forex-technical-analysis/2023/01/analisis-tecnico-gas-natural-caida-libre-30-01-2023/190705>

Alcalde, S. (2023, 3 enero). *Ventajas e inconvenientes del hidrógeno como combustible alternativo*. *National Geographic*. Recuperado de:  
[https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/ventajas-e-inconvenientes-hidrogeno-como-combustible-alternativo\\_14897](https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/ventajas-e-inconvenientes-hidrogeno-como-combustible-alternativo_14897)

Alesoft Energy Forecasting. (2023a, 4 enero). *Los precios del gas y el CO2 marcan los históricos récords en los mercados eléctricos europeos durante 2022*. *El Periódico de la Energía*. Recuperado de:  
<https://elperiodicodelaenergia.com/los-precios-del-gas-y-el-co2-marcan-los-historicos-records-en-los-mercados-electricos-europeos-durante-2022/>

AleaSoft Energy Forecasting. (2023b, 27 febrero). *Segunda semana consecutiva de caídas de precios en la mayoría de los mercados eléctricos europeos*. Recuperado de:  
<https://aleasoft.com/es/segunda-semana-consecutiva-caidas-precios-mercados-electricos-europeos/>

Alfa Laval. (2021, 29 septiembre). *El hidrógeno verde es un combustible de cero emisiones para la generación de energía*. Recuperado de:  
<https://www.alfalaval.es/industrias/energia-e-industria/sustainable-solutions/soluciones-sostenibles/energia-limpia/hidrogeno-verde/>

Alonso, A. S., Tidey, A. y Liboreiro, J. (2022, 19 diciembre). *La UE acuerda un tope al precio del gas*. *Euronews*. Recuperado de:  
<https://es.euronews.com/my-europe/2022/12/19/la-ue-acuerda-un-tope-al-precio-del-gas>

Asiain, I. (2023, 11 enero). *Los expertos no ven realista el BarMar para llevar hidrógeno verde a la UE: es «peligroso» y «arriesgado»*. El Español. Recuperado de: [https://www.elspanol.com/enclave-ods/noticias/20221210/expertos-no-barmar-hidrogeno-ue-peligroso-arriesgado/724677772\\_0.html](https://www.elspanol.com/enclave-ods/noticias/20221210/expertos-no-barmar-hidrogeno-ue-peligroso-arriesgado/724677772_0.html)

BAIN. (2021). *Global Energy and Natural Resources Report 2021: Navigating the Energy Transition*. Recuperado de: [https://www.bain.com/globalassets/noindex/2021/bain\\_report\\_enr\\_report\\_2021.pdf](https://www.bain.com/globalassets/noindex/2021/bain_report_enr_report_2021.pdf)

Bhashyam, A. (2022). *Iberia's role in the global hydrogen market: Present at world hydrogen Iberia*.

BloombergNEF. (2021a, 5 agosto). *2H 2021 Hydrogen Market Outlook: China drives a Gigawatt*

BloombergNEF. (2021b, 4 octubre). *H<sub>2</sub> Stable Production from Renewables and grid*

BloombergNEF. (2022a, 1 junio). *2H 2022 Hydrogen Market Outlook: EU's Russian Gas Phase-Out Hinges on Clean Energy*

BloombergNEF. (2022b, 13 septiembre). *2H 2022 Hydrogen Market Outlook: Policy Finally Arrives*

Caja de Ingenieros. (2022). *¿Qué es el LCOE y para qué sirve?* Recuperado de: [https://www.caixaenginyers.com/documents/20143/663040130/gestiona\\_79\\_DOCS\\_2022\\_.pdf/8be706db-e9de-a944-0a97-f47f3e37f4fb?t=1666353990794](https://www.caixaenginyers.com/documents/20143/663040130/gestiona_79_DOCS_2022_.pdf/8be706db-e9de-a944-0a97-f47f3e37f4fb?t=1666353990794)

CEPSA (2022a, 14 junio). *Hidrógeno Verde: un elemento clave para la descarbonización*. CEPSA. Recuperado de: <https://www.cepsa.com/es/planet-energy/energia-con-futuro/hidrogeno-verde-para-la-descarbonizacion-del-transporte>

CEPSA. (2022b, 1 diciembre). *Cepsa invertirá 3.000 € millones en proyecto de hidrógeno verde*. CEPSA.com. Recuperado de: <https://www.cepsa.com/es/prensa/cepsa-invertira-3000-millones-de-euros-en-hidrogeno-verde>

Cerqueda, M. (2022a, 1 febrero). *¿Es posible que el hidrógeno verde llegue a los 1,5 €/kg?* LinkedIn. Recuperado de: <https://www.linkedin.com/pulse/es-posible-que-el-hidrogeno-verde-llegue-los-15-kg-rup%C3%A9rez-cerqueda/?originalSubdomain=es>

Cerqueda, M. (2022b, 5 octubre). *Informe OBS: Mercado del Hidrógeno 2022*. OBS Business School. Recuperado de: <https://www.obsbusiness.school/actualidad/informes-de-investigacion/informe-obs-mercado-del-hidrogeno-2022>

Cinco Días. (2022a, diciembre 1). *La llegada del frío impulsa al alza los precios del gas en Europa*. Cinco Días. Recuperado de: [https://cincodias.elpais.com/cincodias/2022/12/01/economia/1669897663\\_730065.html](https://cincodias.elpais.com/cincodias/2022/12/01/economia/1669897663_730065.html)

Comisión Europea. (2023a, 1 febrero). *El Plan Industrial Green Deal: colocando a la industria europea neta cero a la cabeza* [Comunicado de prensa]. Recuperado de: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_23\\_510](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_510)

Comisión Europea. (2023b, 13 febrero). *Commission sets out rules for renewable hydrogen* [Comunicado de prensa]. Recuperado de: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_23\\_594](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_594)

*Comunicación de la comisión al parlamento europeo, al consejo europeo, al consejo, al comité económico y social europeo y al comité europeo de las regiones: Plan RePowerEU* (2022, 18 mayo). [Comunicado de prensa]. Recuperado de: [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0004.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0004.02/DOC_1&format=PDF)

Consejo de Ministros. (2023, 10 enero) *El Gobierno concede ayudas de 74 millones de euros a proyectos de hidrógeno renovable*. Recuperado de: <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Paginas/2023/100123-rp-cministros.aspx>

De Aragón, E. (2022, 20 septiembre). *La Comisión Europea va a crear el Banco Europeo del Hidrógeno*. Hidrogeno verde. Recuperado de: <https://hidrogeno-verde.es/comision-europea-y-banco-europeo-del-hidrogeno/>

De Cáceres, M. (2022, 21 diciembre). *La IEA publica la previsión para 2027 de nueva demanda de energía renovable gracias a la producción de hidrógeno verde*. Asociación Española del Hidrógeno. Recuperado de: <https://www.aeh2.org/la-iea-publica-la-prevision-para-2027-de-nueva-demanda-de-energia-renovable-gracias-al-hidrogeno-verde/>

Del Río, P., & Kiefer, C. P. (2022). ¿Cuál será el coste de las tecnologías de generación eléctrica renovable en el futuro? *Papeles de Economía Española*, 174, 34-50. Recuperado de: [https://www.funcas.es/wp-content/uploads/2023/01/PEE-174\\_Rio\\_Kiefer.pdf](https://www.funcas.es/wp-content/uploads/2023/01/PEE-174_Rio_Kiefer.pdf)

Deloitte. (2023). *Hydrogen Making it happen*. Recuperado de: <https://www2.deloitte.com/nl/nl/pages/energy-resources-industrials/articles/hydrogen-report.html>

EHB. (2022). *Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030: Executive Summary*. Recuperado de: <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-Supply-corridors-presentation-ExecSum.pdf>

EMBER. (2022). *Global Electricity Mid-Year Insights: Global electricity demand growth was met entirely by renewable power in the first half of 2022, halting the rise in fossil fuels*. Recuperado de: <https://ember-climate.org/app/uploads/2022/10/Report-Ember-Global-Electricity-Mid-Year-Insights-1.pdf>

Energías Renovables. (2022, noviembre 7). *Comienza en Egipto la 27ª Cumbre*

*Mundial del Clima. Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.* Recuperado de: <https://www.energias-renovables.com/panorama/comienza-en-egipto-la-27-cumbre-mundial-20221106>

*ETC Global. Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy.* (2021). Recuperado de: <https://www.energy-transitions.org/wp-content/uploads/2021/04/ETC-Global-Hydrogen-Report.pdf>

Genia Bioenergy. (2019). *El papel del amoníaco frente a la demanda de hidrógeno verde.* Recuperado de: <https://geniabioenergy.com/amoniacoen-la-demanda-de-hidrogeno-verde/#:~:text=El%20amoniacoen%20producido%20a%20partir,hidr%C3%B3geno%20verde%20comprimido%20o%20licuado>

Gilles, F y Brzezicka, P. Unlocking the hydrogen economy — stimulating investment across the hydrogen value chain. (2022). En *European Investment Bank* (N.º 978-92-861-5074-6). Recuperado de: <https://www.eib.org/en/publications/unlocking-the-hydrogen-economy>

GNL GLOBAL. (2023, 13 febrero). *GECF: Hidrógeno azul, un actor clave en el futuro de la transición energética.* GNL GLOBAL. Recuperado de: <https://gnlglobal.com/gecf-hidrogeno-azul-un-actor-clave-en-el-futuro-de-la-transicion-energetica/>

Grupo Ase (2023a, 20 enero). *Las renovables tumban el precio de la luz un 70% en lo que va de enero.* PV magazine España. Recuperado de: <https://www.pv-magazine.es/2023/01/20/las-renovables-tumban-el-precio-de-la-luz-un-70-en-lo-que-va-de-enero/>

Grupo Ase. (2023b, febrero 1). *Las renovables baten récord en enero al responder al 65% de la demanda y rebajan la luz un 47%.* PV magazine España. Recuperado de: <https://www.pv-magazine.es/2023/02/01/las-renovables-baten-record-en-enero-al-responder-al-65-de-la-demanda-y-rebajan-la-luz-un-47/>

Iberdrola. *Metanol verde: el combustible para acelerar la transición energética del transporte marítimo.* (s. f.). Recuperado de: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/metanol-verde>

Iberdrola. (2020, 10 diciembre). *Iberdrola suministrará hidrógeno verde a los autobuses de Barcelona en 2021.* Recuperado de: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-suministrara-hidrogeno-verde-autobuses-barcelona-2021>

Iberdrola. *¿Qué es un electrolizador y por qué es clave para el suministro de hidrógeno verde?* (2021, 22 abril). Recuperado de: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador>

IEA. (2022a). *Renewable Energy Market Update: Outlook for 2022 and 2023.*



Recuperado de: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d6a7300d-7919-4136-b73a-3541c33f8bd7/RenewableEnergyMarketUpdate2022.pdf>

IEA. (2022b). *Global Hydrogen Review 2022*. Recuperado de: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>

IEA. (2022c). *World Energy Outlook 2022*. Recuperado de: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>

IEA. (2023). *Electricity Market Report 2023*. Recuperado de: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/255e9cba-da84-4681-8c1f-458ca1a3d9ca/ElectricityMarketReport2023.pdf>

IRENA. (2022a). *La electricidad renovable sigue siendo competitiva en costes en medio de la crisis de los combustibles fósiles* [Comunicado de prensa]. Recuperado de: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Press-Release/2022/Jul/Costs2021\\_ES.pdf?la=en&hash=72D92C75110347AEABCE17CEC77CD3333C9D7F17#:~:text=IRENA%20calcula%20que%2C%20ante%20los,000%20millones%20USD%20en%202022](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Press-Release/2022/Jul/Costs2021_ES.pdf?la=en&hash=72D92C75110347AEABCE17CEC77CD3333C9D7F17#:~:text=IRENA%20calcula%20que%2C%20ante%20los,000%20millones%20USD%20en%202022)

IRENA. (2022b). *Renewable energy targets in 2022 A guide to design*. Recuperado de: [https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Nov/IRENA\\_RE\\_targets\\_2022.pdf?rev=f39ae339801e4853a2a0ebdb4d167f83](https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Nov/IRENA_RE_targets_2022.pdf?rev=f39ae339801e4853a2a0ebdb4d167f83)

JP MORGAN. EMEA Hydrogen: A revolution in need of realism; separating the opportunity from the optimism. (2021). Recuperado de: <https://buyhydrogen.com.au/wp-content/uploads/2021/04/J.P.Morgan-CAZENOVE-EMEA-Hydrogen.pdf>

Kumar, S. S., & Lim, H. (2022). An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports*, 8, 13793-13813. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.127>

La Vanguardia. (2022, 21 febrero). *Puerto y Junta convertirán a Huelva en zona estratégica del hidrógeno verde*. La Vanguardia. Recuperado de: <https://www.lavanguardia.com/vida/20220221/8073467/puerto-junta-convertiran-huelva-zona-estrategica-hidrogeno-verde.html>

López de Benito, J. (2022, enero 19). *Nace el proyecto SHYNE, el mayor consorcio español de hidrógeno verde*. Hidrogeno verde. Recuperado de: <https://hidrogeno-verde.es/nace-el-proyecto-shyne-hidrogeno-verde-en-espana/>

López De Benito, J. (2023, 2 enero). *Los motivos por los que 2023 podría ser el año del hidrógeno verde*. Energy News. Recuperado de: <https://www.energynews.es/los-motivos-por-los-que-2023-podria-ser-el-ano-del-hidrogeno-verde/>

Maderuelo, M. L. (2022, 26 febrero). *Todas las cartas al hidrógeno verde, un proyecto*

de país. Cinco Días. Recuperado de:  
[https://cincodias.elpais.com/cincodias/2022/02/24/companias/1645732363\\_724091.html](https://cincodias.elpais.com/cincodias/2022/02/24/companias/1645732363_724091.html)

Mathis W, y A Rathi. (2023, 21 febrero) *Cómo pudo Europa abandonar los combustibles fósiles de Rusia a una velocidad espectacular*. Cinco Días. Recuperado de:  
<https://cincodias.elpais.com/economia/2023-02-21/como-pudo-europa-abandonar-los-combustibles-fosiles-de-rusia-a-una-velocidad-espectacular.html>

McKinsey. (2021). *Hydrogen Insight: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*. Recuperado de:  
<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>

Mingay, S. (2022). Hype Cycle for Sustainability, 2022. *CIO Technology and Innovation Leadership*. Recuperado de:  
<https://www.gartner.com/document/4017574?ref=solrAll&refval=356548599&toggle=1>

MITERD. (2020). Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable. Recuperado de:  
[https://energia.gob.es/es-es/Novidades/Documents/hoja\\_de\\_ruta\\_del\\_hidrogeno.pdf](https://energia.gob.es/es-es/Novidades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf)

MITERD. (2022, 4 abril). *El BEI y el ICO firman con Iberdrola la primera financiación conjunta para el desarrollo de hidrógeno verde*. Recuperado de:  
<https://www.ico.es/web/guest/el-bei-y-el-ico-firman-con-iberdrola-la-primer-financiacion-conjunta-para-el-desarrollo-de-hidrogeno-verde>

MITERD (2023). *España anuncia un acuerdo para que Alemania se una al H2Med junto a Francia y Portugal* [Comunicado de prensa]. Recuperado de:  
[https://www.miteco.gob.es/es/prensa/220123\\_ndpespanaanunciaunacuerdoaparaquealemaniaseunaalh2medjuntoafranciayportugal\\_tcm30-552083.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/prensa/220123_ndpespanaanunciaunacuerdoaparaquealemaniaseunaalh2medjuntoafranciayportugal_tcm30-552083.pdf)

Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guillera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada* (2.ª ed.) [Fundación Naturgy]. Recuperado de:  
<https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/hidrogeno-vector-energetico-de-una-economia-descarbonizada/>

MundoMaritimo. *El agua: El problema al que nadie se refiere al hablar del hidrógeno verde*. (2020). Recuperado de:  
<https://www.mundomaritimo.cl/noticias/el-agua-el-problema-al-que-nadie-se-refiere-al-hablar-del-hidrogeno-verde>

Navarro, J. J. (2023, 15 enero). Europa ha conseguido lo imposible, abandonar el gas ruso y poner en problemas a Putin. *El Blog Salmón*. Recuperado de:  
<https://www.elblogsalmon.com/entorno/europa-ha-conseguido-imposible-abandonar-gas-ruso-poner-problemas-a-putin>

Ojea, L. (2022, 25 abril). *La volatilidad del mercado eléctrico: una montaña rusa cuando sopla el viento o sube el precio del gas*. El Español. Recuperado de:

[https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20220425/volatilidad-mercado-electrico-montana-sopla-viento-precio/666933712\\_0.html](https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20220425/volatilidad-mercado-electrico-montana-sopla-viento-precio/666933712_0.html)

OMIE. (2022). Recuperado de: <https://www.omie.es/>

Pascal, T. (2023, 3 enero). *Green Hydrogen current and projected production costs*. Structures Insider. Recuperado de: <https://www.structuresinsider.com/post/green-hydrogen-current-and-projected-production-costs>

Power BI Report. (s. f.). Recuperado de: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMmVkNTA4ZWQtY2U5Ni00ZjBiLWI5ZTkzMWU0YTU5NDUyYWZkIiwidCI6ImJjZDI3MDFjLWFhOWItNGQxMi1iYTlwLWYzZTNiODMwNzBjMSIsImMiOjh9>

REVE. (2020, 21 enero). *Hidrógeno a partir de eólica y solar, el futuro. Actualidad del sector eólico en España y en el mundo*. Recuperado de: <https://www.evwind.com/2020/01/21/hidrogeno-a-partir-de-eolica-y-solar-el-futuro/>

S&P Global Commodity Insights. (2022A). *Methodology and Specifications Guide Global Hydrogen & Ammonia*

S&P Global Commodity Insights. (2022b). *Hydrogen Market Monitor: The US introduces strong clean hydrogen subsidies as the EU changes course on “additionality” principle and Australia unveils new targets*

S&P Global Commodity Insights. (2022C). *Hydrogen Daily*

S&P Global Commodity Insights. (2023). *El papel del hidrógeno removable como nuevo commodity, un análisis de los Hydrogen Price assessments*.

Sánchez Molina, P y Santos B. (2022, 17 octubre). *Los precios del polisilicio se estabilizarán a finales de 2023 y su producción se duplicará a finales de este*. PV magazine España. Recuperado de: <https://www.pv-magazine.es/2022/10/17/los-precios-del-polisilicio-se-estabilizaran-a-finales-de-2023-y-su-produccion-se-duplicara-a-finales-de-este/>

SEDIGAS. (2023). Memoria 2023: Think Tank del Hidrógeno para su inyección y almacenamiento en las Infraestructuras de gas natural. Recuperado de: <https://www.gasrenovable.org/uploads/noticias/948/documento/memoria-2023-think-tank-del-hidrogeno-sedigas.pdf>

Serna, S., Cossent, R., Figuerola-Ferretti, I., Guerres, T., Sanz, F. J., & Segarra, I. (2022). Informe Anual Cátedra De Estudios Sobre El Hidrógeno 2021-2022: Estado actual del sector del hidrógeno en España-proyectos y regulación. En *Comillas*. Recuperado de: [https://www.comillas.edu/images/catedras/catedra\\_estudios\\_hidrogeno/Informe\\_H2\\_2022\\_compressed.pdf](https://www.comillas.edu/images/catedras/catedra_estudios_hidrogeno/Informe_H2_2022_compressed.pdf)

Staffell, I., Scamman, D., Velazquez Abad, A., Balcombe, P., Dodds, P. E., Ekins, P.,

Shah, N., & Ward, K. R. (2019). The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science*, 12(2), 463-491. Recuperado de: <https://doi.org/10.1039/c8ee01157e>

TECNOVE. (s.f). *Proyecto H2Login*. Recuperado de: <https://www.tecnove.com/pixpopup-item/proyecto-h2login/>

Tengler, M. (2021a) *Hydrogen for beginners*

Tengler, M. (2021b). *2H 2021 Hydrogen Levelized Cost Update: "Green" to outcompete "blue" in mid-2020s*

Verne, J. (1875). *La isla misteriosa: con ilustraciones originales*. Recuperado de: <https://biblioteca.org.ar/libros/133575.pdf>

Yolanda Morat, B., & Linares Hurtado, J. I. (2007). El hidrógeno y la energía

## **ANEXOS:**

### ANEXO DE GRÁFICAS

Gráfica i. Progresión de los costes del hidrógeno .....	17
Gráfica ii. Evolución CAPEX de los electrolizadores .....	19
Gráfica iii. Consumo mundial de hidrógeno en 2022 .....	31
Gráfica iv. Precio del mercado diario eléctrico en 2022 .....	34
Gráfica v. Precio del mercado eléctrico desde 1998 hasta 2022 .....	35
Gráfica vi. Predicción evolución costes producción hidrógeno renovable .....	40
Gráfica vii. Precio estimado del hidrógeno verde .....	41

### ANEXO DE ILUSTRACIONES

Ilustración i. Corredores que desarrollar por la UE .....	29
---	----

### ANEXO DE TABLAS

Tabla i. Propiedades físicas del hidrógeno.....	13
Tabla ii. Resumen distintos tipos almacenamiento .....	26
Tabla iii. Análisis planta productora de hidrógeno .....	42
Tabla iv. Comparativa distintas tecnologías de electrolisis .....	42
Tabla v. Estimación actual y futura CAPEX y OPEX .....	44