



UNIVERSIDAD
POLITÉCNICA
DE MADRID



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR DE INGENIEROS
DE MINAS Y ENERGÍA

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA
GESTIÓN Y APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO

PROYECTO FIN DE GRADO

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES

**ESTUDIO DEL IMPACTO ECONÓMICO-LOGÍSTICO Y ANÁLISIS DE SEGURIDAD
INDUSTRIAL DE UN CORREDOR EUROPEO DE HIDRÓGENO**

María Alonso Racionero
Septiembre 2025



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA

ESTUDIO DEL IMPACTO ECONÓMICO-LOGÍSTICO Y ANÁLISIS DE SEGURIDAD
INDUSTRIAL DE UN CORREDOR EUROPEO DE HIDRÓGENO

Realizado por
María Alonso Racionero

Dirigido por
Javier García Torrent
Departamento de Energía y Combustibles



AGRADECIMIENTOS

Llegar hasta aquí no ha sido un camino fácil, y no habría sido posible sin todas las personas que han estado a mi lado durante estos años. Este trabajo representa el final de una etapa muy importante en mi vida, y quiero agradecer a quienes la han hecho más llevadera, significativa y, sobre todo, compartida.

En primer lugar, a mis padres y mi hermana, por su paciencia infinita y por haberme apoyado en los momentos más difíciles. Gracias por animarme cuando los exámenes no salían como esperaba, por recordarme que todo es relativo y que lo que parece un problema enorme, casi siempre tiene solución. A mis abuelos, por su apoyo incondicional y por compartir su orgullo, su cariño y por enseñarme el valor del trabajo, esfuerzo y constancia.

A mi familia en general, gracias por estar siempre ahí, sin condiciones. A mi círculo de amigos, por hacer de estos cuatro años una experiencia inolvidable en la que he crecido como persona, por ayudarme a estudiar, explicarme aquello que no entendía y enseñarme lo que significaba compartir y avanzar juntos.

A mi tutor, Javier García, por ofrecerme siempre un enfoque positivo y constructivo, por confiar en mí y en que todo se puede mejorar paso a paso. Gracias por transmitirme tranquilidad y motivación. Y, por supuesto, gracias a estos cuatro años de universidad. Porque no solo he aprendido sobre energía, sino que también he descubierto intereses nuevos, he aprendido a superar dificultades y a valorar el camino recorrido. Este camino me ha enseñado que todo es posible, y que con esfuerzo y apoyo, las metas se alcanzan.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|-----|
| AGRADECIMIENTOS | I |
| ÍNDICE DE TABLAS | IV |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | V |
| RESUMEN..... | VII |
| ABSTRACT..... | VII |
| DOCUMENTO 1: MEMORIA..... | 1 |
| | |
| CAPÍTULO 1 | 2 |
| Alcance y objetivos | 2 |
| Antecedentes | 2 |
| | |
| CAPÍTULO 2. Marco Teórico del Hidrógeno..... | 5 |
| 2.1 Tipos de hidrógeno y tecnologías de producción..... | 5 |
| 2.2 Usos actuales y futuros del hidrógeno | 7 |
| 2.3 Tecnologías e infraestructuras de transporte de hidrógeno..... | 9 |
| 2.4 El papel de los corredores de hidrógeno en la transición energética | 11 |
| | |
| CAPÍTULO 3. Análisis energético del hidrógeno en España y en el contexto europeo | 13 |
| 3.1 Introducción al análisis energético del hidrógeno en España y Europa..... | 13 |
| 3.2 Estimación de la producción nacional de hidrógeno renovable..... | 13 |
| 3.3 Estimación de la demanda nacional de hidrógeno por escenarios | 16 |
| 3.4 Comparación entre la producción y demanda nacional. Balance energético y posibilidad de exportación | 17 |
| 3.5 Demanda de hidrógeno en Europa y oportunidades de exportación para España ... | 18 |
| 3.6 Conclusiones del capítulo | 20 |
| | |
| CAPÍTULO 4. Análisis Logístico del Corredor de Hidrógeno | 21 |
| 4.1 Justificación del trazado, ¿por qué exportar hidrógeno?..... | 21 |
| 4.2 Ejemplos y proyectos existentes | 21 |
| 4.3 Selección de la ruta: destino, trazado y viabilidad..... | 25 |
| 4.4 Características técnicas de la infraestructura necesaria | 28 |
| 4.5 Volumen exportable y requerimientos logísticos del corredor | 31 |
| | |
| CAPÍTULO 5. Análisis Económico | 33 |
| 5.1 Coste estimado de la infraestructura | 33 |
| 5.2 Coste del transporte y coste unitario estimado por tonelada de hidrógeno..... | 36 |

| | |
|--|----|
| 5.3 Comparación con otras alternativas | 39 |
| 5.4 Retos económicos y mecanismos de financiación europea..... | 44 |
| CAPÍTULO 6. Seguridad Industrial en el Corredor de Hidrógeno | 47 |
| 6.1 Normativas y estándares de seguridad | 47 |
| 6.2 Riesgos asociados al corredor de hidrógeno | 48 |
| 6.3 Estrategias de mitigación de riesgos | 54 |
| 6.4 Tecnologías de seguridad en el corredor de hidrógeno..... | 58 |
| CONCLUSIONES..... | 60 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 62 |
| DOCUMENTO 2: ESTUDIO ECONÓMICO..... | 66 |
| DOCUMENTO 3: ANEXOS..... | 70 |
| ANEXO A – Hoja de cálculo de producción y demanda energética..... | 71 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1: Resumen logístico del corredor en 2030 (escenario moderado)..... | 31 |
| Tabla 2: Desglose de costes de inversión (CAPEX) del ducto BarMar..... | 34 |
| Tabla 3: Estimación de costes previos al desarrollo del proyecto (DEVEX) | 34 |
| Tabla 4: Desglose de costes operativos anuales (OPEX) del sistema de transporte BarMar | 35 |
| Tabla 5: Resumen de costes asociados al sistema BarMar | 36 |
| Tabla 6: Estimación del coste total del hidrógeno por tonelada exportada | 39 |
| Tabla 7: Niveles de Protección del Equipo (EPL) | 56 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1: Clasificación del hidrógeno según su origen, proceso y emisiones asociadas. | 6 |
| Figura 2: Evolución y proyección de la demanda global de hidrógeno por sectores (2021-2030)..... | 8 |
| Figura 3: Método de distribución preferido en función del volumen y distancia. | 10 |
| Figura 4. Modos de transporte del hidrógeno según el medio y estado del mismo. | 11 |
| Figura 5: Producción nacional de hidrógeno renovable en España según escenario (2030-2050).... | 15 |
| Figura 6: Comparativa de producción nacional de hidrógeno en 2030. Escenarios propios frente al Escenario Base de Enagás..... | 16 |
| Figura 7: Demanda nacional de hidrógeno en España según escenario (2030-2050) | 17 |
| Figura 8: Demanda estimada de hidrógeno en Europa (excluyendo España) según escenarios de Deloitte (2023) | 18 |
| Figura 9: Demanda estimada de hidrógeno en Europa (excluyendo España) según escenarios globales adaptados de Goldman Sachs (2030-2050)..... | 19 |
| Figura 10: Evolución de la demanda de hidrógeno en Europa y mercado potencial de exportación para España (escenario conservador)..... | 20 |
| Figura 11: Red troncal ibérica y conexiones transfronterizas del proyecto H ₂ Med | 22 |
| Figura 12: Corredores planteados en el EHB..... | 23 |
| Figura 13: Conexión de las redes troncales nacionales de hidrógeno..... | 24 |
| Figura 14: Mapa de los proyectos actuales y comerciales y de hidrógeno en España con un nivel de madurez tecnológica superior a tres..... | 25 |
| Figura 15: Red troncal de infraestructuras de hidrógeno | 26 |
| Figura 16: Red europea de hidrógeno prevista por el European Hydrogen Backbone..... | 27 |
| Figura 17: Grieta inducida por hidrógeno (HIC) | 28 |
| Figura 18: Coste nivelado del transporte de hidrógeno por ducto según tipo de infraestructura | 37 |
| Figura 19: Mapa de la comparativa del coste medio de producción de hidrógeno renovable en Europa por país (2023) | 38 |
| Figura 20: Comparativa del coste medio de producción de hidrógeno renovable en Europa por país (2023)..... | 38 |
| Figura 21: Comparativa del coste nivelado del transporte de hidrógeno por distintas rutas logísticas | 40 |
| Figura 22: Coste nivelado del transporte de hidrógeno en largas distancias | 41 |
| Figura 23: Rutas marítimas potenciales para el transporte de moléculas verdes entre la región MENA y Europa | 42 |
| Figura 24: Comparativa de costes estimados de transporte de hidrógeno por gasoductos del EHB y alternativas marítimas | 42 |
| Figura 25: Comparativa de la rentabilidad de tecnologías de transporte de hidrógeno en función de la distancia y capacidad | 43 |
| Figura 26: Características del hidrógeno desde el punto de vista de la seguridad..... | 48 |
| Figura 27: Comparativa de la energía de ignición del hidrógeno frente a la del metano como función de su concentración..... | 49 |

| | |
|--|----|
| Figura 28: Condiciones necesarias para la ignición de una atmósfera explosiva | 50 |
| Figura 29: Principales fuentes de ignición en instalaciones de transporte de hidrógeno..... | 52 |
| Figura 30: Comparativa de trayectorias de dispersión en fugas submarinas de hidrógeno y metano | 54 |
| Figura 31: Agrupación de los modos de protección por métodos..... | 57 |
| Figura 32: Clasificación de medidas de prevención y protección | 58 |

RESUMEN

Este Trabajo de Fin de Grado estudia la viabilidad logística, económica y de seguridad industrial de exportar hidrógeno renovable desde España hacia Europa en el horizonte de 2030, tomando como referencia el corredor de hidrógeno propuesto en el proyecto H₂Med y, en particular, el ducto submarino BarMar que conectaría la red gasista española con Francia. El análisis se centra en la evaluación del potencial excedente de producción de hidrógeno verde en España y su compatibilidad con la demanda prevista en el entorno europeo, considerando diferentes escenarios y planes nacionales.

Para abordar esta cuestión, se realiza en primer lugar una estimación de la producción y demanda nacional de hidrógeno según distintos escenarios, a partir de datos oficiales y proyecciones técnicas. Posteriormente, se evalúan las posibilidades de exportación mediante infraestructura dedicada, basándose en información técnica y económica del European Hydrogen Backbone (EHB) y en estudios complementarios sobre los costes relacionados con esta tipología de proyectos.

Por último, el trabajo incorpora un estudio detallado de los riesgos asociados a la manipulación y transporte de hidrógeno desde el punto de vista de la seguridad industrial, aplicando la normativa ATEX vigente en el contexto europeo. La integración de estos factores permite plantear una visión integral del papel que podría desempeñar España como nodo exportador de hidrógeno verde dentro de la transición energética europea.

ABSTRACT

This Bachelor's Thesis analyzes the logistical, economic and industrial safety feasibility of exporting renewable hydrogen from Spain to Europe by 2030, taking as a reference the hydrogen corridor proposed under the H₂Med project, and particularly the BarMar subsea pipeline, which would connect the Spanish gas network with France. The analysis focuses on assessing the potential surplus of green hydrogen production in Spain and its compatibility with projected demand in the European context, based on different scenarios and national plans.

To address this issue, an initial estimation of national hydrogen production and demand is carried out under various scenarios, using official data and technical projections. Subsequently, the export potential is evaluated through dedicated infrastructure, based on the technical and economic data from the European Hydrogen Backbone (EHB) and complementary studies on the costs associated with this type of project.

Finally, the project includes a detailed study of the risks associated with the handling and transport of hydrogen from the perspective of industrial safety, in accordance with the applicable ATEX legislation in Europe. The integration of these elements provides a comprehensive view of Spain's potential role as an exporter of green hydrogen within the European energy transition.

DOCUMENTO 1: MEMORIA

CAPÍTULO 1

Alcance y objetivos

El presente Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo principal estudiar los factores económicos, logísticos y de seguridad industrial que deben considerarse para que España pueda convertirse en un país exportador de hidrógeno renovable hacia Europa, tomando como referencia el proyecto H₂Med y, en particular, el conducto submarino BarMar. A partir de este caso, se busca obtener una visión global y fundamentada sobre las condiciones técnicas y estratégicas necesarias para desarrollar un corredor europeo de hidrógeno con origen en España.

Para ello, el trabajo plantea los siguientes objetivos específicos:

- Estimar tanto la demanda de hidrógeno en España y Europa como la producción de hidrógeno verde en España, bajo distintos escenarios para los años 2030, 2040 y 2050.
- Determinar si, tras cubrir la demanda nacional, España podría disponer de un excedente exportable.
- Estudiar los requerimientos logísticos asociados al transporte de hidrógeno por el corredor BarMar.
- Evaluar los costes económicos del transporte, basándose en datos del European Hydrogen Backbone y otras fuentes técnicas.
- Comparar esta opción con otras rutas o vectores logísticos como el uso de LOHC o transporte marítimo.
- Analizar los principales riesgos industriales asociados al manejo y transporte de hidrógeno, aplicando la normativa ATEX.

El alcance del trabajo se limita a la fase de exportación del hidrógeno ya producido en territorio español, sin abordar en detalle el diseño de las plantas de electrólisis ni el uso final del hidrógeno en destino. No se estudian aspectos regulatorios transfronterizos ni se desarrolla una planificación energética a escala europea. El enfoque se centra en identificar los factores clave que deben ser considerados para garantizar la viabilidad técnica, económica y segura de un corredor europeo de hidrógeno liderado por España.

Antecedentes

En el contexto de la transición energética impulsada por la Unión Europea, el hidrógeno se ha identificado como un vector energético con un papel relevante en los planes de descarbonización. Su uso se plantea especialmente en sectores de difícil electrificación, como la industria de alta temperatura, el transporte pesado o la aviación. En este sentido, el hidrógeno renovable se considera una de las opciones más prometedoras para sustituir progresivamente a los combustibles fósiles en determinadas aplicaciones.

La estrategia europea en materia de hidrógeno contempla el desarrollo progresivo de capacidades de producción, distribución y consumo en los Estados Miembros, así como el despliegue de infraestructuras energéticas interconectadas que faciliten la circulación de este vector energético en el ámbito comunitario. Además, planes como el Pacto Verde Europeo y la iniciativa REPowerEU han reforzado el papel del hidrógeno como instrumento clave para reducir la dependencia energética exterior y acelerar la transición hacia un sistema energético más sostenible.

En el caso de España, las condiciones geográficas y climáticas favorecen el aprovechamiento de recursos renovables como el sol y el viento, lo que posiciona al país como un candidato potencial para producir hidrógeno verde a gran escala. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) fijó inicialmente un objetivo de 4 GW de potencia instalada de electrólisis para 2030, que fue ampliado a 12 GW en su última actualización. Este aumento en la ambición nacional plantea la necesidad de estudiar las implicaciones logísticas, económicas y normativas asociadas a un posible papel exportador en el futuro mercado del hidrógeno.

CAPÍTULO 2. Marco Teórico del Hidrógeno

2.1 Tipos de hidrógeno y tecnologías de producción

El hidrógeno es la sustancia química más abundante en el Universo, constituyendo aproximadamente el 75 % de la materia de este. No obstante, la mayor parte del hidrógeno en la Tierra existe en formas moleculares, como en el agua y en compuestos orgánicos (principalmente hidrocarburos). Por lo tanto, se requiere de procesos energéticos para producir H_2 puro en esa forma, lo que lleva a que sea considerado principalmente un vector energético en lugar de una fuente de energía. [1]

2.1.1 Clasificación del hidrógeno

En función del tipo de materia prima empleada y de las emisiones de dióxido de carbono asociadas a su proceso de obtención, el hidrógeno puede clasificarse en distintas categorías. [2]

Hidrógeno verde o renovable: Se obtiene principalmente mediante electrólisis del agua, empleando electricidad generada a partir de fuentes renovables como la solar o la eólica. También puede considerarse renovable aquel hidrógeno producido a partir de biogás o biomasa, siempre que cumpla con los criterios de sostenibilidad establecidos por las normativas vigentes.

Hidrógeno azul: Este tipo de hidrógeno se produce a partir de hidrocarburos, como en el caso del hidrógeno gris, pero incorpora tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), lo que permite reducir de forma significativa las emisiones de CO_2 del proceso, en algunos casos hasta en un 90-95 %.

Hidrógeno gris: Es el más común hoy en día y se obtiene a partir del reformado de gas natural o de otros hidrocarburos ligeros. Se trata de un proceso altamente intensivo en carbono, ya que no incluye ninguna medida para evitar la emisión directa de CO_2 . En el contexto español, la gran mayoría del hidrógeno consumido actualmente pertenece a esta categoría.

Hidrógeno amarillo: También producido mediante electrólisis del agua, pero en este caso la electricidad utilizada proviene de la red eléctrica general, que puede estar alimentada por una combinación de fuentes renovables y no renovables.

Hidrógeno rosa: Similar al amarillo, pero con la particularidad de que la energía empleada proviene de centrales nucleares. Se considera una opción con bajas emisiones directas y puede aprovechar excedentes de producción eléctrica nuclear.

Hidrógeno turquesa: Se obtiene a partir de la pirólisis del metano, un proceso que genera carbono en forma sólida en lugar de dióxido de carbono. Eso evita la necesidad de aplicar tecnologías de captura de CO_2 , aunque aún se trata de una tecnología en fase de desarrollo y con desafíos técnicos por resolver.

Otras tipologías: Existen variantes adicionales como el hidrógeno negro o marrón, producido a partir de carbón, con elevadas emisiones.




| | NEGRO | MARRÓN | GRIS | AZUL | TURQUESA | ROSA | VERDE | AMARILLO | BLANCO |
|---|------------------------|------------------------|----------------------------|---------------------------------------|----------------------------|-----------------|---------------|---------------|---------------------------|
|  Fuente de energía | Carbón bituminoso | Lignito | Hidrocarburo (gas natural) | Hidrocarburo (gas natural) | Hidrocarburo (gas natural) | Energía nuclear | Renovables | Energía solar | Presente en la naturaleza |
|  Proceso más usado | Gasificación de carbón | Gasificación de carbón | Extracción con vapor | Extracción con vapor | Pirólisis | Electrólisis | Electrólisis | Electrólisis | En exploración |
|  Emisiones asociadas | Muy altas | Muy altas | Altas | Medias (incluye sistemas de capturas) | Bajas (carbono sólido) | Bajas | Bajas o nulas | Bajas o nulas | Nulas |

FIGURA 1: CLASIFICACIÓN DEL HIDRÓGENO SEGÚN SU ORIGEN, PROCESO Y EMISIONES ASOCIADAS.

Fuente: Elaboración propia a partir de El Orden Mundial [3]

2.1.2 Tecnologías de producción de hidrógeno

Las tecnologías de producción de hidrógeno se pueden clasificar en función de la fuente primaria de energía utilizada y del origen de las materias primas. Este enfoque permite distinguir entre tecnologías que permiten obtener hidrógeno renovable (con emisiones de carbono prácticamente nulas) y aquellas que aún están vinculadas al uso de combustibles fósiles.

Hidrógeno a partir de electricidad renovable

La opción prioritaria para la obtención de hidrógeno renovable en el contexto de descarbonización es el uso de electricidad procedente de fuentes renovables. El principal proceso tecnológico asociado es la electrólisis del agua, que permite obtener hidrógeno y oxígeno a partir de electricidad mediante la descomposición de moléculas de agua.

Esta vía tecnológica se considera estratégica debido a su potencial para integrarse en sistemas energéticos basados en energías limpias y a su capacidad para aprovechar excedentes renovables, contribuyendo así al equilibrio en la red. Además, es la ruta sobre la que se han fijado los principales objetivos de desarrollo y expansión industrial recogidos en la Hoja de Ruta del Hidrógeno [4].

Otras tecnologías renovables

Existen otras vías para producir hidrógeno renovable mediante el uso de recursos biológicos, como la gasificación de biomasa o el reformado del biogás. En ambos casos, se emplean residuos o materia orgánica como materia prima, lo que permite obtener hidrógeno con una huella de carbono muy reducida.

Estas tecnologías presentan un mayor grado de complejidad logística y limitaciones territoriales, pero pueden resultar útiles en contextos específicos, especialmente en zonas rurales o con elevado potencial de aprovechamiento de residuos [4].

Hidrógeno a partir de gas natural y combustibles fósiles

Actualmente, la mayor parte del hidrógeno producido a escala global se obtiene a partir de gas natural, a través de procesos termoquímicos. Los métodos más extendidos son:

- Reformado con vapor de agua (SMR). que combina metano y vapor a temperaturas superiores a 900 °C usando un catalizador, generando una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono (syngas). En un segundo paso, esa mezcla se trata mediante una reacción *water-gas shift* que produce CO₂ e hidrógeno adicional [5].
- Oxidación parcial. Consiste en quemar parcialmente el combustible para generar el calor necesario para su descomposición.
- Reformado autotérmico. Combina los dos métodos anteriores en un proceso único.

2.2 Usos actuales y futuros del hidrógeno

2.2.1 Usos actuales

En la actualidad, los principales usos del hidrógeno a nivel global están concentrados en la industria como materia prima en diversos procesos. Destaca su aplicación en el refinado de petróleo, con una demanda aproximada de 43 millones de toneladas anuales, seguida por su papel en la fabricación de fertilizantes, especialmente amoníaco (32 Mt), la producción de metanol (16 Mt) y, en menor medida, en la siderurgia, donde se emplea en procesos de reducción directa de hierro (6 Mt). En contraste, los usos de hidrógeno como vector energético, por ejemplo en la movilidad o en hornos industriales de alta temperatura, aún están en fases tempranas de desarrollo y no suponen un porcentaje significativo del consumo total. [6]

Un aspecto característico del modelo actual de producción y consumo de hidrógeno es su fuerte vinculación geográfica: la mayor parte del hidrógeno se genera *in situ*, en las propias instalaciones donde se utiliza. En los casos en los que no es posible, el transporte se realiza generalmente a pequeña escala, ya sea mediante tuberías de corto recorrido o en bombonas de gas comprimido, lo que limita su despliegue masivo. [6]

2.2.2 Usos futuros

Mirando hacia el horizonte de 2030, se espera que la demanda industrial de hidrógeno sufra un crecimiento vinculado tanto al auge del mercado de fertilizantes como a las crecientes exigencias regulatorias de descarbonización en sectores como la siderurgia. Esta transformación apunta no solo a mantener los usos tradicionales del hidrógeno, sino también a expandir su papel en nuevas aplicaciones energéticas. [7]

Las estimaciones apuntan a un nuevo aumento de 45 millones de toneladas en nuevos usos para 2030. Este volumen se distribuirá en cuatro grandes áreas: el transporte de larga distancia, incluyendo el uso de pilas de combustible en camiones y buques; la generación¹ y el almacenamiento de energía eléctrica a partir de hidrógeno; la fabricación de combustibles sintéticos, especialmente para la aviación; y otros usos emergentes, como la inyección de hidrógeno en la red gasista actual (*blending*) o procesos industriales innovadores. [7]

Como puede observarse en la Figura 2, los datos más recientes reflejan una clara tendencia de crecimiento sostenido en la demanda global de hidrógeno, En apenas dos años, entre 2021 y 2023, esta ha aumentado un 4 %, pasando de 93 Mt a 97 Mt. Sin embargo, lo más significativo es la proyección para 2030, donde se espera que la demanda total ascienda a las 149 Mt, lo que representa un crecimiento del 53 % respecto a 2023.

Este aumento estará impulsado en buena parte por los nuevos usos emergentes del hidrógeno, que comienzan a ganar peso frente a sus aplicaciones tradicionales. De hecho, se estima que en 2030 más del 30 % de la demanda procederá de estos nuevos sectores, reflejando el giro estructural que experimenta este vector energético en el contexto de la transición energética global.

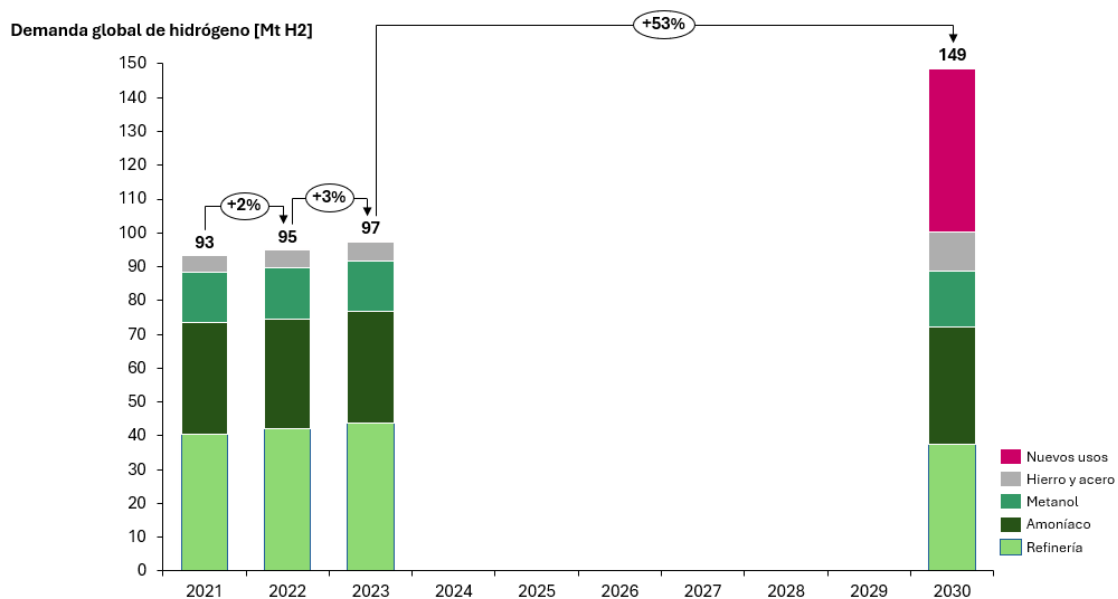


FIGURA 2: EVOLUCIÓN Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA GLOBAL DE HIDRÓGENO POR SECTORES (2021-2030)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IEA (2025)

¹ El hidrógeno puede quemarse en motores de combustión para proporcionar energía térmica, que luego puede transformarse en electricidad mediante turbinas o generadores.

2.3 Tecnologías e infraestructuras de transporte de hidrógeno

El transporte de hidrógeno es una cuestión clave para permitir su integración en el sistema energético a gran escala, especialmente cuando se pretende conectar centros de producción con polos de consumo industrial. Las tecnologías existentes se agrupan principalmente en tres vías: el transporte por tuberías, el transporte de hidrógeno líquido o comprimido mediante camiones cisterna, y el uso de portadores químicos como el amoníaco o los líquidos orgánicos (LOHCs). Cada una de estas opciones tiene ventajas e inconvenientes según la distancia, el volumen transportado y las condiciones de destino. [1]

Actualmente, el método más eficiente y económico para transportar grandes volúmenes de hidrógeno en distancias largas es el uso de gasoductos dedicados. La conversión de ductos de gas natural existentes, como propone el proyecto European Hydrogen Backbone (EHB), puede reducir costes significativamente. El informe de EHB [8] estima que más del 60 % de la futura red de hidrógeno europea podría construirse a partir de infraestructuras ya existentes.

Para regiones fuera del alcance directo de las tuberías o en casos donde el hidrógeno debe almacenarse o exportarse a largas distancias, otras tecnologías cobran relevancia. Por ejemplo, el informe Dii MENA 2024 [9] analiza el potencial del transporte de hidrógeno desde el norte de África hacia Europa, destacando el uso de buques de amoníaco como opción logística viable. Aunque la eficiencia general de este método es menor debido a la energía requerida para sintetizar y reconvertir el amoníaco, la densidad energética y facilidad de manejo lo convierten en una opción atractiva para exportaciones marítimas.

Una alternativa en fase de desarrollo es el uso de LOHCs (Liquid Organic Hydrogen Carriers), compuestos que permiten almacenar hidrógeno químicamente y liberarlo en destino. Aunque su eficiencia energética es inferior a otras opciones y su tecnología aún está en fase piloto, se considera una vía prometedora por su compatibilidad con infraestructuras logísticas existentes (como tanques y oleoductos). Este enfoque es analizado tanto por Goldman Sachs [1] como por la IEA [7] en su visión a largo plazo para el comercio internacional de hidrógeno.

Adicionalmente, un informe sobre la infraestructura del hidrógeno del Centro de Estudios Estratégicos e Internacionales (CSIS, por sus siglas en inglés) señala que los gasoductos son el medio más rentable para transportar hidrógeno a largas distancias. Esto se debe principalmente al mecanismo en juego: el gas suministrado por gasoducto se encuentra en forma gaseosa a presión relativamente normal. Sin embargo, el transporte aéreo requiere una presión extremadamente alta para el gas en remolques tubulares o temperaturas extremadamente bajas para el H₂ líquido en camiones cisterna. [10]

Una estrategia para acelerar la expansión del sistema de distribución de hidrógeno consiste en modificar parte de la red actual de gas natural para que sea compatible con este gas. Adaptar estas tuberías para transportar una mezcla de hidrógeno y gas natural (con concentraciones de hasta un 15 % de hidrógeno) podría requerir solo ajustes menores. En cambio, transformar completamente los ductos para que transporten únicamente hidrógeno implicaría intervenciones más complejas. Actualmente, se está llevando a cabo estudios para evaluar ambas opciones. [11]

A continuación, se muestra un análisis comparativo de los métodos más adecuados para distribuir hidrógeno en función de la distancia y el volumen transportado (ver Figura 3: Método de distribución preferido en función del volumen y distancia.)

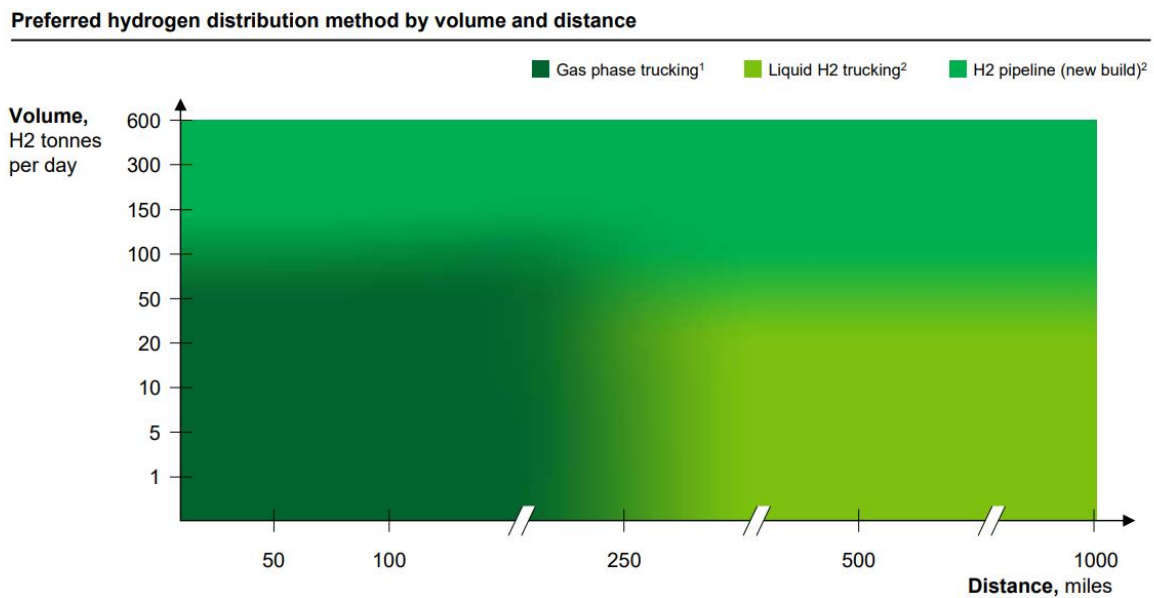


FIGURA 3: MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN PREFERIDO EN FUNCIÓN DEL VOLUMEN Y DISTANCIA.

Fuente: Clean Hydrogen Liftoff Report (2023) [12]

Para terminar, resulta útil visualizar de forma esquemática los distintos modos de transporte del hidrógeno en función del medio empleado y del estado físico del hidrógeno. Como se muestra en la Figura 4, el H₂ puede ser transportado por tierra, por mar o incluso por vía aérea, adoptando distintas formas como gas comprimido, hidrógeno líquido o compuestos químicos como el amoníaco, que permiten su almacenamiento y transporte a condiciones más manejables de presión y temperatura. Esta diversidad de opciones pone de manifiesto la necesidad de elegir el método óptimo según el volumen, la distancia y las características de la infraestructura disponible.

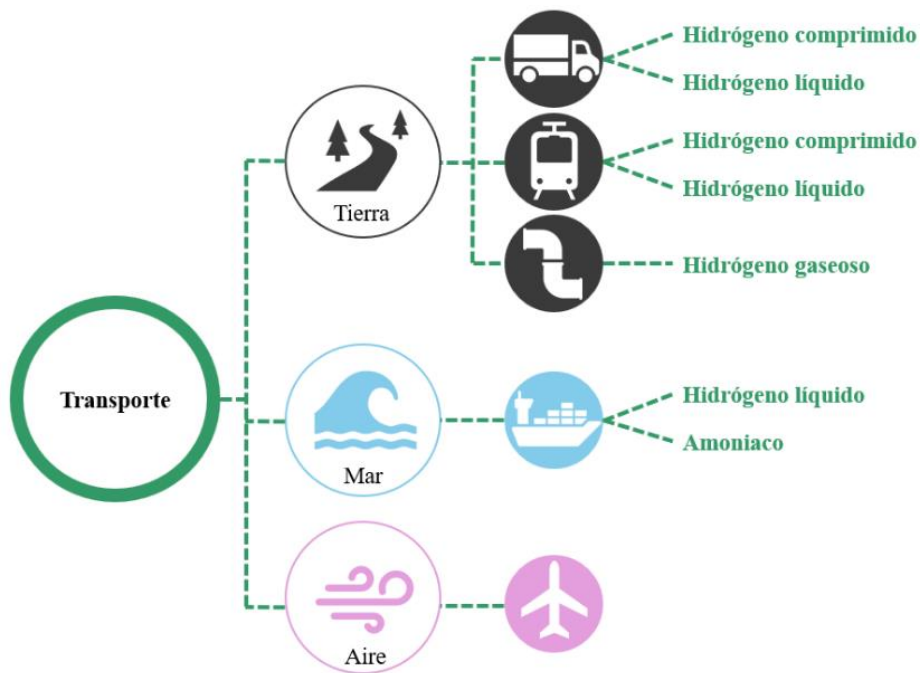


FIGURA 4. MODOS DE TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO SEGÚN EL MEDIO Y ESTADO DEL MISMO.

Fuente: Elaboración propia a partir de Misión Cavendish (2024) [13]

2.4 El papel de los corredores de hidrógeno en la transición energética

La Unión Europea se ha fijado como objetivo convertirse en el primer continente climáticamente neutro. En el marco del Pacto Verde Europeo, adoptado en 2020, se definió una estrategia integral para alcanzar la descarbonización total en el año 2050, situando la transición hacia fuentes de energía renovables como eje prioritario de acción. [14]

En julio de 2021, se estableció una meta intermedia: reducir en un 55 % las emisiones netas de gases de efecto invernadero antes de 2030. Este compromiso se recoge en el paquete legislativo conocido como *Fit for 55*, que persigue actualizar la normativa vigente y lanzar nuevas medidas que garanticen el cumplimiento de los objetivos climáticos. [14]

Además, la situación geopolítica de los últimos años ha puesto de relieve la necesidad urgente de reforzar la autonomía energética del continente. Como respuesta, en 2022 la Comisión Europea presentó el plan *REPowerEU*, concebido para acelerar la transición hacia un sistema energético basado en fuentes limpias y renovables, al tiempo que se fortalece la soberanía energética de la Unión Europea. [14]

Según el documento del plan *REPowerEU* publicado por la Unión Europea [15], el hidrógeno renovable desempeñará un papel clave en la sustitución del gas natural, el carbón y el petróleo en sectores industriales y del transporte difíciles de descarbonizar. Este plan establece como objetivo alcanzar, para el año 2030, una producción nacional de 10 millones de toneladas procedentes de importaciones.

Para lograr esta meta, será necesario acelerar el despliegue de infraestructuras específicas que permitan producir, importar y transportar un total de 20 millones de toneladas de hidrógeno en ese horizonte temporal. Aunque las infraestructuras de hidrógeno transfronterizas todavía se encuentran en una fase inicial, ya se ha sentado una base sólida para su desarrollo mediante su inclusión en la revisión de las Redes Transeuropeas de Energía (TEN-E).

En cuanto a las necesidades de inversión, se estima que las principales categorías de infraestructuras requerirán entre 28000 y 38000 millones de euros para la construcción de gasoductos dentro de la UE, y entre 6000 y 11000 millones de euros adicionales para instalaciones de almacenamiento.

Para facilitar las importaciones previstas, la Comisión Europea apoyará el desarrollo de tres grandes corredores de entrada de hidrógeno: uno a través del Mediterráneo, otro en la región del Mar del Norte, y un tercero desde Ucrania, tan pronto como las condiciones lo permitan. Además, las denominadas Asociaciones para el Hidrógeno Verde contribuirán a viabilizar estas importaciones, al tiempo que fomentarán la descarbonización en los países socios. Por último, el plan también reconoce la relevancia de otras formas de hidrógeno no fósil, como el producido a partir de energía nuclear, en la sustitución progresiva del gas natural. [15]

CAPÍTULO 3. Análisis energético del hidrógeno en España y en el contexto europeo

3.1 Introducción al análisis energético del hidrógeno en España y Europa

La implantación de un corredor europeo de hidrógeno implica necesariamente entender no solo las capacidades y necesidades del país de origen, sino también el contexto energético del conjunto de Europa. Este capítulo tiene como objetivo analizar de forma detallada las previsiones de producción y consumo de hidrógeno renovable en España, para después ponerlas en relación con las cifras estimadas a nivel europeo y valorar si existe un espacio real para que España se consolide como exportador de hidrógeno en el continente.

3.2 Estimación de la producción nacional de hidrógeno renovable

En este apartado se presenta una estimación de la producción nacional de hidrógeno verde bajo distintos escenarios de desarrollo, tomando como base tecnológica la electrólisis alimentada exclusivamente por energías renovables. En este enfoque no se ha considerado ningún tipo de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles, ya que tanto el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [16] como la Hoja de Ruta del Hidrógeno del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) [17] centran sus objetivos exclusivamente en el despliegue del hidrógeno verde como vector energético prioritario. Por tanto, las proyecciones que se presentan a continuación se ajustan a las directrices oficiales adoptadas por España en materia de descarbonización del sistema energético.

Punto de partida: 12 GW de electrólisis en 2030²

En todos los escenarios considerados, se ha tomado como punto de partida común la previsión incluida en el PNIEC actualizado en 2023, que establece una capacidad de 12 gigavatios (GW) de electrólisis instalada en 2030. Esta cifra representa un objetivo ambicioso y actualizado que reemplaza al valor anterior de 4 GW.

Escenarios de evolución: conservador, moderado y ambicioso

A partir de ese punto inicial común, se han definido tres trayectorias diferentes de crecimiento hasta 2040 y 2050.

² Aunque esta cifra constituye el objetivo oficial recogido en el PNIEC, su inclusión como punto de partida en este trabajo no implica que se considere garantizado su cumplimiento. El estado actual del desarrollo de los proyectos indica que alcanzar dicha capacidad en 2030 podría no ser factible en los plazos previstos.

- El escenario conservador proyecta una evolución de la capacidad instalada siguiendo el mismo ritmo de crecimiento de la demanda europea de hidrógeno en el escenario más contenido (según Deloitte/Clean Hydrogen Partnership [18]).
- El escenario moderado replica la tasa de crecimiento de la demanda en el escenario central europeo(según Deloitte/Clean Hydrogen Partnership [18]).
- El escenario ambicioso adopta la evolución proporcional al crecimiento más acelerado estimado para la demanda europea (según Deloitte/Clean Hydrogen Partnership [18]).

De esta forma, aunque todos los escenarios parten del mismo valor inicial en 2030, divergen progresivamente en función del grado de impulso que reciba el sector en las siguientes décadas. Esta metodología permite mantener la coherencia con las dinámicas europeas y aplicar criterios comparables entre producción y demanda, tanto a nivel nacional como internacional.

Método de cálculo

La estimación de la producción anual de hidrógeno en cada escenario se ha realizado aplicando la siguiente fórmula básica:

$$\text{Producción anual (kg H}_2\text{)} = \frac{\text{Potencia instalada (kW)} \times \text{Horas de operación anuales}}{\text{Consumo energético por kg de H}_2}$$

Los valores utilizados han sido:

- Potencia instalada: 12 000 000 kW en 2030 (según el PNIEC), evolucionando según el escenario.
- Horas de funcionamiento al año: 4500 h (factor de utilización aproximadamente del 50 %, para representar el uso medio de energías renovables variables).
- Consumo energético: 50 kWh/kg de H₂ producido.

Los resultados de producción, expresado en millones de toneladas por año, se han calculado de forma detallada en una hoja de cálculo propia y se utilizarán en los siguientes apartados para analizar el equilibrio entre oferta y demanda.

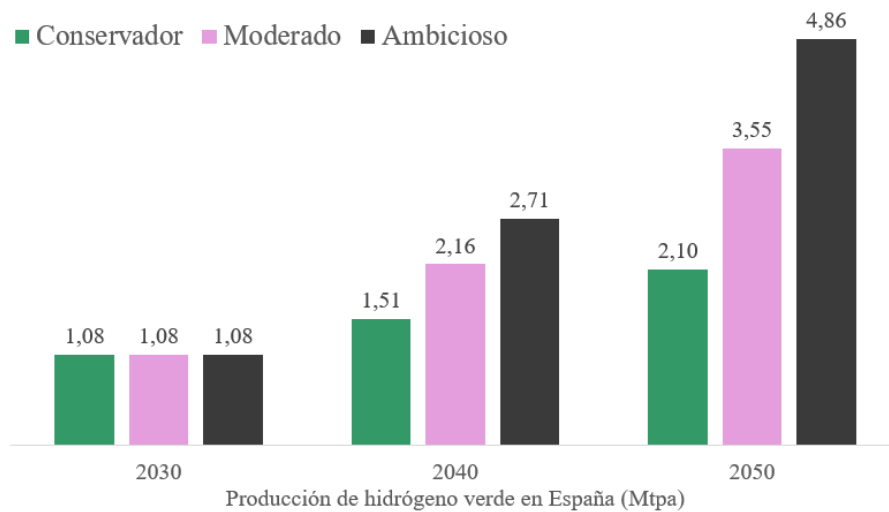


FIGURA 5: PRODUCCIÓN NACIONAL DE HIDRÓGENO RENOVABLE EN ESPAÑA SEGÚN ESCENARIO (2030-2050)

Fuente: Elaboración propia

Comparación con el escenario base de Enagás

Para contrastar estos resultados con una referencia externa real, se ha incorporado el Escenario Base publicado por Enagás en enero de 2024. Este se construyó a partir del proceso de consulta *Call for Interest* realizado a finales de 2023, en el que se recopilaron datos de proyectos con un grado de madurez superior a tres.

Según este escenario, la capacidad de electrólisis en España alcanzará los 13,4 GW en 2030, con una producción estimada de 1,6 millones de toneladas anuales de hidrógeno renovable, y una demanda interna de aproximadamente 1 Mt para ese mismo año.

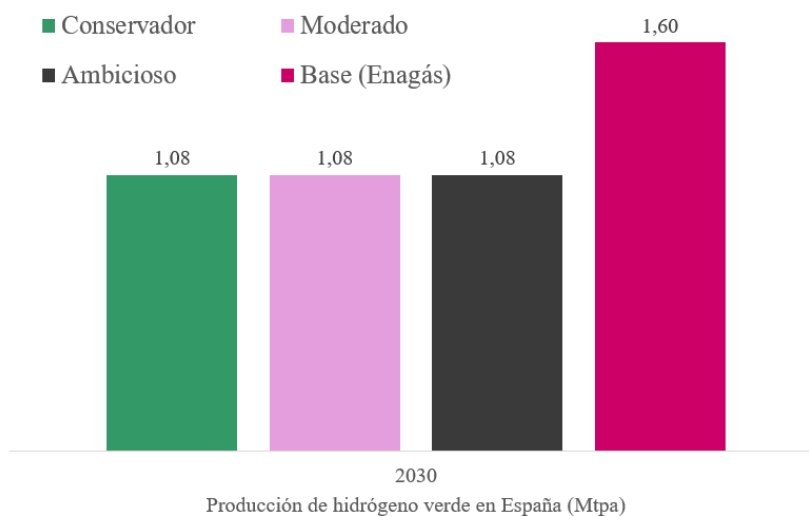


FIGURA 6: COMPARATIVA DE PRODUCCIÓN NACIONAL DE HIDRÓGENO EN 2030. ESCENARIOS PROPIOS FRENTE AL ESCENARIO BASE DE ENAGÁS

Fuente: Elaboración propia y Enagás [19]

3.3 Estimación de la demanda nacional de hidrógeno por escenarios

En este trabajo se han definido tres escenarios posibles de evolución de la demanda nacional de hidrógeno: conservador, moderado y ambicioso. A diferencia de otros enfoques que proyectan la demanda basándose en usos específicos, aquí se ha optado por una metodología coherente con la empleada en el apartado anterior: se parte de la demanda europea total prevista en cada escenario, y se estima la parte correspondiente a España de forma proporcional y coherente con los datos del Excel.

Método de estimación

La demanda de hidrógeno renovable en España se ha calculado a partir de los escenarios de demanda total de Europa definidos por Deloitte y la Clean Hydrogen Partnership [18], para los años 2030, 2040 y 2050. Para trasladar estos valores al caso español, se ha utilizado una proporción real del 7,57 %, que refleja el peso relativo de España en el consumo europeo de hidrógeno en el año 2023. Aplicando este porcentaje fijo a cada escenario europeo de demanda, se obtienen los valores estimados de demanda nacional en los distintos horizontes temporales y escenarios de crecimiento.

Resultados obtenidos

Los resultados se expresan en millones de toneladas de hidrógeno por año, para los horizontes 2030, 2040 y 2050.

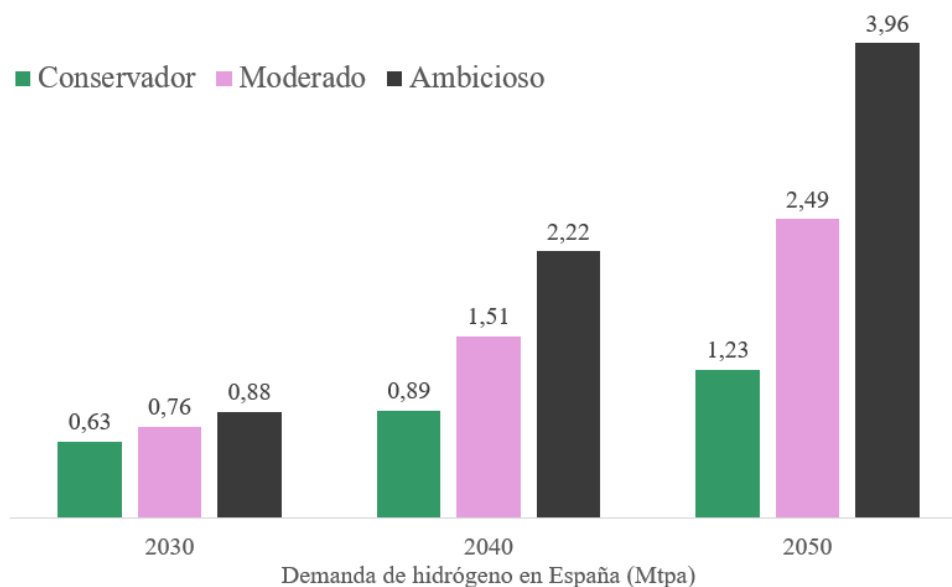


FIGURA 7: DEMANDA NACIONAL DE HIDRÓGENO EN ESPAÑA SEGÚN ESCENARIO (2030-2050)

Fuente: Elaboración propia

3.4 Comparación entre la producción y demanda nacional. Balance energético y posibilidad de exportación

Una vez estimadas las trayectorias de producción y demanda de hidrógeno renovable en España, el siguiente paso consiste en confrontar ambos conjuntos de datos para evaluar el balance energético nacional en cada escenario. Este análisis permite determinar si España podría alcanzar un punto de autosuficiencia o incluso generar un excedente de hidrógeno susceptible de exportarse a otros países europeos.

Comparación por escenarios

La comparación entre la producción y la demanda nacional se ha realizado para los años 2030, 2040 y 2050, manteniendo la coherencia entre los tres escenarios definidos: conservador, moderado y ambicioso. En cada uno de ellos se ha calculado el balance energético neto como la diferencia entre la producción y el consumo estimados. Los valores han sido obtenidos directamente del Excel desarrollado para este trabajo.

Los tres escenarios muestran que España mantendría un balance positivo en todos los años analizados, es decir, que la producción de hidrógeno renovable sería suficiente para cubrir su demanda interna y, además, permitiría disponer de un cierto excedente exportable en cada caso. Este resultado indica que, si los planes de despliegue se cumplen según los escenarios previstos, España podría posicionarse como exportador de hidrógeno renovable ya a partir de 2030.

3.5 Demanda de hidrógeno en Europa y oportunidades de exportación para España

En este punto se pretende analizar la demanda prevista en el resto de Europa para valorar si existe un mercado receptor realista para el excedente español. Para ello, se han considerado dos fuentes complementarias: las proyecciones europeas de Deloitte/Clean Hydrogen Partnership [18] y las estimaciones globales de Goldman Sachs [1], ajustadas específicamente para el caso europeo.

Proyecciones de Deloitte/Clean Hydrogen Partnership

Las estimaciones publicadas por Deloitte [18] contemplan tres escenarios de crecimiento de la demanda total de hidrógeno en Europa hasta 2050: conservador, moderado y ambicioso. Estas proyecciones están expresadas en teravatios-hora por año (TWh/año), que se han convertido a millones de toneladas por año (Mtpa) usando un factor de conversión medio de $33,33 \text{ TWh de H}_2 = 1 \text{ Mt de H}_2$.

Como parte del análisis realizado en este trabajo, se ha calculado también la demanda europea excluyendo a España, restando la demanda nacional (ver 3.3 Estimación de la demanda nacional de hidrógeno por escenarios) a cada valor total. El resultado permite cuantificar con mayor precisión el mercado potencial accesible para la exportación de hidrógeno español.

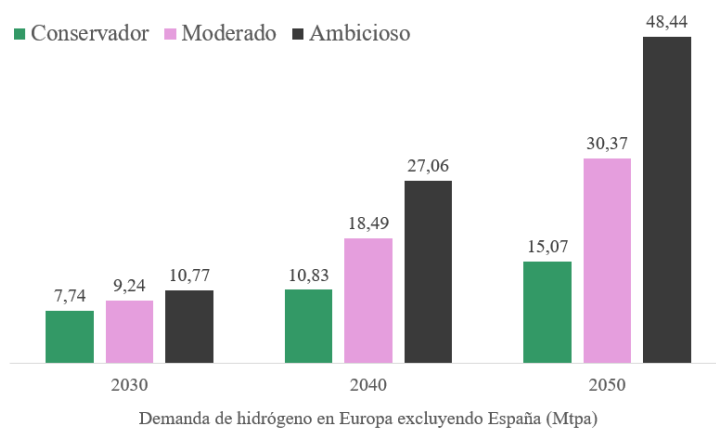


FIGURA 8: DEMANDA ESTIMADA DE HIDRÓGENO EN EUROPA (EXCLUYENDO ESPAÑA) SEGÚN ESCENARIOS DE DELOITTE (2023)

Fuente: Elaboración propia a partir de Deloitte. 2023 [18]

Proyecciones globales de Goldman Sachs

Para reforzar este análisis, se han incorporado los escenarios de demanda de hidrógeno mundial elaborados por Goldman Sachs (2022) [1], que contemplan tres trayectorias: Bear, Base y Bull. Estas cifras se expresan en millones de toneladas por año a escala global, sin desgloses regionales.

Para adaptarlas al caso europeo, se ha utilizado como referencia el dato publicado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) en su *Global Hydrogen Review 2024* [7], que indica que Europa representó el 8 % del consumo mundial de hidrógeno en 2023. Aplicando ese porcentaje sobre las proyecciones globales de Goldman Sachs, se han obtenido las siguientes estimaciones aproximadas para Europa (excluyendo España):

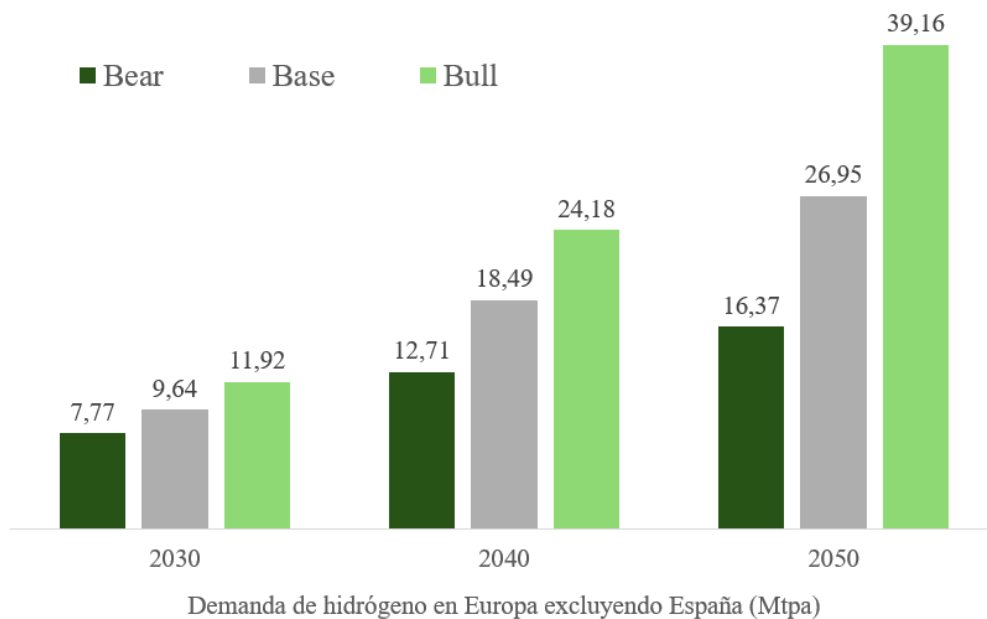


FIGURA 9: DEMANDA ESTIMADA DE HIDRÓGENO EN EUROPA (EXCLUYENDO ESPAÑA) SEGÚN ESCENARIOS GLOBALES ADAPTADOS DE GOLDMAN SACHS (2030-2050)

Fuente: Elaboración propia a partir de Goldman Sachs, 2022 [1]

Estas cifras confirman que, incluso bajo metodologías diferentes, las estimaciones de demanda europea coinciden con bastante precisión.

Oportunidades de exportación para España

La comparación entre el excedente español estimado (entre 0,20 y 0,45 Mtpa en 2030, según escenario) y la demanda disponible en Europa excluyendo a España (entre 7,74 y 10,77 Mtpa en 2030, según Deloitte) revela una oportunidad real y temprana de exportación.

Aunque el volumen disponible para exportar en 2030 es limitado, el contexto europeo ofrece un mercado receptor claro, en crecimiento y con una estrategia común de descarbonización. Además, la posición de España como productor competitivo de hidrógeno renovable se ve reforzada por su alta disponibilidad de recursos solares y la planificación de infraestructuras específicas como H₂Med o la Red Troncal Española de Hidrógeno.

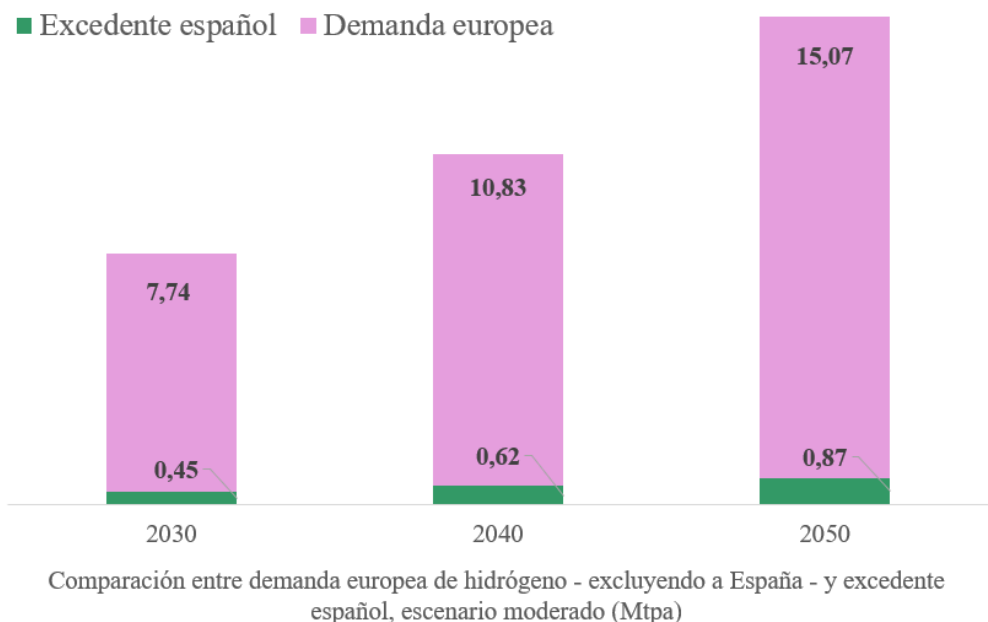


FIGURA 10: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE HIDRÓGENO EN EUROPA Y MERCADO POTENCIAL DE EXPORTACIÓN PARA ESPAÑA (ESCENARIO CONSERVADOR)

Fuente: Elaboración propia

3.6 Conclusiones del capítulo

El análisis desarrollado en este capítulo permite afirmar que, si se cumplen los planes actuales de despliegue de electrólisis en España, el país dispondrá de una capacidad suficiente no solo para cubrir su demanda nacional de hidrógeno renovable, sino también para generar un pequeño excedente desde el año 2030.

Este equilibrio favorable, aunque ajustado, justifica el inicio de una estrategia exportadora basada en proyectos maduros y en la planificación de infraestructuras de transporte adecuadas. El siguiente capítulo abordará precisamente este aspecto, analizando el trazado y viabilidad logística de un corredor que permita canalizar ese hidrógeno excedentario hacia los principales polos de consumo industrial del continente.

CAPÍTULO 4. Análisis Logístico del Corredor de Hidrógeno

4.1 Justificación del trazado, ¿por qué exportar hidrógeno?

España presenta unas condiciones técnicas y geográficas especialmente favorables para exportar hidrógeno renovable hacia el resto de Europa. En primer lugar, dispone de un alto potencial de generación de energías renovables, especialmente solar y eólica. Según datos del informe *European Electricity Review* [20], España lidera la producción solar en Europa y ocupa el segundo lugar en potencia eólica instalada. Este recurso energético permite producir hidrógeno verde con costes competitivos respecto a otros países europeos.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) actualizado en 2023 contempla alcanzar los 12 GW de capacidad instalada de electrólisis para el año 2030 [16], lo que supone triplicar el objetivo anterior de 4 GW fijado en la Hoja de Ruta del Hidrógeno de 2020 [21]. A largo plazo, estos valores permiten proyectar una producción de hidrógeno renovable en torno a 3,55 Mt anuales en 2050, mientras que la demanda interna estimada sería de 2,49 Mt anuales. Esto deja un excedente potencial superior a 1 Mt anuales para exportación.

En paralelo, el estudio “*Study on hydrogen in ports and industrial coastal areas*” [18] prevé una demanda de hidrógeno superior a 30 Mt para 2050, excluyendo a España. Esta diferencia entre la producción nacional y la demanda exterior es una de las bases para justificar la necesidad de crear una infraestructura específica de exportación.

España ya cuenta con una red de infraestructuras energéticas desarrollada, especialmente en transporte de gas, que puede facilitar la implementación de corredores de hidrógeno. Proyectos como H₂Med [14], impulsado por Enagás, prevén conectar España y Portugal con Francia a través de un gasoducto específico para hidrógeno con capacidad para transportar hasta 2 Mt por año a partir de 2030.

Por tanto, la combinación de alto potencial renovable, planificación energética nacional, exceso de producción futura, demanda creciente en Europa y disponibilidad de infraestructuras existentes o planificadas hace razonable plantear un corredor para exportar hidrógeno desde España hacia Europa Central. Este último punto se desarrollará en los apartados siguientes.

4.2 Ejemplos y proyectos existentes

El despliegue del hidrógeno renovable a gran escala en Europa no es una hipótesis futura, sino una realidad en construcción. Actualmente, existen múltiples proyectos que ya están en fase de planificación, financiación o incluso ejecución, y que demuestran la viabilidad técnica, política y económica del trazado propuesto para conectar España con Europa Central. En este apartado se analizan 3 de los principales referentes en este contexto: el proyecto H₂Med, el plan European Hydrogen Backbone (EHB) -dentro del cual se engloba el proyecto H₂Med- y los Proyectos

Importantes de Interés Común Europeo (IPCEIs), con especial atención al papel que desempeñan en España.

H₂Med [22]

Es el proyecto más avanzado de interconexión física de hidrógeno entre España, Portugal y Francia. Está compuesto por dos grandes infraestructuras: la interconexión CelZa (Celorico da Beira-Zamora), que conecta Portugal con España; y el gasoducto submarino BarMar (Barcelona-Marsella), que conecta la red española con la francesa. Según Enagás, el corredor permitirá transportar hasta 2 millones de toneladas de hidrógeno al año (Mt) a través de BarMar y 0,75 Mt/año mediante CelZa. Ambos proyectos han sido reconocidos como Proyectos de Interés Común (PCI) por la Comisión Europea en la convocatoria de abril de 2024.

Se espera que esté operativo para 2030. El diseño contempla una infraestructura específica para hidrógeno (no reconvertida) y se ha estimado una inversión conjunta superior a los 2500 millones de euros. La propuesta fue impulsada por España, Portugal y Francia, y cuenta con el apoyo financiero del Mecanismo Conectar Europa (CEF).



FIGURA 11: RED TRONCAL IBÉRICA Y CONEXIONES TRANSFRONTERIZAS DEL PROYECTO H₂MED

Fuente: Enagás [22]

European Hydrogen Backbone (EHB) [8]

Es una iniciativa promovida por 33 operadores de redes de gas europeos (TSOs) con el objetivo de desarrollar una red paneuropea de hidrógeno con más de 50 000 km operativos para 2040, aunque se espera que para 2030 esta red pueda transportar la mitad del hidrógeno que la UE quiere usar. Esta red conectará los principales centros de producción con los polos de demanda industriales del norte y centro de Europa, incluyendo Alemania, Países Bajos, Bélgica, Francia e Italia. La red combinará infraestructuras nuevas con reconversiones de gasoductos existentes.

En un principio, desde EHB se han planteado cinco corredores (ver Figura 12), que podrían ampliarse en el futuro.

- Corredor A – Norte de África y Europa meridional
- Corredor B – Suroeste de Europa y Norte de África
- Corredor C – Mar del Norte
- Corredor D – Regiones nórdicas y bálticas
- Corredor E – Europa oriental y sudoriental



FIGURA 12: CORREDORES PLANTEADOS EN EL EHB

Fuente: Good New Energy (2022) [23]

En el caso de España, los ejes HySoW y Hy-FEN (ver Figura 13) facilitarán la conexión del sistema nacional con la red francesa, enlazando a su vez con los trazados del centro de Europa. El trazado previsto en el EHB incluye las infraestructuras propuestas por Enagás y proyectadas en el mapa de la red troncal española de hidrógeno (ver Figura 13). La integración de H₂Med con EHB refuerza la posición estratégica de España como punto de entrada del hidrógeno renovable en Europa.

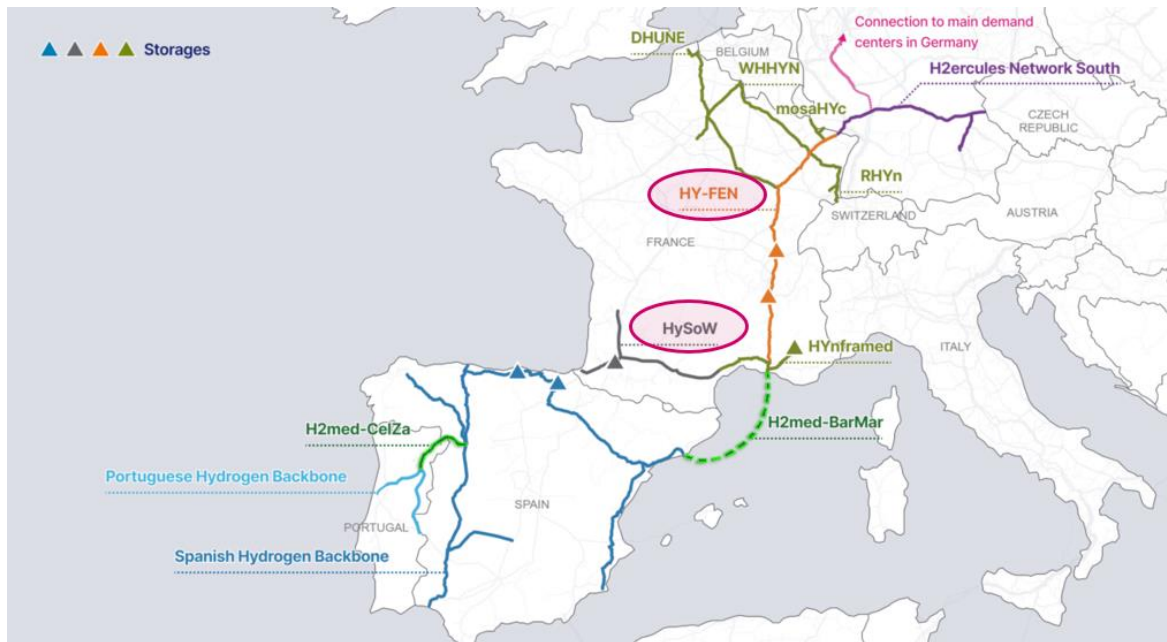


FIGURA 13: CONEXIÓN DE LAS REDES TRONCALES NACIONALES DE HIDRÓGENO.

Fuente: H₂Med Project [24]

Proyectos IPCEI y valles del hidrógeno

Los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEIs) han sido uno de los principales mecanismos de financiación y coordinación para el desarrollo de valles del hidrógeno en España. En 2023, el MITECO anunció la asignación de 1200 millones de euros a siete valles del hidrógeno a través del programa de Hy2Use, dentro del PERTE de Energías Renovables [25]. Entre los proyectos seleccionados se encuentran los valles de Cartagena, Puertollano, Huelva y el País Vasco.

Estos *hubs* (ver Figura 14) desempeñan un papel clave como origen del hidrógeno que se va a exportar a través del corredor analizado. Están vinculados a redes locales de producción, almacenamiento y distribución. Estos permiten, además, desarrollar tecnologías asociadas (compresión, inyección, almacenamiento subterráneo) y forman parte del ecosistema técnico necesario para el funcionamiento global del corredor hispano-europeo.



FIGURA 14: MAPA DE LOS PROYECTOS ACTUALES Y COMERCIALES Y DE HIDRÓGENO EN ESPAÑA CON UN NIVEL DE MADUREZ TECNOLÓGICA SUPERIOR A TRES.

Fuente: Asociación Española del Hidrógeno (2024) [26]

4.3 Selección de la ruta: destino, trazado y viabilidad

La selección de la ruta para exportar hidrógeno desde España hacia Europa responde a múltiples criterios estratégicos, energéticos, técnicos y logísticos. Este apartado tiene como objetivo identificar el trazado más adecuado que permita transportar el excedente de hidrógeno renovable desde los polos de producción nacionales hasta los centros de consumo del continente, minimizando los costes y aprovechando al máximo la infraestructura existente o planificada. La elección debe considerar tres elementos clave: el destino final del hidrógeno, el trazado físico de los puntos de origen en España hasta la interconexión europea, y la viabilidad técnica del recorrido propuesto.

En cuanto al destino, los informes internacionales más relevantes (como Deloitte/CHJU 2023 [18] o el *Implementation Roadmap* del EHB 2024 [8]) apuntan que la mayor demanda futura de hidrógeno en Europa se concentrará en países como Alemania, Países Bajos y el norte de Francia. Estos países están promoviendo la descarbonización de industrias como la siderúrgica, el refino, la producción de amoníaco y el transporte pesado, todas ellas consumidoras intensivas de hidrógeno. Por ejemplo, solo Alemania espera superar las 10 Mt de demanda en 2050, según proyecciones de Hydrogen Europe [27]. Por tanto, el trazado debe conectar España con estos núcleos industriales situados en el eje central europeo.

Respecto al trazado físico, la opción más coherente y eficiente comienza en los principales valles del hidrógeno en desarrollo dentro del territorio español. Regiones como Cartagena, Puertollano y Huelva concentran gran parte de la capacidad de electrólisis proyectada y están siendo financiadas a través de programas europeos como el IPCEI Hy2Use y el PERTE de Energías Renovables. Desde estos *hubs*, el hidrógeno puede canalizarse a través de la red troncal planificada por Enagás, que contempla más de 2700 km de gasoductos para 2030 a través de dos corredores troncales (ver Figura 15). El primero, con una longitud estimada de 1500 kilómetros, agrupa los ejes estratégicos del norte y este peninsular, incluyendo la Cornisa Cantábrica, el Valle del Ebro y la zona del Levante. El segundo corredor, de unos 1250 kilómetros, se extiende por la zona occidental, conectando la Vía de la Plata con el Valle del Hidrógeno de Puertollano, en Castilla-La Mancha. [28]



FIGURA 15: RED TRONCAL DE INFRAESTRUCTURAS DE HIDRÓGENO

Fuente: Enagás 2023 [29]

La interconexión con Europa se realizaría a través del gasoducto submarino BarMar (ver Figura 15) que unirá Barcelona Y Marsella. Este gasoducto forma parte del proyecto H₂Med y ha sido reconocido como Proyecto de Interés Común (PCI) por la Comisión Europea [30]. Tendrá capacidad para transportar hasta 2 Mt anuales de hidrógeno renovable y se espera que entre en funcionamiento en torno al año 2030. En paralelo, la conexión CelZa (Celorico da Beira-Zamora) permitirá la entrada de hidrógeno portugués, aumentando la flexibilidad del sistema. Ambos ejes se integrarán con la red española, creando una salida directa desde la península hacia el corazón industrial europeo. [14]

Una vez en Francia, el hidrógeno se distribuirá a través de la red propuesta por el European Hydrogen Backbone (ver Figura 16) [8], que prevé más de 50 000 km de ductos de hidrógeno a escala europea. El eje francés Hy-FEN y el eje alemán Hércules permitirán el transporte continuo desde Marsella hacia el norte de Europa. Este trazado ya ha sido evaluado técnicamente y está incluido en las hojas de ruta de los operadores de red franceses (GRTgaz) y alemanes (ONTRAS y Open Grid Europe). En conjunto, esta ruta presenta una gran viabilidad física, ya que puede provechar en gran medida el trazado y las servidumbres de las redes gasistas actuales, reduciendo el impacto ambiental y los costes asociados a nuevas expropiaciones. [30]

En conclusión, la ruta que parte de los *hubs* españoles, cruza Cataluña y se conecta con Francia a través de BarMar para luego alcanzar Europa Central vía la red EHB representa la opción más razonable para exportar el excedente de hidrógeno desde España. Se apoya en infraestructuras reales y en estrategias continentales (*REPowerEU, Fit for 55*). Teniendo en cuenta todo esto, este trabajo se centrará en el estudio de un corredor como el BarMar, ya que es la infraestructura que representaría el nodo de conexión entre España y el resto de Europa.

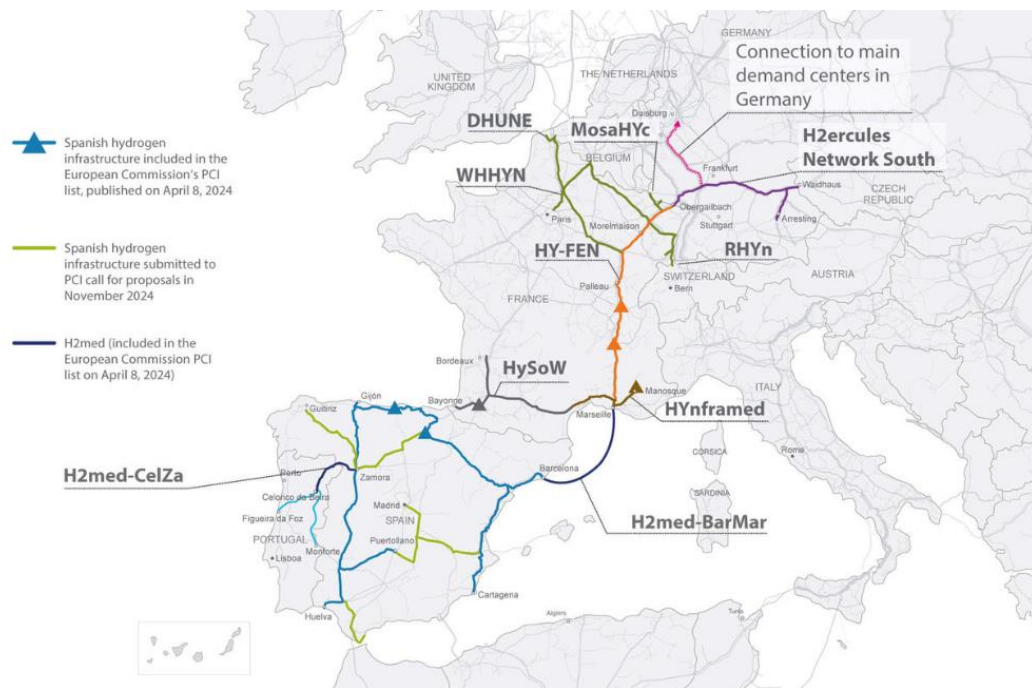


FIGURA 16: RED EUROPEA DE HIDRÓGENO PREVISTA POR EL EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE

Fuente: EHB, Implementation Roadmap 2024 [8]

4.4 Características técnicas de la infraestructura necesaria

La puesta en marcha de un corredor europeo de hidrógeno desde España requiere infraestructuras con unas especificaciones concretas que garanticen el transporte seguro, eficiente y continuo del gas. Estas características no solo deben adaptarse al comportamiento del hidrógeno, sino también a los estándares europeos para asegurar la interoperabilidad entre redes nacionales. A continuación, se exponen algunos aspectos del diseño y operación de esta red.

4.3.1 Materiales de diseño y tuberías

Uno de los desafíos más relevantes en el diseño de infraestructuras para el hidrógeno es su interacción con los metales, en especial con ciertos tipos de acero. Un fenómeno que puede presentar problemas es el agrietamiento inducido por hidrógeno (*Hydrogen Induced Cracking*, HIC), que se produce por la acción combinada de un esfuerzo de tensión y el hidrógeno en el metal (ver Figura 17). Este gas se genera en la superficie del acero como resultado de reacciones químicas, y posteriormente puede difundirse hacia su interior. Allí, al acumularse en determinadas zonas, genera moléculas de hidrógeno gaseoso que incrementan la presión interna y provocan microgrietas. Estas pueden no detectarse fácilmente, pero deterioran progresivamente la resistencia estructural del componente.



FIGURA 17: GRIETA INDUCIDA POR HIDRÓGENO (HIC)

Fuente: Inspecnet (2023) [31]

Este tipo de daño es especialmente crítico en aceros de alta resistencia (por encima de los 1034 MPa), que muestran una mayor susceptibilidad a este fenómeno que los aceros más blandos. Si las fisuras se propagan y se interconectan, pueden llegar a provocar fracturas incluso en condiciones de carga inferiores a las de diseño, comprometiendo la seguridad del sistema.

Por esta razón, los componentes utilizados en el transporte y almacenamiento de hidrógeno (como tanques o tuberías) deben diseñarse para soportar no solo elevadas presiones y tensiones, sino también la permeabilidad característica del gas y sus efectos sobre las propiedades mecánicas del acero.

En la práctica, se recurre habitualmente a materiales compuestos reforzados con fibra de carbono, así como a aceros al carbono e inoxidable, cuya elección depende de variables como la presión, temperatura o presencia de impurezas del hidrógeno. No obstante, la fragilización por hidrógeno sigue siendo un problema reconocido. Para reducir su impacto, se emplean técnicas como el sobredimensionamiento de los elementos estructurales o la aplicación de recubrimientos superficiales que dificultan la penetración del gas.

Asimismo, el tipo de acero inoxidable seleccionado es determinante. Se ha demostrado que aleaciones con mayores proporciones de cromo y níquel presentan mejor resistencia frente al deterioro inducido por hidrógeno. [31]

En el caso de la infraestructura de hidrógeno interior de España [32], el material de los ductos es acero de alto límite elástico y se utilizarán diámetros de entre 16'' y 32''.

En contraste, el ducto submarino (BarMar) [22] tendrá un diámetro de 28'' aproximadamente.

4.3.2 Presión de operación y estaciones de compresión

El transporte de hidrógeno requiere mayores esfuerzos de compresión que el gas natural, principalmente debido a su baja densidad energética. Para transportar la misma cantidad de energía, el volumen de hidrógeno necesario es hasta tres veces mayor que el del gas natural. Este aumento de volumen, combinado con sus propiedades físico-químicas (baja masa molar y elevado caudal volumétrico), hace que las estaciones de compresión deban adaptarse o incluso rediseñarse completamente para cumplir con dichos requisitos [33].

Las estaciones de compresión son instalaciones esenciales para el transporte eficiente del hidrógeno a larga distancia. Su función es inyectar energía en forma de presión al gas, permitiendo que el hidrógeno mantenga un flujo constante a lo largo de los ductos. Según el informe de Enagás sobre la infraestructura española de hidrógeno [32], estas estaciones incluyen sistemas de compresores accionados por motores eléctricos, cuya función es adaptar la presión del gas según las necesidades del sistema en tiempo real. Antes de llegar a estos compresores el hidrógeno pasa por un sistema de filtración, cuya finalidad es eliminar todo aquello que podría comprometer el buen funcionamiento o la integridad de los equipos técnicos involucrados.

Una vez comprimido, el gas experimenta un aumento de temperatura significativo como consecuencia del propio proceso. Por ello, antes de su reintroducción en la red de transporte, el hidrógeno debe ser enfriado. Para esta tarea, se emplean aero-enfriadores, que permiten reducir la temperatura del flujo a niveles seguros para su conducción por la infraestructura.

En cuanto al ducto submarino que uniría España con Francia (Proyecto BarMar) [22], este contará con una estación de compresión en Barcelona con una potencia estimada de 140 MW. Además, se prevé que opere a una presión de 210 bar, una cifra notablemente superior a la media habitual en redes terrestres, ya que el ducto alcanzará profundidades de hasta 2600 metros bajo el nivel del mar.

4.3.3 Calidad del hidrógeno

En primer lugar, la pureza del hidrógeno varía según su aplicación. Por ejemplo, las pilas de combustibles requieren niveles extremadamente altos, mientras que el hidrógeno de uso industrial se sitúa por encima del 99,95 % de pureza. En redes mixtas o parcialmente reconvertidas, se ha observado que no es posible alcanzar valores superiores al 99,99 % exigidos en aplicaciones muy específicas, aunque esto puede suplirse con procesos de purificación local para los consumidores que lo necesiten [33].

Desde el lado de la producción, las tecnologías actuales ofrecen rangos de pureza entre el 97,5 % y el 98,5 % para el reformado con vapor de metano, y superiores al 99,999 % para tecnologías de electrólisis PEM o alcalina. Esto implica que, para asegurar la interoperabilidad de las infraestructuras europeas, será necesario establecer una especificación común que fije los niveles de pureza del hidrógeno transportado, permitiendo una compatibilidad mínima entre tramos de red.

4.3.4 Temperatura y condiciones operativas

A diferencia del hidrógeno líquido, el transporte por ducto no requiere condiciones criogénicas. Sin embargo, deben controlarse los rangos de temperatura para evitar problemas en la expansión térmica de los materiales, la formación de condensados o la generación de presiones no deseadas.

4.3.5 Interoperabilidad y estándares europeos

En mayo de 2024, el Consejo Europeo aprobó el paquete legislativo “*Hydrogen and Decarbonised Gas Markets Decarbonisation Package*”, cuyo objetivo es reformar el marco regulador de la Unión Europea para los gases de bajas emisiones. Las futuras redes de hidrógeno estarán reguladas bajo el modelo de “*Regulated Asset Base*” (RAB), lo que permitirá a los operadores obtener una rentabilidad garantizada a cambio de permitir el acceso a su infraestructura [7].

Además, destacan iniciativas como la European Clean Hydrogen Alliance (ECHA), que propone una hoja de ruta común en materia de normalización y compatibilidad entre los Estados Miembros. Entre sus prioridades se incluyen: el diseño de componentes normalizados, el desarrollo de especificaciones para el transporte, y el despliegue de sistemas de trazabilidad digital del hidrógeno, que permitan certificar su ruta desde el origen hasta el consumo final [34].

En este contexto, también se contempla el desarrollo de acuerdos de cooperación transfronteriza entre operadores europeos de infraestructuras, como GRTgaz (Francia), ONTRAS (Alemania) y Gasunie (Países Bajos). Estos actores ya participan conjuntamente en iniciativas como el European Hydrogen Backbone, con el objetivo de garantizar una operación coordinada de las redes nacionales y facilitar el comercio internacional de hidrógeno a través de ductos de gran capacidad [8].

4.5 Volumen exportable y requerimientos logísticos del corredor

La capacidad real de exportación de hidrógeno desde España hacia el centro de Europa no depende únicamente de un excedente productivo, sino también de que la infraestructura nacional e internacional esté correctamente dimensionada para absorber ese volumen. En lugar de volver a desarrollar conceptos ya expuestos en capítulos anteriores, este apartado presenta una visión sintética y aplicada de la compatibilidad entre el hidrógeno disponible para exportación y las condiciones logísticas mínimas necesarias para canalizarlo.

El análisis se centra en el año 2030 bajo el escenario moderado, ya que es el horizonte temporal en el que se prevé que entre en funcionamiento la infraestructura clave del corredor, como el ducto submarino BarMar. El volumen de hidrógeno renovable disponible para exportación en ese año, según los cálculos del trabajo, se estima en aproximadamente 0,45 Mtpa, valor que se sitúa muy por debajo de la capacidad de transporte prevista por las infraestructuras actualmente en desarrollo.

A continuación, se resumen en una tabla los principales elementos técnicos y logísticos que permitan absorber ese volumen.

| | |
|-----------------------------|---------------------|
| Volumen exportable estimado | 0,45 Mtpa |
| Capacidad ducto BarMar | 2 Mtpa |
| Capacidad red nacional | >2 Mtpa |
| Presión operativa | 210 bar |
| Estación de compresión | 140 MW en Barcelona |
| Diámetro del ducto | 28'' |
| Longitud | 455 km |
| Profundidad máxima | 2600 m |

TABLA 1: RESUMEN LOGÍSTICO DEL CORREDOR EN 2030 (ESCENARIO MODERADO)

Fuente: Elaboración propia

Esta tabla permite visualizar de forma clara que la infraestructura prevista (tanto a nivel nacional como en su conexión internacional) está diseñada para absorber el hidrógeno renovable que España podría exportar a corto plazo. Además, sienta las bases técnicas mínimas que deberán mantenerse para garantizar un flujo estable, eficiente y compatible.

CAPÍTULO 5. Análisis Económico

5.1 Coste estimado de la infraestructura

Aunque en el capítulo anterior se ha analizado la red troncal interior de transporte de hidrógeno en España, en este apartado el enfoque se centra exclusivamente en la infraestructura clave para la exportación: el ducto internacional que conectará la península ibérica con el resto de Europa. En el contexto de este trabajo, tomamos como referencia el gasoducto submarino BarMar, perteneciente al proyecto H₂Med, por tratarse de la propuesta más avanzada y realista actualmente en fase de planificación.

En ausencia de un presupuesto oficial desglosado, este apartado presenta una estimación fundamentada exclusivamente en valores de referencia publicados en fuentes reconocidas, con especial atención al informe más reciente de EHB (2024) [35] y al estudio de Dii – MENA (2024) [9], ambos centrados en proyectos reales de transporte de hidrógeno.

5.1.1 Costes de inversión (CAPEX)

En este apartado se estima la inversión inicial necesaria para construir la infraestructura de transporte de hidrógeno, centrada exclusivamente en el ducto submarino BarMar, que conectará Barcelona con Marsella a través de 455 km de recorrido y un diámetro aproximado de 28 pulgadas. La fuente principal para esta estimación es el informe del European Hydrogen Backbone 2020 [33], que proporciona valores de referencia para distintas configuraciones de ductos.

Coste del ducto submarino (material y construcción)

El informe de EHB proporciona estimaciones de CAPEX por kilómetro para ductos submarinos de hidrógeno según distintos diámetros. A partir de los valores disponibles para 36’’ (5,44 M€/km) y 48’’ (7,48 M€/km), se ha realizado una extrapolación lineal para un ducto de 28’’, resultando un coste estimado de 4,08 M€/km. Aplicando este valor a los 455 km del ducto BarMar:

- CAPEX ducto submarino (28’’) = 4,08 M€/km × 455 km = **1856,4 M€**

Coste de la estación de compresión

Según el EHB 2024, el coste de una estación de compresión nueva es de 4 M€/MW instalado. Considerando que el diseño previsto para el ducto BarMar incluye una estación de compresión en Barcelona con 140 MW de potencia, se obtiene:

- CAPEX estación de compresión = 140 MW × 4 M€/MW = **560 M€**

| | |
|---------------------------------|------------------|
| Ducto submarino (28'') | 1856,4 M€ |
| Estación de compresión (140 MW) | 560 M€ |
| CAPEX total estimado | 2416,4 M€ |

TABLA 2: DESGLOSE DE COSTES DE INVERSIÓN (CAPEX) DEL DUCTO BARMAR

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EHB (2024) [35]

5.1.2 Costes previos al desarrollo del proyecto (DEVEX)

Además de los costes de inversión directa en infraestructuras, todo proyecto energético requiere una serie de gastos previos a la fase de construcción. Estos costes se conocen como DEVEX (*Development Expenditure*) y hacen referencia al conjunto de actividades necesarias para diseñar, planificar y autorizar el proyecto. Suelen incluir:

- Ingeniería básica y de detalle
- Estudios de viabilidad y dimensionamiento
- Estudios de impacto ambiental
- Tramitación de licencias, permisos y autorizaciones
- Supervisión técnica antes del inicio de obra

Según el informe del EHB (2024), el DEVEX puede estimarse como un 2,5 % del CAPEX total del proyecto.

Dado que en este caso se ha estimado un CAPEX total de 2416,4 M€ (ver apartado 5.1.1), se obtiene:

- $DEVEX = 0,025 \times 2416,4 = \mathbf{60,41 \text{ M€}}$

Aunque no se dispone del desglose detallado de estas partidas, se incluye esta estimación para reflejar su impacto en la planificación y costes reales del proyecto.

| | |
|--------------|-----------------|
| DEVEX | 60,41 M€ |
|--------------|-----------------|

TABLA 3: ESTIMACIÓN DE COSTES PREVIOS AL DESARROLLO DEL PROYECTO (DEVEX)

Fuente: Elaboración propia a partir de EHB (2024) [35]

5.1.3 Costes de operación (OPEX)

Los costes de operación y mantenimiento (OPEX) se refieren a los gastos recurrentes necesarios para garantizar el funcionamiento adecuado del sistema de transporte, una vez construida la infraestructura. A continuación se presentan los principales componentes del OPEX, según los parámetros establecidos en el informe EHB 2024 [35].

Coste de mantenimiento de ducto

Corresponde al 0.9 % del CAPEX del ducto submarino:

- $OPEX \text{ ducto submarino} = 0,009 \times 1856,4 \text{ M€} = \mathbf{16,71 \text{ M€/año}}$

Coste de mantenimiento de la estación de compresión

Corresponde al 1,7 % del CAPEX de la estación de compresión:

- OPEX estación de compresión³ = $0,017 \times 560 \text{ M€} = 9,52 \text{ M€/año}$

Coste variable anual de consumo energético de la estación de compresión

Este coste representa el gasto anual asociado al consumo eléctrico de la estación de compresión. Se calcula como un coste operativo variable adicional, ya que no está incluido dentro del OPEX fijo (mantenimiento), y depende.

En este trabajo se ha estimado el coste utilizando los datos técnicos del proyecto:

- Potencia instalada: 140 MW
- Horas de operación anuales: 4500 h
- Precio estimado de la electricidad en España (2024)⁴: 76,30 €/MWh

Coste energético anual = **48,07 M€/año**

| | |
|--|-----------------|
| OPEX ducto submarino | 16,71 M€ |
| OPEX estación de compresión | 9,52 M€ |
| Consumo energético de la estación (variable) | 48,07 M€ |
| OPEX total anual estimado⁵ | 74,30 M€ |

TABLA 4: DESGLOSE DE COSTES OPERATIVOS ANUALES (OPEX) DEL SISTEMA DE TRANSPORTE BARMAR

Fuente: Elaboración propia partir de datos de EHB (2024) [35]

De forma general, el OPEX incluye tanto los costes fijos (mantenimiento de la infraestructura y de la estación de compresión) como los costes variables asociados al consumo energético.

Por contraste, el informe de MENA 2024 utiliza valores en muchos casos derivados del propio EHB, pero con pequeñas diferencias: por ejemplo, un precio de electricidad más bajo (60 €/MWh), con una horquilla de OPEX del ducto entre 0,8 % y 1 %.

Como resumen de este capítulo, en la siguiente tabla se presentan los principales costes asociados al desarrollo y operación del sistema de transporte BarMar, diferenciando entre los gastos de inversión inicial, los costes previos al desarrollo y los costes anuales de operación.

³ Este coste corresponde únicamente al mantenimiento técnico y operativo de la estación.

⁴ Aunque el informe del EHB emplea un precio medio de la electricidad de 107 €/MWh, se ha optado por utilizar un valor adaptado al contexto español. El precio medio del mercado eléctrico español en 2024 fue de 76,3 €/MWh, según datos consultados en Red Eléctrica Española (REE). Este valor se considera más representativo del coste real que tendría la operación de la estación de compresión en territorio nacional.

⁵ Se asume que el OPEX se mantiene constante a lo largo de la vida útil del sistema, según la metodología del informe EHB (2024)

| Tipo de coste | Naturaleza del gasto | Valor estimado (M€) | Periodicidad |
|--|-----------------------------|----------------------------|---------------------|
| CAPEX del ducto | Inversión inicial | 1856,40 | Único |
| CAPEX de la estación de compresión | Inversión inicial | 560,00 | Único |
| Total CAPEX | | 2416,4 | |
| DEVEX (2,5 % del CAPEX) | Pre-inversión | 60,41 | Único |
| OPEX del ducto | Coste operativo fijo | 16,71 | Anual |
| OPEX de la estación de compresión | Coste operativo fijo | 9,52 | Anual |
| Consumo eléctrico de la estación de compresión | Coste operativo variable | 48,07 | Anual |
| Total OPEX anual estimado | | 74,30 | |

TABLA 5: RESUMEN DE COSTES ASOCIADOS AL SISTEMA BARMAR

Fuente: Elaboración propia a partir del informe EHB (2024) y cálculos del estudio

En conclusión, estas cifras permiten establecer una base sólida para estimar tanto la inversión inicial como los costes operativos anuales de la infraestructura, parámetros clave que se aplicarán en los siguientes subapartados del capítulo para evaluar la rentabilidad económica del modelo exportador. En total, según Enagás [22], se estima una inversión total de 2135 millones de euros aproximadamente.

5.2 Coste del transporte y coste unitario estimado por tonelada de hidrógeno

La viabilidad económica del corredor de hidrógeno propuesto no depende únicamente del coste de construcción de la infraestructura, sino también del coste energético y logístico de transportar cada tonelada de hidrógeno. A continuación, se estima el coste nivelado del transporte de hidrógeno (LCOHT, por sus siglas en inglés), que representa el coste medio por tonelada considerando los costes de inversión y operación anualizados.

Coste nivelado del transporte (LCOTH)

El coste nivelado del transporte de hidrógeno (LCOTH) es una medida que permite estimar cuánto cuesta, de forma media, transportar una tonelada de hidrógeno a lo largo de una infraestructura dedicada, teniendo en cuenta tanto la inversión inicial como los costes operativos distribuidos en el tiempo.

Según el informe de EHB (2020) [33], el coste nivelado para infraestructuras de nueva construcción se sitúa entre 0,16 y 0,23 €/kg por cada 1000 km, dependiendo del escenario (ver Figura 18).

Dado que el ducto BarMar tiene una longitud de 455 km, y tomando el valor más conservador del rango (0,23 €/kg/1000 km), se obtiene:

- LCOHT estimado = 0,105 €/kg
- Lo que equivale a: **104,65 €/t**

Este valor representa el coste medio de transportar cada tonelada de hidrógeno desde España hasta Francia a través del ducto submarino, considerando todos los costes energéticos y operativos asociados al transporte.

| | | Low | Medium | High |
|---|--------------------|-------------|-------------|-------------|
| Levelised cost, 100% new infrastructure | €/kg/1000km | 0.16 | 0.20 | 0.23 |
| Levelised cost, 100% retrofitted infrastructure | €/kg/1000km | 0.07 | 0.11 | 0.15 |
| Levelised cost, European Hydrogen Backbone (75% retrofitted) | €/kg/1000km | 0.09 | 0.13 | 0.17 |

FIGURA 18: COSTE NIVELADO DEL TRANSPORTE DE HIDRÓGENO POR DUCTO SEGÚN TIPO DE INFRAESTRUCTURA

Fuente: EHB 2020

Coste total estimado del hidrógeno exportado

Para estimar el coste total del hidrógeno exportado, se debe sumar el coste medio de producción (LCOH, por sus siglas en inglés) al coste del transporte calculado anteriormente.

Según los últimos datos del Clean Hydrogen Observatory [36], el coste medio de producción de hidrógeno renovable en España se situó en 5,6 €/kg (5600 €/t) en 2023, un valor competitivo frente a otros países como Francia, donde el coste ascendió a 6,7 €/kg, o Alemania, con 8,9 €/kg. Esta comparación refuerza el papel de España como país productor y exportador competitivo. Esta diferencia de costes puede visualizarse de forma clara en la Figura 19 y la Figura 20.

| | |
|---|--------------------|
| Coste de transporte (LCOTH) | 5600 €/t |
| Coste de producción (LCOH) ⁶ | 104,65 €/t |
| Coste total estimado | 5704,65 €/t |

TABLA 6: ESTIMACIÓN DEL COSTE TOTAL DEL HIDRÓGENO POR TONELADA EXPORTADA

Fuente: Elaboración propia

Este resultado refleja que el transporte representa únicamente un 1,8 % del coste total del hidrógeno, lo que pone de manifiesto la competitividad del modelo logístico basado en ducto frente a otras alternativas de exportación.

5.3 Comparación con otras alternativas

Aunque el presente trabajo se ha centrado en el análisis del transporte de hidrógeno mediante gasoducto, existen otras opciones logísticas que conviene considerar para contextualizar la competitividad económica del corredor BarMar. Entre estas alternativas destacan el uso de portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (LOHC) o el amoníaco, así como las rutas de transporte marítimo a través de barcos especializados. Cada una de estas opciones presenta ventajas y desafíos, sobre todo cuando se analizan conjuntamente el coste energético, los requerimientos de infraestructura adicional y la necesidad de procesos de conversión y reconversión de hidrógeno.

Una comparación representativa puede verse en la Figura 21, elaborada por Goldman Sachs [1]. Esta gráfica muestra el coste nivelado de transporte del hidrógeno (en USD/kg) incluyendo tanto el transporte físico como los procesos de conversión/reconversión requeridos en cada caso. Se observa que para distancias cortas y medias (hasta 1000 km), los ductos (especialmente los adaptados a partir de infraestructuras ya existentes) resultan significativamente más económicos que las opciones basadas en transporte en camión (hidrógeno gaseoso, LOHC o amoníaco). Por ejemplo, un ducto nuevo de 400 toneladas por día (ver Figura 21) que equivale a 0,15 Mt por año, es lo más cercano a nuestros cálculos de importar 0,45 Mt en el año 2030. Como se puede observar, este mantiene un coste por debajo de 0,5 \$/kg incluso a 1000 km, mientras que el uso de LOHC o amoníaco en camión se sitúa por encima de 1 \$/kg. No obstante, esto no debe de tenerse en consideración ya que, en nuestro caso de estudio, se estiman altos volúmenes de transporte y, por lo tanto, el transporte por carretera no sería viable.

⁶ El dato empleado es el LCOH ligado a España en el año 2023, este puede haber variado para 2030.

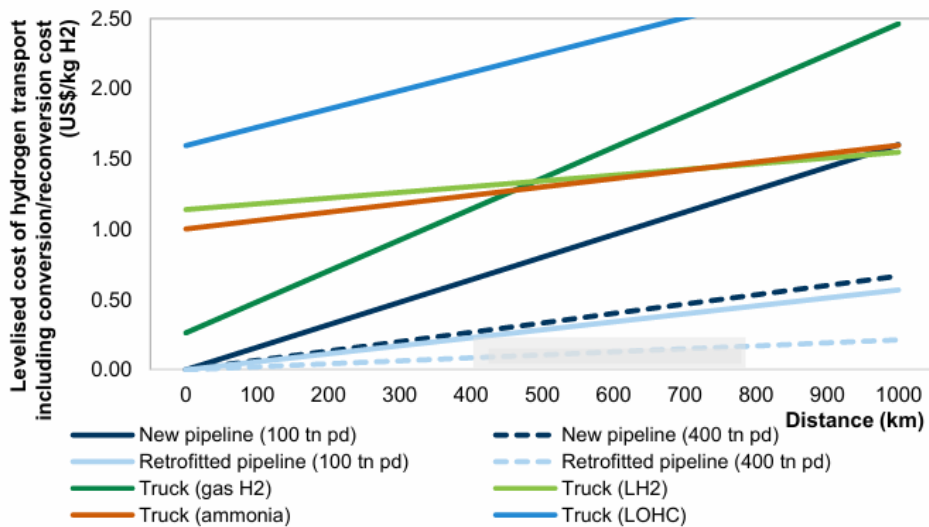


FIGURA 21: COMPARATIVA DEL COSTE NIVELADO DEL TRANSPORTE DE HIDRÓGENO POR DISTINTAS RUTAS LOGÍSTICAS

Fuente: Goldman Sachs (2020) [1]

El transporte marítimo de hidrógeno, por su parte, presenta una estructura operativa más compleja y una economía menos favorable a largo plazo, especialmente cuando se compara con el transporte por gasoducto. La Figura 22, presenta una comparación clara entre distintas alternativas de transporte a lo largo de distancias crecientes (hasta 5000 km). Se aprecia que el uso de ductos submarinos adaptados es la opción más competitiva en prácticamente todo el rango de distancias, salvo a partir de los 3.500 km, distancia a la cual es más rentable el transporte marítimo de amoniaco.

De hecho, para distancias de entre 2000 y 4000 km, el coste nivelado de transporte por ducto (incluso de nueva construcción) se sitúa entre 0,6 y 1,0 €/kg, frente a los más de 1,4 €/kg del transporte marítimo.

No obstante, analizando nuestro caso de estudio (ducto de 400 km aproximadamente), es cierto que sigue observándose una notable fluctuación entre los costes correspondientes al transporte marítimo y a las tuberías de nueva construcción.

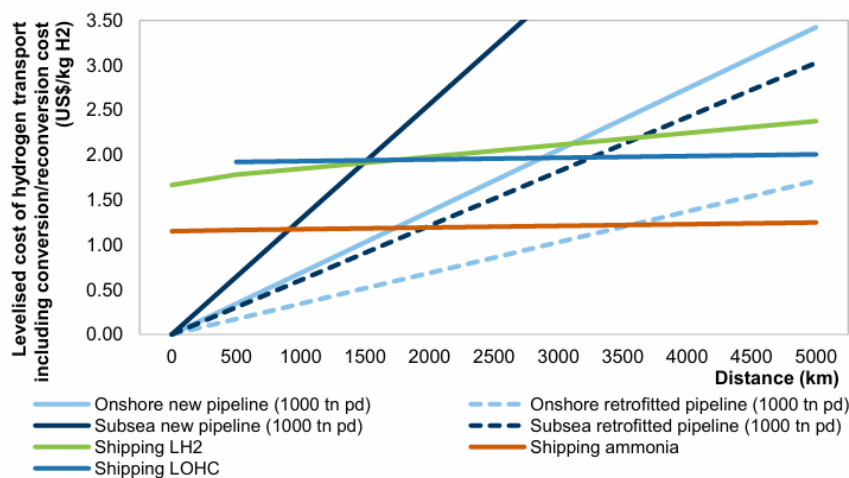


FIGURA 22: COSTE NIVELADO DEL TRANSPORTE DE HIDRÓGENO EN LARGAS DISTANCIAS

Fuente: Goldman Sachs (2020) [1]

Una tercera comparación relevante aparece en el informe de MENA 2024 [9], que utiliza datos del EHB para contrastar el coste del transporte de hidrógeno a través de amonaco por gasoducto y por barco. En él se indica que, incluso utilizando nuevas infraestructuras, el coste del transporte por ducto puede oscilar entre 0,19 y 0,8 €/kg, siendo este entre 2 y 10 veces más barato que las opciones de transporte marítimo⁷. En la ruta NEOM-Genoa (ver Figura 23), por ejemplo, se observa que el coste estimado del transporte marítimo del hidrógeno es sistemáticamente superior al del transporte por ducto (ver Figura 24), independientemente del diámetro considerado o de si se trata de tramos *onshore* u *offshore*.

⁷ Estas estimaciones pueden variar en función del diámetro del ducto u otras características técnicas.

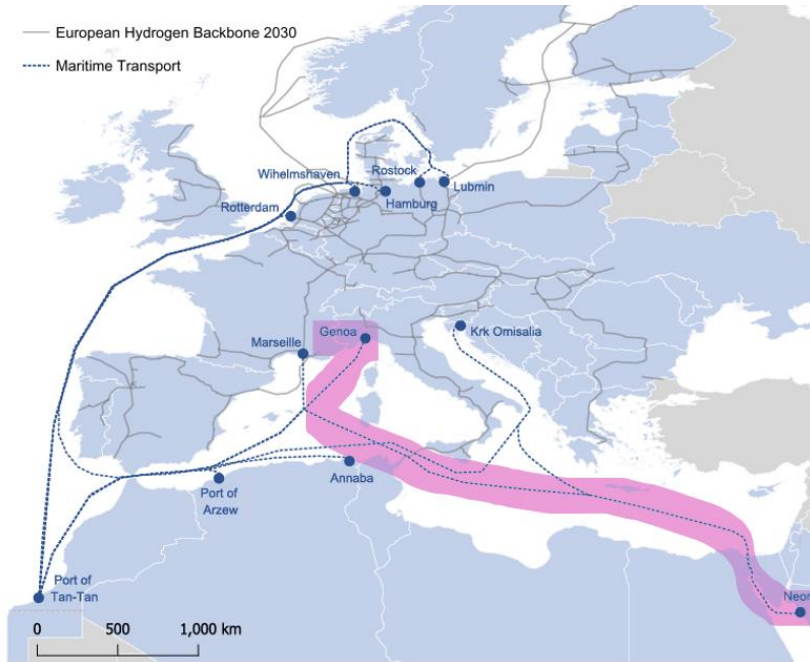


FIGURA 23: RUTAS MARÍTIMAS POTENCIALES PARA EL TRANSPORTE DE MOLÉCULAS VERDES ENTRE LA REGIÓN MENA Y EUROPA

Fuente: MENA (2024) [9]

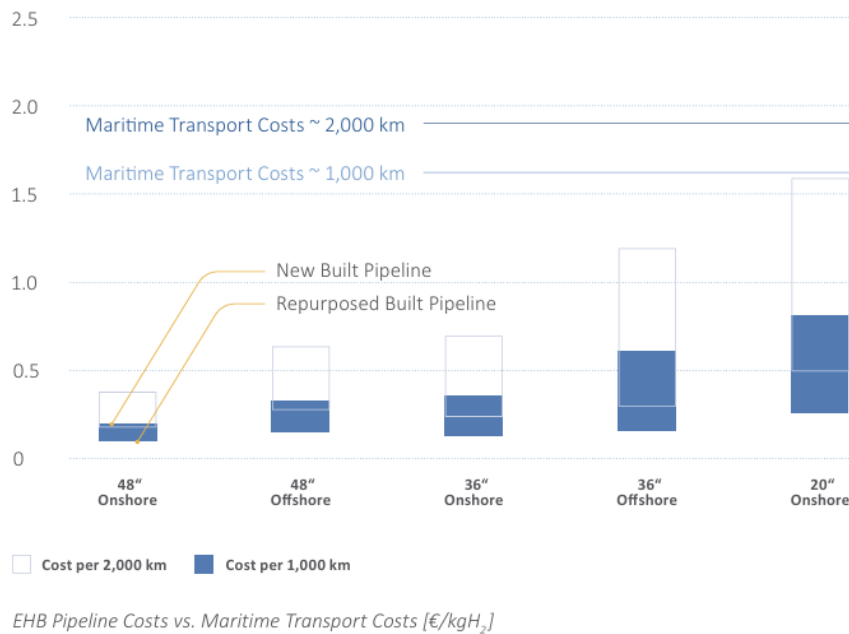


FIGURA 24: COMPARATIVA DE COSTES ESTIMADOS DE TRANSPORTE DE HIDRÓGENO POR GASODUCTOS DEL EHB Y ALTERNATIVAS MARÍTIMAS

Fuente: MENA (2024) [9]

En conclusión, basándonos en las estimaciones de Goldman Sachs, centrado el foco en distancias como la del trayecto Barcelona-Marsella (BarMar), el gasoducto presenta un coste mucho más competitivo que el transporte por carretera pero, frente a la opción marítima es cierto que no hay tanta variación de precios, sin olvidar que el ducto sigue siendo el más competitivo. Adicionalmente, tomando de referencia el informe publicado por IRENA en 2022 (International Renewable Energy Agency) [37], para nuestro proyecto (0,45 Mt/año de hidrógeno y 455 km de distancia), la opción más rentable en términos económicos para el transporte de hidrógeno sería el ducto de hidrógeno.

En otras palabras, los ductos específicos para hidrógeno, como el BarMar, presentan un coste nivelado de transporte sensiblemente inferior al de otras alternativas logísticas. A distancias medias (menos de 1000 km) y con grandes volúmenes, los ductos resultan más económicos que el transporte por camión o barco, especialmente si se consideran los procesos adicionales de conversión y reconversión necesarios en tecnologías como LOHC o amoniaco.

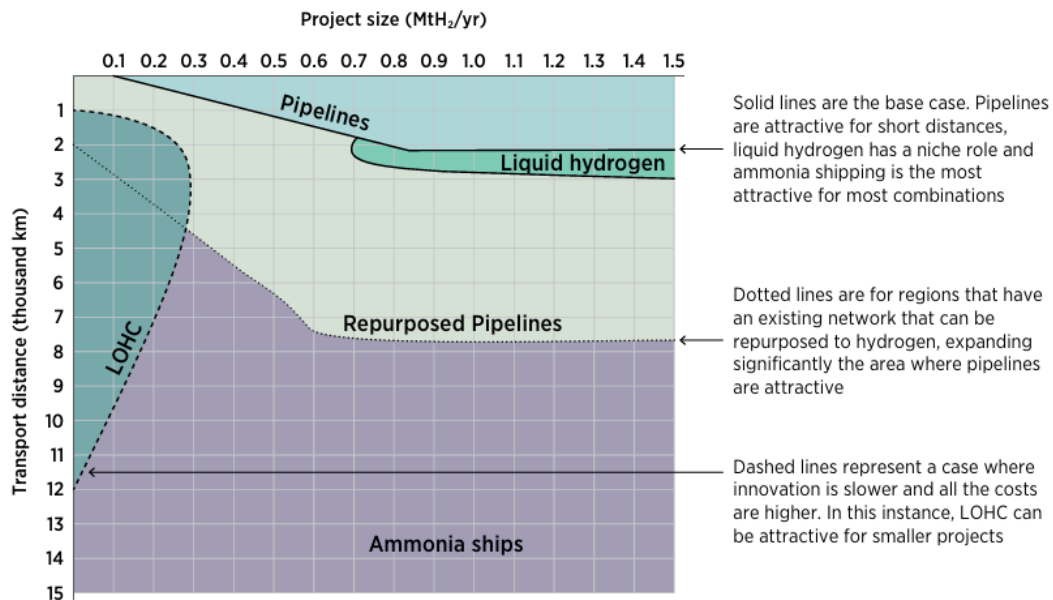


FIGURA 25: COMPARATIVA DE LA RENTABILIDAD DE TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE DE HIDRÓGENO EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA Y CAPACIDAD

Fuente: IRENA (2022) [37]

5.4 Retos económicos y mecanismos de financiación europea

Aunque en apartados anteriores se ha estimado el coste de inversión necesario para desarrollar y operar un corredor de hidrógeno desde España hacia Europa, este apartado se centra en examinar qué barreras económicas pueden dificultar su viabilidad real y qué mecanismos europeos de financiación podrían contribuir a superarlas. Dado que el objetivo del presente TFG es analizar la viabilidad logística y económica de que España exporte hidrógeno verde hacia Europa, este análisis resulta interesante.

Barreras económicas identificadas

El despliegue de infraestructuras específicas para el hidrógeno requiere inversiones iniciales muy elevadas, especialmente en proyectos de ductos submarinos como el BarMar. Además del coste del CAPEX estimado, los elevados costes de operación, mantenimiento, estaciones de compresión y precio de la electricidad dificultan la rentabilidad en las primeras fases.

Uno de los principales desafíos es la falta de madurez tecnológica y de demanda consolidada a corto plazo. Como destaca la IEA en su *Global Hydrogen Review 2024* [7], muchos proyectos están en fases tempranas, y se requiere una señal clara de mercado y políticas estables para que la financiación privada se implique a gran escala. Además, una de las barreras actuales para el despliegue del hidrógeno limpio es la incertidumbre regulatoria y contractual, especialmente en lo relativo a los PPAs (Power Purchase Agreements). La IEA destaca que muchos proyectos encuentran problemas para asegurar contratos estables y a largo plazo, lo cual es fundamental para justificar inversiones de capital significativas en nuevas plantas de electrólisis o infraestructuras asociadas.

A ello se suma el riesgo en proyectos transfronterizos, donde los marcos jurídicos y fiscales pueden diferir entre los Estados Miembros. La inversión en infraestructuras energéticas de gran escala requiere así no solo financiación, sino también una gobernanza clara, armonizada y estable.

Mecanismos de financiación europeos disponibles

Para afrontar algunas de estas barreras, existen distintas herramientas europeas ya activadas:

- **CEF Energy (Connecting Europe Facility)**. Es el principal instrumento financiero de la Comisión Europea para apoyar proyectos de infraestructuras transnacionales de interés común (PCIs). Tanto en la red interior de hidrógeno española como el ducto BarMar han sido reconocidos como PCI en 2024 y ya han recibido financiación para estudios de viabilidad y se espera financiación adicional para su construcción [22].
- **IPCEIs (Proyectos Importantes de Interés Común Europeo)**. Permiten la cofinanciación de grandes iniciativas tecnológicas con riesgo elevado que no podrían salir adelante con inversión privada exclusivamente. En el caso de España, el programa *Hy2Use* ha movilizado 1200 millones de euros para siete valles de hidrógeno, muchos de ellos vinculados al corredor hispano-europeo.

- **Fondos del Mecanismo de Innovación y el Banco Europeo de Inversiones (BEI).** Se están destinando también a financiar infraestructuras y tecnologías relacionadas con la cadena de valor del hidrógeno. Según el *Global Hydrogen Review 2024*, estos mecanismos se centran en facilitar el acceso a capital a través de préstamos, garantía y subvenciones orientadas a proyectos innovadores que demuestren viabilidad climática y económica.
- **Clean Hydrogen Partnership.** Aunque no actúa directamente como financiador de infraestructuras, sí canaliza recursos del programa Horizonte Europa a proyectos piloto y de innovación tecnológica relacionados con producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno. Su análisis también permite identificar los retos económicos clave de cada segmento de la cadena de valor [27].

Un pilar fundamental dentro de los mecanismos europeos de apoyo al desarrollo del hidrógeno es el Banco Europeo del Hidrógeno (European Hydrogen Bank). Creado por la Comisión Europea en 2022, este instrumento tiene como objetivo acelerar el despliegue de una cadena de valor completa del hidrógeno renovable en Europa. Su función principal es actuar como un vehículo financiero para garantizar inversiones, reducir los riesgos iniciales y facilitar la conexión entre la oferta de hidrógeno verde (dentro y fuera de la UE) y la demanda europea. Según la propia Comisión, el banco establecerá un mercado inicial en el que permita superar los retos de inversión temprana, al tiempo que genera nuevas oportunidades de crecimiento y empleo [38].

De forma complementaria, en julio de 2025 la Comisión Europea puso en marcha un nuevo Mecanismo del Hidrógeno (*Hydrogen Mechanism*), orientado a facilitar el desarrollo del mercado de hidrógeno renovable y bajo en carbono, así como de sus derivados (como el amoníaco, el metanol o los combustibles sostenibles de aviación). Este mecanismo actúa como una plataforma que recopila, procesa y publica información actualizada sobre la oferta y la demanda de hidrógeno, a partir de datos remitidos por los distintos agentes del mercado. El objetivo es aumentar la transparencia, reducir asimetrías de información y facilitar el emparejamiento eficiente entre compradores europeos y proveedores tanto comunitarios como internacionales. Según la Comisión, la primera ronda de emparejamientos está prevista para septiembre de 2025, lo que permitirá comprobar la utilidad de esta herramienta para impulsar el mercado en una fase que todavía está despegando [38].

Superar las barreras económicas para implementar el corredor BarMar pasa por una combinación de financiación pública europea y compromiso institucional entre países. La inclusión de este tipo de proyectos en las listas de PCIs e IPCEIs es una señal positiva de respaldo político y financiero, pero será necesario atraer inversión privada y garantizar que los costes iniciales no comprometan la competitividad del hidrógeno español frente a otras fuentes energéticas o regiones productoras.

CAPÍTULO 6. Seguridad Industrial en el Corredor de Hidrógeno

6.1 Normativas y estándares de seguridad

6.1.1 Legislación europea sobre seguridad industrial

El diseño, construcción y operación de infraestructuras para el transporte de hidrógeno está regulados por un conjunto de normativas europeas orientadas a garantizar la seguridad industrial.

La normativa fundamental en materia de seguridad frente a atmósferas explosivas en instalaciones industriales es la reglamentación ATEX, recogida en el Real Decreto 681/2003, que transpone al ordenamiento jurídico español la Directiva 1999/92/CE. Esta legislación establece los requisitos esenciales para proteger la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a entornos potencialmente explosivos, incluyendo la clasificación de zonas peligrosas, las medidas preventivas y las obligaciones del empleador en materia de evaluación de riesgos y selección de equipos adecuados.

De forma complementaria, la Directiva Seveso III (Directiva 2012/18/UE), incorporada al derecho español mediante el Real Decreto 840/2015, regula el control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervienen sustancias peligrosas, entre ellas el hidrógeno. Aunque su enfoque es más amplio y no se limita a atmósferas explosivas, esta directiva contribuye al marco general de seguridad industrial en instalaciones que manejan grandes cantidades de productos químicos.

Todas esas reglamentaciones se complementan con normas técnicas europeas e internacionales (como ISO/TS 19880 sobre infraestructuras de hidrógeno o la serie EN 60079 para entornos con riesgo de explosión), que aportan criterios de diseño seguro y procedimientos operativos estandarizados.

6.1.2 Reglamentación ATEX sobre atmósferas explosivas

La reglamentación ATEX (del francés ‘ATmosphères EXplosibles’) constituye el pilar regulador en Europa para la protección frente a explosiones en instalaciones industriales. Se estructura en dos directivas principales:

- La Directiva 2014/34/UE, que regula los requisitos que deben cumplir los equipos y sistemas de protección destinados a ser utilizados en atmósferas explosivas.
- La Directiva 1999/92/CE, que establece las obligaciones mínimas para mejorar la protección de los trabajadores expuestos a riesgos derivados de atmósferas explosivas.

El hidrógeno, al tener un rango de inflamabilidad muy amplio y una energía mínima de ignición extremadamente baja, se considera una de las sustancias más críticas en entornos ATEX. Por ello, las instalaciones de transporte, almacenamiento y compresión deben contar con un diseño especializado, con equipos y sistemas eléctricos y mecánicos certificados para su uso en zonas clasificadas como Zona 0,1 o 2.

Además, es obligatorio realizar una evaluación del riesgo de explosión para cada sección del corredor, implementar señalización específica y garantizar la formación del personal técnico. Los equipos deben llevar el marcado CE y ATEX correspondiente, indicando el grupo, categoría, tipo de protección y nivel de temperatura admisible.

Estas exigencias son especialmente relevantes en las estaciones de compresión, válvulas de aislamiento, dispositivos de purga, puntos de medición y zonas de mantenimiento del corredor de hidrógeno. Su cumplimiento no solo es legalmente obligatorio, sino también esencial para garantizar una operación segura y continua del sistema.

6.2 Riesgos asociados al corredor de hidrógeno

El hidrógeno presenta una serie de propiedades físico-químicas que lo diferencian notablemente del gas natural y que condicionan tanto su comportamiento en situaciones de fuga como su manipulación segura en infraestructuras existentes. En comparación con el metano, el hidrógeno presenta un rango de inflamabilidad más amplio, una energía mínima de ignición más baja, distancias de combustión más cortas para iniciar transiciones deflagración-detonación (DDT) y una mayor velocidad de aumento de presión de explosión. Estas características aumentan su peligrosidad en caso de fugas y requieren medidas específicas de diseño y operación para garantizar la seguridad de las instalaciones [39].

| Características del hidrógeno desde el punto de vista de la seguridad | |
|--|---|
| Inflamabilidad | Altamente inflamable en presencia de una fuente de ignición. Se enciende fácilmente y puede arder con una llama invisible en condiciones adecuadas. |
| Amplio rango de explosividad | Puede formar mezclas explosivas en concentraciones que varían entre el 4 % y el 75,6 % en volumen. Estas mezclas pueden detonar si se produce una ignición. |
| Elevada velocidad de propagación de la llama | La llama del hidrógeno se propaga rápidamente, lo que puede llevar a la propagación rápida del fuego.. |
| Baja densidad | Tiende a elevarse rápidamente en el aire, lo que puede dificultar su dispersión y aumentar el riesgo de acumulación en áreas confinadas. |
| Incoloro e inoloro | Dificulta su detección por los sentidos. Se requieren sistemas de detección específicos para detectar su presencia mediante medidores de gases. |
| Alta reactividad | Puede reaccionar con diversos materiales, lo que puede aumentar el riesgo de incidentes si se almacena o maneja de manera inadecuada. |

FIGURA 26: CARACTERÍSTICAS DEL HIDRÓGENO DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA SEGURIDAD

Fuente: Elaboración propia

Como muestra la Figura 27, la energía de ignición del hidrógeno es significativamente menor que la del metano en concentraciones estequiométricas, lo que incrementa el riesgo de ignición con fuentes de energía muy pequeñas. Este aspecto es especialmente relevante en todo tipo de instalaciones donde los diseños actuales están pensados para las propiedades de explosión del gas natural (que tiene una clasificación IIA) y no tienen en cuenta el hidrógeno (clasificado dentro del grupo IIC), por lo que las medidas de prevención e incluso los equipos marcados ATEX no serían seguros para el hidrógeno. Aunque no es el caso analizado en este trabajo, puesto que el ducto BarMar es de nueva construcción y estará diseñado adecuadamente para la manipulación de hidrógeno, este aspecto es esencial cuando se habla de reconversión de gasoductos con la finalidad de transportar hidrógeno (como es el caso de la red nacional española de hidrógeno planificada por Enagás, que contempla reconvertir un determinado número de gasoductos actuales)..

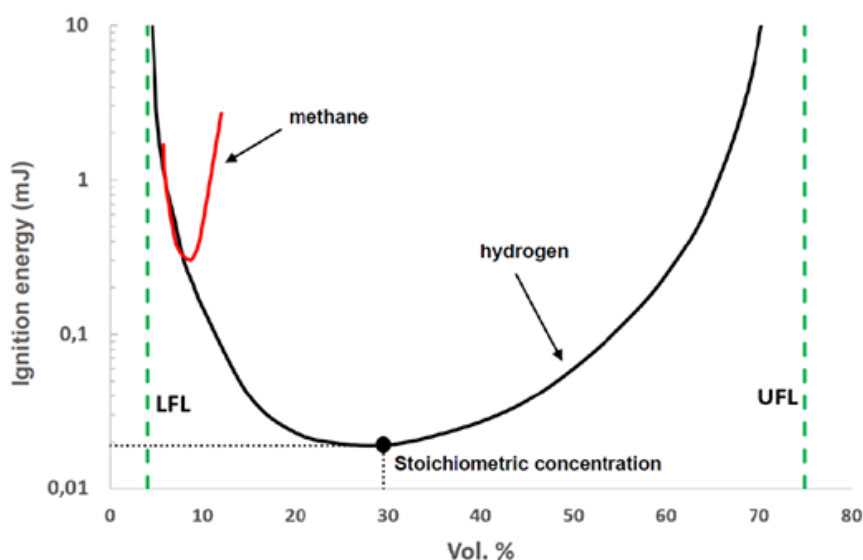


FIGURA 27: COMPARATIVA DE LA ENERGÍA DE IGNICIÓN DEL HIDRÓGENO FRENTE A LA DEL METANO COMO FUNCIÓN DE SU CONCENTRACIÓN

Fuente: PTC (2024) [39]

6.2.1 Identificación de riesgos de atmósferas explosivas

En un corredor de hidrógeno, el riesgo de formación de atmósferas explosivas se considera uno de los más relevantes desde el punto de vista de la seguridad industrial. Estos riesgos aparecen cuando una fuga de hidrógeno genera una mezcla inflamable con el aire en proporciones peligrosas, especialmente en zonas cerradas, con poca ventilación o en puntos críticos del sistema como estaciones de compresión, válvulas o ramales de conexión. La identificación de estos posibles escenarios debe ser el primer paso en la evaluación de riesgos ATEX, estableciendo dónde, cómo y con qué probabilidad pueden generarse nubes inflamables de gas [40].

El análisis comienza con el estudio de las posibles fuentes de fuga o emisión del hidrógeno: uniones mecánicas, bridas instrumentos de medición, purgas y válvulas son algunos de los elementos que se deben considerar. A partir de ahí, se determina el tipo de zona ATEX correspondiente (Zona 0, 1 o 2), en función de la frecuencia y duración con la que pueda aparecer una atmósfera explosiva. Por ejemplo, en un tramo de compresión que opera de forma continua, se podría clasificar como Zona 1, mientras que un punto de purga ocasional y bien ventilado se clasificaría como Zona 2 [41].

Este proceso de identificación debe estar documentado en el llamado Documento de Protección Contra Explosiones (DPCE), exigido por la Directiva 1999/92/CE. Dicho documento debe contener un mapa de zonas clasificadas, justificación de la metodología empleada y una lista completa de los focos de emisión (fuentes de escape) potencial del gas. Además, se debe tener en cuenta no solo la presencia de hidrógeno en condiciones normales, sino también en situaciones accidentales, como mantenimientos incorrectos, fallos de estanqueidad o pérdidas de presión [42].

Como se muestra en la Figura 28, la generación de una explosión requiere la concurrencia simultánea de una sustancia inflamable en presencia de oxígeno (atmósfera explosiva) y una fuente de ignición efectiva, tal como establece la norma UNE-EN 1127-1 [43].

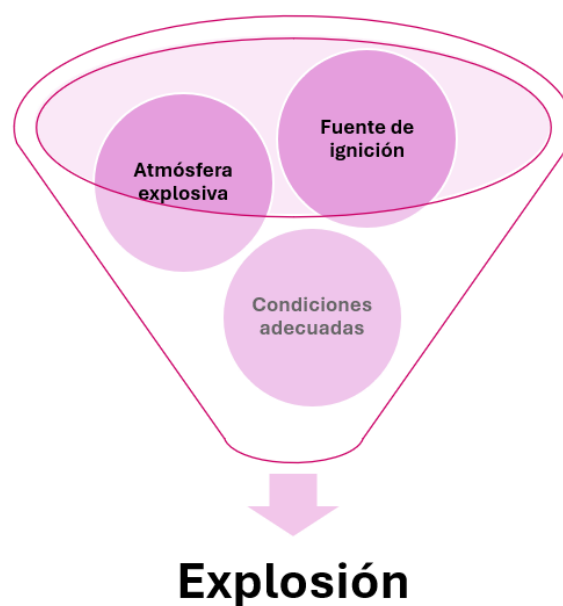


FIGURA 28: CONDICIONES NECESARIAS PARA LA IGNICIÓN DE UNA ATMÓSFERA EXPLOSIVA

Fuente: Elaboración propia a partir de la norma UNE-EN 1127-1 [43]

6.2.2 Factores de riesgo en el transporte y almacenamiento de hidrógeno

Uno de los factores de riesgo más significativos en instalaciones de transporte de hidrógeno es la posibilidad de fugas en tuberías, válvulas o conexiones. El hidrógeno es una molécula de muy pequeño tamaño y elevada movilidad, lo que le permite escapar por fisuras imperceptibles en otros gases. Esto aumenta de forma considerable la probabilidad de formación de atmósferas explosivas, especialmente en zonas cerradas o con ventilación limitada. Además, el amplio rango de inflamabilidad del hidrógeno (entre el 4 % y el 75 % en volumen en aire), su baja densidad y su elevada difusividad lo convierten en un gas especialmente peligroso [42].

Los sistemas de compresión utilizados para transportar hidrógeno a largas distancias constituyen otro foco de riesgo. Los compresores operan a altas presiones y pueden generar calor o chispas mecánicas si no se mantienen en condiciones adecuadas. La presencia de elementos móviles, fricción y posibles defectos en los sistemas eléctricos asociados puede convertirse en una fuente de ignición potencial. Por este motivo, las estaciones de compresión deben estar equipadas con sensores, sistemas de ventilación adecuados y protecciones ATEX certificadas [41].

Otros elementos de riesgo importantes se encuentran en las purgas, válvulas de alivio y puntos de ventilación. Estos componentes, al liberar pequeñas cantidades de hidrógeno al entorno, pueden generar atmósferas inflamables si no se controla adecuadamente su ubicación y frecuencia de uso. En estos puntos es fundamental una clasificación detallada de zonas ATEX, así como el uso de equipos eléctricos, sensores y materiales resistentes a la explosión [40].

Los trabajos de mantenimiento en instalaciones de transporte o almacenamiento también representan un riesgo elevado. Durante operaciones como sustitución de válvulas, limpieza de filtros o inspección de sensores, pueden aparecer fugas transitorias o atmósferas potencialmente explosivas. En estos casos es imprescindible aplicar procedimientos específicos de trabajo seguro: permisos de trabajo, inertización previa, ventilación forzada y uso de herramientas antichispa. Estas medidas deben estar incluidas en el Documento de Protección Contra Explosiones (DPCE) y reflejarse en los protocolos operativos de la planta [44].

6.2.3 Fuentes de ignición y evaluación del riesgo de explosión

Una atmósfera explosiva por sí sola no representa un riesgo real si no existe un estímulo que provoque su activación. Para que se produzca una explosión, además de la presencia de una mezcla inflamable en el ambiente, debe coincidir simultáneamente una fuente capaz de iniciar la ignición. Por ello, la identificación y control de estas fuentes resulta imprescindible para completar una evaluación de riesgos adecuada en instalaciones que manipulan hidrógeno, como las de transporte y almacenamiento [45].

La norma UNE-EN 1127-1 establece una clasificación sistemática de los elementos o fenómenos que pueden actuar como origen de ignición en atmósferas explosivas. Esta clasificación incluye una variedad de situaciones que abarcan desde fuentes térmicas (como superficies calientes o llamas) hasta causas eléctricas (como chispas o arcos), pasando por cargas electrostáticas, compresión adiabática, reacciones químicas no controladas o incluso fenómenos de radiación [45].

En el caso concreto de un ducto de hidrógeno, algunas de estas fuentes adquieren una especial relevancia. Por ejemplo, la fricción o impacto mecánico o los trabajos con calor (corte, soldadura) durante el mantenimiento de válvulas o soportes puede generar chispas o altas temperaturas.

Asimismo, las descargas electrostáticas se convierten en una amenaza si hay acumulación de cargas debido, por ejemplo, a la presencia de elementos conductores aislados. También, la compresión del gas en estaciones puede producir un aumento súbito de temperatura (compresión adiabática), que actúe como foco de ignición en presencia de una fuga.



FIGURA 29: PRINCIPALES FUENTES DE IGNICIÓN EN INSTALACIONES DE TRANSPORTE DE HIDRÓGENO

Fuente: elaboración propia

En el análisis de cada una de estas fuentes, se debe valorar en qué condiciones podrían coincidir con una atmósfera explosiva. Este análisis se basa en tres escenarios posibles: cuando el equipo funciona correctamente, cuando hay fallos previsibles o frecuentes, y cuando ocurre un fallo raro o improbable. Esta clasificación permite determinar qué fuentes deben considerarse efectivas y, por tanto, qué medidas preventivas o de protección deben implementarse para reducir el riesgo [45].

6.2.4 Escenarios de incidente y evaluación de consecuencias

Un primer escenario plausible corresponde a una fuga de hidrógeno en una estación de compresión, provocada por la rotura de una junta o por un fallo en la estanqueidad de una válvula. Dado que estas instalaciones operan a alta presión, una fuga puede liberar grandes cantidades de gas en poco tiempo, acumulándose en el recinto si la ventilación es insuficiente. Si coincide con una fuente de ignición (por ejemplo, una chispa mecánica generada por fricción en el compresor), se puede desencadenar una deflagración, generando una sobrepresión capaz de fracturar estructuras metálicas, dañar equipos e incluso poner en peligro al personal cercano. Este tipo de consecuencias se consideran en el Documento de Protección Contra Explosiones mediante el análisis de la cantidad y características del producto e instalación así como el confinamiento y la capacidad de propagación [44].

Un segundo escenario frecuente es el que se produce durante tareas de mantenimiento. Supongamos que se desmonta una válvula de alivio sin haber realizado previamente la purga e inertización del tramo. La liberación inesperada de gas puede formar una nube inflamable que, en caso de contacto con una fuente de ignición (por ejemplo, una herramienta metálica que genere chispa), provoque un incendio localizado o una explosión. Las consecuencias dependerán del volumen liberado, pero pueden incluir lesiones al operario, daños al sistema y activación de protocolos de emergencia. Este tipo de incidentes pone de manifiesto la importancia del análisis de riesgos operativos y la planificación segura del mantenimiento [42].

Otro escenario relevante es la fuga lenta y constante de hidrógeno en un recinto técnico mal ventilado, como un armario de instrumentación o una arqueta de válvulas subterránea. Aunque el caudal sea bajo, el hidrógeno podría quedar atrapado en zonas bajas y acumularse con el tiempo, formando una atmósfera explosiva sin que se detecte inmediatamente. Un chispazo eléctrico o una maniobra rutinaria puede desencadenar la ignición. Las consecuencias podrían ser leves o graves dependiendo de la cantidad acumulada, pero este caso demuestra la necesidad de sistemas de detección, ventilación forzada y clasificación de zonas ATEX [40].

Finalmente, puede plantearse el caso de una ruptura accidental en una tubería de hidrógeno enterrada, provocada por una excavadora durante trabajos en vía pública. Este tipo de incidente puede liberar grandes cantidades de gas en un entorno urbano, con alto riesgo para personas y edificios si se produce una ignición. La evaluación de consecuencias debe contemplar simulaciones CFD que modelen la nube de gas y sus posibles efectos, así como la necesidad de establecer distancias mínimas de seguridad, información previa a empresas de servicios urbanos y un plan de emergencias [44].

6.2.5 Evaluación de riesgo en zonas submarinas

En el marco del proyecto H2Pipe JIP, se han realizado simulaciones para evaluar el impacto de fugas submarinas cercanas a instalaciones *offshore*. El estudio, basado en dinámica de fluidos computacional⁸ (CFD), compara la dispersión de hidrógeno frente a la del gas natural desde un ducto de 30'' a 140 bar a 70 metros de profundidad. Los resultados indican que el hidrógeno tiende a dispersarse verticalmente alcanzando mayores alturas, mientras que el gas natural se dispersa más horizontalmente, afectando un área mayor [39].

⁸ Simulación CFD (*Computational Fluid Dynamics*): técnica numérica para analizar el comportamiento de fluidos mediante modelos matemáticos.

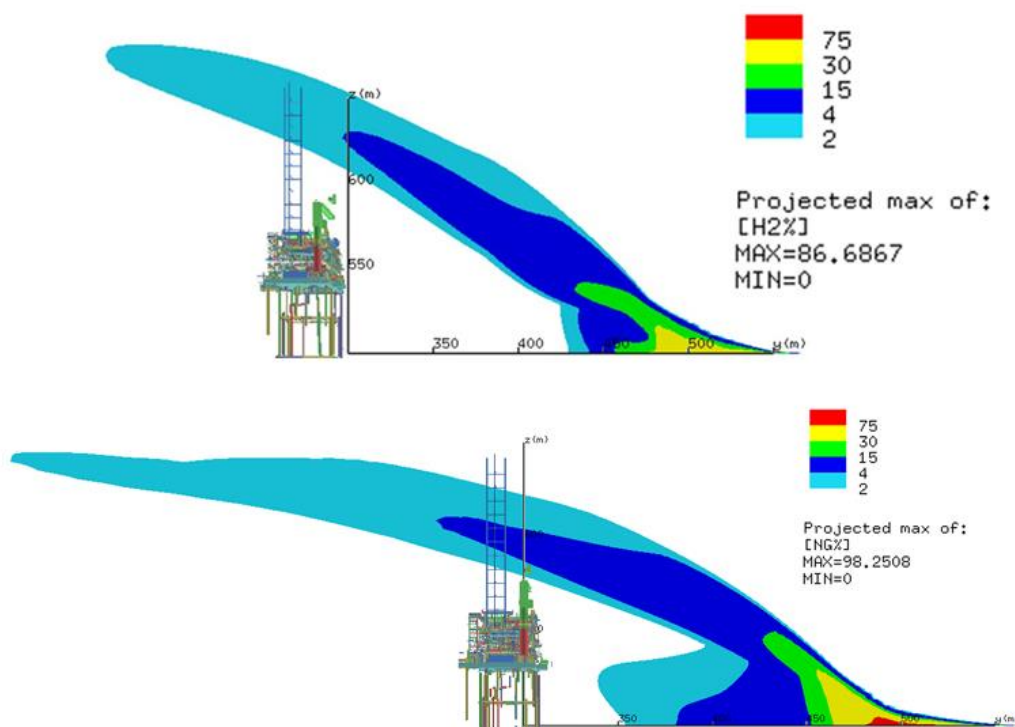


FIGURA 30: COMPARATIVA DE TRAYECTORIAS DE DISPERSIÓN EN FUGAS SUBMARINAS DE HIDRÓGENO Y METANO

Fuente: PTC (2024) [39]

Los resultados muestran que el hidrógeno alcanza límites de inflamabilidad más rápidamente y a mayores alturas. Además, una ruptura total del ducto cerca de una plataforma puede llenar las cubiertas inferiores con concentraciones peligrosas en menos de un minuto, tal y como se recoge en la Figura 30. Estas observaciones implican la necesidad de reevaluar los planes de evacuación, ventilación y contención en infraestructuras marinas en caso de que se opere con hidrógeno.

6.3 Estrategias de mitigación de riesgos

6.3.1 Prevención de atmósferas explosivas

Una de las estrategias fundamentales para mitigar los riesgos asociados al hidrógeno es la instalación de sistemas de detección de fugas en puntos estratégicos. Los detectores de hidrógeno deben colocarse en zonas donde pueda haber acumulación de gas, especialmente en recintos cerrados, arquetas subterráneas, estaciones de compresión o gabinetes eléctricos. Estos sistemas permiten una respuesta rápida en caso de fuga, activando alarmas visuales y acústicas, así como cortes automáticos de suministro o ventilación forzada. Es importante que estos detectores estén certificados para uso en zonas ATEX, con tecnología adecuada para concentraciones bajas (del 0,4 % en adelante) [42].

Otra medida clave es el diseño adecuado de la ventilación. Tanto en interiores como en zonas parcialmente cerradas, la circulación de aire debe estar dimensionada para evitar la acumulación de gas por encima del límite inferior de inflamabilidad, con un coeficiente de seguridad según el tipo de escape. Esto incluye el uso de ventilación natural (rejillas, conductos pasivos) o forzada (extractores, ventiladores), dependiendo del volumen del recinto y del riesgo de emisión. Además, el diseño físico debe evitar la creación de espacios muertos donde el hidrógeno pueda concentrarse sin ser detectado. La ventilación es considerada una de las primeras barreras físicas en la prevención de atmósferas explosivas [40]. La inertización con gases como nitrógeno es una técnica preventiva habitual durante tareas de mantenimiento o puesta en marcha de equipos. Consiste en desplazar el oxígeno del interior del sistema para impedir la formación de atmósferas inflamables en caso de liberación de hidrógeno. Este procedimiento debe realizarse antes de abrir líneas, válvulas o compresores, y su eficacia debe comprobarse mediante sensores de oxígeno. Del mismo modo, los purgados controlados son esenciales para evacuar pequeñas cantidades de gas antes de iniciar operaciones de intervención [44].

6.3.2 Selección y marcado de equipos ATEX

La elección de equipos y materiales con certificación ATEX es obligatoria en zonas clasificadas. Esto incluye no solo motores, sensores o luminarias, sino también conectores eléctricos, herramientas manuales, cuadros de control y actuadores neumáticos. El marcado ATEX es una herramienta esencial para identificar la adecuación de un equipo o sistema frente al riesgo de explosión. Este marcado debe incluir información detallada sobre el grupo de gases para el cual es apto el equipo (por ejemplo, el grupo IIC para hidrógeno, que representa el mayor nivel de exigencia por su baja energía mínima de ignición), la categoría del equipo (1G, 2G o 3G), el modo de protección aplicado (como encapsulado, presurizado o antideflagrante), y la clase de temperatura máxima superficial admisible, que se codifica desde T1 (450 °C) hasta T6 (85 °C). Esta clasificación permite asegurar que incluso en condiciones de fallo previsible, el equipo no se convertiría en una fuente de ignición efectiva para la atmósfera explosiva presente [46].

| Categoría ATEX | EPL ⁹ | Símbolo EPL | Descripción funcional |
|----------------|------------------|-------------|--|
| 1G | <i>very high</i> | Ga | Operación segura incluso con fallos frecuentes o múltiples |
| 2G | <i>high</i> | Gb | Operación segura con fallos esperables |
| 3G | <i>enhanced</i> | Gc | Seguridad en condiciones normales de operación |

TABLA 7: NIVELES DE PROTECCIÓN DEL EQUIPO (EPL)

Fuente: UNE-EN 60079-0:2019 [43]

Existen dos tipos principales de marcado: el marcado según directiva y el marcado normativo. El primero garantiza que el equipo cumple con los requisitos esenciales de seguridad recogidos en la Directiva 2014/34/UE, lo que se acredita con la marca CE, seguida del símbolo de atmósferas explosivas (Ex), el grupo y la categoría (por ejemplo, Ex II 2G), y una indicación del tipo de atmósfera: gases (G) o polvos (D). El segundo, el marcado normativo, proporciona una codificación más técnica y detallada, como por ejemplo “Ex ia IIC T6”, que indica que el equipo emplea protección por seguridad intrínseca (ia), está diseñado para gases del grupo IIC (como el hidrógeno) y tiene una temperatura superficial máxima de 85 °C [46].

6.3.3 Modos de protección de equipos eléctricos y no eléctricos

Los modos de protección aplicables a los equipos eléctricos están clasificados en función de la estrategia que emplean para evitar la ignición. Según la UNE-EN 60079-0 y documentos técnicos asociados, se pueden agrupar en tres enfoques principales:

- Confinar la explosión, como en el caso del modo antideflagrante “d”.
- Separar la atmósfera explosiva de la fuente energética, como en el encapsulado “ma” o la presurización “px”.
- Reducir la energía o el calentamiento hasta niveles que no permitan la ignición, como en los modos de seguridad intrínseca “ia” o seguridad aumentada “eb”.

⁹ EPL: *Equipment Protection Level*.

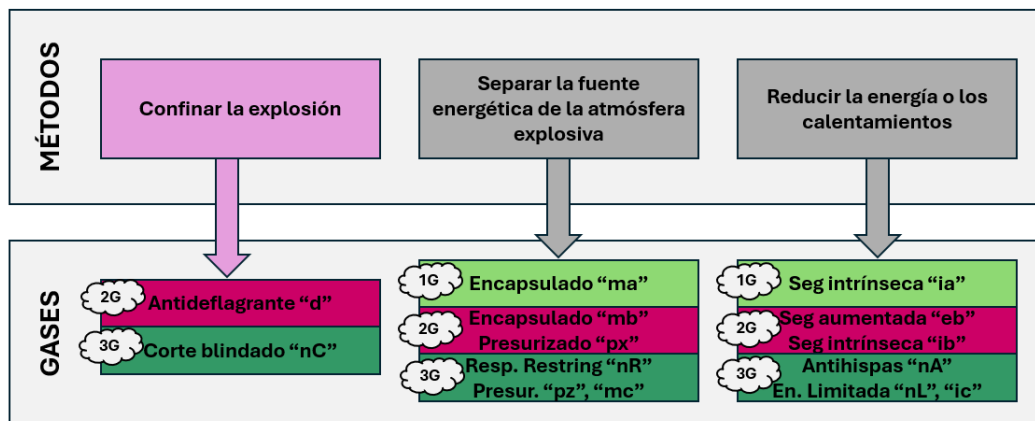


FIGURA 31: AGRUPACIÓN DE LOS MODOS DE PROTECCIÓN POR MÉTODOS¹⁰

Fuente: Elaboración propia a partir de ANM (2020) [47]

Cada uno de estos modos se aplica en función del nivel de protección requerido por la zona ATEX y la categoría del equipo [46].

En el caso de equipos no eléctricos, como válvulas, bombas o sistemas mecánicos, los modos de protección se enfocan en evitar fricción, impacto o acumulación de cargas electrostáticas que puedan actuar como focos de ignición. Estos dispositivos también deben superar un análisis de riesgos específico y ajustarse a normas técnicas como la UNE-EN ISO 80079-36 y 37, que recogen los principios de diseño seguro para componentes mecánicos en atmósferas explosivas [45].

6.3.4 Medidas de prevención y protección

El Real Decreto 681/2003 diferencia entre medidas técnicas y organizativas para prevenir explosiones. Las primeras abarcan aspectos como la selección de equipos y modos de protección adecuados al riesgo. En cambio, las organizativas se centran en la gestión operativa y humana de la seguridad, incluyendo formación, permisos de trabajo y protocolos [44].

Dentro de estas medidas organizativas, la formación del personal es esencial. Todo trabajador en zonas clasificadas debe conocer los riesgos del hidrógeno, el significado de las zonas ATEX, y los procedimientos de emergencia. Esta capacitación debe ser específica, documentada y actualizada según las tareas de cada puesto [44].

Además, tareas como la apertura de líneas, intervenciones en válvulas o manipulación de sensores deben contar con permisos de trabajo, listas de verificación y, en su caso, planes de contingencia. Todo ello debe estar recogido en el Documento de Protección Contra Explosiones (DPCE), como garantía de cumplimiento de las medidas organizativas exigidas por la normativa [44].

¹⁰ Figura con finalidad ilustrativa. No representa la totalidad de modos de protección ni sustituye a la consulta directa de la normativa aplicable.

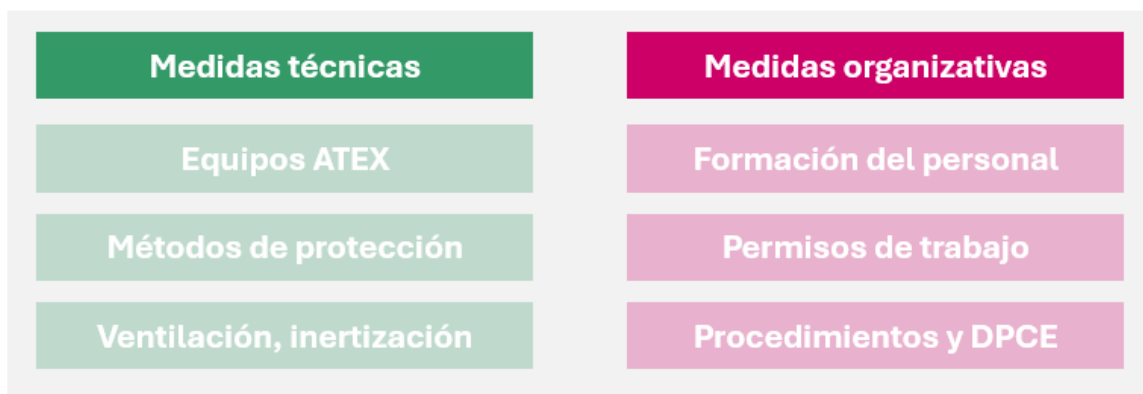


FIGURA 32: CLASIFICACIÓN DE MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y PROTECCIÓN

Fuente: Elaboración propia

6.3.5 Diseño físico y sectorización de zonas peligrosas

Como complemento al resto de estrategias, el diseño de la instalación debe considerar la separación de zonas peligrosas respecto a elementos sensibles o áreas de tránsito. Esto puede lograrse mediante barreras físicas, compartimentación, zonas de seguridad o aislamiento remoto de válvulas. El objetivo es minimizar la exposición del personal y reducir el riesgo de propagación del incidente en caso de fuga o explosión. También es recomendable sectorizar eléctricamente las áreas clasificadas para evitar que una falla se propague por todo el sistema [40].

6.4 Tecnologías de seguridad en el corredor de hidrógeno

El avance en las tecnologías de seguridad ha permitido desarrollar soluciones específicas para prevenir, detectar y actuar ante situaciones de riesgo en instalaciones con hidrógeno. Estas tecnologías son especialmente relevantes en corredores de transporte a gran escala, donde el volumen de gas y las distancias implicadas requieren sistemas robustos, fiables y automatizados. A continuación, se describen las principales tecnologías aplicadas en estos entornos, basadas en estándares ATEX y buenas prácticas recogidas en documentos técnicos y normativas europeas [45].

Los sensores de detección de hidrógeno constituyen la primera línea de defensa ante una posible fuga. Estos dispositivos pueden ser de tipo electroquímico, térmico o por semiconductores, y están diseñados para detectar concentraciones muy bajas (a partir del 0,1–0,4 % en aire). Se instalan en techos, arquetas o recintos cerrados, y su activación puede generar alarmas, cortes automáticos, ventilación forzada o bloqueos de línea. La norma UNE-EN 60079 exige que estos sensores estén certificados para atmósferas explosivas si se ubican en zonas clasificadas [46].

Los sistemas de corte automático permiten detener el flujo de hidrógeno ante la detección de una anomalía. Suelen estar vinculados a sensores de gas, temperatura o presión, y pueden accionar válvulas motorizadas, electroválvulas o relés de aislamiento. Es importante que estas válvulas estén diseñadas para operar en condiciones de emergencia y que conserven su funcionalidad incluso en caso de fallo eléctrico. Esta tecnología contribuye a minimizar la cantidad de gas liberado y a evitar que el incidente se propague a otros tramos del corredor [44].

En zonas ATEX, es habitual emplear cuadros eléctricos, armarios de control y sensores protegidos mediante técnicas de presurización o encapsulado. Los sistemas de presión compensada (tipo 'px', 'py' o 'pz') permiten mantener una sobrepresión interna respecto al exterior, evitando que el gas entre en el equipo y pueda encenderse dentro. Este método es común en estaciones de control de válvulas o en paneles de monitorización ubicados en zonas clasificadas [48].

La integración de sistemas de monitorización remota mediante plataformas SCADA permite una supervisión continua del estado del corredor de hidrógeno. Estos sistemas recopilan datos en tiempo real sobre presiones, caudales, concentraciones de gas, estado de válvulas y alarmas. En caso de desviaciones o activación de sensores, pueden iniciar automáticamente protocolos de seguridad, enviar notificaciones al centro de control y registrar el evento para su análisis posterior. Esta tecnología mejora la capacidad de respuesta y reduce el tiempo de reacción ante un incidente [44].

El hidrógeno puede inflamarse por energías de ignición muy bajas, por lo que el control de descargas electrostáticas es esencial. Las tecnologías de puesta a tierra, conectores antiestáticos, sistemas de monitorización de continuidad eléctrica y superficies tratadas con materiales disipativos forman parte de esta estrategia. También se emplean dispositivos que verifican automáticamente que el personal o los equipos estén correctamente conectados a tierra antes de iniciar una operación [42].

CONCLUSIONES

A lo largo de este trabajo se ha estudiado el papel que podría desempeñar España como exportador de hidrógeno renovable en el horizonte de 2030, centrándose en el análisis económico, logístico y de seguridad industrial asociado al transporte mediante un ducto específico como el BarMar. Las proyecciones de producción y demanda, los escenarios contemplados y la infraestructura analizada permiten extraer una serie de conclusiones relevantes sobre la viabilidad y las implicaciones de esta estrategia.

En primer lugar, resulta realista plantear que España pueda desempeñar un papel exportador en el futuro mercado europeo del hidrógeno. Esta posibilidad se fundamenta en varios factores: el objetivo nacional fijado en el PNIEC de alcanzar 12 GW de electrólisis para 2030, el apoyo público a numerosos proyectos de valles de hidrógeno a través de ayudas gubernamentales y fondos europeos, y, sobre todo, la elevada disponibilidad de recursos renovables como el sol y el viento, que confieren al país una ventaja comparativa en términos de coste y sostenibilidad de la producción.

Sin embargo, el análisis también permite identificar obstáculos que pueden dificultar el cumplimiento de los objetivos marcados. Muchos de los proyectos actualmente anunciados se encuentran aún en fase de planificación o tramitación, y presentan importantes retrasos, incertidumbre regulatoria o dificultades de financiación. A corto plazo, estos factores limitan la posibilidad de alcanzar los niveles de capacidad instalados previstos para 2030, lo que sugiere que las metas establecidas pueden haber sido demasiado optimistas en relación con el ritmo real de implementación.

En cuanto a la eficiencia del modelo de exportación a través de un ducto, se ha comprobado que esta opción presenta ventajas técnicas relevantes frente a otras alternativas logísticas. El transporte mediante ducto permite exportar hidrógeno puro, lo cual es esencial para muchas aplicaciones industriales específicas que no pueden utilizar el vector en forma de amoníaco u otros portadores. Además, permite movilizar grandes volúmenes de producto de forma continua y sin depender de soluciones logísticas más complejas o limitadas como el transporte por carretera o marítimo.

Desde el punto de vista de seguridad industrial, se constata que todavía existen lagunas normativas y técnicas en relación con el transporte de hidrógeno por ductos, especialmente en el caso de infraestructuras submarinas. A diferencia del gas natural, donde existen prácticas y procedimientos industriales consolidados, el hidrógeno plantea nuevos retos que requieren estudios específicos y el desarrollo de marcos normativos adecuados. Resulta especialmente necesario fomentar la investigación aplicada en este ámbito, así como establecer guías de diseño, operación y evaluación de riesgos adaptadas a las características particulares del hidrógeno.

Por último, cabe destacar el valor estratégico de la posición geográfica de España, no solo como productor principal, sino también como nodo de conexión entre Europa y regiones con alto potencial exportador como el norte de África. Esta ubicación privilegiada permitiría a España desempeñar un doble papel: como productor-exportador directo y como punto de entrada de hidrógeno renovable procedente de países como Marruecos, facilitando su transporte hacia los grandes centros de consumo industrial del centro y norte de Europa.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Goldam Sachs, "Carbonomics: The Clean Hydrogen Revolution," Goldman Sachs, London, 2022.
- [2] MITECO, «Hidrógeno,» Gobierno de España, s.f.. [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno.html?utm_source=chatgpt.com.
- [3] Á. Merino, «Verde, azul o negro: los distintos tipos de hidrógeno,» 28 Octubre 2022. [En línea]. Available: <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/tipos-hidrogeno/>.
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable,» 2020.
- [5] J. Kilner, «Métodos de Producción de Hidrógeno y sus Colores,» CIC energiGUNE, 17 Mayo 2022. [En línea]. Available: <https://cicenergigune.com/es/blog/metodos-produccion-hidrogeno-colores>.
- [6] P. Bosh-Jimenez, «Actualidad y futuro del hidrógeno: tecnología. desafíos y su papel en la descarbonización de la economía,» 31 Enero 2025. [En línea]. Available: <https://www.interempresas.net/Energia/Articulos/585791-Actualidad-futuro-hidrogeno-tecnologia-desafios-papel-descarbonizacion-economia.html>.
- [7] International Energy Agency, «Global Hydrogen Review 2024,» IEA, 2024.
- [8] European Hydrogen Backbone (EHB), «European Hydrogen Backbone: Implementation Roadmap – Part II,» Guidehouse & EHB, Brussels, 2024.
- [9] Dii Desert Energy, «MENA 2024 – Bulk Transport Options for Green Molecules,» Dii Desert Energy, 2024.
- [10] Fastech, «Hydrogen Pipelines,» 3 Octubre 2024. [En línea]. Available: <https://www.fastechus.com/blog/hydrogen-pipelines>.
- [11] U.S. Department of Energy, «Hydrogen Pipelines,» U.S. Department of Energy, s.f.. [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-pipelines>.
- [12] U.S Department of Energy (DOE), «Pathways to Commercial Liftoff,» DOE, 2023.
- [13] Misión Cavendish, «La cadena de valor del hidrógeno,» 2024. [En línea]. Available: <https://misioncavendish.com/la-cadena-de-valor-del-hidrogeno/>.
- [14] H₂Med Project, «Corredor de hidrógeno,» s.f.. [En línea]. Available: <https://h2medproject.com/es/corredor-de-hidrogeno/>.
- [15] European Commission, «REPowerEU,» Publications Office of the European Union, Brussels, 2022.

- [16] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023–2030,» Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), Madrid, 2023.
- [17] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable,» Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020.
- [18] Deloitte for the Clean Hydrogen Partnership, "Study on hydrogen in ports and industrial coastal areas," Clean Hydrogen Partnership, Brussels, 2023.
- [19] Enagás, «Call for Interest: hacia el desarrollo de una red de hidrógeno renovable en España,» Enagás, [En línea]. Available: <https://www.enagas.es/es/transicion-energetica/red-hidrogeno/infraestructuras-hidrogeno-espana/call-for-interest-red-nacional-hidrogeno/>.
- [20] D. C. Rosslowe y D. B. Petrovich, «European Electricity Review 2025,» Ember, Londres, 2025.
- [21] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable,» Madrid, 2020.
- [22] Enagás, «H₂Med - Tríptico del proyecto europeo,» s.f. [En línea]. Available: <https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/transicion-energetica/red-hidrogeno/h2med/h2med-triptico-proyecto-europeo.pdf>.
- [23] Enagás, «¿Qué son los futuros corredores europeos de hidrógeno?,» 22 Agosto 2022. [En línea]. Available: <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/que-son-los-futuros-corredores-europeos-de-hidrogeno/>.
- [24] «Corredor de hidrógeno,» H₂med, [En línea]. Available: <https://h2medproject.com/es/corredor-de-hidrogeno/>.
- [25] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), «Memoria de Actividades 2023,» Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023.
- [26] Asociación Española del Hidrógeno (AeH₂), «Censo de proyectos de hidrógeno,» 2024. [En línea]. Available: <https://aeh2.org/censo-de-proyectos-de-hidrogeno/>.
- [27] Clean Hydrogen Partnership, "Clean Hydrogen Observatory," 2023. [Online]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/>.
- [28] Enagás, «Enagás,» Enagás, s.f. [En línea]. Available: <https://www.enagas.es/es/transicion-energetica/red-hidrogeno/infraestructuras-hidrogeno-espana/>.
- [29] Infraestructuras de Hidrógeno, «Infraestructura interior de hidrógeno,» Junio 2025. [En línea]. Available: <https://www.infraestructurasdehidrogeno.es/infraestructura-interior-de-hidrogeno/>.
- [30] H₂Med Project, "The 1st list of Projects of Common Interest (PCI) under revised TEN-E officially published," 28 November 2023. [Online]. Available: <https://h2medproject.com/the-1st-list-of-projects-of-common-interest-pciunder-revised-ten-e-officially-published/>.

- [31] Y. Reyes, «Almacenamiento de hidrógeno: Materiales y retos para su transporte,» 28 Octubre 2023. [En línea]. Available: <https://inspenet.com/articulo/almacenamiento-de-hidrogeno-materiales/>.
- [32] Enagás, «Infraestructura interior de hidrógeno en España: Resumen no técnico,» Enagás, 24 Abril 2025. [En línea]. Available: <https://www.infraestructurasdehidrogeno.es/wp-content/uploads/2025/04/Infraestructura-interior-hidrogeno-resumen-no-tecnico.pdf>.
- [33] European Hydrogen Backbone, «European Hydrogen Backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created,» Guidehouse (on behalf of EHB), 2020.
- [34] European Commission, "European Clean Hydrogen Alliance," [Online]. Available: https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/industrial-alliances/european-clean-hydrogen-alliance_en.
- [35] European Hydrogen Backbone, «EHB Implementation Roadmap: Public support as catalyst for hydrogen infrastructure,» European Hydrogen Backbone (EHB), 2024.
- [36] Clean Hydrogen Partnership, «Cost of Hydrogen Production,» 2023. [En línea]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/cost-hydrogen-production>.
- [37] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Part I – Trade Outlook for 2050 and Way Forward,» International Renewable Energy Agency (IRENA), 2022.
- [38] European Commission, «European Hydrogen Bank,» [En línea]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/european-hydrogen-bank_en.
- [39] J. F. Helgaker, S. B. Sørheim, L. Collberg, E. Østby y Å. Huser, «Safety Considerations Offshore Hydrogen Pipelines,» de *Pipeline Technology Conference 2024*, Berlin, 2024.
- [40] J. García Torrent, E. Querol Aragón y L. Medic Pejic, «Zonas clasificadas ATEX por la presencia de polvo inflamable. Elementos para definir su extensión,» *Ingeniería Química*, nº 457, Marzo 2008.
- [41] J. García Torrent, A. Vega Remesal, L. Medic Pejic, N. Fernández Añez y V. Valiño López, «Sistemas de protección contra explosión en instalaciones ATEX,» *Industria Química*, nº 70.
- [42] C. Fernández Ramón, J. García Torrent, E. Querol Aragón y A. Vega Remesal, «Evaluación de riesgos en atmósferas explosivas. La nueva Directiva ATEX 137,» *Ingeniería Química*, nº 163, Mayo 2004.
- [43] Asociación Española de Normalización, «Atmósferas explosivas. Prevención y protección contra explosiones. Parte 1: Conceptos básicos y metodología,» UNE.
- [44] J. García Torrent y E. Querol Aragón, «El documento de protección contra explosiones: Una herramienta para validar la seguridad de las instalaciones ATEX,» *Ingeniería Química*, nº 87, Septiembre 2005.

- [45] J. García Torrent, Á. Vega Remesal, E. Querol Aragón y L. Medic Pejic, «Evaluación de la conformidad ATEX de equipos e instalaciones en uso,» *Ingeniería Química*, nº 47582, Octubre 2009.
- [46] C. Fernández Ramón, J. García Torrent, E. Querol Aragón y A. Vega Remesal, «Equipos e instalaciones en atmósferas explosivas,» *Ingeniería Química*.
- [47] Agencia Nacional de Minería (ANM), «Requisitos de seguridad de los equipos ATEX para uso en atmósferas explosivas,» ANM, 202.
- [48] L. O. J. M. Madariaga, «Breve guía sobre productos e instalaciones en atmósferas explosivas,» 2020.
- [50] Clean Hydrogen Partnership, «Scenarios for future hydrogen demand,» 2023. [En línea]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/scenarios-future-hydrogen-demand>.
- [51] Enagás, «El hidrógeno renovable, un vector energético clave para España y Europa,» de *Presentación corporativa de Enagás sobre hidrógeno*, 2023.
- [52] Clean Hydrogen Partnership, «Cost of Hydrogen Production,» [En línea]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/cost-hydrogen-production>.

DOCUMENTO 2: ESTUDIO ECONÓMICO

1. Introducción

Este documento complementa el estudio económico desarrollado en el capítulo 5 del trabajo, centrado en los costes de infraestructura y transporte del corredor BarMar. En este caso, el objetivo es valorar el coste económico asociado al trabajo profesional necesario para la elaboración del propio TFG.

Se adopta una metodología basada en la identificación de tareas realizadas, la asignación de perfiles profesionales típicos en proyectos de ingeniería energética, y la estimación de costes según tarifas medias de mercado en España.

2. Identificación de tareas realizadas

El TFG ha implicado diferentes tareas que se resumen a continuación:

- Investigación documental y recopilación de datos técnicos.
- Análisis energético y modelización de escenarios (producción y demanda de hidrógeno).
- Análisis logístico del trazado del corredor y su viabilidad.
- Estimaciones económicas y cálculo de costes de transporte.
- Estudio de seguridad industrial.
- Redacción y edición del documento completo, tablas y figuras.

3. Perfiles profesionales y costes asociados

Se considera que un equipo profesional habría sido necesario para realizar este trabajo en un contexto real de ingeniería, con los siguientes perfiles y costes medios:

| Tarea principal | Perfil profesional | Horas estimadas | Tarifa media (€/h) | Subtotal (€) |
|---|-----------------------------------|------------------------|---------------------------|---------------------|
| Recopilación de datos, marco normativo y bibliografía | Ingeniero junior | 25 | 30 | 750 |
| Modelización energética y escenarios de producción | Ingeniero energético senior | 35 | 45 | 1575 |
| Análisis logístico (infraestructura y trazado) | Analista de viabilidad logística | 20 | 40 | 800 |
| Estudio económico | Consultor técnico financiero | 18 | 50 | 900 |
| Estudio de seguridad ATEX y evaluación de riesgos | Especialista en seguridad | 22 | 55 | 1210 |
| Redacción, edición técnica y maquetación del documento | Especialista en redacción técnica | 25 | 30 | 750 |
| Supervisión intermedia, revisión técnica de entregables, coordinación entre perfiles y aseguramiento de calidad | Senior Manager | 15 | 100 | 1500 |
| Validación final, representación institucional del proyecto y revisión estratégica general | Socio | 5 | 300 | 1500 |
| Total estimado | | 145 h | | 8985 € |

4. Consideraciones adicionales

- Aunque los perfiles profesionales incluidos no coinciden estrictamente con las denominaciones utilizadas en consultorías, las tarifas aplicadas corresponden a valores de mercado habituales en ese sector. Se ha optado por una descripción funcional de los perfiles en lugar de emplear categorías corporativas específicas, con el fin de facilitar la comprensión de las funciones desempeñadas en cada fase del trabajo.
- Los costes reflejan tarifas profesionales de mercado en consultorías energéticas en España (año 2025)¹¹

5. Conclusiones

El estudio profesionalizado del presente TFG implicaría, en un entorno real de consultoría, un coste total aproximado de 8985 € en trabajo humano directo.

Esta cifra puede considerarse una aproximación razonable para valorar el alcance económico del proyecto desde una perspectiva profesional estándar.

¹¹ Randstad Research. (s.f.). *Tendencias Salariales*. <https://www.randstadresearch.es/tendencias-salariales/>

DOCUMENTO 3: ANEXOS

ANEXO A – Hoja de cálculo de producción y demanda energética

A continuación se presentan los datos clave extraídos de la hoja de cálculo desarrollada para modelizar los escenarios de producción, demanda y balance energético de hidrógeno en España. Todas las tablas han sido generadas a partir de cálculos propios realizados en Microsoft Excel, con base a los criterios y fórmulas explicados en el capítulo 3 del presente documento.

| Año | Escenario de demanda | Demanda total en Europa [TWh/año] | Demanda total en Europa [Mt] | Demanda total en Europa (excl. España) [Mt] |
|------|----------------------|-----------------------------------|------------------------------|---|
| 2030 | Conservative (2023) | 279 | 8,38 | 7,74 |
| 2030 | Moderate (2023) | 333 | 10,00 | 9,24 |
| 2030 | Ambitious (2023) | 388 | 11,65 | 10,77 |
| 2040 | Conservative (2023) | 390 | 11,71 | 10,83 |
| 2040 | Moderate (2023) | 666 | 20,00 | 18,49 |
| 2040 | Ambitious (2023) | 975 | 29,28 | 27,06 |
| 2050 | Conservative (2023) | 543 | 16,31 | 15,07 |
| 2050 | Moderate (2023) | 1094 | 32,85 | 30,37 |
| 2050 | Ambitious (2023) | 1745 | 52,40 | 48,44 |

| Año | Escenario de demanda | Demanda total en el mundo [Mt] | Demanda total en Europa [TWh] | Demanda total en Europa (excl. España) [Mt] |
|------|----------------------|--------------------------------|-------------------------------|---|
| 2030 | GS - Bear (2022) | 105 | 8,40 | 7,77 |
| 2030 | GS - Base (2022) | 130 | 10,40 | 9,64 |
| 2030 | GS - Bull (2022) | 160 | 12,80 | 11,92 |
| 2040 | GS - Bear (2022) | 170 | 13,60 | 12,71 |
| 2040 | GS - Base (2022) | 250 | 20,00 | 18,49 |
| 2040 | GS - Bull (2022) | 330 | 26,40 | 24,18 |
| 2050 | GS - Bear (2022) | 220 | 17,60 | 16,37 |
| 2050 | GS - Base (2022) | 368 | 29,44 | 26,95 |
| 2050 | GS - Bull (2022) | 539 | 43,12 | 39,16 |

| Año | Escenario de demanda | Demanda total en Europa [TWh/año] | Demanda total en Europa [Mt] | Demanda total en España [Mt] |
|------|----------------------|-----------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| 2030 | Conservative (2023) | 279,00 | 8,38 | 0,63 |
| 2030 | Moderate (2023) | 333,00 | 10,00 | 0,76 |
| 2030 | Ambitious (2023) | 388,00 | 11,65 | 0,88 |
| 2040 | Conservative (2023) | 390,00 | 11,71 | 0,89 |
| 2040 | Moderate (2023) | 666,00 | 20,00 | 1,51 |
| 2040 | Ambitious (2023) | 975,00 | 29,28 | 2,22 |
| 2050 | Conservative (2023) | 543,00 | 16,31 | 1,23 |
| 2050 | Moderate (2023) | 1094,00 | 32,85 | 2,49 |
| 2050 | Ambitious (2023) | 1745,00 | 52,40 | 3,96 |

| Año | Escenario de demanda | Demanda total en España [Mt] | Tasa crecimiento respecto 2030 | Capacidad Estimada [GW] | Producción Estimada [Mtpa] |
|------|----------------------|------------------------------|--------------------------------|-------------------------|----------------------------|
| 2030 | Conservative (2023) | 0,63 | - | 12,00 | 1,08 |
| 2030 | Moderate (2023) | 0,76 | - | 12,00 | 1,08 |
| 2030 | Ambitious (2023) | 0,88 | - | 12,00 | 1,08 |
| 2040 | Conservative (2023) | 0,89 | 40% | 16,77 | 1,51 |
| 2040 | Moderate (2023) | 1,51 | 100% | 24,00 | 2,16 |
| 2040 | Ambitious (2023) | 2,22 | 151% | 30,15 | 2,71 |
| 2050 | Conservative (2023) | 1,23 | 95% | 23,35 | 2,10 |
| 2050 | Moderate (2023) | 2,49 | 229% | 39,42 | 3,55 |
| 2050 | Ambitious (2023) | 3,96 | 350% | 53,97 | 4,86 |

| Año | Escenario de demanda | Producción [Mtpa] | Demanda [Mtpa] | Excedente [Mtpa] |
|------|----------------------|-------------------|----------------|------------------|
| 2030 | Conservative (2023) | 1,08 | 0,63 | 0,45 |
| 2030 | Moderate (2023) | 1,08 | 0,76 | 0,32 |
| 2030 | Ambitious (2023) | 1,08 | 0,88 | 0,20 |
| 2040 | Conservative (2023) | 1,51 | 0,89 | 0,62 |
| 2040 | Moderate (2023) | 2,16 | 1,51 | 0,65 |
| 2040 | Ambitious (2023) | 2,71 | 2,22 | 0,50 |
| 2050 | Conservative (2023) | 2,10 | 1,23 | 0,87 |
| 2050 | Moderate (2023) | 3,55 | 2,49 | 1,06 |
| 2050 | Ambitious (2023) | 4,86 | 3,96 | 0,89 |