

Febrero 2025

INFORME ANUAL

CÁTEDRA DE ESTUDIOS SOBRE EL HIDRÓGENO

Hidrógeno renovable: *quo vadis?*

Autores (por orden alfabético)

Rafael Cossent, Isabel Catalina Figuerola-Ferretti, Francisco Javier Sanz,
Santiago Serna

**CÁTEDRA
DE ESTUDIOS SOBRE
EL HIDRÓGENO**



CONTENIDO

Acrónimos	4
1. Introducción	6
1.1 La Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno	6
1.2 Objetivo y estructura del informe	7
2. Estado de los proyectos de hidrógeno renovable en España	8
3. Avances regulatorios y sus implicaciones	15
3.1 Hitos regulatorios ámbito europeo	15
3.1.1 Definiciones	16
3.1.2 Demanda	17
3.1.3 Infraestructura	18
3.1.4 Incentivos	18
3.2 Hitos regulatorios ámbito nacional	19
3.3 Proyectos ubicados en España a los que se ha concedido algún tipo de ayuda en convocatorias europeas y/o nacionales	21
4. Casos de uso para el hidrógeno renovable de acuerdo al marco regulatorio y la política energética	23
4.1 Un posible escenario para la demanda de hidrógeno en España en base a las obligaciones regulatorias	23
4.1.1 Objetivos específicos RFNBOs	25
4.1.2 Objetivos generales	34

4.2 El hidrógeno renovable en el escenario objetivo del PNIEC	45
4.3. Conclusiones sobre las aplicaciones del hidrógeno renovable en España	48
5. Evolución a medio y largo plazo de la economía del hidrógeno	52
5.1 El estado actual de mercados de h2 y sus derivados	52
5.1.1. Las políticas y objetivos público	54
5.1.2 La evolución de la demanda y los contratos vinculantes	57
5.1.3 Las decisiones de inversión	59
5.1.4 La evolución de las infraestructuras de almacenamiento y transporte	76
5.2 El desarrollo del mercado de negociación del hidrógeno	83
5.3 Hacia una referencia de precios del hidrógeno en España	90
5.3.1 Señales de precio S&P global	90
5.3.2 El índice HYDRIX, señal de precios hidrógeno renovable en Alemania	98
5.3.3 El índice Austriaco CEGH	101
5.4 Construcción de señales de precio del hidrogeno renovable	104
5.4.1 Señal de precio de hidrogeno renovable en IBERIA	104
5.4.2 Conclusiones	113
Anexo I	115
Referencias	118

ACRÓNIMOS

AFIR	Reglamento relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos (Alternative Fuel Infrastructure Regulation)
ATJ	Alcohol a Jet (Alcohol to Jet)
CBAM	Mecanismo de ajuste de carbono en frontera (Carbon Border Adjustment Mechanism)
CE	Comisión Europea
DRI	Hierro de Reducción Directa (Direct Reduced Iron)
EASA	Agencia de la Unión Europea para la Seguridad Aérea
EDAR	Estación Depuradora de Aguas Residuales
ETS	Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (Emission Trading Scheme)
FCEV	Vehículo eléctrico de pila de combustible (Fuel Cell Electric Vehicle)
FFB	Racimo de fruta fresca de la palma (Fresh Fruit Bunch)
FORSU	Fracción Orgánica de los Residuos Sólidos Urbanos
FT	Fischer Tropsch
GNL	Gas Natural Licuado
HEFA	Diésel renovable para aviación (Hydrotreated Esters and Fatty Acids)
HVO	Hidrobiodiésel (Hydrotreated Vegetable Oil)

ACRÓNIMOS

ICAO	Organización de Aviación Civil Internacional (International Commercial Aviation Organization)
IPCEI	Proyecto importante de interés común europeo (Important Project of Common European Interest)
PERTE ERHA	Plan Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
POME	Efluente de la molienda de la palma (Palm Oil Mill Effluent)
PtL	Power to Liquid
RED	Directiva de energías renovables (Renewable Energy Directive)
RFNBO	Combustible renovable de origen no biológico (Renewable Fuel of Non-Biological Origin)
SAF	Combustibles de aviación sostenible (Sustainable Aviation Fuel)
UCO	Aceite de cocina usado (Used Cooking Oil)

1.INTRODUCCIÓN

1.1 La Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno

La Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno es una colaboración entre la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (Comillas ICAI) y la Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales (Comillas ICADE), con el objetivo de contribuir al desarrollo del sector del hidrógeno renovable en España mediante la realización de estudios, recopilación y análisis de datos, la divulgación y el debate informado.

La descarbonización de la economía es uno de los grandes retos a los que se enfrenta nuestro país actualmente. A este respecto, el hidrógeno renovable está llamado a ser un vector clave en un sistema energético descarbonizado ya que permite **descarbonizar consumos difíciles de electrificar de manera directa** como algunos procesos industriales o el transporte pesado o marítimo. Asimismo, puede jugar un rol como solución de **almacenamiento energético de largo plazo** necesario para gestionar la variabilidad de la producción eléctrica renovable, y convertirse **en una nueva commodity relevante en el mercado energético global** por su contribución a la transición hacia un modelo económico verde.

En este contexto, la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno se ha marcado como objetivo la publicación de un informe anual analizando una serie de variables relevantes para tomar el pulso al sector del hidrógeno en el contexto europeo y nacional.

Con sus actividades la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno trata de contribuir al debate mediante un enfoque multidisciplinar y atendiendo a la cadena de valor del hidrógeno en su conjunto, incluyendo aspectos técnico-económicos, regulatorios y financieros. La actividad de la cátedra busca por tanto contribuir al cumplimiento de la estrategia europea y española de hidrógeno verde, así como el objetivo de alcanzar la neutralidad climática no más tarde de 2050.

Para alcanzar sus objetivos, la cátedra cuenta con la participación de varias instituciones patrono presentes en diferentes segmentos de la cadena de valor del hidrógeno: Acerinox, Andersen, Carburos Metálicos, Moeve, Management Solutions y Redeia.

1.2. Objetivo y estructura del informe

La importancia del hidrógeno para nuestros futuros sistemas energéticos se ha hecho aún más evidente en los últimos años en los que, además de la descarbonización, la seguridad de suministro y la autonomía energética e industrial se han situado en el centro del debate político europeo. Prueba de ello es el incremento de ambición en los objetivos de producción y utilización de hidrógeno renovable que se incluyeron en el plan RePower EU presentado por la Comisión Europea en el año 2022, o la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima publicado en septiembre de 2024 por el Gobierno de España. No obstante, el desarrollo del sector del hidrógeno renovable no está exento de desafíos. En la edición anterior de este informe ya se incidía en las dificultades que se estaban encontrando para lograr tomar una decisión final de inversión y se discutían en detalle algunos de los elementos que podían determinar la futura competitividad del hidrógeno. Adicionalmente, el informe analizaba el estado del mercado del hidrógeno y hacía un ejercicio para visualizar un posible desarrollo futuro del mismo.

La presente edición del informe da un paso más en esa dirección analizando, por un lado, cuáles podrían ser los primeros casos de uso del hidrógeno, teniendo en cuenta la regulación implantada en los últimos años y la competencia con otros vectores de descarbonización como la electrificación directa o los biocombustibles. Por otro lado, además de actualizar el análisis sobre el mercado del hidrógeno, se evalúan posibles modelos de negocio que permitan viabilizar los primeros pasos en el desarrollo de este sector.

En definitiva, con este informe tratamos de arrojar algo de luz sobre la pregunta de hacia dónde va el hidrógeno en España: hidrógeno, quo vadis? Una vez desplegada la mayoría de la regulación europea y a punto de trasponerla a nivel de nacional, y con un gran volumen de ayudas a proyectos ya concedidas, da la sensación de estar ante un punto de inflexión que marcará el futuro de este vector energético.

El presente informe analiza la información recabada durante el último curso 2023-2024 presentando una revisión actualizada del estado de los proyectos de producción de hidrógeno electrolítico en España (sección 2), y de los avances regulatorios y sus implicaciones (sección 3), un análisis de los factores clave y casos de uso para el hidrógeno (sección 4) y las perspectivas del comercio de hidrógeno a medio y largo plazo y sus modelos de negocio (sección 5).

2. ESTADO DE LOS PROYECTOS DE HIDRÓGENO RENOVABLE EN ESPAÑA

La cátedra monitoriza periódicamente el estado de los proyectos de producción de hidrógeno electrolítico en España en base a la mejor información pública disponible(1). Para ello se realiza un seguimiento, análisis y filtrado de la información proveniente de diferentes fuentes. El objeto de la publicación de los datos es puramente informativo y su contenido procede de fuentes de información externas referenciadas mediante los correspondientes enlaces. La cátedra no se hace responsable del contenido de estos enlaces a otras páginas web por lo que no puede dar garantía de ningún tipo en cuanto a la integridad, exactitud o idoneidad de estos para cualquier uso particular.

A continuación, se presenta un resumen del estado de los proyectos a fecha de finales de enero de 2025 y su evolución en el último año.

Cifras clave del hidrógeno renovable en España 2023-2024



Figura 1: Resumen de cifras clave sobre la evolución del hidrógeno renovable en España.
Fuente: Elaboración propia.

En 2024, se produjo un crecimiento de un 34 % en relación con el número de proyectos recopilados en el Observatorio de la Catedra, sumando una capacidad de electrólisis de aproximadamente 21 GW. El incremento en número de proyectos es mayor que en capacidad de electrólisis, lo que indica que los nuevos proyectos son de menor tamaño. De concretarse, estos proyectos serían suficientes para

¹ Toda la información puede consultarse en la página web de la cátedra: <https://www.comillas.edu/catedras-de-investigacion/catedra-de-estudios-sobre-el-hidrogeno/mapa-de-proyectos-en-espana/>

cumplir con los objetivos establecidos en el borrador de la primera actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que prevé alcanzar una potencia de electrólisis de 12 GW para el año 2030. Sin embargo, hasta el año 2025, solo se encuentran en funcionamiento alrededor de 37 MW de capacidad de electrólisis, con dos nuevos proyectos entrando en operación en el último año.

La mayoría de los proyectos continúan en fases iniciales de desarrollo. No obstante, alrededor de 40 han recibido algún tipo de apoyo, ya sea a nivel nacional o europeo. De estos, se han comprometido a entrar en operación en 2026 un total de 771 MW de capacidad de electrólisis.

Una parte cada vez más relevante de los proyectos están orientados a la producción de derivados del hidrógeno. Los proyectos de producción de amoníaco anunciados suman más de 2 Mt anuales, lo que permitiría descarbonizar el uso de amoníaco gris nacional y exportar a otros países. En relación al metanol, la capacidad de producción anunciada también supera la demanda nacional. Adicionalmente, en el último año ha crecido el interés por la producción de e-SAF, con tres proyectos existentes que suman más 70 kt e-SAF de capacidad anunciada. Por último, aunque aún con un peso testimonial, ha entrado en operación una primera planta de producción de metano sintético.

Incremento significativo en el número de proyectos registrados en 2024, aunque los proyectos en estados avanzados siguen representando una fracción muy reducida

A fecha de la publicación del presente informe se han registrado 170 proyectos de producción de hidrógeno a nivel comercial frente a los 112 proyectos registrados en el informe presentado en 2023. Entre estos, la mayor parte son proyectos que aún están en estados muy prematuros de su desarrollo (estudio de factibilidad). Esto no implica que estos proyectos se hayan concebido en 2024, si no que antes desde la Cátedra, no se habían identificado.

En relación con los proyectos con concesión de ayudas, su número aumento ligeramente desde el último informe gracias a la resolución de la segunda convocatoria del programa hidrógeno pioneros aprobada en diciembre de 2023(2).

² El anterior informe de la Catedra se publicó en octubre de 2023, por lo que estos proyectos aún no se habían recogido en la base de datos.

En 2024, no se resolvieron nuevas convocatorias, si bien, se anunció una nueva convocatoria destinada a Valles de Hidrógeno que, a la fecha de publicación del informe continúa en proceso, habiendo sido publicada el 4 de febrero de 2025 la lista de proyectos admitidos en fase de preevaluación.

Por último, cabe destacar que, en 2024, entraron en operación dos nuevos proyectos de hidrógeno. El primero de ellos, situado en el Parque Empresarial del Medio Ambiente (PEMA) de Soria, tiene una capacidad de electrólisis de 2,5 MW que permitirá la demostración y replicabilidad de esta tecnología en Castilla y León. Sus principales usos serán la inyección en red de gas natural, el transporte terrestre o la industria cercada. El segundo proyecto, está situado en Miajadas, Cáceres, y cuenta con una capacidad de electrólisis de 1 MW. El hidrógeno generado se combina con CO2 biogénico para producir e-metano, que posteriormente se inyecta en red para su consumo por distintos *off-takers*.

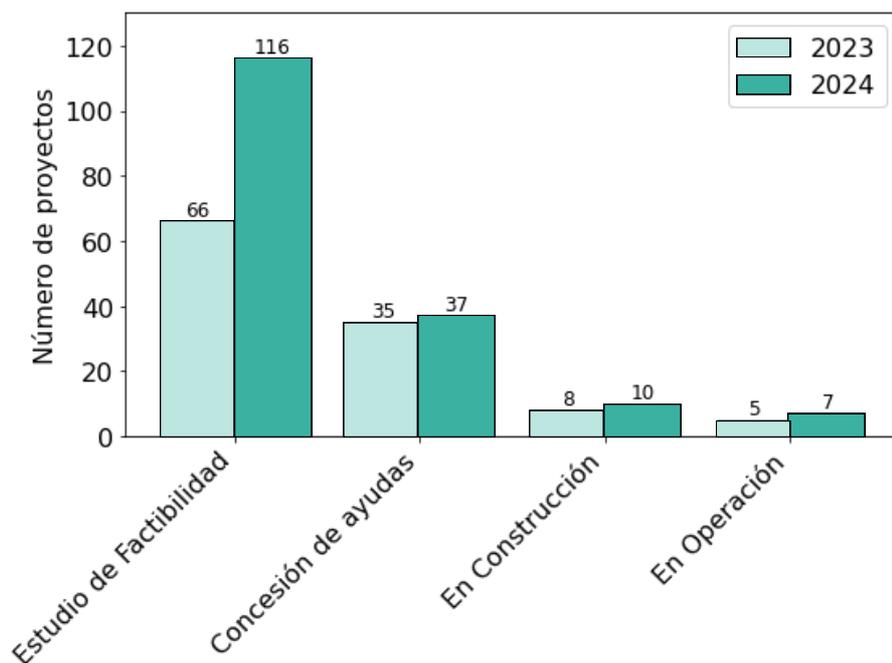


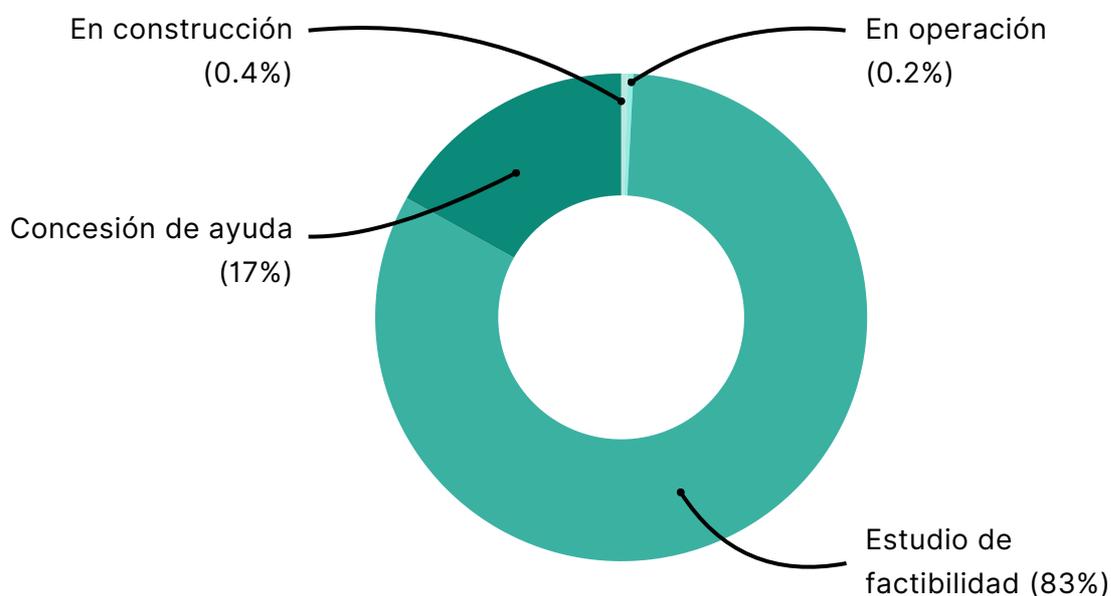
Figura 2: Estado de la producción de hidrógeno en España según número de proyectos.

Fuente: Elaboración propia.

Se han anunciado más de 21,5 GW de proyectos, lo que representa un aumento de 7,5 GW respecto a lo anunciado en el informe de 2023

A pesar del gran volumen de capacidad de los proyectos anunciados menos de un 1 % de la capacidad se encuentra operativa o en construcción. Los proyectos que han recibido algún tipo de subvención suman un 17 % de la capacidad total anunciada (3) mientras que el 83 % restante corresponde a proyectos en estudio de factibilidad.

Si se materializan en su totalidad, los proyectos que han recibido concesión de ayuda representarían más del 90 % del objetivo de 4 GW de capacidad de electrólisis establecido en la Hoja de Ruta del Hidrógeno de 2020 y el 30 % del objetivo de 12 GW fijado por el PNIEC en 2024(4).



*Figura 3: Estado de la producción de hidrógeno en España según potencia de electrólisis.
Fuente: Elaboración propia.*

La mayor parte de los nuevos proyectos no anuncian off-taker aumentando el número de proyectos destinados a la producción de derivados.

Respecto a los usos del hidrógeno, tal como se muestra en Figura 4 el mayor aumento en el número de proyectos se encuentra en aquellos que aún no anuncian off-taker. También aumentan ligeramente los proyectos destinados al transporte terrestre, al blending o al calor industrial. Respecto a la producción de acero, el proyecto HyDeal se mantiene como el único proyecto activo, si bien se ha moderado la ambición y revisado los plazos iniciales, ya que otro de los proyectos anunciados, Green Steel, no parece haber avanzado desde 2021. Finalmente, el proyecto Hydnum Steel ubicado en Puertollano, que plantea la instalación de una acería integral basada en reducción directa del hierro (DRI), no ha anunciado una capacidad de electrólisis a instalar.

³ La mayoría de los proyectos se desarrollan en varias fases, por lo que, en la mayoría de los casos, la potencia subvencionada es inferior a la potencia total anunciada por el proyecto.

⁴ Ambos objetivos están fijados para el año 2030

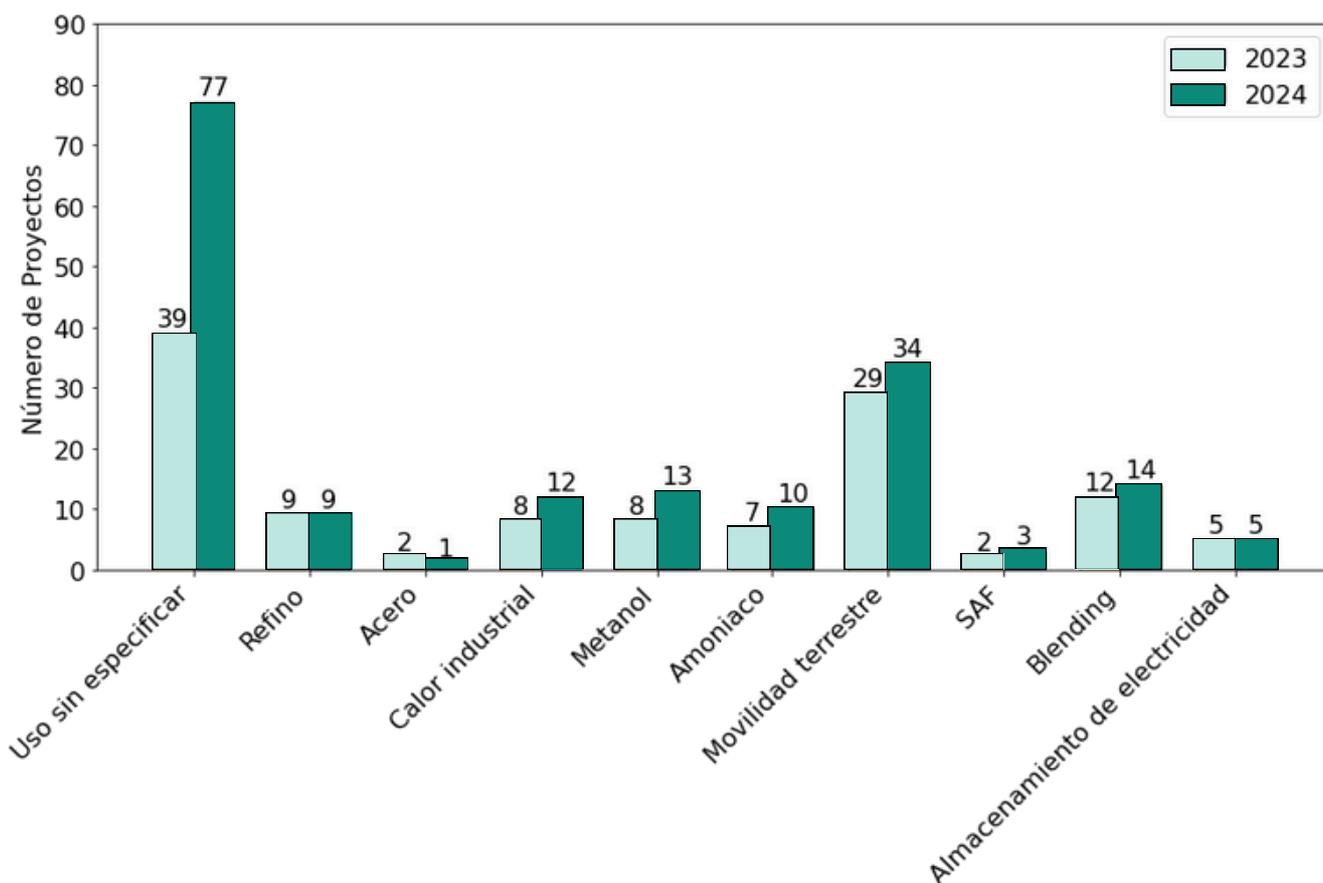


Figura 4: Proyectos de producción de hidrógeno según usos finales⁵.

Fuente: Elaboración propia.

La mayoría de los proyectos no especifican con claridad cuál será su off-taker. De los proyectos que sí lo hacen, una parte relevante de la producción está orientada a la sustitución del hidrógeno gris en el sector del refino o a la producción de derivados del hidrógeno, como el metanol y el amoniaco, que tienen aplicaciones tanto en la industria como en el transporte marítimo. Asimismo, se destacan los proyectos enfocados en la producción de e-SAF o al transporte terrestre, si bien estos últimos, aunque elevados en número son de pequeño tamaño.

La Figura 5 presenta el potencial de producción de hidrógeno anunciado en diversos sectores, comparado con la demanda correspondiente.

⁵ Un mismo proyecto puede tener distintas aplicaciones finales, por ejemplo, estar destinado a la producción de metanol y amoniaco.

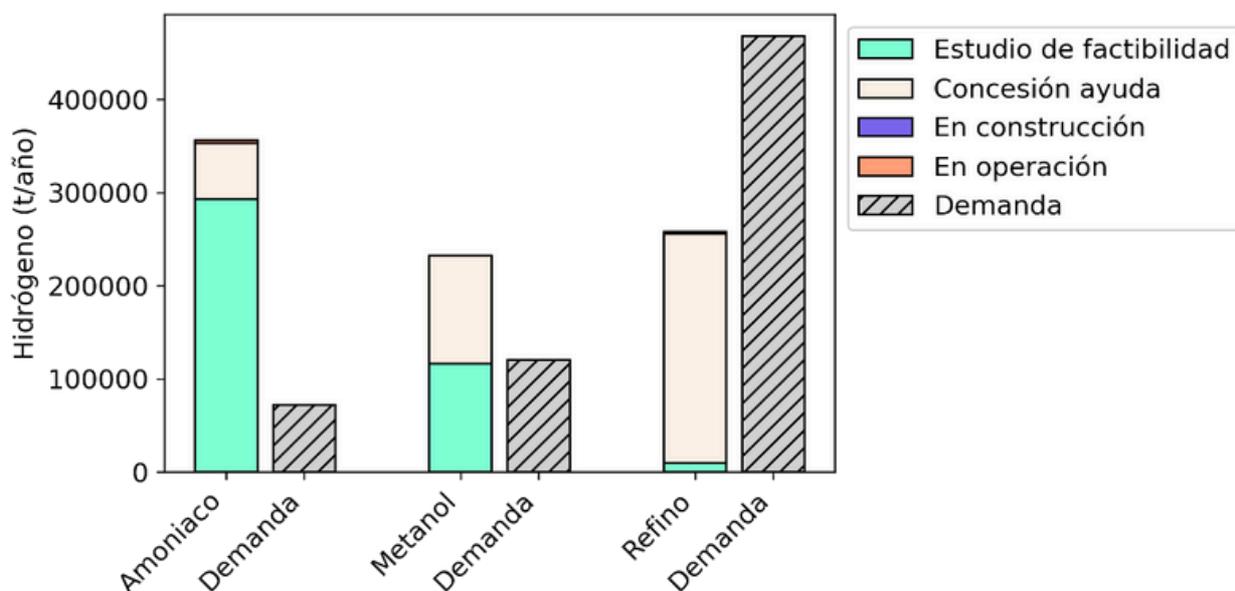


Figura 5. Potencial de producción anunciado y demanda de hidrógeno. El potencial de producción de hidrógeno/año se corresponde con el potencial total de proyectos que han recibido algún tipo de financiación, esto no significa que el 100 % del potencial de producción se encuentre subvencionado(6). Fuente: Elaboración propia.

En España operan ocho refinerías, que en 2023 consumieron 467 kt toneladas de hidrógeno gris [1]. De este total, se estima que algo más de un 50 % podría descarbonizarse gracias a la producción anunciada. De los nueve proyectos en desarrollo, siete han recibido financiación parcial mediante ayudas nacionales o europeas, uno se encuentra en construcción y otro en estudio de factibilidad.

En relación con el amoníaco, existen proyectos que suman una capacidad de producción de 2 Mt de amoníaco, los cuales requerirían aproximadamente 354 kt de hidrógeno al año. De esta cantidad, 3 kt toneladas de hidrógeno provienen de proyectos ya operativos, como el de Puertollano; otras 60 kt corresponden a proyectos con alguna ayuda concedida, mientras que el resto corresponde a proyectos en fases iniciales de desarrollo. En 2023, la producción de amoníaco en España consumió 72 kt toneladas de hidrógeno gris [1] por lo que los proyectos anunciados permitirían sustituir este consumo completamente, reducir las importaciones de amoníaco y fomentar tanto su exportación como su utilización en el transporte marítimo(7).

⁶ Fuentes: La demanda de hidrógeno en el sector del amoníaco y el refino se corresponde a la demanda existente en el año 2023 tomando datos del Observatorio Europeo del Hidrógeno [1]. Por otra parte, para el metanol se presenta la demanda potencial de hidrógeno para sustituir las importaciones estimadas del mismo [2].

⁷ 2Mt de amoníaco permitirían sustituir aproximadamente un 10 % del total de combustible suministrado al transporte marítimo.

En cuanto al metanol, se estima que en España consumen anualmente más de 600 kt toneladas de metanol gris en el sector industrial [2], la mayoría de las cuales se importan de fuera de la Unión Europea. Para sustituir estas importaciones, sería necesario producir alrededor de 120 kt toneladas de hidrógeno al año. Los proyectos anunciados prevén una capacidad de producción de metanol de 1.150 kt/año, que requerirían de aproximadamente 230 kt toneladas de hidrógeno. De concretarse, estos proyectos permitirían descarbonizar el consumo actual de metanol, además, se abrirían oportunidades para la exportación hacia otros países europeos y para su uso en el transporte marítimo⁽⁸⁾. De esta capacidad proyectada, alrededor del 50 % corresponde a iniciativas que ya han recibido apoyo financiero, mientras que el resto está en fase de estudio de viabilidad.

⁸ 1,15 Mt de metanol permitirían sustituir aproximadamente un 6,5 % del total de combustible suministrado al transporte marítimo.

3. AVANCES REGULATORIOS Y SUS IMPLICACIONES

3.1 Hitos regulatorios en el ámbito europeo

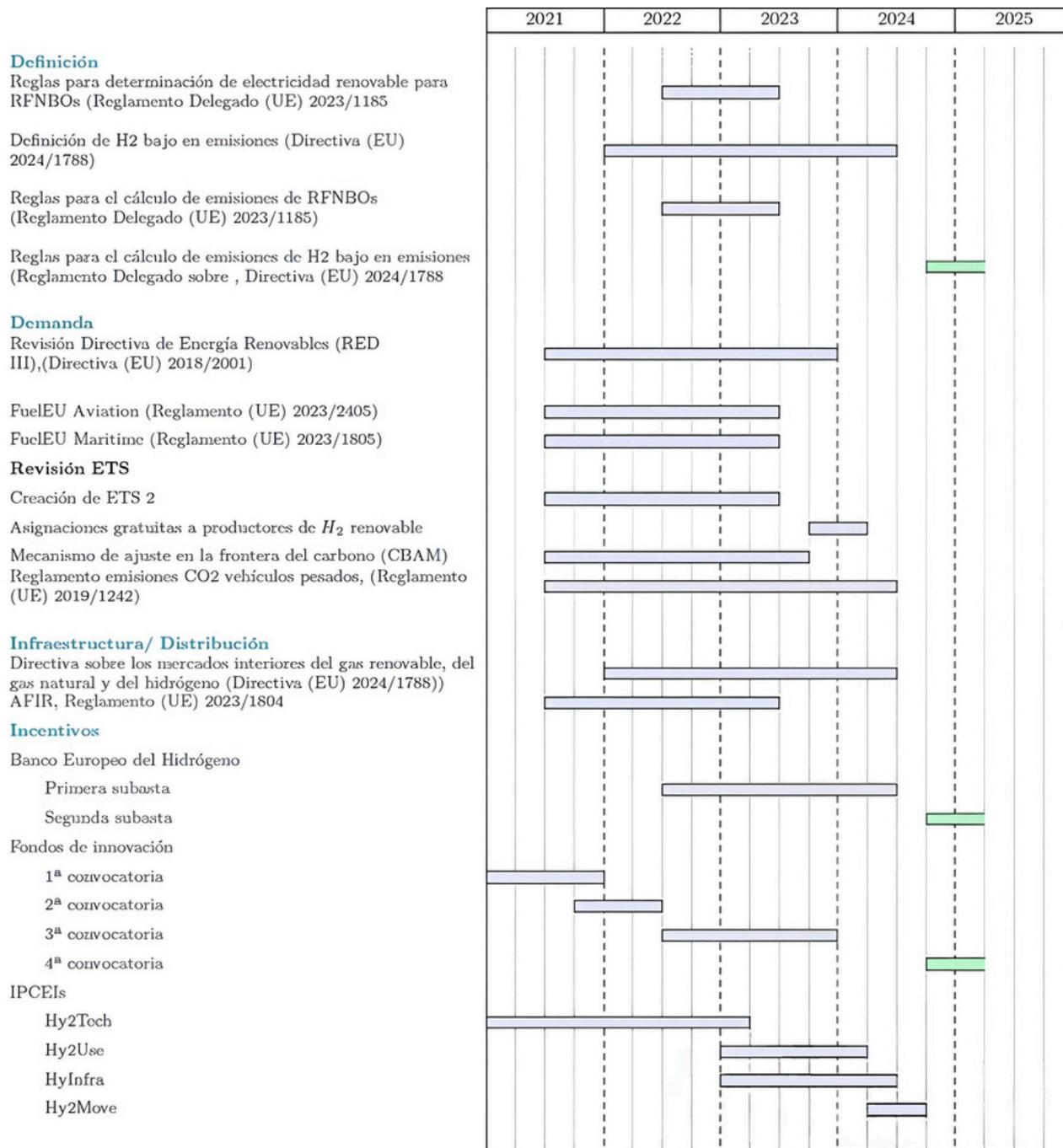


Figura 6. Actuaciones regulatorias en el ámbito europeo - duración del proceso legislativo. Fuente: Elaboración propia.

El marco jurídico se ha completado en su mayor parte, pero su impacto global en el mercado es aún incierto.

La política energética y climática de la Unión Europea de los años anteriores se puede caracterizar por los anuncios y acuerdos sobre objetivos más ambiciosos para alcanzar la neutralidad climática que resultaron en la Legislación Europea Sobre el Clima en junio de 2021, el acuerdo sobre el paquete “fit-for-55” para acelerar la transición hacia 2030, y el notable incremento de la ambición, tanto en reducción de emisiones como en seguridad energética, a raíz del paquete REPowerEU presentado en mayo de 2022. Desde entonces, se presentaron, detallaron y acordaron un gran número de iniciativas legislativas que clarifican el rol de hidrógeno en la transición energética y buscan acelerar el desarrollo de una economía de hidrogeno a nivel europeo y global en los próximos años. La Figura 6 muestra los actos regulatorios más importantes relacionados con el hidrógeno.

Como se puede observar, el marco jurídico para la adopción del hidrógeno renovable se ha completado en su mayor parte. A continuación, destacamos los avances regulatorios más importantes que tuvieron lugar antes de 2024, los que tuvieron lugar en 2024 y los que aún están por definir.

3.1.1. Definiciones

Uno de los principales avances previos a 2024 estuvo relacionado con la definición y determinación de las reglas para los combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO de sus siglas en inglés). Un RFNBO es aquel que procede de hidrógeno electrolítico con electricidad renovable y que consigue reducir las emisiones en un 70 % respecto a un *benchmark* fósil. En este sentido, se aprobaron dos actos delegados en 2023: **Acto delegado 2023/1184**, que establece las reglas para determinar que la electricidad que se utiliza para producir hidrógeno es renovable y el **Acto Delegado 2023/1185** establece la metodología para la medir la reducción de emisiones de CO2 equivalente aplicable a RFNBOs.

Sin embargo, hidrógenos procedentes de otras tecnologías pero que consiguieran un ahorro en emisiones (por ejemplo, hidrógeno azul), quedaban fuera de esta definición.

Por este motivo, en 2024, con la publicación del paquete de gases limpios se creó una nueva categoría regulatoria para el hidrógeno y sus derivados: hidrógeno o combustibles hipocarbónicos. Dentro de esta categoría se engloban todos aquellos combustibles de origen no renovable, no biológico, pero que consigue reducir hasta un 70 % de emisiones.

Lo que aún está por definir es precisamente la metodología para certificar esa reducción de emisiones. En este sentido, el Acto Delegado referente a la metodología para medir la reducción se lanzó a consulta pública en septiembre de 2024 y se espera tener un texto final aprobado para 2025.

3.1.2. Demanda

En relación con la demanda, en 2023 se aprobaron varios actos regulatorios importantes respecto a la creación de demanda para el hidrógeno renovable y bajo en emisiones. En este sentido, destacan la revisión de la **Directiva de Energía Renovable (RED III)**, los reglamentos **FuelEU Maritime**, **FuelEU aviation** o la creación de un nuevo mercado de comercio de emisiones (ETS 2) para transporte por carretera y edificios.

En enero de 2024, la CE aprobó el proyecto de acto delegado por el que se modifica el Reglamento ETS expandiendo la asignación de derechos de emisión a la producción de hidrógeno a partir de electricidad. Esto significa, que los productores con cero emisiones pueden vender sus derechos gratuitos y crear así una fuente de ingresos para sí mismos.

También en 2024 se aprobó la revisión del Reglamento (UE) 2019/1942 relacionado con las normas sobre emisiones de CO₂ de los vehículos pesados nuevos. La nueva ley fija los siguientes objetivos de reducción de emisiones de CO₂: (i)- 45 % para 2030, (ii) – 65 % para 2035, (iii) – 90 % para 2040⁽⁹⁾. Estos objetivos obligarán a los fabricantes de camiones a cumplir unos umbrales medios de reducción de emisiones cada vez mayores vendiendo más camiones y autobuses de emisiones cero que funcionen con baterías, pilas de combustible o motores de combustión de hidrógeno.

⁹ Los autobuses urbanos tendrían unos límites de emisiones más estrictos, teniendo que alcanzar una reducción de emisiones de al menos el 90% en 2030 y el 100% a partir de 2035.

3.1.3. Infraestructura

Las reglas para el desarrollo de la infraestructura del transporte y distribución de hidrógeno se fijaron en el **paquete de gases limpios**, que además de introducir la definición de combustibles hipocarbónicos, pretende regular elementos como la planificación (plan decenal de desarrollo de redes a escala de la UE y planes nacionales de desarrollo), el acceso a infraestructuras dedicadas al hidrógeno, la separación de las actividades de producción y transporte de hidrógeno y la fijación de tarifas.

Relacionado también con establecer los medios necesarios para el desarrollo del hidrógeno se encuentra ya aprobado el **Reglamento sobre la Infraestructura para los Combustibles Alternativos, AFIR**, aprobado en julio de 2023. En este, se establece el número mínimo de estaciones de servicio para la recarga de combustibles alternativos como la electricidad o el hidrógeno.

3.1.4. Incentivos

Por último, existen también ciertos mecanismos de subsidios a nivel europeo para facilitar la adopción del hidrógeno renovable o bajo en emisiones. Entre ellos, destacan los siguientes:

El Fondo de Innovación es un programa de subsidios directos para tecnologías innovadoras industriales y de energías renovables que se financia, parcialmente, con los ingresos del EU ETS. Entre las tecnologías beneficiarias de estos fondos se encuentra la producción de hidrógeno. Se han resuelto, hasta la fecha, tres convocatorias, la última de ellas repartiendo 4,8 billones de euros. La CE lanzó en diciembre de 2024 una nueva convocatoria.

El Banco Europeo del Hidrógeno proporciona ayudas a la producción de hidrógeno que se reparten mediante un sistema de subastas financiado por el Fondo de Innovación. El funcionamiento es el siguiente: los productores de hidrógeno renovable pueden solicitar ayudas en una subasta en forma de prima fija por kilogramo de hidrógeno producido. El 30 de abril de 2024 se anunciaron los resultados de la primera subasta, seleccionándose siete proyectos con un total de 720 millones de euros, de los cuales tres son españoles y cinco se encuentran en la península ibérica(10). La segunda subasta del Banco Europeo del Hidrógeno se espera para el último trimestre de 2024 y tendrá un presupuesto de 1 200 millones de euros.

Por último, se tienen los **Proyectos Importantes de Interés Común Europeo** (IPCEIs de sus siglas en inglés). El objetivo principal de los IPCEIs es promover el desarrollo y fabricación en toda la cadena de valor del hidrógeno, desde electrolizadores para su producción hasta infraestructuras para su almacenamiento, transmisión y distribución, así como su aplicación. Hasta la fecha, la Comisión Europea ha aprobado ayudas de estado bajo cuatro IPCEIs relacionados con el hidrógeno renovable: Hy2Tech centrado en el desarrollo de tecnologías de hidrógeno, Hy2Use centrado en aplicaciones industriales, Hy2Infra dirigido a despliegue de infraestructura y Hy2Move dirigido a la movilidad.

3.2 Hitos regulatorios en el ámbito europeo

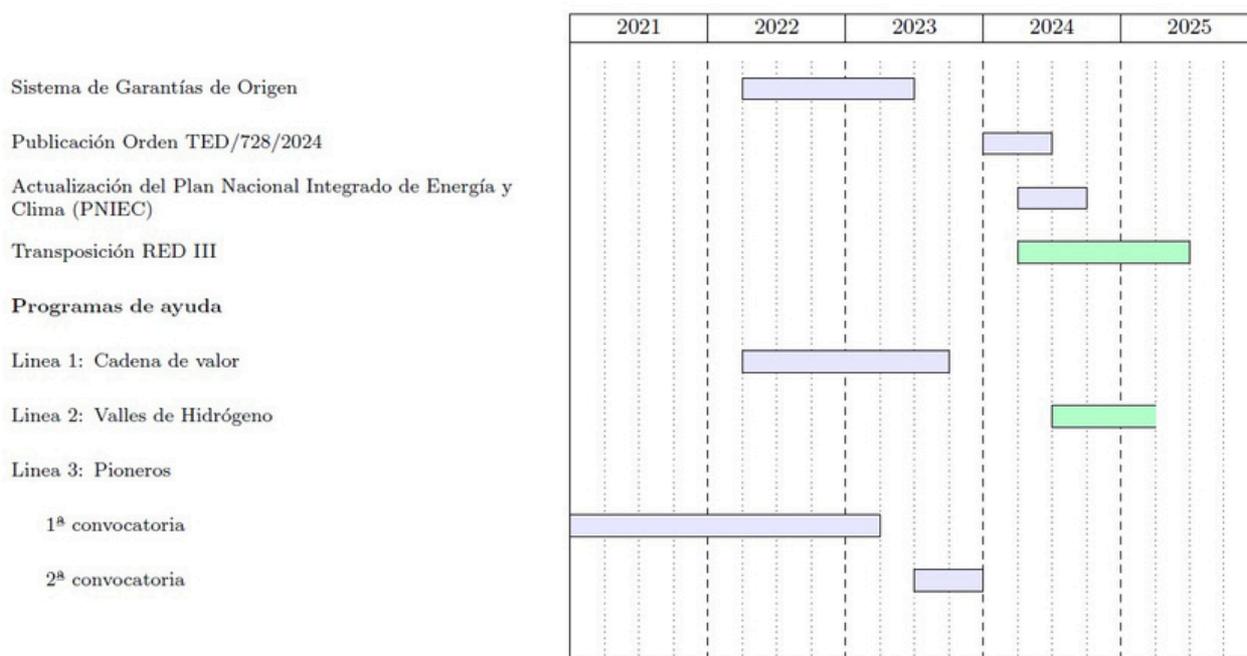


Figura 7: Actuaciones regulatorias en el ámbito nacional - duración del proceso legislativo.

Fuente: Elaboración propia.

El sector de hidrógeno a nivel nacional ha experimentado importantes movimientos durante el último año, con algunas novedades importantes desde el punto de vista legislativo. Antes de 2024 ya se habían alcanzado hitos importantes como la puesta en marcha del sistema de Garantías de Origen gestionado por Enagás GTS, operativo desde mayo de 2023.

¹⁰ Uno de estos proyectos finalmente no alcanzó la firma del Grant Agreement, quedando excluido de la concesión de ayuda.

En 2024 se expidieron por primera vez garantías de origen a hidrógeno renovable en España, todas ellas bajo una logística *offgrid*, con un total de 307, lo que equivale a aproximadamente 9.2t de hidrógeno.

Una de las principales novedades de 2024 es la publicación de la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030, cuyo primer borrador se presentó a mitad de 2023. Si bien, no se trata de un documento regulatorio vinculante, este documento eleva la apuesta de España por el hidrógeno renovable fijando un objetivo de instalación de electrolizadores en 2030 de 12 GW(11). El papel del hidrógeno en el PNIEC se analiza en mayor detalle en la sección 4.1 de este informe.

Sin embargo, el hito más importante a nivel regulatorio en el año 2024 fue la publicación de la orden TED/728/2024 por la que se desarrolla el mecanismo de fomento de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

Esta Orden facilita la certificación, introduce definiciones claras y un marco específico para certificar y contabilizar el uso de biocarburantes y combustibles renovables para cumplir con los objetivos de descarbonización europeos(12). Con este objetivo se establece un sistema de certificación con seis tipos de certificados según la materia prima utilizada.

Estos objetivos hacen referencia a la RED II, cuya transposición en España tuvo lugar en 2022 a través del RD 376/22. Sin embargo, la nueva actualización de la Directiva aprobada en 2024 (RED III) aumentará la ambición de estos objetivos y deberá ser traspuesta en España antes de mayo de 2025.

Por último, en relación con los programas de ayuda al hidrógeno aprobados en diciembre de 2021 bajo el paraguas del PERTE ERHA, se han comprometido hasta la fecha 1.370 millones € en proyectos de hidrógeno renovable en todo el territorio(13).

¹¹ Es importante recordar que la Hoja de Ruta del Hidrógeno tenía como objetivo alcanzar 4 GW de capacidad de electrólisis instalada para 2030. Asimismo, el borrador presentado en 2023, proponía incrementar este objetivo hasta los 11 GW, 1 GW menos que el objetivo finalmente adoptado.

¹² La última actualización de la RED III establece que los Estados miembros deben garantizar una cuota mínima del 29 % de energía renovable en el transporte para 2030, o una reducción de la intensidad de gases de efecto invernadero de los combustibles suministrados al transporte del 14,5 %.

¹³ Post de el [Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico](#)

Inicialmente, el PERTE contaba con un presupuesto de 1.555 M€, a los que se suman 1.600 M€ aprobados en una adenda posterior. En este sentido, parte de estos nuevos fondos, se van a repartir en una nueva convocatoria dirigida a “Valles o Clústeres de Hidrógeno” cuyo plazo de presentación de solicitudes finalizó el 29 de octubre de 2024. El 21 de febrero de 2025 se publicó la resolución provisional de concesión de ayudas en la que resultaron aprobados 7 proyectos, de un total de 16 expedientes admitidos(14).

3.3. Proyectos ubicados en España a los que se ha concedido algún tipo de ayuda en convocatorias europeas y/o nacionales.

En conjunto, las iniciativas nacionales suman más de 771MW de capacidad de electrólisis, que deberían entrar en operación entre el segundo y tercer trimestre de 2026. Asimismo, los dos proyectos beneficiarios del Banco Europeo del Hidrógeno deberían entrar en operación en 2029(15). Cabe destacar que casi la totalidad de los proyectos que han recibido algún tipo de ayuda han consolidado su aceptación, con la excepción de tres proyectos(16).

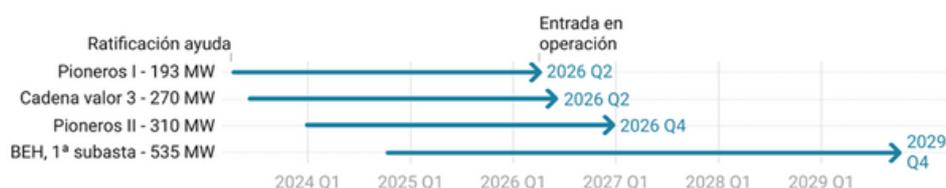


Figura 8: Cronograma programas ayuda: concesión ayudas y fecha límite de entrada en operación.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 9 presenta la distribución geográfica los proyectos de hidrógeno renovable adjudicatarios de algún tipo de subvención, ya sea nacional o europea, así como la intensidad de la misma.

-
- 14 La lista de proyectos aprobados puede consultarse en la sede electrónica del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)
- 15 Es importante destacar que en esta serie temporal no se han incluido los proyectos beneficiarios del IPCEI Hy2Use o los de Fondo de Innovación, cuyo plazo de ejecución se determinan para cada proyecto concreto. En el caso de los proyectos que han recibido financiación del fondo de innovación (convocatorias de proyectos de gran escala) hasta la fecha tienen prevista su entrada en operación entre 2026 y 2028.
- 16 Los proyectos “La Zaida” y “H2-Jorge” no ratificaron la ayuda en la convocatoria Pioneros 2, mientras que el proyecto “El Alamillo” tampoco firmó la ratificación de la concesión en la convocatoria del Banco Europeo del Hidrógeno

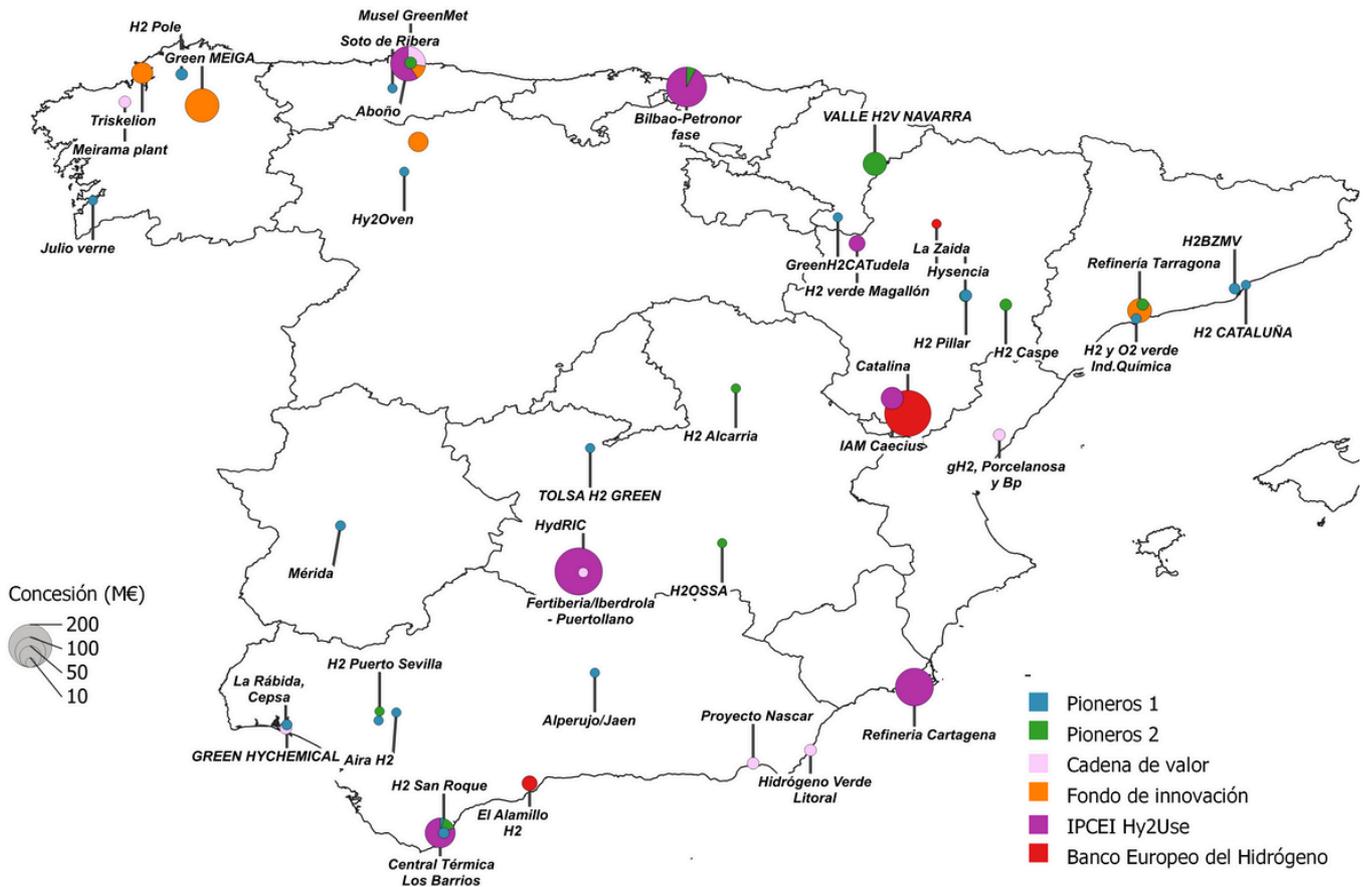


Figura 9: Mapa de proyectos de producción de hidrógeno con ayudas concedidas (17).
Fuente: Elaboración propia.

17 Nótese que esta información no incluye los proyectos con ayudas concedidas en la convocatoria del Programa Valles de Hidrógeno bajo el PERTE ERHA dado que la resolución de concesión publicada el 21 de febrero de 2025 es aún de carácter provisional.

4. CASOS DE USO PARA EL HIDRÓGENO RENOVABLE DE ACUERDO AL MARCO REGULATORIO Y LA POLÍTICA ENERGÉTICA

Los datos presentados en la sección 2 de este informe muestran que existe un gran interés en realizar inversiones por el lado de la producción de hidrógeno y sus derivados. Adicionalmente, gran parte de las medidas regulatorias descritas en la sección 3 pretenden servir de palanca para desbloquear la utilización de hidrógeno en la industria y el transporte.

Esta sección trata de identificar y cuantificar, sobre la base de las medidas regulatorias conocidas hasta la fecha, en qué sectores y en qué cantidad es previsible que empiece a desarrollarse la demanda de hidrógeno renovable y sus derivados en España. Naturalmente, este es un análisis fuertemente marcado por las hipótesis adoptadas y sujeto a una elevada incertidumbre. No obstante, pensamos que puede dar una orientación sobre cuál será el terreno del juego para el hidrógeno en los próximos años.

4. 1. Un posible escenario para la demanda de hidrógeno en España en base a las obligaciones regulatorias

Dentro de la regulación europea, como se mencionó en la sección 3.1, existen distintos objetivos que pretenden fomentar la demanda de hidrógeno en los distintos sectores. Estos objetivos, de forma general, se pueden diferenciar en dos: objetivos específicos para hidrógeno renovable o derivados, y objetivos más generales donde el hidrógeno compite con otras alternativas renovables.

En la Figura 10 se muestran de forma simplificada los principales objetivos tanto generales como específicos. Estos, se pueden resumir de la siguiente manera:

- **RED III:** establece una cuota mínima de RFNBOs de 1 % en el consumo total de energía en el transporte en 2030, además de otra combinada de RFNBOs, biocarburantes avanzados y biogás del 5,5 %. Por otra parte, también se establece un 29 % de cuota de energías renovables en el transporte en el mismo año. En el caso de España, el objetivo del 29 % se vería reducido al 23,5 %⁽¹⁸⁾. Esta cuota se puede cumplir con distintas tecnologías como la electricidad renovable, los biocombustibles o RFNBOs.

Por otra parte, la RED III también fija algunos objetivos relativos a la incorporación de hidrógeno renovable en la industria. En concreto, fija que para 2030, un 42 % del hidrógeno consumido en industria para usos no energéticos debe ser RFNBO.

- **ReFuelEU Aviation:** fija un porcentaje mínimo creciente de SAF y e-SAF en el combustible de aviación ofrecido desde 2030 hasta 2050, como se describe más adelante.
- **FuelEU Maritime:** establece la opción de fijar una cuota de 2 % de RFNBO por buque en contenido energético a partir de enero de 2034, en caso de no producirse un desarrollo de estos combustibles antes de 2031. Además, el reglamento establece un límite decreciente a la intensidad de emisiones de la energía utilizada a bordo de los buques dentro de la UE. Este límite, entre otras alternativas, se puede cumplir con la utilización de metanol, amoníaco o GNL.



Figura 10: Obligaciones de utilización de combustibles renovables de origen no biológico por sector. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, profundizamos en las implicaciones y la demanda que pueden tener los subobjetivos específicos para RFNBOs, y, posteriormente, analizamos el papel que puede jugar el hidrógeno en alcanzar los demás objetivos generales.

¹⁸ Esto se debe a que se impone un límite a la contribución de biocombustibles procedentes de cultivos alimentarios y forrajeros del 1,5 %, más restrictivo que el 7 % de la Directiva, pudiendo reducir el objetivo global en un porcentaje equivalente a la diferencia (5,5 %).

4. 1. 1. Objetivos específicos RFNBOs

4. 1. 1. 1. ¿Qué supone un objetivo de un 1 % en RFNBO en el transporte para 2030?

La Figura 11 muestra el consumo de energía por modo de transporte en el año 2023, sumando un total de algo más de 530 TWh⁽¹⁹⁾. De acuerdo con los objetivos de la RED III, al menos un 1 % de esta energía debería suministrarse mediante RFNBO. Bajo la suposición de que el consumo de energía se mantendrá constante hasta 2030⁽²⁰⁾, este 1 % se corresponde aproximadamente a 5,3 TWh/año.

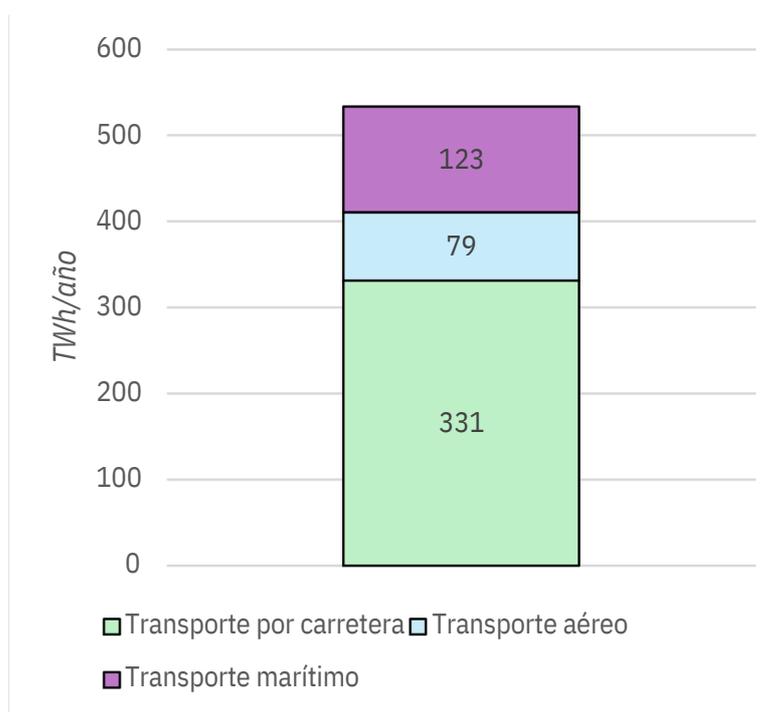


Figura 11. Consumo de energía en el transporte por modo en 2023. Los valores detallados se pueden encontrar en el Anexo I a). Fuente: Elaboración propia.

Esta cuota mínima de RFNBOs en el transporte se puede cumplir mediante el uso directo de hidrógeno o de sus derivados (metanol, amoníaco o e-SAF). Al medirse en energía suministrada al transporte, la cantidad necesaria de hidrógeno que es necesario producir puede variar dependiendo del tipo de molécula.

¹⁹ No está incluida la electricidad renovable suministrada al transporte.

²⁰ Es probable que, debido a la mayor eficiencia de los vehículos eléctricos, la demanda total de energía en el sector del transporte se reduzca parcialmente. Sin embargo, dado que el objetivo máximo de penetración de energía renovable en el transporte es del 29 %, en 2030 la mayor parte de la energía destinada al transporte seguirá produciéndose a partir de combustibles fósiles.

En la Tabla 1 se muestra la cantidad de hidrógeno RFNBO que sería necesario producir por cada MJ de energía final suministrado en forma de amoniaco, metanol o e-SAF. Las diferencias observadas se deben al diferente poder calorífico de cada combustible y a la cantidad de hidrógeno necesaria para producir cada uno de ellos en base a la reacción química involucrada. Lo que muestran estas ratios, es que la cantidad de hidrógeno electrolítico necesaria para cumplir con el subobjetivo del 1 % variará en función del peso que tenga cada RFNBO en el suministro a la demanda final.

Tabla 1: Hidrógeno necesario para suministrar una unidad de energía final en función del tipo de RFNBO

Vector	PCI MJ/kgX	Ratio kgH2/kgX	kgH2/MJ final	Ratio
Amoniaco	18,9	0,177	0,009365	112 %
Metanol	20	0,187	0,009350	112 %
Hidrógeno	120	1	0,008333	100 %
e-SAF	43	0,519-0,79	0,01207- 0,018372	144-220%

Asumiendo que los 5,3 TWh/años necesarios para cumplir con los objetivos de la RED III se satisfacen íntegramente mediante el uso directo de hidrógeno, escenario más conservador, sería necesario producir 156 kt de hidrógeno al año. Sin embargo, según el artículo 26 de la RED III, la cuota de combustibles renovables de origen no biológico se considerará equivalente al doble de su contenido energético. Es decir, se necesitaría la mitad de hidrógeno RFNBO (**78kt/año**).

En un escenario alternativo, donde el 80 % de la energía se destine al transporte por carretera en forma de hidrógeno y el 10 % al sector marítimo y de aviación mediante metanol y e-queroseno respectivamente, la producción necesaria ascendería a 177 kt/año de hidrógeno. No obstante, aplicando el multiplicador de contenido energético, esta cifra se reduciría a **88 kt/año**.

A este respecto, es importante destacar que, de acuerdo con el Artículo 25[2] de la RED III, el hidrógeno RFNBO empelado como producto intermedio para la producción de combustibles convencionales y biocombustibles en el refino computa para todos los objetivos del sector transporte, incluido el subobjetivo del 1 % de RFNBOs.

Por tanto, este porcentaje puede alcanzarse mediante el suministro directo de RFNBOs a vehículos, el uso de hidrógeno RFNBO en la refinería, o una combinación de ambas vías.

Como se mencionó anteriormente, actualmente, se consumen 470 kt de hidrógeno en refino. Las 78 kt/año supondrían aproximadamente tan solo una quinta parte del hidrógeno empleado actualmente por las refinerías españolas. Es más, los proyectos de electrólisis anunciados asociadas a las refinerías (2,5GW) supondrían una producción de más de 250 kt/año(21). Es decir, el objetivo de 1 % RFNBO en el transporte podría conseguirse de concretarse los proyectos existentes en refinería, sin necesidad de suministrar de manera directa hidrógeno o sus derivados a la demanda final de transporte.

4. 1. 1. 2. ¿Qué supone el objetivo de 42 % de hidrógeno renovable en industria?

La RED III también fija algunos objetivos relativos a la incorporación de hidrógeno renovable en la industria. En concreto, fija que para 2030, un 42 % del hidrógeno consumido en industria debe ser RFNBO, excluyendo el hidrógeno destinado a la producción de combustibles convencionales y biocombustibles(22). En la práctica, esto implica excluir en su mayoría el hidrógeno empleado en el sector del refino. Como se ha visto en la sección anterior, este hidrógeno computaría a efectos del cumplimiento del objetivo de introducción de renovables en el transporte.

Si se excluye el refino, la demanda de hidrógeno existente en industria se reduce drásticamente a 72kt/años procedentes de hidrógeno para la producción de amoníaco y 16kt/año destinados a la producción de otros productos químicos. En relación al metanol, que como se mencionó anteriormente se consumen hasta 600 kt/año de metanol, éste no se produce en España. Su producción local requeriría unas 120 kt de hidrógeno extra al año. En total, el **potencial de demanda de hidrógeno en industria**, excluyendo refino, alcanzaría los 208kt año, de las cuales aproximadamente **87 kt** deberían ser **RFNBO**. Estas 87 kt, se traducirían en aproximadamente **870 MW de electrólisis**.

²¹ Cálculos basados en un electrolizador que funciona 5500 horas al año con una eficiencia de 55 kWh/kgH₂

²² Quedan excluidos también el hidrógeno que se produce mediante la descarbonización de gas residual industrial y que se utiliza para sustituir a gas específico a partir del cual se produce, y el hidrógeno producido como subproducto o derivado de subproductos en instalaciones industriales.

El objetivo de 42 % aumenta a partir de 2030, hasta situarse en un **65 % en 2035**, lo que se traduciría en una demanda de hidrógeno de **125 kt de H₂ o 1,25GW de electrólisis**.

Para poner en contexto estas cifras, los proyectos anunciados de amoniaco en España demandarían aproximadamente 500kt de hidrógeno renovable, mientras que los de metanol requerirían unas 200 kt/año(23). Con lo cual, de concretarse los proyectos anunciados habría suficiente capacidad para cumplir con el 42 % de hidrógeno RFNBO en industria.

Al hilo de este subobjetivo, es relevante indicar que el Artículo 22 ter de la RED III abre la puerta a reducir en un 20 % en 2030, quedando por tanto el objetivo de uso de RFNBO sobre el hidrógeno en industria en 2030 al 22 %, siempre que la proporción de hidrógeno o derivados, producido a partir de combustibles fósiles que se consume no supere el 23 % en 2030(24). Este umbral de contribución fósil se reduce a un 20 % para poder reducir la cuota RFNBO en 2035.

A efectos de la producción de hidrógeno electrolítico, esta condición es particularmente relevante ya que abre la puerta a la utilización de hidrógeno hipocarbónico no fósil para reducir la cantidad de hidrógeno RFNBO necesario para alcanzar la cuota del artículo 22 bis. Como se muestra en la Figura 12, en 2030 esto haría que el papel del hidrógeno electrolítico en industria, combinando el RFNBO e hipocarbónico, pasaría de un mínimo del 45 % hasta un mínimo del 77 %, correspondiendo al menos un 25 % a RFNBO y hasta un 52 % al hipocarbónico. No obstante, la demanda correspondiente a este último valor también podría satisfacerse mediante hidrógeno de origen biológico. En el caso de 2035, asumiendo el que hidrógeno fósil destinado a la industria no supera el 20% del total, la cuota mínima de hidrógeno RFNBO podría reducirse al 45%, dejando un margen de hasta un 35% para otros tipos de hidrógeno bajos en emisiones.

23 Muchos de los proyectos de metanol y amoniaco anunciados contemplan su exportación a otros países, lo que explica que las capacidades de producción anunciadas sean mayores a la demanda nacional.

24 Podrá adoptarse una reducción igual cuando el estado miembro esté en proceso de alcanzar su contribución a la descarbonización del objetivo global europeo del 42,5 % en 2030 fijado en la propia directiva.

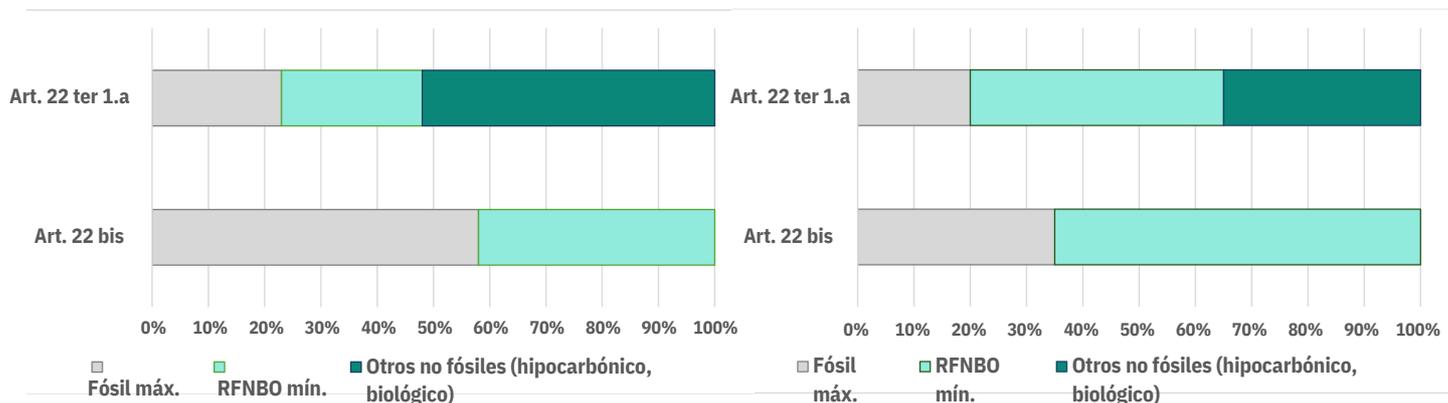


Figura 12: Escenarios de cumplimiento de la cuota de hidrógeno RFNBO a industria de la RED III en 2030 (izda.) y 2035 (dcha.) Fuente: Elaboración propia.

4. 1. 1. 3. ¿Qué supone el objetivo de e-SAF en ReFuelEU Aviation?

ReFuelEU Aviation fija un porcentaje mínimo creciente de SAF y e-SAF en el combustible de aviación ofrecido desde 2030 hasta 2050. La Figura 13 muestra las cuotas de e-SAF para diferentes años y la cantidad de e-SAF e hidrógeno necesario para su cumplimiento.

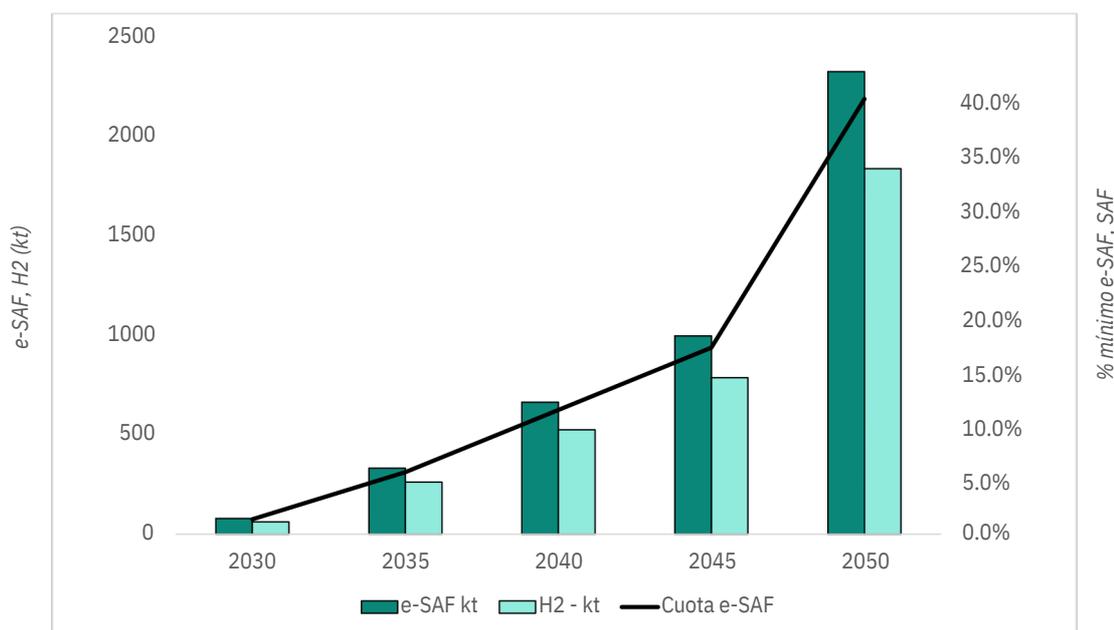


Figura 13. Cuota de e-SAF (eje derecho) y demanda de e-SAF e hidrógeno necesarios para su cumplimiento (eje izquierdo). Se asume una selectividad de 100 % hacia SAF y un consumo de hidrógeno de 0,79 t H2/t e-SAF incluyendo upgrading [3]. Fuente: Elaboración propia.

Para 2030, la cuota de e-SAF representará apenas el 1,2 %(25), lo que equivale a una demanda anual de 79 kt de e-SAF. Sin embargo, esta cifra experimentará un incremento significativo, alcanzando 332 kt/año en 2035 y llegando a 2300kt/año en 2050(26). En términos de potencia de electrólisis, la producción de e-SAF requerirá aproximadamente 630 MW de hidrógeno renovable en 2030, aumentando hasta 23 GW en 2050.

Como se mencionó en la sección 2, existen tres proyectos planificados antes de 2023 con una capacidad conjunta de 72 kt/año de e-SAF, los cuales serían suficientes para cumplir con más del 90 % de los objetivos establecidos para 2030. No obstante, estos proyectos resultarían insuficientes para 2035, ya que solo podrían cubrir el 21 % de la demanda estimada para esa fecha.

Es importante destacar que las cuotas de e-SAF también se pueden cumplir mediante el uso de los denominados combustibles de aviación con bajas emisiones de carbono, es decir, combustibles que provienen de hidrógeno hipocarbónico no fósil(27) (que no es SAF propiamente dicho). El hidrógeno hipocarbónico se define como aquel cuyo contenido energético proviene de fuentes no renovables y tiene una intensidad de emisiones al menos un 70% inferior al combustible fósil de referencia. En la práctica, este tipo de hidrógeno puede corresponder al azul (fósil con captura de CO₂) o a un hidrógeno electrolítico que no cumple las reglas de RFNBOs pero reduce las emisiones al menos un 70 %.

Este último tipo de hidrógeno hipocarbónico es que se puede emplear en la producción de e-SAF, ya que el azul no deja de tener un origen fósil. Un escenario plausible es que la misma potencia de electrólisis se opere por encima de las 5 500 horas equivalentes asumida en cálculos anteriores, correspondiendo la producción de estas horas adicionales a hidrógeno hipocarbónico al no cumplirse las condiciones de adicionalidad y/o correlación temporal.

25 El reglamento otorga flexibilidad en el cumplimiento de este objetivo, fijando un mínimo anual de 0,7% para 2030 y 2031, siempre que se alcance al menos un 1,2% en media anual durante este periodo. Por simplicidad se ha adoptado este valor promedio.

26 Estos valores se obtienen siempre asumiendo una demanda constante de energía final en la aviación respecto de 2023.

27 El hidrógeno hipocarbónico se define como aquel cuyo contenido energético proviene de fuentes no renovables y tiene una intensidad de emisiones al menos un 70% inferior al combustible fósil de referencia. En la práctica, este tipo de hidrógeno puede corresponder al azul (fósil con captura de CO₂) o a un hidrógeno electrolítico que no cumple las reglas de RFNBOs pero reduce las emisiones al menos un 70%. Este último tipo de hidrógeno hipocarbónico es que se puede emplear en la producción de e-SAF.

4. 1. 1. 4. *¿Qué supone el objetivo de RFNBO en FueIEU Maritime?*

El reglamento FueIEU Maritime se establece la opción de fijar una cuota de 2 % de RFNBO por buque en contenido energético a partir de enero de 2034 en caso de que la cuota de RFNBOs en 2031 sea inferior al 1 %. Este subobjetivo, representaría una demanda de hidrógeno RFNBO de aproximadamente 82 kt año⁽²⁸⁾, o lo que es lo mismo, 820MW de electrólisis.

El reglamento también establece que esta obligación se podrá cumplir si se demuestra que ha consumido una cuota de energía equivalente proveniente de biocombustibles avanzados que permiten lograr una reducción de la intensidad de emisiones equivalente. En definitiva, la materialización de este objetivo está por confirmar, y solo entraría en vigor como herramienta para fomentar el uso de RFNBOs en el transporte marítimo si su desarrollo no arranca antes de 2031 según lo esperado.

4. 1. 1. 5. *¿Qué demanda de hidrógeno emergería en España derivada del cumplimiento de los objetivos sectoriales para RFNBOs definidos en la regulación europea?*

Responder a esta pregunta no es inmediato ya que, como se ha descrito para el caso de la industria y la aviación, el escenario de consumo de hidrógeno dependerá del papel que desempeñe el hidrógeno hipocarbónico en estos sectores. A modo de resumen, en la Tabla 2 se exponen dos escenarios posibles para el cumplimiento de los objetivos planteados en los diversos sectores.

- **Escenario 100 % RFNBO:** toda la cuota mínima de RFNBO en industria y la cuota de e-SAF se cubren exclusivamente con RFNBOs. Además, se cumple la cuota del 2 % de RFNBOs en el transporte marítimo.
- **Escenario hipocarbónico:** Se emplea hidrógeno hipocarbónico para reducir la necesidad de H₂ RFNBO siempre que sea posible. En este caso, la cuota del 2 % en transporte marítimo no se materializa. Se asume que todo el hidrógeno hipocarbónico proviene de hidrógeno electrolítico que no cumple con los criterios RFNBO.

²⁸ Asumiendo que la cuota se cumple con metanol

Tabla 2: Resumen de obligaciones de incorporación de hidrógeno y derivados de acuerdo a la normativa europea.
Fuente: Elaboración propia.

	Horizonte temporal	Escenario 100% RFNBO	Escenario hipocarbónico
Industria	2030	42 % RFNBO	25 % RFNBO, 52 % hipocarbónico
	2035	65 % RFNBO	45 % RFNBO, 35 % hipocarbónico
Transporte aéreo	Cuota creciente 2030-2050	100 % cuota mediante RFNBO	100 % cuota mediante hipocarbónico
Transporte marítimo	2034	2 % RFNBO	Ninguna obligación
Otros modos de transporte	2030	1 % RFNBO	1 % RFNBO

La Figura 14 muestra la demanda proyectada de hidrógeno en el escenario 100% RFNBO. En 2030, se espera un consumo total de aproximadamente 200 kt H₂ al año, con 90 kt destinados a la industria, 63 kt a la producción de e-SAF y 51 kt a otros modos de transporte. La inclusión de RFNBOs en este último grupo es esencial para cumplir con la cuota del 1 % establecida para el sector transporte.

La demanda crece rápidamente en 2035 como consecuencia del incremento en cuota de e-SAF, que aumenta de 63 a 260 kt. Asimismo, el objetivo de 65 % en industria eleva la demanda a 135 kt/año, además de la introducción de la cuota de 2 % en transporte marítimo (80 kt). Como consecuencia, la demanda total se incrementa hasta las 530 kt.

A partir de 2035, la demanda de hidrógeno se mantiene estable en todos los sectores, excepto en el transporte aéreo, donde sigue aumentando hasta 2050, alcanzando una demanda total de aproximadamente 2 100 kt (21 GW).

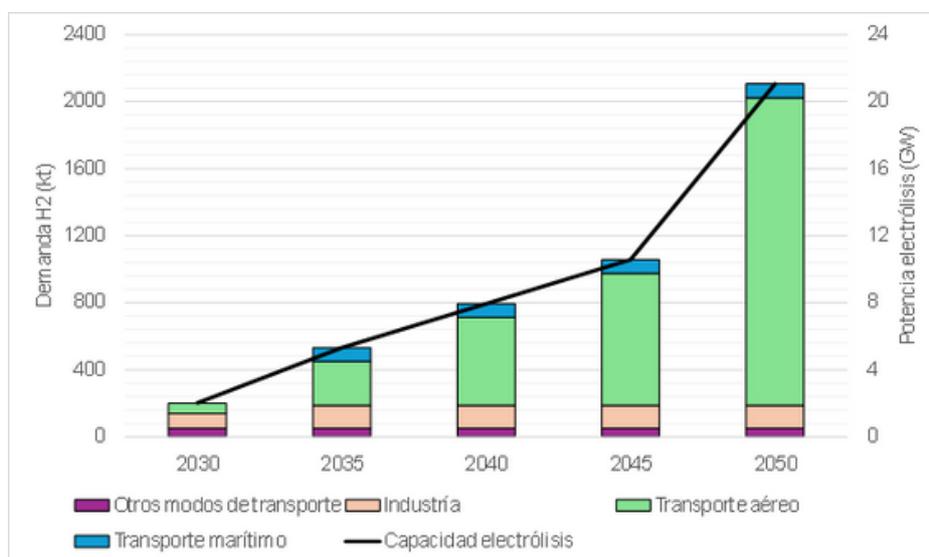


Figura 14. Demanda esperada de H₂ y capacidad de electrólisis en un escenario 100 % RFNBO. Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, la Figura 15 muestra el escenario hipocarbónico, que introduce el uso de hidrógeno hipocarbónico como una alternativa para reducir la demanda de RFNBOs. En este escenario, el hidrógeno destinado a la industria aumenta significativamente, alcanzando un 77 % en 2030 y un 80 % en 2035, lo que equivale a 160 y 166 kt, respectivamente, en contraste con los 90 y 135 kt del escenario 100 % RFNBO.

En el caso del transporte aéreo, la demanda se mantiene constante, siendo 100% hidrógeno hipocarbónico. Sin embargo, la menor adopción de RFNBOs en el sector aéreo aumenta la cantidad requerida en otros modos de transporte para cumplir con la cuota energética del 1 % en 2030, que pasa de 50 kt/año en el escenario 100 % RFNBO a 78 kt. Como resultado, en 2030 la demanda total de hidrógeno aumenta de 200 o a 278 kt en el escenario hipocarbónico.

A partir de 2035, el aumento de la demanda de hidrógeno en otros modos de transporte e industria se compensa con la eliminación de la cuota del 2 % de RFNBO en transporte marítimo. La demanda total para este año es de 510 kt frente a las 530 kt del escenario 100 % RFNBO. Esta diferencia se mantiene hasta 2050, alcanzando 2080 kt/año para 2050, frente a las 2 100 kt del escenario 100 % RFNBO.

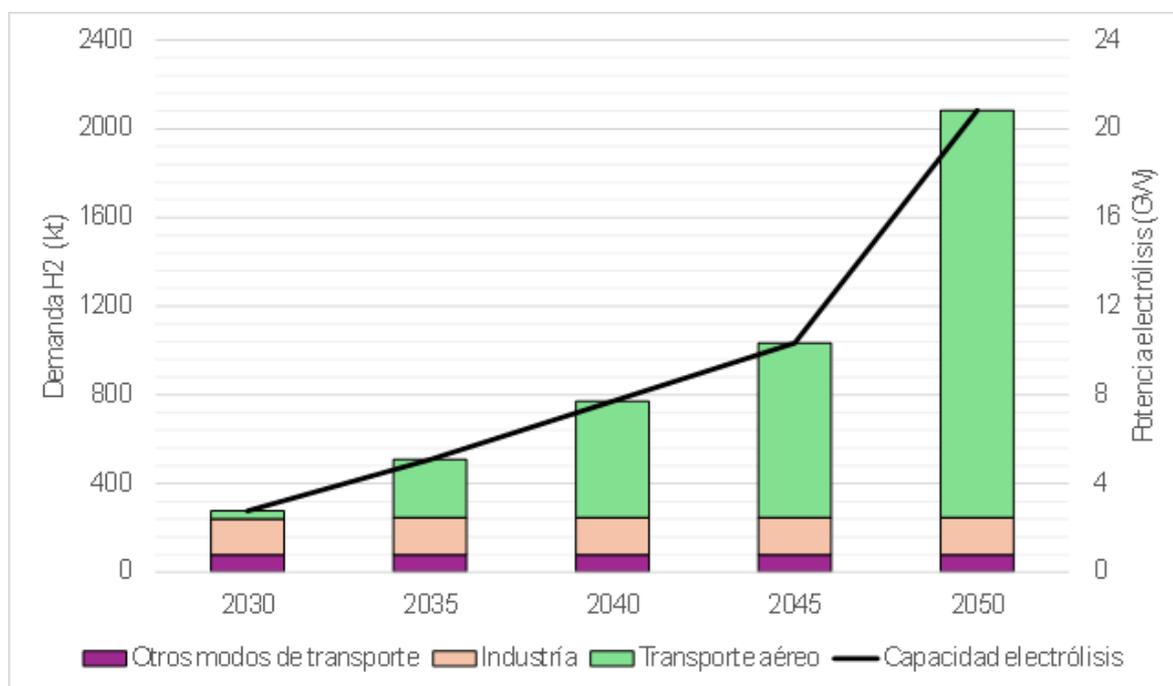


Figura 15. Demanda esperada de H2 y capacidad de electrólisis en un escenario RFNBO-hipocarbónico. Fuente: Elaboración propia.

Por último, es importante destacar que estas cifras se refieren exclusivamente a los objetivos específicos de consumo de RFNBOs, sin considerar la demanda de hidrógeno necesaria para alcanzar metas más amplias, como la reducción de la intensidad de emisiones establecida en el marco de FuelEU Maritime. En la siguiente sección, se analizarán estos aspectos con mayor detalle.

4. 1. 2. Objetivos generales

La adopción del hidrógeno más allá de los objetivos específicos analizados anteriormente dependerá de la disponibilidad de alternativas para la descarbonización de los distintos sectores. La Tabla 3 presenta las distintas alternativas para el cumplimiento de los objetivos generales por modo de transporte.

Tabla 3: Principales alternativas al hidrógeno para la descarbonización de distintos sectores/ procesos

Sector/Proceso	Principal alternativa
Transporte marítimo	Bio-GNL
Transporte aéreo	Bio-SAF
Transporte por carretera	HVO, FAME, biometano, electricidad
Calor alta Tª (>500 °C)	Biometano

A continuación, profundizamos en cada sector/proceso para analizar si existe suficiente disponibilidad de combustibles alternativos al hidrógeno en cada uno de ellos.

4. 1. 2. 1. Transporte marítimo – FuelEU Maritime

Como se mencionó anteriormente, FuelEU Maritime establece un límite decreciente a intensidad de emisiones de la energía utilizada a bordo por los buques respecto a una referencia fósil de 91,16gCO₂eq/MJ (año 2020). La Figura 16 muestra los límites en intensidad de emisiones desde 2025 hasta 2050.

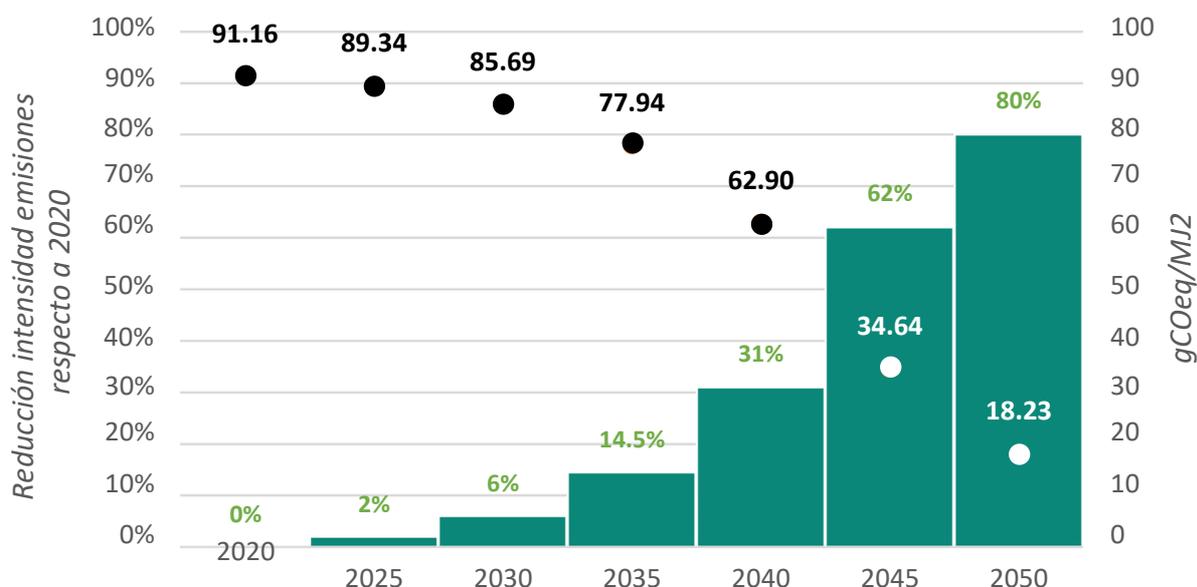


Figura 16. Objetivo de reducción de intensidad de emisiones en FuelEU Maritime .
Fuente: Elaboración propia.

Según se muestra en la Figura 17, hasta 2035 la reducción en intensidad de emisiones se puede conseguir con el uso de GNL hasta un 100 %. Sin embargo, para cumplir con los objetivos a partir de 2035 se tienen que empezar a incorporar combustibles renovables, en caso de incorporar bio-GNL(29), serían necesaria una cuota de aproximadamente 96 % de bio-GNL para cumplir con estos objetivos en 2050.

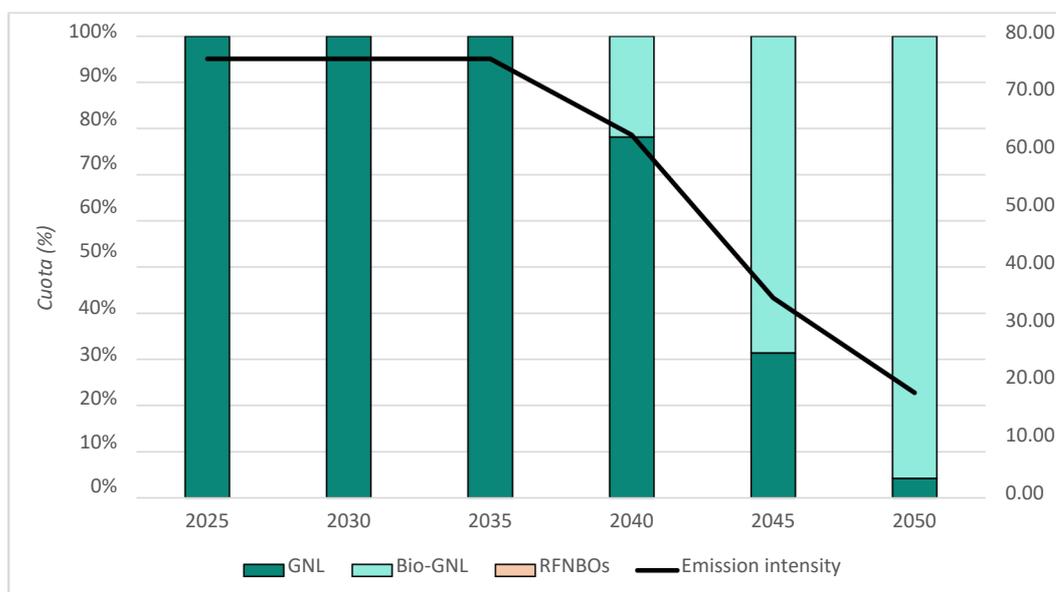


Figura 17. Cuota de GNL y bio-GNL necesarias para cumplir con el objetivo de reducción de emisiones de FuelEU Maritime. Fuente: Elaboración propia.

29 Se utiliza un bio-GNL que reduce la intensidad de emisiones en aproximadamente un 85 % respecto a la utilización de GNL. En la práctica, este valor dependerá fundamentalmente de la materia prima y el proceso utilizados para la producción del biometano.

Dado que el biometano también es de gran interés para la descarbonización de otros sectores como la industria, cabe preguntarse si habrá suficiente biometano disponible para el transporte marítimo.

En el sector industrial, el biometano se considera principalmente como un sustituto del gas natural para la generación de calor. En términos generales, las aplicaciones de baja y media temperatura (<400 °C) pueden electrificarse directamente, mientras que aquellas que requieren altas temperaturas (>500 °C) necesitarán biometano o hidrógeno para lograr su descarbonización. Según el IDEA (30), [1], la demanda de calor y refrigeración en la industria asciende a 172 TWh/año, de los cuales el 44 % corresponde a aplicaciones que superan los 500 °C (31), lo que equivale a 74 TWh/año.

Existen varias estimaciones para el potencial de producción de biometano de España. Sedigas, estima un potencial de hasta 160 TWh/año [5]. Por otro lado, la EBA estima un potencial de 207 TWh/año para 2050 [6], mientras que en 2018 el IDAE declaraba que el potencial alcanzable en España se situaba entre los 20-34 TWh/año.

Utilizando el potencial proporcionado por Sedigas, estudio empleado habitualmente como referencia, se podría suministrar el 100 % de la demanda térmica de alta temperatura y hasta un 80 % de la demanda de GNL en el transporte marítimo(32).

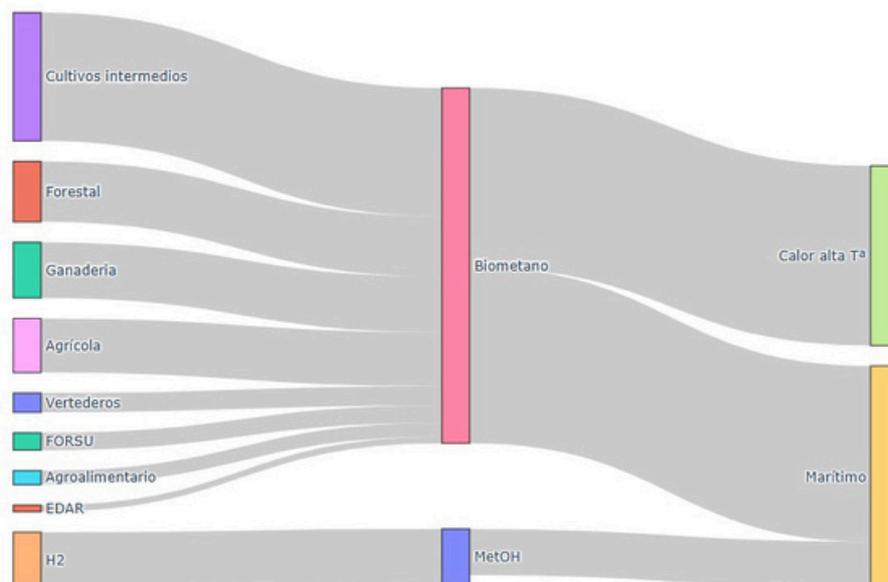


Figura 18. Comparativa entre la demanda potencial y la disponibilidad estimada de biometano. Para más información ver Anexo I b) .

Fuente: Elaboración propia

30 Fuente: Mapa de Calor IDAE, <https://mapadecalor.idae.es/>

31 Se aplica la cuota de calor por encima de 500°C derivada del estudio [4], publicado en 2016.

32 Nótese que todos los cálculos se realizan bajo la hipótesis de demanda constante en los diferentes sectores. Esto sirve para ilustrar mediante grandes números, pero esta demanda naturalmente evolucionará en el tiempo.

Teniendo en cuenta que para cumplir la reducción de intensidad de emisiones para 2050, se requiere cubrir aproximadamente un 100 % de combustible con bio-GNL, el potencial de bio-GNL no sería suficiente para abastecer tanto la demanda de la industria como la demanda del transporte marítimo. Para suministrar el 20 % restante se requerirían aproximadamente de hidrógeno 764 kt, es decir, 7,6 GW de electrólisis.

También es importante destacar que el escenario planteado por Sedigas puede considerarse muy optimista y está por ver hasta qué punto estos valores pueden ser alcanzados. Existen tres principales fuentes de biometano que merecen ser discutidas:

Biomasa forestal: El potencial de biomasa forestal representa 28 TWh-biometano/año. Al tratarse de residuos leñosos, su aprovechamiento no puede hacerse mediante digestión anaerobia, y la vía elegida es la gasificación térmica. En está, la biomasa forestal se transforma en un gas de síntesis, que posteriormente se somete a un reformado con vapor de agua para obtener biometano. Sin embargo, el gas de síntesis ya posee un alto valor añadido y podría utilizarse para la producción de otros productos como bio-SAF.

Cultivos intermedios: representan un potencial de casi 60 TWh-biometano/año (37,5 % del total). El cultivo intermedio consiste en el uso de un segundo cultivo antes o después de la cosecha del principal cultivo alimentario o forrajero. En teoría, en las condiciones adecuadas, este tipo de cultivos puede aplicarse de forma que no afecte al rendimiento del cultivo principal. Sin embargo, hasta la fecha, esta práctica solo se ha aplicado en Italia, mientras que en España no se ha implementado ampliamente [6].

Biomasa agrícola: Adicionalmente a las dos anteriores, la biomasa agrícola, si bien sí es en parte perfectamente apropiada para la producción de biometano, su uso es una de las rutas aprobadas por ICAO para la producción de bio-SAF.

Si ninguna de estas materias primas se utilizara para la producción de biometano, el potencial disminuiría de 165 a 52 TWh/año. La Figura 19 muestra la disponibilidad y demanda de biometano e hidrógeno requerida en este escenario. La oferta de biometano resultaría insuficiente para cubrir la demanda de calor de alta temperatura o parte de la demanda del transporte marítimo.

Por lo tanto, si se destina a aplicaciones industriales, la cuota de bio-GNL establecida por el ReFuelEU Maritime debería cumplirse mediante el uso de metanol o amoníaco(33).

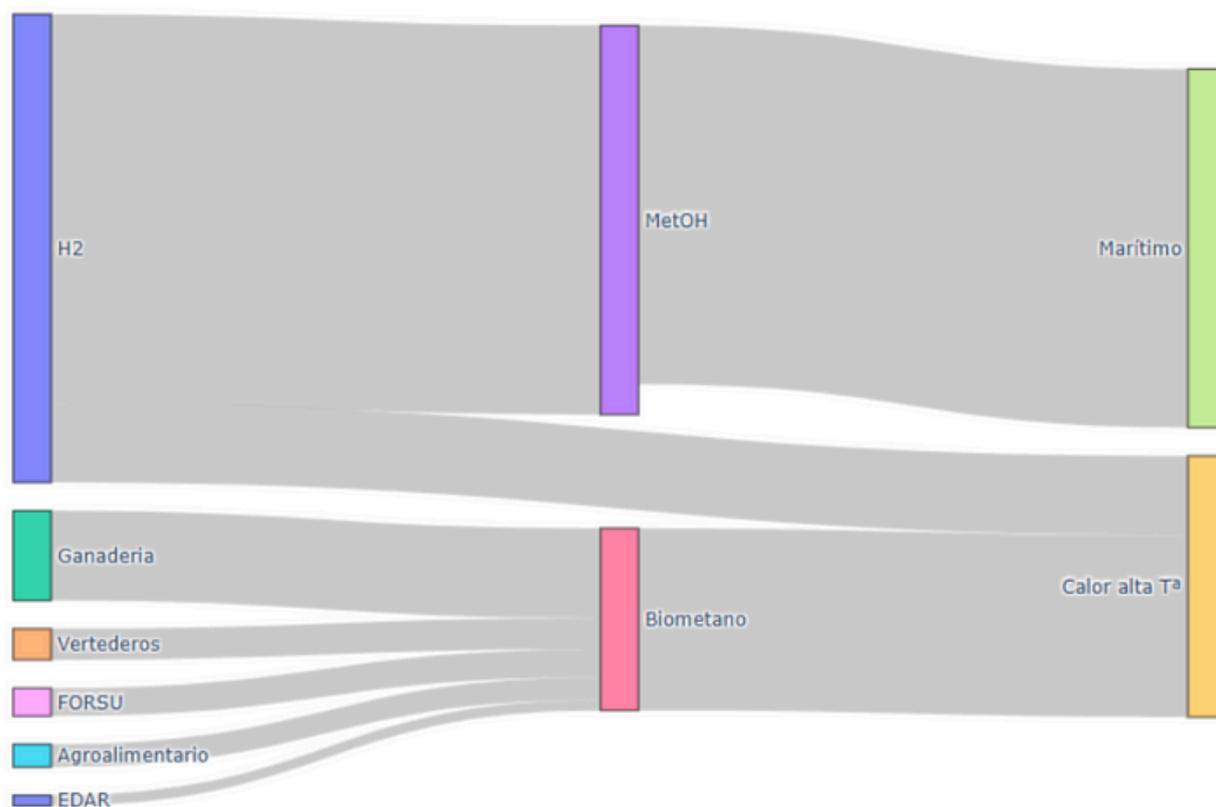


Figura 19. Comparativa entre la demanda potencial y la disponibilidad estimada de biometano. Para más información ver Anexo I b). Fuente: Elaboración propia

³³ Para más información acerca de una posible demanda de hidrógeno para cubrir el defecto de disponibilidad de bio-GNL ver la sección 4.1.2.5.

4. 1. 2. 2. Transporte aéreo

La Figura 20 muestra la cuota de SAF que marca como objetivo ReFuelEU aviation para distintos años. Esta cuota puede ser satisfecha mediante el consumo de bio-SAF, e-SAF o de combustibles de aviación bajos en carbono

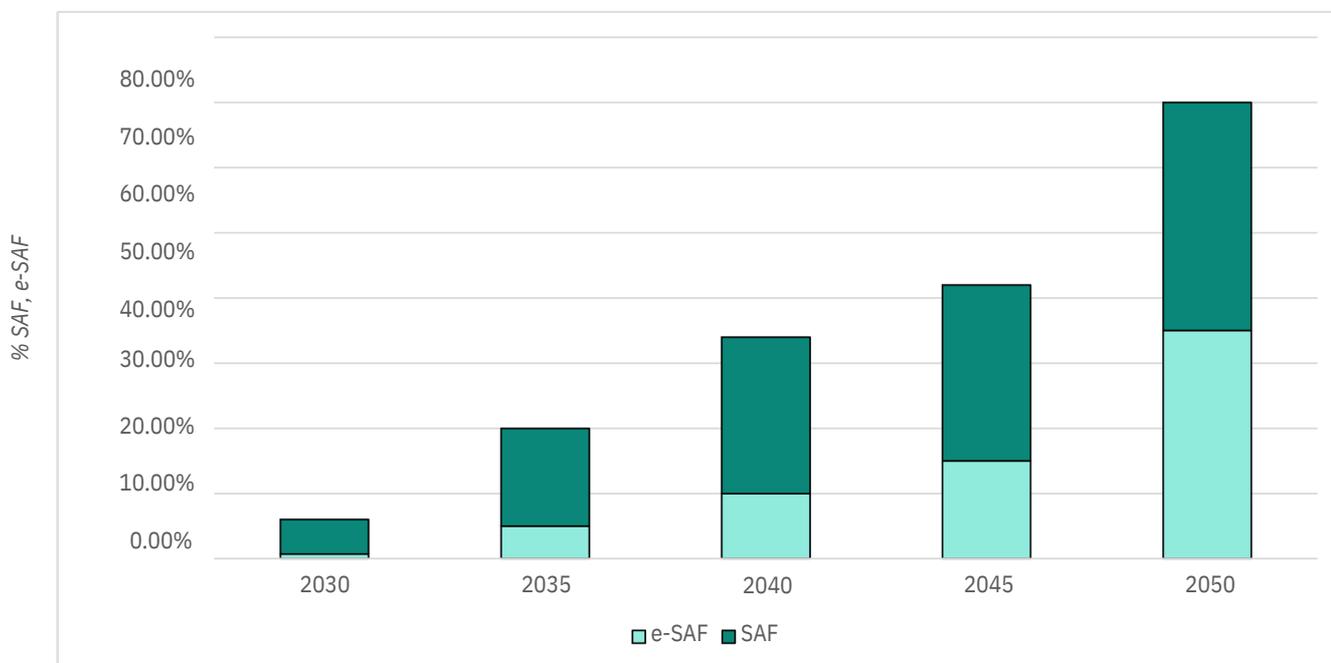


Figura 20. Cuota SAF en ReFuelEU Aviation . Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se evalúa la disponibilidad de materias primas de origen biológico para la producción de bio-SAF. Existen varias rutas disponibles para producir SAF o e-SAF aprobadas por la Organización de Aviación Civil Internacional (ICAO) (34). El último informe de la Asociación Europea de Seguridad Aérea (EASA) recopila los proyectos de producción de SAF más importantes a nivel europeo, de los cuales la gran mayoría optan por la vía Fischer Tropsch, a partir de materias primas de origen biológico, el coprocesado en refinerías, la vía HEFA o la vía PtL(35). Otra de las vías aprobadas por ICAO, Alcohol-to-Jet (ATJ), cuenta únicamente con una instalación planificada en toda Europa, ubicada en Suecia.

Por lo anterior, para estimar la capacidad de producción de SAF, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

³⁴ https://www.icao.int/environmental-protection/Pages/SAF_RULESOFTHUMB.aspx

³⁵ Hidrógeno electrolítico y CO₂

- Se seleccionaron dos posibles vías para la producción de bio-SAF: HEFA, FT.
- ReFuelEU excluye la utilización de cultivos intermedios como potenciales materias primas para la producción de SAF, así como los derivados del aceite de palma como el POME.
- La vía HEFA utiliza aceite de cocina usado produciendo HVO como co-producto.
- La RED III establece un límite de 1,7 % a los combustibles de origen biológico generados a partir de UCO para el consumo total en el transporte, lo que incluye todos los productos de destilado procedentes de la producción de SAF.
- La vía FT se produce a partir de gas de síntesis. La producción de bio-SAF tiene lugar mediante la gasificación de biomasa para producir gas de síntesis.
- La disponibilidad de materia prima, así como los rendimientos de SAF en función del proceso y la materia prima se encuentran en el Anexo I c).

La Figura 21 muestra el porcentaje de demanda actual de SAF que podría cubrirse con materias primas de origen biológico respecto a los objetivos de bio-SAF para distintos años(36). Según se puede observar, los objetivos para 2030 podrían cumplirse hasta un 3,5 % con SAF procedente de UCO. El potencial de bio-SAF a partir de UCO es de 3,55 TWh/año(37). Los objetivos de cara a 2045 podrían cumplirse destinando toda la biomasa forestal y agrícola a la generación de SAF, mientras que para alcanzar los objetivos de cara a 2050, sería necesario aportar un 7 % de SAF (5,5 TWh/año). Este 7 %, podría suministrarse mediante bio-SAF de otras materias primas como los RSU, mediante e-SAF o mediante combustibles de aviación bajos en carbono. En caso de suministrarse mediante e-SAF, requeriría una demanda adicional de hidrógeno de 367 kt/año, equivalente a 3,67 GW de electrólisis.

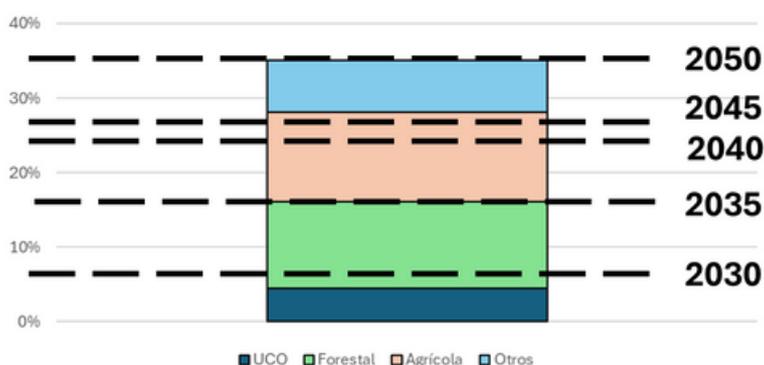


Figura 21. Potencial de producción de bio-SAF y cuota necesaria para alcanzar los objetivos de ReFuelEU Aviation en diferentes horizontes temporales. Fuente: Elaboración propia.

³⁶ El objetivo se calcula como la cuota total de SAF para los distintos años menos la cuota obligatoria de e-SAF.

³⁷ Hay que recordar que la producción de SAF a partir de UCO genera 40 % SAF, 50 % HVO y 10 % hidrocarburos ligeros. Teniendo en cuenta el combustible consumido en todos los segmentos del transporte, el límite de 1,7 % se corresponde con aproximadamente 9 TWh/año incluyendo todos los productos de destilado de la producción de SAF.

4. 1. 2. 3. Transporte por carretera

Una gran parte de la descarbonización del transporte por carretera podría alcanzarse mediante la electrificación de los vehículos ligeros. Sin embargo, la electrificación de los vehículos pesados para el transporte de mercancías o los autobuses interurbanos es más incierta. En este sentido, el hidrógeno podría contribuir al cumplimiento de estos objetivos, si bien, otros combustibles como el HVO (Hydrotreated Vegetable Oil)(38) son más atractivos para los transportistas al poder utilizarse en los vehículos Diesel convencionales.

El HVO es un combustible que se produce a partir de aceites vegetales, aceites de cocina usados o grasas animales. En España, un 52 % del HVO proviene de FFBS (racimos de fruta fresca o fresh fruit branches de sus siglas en inglés), un 21 % de POME (residuo que se genera en la extracción del aceite de palma y del cual se puede extraer aceite), un 14 % de UCO (aceite de cocina usado) y el 13% restante de otras materias primas (grasas animales, residuos alimentarios, etc.).

De acuerdo con la RED III, los FFBS no se podrán usar para la producción de HVO al tratarse materias primas con riesgo elevado de cambio indirecto en el uso de tierra, con lo cual, la disponibilidad de materias primas podría suponer una limitación para el crecimiento en el consumo de HVO. La mayor parte de las plantas planificadas de HVO plantean el consumo de UCO, sin embargo, hay que tener en cuenta, como se mencionó anteriormente que la RED III limita los combustibles procedentes de UCO a un 1.7 % en cuota de energía incluyendo todos los modos de transporte.

Teniendo en cuenta el combustible consumido en todos los segmentos, este 1,7% se corresponde con 9 TWh/año, o, lo que es lo mismo, 747 kt de HVO en caso de que el 100 % del UCO se destinará a la producción de HVO (39). Sin embargo, como se mencionó anteriormente, es probable que una fracción elevada de UCO se utilizó también para la producción de HEFA y HVO simultáneamente. En este escenario, la disponibilidad de HVO a partir de UCO se reduciría a aproximadamente 370 kt HVO

³⁸ El éster metílico de ácido graso (FAME, de sus siglas en inglés), es otra alternativa para la descarbonización del transporte por carretera. Sin embargo, no puede sustituir al diésel en un 100 % ya que contenidos de FAME mayores a 20 % afectan la calidad del combustible. Por este motivo, por simplicidad, únicamente se considera HVO como potencial alternativa al hidrógeno.

³⁹ Hay que recordar que el UCO también está recibiendo gran atención en el transporte aéreo para la producción de HEFA, lo cual, reduciría su disponibilidad para transporte por carretera.

Por otra parte, la producción de bio-SAF a partir de residuos agrícolas o forestales, también podría aumentar la disponibilidad de HVO. La Figura 22 muestra el potencial de disponibilidad de HVO dependiendo del origen de este. En total, el HVO tiene potencial para suministrar hasta el 19 % de la demanda actual de diésel en el transporte por mercancías en caso de que el 100 % de UCO se destinará a la producción de HVO. Cifra que se reduciría a 13 % en caso contrario.

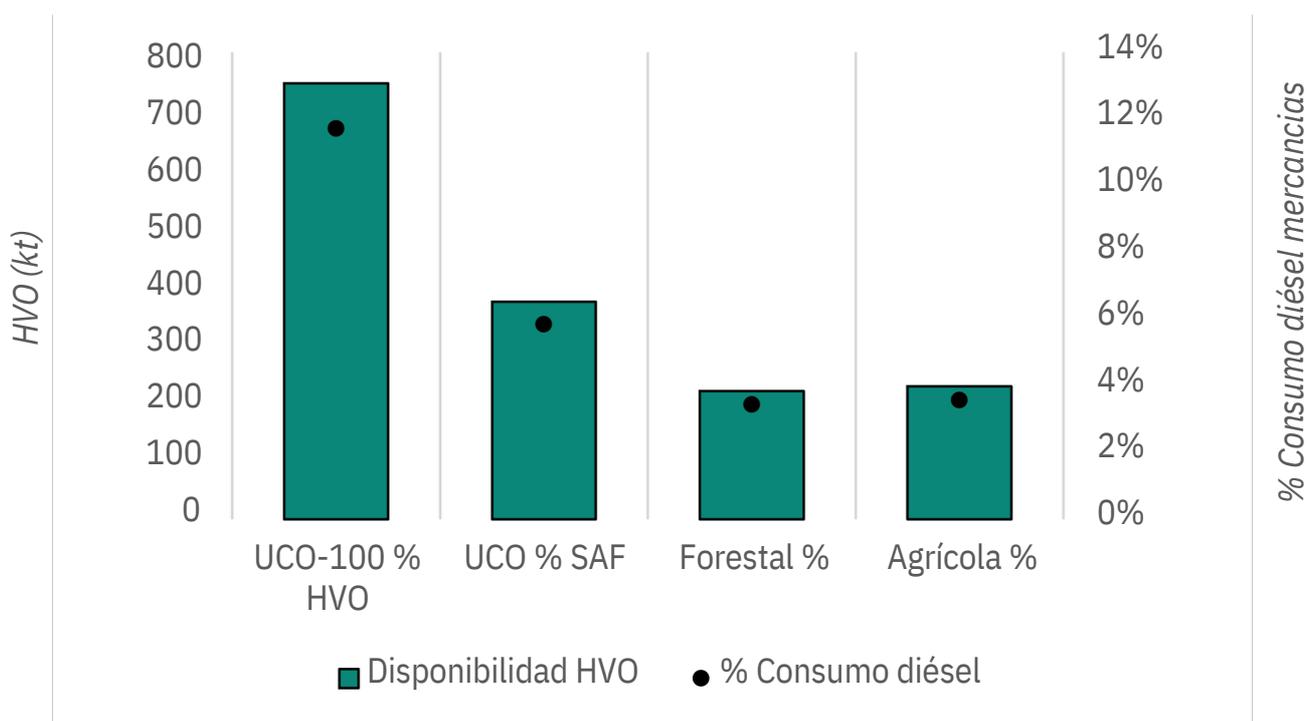


Figura 22. Potencial de disponibilidad de HVO respecto al consumo de diésel en el transporte de mercancías por carretera en 2023. Fuente: Elaboración propia.

En relación con lo anterior, es relevante mencionar el reglamento que fija estándares de emisiones de CO₂ de los vehículos pesados nuevos. Este reglamento que establece objetivos para la reducción progresiva de las emisiones de CO₂ medias para los nuevos vehículos pesados matriculados en la Unión Europea entre 2025 y 2050. Estos objetivos recaerían sobre los fabricantes que a su vez se verían expuestos a posibles sanciones.

Este reglamento no solo afecta a los camiones pesados, sino también a camiones medianos, autobuses urbanos, autocares y remolques. Los objetivos definidos contemplan una reducción del 15 % para 2025, del 30 % para 2030, del 65 % para 2035 y, finalmente, del 90 % para 2040. Por otra parte, la normativa establece que para 2030 el 90% de los nuevos autobuses tendrán que ser emisiones cero, y el 100% a partir de 2035.

Las únicas tecnologías consideradas de cero emisiones son los eléctricos de batería, los eléctricos de pila de combustible y los vehículos con motor de combustión de hidrógeno. Por tanto, el hidrógeno, jugará un papel clave en la consecución de estos objetivos, especialmente a partir de 2040, en todos aquellos casos donde la electrificación no sea posible por limitaciones de los requisitos del servicio (rango, tiempos de recarga, consumo adicional por desnivel o refrigeración, etc.) o restricciones en el acceso a la infraestructura de recarga.

4. 1. 2. 4. Incorporación de energías renovables en la industria

Adicionalmente a la cuota de hidrógeno renovable sobre el total del hidrógeno empleado en la industria (ver sección 4.2.1.2), el Artículo 22 bis de la RED III marca un objetivo indicativo de incrementar el uso de energías renovables en la industria de al menos un 1,6 % en promedio anual durante los periodos 2021-2025 y 2026-2030. El PNIEC español eleva este objetivo al 2,14 % y 2,97 % los periodos 2021-2025 y 2026-2030 respectivamente.

No obstante, además de ser un objetivo relativo al uso de energías renovables en años anteriores y voluntario, la RED III no especifica qué tipo de medidas han de adoptar los estados miembros para alcanzarlo ni establece ningún tipo de distinción por rangos de temperatura requeridos. Por tanto, no parece que vayan a implantarse mecanismos de obligaciones asociados. Asimismo, el incremento de esta cuota puede producirse, más allá del uso de hidrógeno, mediante electrificación directa, aprovechamiento de calores residuales, energía solar térmica, o consumo de biometano. Por todo lo anterior, se ha optado por asumir que el incremento de la demanda de hidrógeno en la industria asociada a este objetivo no será relevante en el horizonte 2030.

4. 1. 2. 5. ¿Qué demanda de hidrógeno emergería en España derivada del cumplimiento de objetivos más generales definidos en la regulación europea?

Con el fin de presentar un escenario de demanda general, se agrupan las demandas potenciales para el cumplimiento de los subobjetivos de RFNBOs presentados en la Figura 23 (escenario 100% RFNBO) y los potenciales de hidrógeno derivados de la limitada disponibilidad de biomasa presentados a lo largo de esta sección. A continuación, se presentan las premisas para la elaboración de este escenario:

- La biomasa agrícola y forestal se destina en su totalidad para la producción de e-SAF.
- No se considera el potencial de producción de cultivos intermedios para biometano.
- Todo el biometano disponible se destina a la generación de calor de alta temperatura en industria.
- El defecto de bioGNL para el cumplimiento de la cuota de intensidad de emisiones en ReFuelEU Maritime se susituye por metanol RFNBO(40).
- La cuota de bio-SAF que no puede ser cubierta utilizando UCO, biomasa forestal o biomasa agrícola se suministra mediante e-SAF procedente de hidrógeno RFNBO.

El escenario resultante se muestra en la Figura 23. Para los años 2030 y 2035, no se prevé una demanda adicional de hidrógeno, ya que la demanda esperada se limita a la necesaria para cumplir con los objetivos mínimos establecidos por las cuotas de RFNBOs. Sin embargo, a partir de 2040, sería necesario incorporar metanol RFNBO en el transporte marítimo para alcanzar las metas de reducción de la intensidad de emisiones, lo que generaría un aumento significativo en la demanda de hidrógeno. Esta cuota continuaría incrementándose progresivamente hasta 2050, convirtiéndose en la principal fuente de demanda adicional más allá de los objetivos fijados por las cuotas de RFNBOs.

En cuanto al e-SAF, hasta 2045 no se requiere producción adicional, ya que la demanda puede satisfacerse completamente con bio-SAF. Esta situación cambia en 2050, cuando surge una pequeña demanda adicional de hidrógeno destinada a la producción de e-SAF.

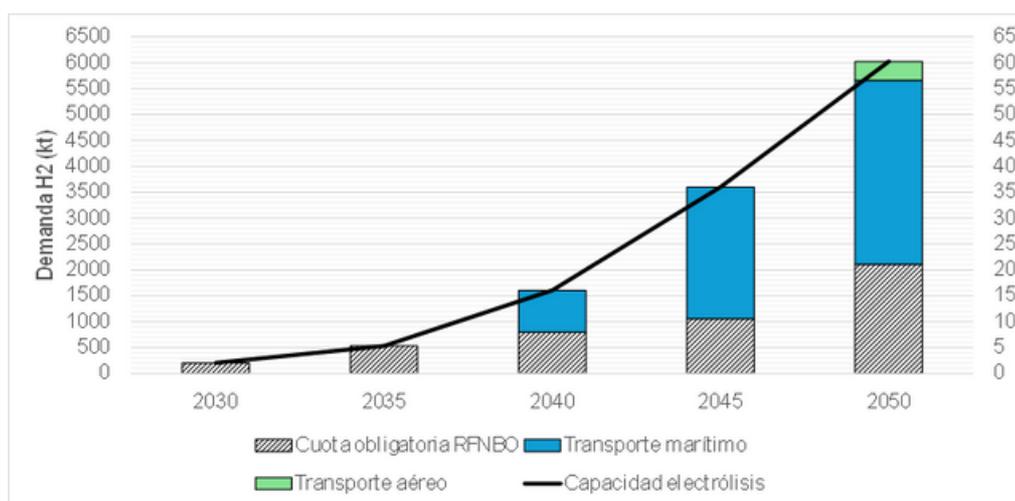


Figura 23. Demanda esperada de H2 y capacidad de electrólisis derivada del cumplimiento de objetivos más generales definidos en la regulación europea. Fuente: Elaboración propia.

40 Al tratarse de metanol RFNBO, se asume una reducción de emisiones de un 100 %, frente a la reducción de emisiones de 83 % del bio-GNL. Por este motivo, la cuota de GNL permitida aumenta respecto al uso de bio-GNL. Para más información ver Anexo d).

En este contexto, se estima que la capacidad de electrólisis alcanzaría los 50GW en 2050. De concretarse los proyectos actualmente anunciados, que suman 22GW, sería posible cubrir la mayor parte de la demanda nacional de hidrógeno hasta 2045.

4. 2. El hidrógeno renovable en el escenario objetivo del PNIEC

En primer lugar, se analiza el rol del hidrógeno renovable en el escenario objetivo planteado por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, ya que esta es una referencia obligada para cualquier escenario energético futuro que se elabore para España.

En relación a la producción, el principal dato aportado por el PNIEC son los 11,98 GW de potencia de electrólisis instalada, que habitualmente se redondean a 12GW. Sin embargo, el PNIEC no hace ninguna referencia explícita al volumen de hidrógeno producido, que dependerá de las hipótesis realizadas en relación al consumo específico del electrolizador y las horas de funcionamiento de la potencia anterior.

A este respecto, sí se proporciona el consumo de energía eléctrica en el sector de la transformación de la energía a lo largo del horizonte de estudio (Tabla A.20 del PNIEC). Este sector comprende el refino para la producción de combustibles fósiles y biocarburantes y la producción de hidrógeno renovable electrolítico. De esta manera, es posible realizar una estimación del consumo eléctrico de la potencia de electrólisis instalada.

A efectos de cálculo, este informe obtiene el consumo de electricidad total para la producción de hidrógeno como la diferencia ente el consumo en el sector de transformación de la energía entre los años 2030 (55 823 GWh) y 2020 (7 517 GWh). Al hacer esto implícitamente se parte de la hipótesis de que en el año 2020 no hay producción de hidrógeno electrolítico y, por tanto, la totalidad del consumo eléctrico en este sector corresponde al refino. Asimismo, se asume que el consumo de electricidad en el refino en 2030 se mantiene idéntico al de 2020.

Bajo estas hipótesis, en el escenario objetivo del PNIEC se destinarían 48 306 GWh de electricidad a la producción de hidrógeno lo que, considerando un consumo específico de la electrólisis de 55 kWh/kg-H₂ (equivalente a un rendimiento de aproximadamente un 60 %), daría una producción de 878 kt.

En relación a los usos finales de hidrógeno y sus derivados en España en el horizonte 2030, los dos datos más relevantes del PNIEC son los siguientes:

- Cuota del 74,46 % de RFNBOs sobre el hidrógeno empleado en la industria para usos finales no energéticos (ej. excluyendo la producción de combustibles convencionales y biocarburantes).
- Cuota del 11,61 % de RFNBOs sobre la energía suministrada al sector del transporte y contribución de RFNBOs del 3,56% al consumo de energía final en el transporte. La diferencia entre ambos porcentajes radica en que, mientras el segundo es directamente un cociente entre energía de RFNBOs y energía total en el transporte, el primero de los porcentajes, de acuerdo con las reglas definidas en la RED III, se ve afectado por una serie de multiplicadores⁽⁴¹⁾ e incluye, adicionalmente, el posible uso de RFNBOs en la producción de combustibles y biocarburantes.

Dicho plan no traduce explícitamente estos porcentajes en cantidades de hidrógeno demandadas, ni se proporcionan las premisas de cálculo adoptadas (ej. desglose entre subsectores de transporte, demanda de hidrógeno en la industria en 2030, cantidad de RFNBO usado en refino, etc.). Para poder realizar una estimación en este informe se han realizado por tanto una serie de hipótesis, tal y como se describe a continuación.

En el caso de la industria, el PNIEC no proporciona el dato de la demanda final de hidrógeno en la industria para usos no energéticos en 2030. A efectos ilustrativos, se empleará la hipótesis de que esta permanece igual a la demanda observada en el año 2023 según datos del Observatorio Europeo del Hidrógeno⁽⁴²⁾. Excluyendo el refino, que demandó más del 80% del total en 2023, quedaría un total de 103,5 kt de hidrógeno en industria. Por tanto, el objetivo del PNIEC del 74,46 % resultaría en aproximadamente 77,1 kt de hidrógeno renovable en el año 2030.

Por otro lado, para el transporte el PNIEC sí aporta el dato de la demanda final en el transporte en el escenario objetivo 2030, que se estima en 27 397 ktep. Multiplicando la contribución de del 3,56 % por esta energía final se obtiene de manera directa la demanda energética final suministrada en forma de RFNBOs al transporte en 2030.

⁴¹ La contribución de los RFNBOs se considerará el doble de su contenido energético, cuando vaya a un modo de transporte diferente de aviación o marítimo, y de 3 cuando vaya destinado a alguno de estos dos sectores.

⁴² <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/end-use/hydrogen-demand>

Para traducir esta energía a masa de hidrógeno electrolítico sería necesario conocer qué porcentaje de cada tipo de RFNBO se ha considerado. Para poder hacer una estimación de esta conversión, por simplicidad, se asume que en 2030 se alcanzaría la contribución del 1,2% de SAF sintético marcada en ReFuelEU Aviation, y el resto irá destinado a la carretera⁽⁴³⁾.

En la sección 4.1.1.3 se cuantificó que alcanzar el objetivo de ReFuelEU Aviation en 2030 requeriría producir unas 79 kt de e-SAF empleando aproximadamente 62,7 kt de hidrógeno. Esto resultaría en que para alcanzar el 3,56% sobre la energía final en el transporte serían necesarias 278 kt de hidrógeno en la carretera. En total, sumarían algo más de 340 kt de hidrógeno destinadas de manera directa al transporte.

Aplicando los multiplicadores correspondientes a la energía suministrada a los diferentes modos de transporte calculada anteriormente resultaría en una cuota de RFNBOs en el transporte del 7,8 %. Para alcanzar el 11,61 % definido en el PNIEC, y considerando un multiplicador de 2, sería necesario emplear unas 183,4 kt de hidrógeno para la producción de combustibles para el transporte (aproximadamente el 39% del consumo de hidrógeno en refino en 2023).

Sumando todas las cantidades anteriores y comparando esa cifra con la producción estimada, se observa un exceso de hidrógeno de unas 277 kt. Esta diferencia puede deberse, por un lado, a errores de interpretación del PNIEC o diferencias en las hipótesis de cálculo, o bien a que el PNIEC computa el uso de hidrógeno en sectores no considerados en nuestros cálculos.

En este último caso, los sectores más donde es más probable ver el uso del hidrógeno serían la producción de amoníaco, urea o metanol, reemplazando importaciones de los mismos, el acero en caso de que finalmente se materialicen alguno de los proyectos de reducción directa planteados, o el propio sector del refino para la producción de combustibles no destinados al transporte o productos no energéticos.

⁴³ Anteriormente ya se discutió como hasta 2030 el transporte marítimo reducirá la intensidad de emisiones de sus combustibles principalmente mediante GNL.

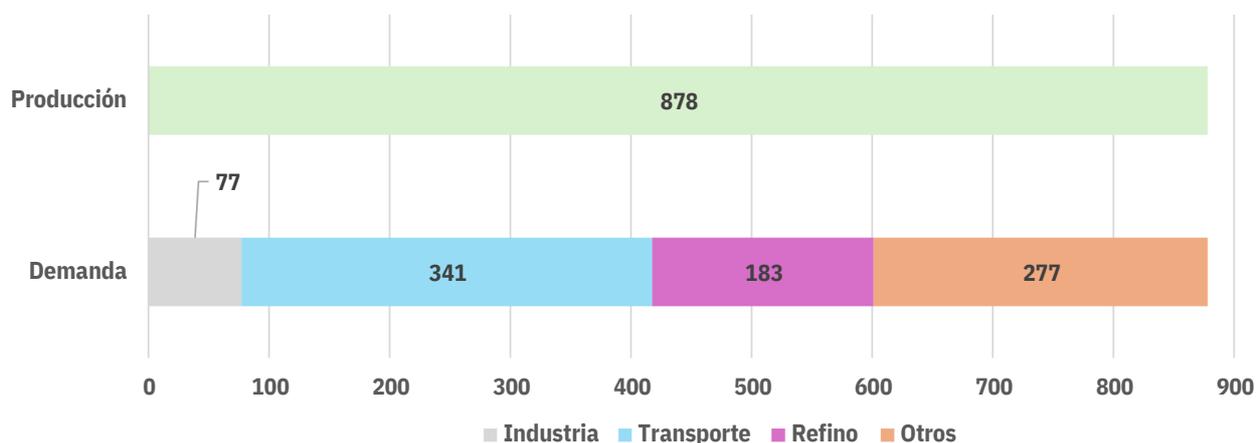


Figura 24: Cantidad estimada de hidrógeno renovable producido y consumido en el escenario objetivo del PNIEC para 2030 (kt H2) . Fuente: Elaboración propia.

Los resultados del ejercicio anterior se resumen en la Figura 24, donde pueden apreciarse varios aspectos llamativos. En primer lugar, está el hecho de que el consumo de hidrógeno en el transporte es muy elevado y representa la mayoría del uso final de hidrógeno; de hecho, la cuota de RFNBOs en el transporte es muy superior a la cuota mínima que fija la RED III para el año 2030 que es del 1 % (ver sección 4.2.1). De hecho, este 1 % se superaría simplemente con la cantidad de hidrógeno empleado en el refino. Otro aspecto relevante es que los electrolizadores funcionarían poco más de 4000 h equivalentes a plena carga al año o, lo que es lo mismo, operarían con un grado de carga de apenas el 46 %.

4. 3. El hidrógeno renovable en el escenario objetivo del PNIEC

Tal y como se muestra en esta sección, el hidrógeno y los derivados del hidrógeno son claves para la consecución de los objetivos de descarbonización europeos. Se puede diferenciar entre dos tipos de objetivos: aquellos donde específicos para consumo de hidrógeno o derivados y aquellos más generales, donde el hidrógeno compite con otras tecnologías.

Los objetivos específicos para el hidrógeno en 2030 suman una demanda aproximada de 200 kt/año, equivalentes a 2 GW de capacidad de electrólisis. Para 2050, esta demanda aumentaría hasta 2100 kt/año o 21 GW de electrólisis. Es importante destacar que la mayor parte del crecimiento en la demanda regulatoria de RFNBOs proviene de la producción de e-SAF, que también podría cumplirse mediante el uso de combustibles hipocarbónicos no fósiles.

El escenario planteado para 2030 contrasta significativamente con las proyecciones del PNIEC, que establece una capacidad de electrólisis de 12 GW para dicho año. Estas diferencias responden a la ambición de las cuotas fijadas para los RFNBOs en los sectores de transporte e industria.

En el caso del transporte, el objetivo de penetración de RFNBOs se sitúa en un 11,61 (44), muy por encima del 1 % establecido por la regulación europea. Por su parte, en el sector industrial, el objetivo de penetración alcanza el 73 %, superando ampliamente el 42 % establecido a nivel europeo. Asimismo, en PNIEC implícitamente parece asumir un nivel de utilización muy bajo e inferior a la hipótesis adoptada en este informe.

No hay que olvidar que además de los objetivos específicos para consumo de hidrógeno hay otros objetivos de descarbonización más generales, donde el hidrógeno también puede jugar un papel clave. Por este motivo, se analizó también el cumplimiento de objetivos más generales para estudiar el papel del hidrógeno.

En primer lugar, se analizaron los objetivos de reducción de emisiones establecidos por FuelEU Maritime. Los resultados indican que, hasta 2035, la intensidad de emisiones requerida puede alcanzarse mediante el uso exclusivo de GNL. A partir de 2040, será necesario incorporar una fracción de bio-GNL u otros combustibles renovables, alcanzando una participación del 96 % de bio-GNL en 2050 (en caso de no considerar RFNBOs).

Para evaluar la disponibilidad de bio-GNL para el transporte marítimo, se comparó el potencial de biometano en España con la demanda proyectada, que no solo proviene del transporte marítimo, sino principalmente de la industria, donde se utiliza gas natural para la generación de calor de alta temperatura. De acuerdo con las estimaciones de Sedigas, el potencial de producción asciende a 160 TWh/año, una cantidad suficiente para cubrir el 100 % de la demanda térmica industrial de alta temperatura y hasta un 80 % de la demanda del transporte marítimo.

⁴⁴ Esta cifra incluye multiplicadores e hidrógeno utilizado en refino. Para más información, ver 4.2.

En este escenario, no sería necesario producir combustibles derivados del hidrógeno adicionales para cumplir con los objetivos regulatorios. No obstante, es importante señalar que esta estimación es particularmente optimista en comparación con otras fuentes, como las del IDAE, que sitúan el potencial entre 20 y 24 TWh/año. Además, existen fuentes de biomasa, como las provenientes de cultivos intermedios, que presentan un potencial significativo, pero poco desarrollado en España, lo que genera una gran incertidumbre.

Por otra parte, los potenciales relacionados con la biomasa forestal o agrícola, también pueden ser aprovechados en la producción de SAF para alcanzar los objetivos de SAF establecidos por ReFuelEU Aviation. Los resultados indican que, hasta 2040, sería posible cumplir con estos objetivos utilizando aceite de cocina usado, biomasa forestal y biomasa agrícola. De cara a 2050, la fracción restante de SAF podría cubrirse mediante e-SAF requiriendo aproximadamente 3,67 GW adicionales de electrólisis. Es importante señalar que el uso de biomasa forestal y agrícola para producir SAF reduciría el potencial disponible para la producción de biometano, generando un déficit que, en tal caso, debería compensarse con hidrógeno y sus derivados.

Por último, se analizó la disponibilidad de HVO para su uso en el transporte por carretera, concluyendo que la producción estimada podría cubrir entre el 13 % y el 19 % de la demanda de diésel en el transporte de mercancías. Aunque actualmente no existen objetivos específicos para la incorporación de RFNBOs en este sector, la entrada en vigor del nuevo ETS, junto con la normativa que establece una reducción del 45 % para 2030 y del 90 % para 2040 en las emisiones de los vehículos pesados de nueva adquisición (Norma de CO₂ para vehículos pesados), ejerce una presión creciente sobre fabricantes y consumidores para incrementar el uso de vehículos cero emisiones, esto es, eléctricos de batería, de pila de combustible, o motor de combustión de hidrógeno.

En conjunto, la falta de disponibilidad de materias primas para la producción de biocombustibles podría generar una demanda adicional cercana a 39 GW para el año 2050. Esta demanda, sumada a los 21 GW de electrólisis necesarios para el cumplimiento de los objetivos obligatorios de RFNBOs, llevaría a una capacidad de electrólisis instalada de hasta 60 GW.

Los escenarios de demanda analizados evidencian la necesidad de incorporar hidrógeno, no solo para alcanzar objetivos específicos, sino también para avanzar en la consecución de metas de descarbonización más generales. El escalado en la demanda de hidrógeno se prevé pueda producirse a partir de 2040 debido a la combinación de diversos factores como cuotas de SAF sintético más exigentes, limitación a la disponibilidad de ciertas materias primas para la producción de biocombustibles a partir de residuos, estándares de emisiones muy restrictivos para vehículos pesados de carretera nuevos, objetivos de reducción de la intensidad de emisiones de combustibles marítimos, entre otros.

En el más corto plazo, estos resultados ponen de manifiesto la discrepancia entre la ambición del PNIEC para 2030 (con una demanda estimada de entre 800-900 kt/año) y los objetivos establecidos en la regulación europea (estimados en unas 200-300 kt/año).

5. EVOLUCIÓN A MEDIO Y LARGO PLAZO DE LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO.

5.1. El estado actual de mercados de hidrógeno y sus derivados.

La Estrategia Europea del Hidrógeno (COM/2020/31) afirma que lograr la transición energética de la UE requerirá una producción y consumo de hidrógeno a gran escala. Esto no es solo una realidad en Europa sino un objetivo a nivel global. Sin embargo, como se subraya en el informe anual 2022-2023 del Centro de Estudios de Hidrógeno Bajo en Carbono (ICAI-ICADE, Universidad Pontificia Comillas)(45), los datos recientes muestran que los costes del primer lote de proyectos de hidrógeno se han revisado al alza y que las subvenciones aún no han dado nada parecido al rendimiento requerido(46).

Tal y como se observa en el mapa de seguimiento de estrategias de hidrógeno de BloombergNEF , actualmente hay 53 países con una estrategia de hidrógeno publicada, 30 países con estrategia en preparación. 58 países no muestran actividad y 30 no han podido ser evaluados. Esto representa un aumento en número de estrategias disponibles un 26% con respecto año pasado. El número de estrategias en preparación ha disminuido en 16%. Alrededor del 62% de las estrategias publicadas se sitúan en Europa, Oriente Medio y Africa, el 21% en la región de las Américas y el 17% en Asia Pacífico.

Este mismo informe remarca que, aunque la producción de hidrógeno limpio podría triplicarse en 2024 y aumentar 30 veces para 2030, el crecimiento está por debajo de lo necesario para cumplir los objetivos políticos.

De hecho, en el contexto de la Unión Europea, el Tribunal de Cuentas Europeo en su informe de revisión de la política industrial en el ámbito del hidrógeno renovable(47), señala que es improbable que se cumplan los objetivos de producir e importar 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable para 2030 en el plazo previsto.

45 Ver [Informe Catedra estudios sobre el hidrógeno Comillas](#)

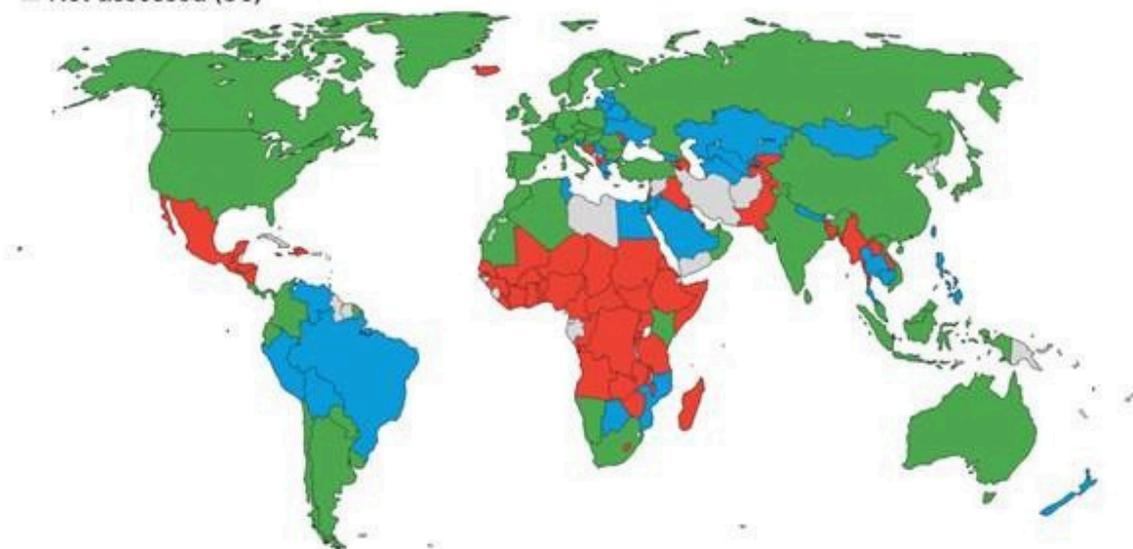
46 Ver "Lex in depth: how the hydrogen hype fizzled out", Financial Times, May the 20th 2024

47 Ver [Informe Especial 11/2024: La política industrial de la UE en el ámbito del hidrógeno renovable](#)

Most major markets have a hydrogen strategy. Some have even revised their strategies.

Hydrogen strategies by market

■ Published (53) ■ In preparation (30) ■ No activity (58)
■ Not assessed (30)



Source: BNEF Global Hydrogen Strategy Tracker ([web](#) | [terminal](#))

Figura 25. Mapas de estrategia de hidrógeno. Fuente: BNEF Global Hydrogen Strategy Tracker

En las siguientes secciones analizaremos en detalle los principales desafíos a los que se enfrenta el incipiente mercado del hidrógeno para alcanzar estos objetivos, que se pueden resumir en que la industria necesita más incentivos a la demanda para crecer al ritmo necesario:

- **Las políticas públicas son insuficientes:** La mayoría de los gobiernos no alcanzarán sus metas de hidrógeno sin demandas más estrictas y mejores incentivos.
- **La evolución de la demanda con compromisos vinculantes es baja:** Solo el 12% de la capacidad planificada tiene compradores, y solo el 11% de los contratos son vinculantes.
- **La inversión en firme todavía es muy limitada:** Apenas el 7% de la capacidad anunciada ha alcanzado una decisión final de inversión.
- **La oferta no es el cuello de botella:** La fabricación de electrolizadores está en sobrecapacidad, pero la demanda sigue siendo baja.
- **Las infraestructuras están rezagadas:** La construcción de almacenamiento y gasoductos avanza lentamente, especialmente en Europa.

5.1.1. Las políticas y objetivos públicos

A nivel mundial, hay un desequilibrio de políticas y objetivos entre la oferta y la demanda futura de hidrógeno.

En base a la recopilación realizada por la Agencia Internacional de la Energía (AIE)(48) las políticas y objetivos gubernamentales establecidos a nivel global para 2030 sitúan la producción de hidrógeno de bajas emisiones(49) en 43 millones de toneladas anuales (Mt/a), mientras que los relativos a la demanda sólo alcanzan los 11 Mt/a. Este desequilibrio todavía sería mayor si se tienen en cuenta los proyectos anunciados de producción, que ascienden a esa fecha a 49 Mt/a. Estos datos demuestran que las políticas públicas están prestando mayor énfasis a la producción que a la demanda.

⁴⁸ AIE: “Global Hydrogen Review” (2024)

⁴⁹ Hidrógeno bajo en emisiones incluye hidrógeno renovable mediante electrólisis y el obtenido de energías fósiles combinado con captura de carbono y almacenamiento (CCS)

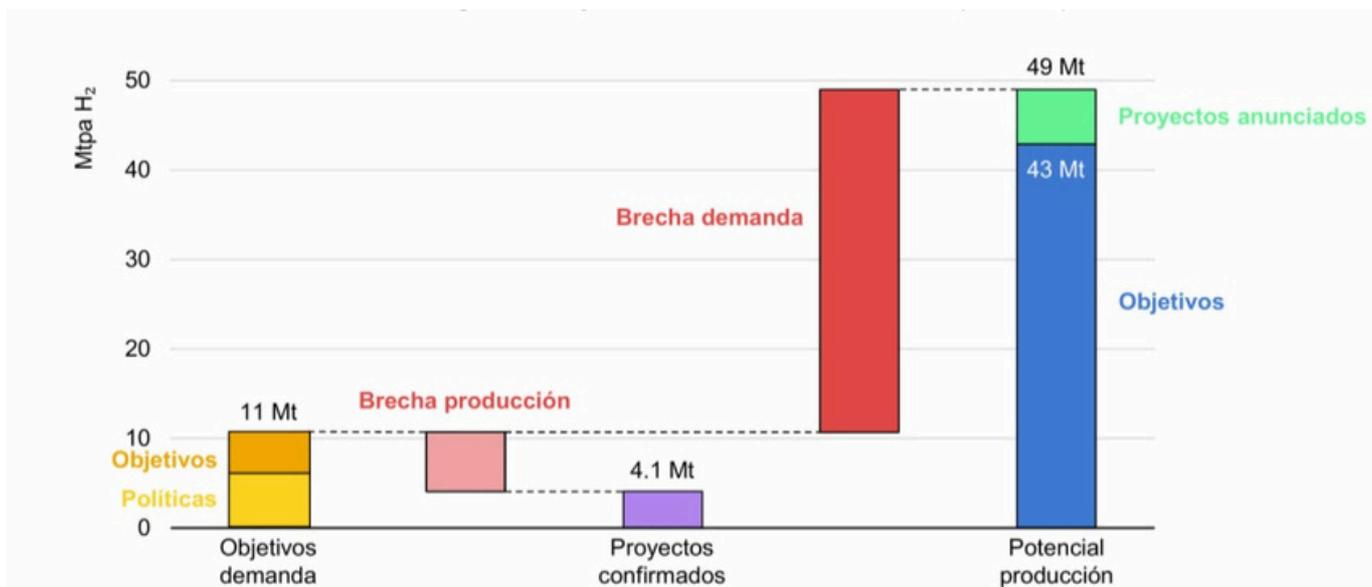


Figura 26. Desajuste entre los objetivos de oferta y demanda globales para 2030. Fuente: AIE "Global Hydrogen Review" (2024)

A la hora de establecer metas para el hidrógeno de bajas emisiones, es fundamental distinguir entre los objetivos y políticas del lado de la oferta y los del lado de la demanda:

- Respecto a la oferta, se centran en las cantidades de hidrógeno a producir, usualmente medidas en millones de toneladas. Estas metas impulsan la inversión en capacidad de electrólisis y la infraestructura necesaria para la producción de hidrógeno. También facilitan el diseño de mecanismos de apoyo como ayudas a la inversión, exenciones de impuestos eléctricos, subastas y tarifas.
- En cuanto a la demanda, buscan promover la integración del hidrógeno en sectores clave. Estas metas respaldan el diseño de políticas como cuotas, penalizaciones o contratos por diferencias de carbono que faciliten la sustitución de combustibles de origen fósil.

El principal desafío al que se está enfrentando en este momento la economía del hidrógeno consiste en estimular suficientemente la demanda para equilibrar la oferta, especialmente teniendo en cuenta la concentración actual de la demanda de hidrógeno y la lenta adopción en nuevos usos. Paralelamente, si las iniciativas públicas dedicadas a la oferta no desencadenan un aumento correspondiente en la demanda, estas iniciativas se enfrentan a los riesgos de falta de demanda real y problemas de comercialización, lo que dificulta la toma de decisiones de inversión.

Más de 360 mil millones de dólares están disponibles para el hidrógeno, pero muy poco se destina a la demanda

- **Apoyo gubernamental:** Hasta el 30 de abril de 2024, los gobiernos han asignado 362 mil millones de dólares para hidrógeno limpio. EE. UU. lidera con 170 mil millones, seguido de la UE y sus estados miembros con un total combinado de 138 mil millones.
- **Distribución del apoyo:** El 65% del dinero se destina al suministro de hidrógeno, mientras que solo el 5% se dirige a la demanda. El resto se destina a infraestructura y una combinación de suministro y demanda. Esto crea un desequilibrio, ya que la mayoría de los proyectos propuestos carecen de compradores.
- **Problema de demanda:** La falta de apoyo a la demanda significa que muchos proyectos no tienen clientes asegurados. Un ejemplo reciente son los siete ganadores de la subasta del Banco de Hidrógeno de la UE, que ahora deben buscar compradores.

En resumen, aunque hay un gran apoyo financiero, la falta de incentivos para la demanda limita el crecimiento del mercado de hidrógeno limpio.

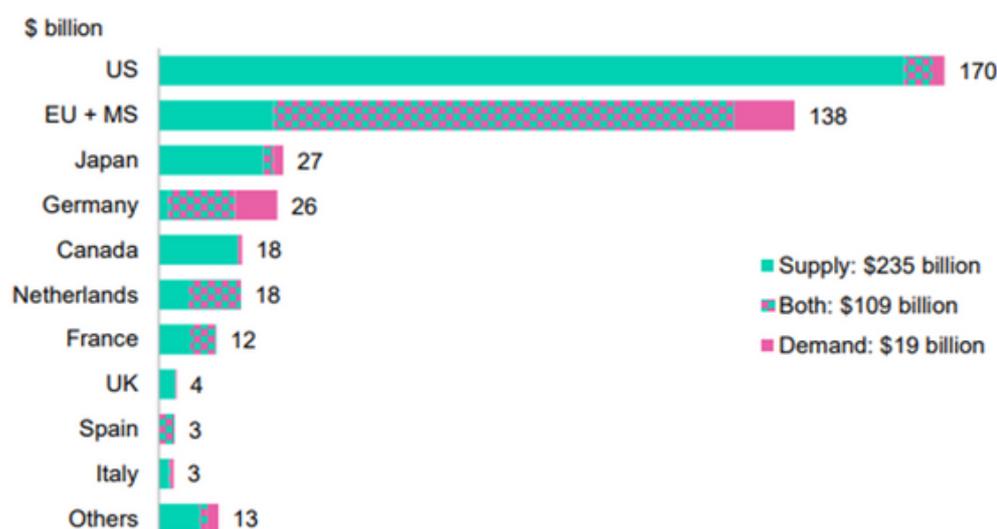


Figura 27. Apoyo gubernamental por países y áreas objetivo. Fuente: BNEF Hydrogen Subsidies Tracker

5.1.2. La evolución de la demanda y los contratos vinculantes

Los acuerdos de compra vinculante son todavía muy limitados, representan el 12% del volumen contratado.

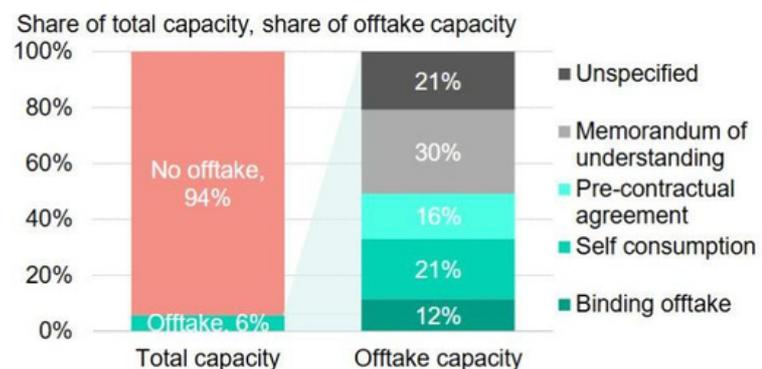
Teniendo como referencia la base de datos de Acuerdos de Compra de Hidrógeno, publicada en diciembre de 2024 por BloombergNEF, la demanda de hidrógeno limpio está creciendo, pero sigue siendo baja, según estos datos.

Esta fuente cuenta con 269 acuerdos de compra para 13 millones de toneladas anuales de hidrógeno limpio y sus derivados. Esto implica un aumento del 17% comparando los datos publicados entre abril y octubre de 2024. La misma fuente reconoce que solo el 6% del suministro anunciado tiene un comprador, y solo el 12% de todo el volumen contratado es vinculante, el equivalente a 1.6 millones de toneladas métricas de hidrógeno limpio por año. Esto ha aumentado un 28% desde abril, gracias a cinco nuevos contratos vinculantes. Alrededor del 2% del volumen de producción contratado fue cancelado por los desarrolladores desde abril 2024, todos relacionados a contratos de compra no vinculantes.

El mismo informe establece que los derivados del hidrógeno limpio son más populares que el hidrógeno en sí. Casi el 60% del volumen contratado es para amoníaco (NH₃) o metanol (CH₃OH). Tres de los cinco mayores acuerdos desde abril de 2024 fueron para hidrógeno azul y derivados(50) El hidrógeno verde de la India es popular entre los importadores de la UE y Japón, quienes han firmado seis acuerdos de compra con proyectos indios desde abril.

Figura 28. Demanda de hidrógeno por tipo de contrato.

Fuente: BNEF .



Source: BloombergNEF. Note: Data as of October 31, 2024. Our database includes projects of at least 20 megawatts or 2,800 metric tons/year of capacity.

⁵⁰ A summary of this report is available at https://www.linkedin.com/posts/mtengler_hydrogen-offtake-h2-activity-7282801517403811843-bmA6/?utm_source=share&utm_medium=member_ios

La mayoría de los contratos vinculantes prevé el inicio de las entregas en 2026 y 2027. Como los proyectos de hidrógeno requieren entre dos y tres años para su construcción tras asegurar la financiación, aquellos que están firmando acuerdos en este momento probablemente tengan prevista su puesta en marcha en 2026, con entregas a partir de 2027.

Además, muchos de estos proyectos de autoconsumo están apuntando su puesta en marcha en 2028 y más allá. Cabe desatacar que más del 40% del volumen de estos proyectos aún no tiene una fecha específica de puesta en servicio.

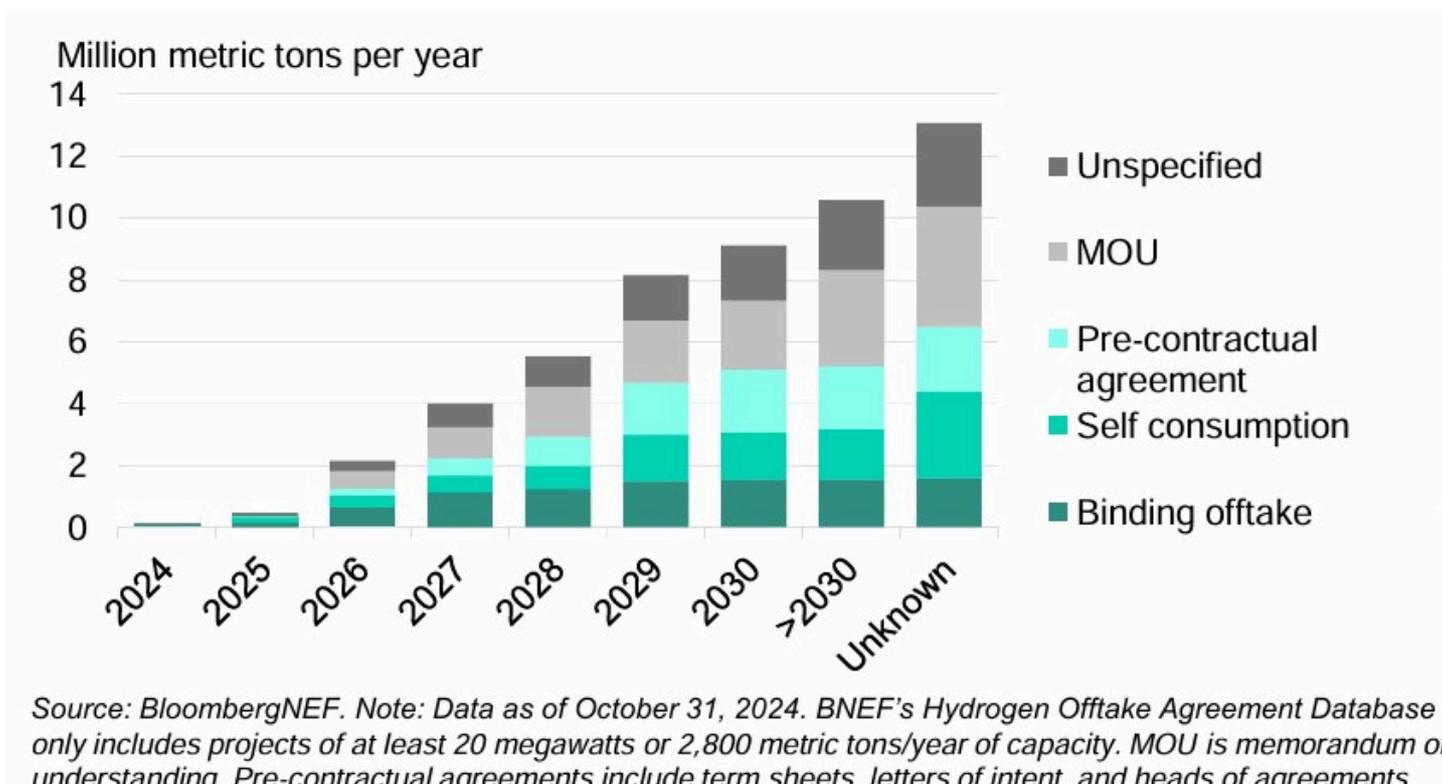


Figura 29. Demanda acumulada de hidrógeno por fecha de entrega. Fuente: BNEF.

Analizando los sectores en los que se concreta la demanda, un dato relevante es que aparecen sectores nuevos con un 34% del volumen total mientras que los sectores tradicionales representan el 31%; el 35% restante no tiene definido un consumidor final o bien está destinado a la exportación. Entre los sectores con nuevos usos destacan el del acero, la generación de electricidad y calor, seguido por los productores de combustibles renovables y el marítimo.

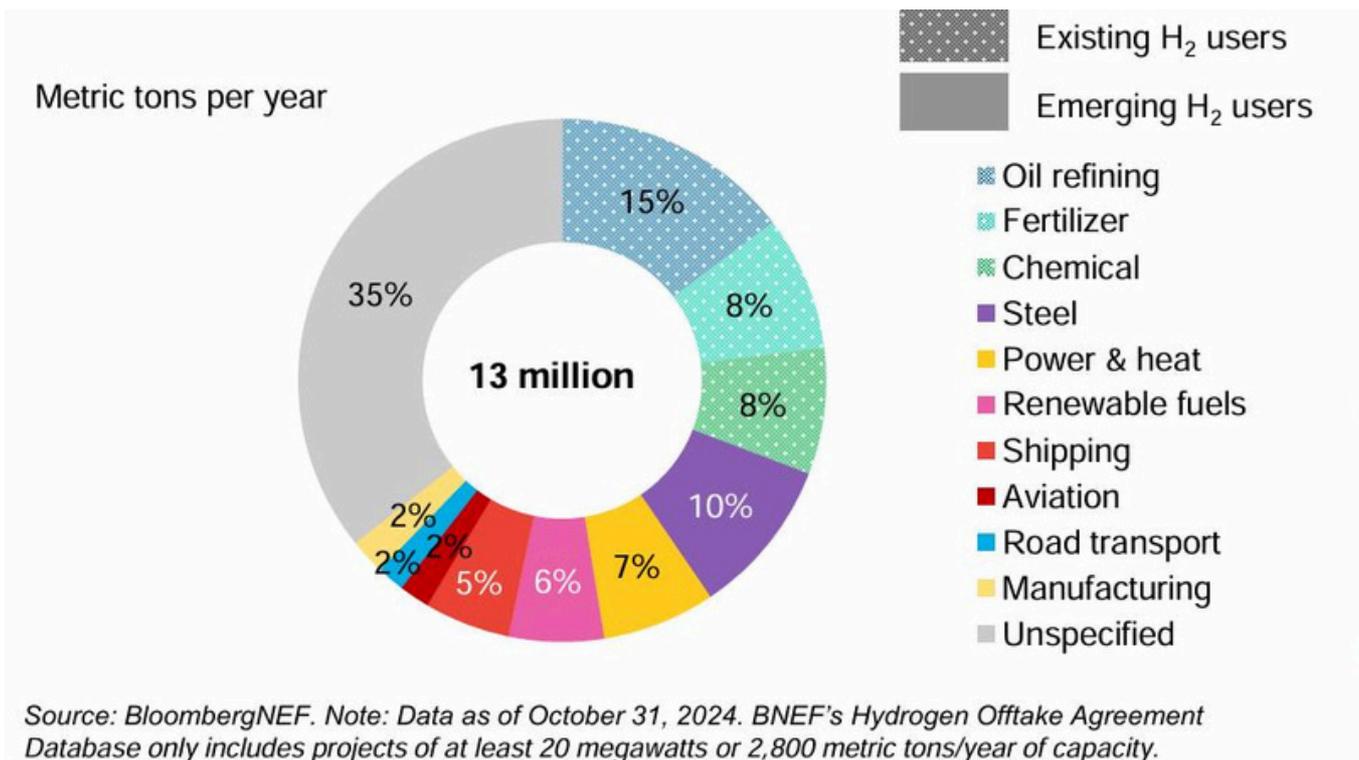


Figura 30. Demanda de hidrógeno por uso final. Fuente: BNEF

5.1.3. Las decisiones de inversión

A pesar del aumento de las decisiones de inversión en 2024, apenas representan el 7% de los proyectos anunciados para 2030 a nivel mundial.

Según los datos de la AIE, la producción potencial de hidrógeno bajo en emisiones en 2030, en base a los proyectos que en 2024 han alcanzado decisión de inversión (FID, por sus siglas en inglés), se multiplicaría por 2 respecto al año anterior, alcanzando 3,4 millones de toneladas (Mt). Aunque la toma de FID apenas representa un 7% del total de 49 Mt de los proyectos anunciados, son un 30% superiores respecto al año anterior, repartidas entre los proyectos de electrólisis (55%) y de fósiles con CCS (45%). No obstante, los proyectos relativos a electrólisis representarían aproximadamente el 75% del total de proyectos anunciados para 2030; si excluyéramos aquellos que se encuentran en fases muy iniciales y que probablemente no lleguen a realizarse a esa fecha, alcanzarían el 66%.

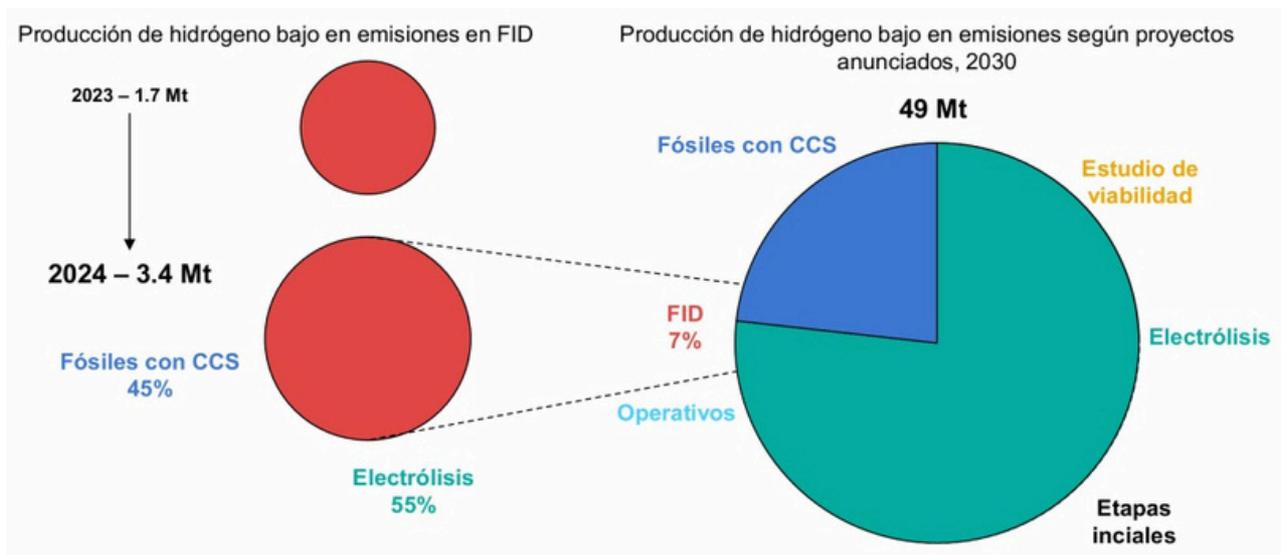


Figura 31. Objetivos globales anunciados para 2030 y decisiones de inversión. Fuente: AIE “Global Hydrogen Review” (2024)

A pesar del avance realizado en este año, los datos de FID sin embargo resultan muy insuficientes para alcanzar los objetivos de producción globales a 2030, ya que en el periodo 2024-2030 necesitarían crecer a una tasa compuesta anual del 56% y multiplicarse por 14 veces.

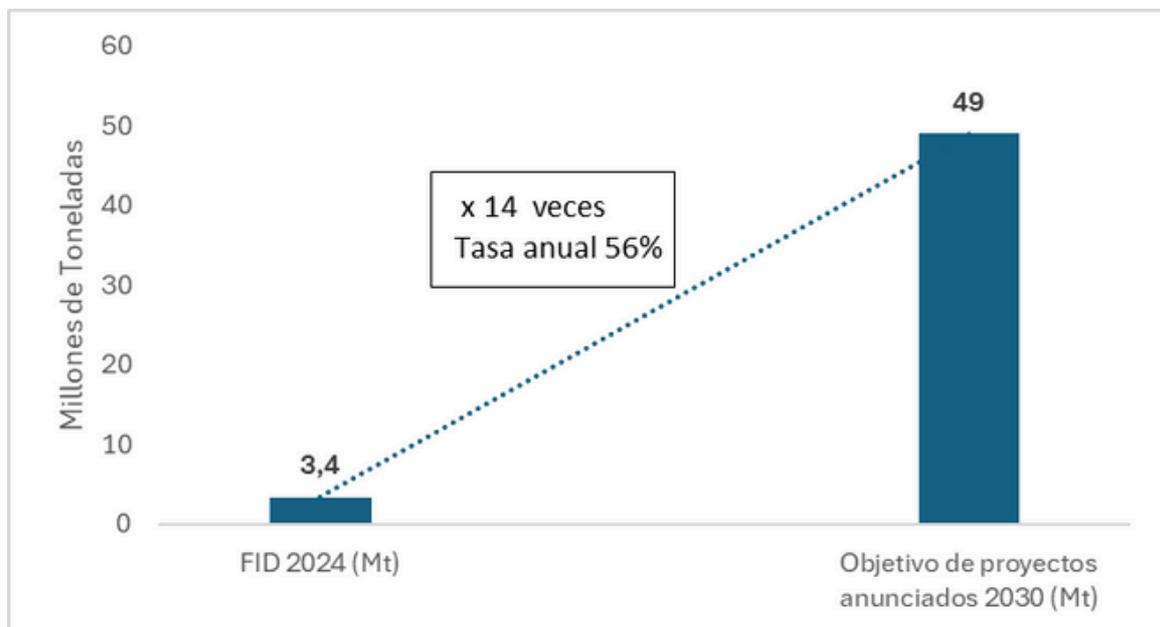


Figura 32. Evolución necesaria de FID para alcanzar los objetivos de producción en 2030. Fuente: elaboración propia.

El volumen global de inversiones también demuestra un mayor enfoque en el lado de la oferta frente a la demanda

Desde la perspectiva del volumen global de las inversiones en toda la cadena de valor, los datos de Hydrogen Council⁽⁵¹⁾ muestran que las inversiones en proyectos de hidrógeno bajo en emisiones también han experimentado un aumento significativo en los últimos años, pasando de 90.000 millones de dólares en 2020 a 680.000 millones de dólares en 2024, lo que refleja un crecimiento exponencial de la industria.

Se observa también una maduración de los proyectos, con una disminución de la proporción de proyectos en la etapa de anuncio y un aumento de aquellos en etapas más avanzadas, como la etapa comprometida (incluye todos los que se encuentran en etapa de operación, puesta en marcha, en construcción o FID), lo que indica un avance concreto hacia la materialización de los proyectos.

En particular, las inversiones en la etapa comprometida se han duplicado desde 2022, pasando de 30.000 millones de dólares (8% de las inversiones totales) a 75.000 millones de dólares (11%) en 2024. Cabe señalar que en el Informe del año anterior, esta cifra representaba un 9%. En relación al tamaño medio de la inversión para los proyectos en la etapa comprometida ha aumentado de 5 millones de dólares en 2020 a 25 millones de dólares en 2024, lo que demuestra claramente que los proyectos están creciendo.

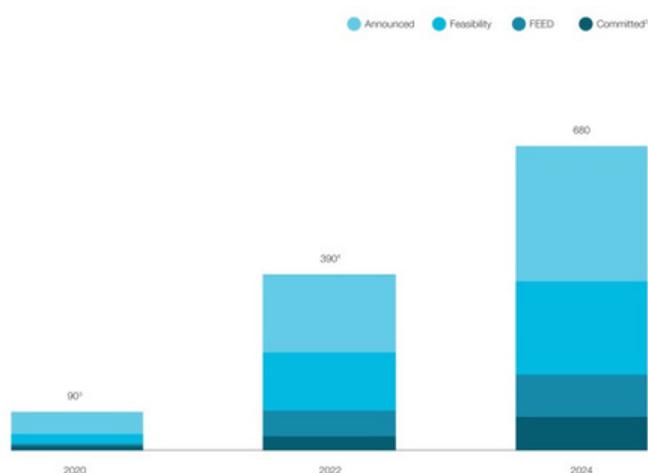


Figura 33. Distribución de las inversiones según las etapas de desarrollo de los proyectos (miles de millones de dólares). Fuente: Hydrogen Council, "Hydrogen Insights" (2024). Datos referidos a Diciembre 2020, Mayo 2022 y Mayo 2024

⁵¹ Datos de Hydrogen Council & McKinsey Project & Investment Tracker, referidos a Diciembre 2020, Mayo 2022 y Mayo 2024

Los últimos datos disponibles muestran que las inversiones totales anunciadas hasta 2030 para hidrógeno bajo de emisiones han aumentado aproximadamente un 20% en el periodo Octubre 2023 a Mayo 2024, pasando de 572.000 millones de dólares a 678.000 millones de dólares, con un crecimiento desigual entre las etapas de los proyectos y en los destinos dentro de la cadena de valor.

El mayor crecimiento, del 90%, se observa en la etapa de capital comprometido, seguido por un 30% en la ingeniería de diseño (FEED, por sus siglas en inglés), un 15% en los proyectos anunciados y un 2% en los proyectos en fase de viabilidad, lo que indica una maduración general de los proyectos.

Ahora, el 11% de las inversiones en hidrógeno bajo de emisiones están comprometidas (frente al 7% anterior) y el 14% se encuentra en la etapa FEED (frente al 12% anterior). Del crecimiento del 90% en la etapa comprometida, el 60% se debe a inversiones en uso final (21.000 millones de dólares), las inversiones en infraestructura crecen aproximadamente un 40% (20.000 millones de dólares) y las inversiones en producción y suministro crecen un 15% (70.000 millones de dólares), aunque el crecimiento en producción y suministro también es alto tanto en la etapa anunciada (25.000 millones de dólares) como en la FEED (22.000 millones de dólares).

En resumen, las inversiones en producción y suministro representan el 75% del total, con la misma tendencia que el año anterior. Le siguen las inversiones de uso final con el 15% y el 10% en infraestructura, lo que también demuestra un mayor enfoque en el lado de la oferta frente a la demanda.



Figura 34. Destino de las inversiones según las etapas de desarrollo de los proyectos hasta 2030 (miles de millones de dólares). Fuente: Hydrogen Council, Project & Investment tracker. "Hydrogen Insights" (2024)

En la Unión Europea, los proyectos de hidrógeno renovable instalados o con FID también son insuficientes respecto a los objetivos a 2030.

La estrategia de la UE sobre el hidrógeno da prioridad al hidrógeno renovable producido mediante electrólisis, porque considera que es el más compatible con la política climática, aunque también reconoce que el hidrógeno obtenido mediante otras fuentes con bajas emisiones de carbono será necesario a corto y medio plazo para permitir el desarrollo del sector.

La Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía de la Unión Europea (ACER, por sus siglas en inglés) reconoce que un total de 19 Estados miembros de la UE han definido metas específicas para la capacidad de electrólisis prevista en 2030, alcanzando entre 59 y 62 GW en toda la UE. España y Alemania encabezan la lista con los objetivos más ambiciosos, de 12 GW y 10 GW respectivamente. . A continuación, destacan Francia (6,5 GW), Dinamarca (4-6 GW), Portugal (5,5 GW) y Suecia (5 GW), con aportes significativos al total(52) Cabe señalar que estas cifras exceden del objetivo agregado de la UE de alcanzar 40 GW para 2030.

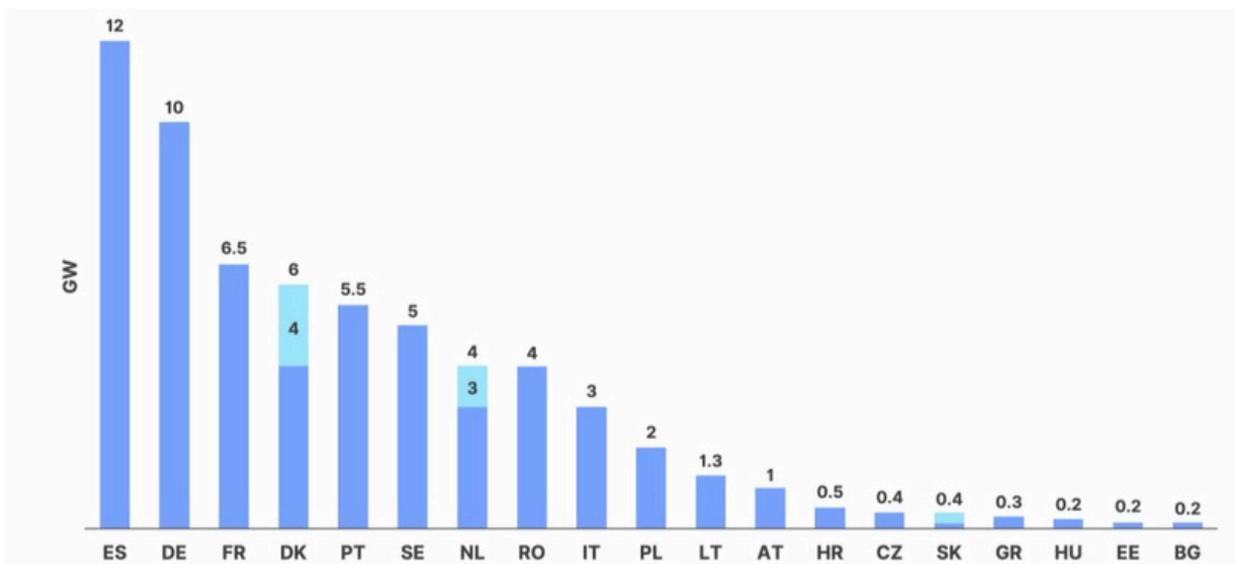


Figura 35. Objetivos de capacidad de electrólisis para 2030 según los Planes y Estrategias Nacionales. Fuente: ACER. "European hydrogen markets: 2024 Market Monitoring Report"

52 ACER: "European hydrogen markets: 2024 Market Monitoring Report"

Solamente unos pocos Estados miembros de la UE incluyen referencias concretas sobre sus metas de producción de hidrógeno renovable. Teniendo en cuenta las estrategias nacionales y ciertas estimaciones derivadas de la capacidad proyectada de electrólisis para 2030⁽⁵³⁾, de nuevo España y Alemania lideran la lista de países, con 1,2 Mt/a y 1,1Mt/a, respectivamente.

Un dato relevante es que la producción total estimada para el conjunto de países asciende entre 4,4 Mt y 6,2 Mt mientras que el objetivo para el conjunto de la UE representa 10 Mt, lo que indica que el objetivo de capacidad instalada en la UE debería tener una revisión muy superior a los 40 GW, ya que con el rango alto de capacidad de 62 GW señalada en los Planes Nacionales y Estrategias tampoco se alcanzarían los 10 Mt para 2030.

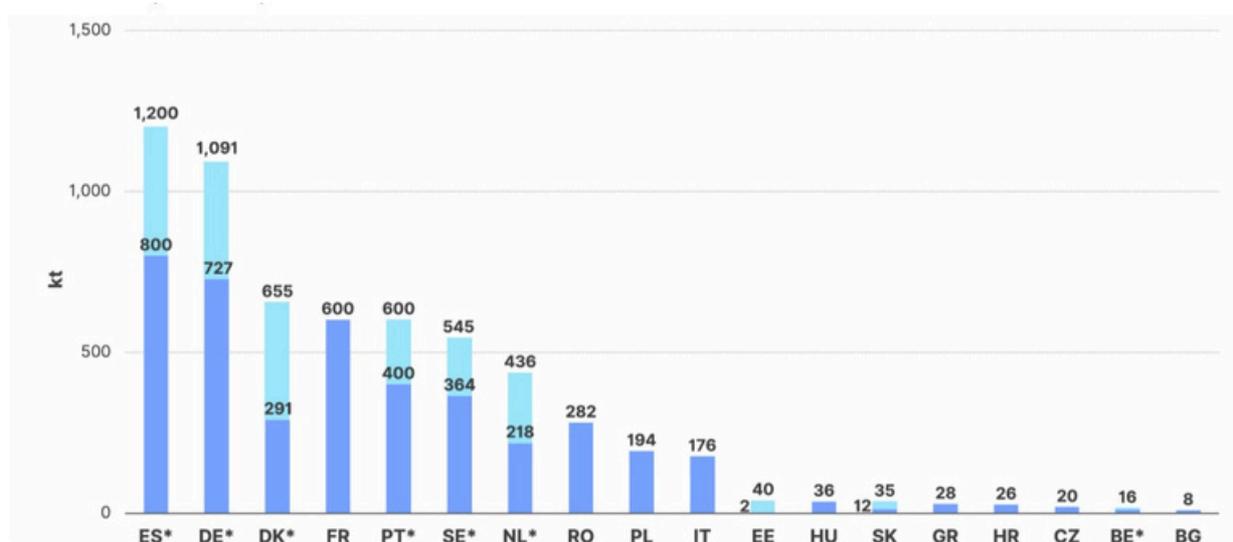


Figura 36. Estimaciones de objetivos de producción para 2030 en base a los Planes y Estrategias Nacionales. Fuente: ACER. "European hydrogen markets: 2024 Market Monitoring Report"

En términos de demanda de hidrógeno, Alemania lidera con el objetivo más elevado, estimado entre 3 y 3,9 millones de toneladas anuales (Mt/a), muy por encima del segundo país, Francia, con 0,77 Mt/a. Este objetivo alemán es prácticamente equivalente al total combinado de los demás países y, si se toma el límite superior de la estimación (3,9 Mt), lo supera ampliamente.

⁵³ Estimaciones basadas en que los electrolizadores operan con una eficiencia del 61% (55 kWh / kg H₂) y un factor de carga de entre 4.000 y 6.000 horas/año (46%-68%)

La demanda actual de hidrógeno en la UE asciende a 7,2 Mt/año y se encuentra concentrada fundamentalmente en el refino, el consumo de amoníaco y otros productos químicos, que se producen a partir de combustibles fósiles al 99.7%

A finales del año 2024, la UE apenas produce alrededor 0,02 Mt/año mediante electrólisis, con una capacidad instalada total en torno a 311 MW, según los datos del Observatorio Europeo del Hidrógeno (EHO, por sus siglas en inglés) (54). Se trata de 96 proyectos, que si sumamos los 67 proyectos que se encuentran en operación y construcción, con una capacidad de producción de 2,5 GW, la capacidad total asciende a 2,8 GW, la mayor parte gracias a contar con un comprador o industria propia.

Recopilando los datos de ACER, el EHO y S&P Global Commodity Insights, estiman que hacia 2030, aproximadamente 70 GW de capacidad adicional podría estar en operación, aunque solamente 0,5 GW han tomado FID y 6 GW se encuentran en un estado avanzado.

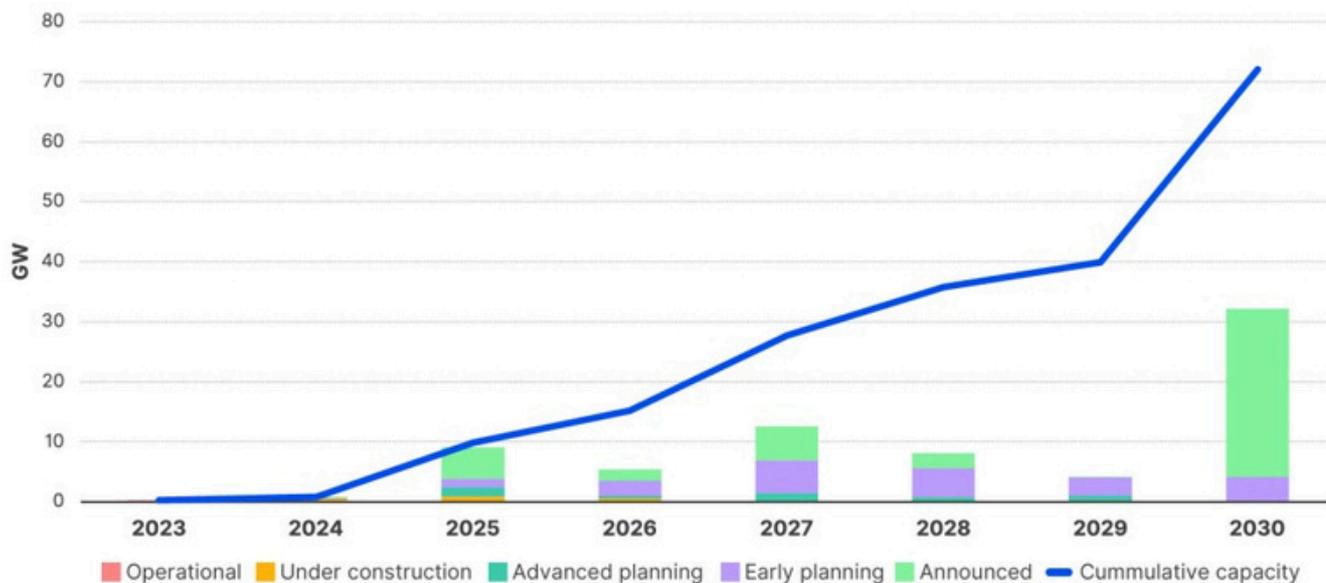


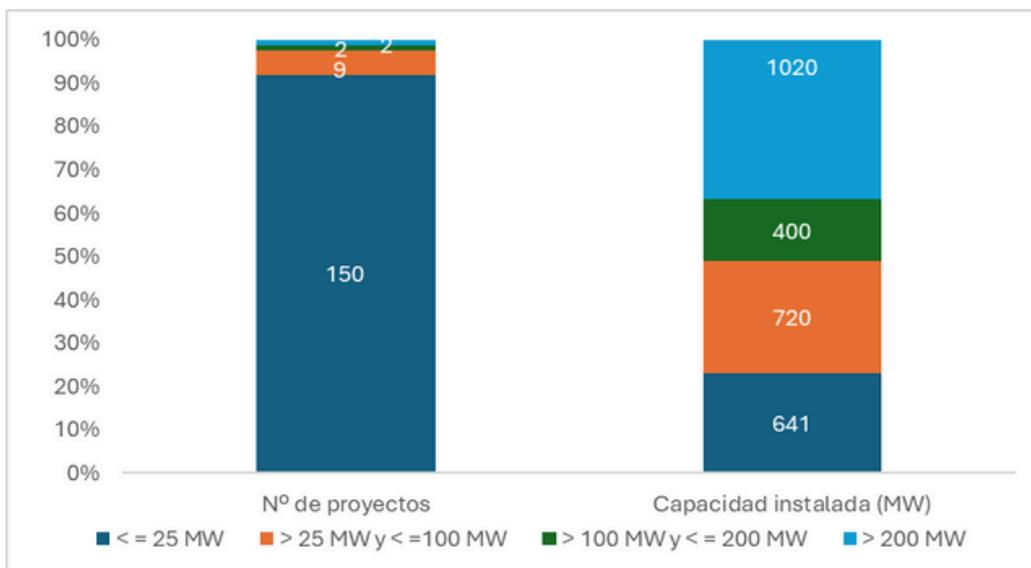
Figura 37. Proyectos de electrólisis en la UE, según el grado de avance y fecha estimada de operación

54 Ver EHO en [Hydrogen Production and Consumption Projects](#) | [European Hydrogen Observatory](#).

Estos datos demuestran que también en la UE es necesario un impulso significativo en tomar FID para alcanzar los objetivos de producción en 2030, ya que no ha sido suficiente para llegar al objetivo intermedio de instalar al menos 6 GW de capacidad de electrolizadores para 2024, capaz de producir aproximadamente 1 Mt de hidrógeno renovable.

La mayoría de los proyectos instalados y en construcción en la Unión Europea es inferior a 25MW.

Analizando en detalle los datos, la mayoría de los proyectos instalados y en construcción a finales de 2024 tienen un tamaño relativamente pequeño: del total de los 163 proyectos con una capacidad de producción de 2,8 GW, el 92% tienen un tamaño inferior a 25 MW y representan una capacidad de producción instalada del 23% sobre el total. Por otra parte, en el extremo, los 2 proyectos (el 1%) que tienen una capacidad de producción superior a 200 MW, "H2 Green Steel (H2GS) - Fase I con 740 MW y Clean Hydrogen Coastline - EWE East Frisia con 280 MW, en Suecia y Alemania, respectivamente, representan el 37% de la capacidad total.



Capacidad de producción	Nº Proyectos	Capacidad instalada (MW)
Menor o igual a 25 MW	150	641
Mayor de 25 y menor o igual a 100 MW	9	720
Mayor de 100 MW y menor o igual a 200 MW	2	400
Mayor de 200 MW	2	1020
TOTAL	163	2781

Figura 38. Distribución de los proyectos de electrólisis instalados y en construcción en la UE.

Fuente: Elaboración propia. Base de Datos de EHO

Estas cifras indican que la mayoría de los proyectos se encuentran en una etapa en la que los inversores y desarrolladores quieren posicionarse y ganar experiencia, pero son prudentes a la hora de escalar el tamaño antes de probar la tecnología y su viabilidad económica.

Desafíos que están ralentizando la toma de decisiones de inversión a nivel global

Elegir el momento adecuado para tomar decisiones de inversión en los proyectos de hidrógeno es un ejercicio de equilibrio. Actuar demasiado tarde o demasiado pronto tiene importantes consecuencias que pueden afectar a su competitividad y por tanto a su éxito. Fundamentalmente, este equilibrio consiste en dar respuesta a tres desafíos clave: la disponibilidad y duración de las normas relacionadas con los incentivos y políticas públicas, la evolución de la tecnología y los costes cambiantes asociados al desarrollo de la economía del hidrógeno.

Tal como señalan diferentes estudios y encuestas de expertos⁽⁵⁵⁾ para que los proyectos de hidrógeno alcancen la etapa de FID, es crucial que se cumplan ciertos requisitos fundamentales:

- **Acuerdos de compra firmes:** representan actualmente la incertidumbre más relevante. Se deben asegurar contratos de compra que garanticen la demanda del hidrógeno producido, especificando claramente el volumen, precio y duración del suministro. Esto proporcionaría la certidumbre a los inversores y facilitaría la viabilidad económica del proyecto.
- **Certeza regulatoria, incentivos, permisos e impuestos:** el hidrógeno obtenido debe cumplir los requisitos regulatorios y contar con incentivos económicos. Cumplir con los estándares y sistemas de certificación establecidos garantiza que el hidrógeno se produce utilizando fuentes de energía renovables y procesos de bajas emisiones, lo cual es fundamental para su aceptación en el mercado y su contribución a la descarbonización.

⁵⁵ ESMAP, OECD : “Scaling Hydrogen Financing for Development” (2023)

- **Infraestructura adecuada:** es esencial contar con una infraestructura bien desarrollada para la gestión eficiente del hidrógeno, el agua, la electricidad, el dióxido de carbono y los derivados del hidrógeno que se generen durante la producción. Esto abarca desde las instalaciones de producción y almacenamiento hasta las redes de transporte y distribución.
- **Evolución previsible de la tecnología:** las proyecciones sobre la reducción del coste de los electrolizadores siguen siendo inciertas, así como los costes de la electricidad renovable, que dependen de la eficiencia y las horas de funcionamiento principalmente. La innovación, las economías de escala y la curva de aprendizaje son esenciales para identificar el momento adecuado.

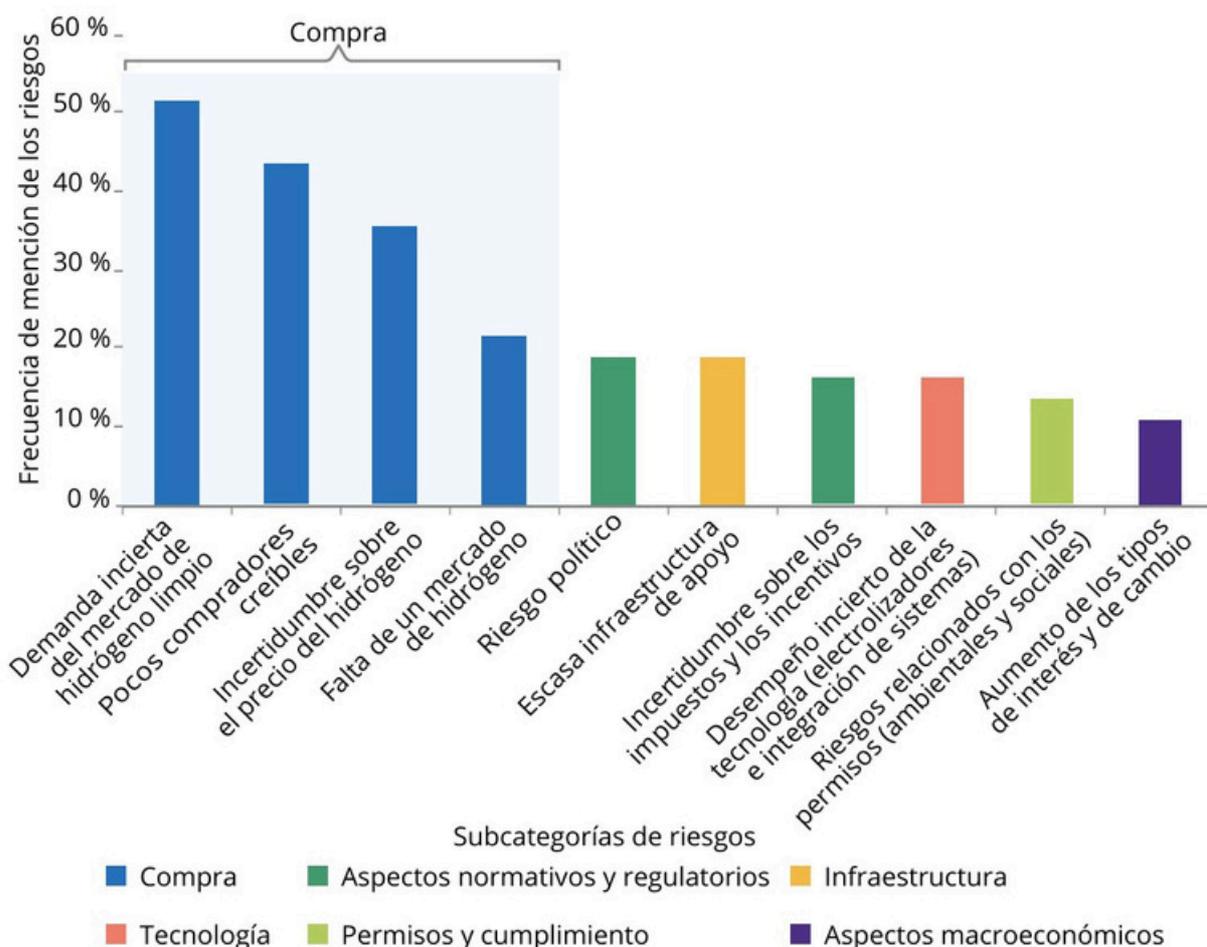


Figura 39. Encuesta de expertos: principales incertidumbres de los proyectos de hidrógeno. Fuente: ESMAP, “Scaling Hydrogen Financing for Development” (2023)

Algunas regiones encuentran más facilidades y están liderando las decisiones de inversión.

Aunque el conjunto de los desafíos se puede considerar global, nos encontramos con regiones que están encontrando mayores facilidades o claridad sobre algunas de estas incertidumbres que otras.

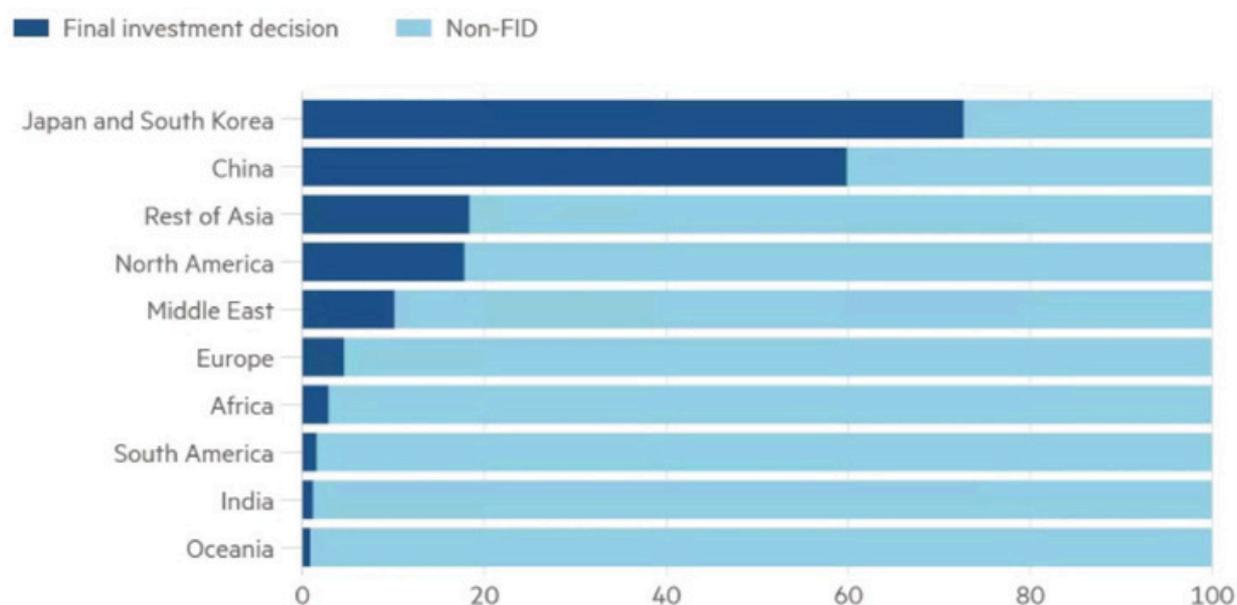


Figura 40. Regiones líderes en la toma de decisiones de inversión. Financial Times, Octubre 2024, en base a McKinsey y Hydrogen Council.

Del conjunto de países analizados, la toma de FID la lideran Japón, Corea del Sur y China, con un porcentaje entre el 60% y 80%, mientras que Norte América y Europa, quedan muy rezagados, con porcentajes del 20% sobre la totalidad de proyectos.

Estos datos globales sin embargo requieren un análisis en mayor profundidad, para incorporar las distintas etapas de desarrollo de estos proyectos y la tecnología aplicada. Los datos proporcionados por S&P Global Commodity Insights sobre los proyectos de electrólisis que se encuentran en construcción en el tercer trimestre de 2024, muestran el liderazgo de China y Oriente Medio, que se concreta en el uso de la tecnología alcalina, seguido a continuación por Europa, Estados Unidos y Canadá con una proporción conjunta similar entre alcalina y PEM.

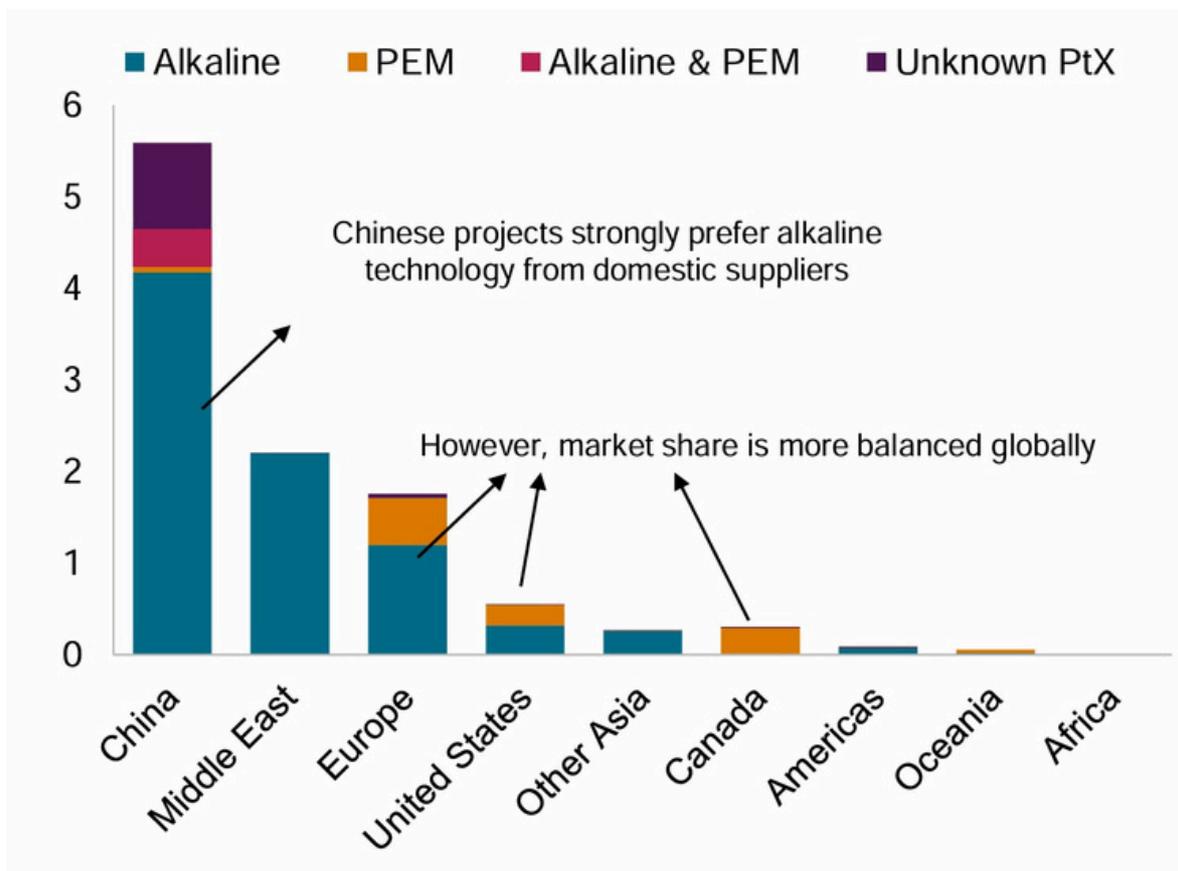


Figura 41. Regiones líderes en la construcción de proyectos de electrólisis y tecnología empleada (en GW). Fuente: S&P Global Commodity Insights, “Hydrogen Market Monitor Q3 2024”

En cambio, si analizamos los proyectos en una etapa avanzada de desarrollo (con estudio de factibilidad y están avanzando con FEED, solicitando permisos, emitiendo órdenes de compra de equipos o tomando FID), la situación es diferente.

En este caso, el liderazgo es de Europa, seguida de Oceanía, Estados Unidos y otros países de Asia con el uso de tecnología PEM, aunque existe también una proporción muy significativa de los proyectos en esta etapa en la que no se concreta la tecnología. Este contexto nos lleva a plantear de nuevo la incertidumbre existente en el mercado.

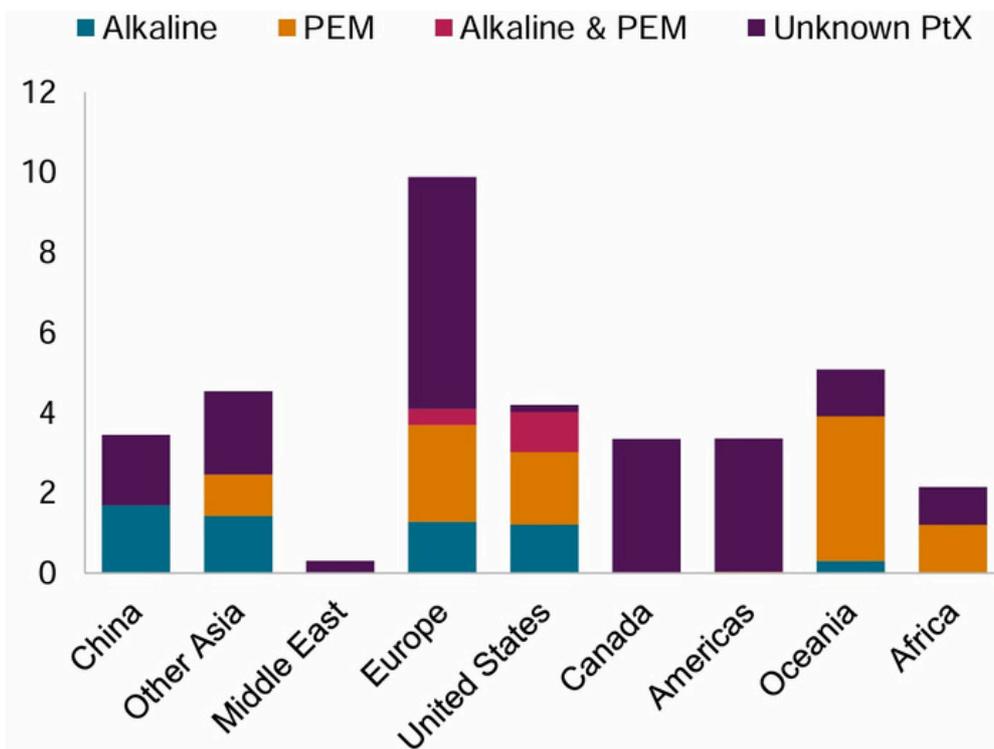


Figura 42. Regiones líderes de proyectos de electrólisis en etapa avanzada y tecnología empleada (en GW). Fuente: S&P Global Commodity Insights, “Hydrogen Market Monitor Q3 2024”

Las compañías de hidrógeno cotizadas en bolsa afrontan una frágil situación financiera.

Si bien las inversiones en proyectos de hidrógeno han aumentado y los proyectos están alcanzando etapas más avanzadas, las empresas que dependen del éxito de esta tecnología aún no gozan de una salud financiera sólida. Muchas de estas empresas están invirtiendo fuertemente en nuevas instalaciones y proyectos para poder satisfacer la creciente demanda de equipos; sin embargo, los costes, las tasas de rentabilidad y las expectativas de retrasos en los proyectos han afectado negativamente a estas empresas.

Un análisis de 45 empresas cotizadas en el sector del hidrógeno realizado por la AIE(56) revela que su rendimiento a medio plazo se asemeja más al índice S&P Cleantech, que agrupa a empresas de tecnologías limpias, que al índice NASDAQ, dominado por empresas tecnológicas con modelos de negocio menos intensivos en capital.

56 AIE, “Global Hydrogen Review 2024”

La capitalización de mercado de estas empresas ha seguido una tendencia a la baja desde 2021, reflejando la dificultad de equilibrar la inversión en investigación y desarrollo, instalaciones y proyectos con los ingresos aún insuficientes y el aumento de los costes del capital en los mercados privados.

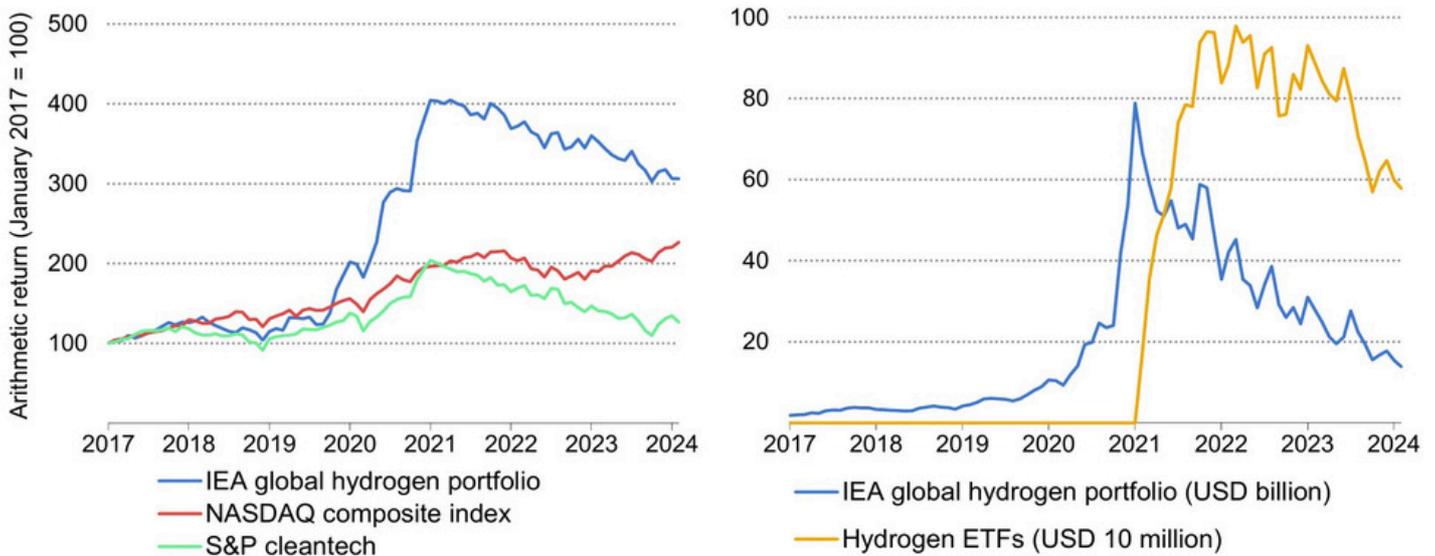


Figura 43. Rentabilidad mensual (Base 100= 2017) y capitalización de mercado del sector del hidrógeno. Fuente: AIE, “Global Hydrogen Review 2024”

Una visión pormenorizada realizada por Financial Times(57) de empresas como Plug Power, Ballard Power Systems y Green Hydrogen Systems muestra la caída de más del 50% el precio de sus acciones durante el año 2024, mientras que otras como Nel, Bloom Energy e ITM Power han visto disminuciones del 33%.

La cotización de las acciones de las empresas de hidrógeno de Estados Unidos y Europa ha colapsado, y se explica fundamentalmente por el retraso de los proyectos debido a una menor demanda de la esperada, incertidumbres regulatorias y el escepticismo creciente de los inversores.

57 Ver Financial Times, 27 de Octubre 2024: [US and European hydrogen stock prices collapse as prospects deflate](#)

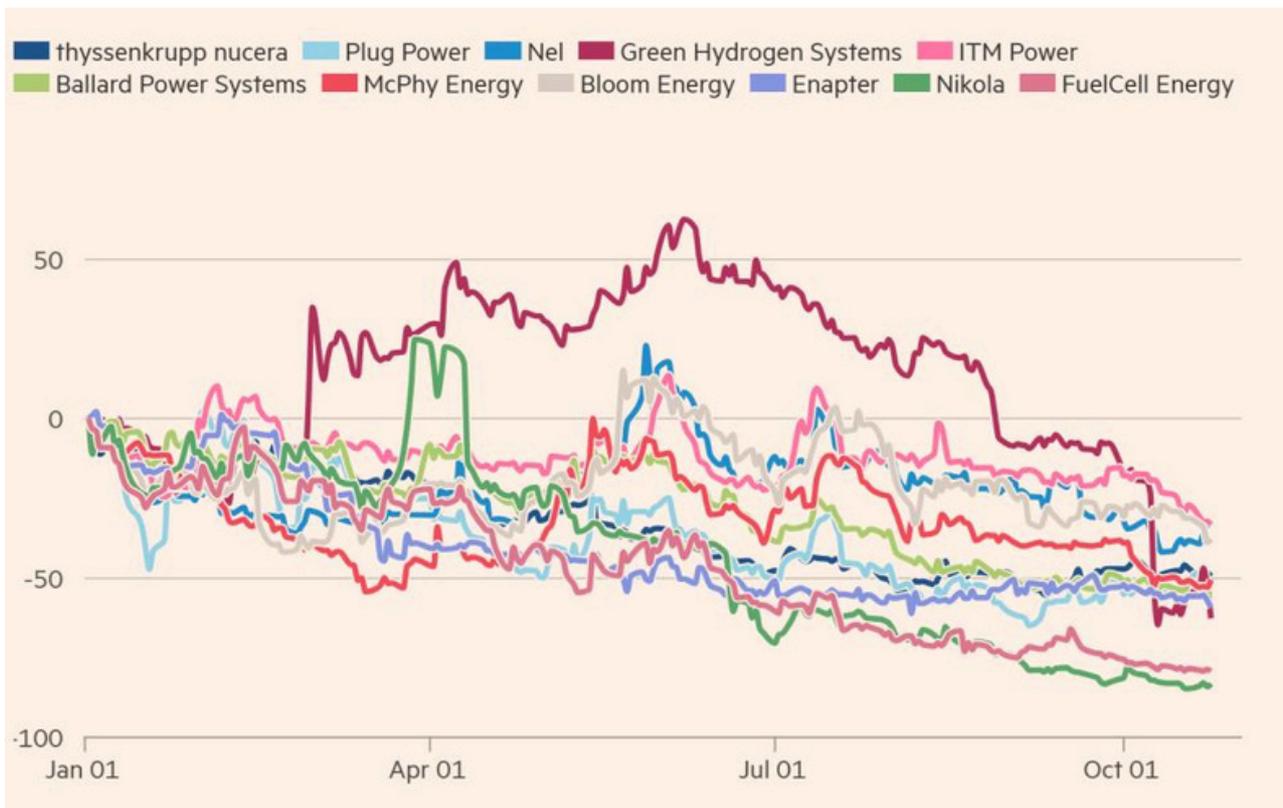


Figura 44. Cotización de las empresas del sector del hidrógeno: % de variación enero - octubre 2024. Fuente: Financial Times.

Aunque los fondos de capital riesgo en hidrógeno crecen más que en otros sectores de la energía esta tendencia se reduce.

La cautela de los inversores hacia el sector del hidrógeno se evidencia en la falta de nuevas salidas a bolsa significativas y en el bajo rendimiento de los fondos de inversión especializados en hidrógeno.

La evolución de la inversión de capital riesgo en hidrógeno (VC, por sus siglas en inglés) alcanzó su récord de 3.700 millones de dólares en 2023, según los datos de la AIE(58). La inversión de VC relacionada con el hidrógeno se mantuvo más fuerte que la inversión de VC global relacionada con la energía. Sin embargo, aunque todavía no hay datos definitivos de 2024, debido a las circunstancias descritas anteriormente, se estima que esta tendencia se va a interrumpir.

58 AIE, "Global Hydrogen Review 2024"

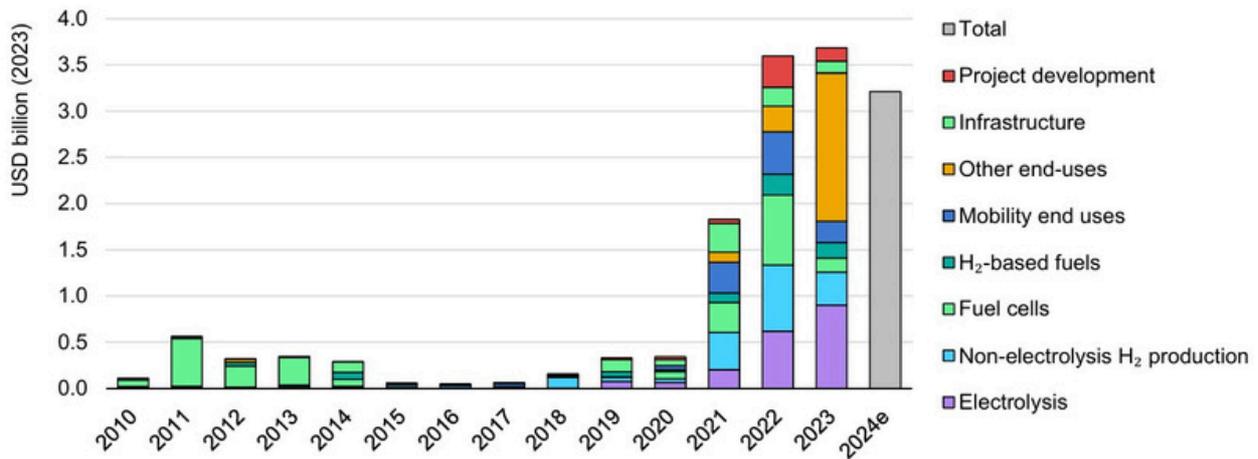


Figura 45. Inversiones de capital riesgo en start-ups de hidrógeno en función de su destino. AIE, "Global Hydrogen Review 2024".

Entre las preocupaciones señaladas por los inversores se encuentran las altas valoraciones de algunas empresas de hidrógeno, que dificultan su salida viable posterior y la dificultad de reducir el riesgo de un negocio completamente nuevo para la escalabilidad, con incertidumbres tecnológicas inherentes y cadenas de suministro a menudo inexistentes, todo ello operando en un clima de demanda limitada.

La inversión de VC en nuevas empresas para desarrollar tecnologías de electrólisis, aumentó casi un 50% en 2023 comparado con el año anterior, mientras que la inversión en otros sectores vinculados al hidrógeno, como la movilidad y el desarrollo de proyectos de suministro, se redujo, siendo la más relevante la caída del 80% en los fondos captados por startups enfocadas en celdas de combustible de hidrógeno.

Para garantizar la viabilidad del modelo de negocio, las decisiones de inversión y financiación se deben adoptar al mismo tiempo

Muchas de las incertidumbres señaladas anteriormente requieren de un profundo análisis y de medidas de gestión de riesgos antes de que los inversores y promotores de los proyectos de hidrógeno puedan llegar a FID.

Debido al elevado volumen de la inversión y los riesgos asociados, la diversificación del riesgo se convierte en un objetivo compartido por todos los actores de la cadena de valor.

Algunas empresas están adoptando modelos de negocio "ligeros en activos" para distribuir riesgos y atraer nuevas fuentes de capital. Un ejemplo de este modelo consiste en codesarrollar proyectos y venderlos a copropietarios una vez operativos. En el extremo, se encuentran las grandes multinacionales con diferentes líneas de negocio, no enfocadas exclusivamente en el hidrógeno, que tienen más opciones para integrarlos en su cadena de valor y por tanto para financiar estos proyectos dentro su estructura de capital.

Sin embargo, el modelo más generalizado es el que expusimos en el Informe del año anterior, que guarda muchas similitudes con el desarrollado en los proyectos de gas natural licuado (GNL), en donde las decisiones de inversión y financiación se deben adoptar al mismo tiempo. Este modelo se concreta en que hay que tomar decisiones en dos ámbitos:

- Sobre la estructura de capital corporativa, donde se definen las posibles alianzas entre socios diferentes, aunque con objetivos comunes que persiguen la viabilidad económica del proyecto y por tanto esperan una rentabilidad mínima.
- En cómo obtener las fuentes de financiación necesarias, en las que las entidades financieras asumen los riesgos del proyecto y apenas requieren de garantías de los socios (modelo de "Project finance"), para que no comprometan su capacidad financiera futura.

Para lograrlo, creemos que es fundamental desarrollar una red de alianzas con los posibles actores involucrados en cada proyecto. Esto incluye desde las empresas de generación renovable (incluidos posibles proveedores de PPAs), hasta los fabricantes de electrolizadores, compañías de logística, empresas de mantenimiento de las operaciones y potenciales compradores finales.

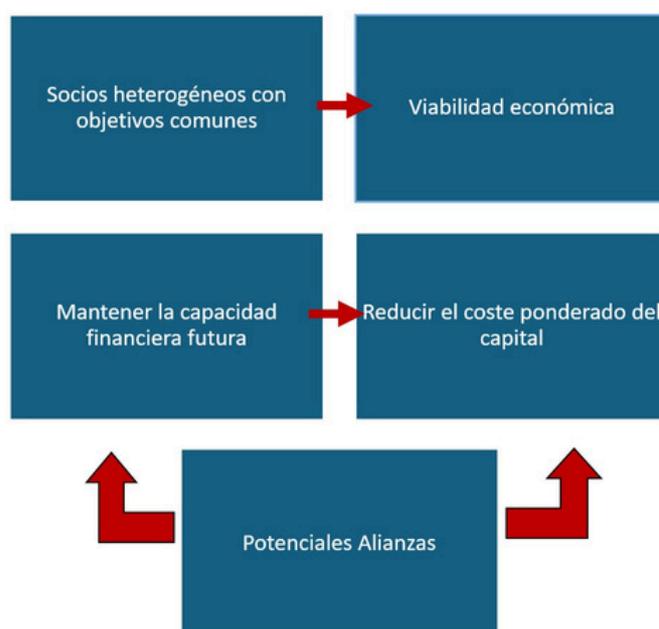


Figura 46. Esquema del modelo de decisión de inversión y financiación. Fuente: Elaboración propia.

5.1.4. La evolución de las infraestructuras de almacenamiento y transporte

Uno de los factores esenciales para el desarrollo eficiente del mercado del hidrógeno es la creación de una infraestructura adecuada que conecte los centros de producción con los de consumo. La producción de hidrógeno renovable se concentra en áreas con alto potencial de energías renovables mientras que la demanda se sitúa en centros industriales y urbanos, que no coinciden necesariamente en el mismo lugar. Por ello, una red de infraestructuras es esencial para transportar el hidrógeno de manera eficiente a largas distancias.

Paralelamente, una red interconectada garantiza la seguridad de suministro, evitando la dependencia de un único punto de producción, lo que permite diversificar las fuentes de hidrógeno, mitigar posibles interrupciones y crear un mercado competitivo, líquido y transparente, con precios de referencia y estándares comunes.

En el contexto de la Unión Europea, la alianza European Hydrogen Backbone (EHB) formada por 33 operadores de infraestructuras energéticas europeas tiene como propósito unir esta visión compartida para desarrollar el mercado de hidrógeno. La colaboración entre los miembros de EHB se traducen en recomendaciones y propuestas para el diseño de políticas públicas de la UE, como la relativa a la integración de las redes en vez de contar únicamente con

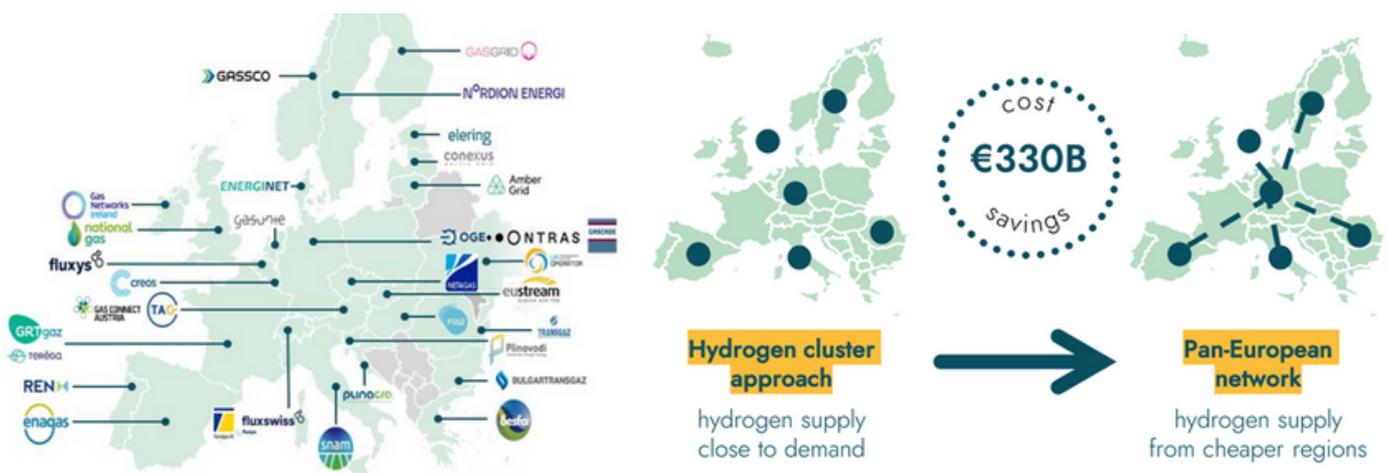


Figura 47. Empresas promotoras y recomendaciones de la alianza EHB . Fuente: EHB (2023))

el concepto de valles de hidrógeno regionales, conectando los principales centros de producción y consumo pan-europeos, que permitirían ahorrar 330 mil millones de euros(59).

A pesar del impulso regulatorio en Europa, la construcción de almacenamientos y gasoductos avanza lentamente.

Según destaca la alianza EHB, el apoyo al desarrollo de las infraestructuras es crucial y urgente(60). En promedio, los proyectos de infraestructura de tuberías de hidrógeno tardan alrededor de siete años en desarrollarse, pero la mayoría de los proyectos ya han pasado la fase de prefactibilidad. Acelerar el proceso de permisos (por ejemplo, mediante el reconocimiento general de los derechos de paso existentes para todos los gases) ayudaría a reducir la duración total de los proyectos. Al reducir los tiempos de permisos y disminuir los riesgos de las inversiones, se pueden tomar decisiones de inversión más rápidamente y la infraestructura del hidrógeno puede llegar a tiempo a un coste asequible.

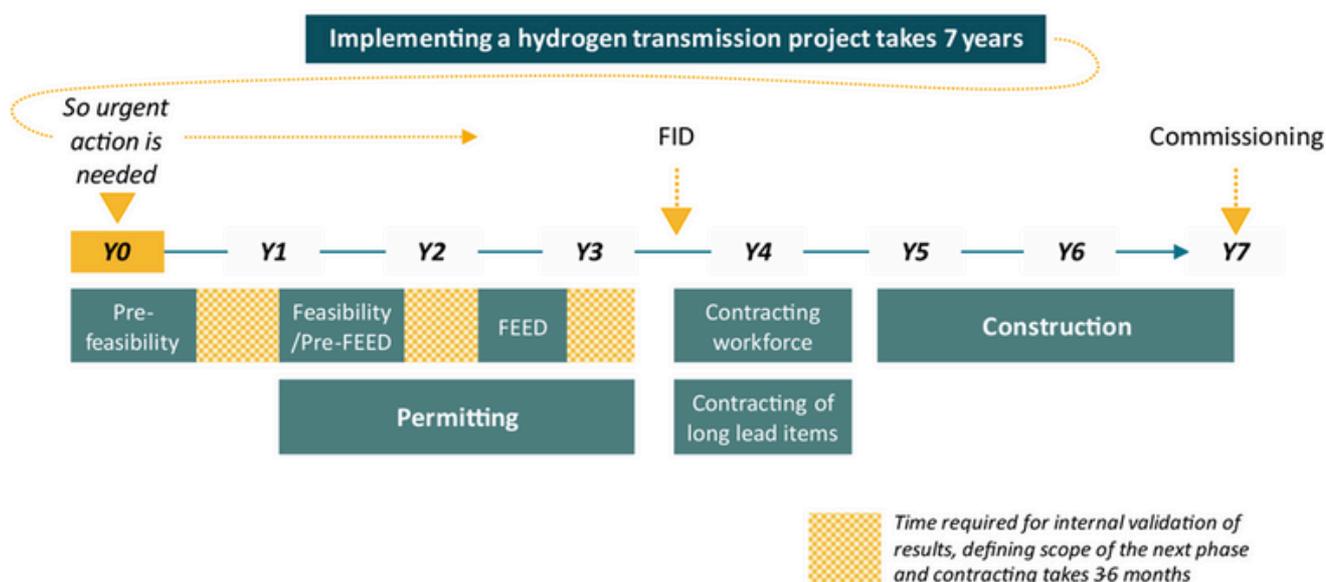


Figura 48. Tiempos estimados de puesta en marcha de las tuberías de hidrógeno. Fuente: EHB (2024).

59 https://gasforclimate2050.eu/wpcontent/uploads/2023/12/GfC_PanEU_230320_received_230323_published_final.pdf

60 Ver [1732103116_EHB-Boosting-EU-Resilience-and-Competitiveness-20-11-VF.pdf](#)

Para acelerar el proceso de toma de decisión, la EHB recomienda dos formas de apoyo público:

a) Durante la etapa de desarrollo: La asignación de apoyo en esta etapa temprana proporciona a los responsables políticos información clave sobre la construcción de la red y a su vez permite a los promotores de estos proyectos acceder al mercado de capitales al crear proyectos donde se reducen los riesgos y permiten obtener condiciones financieras aceptables.

b) Durante la etapa de la construcción y operación: Permite alinear incentivos y a superar el desequilibrio temporal de ingresos y gastos que ocurre durante los primeros cinco a diez años de operación de la red. Los responsables políticos deben evitar penalizar a los primeros usuarios de la red de hidrógeno con tarifas altas y a los desarrolladores pioneros de la red con todo el coste del riesgo del desarrollo del mercado.

Se estima que se necesitan 27.500 millones de euros en apoyo público (2.500 millones en la primera etapa y 25.000 millones en la segunda) para permitir la entrega de 14 millones de toneladas (490 TWh) de hidrógeno a través de aproximadamente 31.000 km de tuberías de hidrógeno para 2030, un importe significativamente superior al que actualmente está disponible en la financiación de la UE.

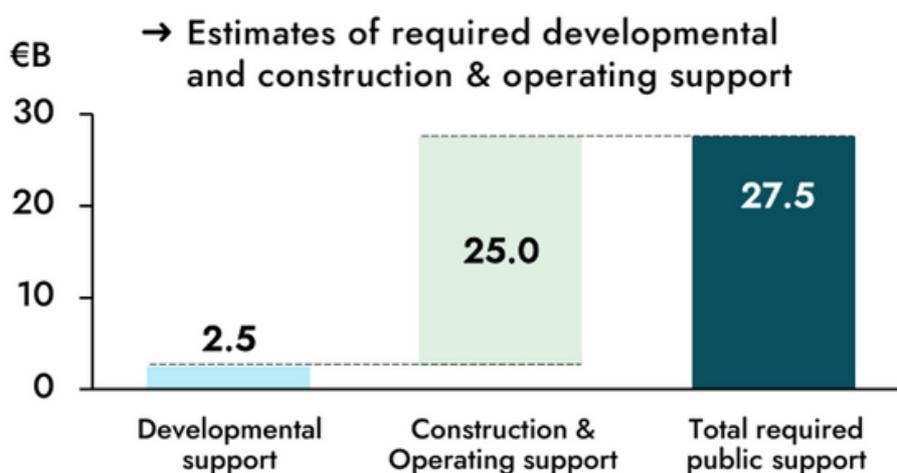


Figura 49. Necesidades estimadas de apoyo público. Fuente: EHB (2024).

Estas recomendaciones han tenido su reflejo en diferentes iniciativas regulatorias, entre las que cabe señalar la aprobada por la Comisión Europea en febrero de 2024 con los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI, por sus siglas en inglés) para apoyar la infraestructura del hidrógeno. Estos proyectos, llamados de forma agregada "IPCEI Hy2Infra", fueron preparados y notificados conjuntamente por siete Estados miembros: Francia, Alemania, Italia, Países Bajos, Polonia, Portugal y Eslovaquia, que proporcionarán hasta 6.900 millones de euros en ayuda de estado, lo que se espera desbloquee 5.400 millones de euros en inversiones privadas adicionales.

El IPCEI Hy2Infra cubrirá una amplia parte de la cadena de valor del hidrógeno, apoyando el despliegue de electrolizadores a gran escala (3,2 GW de capacidad), nuevas tuberías de transmisión y distribución de hidrógeno (2.700 Km), instalaciones de almacenamiento a gran escala (370 Gwh) y terminales de manejo de hidrógeno (6.000 toneladas/año). Se espera que varios proyectos se implementen en un futuro cercano, con electrolizadores operativos entre 2026 y 2028, y tuberías entre 2027 y 2029, dependiendo del área geográfica. La finalización total de los proyectos está prevista para 2029.

Con posterioridad, en abril de 2024 el Reglamento Delegado (UE) 2024/1041 actualizó la lista definitiva de los IPCEI de infraestructuras, incluyendo los primeros ejes de la Red Troncal de hidrógeno de España y el Proyecto de interconexión desde la península ibérica hasta el noroeste de Europa. Este último proyecto, denominado H2Med, impulsado por los gobiernos de España, Portugal, Francia y Alemania, con el apoyo de la Comisión Europea, tiene como promotores a los operadores nacionales de los sistemas de transporte (TSO, por sus siglas en inglés): REN, Enagás, Teréga, GRTgaz y OGE. El proyecto H2Med consta de dos interconexiones: CelZa entre Portugal y España, y BarMar, un gasoducto submarino entre España y Francia. Se estima una inversión conjunta de 2.500 millones de euros en estas dos interconexiones, con una fecha estimada de puesta en operación comercial en 2030.

A su vez, los proyectos clave para conectar la Península Ibérica con el Noroeste de Europa incluyen la Red Troncal de Hidrógeno de Portugal y la Red Troncal de Hidrógeno de España. En Francia, se han planificado tres gasoductos: HySoW, HYNframed y Hy-FEN, que se conectarán a la Red H2ercules en el sur de Alemania.

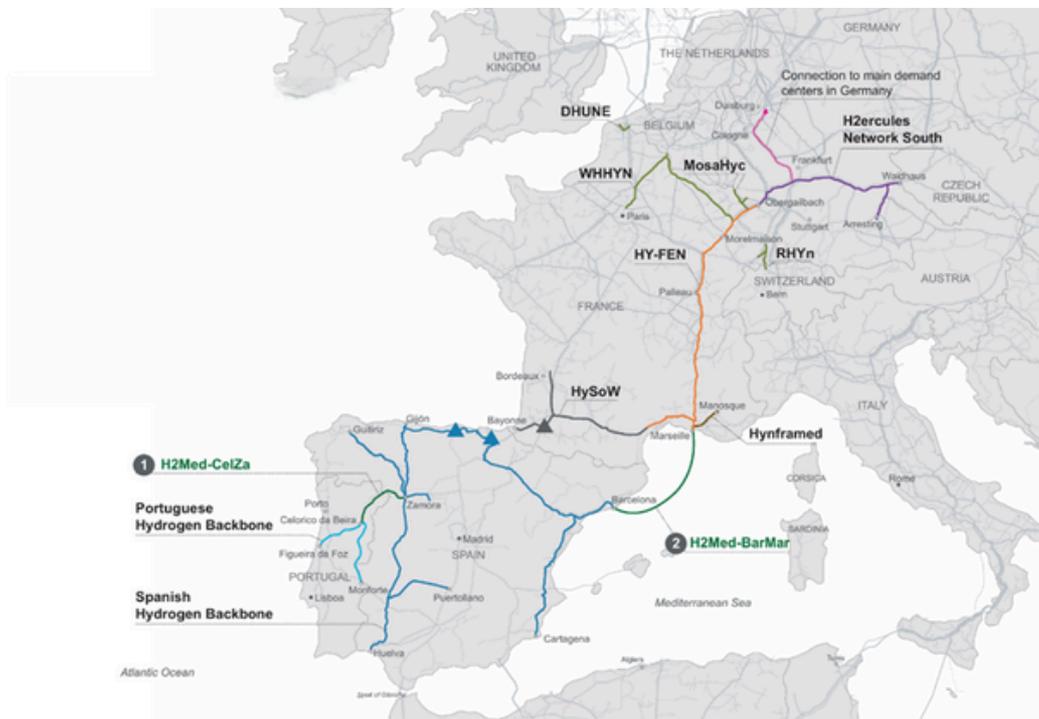
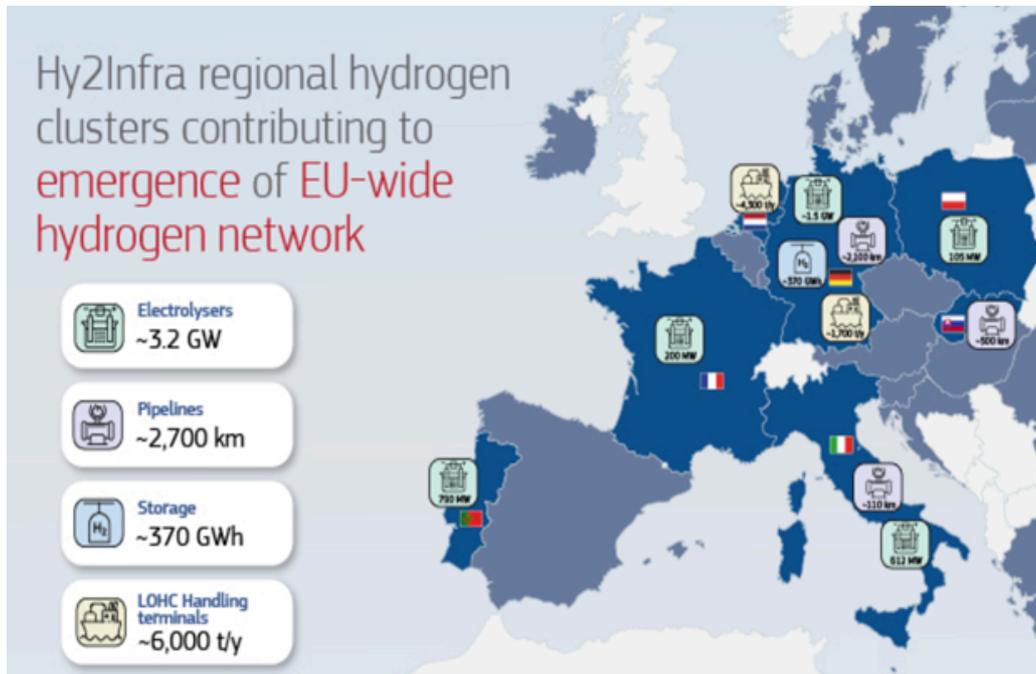


Figura 50.. Mapa de infraestructuras del IPCEI Hy2Infra, incluyendo H2Med. Fuente: Comisión Europea y Enagás

Respecto a la Red Troncal española aprobada como IPCEI, consta de 2.600Kms y de 2 almacenamientos subterráneos que, en base a los resultados de las manifestaciones de interés obtenidas por Enagás, se vería ampliada por una propuesta de nuevos tramos presentada en noviembre de 2024 a una segunda lista de IPCEI. Los nuevos trazados unirían los ejes señalados en el mapa siguiente:

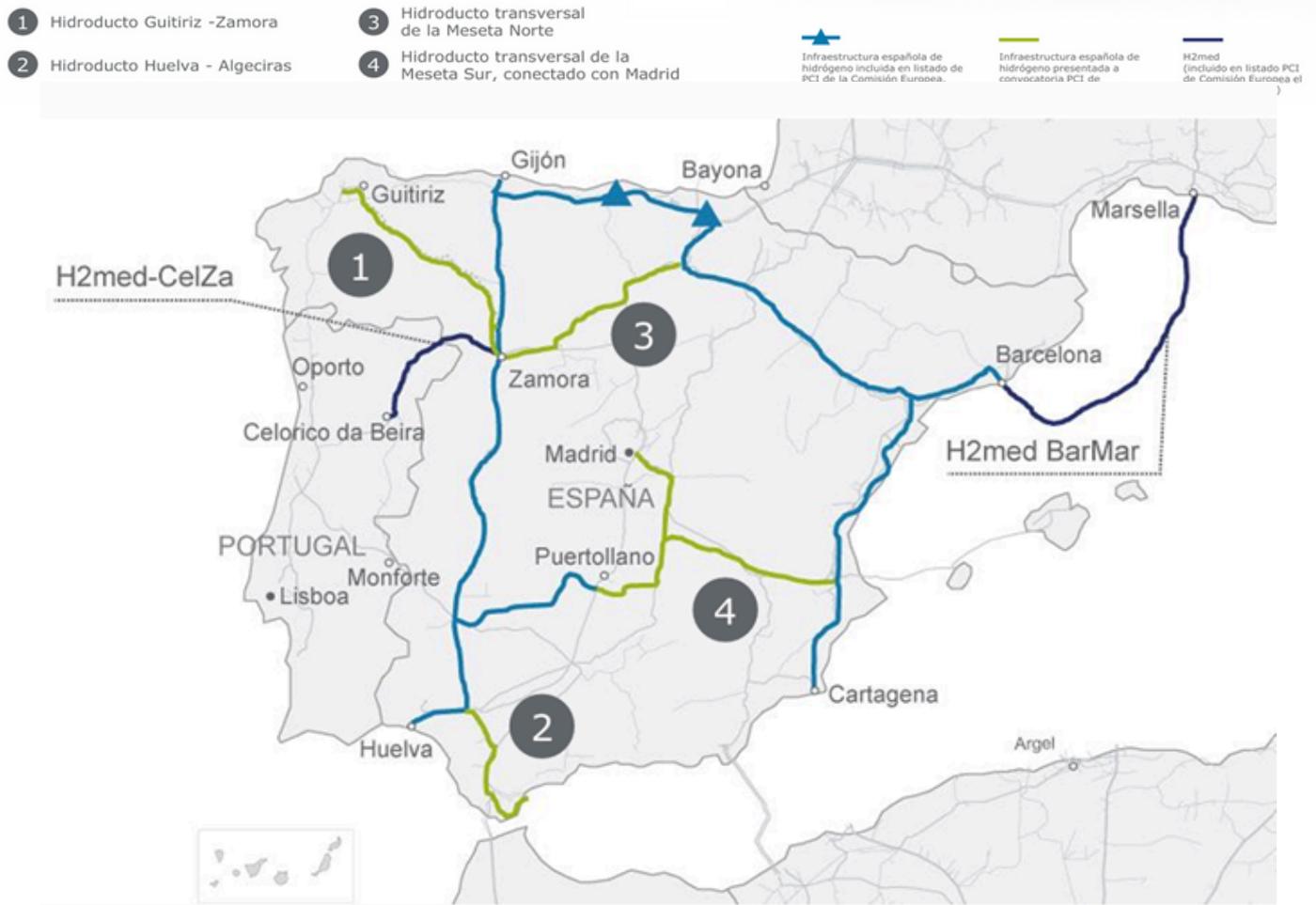


Figura 51. Mapa de la ampliación propuesta de la Red Troncal española. Fuente: Enagás (2024).

Por su parte, en Alemania, el Bundesnetzagentur ha anunciado la Red Central de Hidrógeno, en la que el gobierno alemán ha comprometido 3.200 millones de euros para desbloquear hasta 20.000 millones de euros en inversión privada. El 60% de la red planificada de 9.000 km son tuberías de gas natural reutilizadas, con la primera conversión esperada para comenzar en 2025.

La previsión es que la red esté completamente operativa en 2032, transportando a plena capacidad 278 TWh por año (aproximadamente 8 millones de toneladas métricas de hidrógeno por año). Un dato relevante es que la red alrededor de los centros industriales en Dusseldorf y Colonia (H2ercules) ha recibido el estatus de IPCEI por la UE.

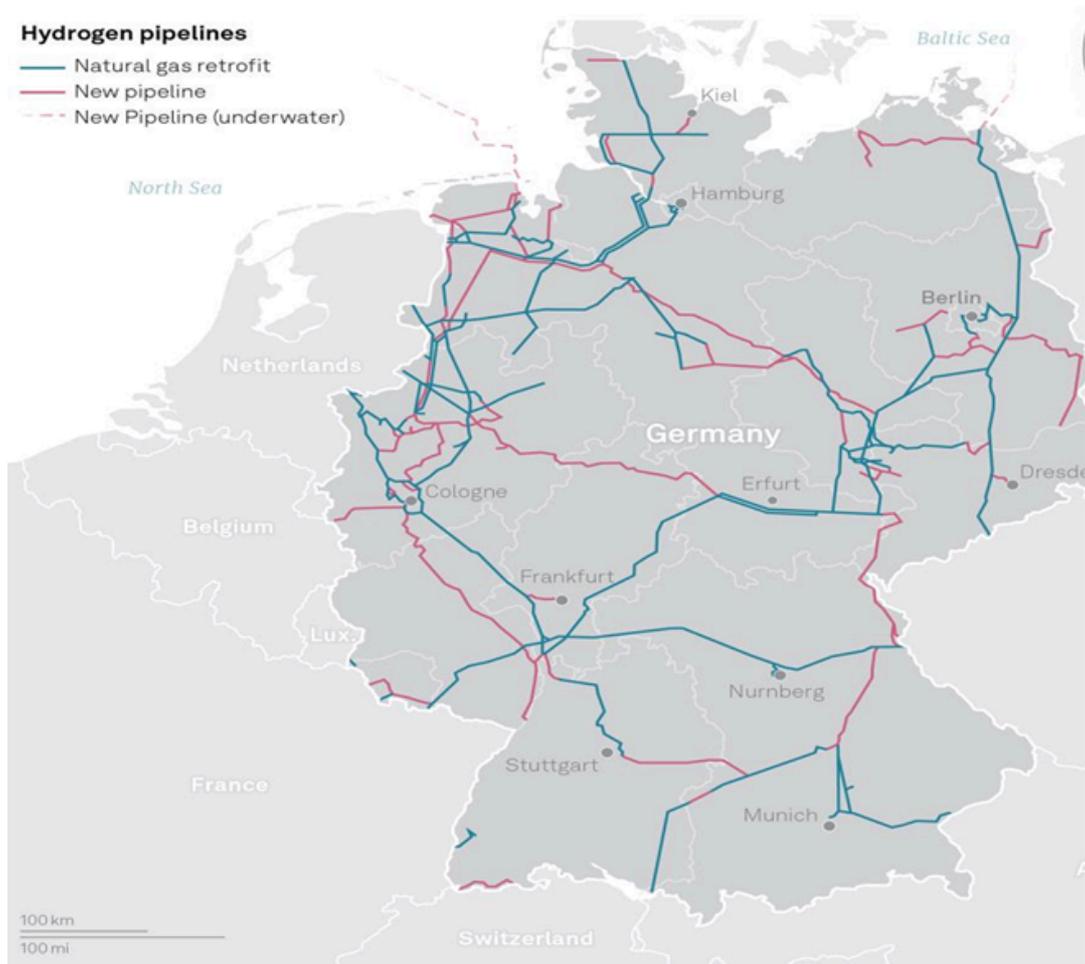


Figura 52. Infraestructura propuesta de la red de hidrógeno en Alemania. Fuente: S&P Global Commodity Insights, Noviembre 2024

Respecto a la nueva infraestructura de terminales marítimas a lo largo de la costa norte en Europa, la mayoría de los proyectos todavía están en las primeras etapas de desarrollo, según los datos de S&P Global Commodity Insights:

- En **Róterdam**: La autoridad del Puerto ha realizado un estudio de viabilidad para la importación de 1 millón de toneladas de hidrógeno.
- En **Ámberes**: Air Liquide está trabajando en asociación con KBR y Fluxys/Advario están colaborando en una terminal de amoníaco de acceso abierto.
- En **Hamburgo**: Se encuentra en expansión la infraestructura de importación Mabanaft y un cracker flotante de 30.000 toneladas de hidrógeno al año.
- En **Wilhelmshaven**: Uniper está desarrollando un proyecto de electrólisis y una terminal de importación de amoníaco y BP está desarrollando un cracker de amoníaco con una capacidad de 130.000 toneladas por año.

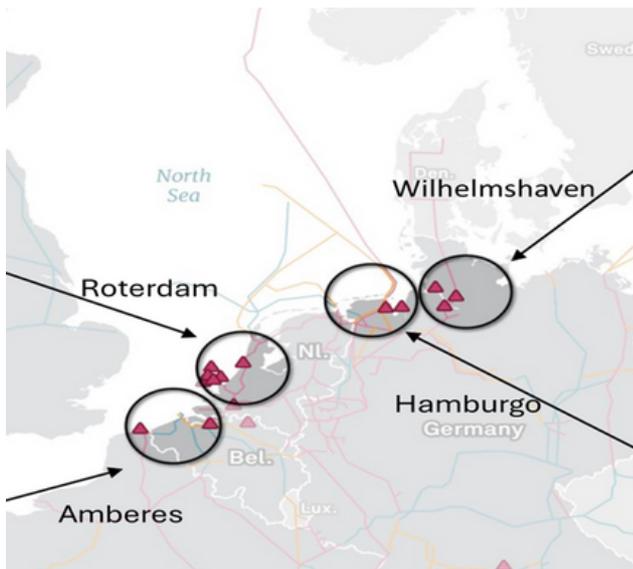


Figura 53. Principales terminales de hidrógeno en el norte de Europa. Fuente: Elaboración propia. Datos de S&P Commodity Insights

A modo de resumen, cabe señalar que, según las estimaciones de Enagás, a partir de información pública disponible, hay 48 proyectos de infraestructuras reconocidos como IPCEI de hidrógeno en el conjunto de los Estados Miembros de la UE, que representan cerca de 21.000 Kms de tuberías y un volumen de inversión total de alrededor de 60.000 millones de euros(61).

5.2. El desarrollo del mercado de negociación del hidrógeno

El análisis del LCHO a nivel global muestra que España se mantiene más competitivo que Alemania a largo plazo.

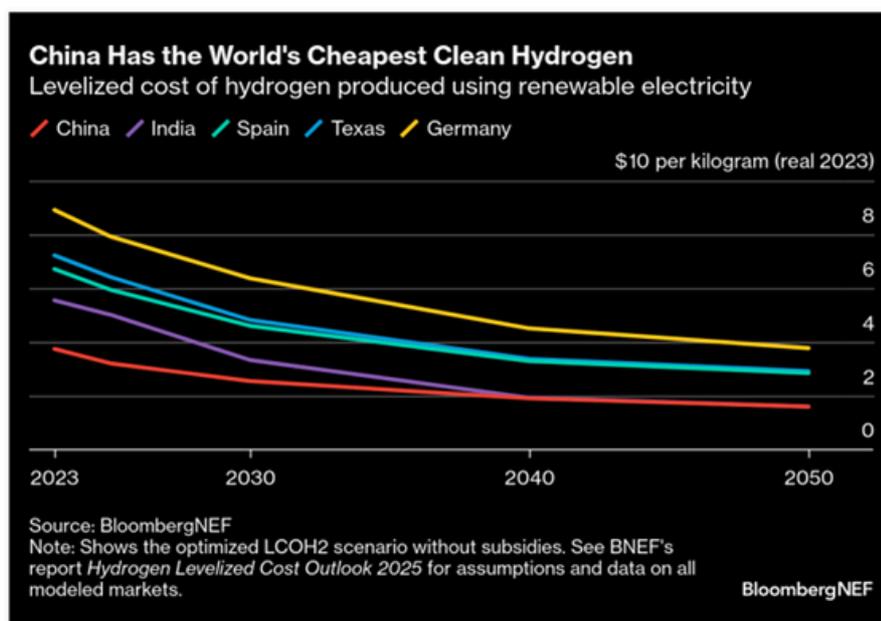


Figura 54. Precio nivelado de hidrógeno (LCOH) en distintos países

61 Ver <https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/sala-de-comunicacion/actualidad/eventos/avances-de-la-infraestructura-de-hidr%C3%B3geno-en-espa%C3%B1a-y-europa.pdf>

Sin embargo India y China mantienen su ventaja competitiva con respecto a España. El costo nivelado del hidrógeno producido con energías renovables fuera de la red permanecerá más alto durante más tiempo. El hidrógeno renovable solo se vuelve competitivo con el hidrógeno gris en un puñado de mercados, y solo después de 2030. Esto afectará la atractividad del hidrógeno renovable como estrategia de descarbonización, a menos que haya un avance en el costo de los electrolizadores.

Señales y formación de precios en el mercado de hidrogeno renovable: las subastas del banco europeo del hidrógeno.

España y Portugal son los principales beneficiarios de la primera subasta en la que se adjudicaron 719 millones de euros en subvenciones

Tras la constitución del Banco Europeo de Hidrógeno en septiembre de 2022, con parte del presupuesto del Fondo de Innovación, el 30 de abril de 2024 se conocieron los resultados de la primera subasta en la que se adjudicaron 719 millones de euros a 7 proyectos de hidrógeno renovable. Con ello, se ponía el primer hito en la consecución del objetivo de apoyar el mercado nacional de producción de hidrógeno y conectar la oferta de hidrógeno renovable con la demanda. El esquema de la subvención consistía en una prima fija en €/kg de hidrógeno producido de combustible renovable de origen no biológico (RFNBO, por sus siglas en inglés).

Project acronym	Project Coordinator	Project location	Bid price (EUR/kg)	Bid volume (kt H ₂ /10years)	Bid capacity (MWe)	Expected GHG abatement (ktCO ₂ /10years) *	Total requested funding (EUR) **
eNRG Lahti	Nordic Ren-Gas Oy	Finland	0.37	122	90	836	€ 45,228,375
El Alamillo H2	Benbros Energy S.L.	Spain	0.38	65	60	443	€ 24,605,819
Grey2Green-II	Petrogal S.A.	Portugal	0.39	216	200	1477	€ 84,227,910
HYSENCIA	Angus	Spain	0.48	17	35	115	€ 8,104,918
SKIGA	Skiga	Norway	0.48	169	117	1159	€ 81,317,443
Catalina	Renato Ptx Holdco	Spain	0.48	480	500	3284	€ 230,463,819
MP2X	Madoquapower 2x	Portugal	0.48	511	500	3494	€ 245,178,772
			Ø 0.44 €	Σ 1580 kt_H2	Σ 1502 MWe	Σ 10 808 kt_CO2	Σ 719,127,056 €

* Calculated vs. the [2021-2025 ETS benchmark](#) of 6.84 t_CO2e/t_H₂. Not taking into account additional carbon abatement due substitution effects in the H₂ end use application (i.e. conservative estimate).

** Remaining budget will accrue back to the Innovation Fund.

Figura 55. Resultados de la primera subasta del Banco Europeo del Hidrógeno.

Fuente: Banco Europeo del Hidrógeno (2024).

Con esta adjudicación se han aprobado subvenciones para la instalación de 1.502 MW de capacidad de electrólisis, lo que permitirá la producción de 158.000 toneladas anuales de hidrógeno renovable durante 10 años. Esta primera subasta de hidrógeno ha empleado el sistema "pay-as-bid" sin precio mínimo, lo que significa que los productores indican la retribución mínima que necesitan para que sus proyectos sean viables. Los resultados muestran que los proyectos van a recibir subvenciones de entre 0,37 y 0,48 €/Kg de hidrógeno, una cantidad muy inferior al umbral máximo de 4,5€/kg establecido en las condiciones de la subasta, que les permitirá cubrir la diferencia de precio entre sus costes de producción y el precio de mercado del hidrógeno, que actualmente está determinado por producción no renovable. Los proyectos seleccionados deberán entrar en producción en un plazo máximo de 5 años tras la firma del acuerdo de subvención.

Del total de 132 ofertas provenientes de 17 países, solamente 7 proyectos fueron los ganadores. España se posicionó como el principal país, con 46 propuestas que sumaron cerca de 3.000 MW de capacidad de electrólisis. Otro hecho destacable es que España y Portugal han sido los países con mayor número de proyectos ganadores. En particular, 3 de los 7 proyectos seleccionados son españoles: El Alamillo H2 de Benbros Energy, Hysencia de DH2 Energy y Catalina de un holding compuesto por Copenhagen Infrastructure Partners (CIP), Enagás Renovable y Fertiberia. Todos ellos representan un total de 595 MW de capacidad de electrólisis y obtienen 263 millones de euros, es decir, el 36,6% del total adjudicado. Portugal, con 2 proyectos ganadores con un total de 700 MW de capacidad de electrolizadores, obtiene 329 millones de euros, en el que uno de ellos, Madoqua Power2X, recibe 245 millones de euros en el que forma parte también CIP junto a la holandesa Power2X y la lusa Madoqua. El otro proyecto es Grey2Green II, el segundo proyecto de hidrógeno de Galp en Portugal, que recibe 84 millones de euros.

A los proyectos de España y Portugal hay que sumar uno en Finlandia y otro en Noruega, con una capacidad de electrólisis de 90 MWy 117MW, respectivamente que obtienen un total de 127 millones de euros. Dar visibilidad de los precios del hidrógeno renovable es otro de los objetivos de la subasta, ya que proporcionan señales de precios para el mercado en su conjunto. El resultado de las ofertas presentadas, agrupadas en media por países, muestra una gran dispersión ya que sitúan el LCOH en un rango entre 5,3 y 13,5€/kg.

Cabe señalar que España se sitúa en tercera posición con 5,8 €/kg, solamente por detrás de Suecia y Grecia con 5,53 y 5,3 €/kg, respectivamente.

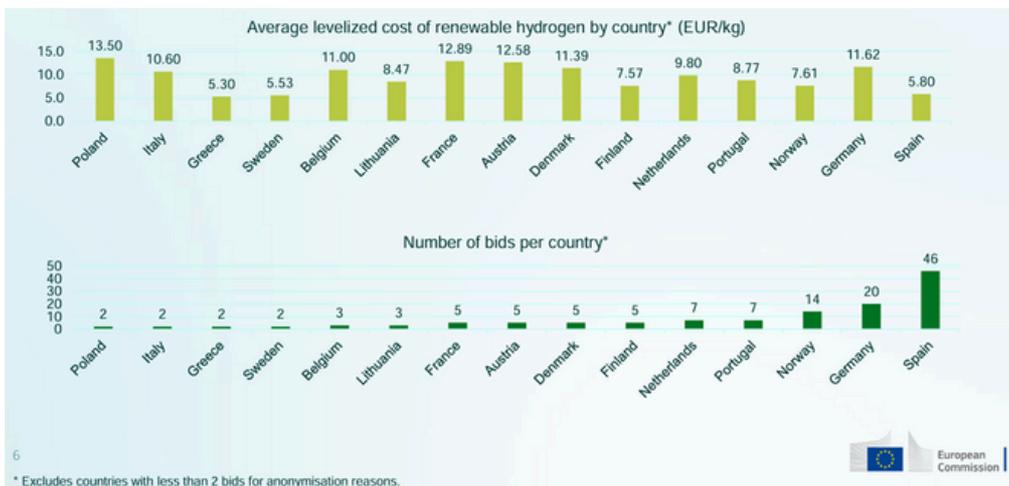


Figura 56. LCOH promedio de las ofertas presentadas. Fuente: Banco Europeo del Hidrógeno (2024).

Entre las condiciones de la subasta, el Banco Europeo del Hidrógeno requería un compromiso de compra del 60% con el consumidor final a través de un Memorando de Entendimiento o Carta de Interés (MOU o Lol, por sus siglas en inglés). De los 82 MoU o Lol recibidos, 82 correspondían al sector industrial, abarcando metanol, fertilizantes, refinerías, inyección a red de gas natural, acero, productos químicos, amoniaco, vidrio, generación de calor o electricidad y gases industriales, con un precio medio de compra de 5,67€/kg. En cuanto al sector de la movilidad, se presentaron 37 propuestas con un precio medio de compra de 8,34€/kg, lo que muestra una voluntad de pago (“willingness to pay”) significativamente superior.

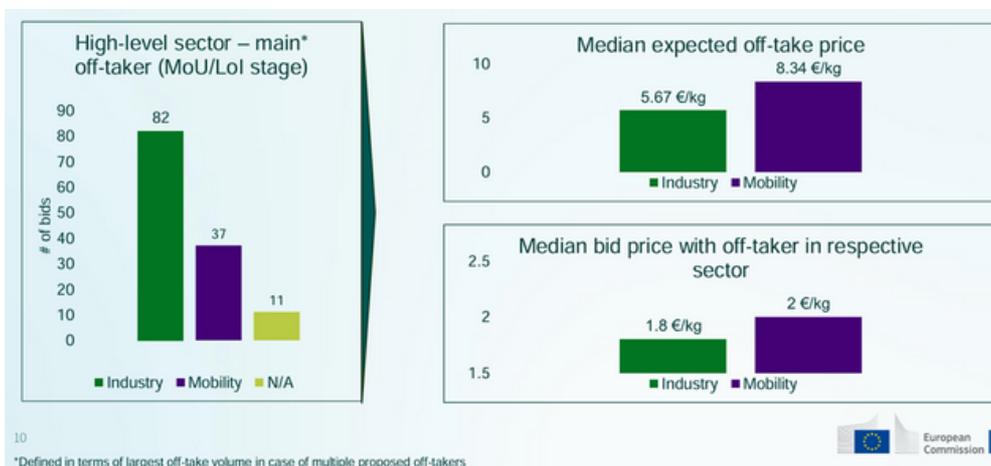


Figura 57. Precio promedio de compra en función del consumidor final. Fuente: Banco Europeo del Hidrógeno (2024).

Además del mecanismo descrito de subasta del Banco Europeo del Hidrógeno, los Estados Miembros pueden utilizar un nuevo mecanismo de “subasta como servicio”, que les permite beneficiarse de la plataforma de subastas de la UE y conceder financiación adicional a proyectos nacionales, que cuenta como ayuda de estado, con la aprobación de la Comisión Europea. En esta ocasión, Alemania ha sido el único país que utilizado este mecanismo, destinando 350 millones de euros para financiar los proyectos mejor clasificados en su país, que no cumplen los requisitos para recibir la subvención a nivel de la UE, pero que cumplen los criterios de elegibilidad.

En la segunda subasta prevista para septiembre-noviembre 2025 se adjudicarán 1.200 millones de euros en subvenciones.

Teniendo como referencia la elevada sobresuscripción de la primera subasta, la Comisión Europea ha preparado una segunda subasta para apoyar a los productores nacionales de hidrógeno con un presupuesto de 1.200 millones de euros. En esta convocatoria, se incluyen dos procedimientos de licitación competitiva separados para apoyar la producción de hidrógeno RFNBO:

- Con carácter general, 1.000 millones de euros independientemente del sector en el que se consuma
- De forma específica, 200 millones de euros destinado al consumo del sector marítimo

Actos clave	Calendario previsto
Apertura de la convocatoria	3 de diciembre de 2024
Plazo para la presentación de solicitudes	20 de febrero de 2025
Resultados de la evaluación	Mayo-junio de 2025
Concesión de subvenciones	Septiembre-noviembre de 2025

Figura 58. Calendario previsto para la segunda subasta. Fuente: Elaboración propia. Datos de la Comisión Europea

Aunque la subvención se concretará de la misma forma, mediante el pago de una prima fija en €/kg por producción de hidrógeno RFNBO verificada y certificada durante un máximo de 10 años, con la experiencia de la primera subasta, se han incorporado o modificado una serie requisitos:

- El precio máximo de la prima fija se reduce de 4,5€/kg en la primera subasta a 4 €/kg en la segunda.
- Se requieren informes más exhaustivos sobre la adquisición de electrolizadores y la cadena de valor del hidrógeno, asegurando una mayor transparencia y control en los proyectos presentados.
- Se limita el abastecimiento procedente de proveedores chinos como máximo al 25% de la capacidad de los electrolizadores, con objeto de fortalecer las cadenas de suministro europeas.
- Se incrementa la garantía de cumplimiento del 4% al 8% del total de la subvención solicitada y aparece un nuevo requerimiento por el que los proyectos deben alcanzar el cierre de la financiación dentro de los 2,5 años después del acuerdo de subvención y entrar en operación en 5 años. Con ello se pretende reforzar el compromiso de los participantes con la ejecución exitosa de los proyectos.
- Se introduce cierta flexibilidad para combinar las subvenciones del Banco Europeo del Hidrógeno con otros fondos, facilitando el acceso a una mayor financiación para los proyectos seleccionados.

En esta ocasión, España, Austria y Lituania han anunciado su participación en el mecanismo complementario de “subasta como servicio” con fondos nacionales para apoyar proyectos de producción de hidrógeno renovable situados en sus respectivos países. Las estimaciones iniciales son que España aportaría entre 280 y 400 millones de euros, Austria 400 millones de euros y Lituania alrededor de 36 millones de euros.

EL DESARROLLO DE SUBASTAS COMPETITIVAS EN ESPAÑA

Con el propósito facilitar la conexión entre la oferta y demanda de hidrógeno, en noviembre de 2024 se iniciaron los primeros pasos en España para hacer visibles los intereses de los productores y consumidores. Esta primera iniciativa surge del operador del mercado ibérico de futuros de gas MIBGAS Derivatives y el desarrollador y productor DH2 Energy para llevar a cabo un proceso competitivo de “tender” o solicitud de cotizaciones (RFQ, por sus siglas en inglés) para la venta de la producción de hidrógeno renovable del proyecto Hysencia, uno de los proyectos ganadores en la primera subasta del Banco Europeo del Hidrógeno.

El proceso de RFQ anunciado sigue un procedimiento similar a la una subasta de sobre cerrado y está abierta a todas las empresas interesadas en adquirir hidrógeno renovable, tanto a nivel nacional como internacional, sin restricciones sobre su aplicación. Se ofrecerán distintos lotes basados en el volumen de suministro y la duración del contrato, con un precio base para cada uno, con entrega "ex works", siendo el transporte por cuenta del comprador.

El proceso comienza con una fase de precalificación, seguida de una fase de calificación. Posteriormente, solo las empresas calificadas podrán presentar sus ofertas en una fase competitiva. Las empresas que presenten las mejores ofertas serán seleccionadas para negociar acuerdos finales con DH2 Energy, lo que podría resultar en la firma de contratos de compra.

Los participantes podrán ofertar por el hidrógeno renovable producido por la planta Hysencia de DH2 Energy en Aragón, cuya construcción comenzará a mediados de 2025 y entrará en operación en el primer semestre de 2027 y cuenta con almacenamiento para 5 toneladas, principalmente para modular la producción

5.3. Hacia una referencia de precios del hidrógeno en España

La consecución de economías de escala en el mercado del hidrógeno permitirá la producción de hidrógeno a bajos costos. Esto requiere la creación de un mercado de hidrógeno con las señales de precio fundamentales adecuadas. Sin embargo, aunque ha habido avances significativos en los últimos meses el mercado actual del hidrógeno es se mantienen opaco y presenta una limitada transparencia en la formación de precios.

Para contribuir a la transparencia del mercado, se han desarrollado diferentes índices de precios en Europa. A pesar de que no existe negociación de hidrógeno ni en el mercado extrabursátil ni en bolsas de valores, ya existen indicaciones de precios a partir de contratos de suministro bilaterales. A continuación exponemos las distintas referencias

5.3.1. Señales de precio S&P global

Tal y como se señaló en el informe del pasado año as valoraciones del precio de hidrógeno proporcionadas por S&P Global Platts “Carbon Neutral hydrogen” (CNH) apuntan a la utilización de información de los participantes de mercado sobre las transacciones realizadas. En la práctica no hay información sobre transacciones en Europa y existe únicamente actividad muy limitada en USA.

Ante la ausencia de un mercado spot se utilizan evaluaciones sobre el coste de producción de hidrógeno donde las emisiones han sido: a) evitadas mediante el uso de energía renovable en su producción b) eliminadas mediante la utilización de captura de carbono y almacenamiento c) compensadas por la utilización de créditos de carbono. El análisis desde la cátedra se ha llevado a cabo para el tipo de hidrógeno especificado bajo (a). Esta referencia o benchmark se denomina por la misma fuente “Carbon Neutral Hydrogen” (CNH) y está disponible en la base de datos bajo su medida ex-work (sin incluir coste de 30 La medida ex-works incluye el valor de todos los materiales utilizados y otros costes en el proceso de producción menos los impuestos que serán pagados cuando el producto se obtiene o se importa. Según los analistas CNH de S&P Global, la medida ex-work no incluye trabajos de construcción y la financiación requerida para ello.

Esto es importante ya que como se ha apuntado en apartados anteriores la nueva capacidad de hidrógeno está actualmente en fase de construcción y bajo estudios de factibilidad en términos de financiación y coste de transporte. Estas métricas existen para varias áreas geográficas a nivel global. En esta memoria continuamos la monitorización del comportamiento de las series de hidrógeno renovable en Europa (referencia del Noroeste) y en Estados Unidos (referencia Costa del Golfo) las cuales están disponibles con frecuencia diaria desde diciembre 2021. Constituyen por tanto las señales de precio con mayor historia. Comparamos la evolución de estas series con el contrato de negociación de referencia del gas (El futuro Henry Hub para US, y el futuro Title Transfer Facility TTF para Europa).

Las figuras X y XI muestran la evolución diaria de las cotizaciones CNH y gas para un periodo comprendido entre diciembre 2021-Febrero 2025. Las series CNH están medidas para Europa (EU) y Estados Unidos (USA) en €/ mmbt y \$/ mmbt respectivamente mientras que las series de gas cotizan en €/MWh y \$/mmbt. La medida correspondiente al CNH para Europa se ha transformado a MW/h para ser directamente comparable con las unidades del futuro gas TTF(62) Nótese que la medida que se está tomando de H2 es exwork definida como las estimaciones de coste o transacciones sin tener en cuenta futuros impuestos y coste de transporte o de financiación.

Tal y como se comentó en el informe previo ambos gráficos sugieren que las referencias del gas y del hidrógeno renovable están estrechamente vinculadas y que alcanzaron máximos en agosto 2022 en el momento en el que definitivamente se cortó el flujo de gas ruso a Europa por el canal North Stream 1.31 Esto se debe a que uno de los costes variables en la producción de hidrógeno es el coste de la electricidad el cual está fuertemente ligado al precio del gas. Mientras que en el caso de Europa la correlación entre el EUH2 y el gas TTF es de 0.96 durante el periodo Diciembre 2021-Diciembre 2022, esta correlación se mantiene en 0.95 durante el periodo Enero2023-Febrero2025, sugiriendo que la alta dependencia (en los niveles de precios) no está condicionada por de los estados la naturaleza(63)

⁶² Se ha convertido de MMBTU a EUR/kg dividiendo por 7.729 siguiendo el factor de conversión de S&P Global. Transformamos de EUR/kg a MWh multiplicando por 30 asumiendo un poder calorífico de 33.33

⁶³ Para un análisis del vínculo entre el precio del gas y la electricidad durante la crisis energética véase Segarra Atasanova y Figuerola-Ferretti (2024)

La literatura académica sugiere que la correlación entre gas y electricidad se agudiza en tiempos de crisis (ver Chulia et al. 2024, Segarra, Atasanova Figuerola-Ferretti 2024)(64).

Si tomamos la correlación entre los cambios vemos que mientras esta estaba en niveles de 0.06 durante la primera muestra, la misma métrica aumenta a 0.70 en la muestra postcrisis. Es evidente que el vínculo entre ambas señales de precios permanece (o incluso aumenta) a lo largo del tiempo. Según la calculadora del coste nivelado del hidrógeno proporcionada por Agora Energiewende,(65) el coste de la electricidad es el 67% del coste de producción de hidrógeno por lo que lo que muestran estos cálculos es que la señal de precios CNH correspondiente a países bajos mide principalmente el coste de la electricidad, el cual está fuertemente ligada a evolución del precio del gas TTF(66).

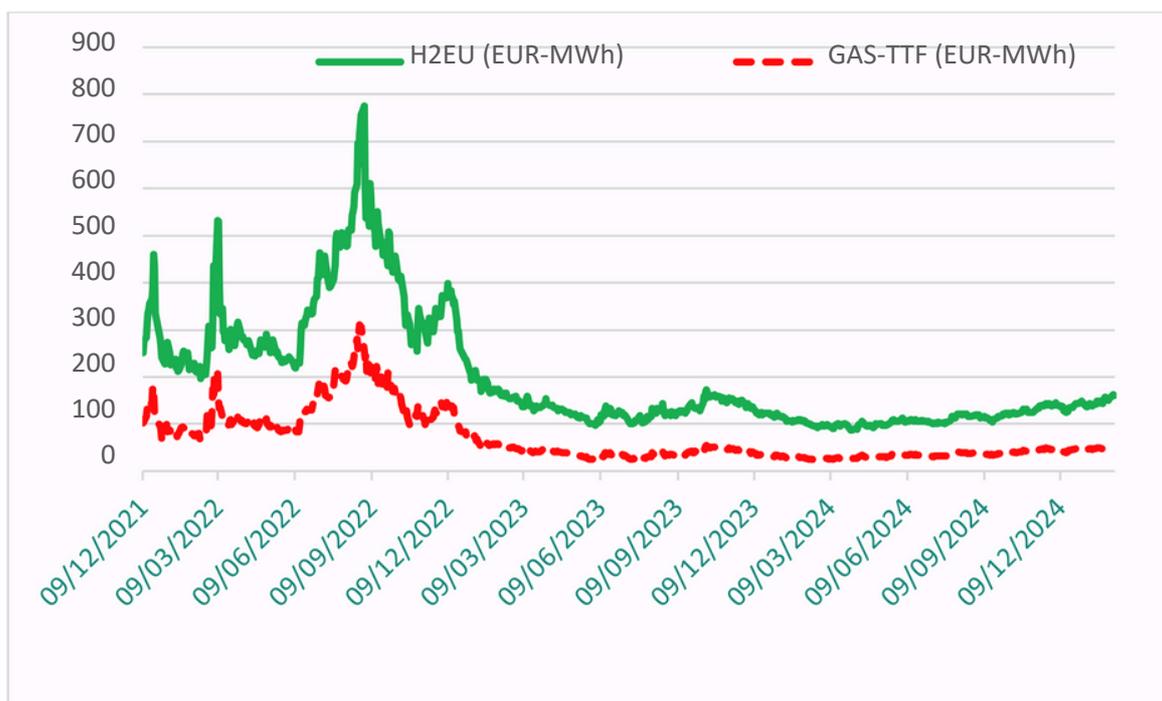


Figura 59. evolución del de los precios CNH Netherlands (H2EU) y el futuro gas TTF (Datos Diarios Diciembre 2021-Febrero 2025)

⁶⁴ Chulia, H., Klein, T., Mendoza, J.A.M., Uribe, J.M., 2024. Vulnerability of european electricity markets: A quantile connectedness approach. Energy Policy 184, 113862. Segarra, I., Atasanova, C., Figuerola-Ferretti, I., 2024. Electricity markets regulations: The financial impact of the global energy crisis. Journal of International Financial Markets, Institutions and Money 93, 102008. doi:https://doi.org/10.1016/j.intfin.2024.102008

⁶⁵ Ver detalles en <https://www.agora-energiewende.org/data-tools/levelised-cost-of-hydrogen-calculator>

⁶⁶ Según la fuente de Agora otros componentes del LCOH son el coste de capital (13.7%), OPEX (8.7%), CAPEX depreciation (9.7%)

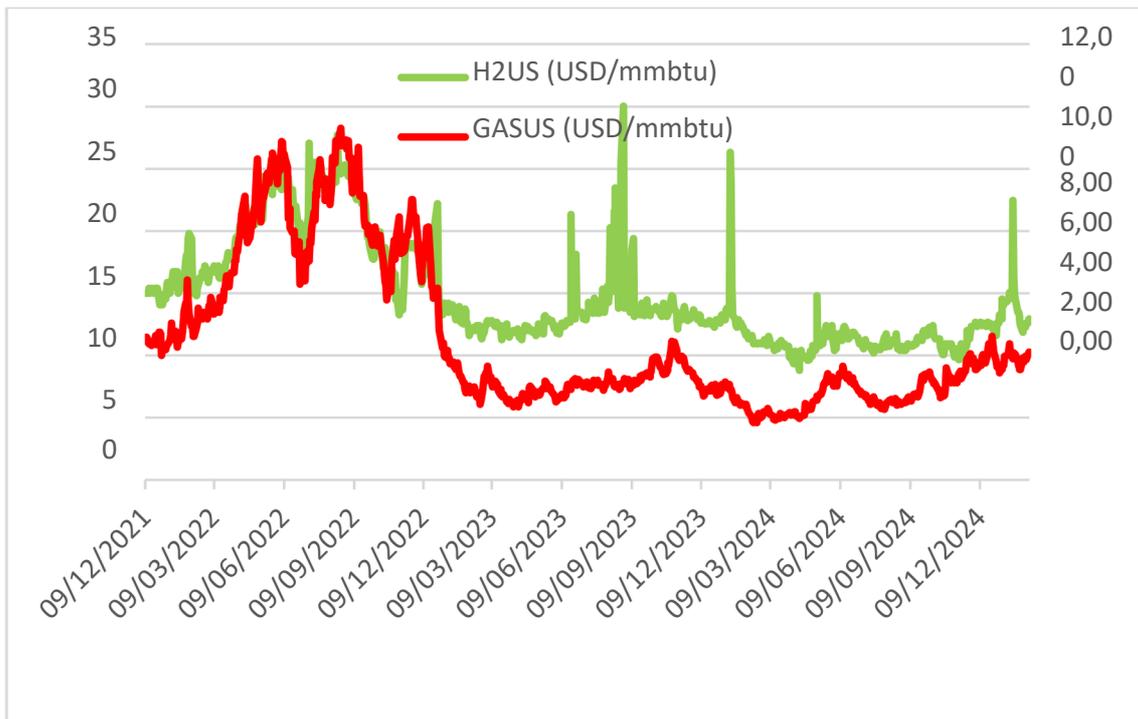


Figura 60. Evolución de los precios CHN West Coast US el futuro gas Henry Hub (Datos Diarios Diciembre 2021-Febrero 2022)

Cuando comparamos la señal de precio CNH correspondiente a US con el precio de futuro del gas Henry Hub vemos un comportamiento similar, aunque menos pronunciado. Mientras que en la primera muestra la correlación entre ambas benchmarks es de 0.48 en el periodo postcrisis (Enero 2023-Febrero 2025) esta correlación entre los niveles de precio aumenta a 0.66, confirmando que el benchmark de CNH está ligado al precio del Gas Henry Hub.

El fuerte vínculo entre las señales de precio CNH para Europa y US y su análogo combustible fósil sugiere que es necesario introducir señales de precios que son consistentes con la transición energética. Otra limitación de la métrica de precio CNH para Europa es que no está diseñada para cumplir con el Acto Delegado.

5.3.1.1. Evaluaciones S&P Platts cumplidoras con la Regulación Europea

En respuesta a estas limitaciones S&P Global ha diseñado para este propósito Power Purchase Agreements (PPA) de hidrógeno para Europa que cumplen con la normativa regulatoria.

Las evaluaciones de hidrógeno de Platts alineadas con la regulación europea reflejan el valor de mercado del hidrógeno que cumple con la definición de Combustibles Renovables de Origen No Biológico (RFNBO) de la Unión Europea, en conformidad con el Acto Delegado de la UE C/2023/1087. Como se ha señalado anteriormente el alcance del RFNBO incluye hidrógeno producido por electrólisis a partir de electricidad renovable, sus derivados y otros portadores de energía.

En ausencia de información basada en el mercado, Platts utiliza un modelo de costo de producción más una prima para reflejar el valor de mercado del suministro firme de hidrógeno, por tanto, estas señales de precio son señales del precio de oferta denominado como precio "ask." Este modelo tiene en cuenta el papel del hidrogeno para almacenar electricidad y la posibilidad de llevar a cabo arbitraje. Cuando está disponible, la información de mercado como ofertas, transacciones e indicaciones tendrá prioridad en las evaluaciones.

Para modelizar el coste de producción se asume que el productor de hidrógeno renovable compra electricidad renovable en forma de "Pay as Produced" Power Purchase Agreement (PPA). El tamaño del electrolizador alcalino es de 100MW y opera bajo "minimum load."

Platts evalúa los precios del hidrógeno en cumplimiento con la regulación europea en cuatro países:

- España (Hidrógeno Renovable Alcalino PPA)
- Francia (Hidrógeno Renovable Alcalino PPA)
- Alemania (Hidrógeno Renovable Alcalino PPA)
- Países Bajos (Hidrógeno Renovable Alcalino PPA)

Las series se miden en EUR-kg de hidrógeno y están disponibles desde el 18 de marzo de 2024.

La Figura 61 muestra la evolución de los precios PPAH2 de S&P desde el inicio de su muestra disponible, 18 de Marzo 2024 hasta el 10 de Feb 2025 para España y Alemania. Ilustramos estas señales junto con la serie temporal de GAS TTF y vemos una ligera evolución a alza.

La simple inspección visual de estos precios muestra i) el PPAH2 para España cotiza a un precio inferior al correspondiente a Alemania mostrando la ventaja competitiva de España por su acceso a energía renovable a bajo coste. ii) las series de precios para Alemania y España están vinculadas al precio gas TTF.

Es importante mencionar en este punto que el gas TTF alcanzó su máximo desde mayo de 2023 a finales de enero de 2025. Las cotizaciones están por tanto en un máximo de dos años de 58 (MWh), aproximadamente tres veces su nivel previo a la invasión, aunque muy por debajo del récord de 2022 de 311 euros por MWh.

Según la agencia Reuters el alza en los precios de gas TTF se debe en parte a que el almacenamiento de gas en Europa estaba al 49% de su capacidad el 10 de febrero, por debajo del 67% del año pasado y del promedio de 10 años del 51% para el mismo período. El mismo informe documenta que la extracción estacional ha sido mayor que en los dos inviernos anteriores debido al clima más frío, menores velocidades del viento y la terminación de las importaciones a través del último gran gasoducto que conecta Europa con Rusia a principios de este año(67) Los bajos niveles de almacenamiento, junto con una mayor demanda de gas en Europa, han impulsado el precio del TTF muy por encima de los precios del benchmark americano durante enero 2025, mientras Europa buscaba cargamentos flexibles de GNL.

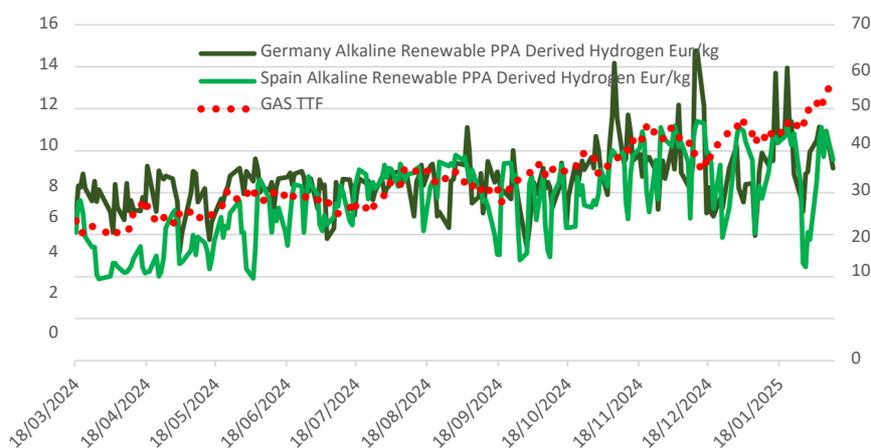


Figura 61. Evolución de los PPAH2 aliados con la regulación Europea

67 Ver artículo de Reuters “EU rules risk overheating a red-hot gas market,” 11 Febrero 2025

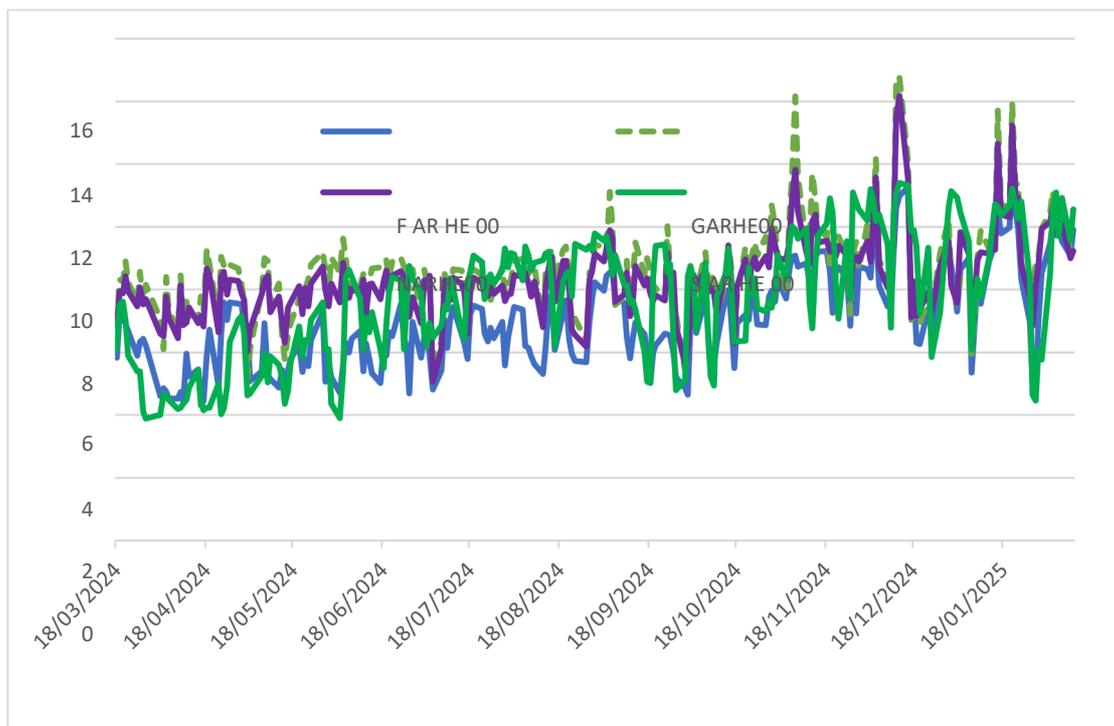


Figura 62. Evolución de los benchmarks PPAH2 europeos

La Figura 63 ilustra la evolución de los 4 benchmarks PPAH2 europeos mostrando que los precios están estrechamente vinculados. El análisis de correlación para estos precios y el gas TTF muestra una correlación de 0.65, 0.44, 0.52 y 0.62 para los precios de Francia, Alemania, Holanda y España respectivamente. Las volatilidades de estos precios se calculan como 230%, 232%, 199%, 275% para Francia, Alemania, Holanda y España. Sin embargo, la volatilidad calculada para el gas TTF durante el mismo periodo es de 46%. Esto sugiere que las señales de precio PPAH2 están incorporando volatilidad adicional probablemente vinculada a la prima que refleja el valor de suministro firme de hidrógeno. Esta última observación se considerará en mayor profundidad en la sección 3.

Tabla 4. Análisis de correlación PPAH2 y GAS TTF

	FRANCE PPAH2	GER PPAH2	NETHER PPAH2	SPAIN PPAH2	GAS TTF	POWER SP
Volatilidad	230%	232%	199%	275%	46%	330%
Correlación con GAS TTF	0.65	0.44	0.52	0.62		
Correlación POWER-SP	0.64	0.48	0.53	0.72	0.69	

Esta tabla presenta volatilidades anualizadas para los 4 benchmarks PPAH2, el gas TTF, el precio spot electricidad en España durante el periodo marzo 2024 a Febrero 2025. Series diarias fuente S&P Global (PPAH2) Y Bloomberg (gas TTF Y POWER SP)

Es importante anotar que el PPAH2 Alemania muestra una correlación más baja con el gas TTF que su análogo para España. La alta volatilidad de los precios PPAH2 sugiere que estos precios están ligados al precio spot de la electricidad negociada en el área geográfica asociada. Analizamos esta hipótesis para el caso de España. La fig XIIIa ilustra la evolución a lo largo del tiempo de los precios del PPAH2 para España con el precio de la electricidad media diaria en el mercado spot cotizada en OMEL, etiquetada como SPOT-POWER-SP y medida en unidades EUR-MWh para la muestra comprendida entre marzo 2024 y febrero 2025(68) La figura muestra una clara evolución común entre ambas series que se confirma en un coeficiente de correlación de 0.72, el cual está reportado en la última fila de la tabla 4 (columna 4) es de 0.72. La misma tabla muestra que hay una alta relación entre el precio de electricidad spot de España y las medidas de PPAH2 para otras áreas geográficas y en Especial para Francia. De nuevo esto se puede explicar por la alta dependencia del precio eléctrico con el precio del gas TTF.

Es importante destacar en este punto que la asociación de señales de precio de hidrógeno con otros commodities nos permitirá vincular el precio de referencia del hidrógeno en el futuro a las cotizaciones de dichas materias primas lo cual supone un avance para la creación de mercado del hidrógeno renovable.

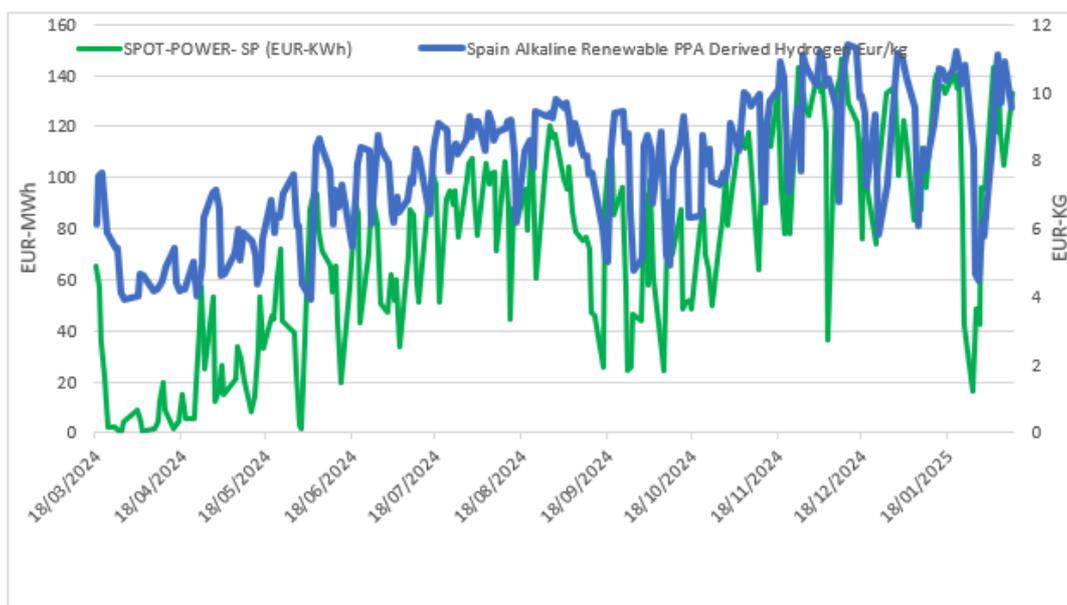


Figura 63. Evolución del benchmark PPA para España y del precio de la electricidad spot day ahead para España cotizado en OMEL.

⁶⁸ El código de Bloomberg para esta serie es OMLPDAH index, y cubre el consumo horario de electricidad, tomando precios marginales en el mercado day ahead y ventas totales de electricidad.

5.3.2. El índice HYDRIX, señal de precios hidrógeno renovable en Alemania

Este índice fue lanzado en mayo de 2023 por el mercado de negociación alemán EEX, reconocido por su centralización compraventa de futuros del mercado eléctrico y gas en Alemania. Este mercado ha introducido la negociación de hidrógeno renovable con el objetivo de crear una referencia de precios de precios basado en las transacciones de mercado.

EEX calcula el HYDRIX semanalmente, como un valor promedio de la oferta y la demanda, siempre que existan transacciones. El HYDRIX se publica todos los miércoles. La fig XIII muestra la evolución del índice desde su inicio utilizando datos de Bloomberg. Su evolución está ilustrada junto con los precios del futuro del gas TTF. Tal como se anotó en el análisis de precios PPAH2 Podemos observar un incremento en el precio paulatino desde marzo de 2024 siguiendo la evolución del gas TTF. Específicamente, el valor del índice Hydrix cotiza 200 MWh a inicios de febrero 2024 y alcanza 278 MWh un año más tarde exhibiendo un aumento del 28%. Durante el mismo periodo el futuro sobre el gas TTF aumento de 29 MWh a 55.9 MWh representado una subida del 90%. Esto implica que el benchmark alemán de hidrógeno renovable no solo aumenta en precio y cotiza a múltiplo de 5 con respecto al gas TTF, si no que cotiza actualmente a un valor equivalente de 9.3 €/kg. Esto está alineado con las cotizaciones reportadas para los PPAH2, indicando que las series de precio disponible están aún muy alejadas del objetivo 1€/ kg planteado para el 2050(69). La buena noticia es que la diferencia de cotización del Hydrix y su sustituto combustible fósil ha disminuido. Mientras que la diferencia en el mes de enero de 2024 era de un múltiplo 7.9, la frecuencia durante el mes de enero de 2025 era de un múltiplo de 5,45. A pesar de que el índice de hidrógeno renovable es 5.4 veces más caro que su sustituto combustible fósil.

Si utilizamos datos semanales para el periodo comprendido entre mayo 2023 y febrero 2025 y calculamos la volatilidad de los cambios de precios de las dos materias primas podemos decir que la volatilidad en el mercado del gas ha sido casi dos veces mayor a la registrada en el mercado de hidrógeno renovable (72% versus 38%).

⁶⁹ Es importante anotar que en el informe del pasado año reportamos un precio de 9,3 €/kg como equivalente a 233 KWh, utilizando un factor de conversión mayor a 33.33/1000

Tal y como apuntamos el pasado año remarcamos que este dato simplemente puede reflejar un vínculo menos estrecho al precio de la electricidad que el observado en el análisis de los PPAH2 de S&P. A continuación analizamos en mayor profundidad esta cuestión.

La Figura 64 muestra la evolución del índice HYDRIX junto al TTF y el precio de electricidad de referencia en Europa (Power EXAA) correspondiente al EXAA Day Ahead Baseload Electricity Spot Price para Alemania⁽⁷⁰⁾. Se ilustra también la trayectoria de los futuros sobre derechos de emisiones de Europa (EUA futures) cotizados en el International Commodity Exchange (ICE) Endex, cuya cotización está medida en EUR por tonelada métrica. La fuente de datos es Bloomberg. Cuando analizamos señales de precio por el lado de la oferta (precios de oferta o precios “ask” en inglés) podemos observar que cuanto mayor es el valor de estos derechos de emisiones (EUA futures) mayor será el coste de producir combustibles fósiles. Por tanto un incremento del precio de los derechos de emisiones aumentará la cotización del gas TTF y de la electricidad siempre que esta permanece vinculada al productor marginal ⁽⁷¹⁾.

El gráfico muestra una correlación positiva entre todas las variables que se confirma en la tabla de correlaciones II. La tabla muestra que el índice Hydrix tiene una correlación de 0.65 con el TTF y del 0.47 con el power EXAA. La correlación es de 0.15 con el ETS confirmando que un aumento del ETS aumenta el coste del gas, el coste eléctrico y el coste del hidrógeno renovable medido por la serie Hydrix. Si comparamos este resultado con el apartado anterior vemos que el benchmark alemán Hydrix correlaciona más con el gas que lo sugerido en el apartado anterior con el análisis de PPAH2 diarios para la muestra marzo 2024 febrero 2025. Sin embargo, mientras que los precios PPAH2 son diarios con un año de historia, el índice Hydrix es semanal con una muestra de cotización que se extiende a dos años. El análisis de correlación para el periodo marzo 2024 febrero de 2025 muestra un coeficiente de 0.67, lo cual confirma la divergencia entre el benchmark alemán de S&P y el benchmark alemán publicado en el EEX.

⁷⁰ Las áreas de suministro de EXAA son las tres zonas comerciales austriacas (APG, TIWAG y VKW), así como dos áreas de control en Alemania, la zona de E.ON y la zona de RWE.

⁷¹ Nótese que si analizamos el precio bid el efecto del precio de derechos de emisiones tendrá un efecto negativo sobre la referencia de precio de hidrógeno renovable (H2) bid. Cuanto mayor es la penalización de producir con combustibles fósiles menor será el precio del hidrógeno renovable (H2) bid.

La tabla muestra que el índice Hydrix tiene una correlación de 0.65 con el TTF y del 0.47 con el power EXAA. La correlación es de 0.15 con el futuro EUA confirmando que un aumento del precio de los derechos de emisiones aumenta el coste del gas, el precio eléctrico y la cotización del hidrógeno renovable medido por la serie Hydrix. Este análisis es consistente con el del apartado anterior desarrollado para los precios PPAH2 y el gas TTF, el cual mostraba una correlación del 0.44

Tabla 5. Correlaciones entre niveles, del índice alemán H2 HYDRIX, gas TTF, Power EXAA, EU ETS

	Hydrix (EUR/MWh)	TTF (EUR/MWh)	powerEXAA(EUR/MWh)	EU (EUR/MT)	ETS
Hydrix (EUR/MWh)	1.000	0.655	0.470	0.150	
TTF (EUR/MWh)	0.655	1.000	0.146	0.257	
powerEXAA(EUR/MWh)	0.470	0.129	1.000	0.269	
EUA (EUR/MT)	0.150	0.257	0.269	1.000	

La Figura 65 muestra la evolución del benchmark H2 de Hydrix junto al gas TTF y los futuros a un mes sobre derechos de emisiones (EUA futuros) y el precio spot baseload del EEX (power EXAA). El análisis visual muestra que el gas TTF y EUA futuros han evolucionado en la misma dirección mientras que el índice Hydrix no presenta una correlación significativa con ninguna de las variables analizadas. Esto se confirma en el análisis de correlación presentado en la tabla 5.

El índice Hydrix es recurso importante para la creación de señales de precio en el mercado del hidrógeno renovable. Su introducción ha fomentado el diseño de benchmarks alternativas en Europa que expondremos en este documento. Sin embargo tiene dos limitaciones importantes. A) aunque idealmente la referencia de precios ha de utilizar transacciones del mercado no está claro que existan datos de transacciones comerciales disponibles con frecuencia semanal B) El índice no está diseñado en consonancia con la regulación de la RED III y el acto delegado.

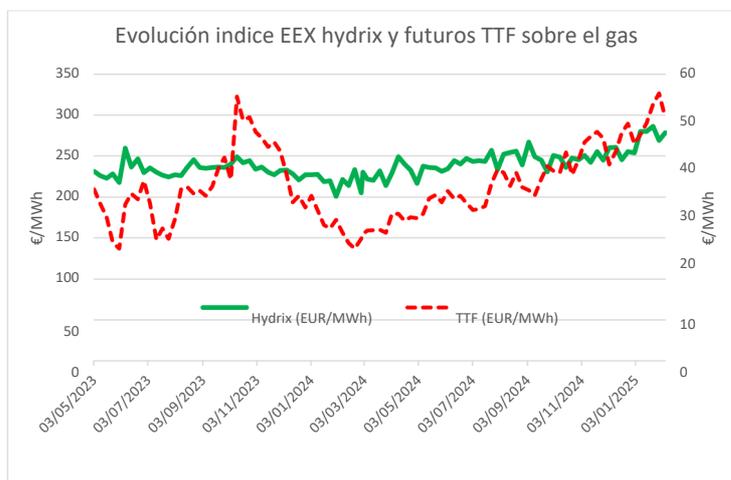


Figura 64. Evolución EEX hydrix y futuros TTF sobre el gas

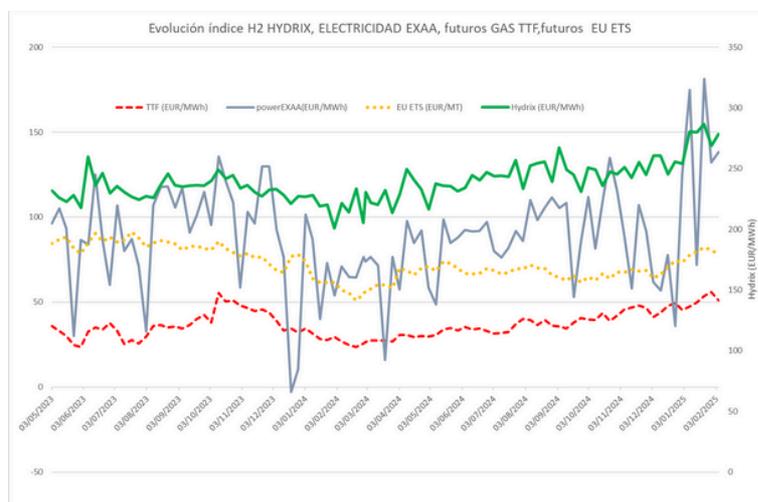


Figura 65. Evolución índice Hydrix, electricidad EXAA, futuros gas TTF, futuros EU-ETS.

A continuación describimos los índices benchmark en Europa que son consistentes con la RED III y el acto delegado.

5.3.3. El índice Austriaco CEGH

Para apoyar esta transición de los contratos de compra a largo plazo hacia el comercio basado en el mercado, CEGH publica varios índices de precios de hidrógeno verde, que representen niveles de "reservation prices", precios de oferta (precios "ask") para el hidrógeno, es decir, los precios mínimos a los que los proveedores de hidrógeno verde están dispuestos a ofrecer volúmenes de hidrógeno en el mercado.

De este modo, estos índices de "CEGH GreenHydrogen Price" ayudan a los desarrolladores de proyectos y a los posibles compradores a comprender el nivel

y los impulsores del valor del costo del hidrógeno, así como a evaluar las diferencias de precio entre las distintas formas de producción de hidrógeno verde ("tonalidades de hidrógeno verde"). Los "CEGH GreenHydrogen Indices" se basan, por el momento, únicamente en una lógica de "coste más margen", reflejando los costos de producción esperados del hidrógeno verde en un sitio de electrólisis "representativo". Es decir, los desarrolladores de proyectos o posibles compradores pueden necesitar hacer ajustes para captar diferencias específicas de cada proyecto (por ejemplo, en cuanto a niveles de Capex, estrategia de suministro de energía aplicada, aplicaciones industriales).

Dependiendo del enfoque utilizado para estructurar el suministro de energía al electrolizador, los índices de "CEGH GreenHydrogen" diferenciarán entre distintos "grados" de hidrógeno verde(72) En este documento nos centramos en describir el CEGH green hydrogen index.

Basado en un acuerdo de compra de electricidad (PPA) 100% de suministro, conforme con el Acto Delegado, RED II(73) Una vez que la compra de electricidad de la red cumpla con los requisitos del Acto Delegado de RED II (o en el futuro RED III), el índice podría volverse compatible con RED II (RED III).

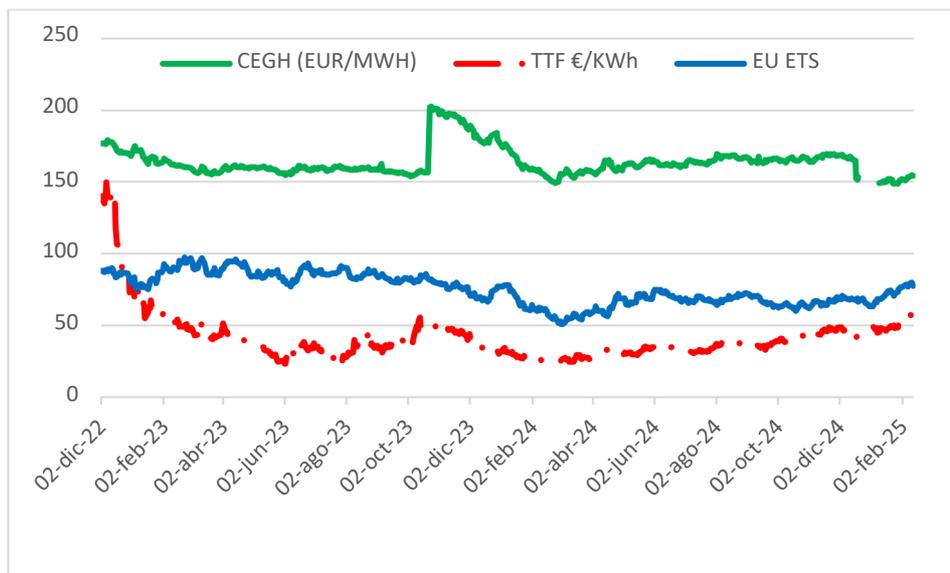


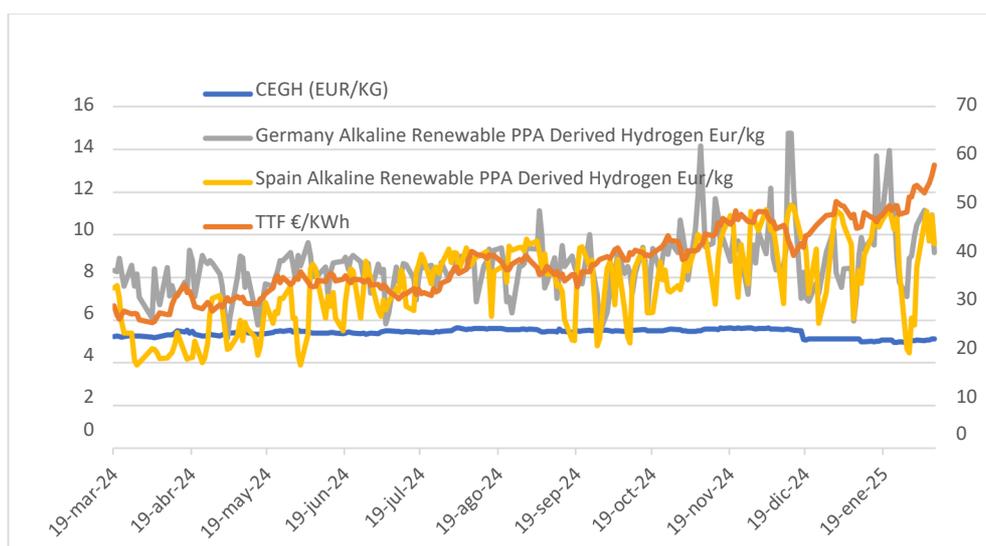
Figura 66. Índice CEGH, precios de gas natural TTF y precios de EU-ETS.

72 Los distintos grados permiten las formas de estandarizar el contrato. En la práctica, puede haber aún más variaciones en las estrategias de suministro de energía aplicadas por diferentes proyectos de hidrógeno (por ejemplo, el uso de almacenamiento de baterías o almacenamiento de H₂ para estructurar el suministro de energía o la producción de H₂. Estas complejidades no se consideran en la construcción de los índices de H₂ de CEGH para lograr un diseño de índice transparente.

73 Art. 4 del Acto Delegado de RED II (Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 del 10 de febrero de 2023 que complementa la Directiva (UE) 2018/2001 del 11 de diciembre de 2018 sobre la promoción del uso de energía de fuentes renovables del Parlamento Europeo y del Consejo)

La Figura 66 ilustra la evolución a lo largo del tiempo del índice CEGH junto el análogo combustible fósil durante (en €/KWh) durante el periodo para el cual el índice de CEGH RED III está disponible (2 dec 2022) con frecuencia diaria. Es interesante remarcar que mientras que el precio del gas aumentó en un 90% en el último año y el valor del índice Hydrix incremento en un 35%, el benchmark CEGH disminuyo un 0.06%, mostrando un mayor grado de estabilidad que sus competidores.

La fig Figura 67 muestra la evolución del CEGH en EUR/KG H2 y su análogo PPAH2 alemán y español. El gas TTF también se expone con sus unidades en el eje secundario. El grafico muestra claramente que el índice CEGH cotiza por debajo de los precios PPAH2 para España y para Alemania.



ElFigura 67. Evolución de índice CEGH, el gas TTF y los precios PPAh2 S&P para España y Alemania. Marzo 2024-Febrero 2025.

Tabla 6. Análisis de correlación entre los índices PPAH2 y el índice CEHG.

	CEGH (EUR/MWH)	TTF €/KWh	EUA Futures	EXAA	France H2PPA	Germany A H2PPA	NetherH2PPA	SPAIN H2PPA
CEGH (EUR/MWH)	1	-0.213	-0.181	-0.130	-0.134	-0.014	-0.061	0.075
TTF €/KWh		1.000	0.398	-0.205	0.650	0.440	0.521	0.615
EUA Futures			1.000	-0.125	0.287	0.256	0.271	0.305
EXAA				1.000	-0.146	-0.158	-0.148	-0.238
France H2PPA					1.000	0.758	0.843	0.741
Germany H2PPA						1.000	0.960	0.505
Netherlands H2PPA							1.000	0.567
Spain H2 PPA								1.000

5.4. Construcción de señales de precio del hidrogeno renovable.

Una característica común de las métricas comentadas es que son esencialmente medidas del Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH). En la actualidad, la mayoría de los usuarios de hidrógeno producen y consumen hidrógeno en el lugar como parte de su proceso de producción o lo adquieren de los productores a través de rutas de distribución dedicadas y acuerdos bilaterales. Los datos de tales acuerdos bilaterales, en particular los relacionados con el precio de suministro, normalmente no se revelan. Por lo tanto, en ausencia de mercados líquidos para el hidrógeno, los responsables del diseño de políticas y los inversores dependen actualmente en su mayoría de estimaciones del Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH).

Estas métricas utilizan modelos basados en costos considerando los diversos factores que determinan los costes de producción (en términos de inversión y costos operativos). Cuando es posible, estos datos se verifican con información de proyectos, contratos o transacciones individuales (por ejemplo, acuerdos de compra de hidrógeno o PPAs). Otra limitación de estas señales de precios es que no siempre su diseño está alineado con el acto delegado. Únicamente el índice CEGH y el PPA de hidrogeno de S&P Platts son consistentes con el acto delegado.

5.4.1. Señal de precio de hidrogeno renovable en IBERIA

El Índice IBHYX conforme a los criterios establecidos en los actos delegados para la obtención de RFNBO (Renewable Fuel of Non-Biological Origin) refleja el coste nivelado de producción del hidrógeno renovable desde un modelo de negocio que garantiza rentabilidad al promotor.

Como se ha comentado previamente idealmente, la referencia de precios debería construirse sobre la base de transacciones de mercado reales informadas por los agentes. Sin embargo, el mercado de hidrógeno renovable aún es inmaduro y carece de la liquidez suficiente para permitir dicho enfoque. Por lo tanto, este índice se ha obtenido mediante una transición desde un enfoque basado en costos de producción hacia una evaluación del rendimiento esperado, derivada de los rendimientos futuros anticipados de los inversores en capital, estimando así el posible precio del hidrógeno.

Una implicación de la falta de madurez del mercado es que los costos de producción y los rendimientos esperados pueden estar por encima del precio que los usuarios finales estarían dispuestos a pagar por este hidrógeno, es decir, existe una brecha entre el precio de oferta y el precio de demanda.

Este índice indica el precio mínimo de venta que debe fijar el productor para alcanzar la rentabilidad esperada, o, en otras palabras, representa la señal de precio de la oferta (ask) de hidrógeno renovable producido en la Península Ibérica, en una planta de electrólisis estándar."

El precio de oferta del hidrógeno verde de MIBGAS se deriva de un modelo propio utilizado para calcular el precio de referencia de oferta para el hidrógeno renovable en la Península Ibérica. Debido a la falta de transacciones para este vector energético, el índice propuesto se calcula utilizando la valoración de Flujos de Caja Descontados (DCF, por sus siglas en inglés), que considera el valor intrínseco de un activo como el valor presente de sus flujos de caja futuros esperados. Específicamente, el algoritmo utiliza el Flujo de Caja Libre para el Accionista (FCFE), definido como los flujos de caja libres disponibles para distribución entre los accionistas. El precio del hidrógeno se establece como el precio de venta que hace que el Valor Presente Neto (NPV, por sus siglas en inglés) para el accionista, definido como el FCFE descontado al costo del capital propio menos la inversión inicial de los accionistas sea igual a cero. Este método supone un cambio del enfoque tradicionalmente basado en costos hacia un índice basado en el "rendimiento esperado" de los inversores en capital.

Esto requiere modelar el precio de equilibrio del hidrógeno para una planta de electrólisis que obtiene su electricidad tanto de una planta de generación renovable dedicada como de la electricidad extraída de la red mediante un Acuerdo de Compra de Energía Renovable (PPA, por sus siglas en inglés) que cumpla con los requisitos para la producción de combustibles renovables de origen no biológico, tal como se define en la Directiva de Energía Renovable y sus Reglamentos Delegados (Artículo 4 del Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de 10 de febrero de 2023, que complementa la Directiva (UE) 2018/2001 de diciembre de 2018 sobre la promoción del uso de energía procedente de fuentes renovables del Parlamento Europeo y el Consejo).

El costo de la electricidad consumida por el electrolizador se determina, por lo tanto, como una combinación del Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) de la planta renovable dedicada y el precio de un PPA renovable. Tanto la planta dedicada como el PPA combinan energía solar fotovoltaica (PV) y eólica.

Para estimar el LCOE de la planta dedicada, el modelo también sigue el método de “rendimiento esperado”, en el que el precio de la electricidad es el precio de venta que hace que el Valor Presente Neto (NPV) para el accionista, definido como el FCFE descontado al costo del capital propio menos la inversión inicial de los accionistas sea igual a cero. El marco propuesto constituye un “modelo en cascada” que toma el LCOE como insumo para el cálculo del precio de producción del hidrógeno.

Los supuestos sobre los valores de los parámetros han sido acordados por el grupo de trabajo de fijación de precios del hidrógeno, que ha participado en el desarrollo de la metodología para calcular un precio de referencia del hidrógeno renovable que refleje una señal de costo confiable, transparente y representativa. Este grupo ha llevado a cabo varias sesiones en las que se ha definido un modelo de planta representativo de un proyecto de producción de hidrógeno renovable en la Península Ibérica, incluyendo todos sus parámetros y la metodología basada en costos. El modelo está diseñado para proporcionar los ingresos necesarios que garanticen un rendimiento de inversión determinado en la planta modelo definida. Por lo tanto, el marco establece el precio del índice de hidrógeno verde propuesto en función del rendimiento esperado de los inversores en capital dentro de una versión basada en financiamiento de proyectos diseñada para el caso ibérico.

El modelo de cálculo utilizado por MIBGAS para determinar el Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés) es, por lo tanto, más avanzado que los modelos tradicionales. Considera todas las variables financieras asociadas con la planta de producción de hidrógeno de referencia, así como los costos relacionados con la producción de electricidad renovable, tanto de una planta dedicada como de la electricidad obtenida de la red. Estos factores son esenciales para calcular con precisión el costo de la electricidad renovable y del hidrógeno. A continuación describimos el paso del modelo LCOH al modelo Project Finance.

5.4.1.1. Señal de precio de hidrogeno renovable en IBERIA

El precio de oferta se obtiene como el Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH) para la planta de referencia, es decir, el precio promedio de equilibrio del hidrógeno durante toda la vida útil de la planta. El método tradicional del LCOH calcula el precio fijo al que se vendería el hidrógeno verde para que la inversión alcance el punto de equilibrio, lo que implica que la inversión recupere sus costos y se logre la Tasa Interna de Retorno (IRR) objetivo. También se puede definir como el precio mínimo de venta en el que el Valor Presente Neto (NPV) de los costos es igual al NPV de los ingresos, es decir, el precio de equilibrio.

$$NPV(\text{Costs}) = NPV(\text{Revenues})$$

$$I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1 + IRR)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1 + IRR)^t}$$

Donde los ingresos se definen como la cantidad producida por su precio, es decir: $I_t = M_t \cdot P_t$ se define como el LCOH y se calcula utilizando la siguiente formula:

$$LCOH = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+IRR)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+IRR)^t}}$$

Donde IRR es la Internal Rate of Return o la Tasa Interna de Rentabilidad y usualmente recoge el coste medio de la deuda como el retorno medio del capital propio esperado por el inversor (el weighted average cost of capital o WACC por sus siglas en inglés).

El precio basado en esta formulación se proporciona como referencia en la calculadora de precios de oferta.

La calculadora de precios de oferta utilizada por Mibgas se aparta de esta formulación convencional del LCOH hacia un método de evaluación basado en un enfoque de Financiación de Proyectos o modelo Project Finance. El modelo tiene en cuenta la estructura y cose de capital y calcula los impuestos, permitiendo incorporar créditos fiscales si el proyecto incurre en pérdidas. El flujo de caja libre para el inversor (FCFE) se obtiene después de cumplir con el servicio de la deuda y los impuestos, y se calcula descontando los flujos de caja a la tasa de rentabilidad que requiere el inversor, menos la inversión inicial. El método Project Finance desarrolla el cálculo de la referencia del precio del hidrógeno renovable como se muestra a continuación:

$$NPV_{Equity} = \sum_{t=1}^n \frac{FCFE_t}{(1 + IRR)^t} - Initial Investment$$

NPV_{Equity} : Net Present Value of Equity Cashflows

FCFE : Free Cashflow available to equity investor (Free Cashflow to Equity) in period t

IRR : Discounted rate or cost of equity

t : time period (in years)

n : total number of periods

Initial Investment: Value of the initial shareholder contribution

La valoración basada en el FCFE toma los ingresos de la venta de una cantidad determinada de hidrógeno a un precio de equilibrio que hace que la Tasa Interna de Retorno (IRR) del proyecto basada en el FCFE sea igual al costo del capital propio.

Este enfoque considera la estructura de capital (deuda y capital propio), la depreciación y los beneficios después de impuestos. El FCFE se define como:

$$FCFE = EBITDA - Servicio de la Deuda - Impuestos + Valor residual$$

Donde EBITDA son los beneficios antes de intereses, impuestos y amortización (Earnings before interest and taxes and depreciation):

$$EBITDA = Ingresos - Gastos Operativos (sin depreciación ni amortización)$$

El uso del método FCFE tiene como objetivo seguir de cerca el análisis utilizado por un desarrollador (o inversionista) de proyectos de hidrógeno renovable. Permite capturar el impacto de los impuestos y la depreciación. El costo del capital propio se convierte en un parámetro importante, al igual que la estructura de capital y el costo del servicio de la deuda o las tasas de interés.

El **LCOE** (Costo Nivelado de Electricidad) para el electrolizador se calcula a partir del precio de la energía generada por plantas solares y eólicas, así como de contratos PPA renovables. El coste del servicio de la deuda se determina considerando la tasa de interés y los años de vida del proyecto, con una amortización de deuda plana anual.

El modelo también calcula los impuestos, permitiendo incorporar créditos fiscales si el proyecto incurre en pérdidas. El flujo de caja libre para el inversor (FCFE) se obtiene después de cumplir con el servicio de la deuda y los impuestos, y se calcula descontando los flujos de caja a la tasa de rentabilidad que requiere el inversor, menos la inversión inicial.

Algunas de estas variables se actualizan periódicamente, permitiendo que el precio estimado del hidrógeno cambie semanalmente.

El modelo de Project Finance utiliza un solver en una hoja de cálculo para iterar el valor del LCOH hasta que el FCFE (flujo de caja libre para el inversor) sea cero. Esto asegura que las inversiones del inversor se compensen con los retornos, cumpliendo la rentabilidad requerida. Además, se calcula anualmente el DSCR (Debt Service Coverage Ratio), que evalúa la capacidad del proyecto para cubrir el servicio de la deuda. Este ratio debe ser superior a 1,35 cada año. Si no se cumple, se debe reducir el apalancamiento financiero, disminuyendo el peso de la deuda.

La Figura 68 muestra la evolución del índice IBHYX desde su introducción el 16 de diciembre hasta febrero 2025 junto con el índice Hydrix. El benchmark para iberia cotiza a niveles más bajos pero sigue una evolución similar a su análogo alemán.

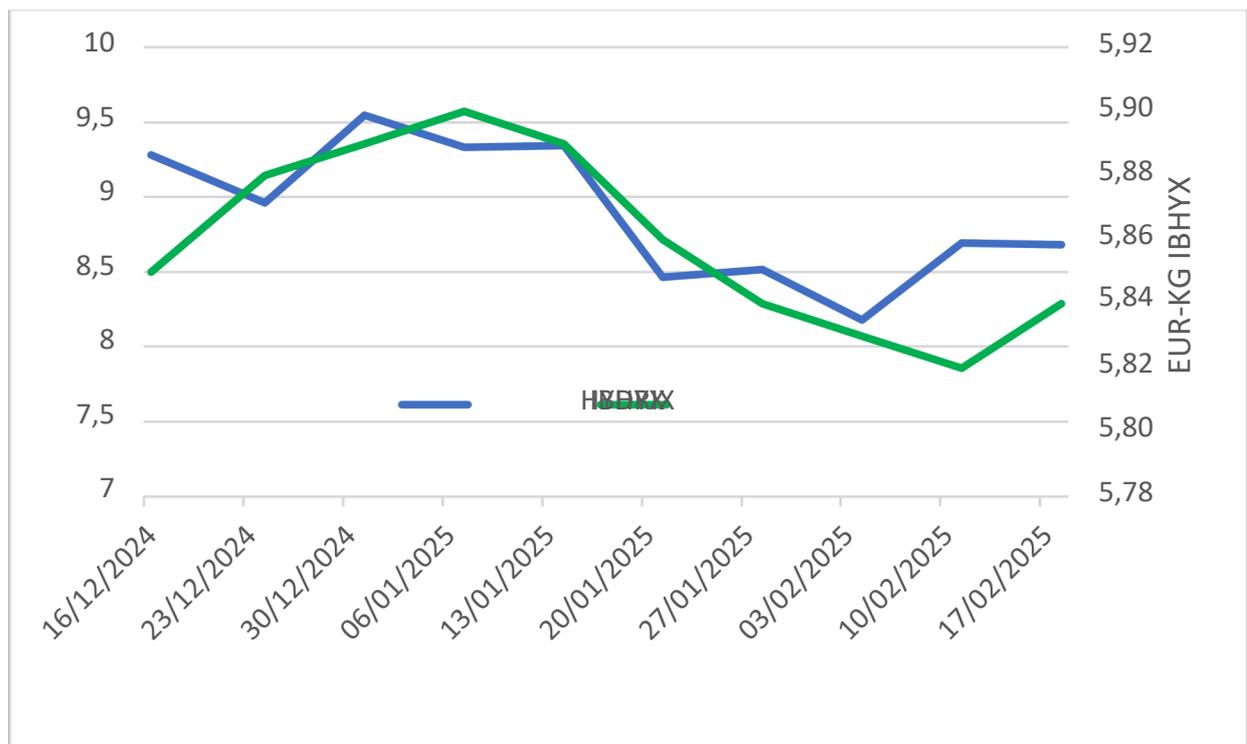


Figura 68. Evolución del índice IBHYX e Hydrix desde diciembre de 2024.

5.4.1.2. Planta dedicada de generación renovable y electrólisis: modelo integrado vs modelo en cascada.

Como se mencionó anteriormente, una planta híbrida de generación renovable dedicada es un componente esencial del modelo de planta de referencia. Existen dos enfoques principales para incorporarla al modelo financiero global del Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH):

a. Modelo en cascada. En este enfoque, la planta renovable dedicada se trata por separado de la planta de electrólisis, como si fueran dos proyectos de inversión independientes. Primero, se calcula el Costo Nivelado de Electricidad (LCOE) de la planta renovable, y luego se utiliza este valor como entrada para calcular el LCOH, considerándolo como un gasto operativo (OPEX) desde la perspectiva de la planta de electrólisis.

b. Modelo integrado. En esta alternativa, los costos de inversión y de operación y mantenimiento (O&M) de la planta renovable se combinan con los del electrólito en un único proyecto, con una estructura financiera común. Como resultado, no se calcula explícitamente el LCOE.

El modelo integrado es generalmente más preciso para representar un caso en el que un productor de hidrógeno opera un proyecto integrado sin considerar la posibilidad de inyectar electricidad autogenerada en la red o venderla a terceros. Este es el caso asumido por la planta de referencia elegida. Sin embargo, ambos modelos dan el mismo resultado en términos de LCOH, siempre que se utilicen los mismos datos de entrada.

El modelo adoptado sigue el enfoque en cascada (ver Figura 2), lo que significa que calcula el LCOE de la planta renovable y el LCOH por separado, por dos razones principales:

i. **Mayor flexibilidad:** Este enfoque permite más flexibilidad. No se necesitarían cambios en la estructura del modelo en el futuro si se considera necesario tener diferentes estructuras de capital, costos de deuda o rendimientos requeridos para la producción de hidrógeno renovable y electricidad.

ii. **Transparencia:** Como el LCOE se calcula explícitamente, el modelo en cascada mejora la transparencia del proceso. Esto es importante porque, a medida que la tecnología mejora y otros costos (como el CAPEX de los electrolizadores, los costos de seguro, etc.) disminuyen, el LCOE representará una mayor proporción de los costos totales del hidrógeno.

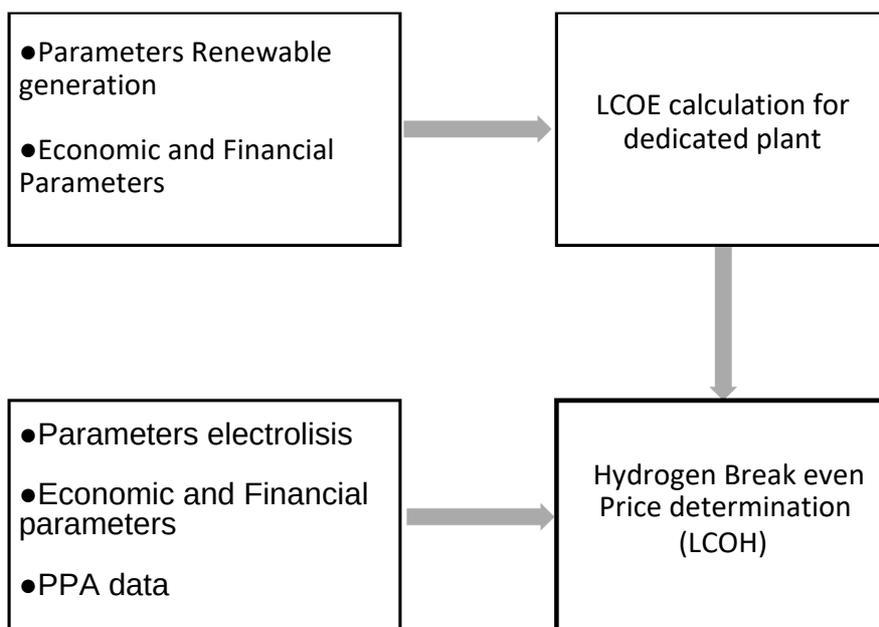


Figura 69. Modelo en cascada para el cálculo del LCOE y el LCOH

5.4.1.3. Diseño planta generación eléctrica

Tal y como apunta la información proporcionada por el mercado Mibgas⁽⁷⁴⁾ La planta de electrólisis incluye un electrolizador de 50 MW con un diseño integrado del stack, que incorpora todos los servicios auxiliares necesarios para su funcionamiento. Se opta por un tamaño que es viable según el estado actual de la tecnología y ofrece ventajas competitivas por economía de escala. No se ha seleccionado una tecnología específica (PEM o Alcalina), ya que el modelo no requiere una elección detallada, buscando representar proyectos reales actuales y futuros.

El coste total de inversión se fija en 1.600 €/kW, cubriendo equipos de tratamiento de agua, stack, balance de planta, suministro eléctrico, y la ingeniería y construcción (EPC), pero no incluye terrenos ni licencias. La vida útil de la planta se estima en 25 años, con un funcionamiento de 4.500 horas anuales a plena carga.

La planta se abastecerá de energía eléctrica de plantas renovables dedicadas (fotovoltaica y eólica) cercanas, y se complementará con energía de red mediante contratos PPA. La producción de electricidad de estas plantas se destinará exclusivamente al proceso de electrólisis, sin excedentes vertidos a la red.

Los costes de operación se consideran como un porcentaje del CAPEX anual (2,5%), con gastos adicionales en seguros (1,5%). La eficiencia de la planta se fija en 60%, con un factor de conversión de 55,5 kWh/kg. La eficiencia disminuirá gradualmente debido a la degradación de los equipos, con un reemplazo del stack a las 80.000 horas de funcionamiento, lo cual se incluirá como una inversión del 15% del CAPEX inicial.

Este enfoque detallado permite calcular el coste nivelado del hidrógeno renovable producido, considerando todos los costes asociados y parámetros del proyecto.

⁷⁴ Consultar para información detallada [MIBGAS - Green Energy](#).

5.4.1.4. Diseño planta generación eléctrica

El diseño de las **plantas de generación eléctrica** para el proyecto incluye una combinación de plantas fotovoltaicas y eólicas, con un total de 4.500 horas anuales de funcionamiento para el electrolizador. De estas, 3.500 horas provendrán de plantas propias (2.500 horas de fotovoltaica y 1.000 horas de eólica), y las restantes 1.000 horas se cubrirán mediante **PPA** solares y eólicos.

Las **plantas de generación** se ubicarán en el centro de la península ibérica, aprovechando las condiciones solares y eólicas locales. La planta fotovoltaica tendrá una capacidad de 58 MWp, mientras que la planta eólica será de 23 MW. Los costes de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) de estas plantas se usan para calcular el **LCOE** de las plantas dedicadas.

Para completar las horas necesarias, se contratarán **PPA** solares y eólicos con una duración de 10 años. Estos PPA se ubicarán estratégicamente en el sureste y noreste de la península, respectivamente, y su coste se ajustará al perfil de producción de las plantas dedicadas. El **LCOE** se calcula a partir de los costes de estas plantas y PPA, utilizando el modelo **Project Finance** de MIBGAS.

El **LCOE** total, una vez calculado, se usa como parámetro para calcular el **LCOH** (costo nivelado de hidrógeno) en el modelo económico del proyecto. Este coste final refleja el precio del hidrógeno renovable producido y se reporta como el **Índice MIBGAS IBHYX**.

5.4.2. Conclusiones

El mercado del hidrógeno necesita el compromiso de off-takers creíbles. Para ello es esencial la creación de señales de precio de referencia.

En el caso de Europa dicho benchmark ha de ser compatible con el acto delegado.

Según la definición de sus propios proveedores el índice Austriaco CEGH y los PPAH2 de S&P están alineados con el acto delegado. Mientras que el primero no correlaciona con el gas TTF los del PPAH2 si se mueven en la misma dirección que el análogo combustible fósil.

Los precios de PPAH2 para España muestran una alta correlación con las cotizaciones spot del mercado eléctrico español, lo cual explica la alta volatilidad registrada.

El índice Hydrix no es consistente con el acto delegado y su evolución está altamente relacionados con el gas TTF y con el precio eléctrico europeo.

El futuro sobre los derechos de emisiones exhiben correlaciones positivas con el precio del PPAH2, y con el índice Hydrix, sugiriendo que un mayor coste de los derechos de emisiones encarece el precio del GAS TTF y por tanto de las señales de precio de hidrógeno.

Las señales de precios introducidas en el mercado hasta ahora son medidas de precios de oferta o precios "ask". Aunque el incremento de señales de precio de hidrógeno renovable es una buena noticia, es importante estandarizar las métricas de precios para facilitar la comparativa entre las distintas referencias.

El diseño del índice de referencia para IBERIA IBHYX es innovador por centrarse en encontrar el precio de H2 que garantiza la rentabilidad esperada para el promotor. Este marco permite el diseño de un modelo del precio eléctrico que se integra con el modelo planta electrolizador en cascada añadiendo transparencia y flexibilidad al proceso de valoración

ANEXO I: METODOLOGÍA DE ESCENARIOS DE DEMANDA

a) Consumo total de combustibles en el transporte 2023

CORES	Año	kt	TWh/y	Fuente
Gasóleo automoción	2023	21642	256,02486	CORES
Gasolina automoción	2023	6064	71,5552	CORES
Gas natural vehicular	2023	-	3,6	Enagás
Transporte marítimo convencional	2023	10000	113,9	Cero 2050
Transporte marítimo GNL	2023	-	1,92	Enagás

b) Comparativa disponibilidad y demanda potencial de biometano

Origen	Objetivo	Valor	Unidades
Forestal	Biometano	27.66	TWh/año
Cultivos intermedios	Biometano	58.8	TWh/año
Agroalimentario	Biometano	6.42	TWh/año
EDAR	Biometano	2.99	TWh/año
FORSU	Biometano	7.92	TWh/año
Ganadería	Biometano	25.48	TWh/año
Agrícola	Biometano	24.77	TWh/año
Vertederos	Biometano	8.81	TWh/año
Biometano	Calor alta T ^a	74.07	TWh/año
Biometano	Marítimo	80.55	TWh/año
MetOH	Marítimo	21.14	TWh/año
H2	MetOH	22.94	TWh/año

* Se asume una eficiencia de transformación de biometano a calor útil de 90 % (69).

c) Disponibilidad de materias primas para la producción de bio-SAF

Para la producción de bio-SAF se consideraron como potenciales materias primas la biomasa forestal, agrícola y el aceite de cocina usado.

La disponibilidad de aceite de cocina usado se hizo en base al límite máximo de 1,7% tal y como se detalla en la sección 4.2.2.2. Para la disponibilidad de biomasa forestal y agrícola, se transformó el potencial de biometano estimado por Sedigas en toneladas de materia prima, utilizando los rendimientos proporcionados en el informe de la Asociación Europea de Biogás [6].

	Potencial biometano (TWh)	biometano (Mm ³)	Rendimiento	Materia prima (kt-seco)
Agricultura	24,77	2309,83	0,18 m ³ metano/kg-seco	12832,42
Forestal	27,66	2579,33	0,42 m ³ metano/kg-seco	6097,71

En base a la disponibilidad de materia prima y los rendimientos y consumo de distintas tecnologías para la producción de e-SAF/ bio-SAF de la tabla inferior, se calculó el potencial de producción de SAF.

Tecnología	Materia prima	Rendimiento (t destilado/ t materia prima)	Distribución de productos
FT	FORSU	0,31	70 % SAF, 20 % HVO, 10 % ligeros
FT	Biomasa Forestal	0,18	70 % SAF, 20 % HVO, 10 % ligeros
FT	Biomasa agrícola	0,14	70 % SAF, 20 % HVO, 10 % ligeros
HEFA	UCO	0,83	40 % SAF, 50 % HVO, 10 % ligeros

Fuente: ICAO (70)

s) Cálculo de cuota de GNL/GNC necesaria para cumplir con objetivos FueIEU Maritime

Emisiones Well-to-Wheel, del pozo a la rueda, para gas GNL y bio-GNL.

Combustible	Emisiones WtW (gCO ₂ -eq/MJ)	Fuente
Motor dual GNL-diésel baja velocidad	76,13	Sustainable Ships 71
Motor dual bio GNL-diésel baja velocidad	15,68 *	Estimación propia
Motor dual bio Metanol-diésel baja velocidad	0	Estimación propia

* 83 % reducción frente a benchmark fósil, 94 gCO₂-eq/MJ

Cuota de GNL y bio-GNL para el cumplimiento de ReFueIEU Maritime usando GNL y bio-GNL

	GNL	Bio-GNL	GNL-TWh/y	Bio-GNL-TWh/año	Intensidad emisiones
2025	1,00	0,00	113,90	0,00	76,08
2030	1,00	0,00	113,90	0,00	76,08
2035	1,00	0,00	113,90	0,00	76,08
2040	0,78	0,22	89,04	24,86	62,90
2045	0,31	0,69	35,75	78,15	34,64
2050	0,04	0,96	4,80	109,10	18,23

Cuota de GNL y bio-GNL para el cumplimiento de ReFueIEU Maritime usando GNL y metanol RFNBO

	GNL	MetOH RFNBO	GNL-TWh/y	MetOH RFNBO -TWh/año	Intensidad emisiones
2025	1.00	0.00	113.90	0.00	76.08
2030	1.00	0.00	113.90	0.00	76.08
2035	1.00	0.00	113.90	0.00	76.08
2040	0.80	0.20	91.18	22.72	62.90
2045	0.37	0.63	42.47	71.43	34.64
2050	0.12	0.88	14.19	99.71	18.23

[1] "Hydrogen Demand | European Hydrogen Observatory." Accessed: Feb. 21, 2025. [Online]. Available: <https://observatory.cleanhydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/end-use/hydrogen-demand>.

[2] I. CORPORATIVA, "Iberdrola y Foresa avanzan en su alianza para liderar la producción de metanol verde en España," Iberdrola. Accessed: Feb. 21, 2025. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/salacomunicacion/noticias/detalle/iberdrola-y-foresa-avanzan-en-su-alianza-para-liderar-produccion-metanol-verdeespana>

[3] EASA, "State of the EU SAF market in 2023," 2024. Accessed: Jan. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.easa.europa.eu/en/document-library/general-publications/state-eu-saf-market-2023>

[4] M. Rehfeldt, C. Rohde, T. Fleiter, F. Toro, and F. Reitze, "A bottom-up estimation of heating and cooling demand in the European industry".

[5] "sedigas-informe-potencial-biometano-2023.pdf." Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: <https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/03/sedigas-informe-potencial-biometano-2023.pdf>

[6] "GfC_national-biomethane-potentials_070722.pdf." Accessed: Feb. 07, 2025. [Online]. Available: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/07/GfC_national-biomethane-potentials_070722.pdf

[7] V. Doedee, "Sustainable Ships," vol. 2024.

Febrero 2025

INFORME ANUAL

Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno

Hidrógeno renovable: quo vadis?


ANDERSEN®



 **CARBUROS METALICOS**
Grupo Air Products

moeve

red eléctrica


MSO
Management Solutions
Making things happen

**CÁTEDRA
DE ESTUDIOS SOBRE
EL HIDRÓGENO**

