

INFORME ANUAL 2022-2023

De la planificación a la ejecución:
examinando los factores de éxito para
el desarrollo del hidrógeno en España

AUTORES (SEGÚN ORDEN ALFABÉTICO)

Rafael Cossent, Isabel Figuerola-Ferretti, Timo Gerres, Francisco
Javier Sanz, Ignacio Segarra, Santiago Serna

OCTUBRE 2023

CÁTEDRA
DE ESTUDIOS SOBRE
EL HIDRÓGENO



CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. CÁTEDRA COMILLAS DE ESTUDIOS SOBRE EL HIDRÓGENO.....	1
1.2. OBJETIVO Y ESTRUCTURA DEL INFORME.....	2
2. EL ESTADO ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE EN ESPAÑA	3
3. AVANCES REGULATORIOS Y SUS IMPLICACIONES	8
3.1. HITOS DE LA LEGISLACIÓN EUROPEA.....	8
3.2. HITOS REGULATORIOS EN EL ÁMBITO NACIONAL.....	13
4. FACTORES RELEVANTES PARA LA COMPETITIVIDAD DEL HIDRÓGENO A LO LARGO DE SU CADENA DE SUMINISTRO	15
4.1. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO.....	15
4.2. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE HIDRÓGENO.....	1
4.3. DEMANDA DE HIDRÓGENO: HIDROGENERAS.....	4
5. FACTORES DE LOCALIZACIÓN PARA LA PRODUCCION Y DEMANDA	30
5.1. Factores de localización de la demanda.....	30
5.2. Factores de localización de la producción.....	34
6. EL COMERCIO A MEDIO Y LARGO PLAZO	38
6.1. EL ESTADO ACTUAL DE MERCADOS DE H2 Y SUS DERIVADOS.....	38
6.2. Desarrollo del mercado de negociación del hidrógeno.....	39
6.3. Señales y formación de precios en el mercado de hidrogeno renovable.....	43
7. LA DIMENSIÓN GEOPOLÍTICA DE LA TRANSICIÓN	51
7.1. Materiales críticos.....	51
7.2. Creación de la economía del hidrógeno.....	52
8. NOTAS METODOLÓGICAS	57

1. INTRODUCCIÓN

1.1. CÁTEDRA COMILLAS DE ESTUDIOS SOBRE EL HIDRÓGENO

Esta cátedra 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 actualmente uno de los grandes retos a los que se enfrenta nuestro país. A este respecto, el hidrógeno emerge como un elemento clave en la transformación de nuestro sistema energético, debido a su **capacidad para conectar diferentes sectores**, su idoneidad como **medio de almacenamiento de energía a largo plazo**, y su capacidad para **descarbonizar áreas de consumo difíciles de electrificar** de manera directa, como ciertos procesos industriales, el transporte pesado o marítimo. Además, el hidrógeno tiene el potencial de **convertirse en una nueva commodity relevante en el mercado energético global** por su contribución a la transición hacia un modelo económico verde.

La importancia del hidrógeno para nuestros futuros sistemas energéticos se ha hecho aún más evidente en el último año. En el borrador del nuevo Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, publicado en junio de 2023, el gobierno presenta nuevos objetivos que casi triplican la capacidad prevista de electrolizadores a nivel nacional en 2030 en comparación con los planes anteriores. En este contexto, la segunda convocatoria para proyectos pioneros y singulares de hidrógeno renovable (H2 Pioneros II) parece como un pequeño paso hacia el previsto “boom” de hidrógeno que se espera en nuestro país.

Sin embargo, el último año también marca un primer golpe de realidad para muchos proyectos y promotores de una acelerada transición hacia una economía

del hidrógeno. Como ocurre a menudo, las oportunidades y los retos de una nueva tecnología sólo se revelan al examinarla en detalle.

En el segundo año desde su creación, la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno examinó varios elementos de la futura economía de hidrógeno con más detalle. Los resultados que presentamos en este informe destacan el gran potencial de optimización para conseguir hidrógeno competitivo y resume las principales incertidumbres que se enfrentan en el camino hacia el comercio transfronterizo de hidrógeno.

Con sus actividades la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno trata de arrojar luz sobre estos interrogantes 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, BBVA, Carburros Metálicos, Enagás, Fundación Cepsa, Management Solutions, Red Eléctrica de España y Toyota (2022-2023).

1.2. OBJETIVO Y ESTRUCTURA DEL INFORME

Ante el casi continuo flujo de información y la frecuente aparición en medios de noticias sobre nuevos proyectos, avances tecnológicos, desarrollos normativos o el comercio global de hidrógeno, se torna necesaria una cierta contextualización para un debate y toma de decisiones sobre bases sólidas. En este sentido, 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.

El presente informe analiza la información recabada durante el último curso 2022-2023 y prevé contribuir al debate con una revisión actualizada de los avances regulatorios y sus implicaciones para el desarrollo de proyectos en la actualidad (sección 2) ¹, un análisis de los hitos regulatorios más importantes a nivel europeo y nacional durante el último año (sección 3), los factores que habilitan un caso de negocio para el hidrógeno (sección 4 y 5), los factores de y las perspectivas del comercio de hidrógeno a medio y largo plazo (sección 6 y 7). Por lo tanto, este informe ofrece una perspectiva integral de algunos aspectos clave para el éxito de la transición hacia una economía del hidrógeno.

¹ El análisis de los proyectos de producción de hidrógeno se realiza utilizando una base de datos propia, elaborada por la cátedra, cuya información es accesible de forma pública y

en formato interactivo en el siguiente enlace: <https://www.comillas.edu/catedras-de-investigacion/catedra-de-estudios-sobre-el-hidrogeno/mapa-de-proyectos-en-espana/>

2. EL ESTADO ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE EN ESPAÑA

2. EL ESTADO ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE EN ESPAÑA

- Producción:** crecimiento de un 30% en relación al número de proyectos relacionados con la producción de hidrógeno sumando más de 16,5 GW, 1 GW más que la capacidad anunciada en 2022. Un incremento de sólo un 6% de la capacidad de electrólisis, esto se debe a que los nuevos proyectos son de menor tamaño y a la reducción en las ambiciones de algunos proyectos existentes². De concretarse, estos proyectos serían suficientes para 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 11 GW para el año 2030. Sin embargo, hasta el año 2023, solo se encuentran en funcionamiento alrededor de 30 MW de capacidad de electrólisis, y el 91% de la capacidad de electrólisis está en etapas iniciales de desarrollo. En el año 2022, España produjo 2 810 toneladas de hidrógeno renovable, lo que representa un 0,46% del total de hidrógeno consumido en ese año [1].
- Aplicaciones finales:** La mayor parte de la capacidad de electrólisis anunciada está dirigida a grandes proyectos industriales. En número de proyectos relacionados con la movilidad terrestre tiene un rol significativo, sin embargo, se trata de proyectos de menor envergadura. El mayor crecimiento en las aplicaciones finales se tiene en el transporte marítimo, en el que se han anunciado varios proyectos de gran escala ante la inminente entrada del sector marítimo en el régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea EU-ETS. Asimismo, la Organización Marítima Internacional (IMO) también plantea un sistema de impuestos al carbono a nivel mundial, aunque todavía la decisión no

es firme y no se incluyó en su plan para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero publicada en julio de 2023 [1]³.

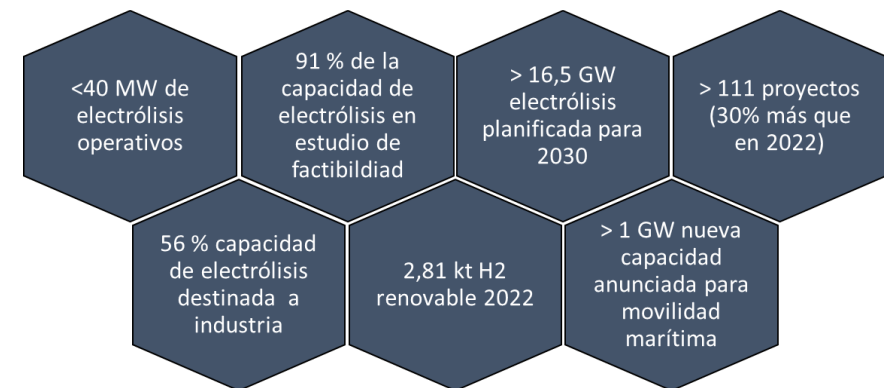


Figura 1. Cifras clave del hidrógeno renovable en España. Fuente: elaboración propia

² El más importante de ellos es el proyecto Hydeal, que planteaba la instalación de 7.4 GW de potencia y que ha modificado sus planes, reduciendo a 3.8 GW la capacidad de electrólisis a instalar.

³ De entrar en vigor, el mecanismo europeo EU-ETS debería incorporarse a este sistema internacional

A pesar del incremento en el número total de proyectos, en el año 2023, solo se ha puesto en funcionamiento un nuevo proyecto en comparación con el año 2022.

Sólo un nuevo proyecto entró en operación en 2023, se trata el electrolizador que instaló Repsol en su refinería de Bilbao con una capacidad de 2,5 MW. La mayor parte de proyectos aún se encuentran en análisis de factibilidad, una fase muy temprana de desarrollo. El mayor incremento se da en aquellos proyectos que están en trámites administrativos pasando de seis en 2022 a 36 en 2023, este aumento está vinculado principalmente a la resolución de los programas de ayuda del PERTE del hidrógeno, ya que los proyectos aprobados dentro del mismo deberán ser ejecutados en menos de 36 meses después de la fecha de notificación favorable de ayuda ⁴.

La puesta en marcha de los proyectos puede tardar más de lo previsto.

De acuerdo con las declaraciones de los promotores, se tenía previsto que seis proyectos entraran en operación durante el año 2022; sin embargo, sólo cuatro lograron materializarse. Para 2023, las proyecciones apuntaban a ocho proyectos, un objetivo que parece difícil de cumplir, dado que hasta el momento hay cinco proyectos en operación. Estos ocho proyectos previstos para 2023 alcanzarían una capacidad de 95 MW, no obstante, la capacidad actual se sitúa en aproximadamente 30 MW. Esta situación también se da a nivel mundial, según Hydrogen Council [2] en octubre de 2021 la capacidad de electrólisis anunciada para finales de 2022 era de 6 GW mientras que, a fecha de enero de 2023, sólo 700 MW ⁵ de esos 6 GW habían entrado en operación. **Esto significa, que aproximadamente un 4 % de la capacidad de electrólisis en operación a nivel mundial se encuentra en España.**

⁴ Ver bases de las convocatorias hidrógeno pioneros y cadena de valor.
<https://www.boe.es/boe/dias/2021/12/24/pdfs/BOE-A-2021-21342.pdf>

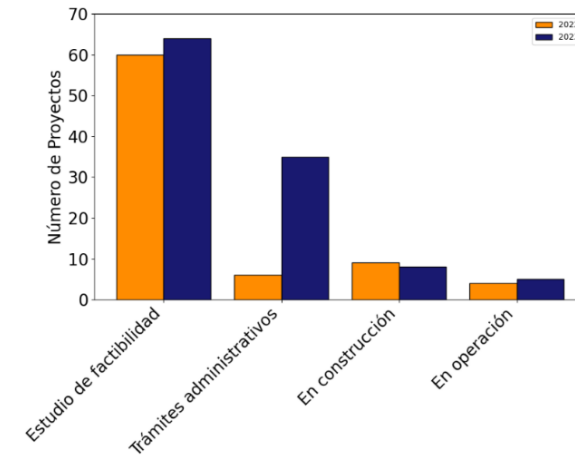


Figura 2. Estado de los proyectos de hidrógeno según su grado de madurez. Fuente: elaboración propia

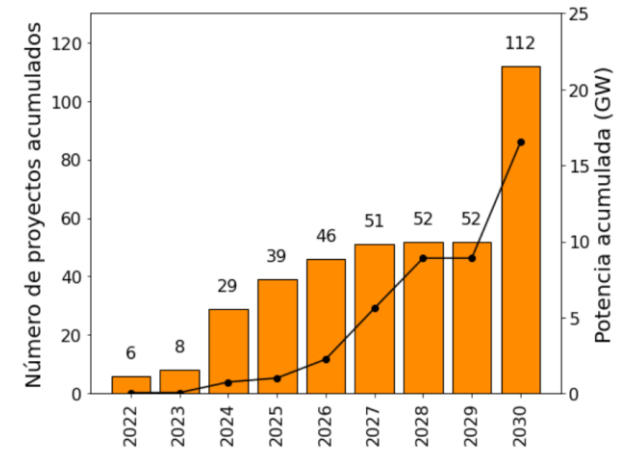


Figura 3. Número de proyectos y capacidad de electrólisis por fecha de entrada en operación. Fuente: elaboración propia

<https://www.boe.es/boe/dias/2021/12/24/pdfs/BOE-A-2021-21341.pdf>

Se han anunciado más de 16,5 GW para el año 2030, lo que representa un aumento de aproximadamente 300 veces en los próximos siete años

A pesar del gran volumen de capacidad de los proyectos anunciados sólo un 1% de la capacidad se encuentra operativa o en construcción, un 8 % en trámites administrativos y un 91 % de en estudio de factibilidad. A nivel mundial sólo un 9% del potencial de producción de hidrógeno renovable o de bajas emisiones ha alcanzado la decisión final de inversión (FID) ⁶ [2].

El sector industrial es el que más crece en número de proyectos y aún hay muchos proyectos sin off-taker declarados.

Respecto a los usos del hidrógeno, tal como se muestra en Figura 5 el mayor aumento en el número de proyectos se encuentra en aquellos dirigidos a la industria, aunque también aumentan ligeramente los proyectos dirigidos a la movilidad tanto terrestre como marítima. De los nuevos proyectos anunciados, sólo uno contempla públicamente la inyección de hidrógeno en la red de gas natural, siendo 12 el número de proyectos que contemplan este uso. Esta información contrasta con información publicada en una resolución de la CNMC respecto a un conflicto de conexión a red. En la misma, se hace referencia a 250 solicitudes de conexión a la red de gas natural por parte de proyectos de producción de hidrógeno verde. Aunque no se conoce las capacidades de conexión solicitadas por estos 250 proyectos, si se especifica que 27 de estos suman 326 732 kgH₂/año (415.000 Nm³/h), superior al potencial máximo de inyección de hidrógeno que sería de 138 604 kgH₂/año (176.000 Nm³/h) para asegurar una mezcla máxima de 5% de hidrógeno en la red de gas natural⁷. Estos 326 732 kgH₂/año, representan un 53 % de la demanda actual de hidrógeno, y el equivalente a 3,6 GW ⁸ de electrólisis sólo para el blending de hidrógeno.

⁶ Esta comparativa sólo es orientativa y hay que resaltar que los proyectos beneficiarios de ayuda por el PERTE ERHA no necesariamente se encuentran en FID, pero si en un estado más avanzado del resto de proyectos anunciados.

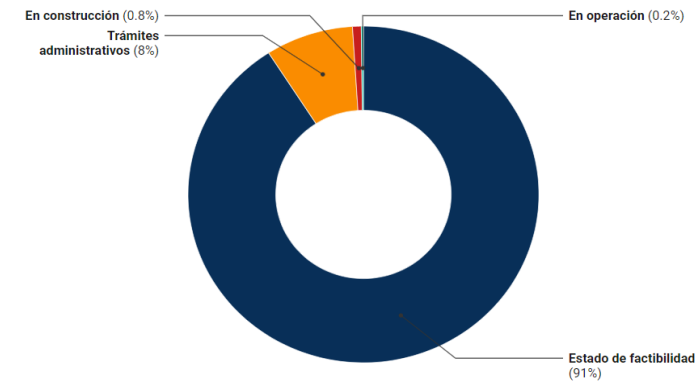


Figura 4. Capacidad de electrólisis según grado de madurez del proyecto. Fuente: elaboración propia

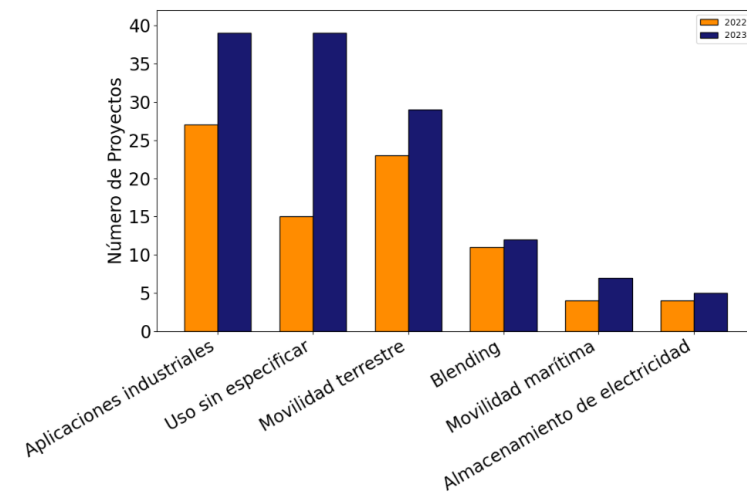


Figura 5. Número de proyectos de hidrógeno según su aplicación final. Fuente: elaboración propia

⁷ La gran diferencia entre los proyectos de hidrógeno que anuncian blending incluidos en el observatorio de la catedra, y los 250 a los que hace referencia la CNMC demuestra que hay muchos proyectos que aún no se han hecho públicos.

⁸ Asumiendo una eficiencia de 52 kWh/kgH₂ y 4200 horas de operación

La industria ha iniciado el proceso de sustitución del hidrógeno gris por hidrógeno renovable.

La mayor parte de proyectos relacionados con la industria están destinados a la sustitución de hidrógeno gris en el sector del refino y en la producción de amoníaco. En España existen ocho refinерías, con un consumo de 478 900 toneladas de hidrógeno gris en 2022, de los cuales se, un 34% se podrían descarbonizar en base a los proyectos anunciados en 2023. Esta cifra aumenta en el amoníaco, donde se podría sustituir hasta un 64 % del hidrógeno gris consumido actualmente (66 290 toneladas)⁹.

En relación al metanol, en España se consumen más de 600 000 toneladas de metanol gris ¹⁰ al año en el sector industrial, que provienen en su mayoría de países, de fuera de la UE [4]. La capacidad anunciada de producción de metanol es de 403 300 toneladas al año (si bien, 104 000 de estas será exportadas a Alemania¹¹) permitiendo la descarbonización de aproximadamente 50% del metanol que se consume en España, además del ahorro de emisiones asociadas al transporte e importación del mismo.

El número de proyectos relacionados con la producción de acero se mantiene igual respecto a 2022, lo que no es de extrañar, dado el elevado grado de concentración de este sector industrial mientras que se observa un rápido crecimiento en los usos del hidrógeno para producir calor industrial, principalmente relacionados con la industria de la cerámica y del vidrio, aunque también existen proyectos en otros sectores como la producción de papel.

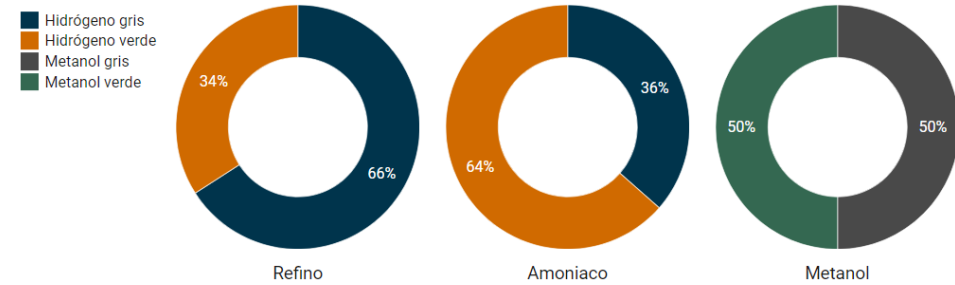


Figura 6. Porcentaje de hidrogeno verde, hidrogeno gris, metanol verde y metanol gris según los proyectos anunciados.

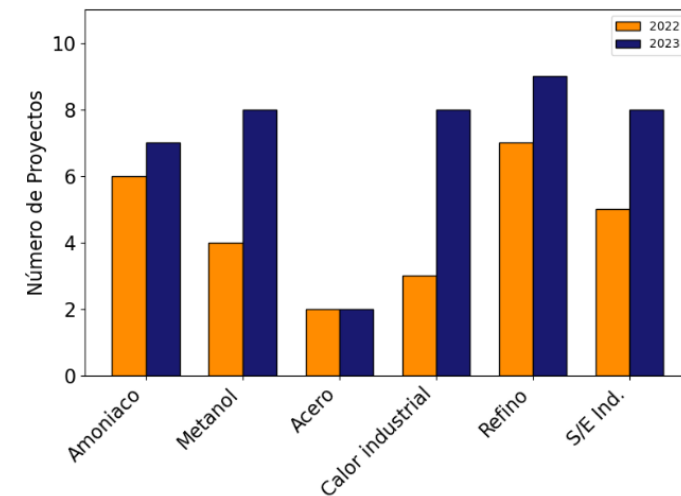


Figura 7. Número de proyectos de hidrogeno según su aplicación industrial. Fuente: elaboración propia

⁹ Fuente: Hydrogen Fuel Cell Observatory. Se incluyen únicamente los proyectos en las instalaciones que a día de hoy consumen hidrógeno gris, esto deja fuera proyectos que pretenden crear nuevas plantas de producción de amoníaco.

¹⁰ Producido a partir de gas natural

¹¹

<https://www.juntadeandalucia.es/presidencia/portavoz/detalleAsuntoConsejo?asunto=247021>

El sector marítimo gana relevancia respecto al año anterior, y se convierte en uno de los ejes de la transición.

En cuanto a la capacidad de electrólisis anunciada para diferentes sectores, destaca un notable crecimiento en la producción de hidrógeno y sus derivados destinados al transporte marítimo. Este sector pasó de constituir únicamente el 1,5% en 2022 a representar el 12 % de la capacidad total anunciada en 2023.

Cepsa ha anunciado el proyecto "valle del hidrógeno" en Andalucía, con la intención de asignar cerca de 1GW de capacidad de electrólisis para producir amoniaco y metanol como combustibles para el transporte marítimo. Adicionalmente, la naviera danesa Maersk invertirá 10 000 M€ para producir 2 millones de toneladas de metanol verde para 2030. Estas iniciativas estratégicas

Aumenta el número de pedidos de buques de metanol e hidrógeno a nivel mundial.

El interés generado en la producción de hidrógeno para la producción de combustibles para el transporte marítimo viene respaldado por un aumento en el número de pedidos de buques de metanol y de hidrógeno. La Figura 9 muestra el número de busques con combustibles alternativos en operación en cada año hasta 2028, y su distribución. En el año 2023, de los 719 buques que utilizan combustibles alternativos, solo un 4,2% de ellos utilizan metanol como fuente de energía. Esta proporción aumentará de manera significativa en los próximos años, llegando a alcanzar un 15% para el año 2028.

Es importante señalar que actualmente el 99,41% de la flota a nivel mundial utiliza combustibles convencionales, y que el 83 % de los pedidos en orden para siguen utilizando estos combustibles [5].

ponen de manifiesto la creciente relevancia de este sector en el desarrollo del hidrógeno en España

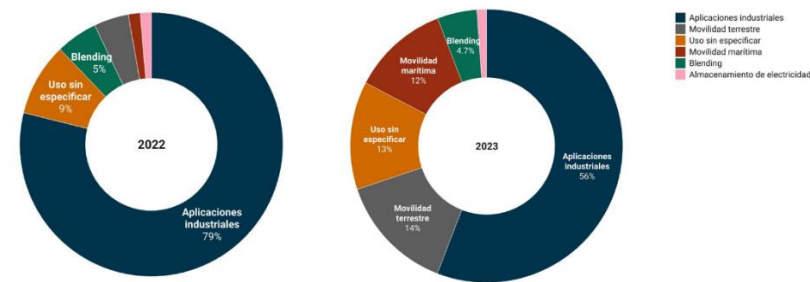


Figura 8. Distribución de la capacidad de hidrógeno anunciada según la aplicación final. Fuente: elaboración propia

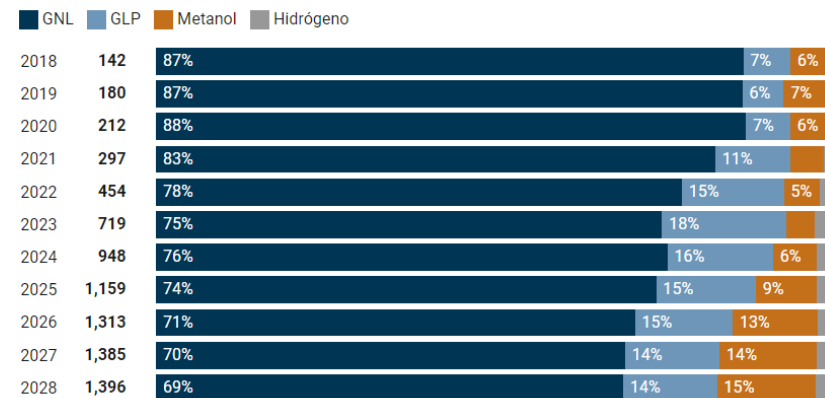


Figura 9. Crecimiento de la adopción de combustibles alternativos por número de buques. Fuente: [5]

3. AVANCES REGULATORIOS Y SUS IMPLICACIONES

3. AVANCES REGULATORIOS Y SUS IMPLICACIONES

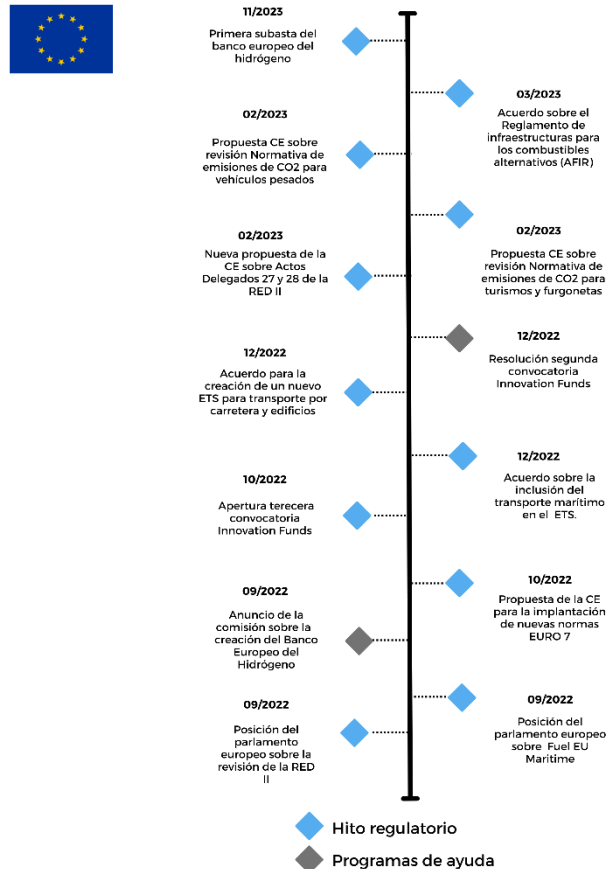


Figura 10. Principales hitos de la legislación europea durante el último periodo. Fuente: elaboración propia

3.1. Hitos de la legislación europea

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. A continuación, agrupamos los diferentes desarrollos legislativos en varios campos de actividad cada uno con un impacto diferente a la producción, transporte y formación de demanda de hidrógeno en Europa.

Consolidación de los objetivos de renovables para 2030

La actividad legislativa más reciente puede caracterizarse por el desarrollo y la traslación a políticas concretas los objetivos marcados por el “fit-for-55” para una transición acelerada hasta 2030, aprobadas por el consejo europeo en junio de 2022. La reducción de emisiones en un 55% para 2030 en relación con los niveles de 1990 requiere una mejor penetración de energías renovables y una reducción significativa del uso de combustibles fósiles. Las siguientes medidas para consolidar los objetivos para 2030 fomentan el hidrogeno, al igual que otras fuentes de energía renovables.

Los nuevos objetivos para el uso de combustibles líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico pueden estimular la creación de demanda de hidrógeno.

La revisión de la **Directiva Europea de Energías Renovables (RED III)** como se acordó tras las negociaciones entre el Parlamento Europeo y el Consejo el 30 de marzo 2023 prevé alcanzar una cuota de energía renovable del 42.5% sobre el consumo de energía final en 2030. Asimismo, Se detallan objetivos para una cuota mínima de uso de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no

biológico (RFNBO, por sus siglas en inglés) en varios sectores. Antes de 2030, RFNBOs y biocombustibles avanzados deben representar al menos un 5.5% del consumo energético en el sector de transporte, del cual al menos un 1% serían RFNBOs. Estas cuotas se implantarán mediante un sistema de obligaciones sobre los proveedores de combustible. Además, el hidrógeno utilizado en la industria debe proceder de combustibles renovables de origen no biológico en una proporción del 42 % para 2030 y del 60 % para 2035.

Costes más alto por emitir CO₂ en la industria y la ampliación del EU ETS a más sectores mejorará el caso de negocio para soluciones de bajas emisiones.

En febrero de 2023 se alcanzó un acuerdo entre la CE, el Parlamento y el Consejo Europeo respecto a la **reforma de sistema de comercio de emisiones (EU ETS)** para cumplir con los objetivos del “fit-for-55” **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Para la fase IV del sistema existente se acordó, entre otros la acelerada reducción gradual de asignaciones gratuitas en el EU ETS a 4,3-4,4% por año, la introducción de un ajuste a la frontera (CBAM) para la importación de hidrogeno, acero, cemento, aluminio, fertilizantes y otros, el refuerzo de la reserva de estabilidad (MSR) y la integración completa del sector marítimo y el transporte aéreo al EU ETS hasta 2026. Todas las medidas incentivan una subida de precios al carbono. Además, a partir de 2027 empezaría a funcionar el EU ETS II, un sistema paralelo de comercio de emisiones, que cubriría las emisiones asociadas al transporte por carretera y la edificación.

Las nuevas normativas para el transporte terrestre, aéreo y marítimo favorecen los sistemas alternativos de tracción y el uso de fueles basados en el hidrogeno renovable.

En noviembre de 2022 se presentó **la normativa Euro 7** que pretende establecer límites máximos más restrictivos respecto a las emisiones de óxidos de nitrógeno y partículas ultrafinas. Por primera vez los objetivos para turismos, furgonetas, autobuses y camiones se reúnen en un acto jurídico. Sin embargo, la posición adoptada por el Consejo en septiembre 2023 no implica nuevos límites en comparación con Euro 6 para vehículos ligeros y solamente implica ajustes

mínimos para autobuses y vehículos comerciales pesados. Además, se adoptaron nuevas normas sobre emisiones de CO₂ turismos nuevos y vehículos comerciales ligeros en abril 2023 en línea con **el fin de la venta de coches ligeros que emitan CO₂ en 2035.**

Para los sectores aéreo (**ReFuelEU Aviation** en abril 2023) y marítimo (**FuelEU maritime initiative** en Julio 2023) se llegaron a acuerdos sobre legislación que introduce objetivos e incentivos para reducir la intensidad de emisiones de forma significativa. En caso de la aviación se establecieron metas para el uso de combustibles sostenibles de aviación (SAF, por sus siglas en inglés). Se acordó un porcentaje mínimo del 2% de SAF a partir de 2025 y un 5% de SAF en 2030 con un porcentaje mínimo de 0.7% de fueles sintéticos. El uso de RFNBO en el sector marítimo se incentivará con regímenes de ayuda, pero no se especifican metas para el uso de alternativas a fueles fósiles.

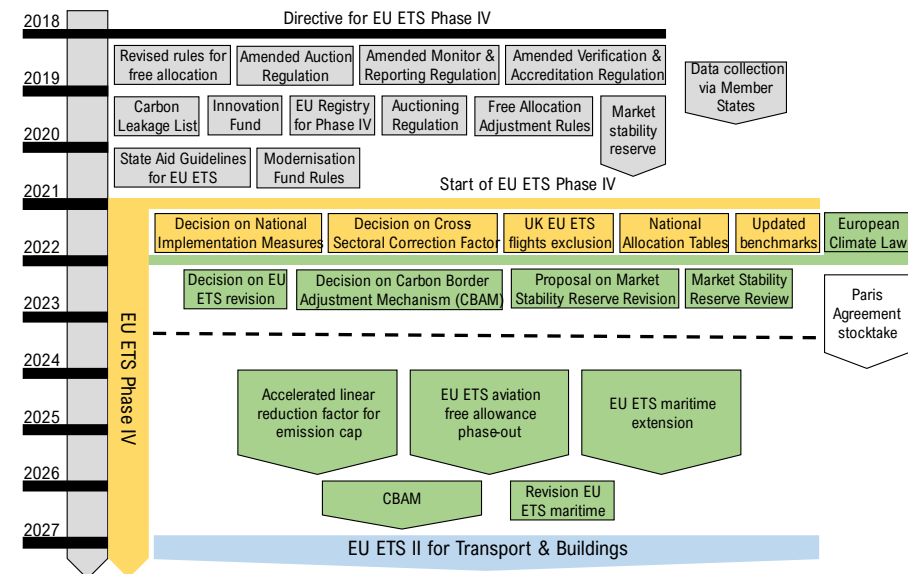


Figura 11. Desarrollo de la regulación principal impactando en funcionamiento del EU ETS. Fuente: Perspectivas para la transformación industrial hacia una economía verde (próximo a publicación). [3]

Ayudas a la producción e importación de hidrógeno renovable competitivo

La UE está financiando un gran número de proyectos en los estados miembros dirigido a la transición hacia una economía de hidrógeno como parte del plan REPowerEU, la respuesta europea a la crisis energética por la guerra en Ucrania que fue anunciado en marzo de 2022. La Comisión ya aprobó al menos dos proyectos que se financian con los fondos de REPowerEU en España: 220 M€ para la instalación de 205 MW de electrolizadores en Cartagena y Castellón y 460 M€ para producir acero primario con hidrógeno en Asturias. El uso de los fondos europeos mediante las convocatorias PERTE a nivel nacional se comenta en más detalle en la siguiente sección. Durante el año pasado las ayudas directas más relevantes a nivel europeo han ido al fondo de innovación y al nuevo banco europeo del hidrógeno.

Con cada subida del precio en el EU ETS aumenta el presupuesto del Fondo de Innovación y la disponibilidad de fondos para financiar la transición industrial.

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. Con la subida de los precios de derechos de emisión durante los últimos años se espera un presupuesto de aproximadamente 40 000 M€ hasta 2030. Hasta ahora se han resuelto dos convocatorias para proyectos a pequeña escala y dos para proyectos a gran escala con varios proyectos de hidrógeno financiado en España (HyValue, Sun2Hy). En octubre 2022 se abrió la tercera convocatoria de proyectos a gran escala y en marzo 2023 la tercera convocatoria a proyectos a pequeña escala.

El Banco Europeo de Hidrógeno contempla subsidiar el coste de producción de hidrógeno con parte del presupuesto del Fondo de Innovación.

En septiembre de 2022 se anunció la creación del **Banco Europeo del Hidrógeno** dirigido a fomentar la creación de un mercado para el hidrógeno y favorecer la inversión en tecnología e infraestructuras. Las actividades del banco se orientan hacia 4 pilares como detalló la Comisión en marzo de 2023 (Figura 12). Parte del

presupuesto del Fondo de Innovación (800 M€) se dedica a la realización de una primera subasta de subvenciones para ayudas a la producción de hidrógeno renovable a nivel doméstico que se plantea para el 23 de noviembre de 2023. Los términos y condiciones para esta subasta piloto se publicaron el 30 de agosto de 2023. Queda por definir el rol del banco para subvencionar importaciones de terceros países.



Figura 12. Los cuatro pilares de las actividades relacionadas con el Banco Europeo del Hidrógeno. Fuente: (COM(2023) 156 final)

Financiación para el fomento de la demanda de hidrógeno

Los incentivos europeos para fomentar la demanda son pocos comparado con programas de apoyo a la producción de hidrogeno.

En los próximos años la demanda de hidrógeno se concentrará en la industria y, en menor grado, el sector de transporte. El Plan Industrial del Pacto Verde que se publicó en febrero 2023 prevé que el fomento de la demanda industrial es en primer lugar una responsabilidad nacional y se propone un papel más fuerte de ayudas de estado para financiar la transición. Los programas de Contratos por Diferencia de Carbono (CCfD) pueden ser un pilar de la financiación nacional y se

espera que el gobierno alemán lance una primera convocatoria antes del fin del año con un presupuesto de varias decenas de miles de millones de euros.

El hidrógeno también es un elemento clave para la transición del sector transporte terrestre y los planes para el desarrollo de la red transeuropea de transporte (TEN-T). Bajo el Mecanismo Conectar Europa (CEF) la UE financia proyectos como la construcción de hidrogeneras y puntos de recarga en los principales corredores de transporte terrestre. En la última convocatoria en septiembre 2023 se otorgaron 67 Millones de Euros en ayudas a proyectos en España para la construcción de 3 437 puntos de recarga eléctricos y dos hidrogeneras. Además, varios estados miembros apoyan la compra de vehículos de hidrógeno con fondos nacionales y europeos, tal como el programa MOVES III en España.

Desarrollo de regulación sobre la definición y criterios de sostenibilidad exigibles al hidrógeno renovable

Los actos delegados sobre el uso de energía renovable y los requisitos de bajar emisiones aportan claridad para inversores, operadores y consumidores.

La producción, el transporte de hidrógeno como vector energético y materia prima implica la creación de un nuevo sector. Por tanto, se requiere un nuevo marco regulatorio para establecer normas comunes para su certificación y comercio. La Comisión publicó los siguientes dos actos delegados en febrero 2023 que forman parte de las iniciativas legislativas hacia una regulación sobre hidrógeno renovable.

El **Acto Delegado (UE) 2023/1184** establece una metodología común en la que se definen normas detalladas para la producción de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico. El cumplimiento de varios criterios debe asegurar el consumo de energía renovable para la producción de hidrógeno, como la correlación temporal y geográfica entre producción de energía renovable

su consumo para la producción de hidrógeno con la instalación de capacidad renovable que cumpla las condiciones de adicionalidad.

El **Acto Delegado (UE) 2023/1185** establece un umbral mínimo para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicable al uso de combustibles de carbono reciclado y RFNBOs. Las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la producción y del uso de fueles renovables se calcularán en función de emisiones directas e indirectas emitidas en su producción. Además, la reducción por el uso de RFNBOs, por ejemplo, para la producción de fueles sintéticos a base de hidrógeno, debe ser de al menos un 70 %.

Varias iniciativas legislativas están en marcha para estandarizar y reglamentar el acceso y funcionamiento del futuro mercado de hidrógeno.

La **Alianza Europea por un Hidrógeno Limpio (ECH)**, iniciado por la Comisión como una plataforma de cooperación con actores de la cadena de valor de la economía de hidrógeno, publicó el 2 de marzo 2023 la hoja de ruta sobre la identificación, priorización e implementación de un marco regulatorio para la estandarización de hidrógeno.

Las instituciones de la UE alcanzan un acuerdo sobre el **Reglamento de Infraestructuras para los Combustibles Alternativos (AFIR)** que fue adoptado por el Consejo el 25 de julio 2023. La revisión de la directiva de 2014 sobre infraestructura de combustibles alternativos (AFID) se convierte en reglamento. De este modo, se garantiza la aplicación de objetivos jurídicamente vinculantes en todos los Estados miembros en relación a la infraestructura de recarga de combustibles alternativos como la electricidad, el hidrógeno y los biocombustibles avanzados.

En marzo 2023 el Consejo alcanzó un acuerdo sobre el **paquete de medidas sobre el sistema de gas** que incluye una nueva directiva que amplía y extiende la legislación sobre las redes de gas para incluir el hidrógeno. Además, la revisión del reglamento sobre el funcionamiento de los mercados de gas para facilitar la

incorporación de gases renovables, establecer reglas sobre la mezcla de hidrogeno con gas natural (blending) y el comercio transfronterizo.

Mejorando la competitividad de la fabricación de electrolizadores

Durante el primer trimestre de 2023, la Comisión presentó dos comunicaciones que destacan como acelerar la transición industrial hacia una economía verde. Varias de las medidas propuestas por parte de la Comisión se dirigen a la creación de capacidad de producción de hidrógeno renovable. Quedan pendiente los acuerdos finales con implicaciones tangibles para los inversores.

La expansión la capacidad productiva para electrolizadores es clave, pero la moderación de las reglas sobre ayudas de estado arriesga la transición justa.

El **Plan Industrial del Pacto Verde** se publicó en febrero 2023 con el objetivo de crear una industria competitiva y resiliente frente los retos de la transición hacia la neutralidad de emisiones. Se proponen varias medidas que deben facilitar la inversión en industrias de componentes como baterías, paneles fotovoltaicos, celdas de combustibles y electrolizadores. Un entorno reglamentario simplificado y previsible debe apoyar a la inversión industrial tal como la construcción de infraestructuras comunitarias. Además, se propone la revisión de las de reglas sobre ayudas de estado para una mejor y acelerada asignación de fondos.

La propuesta de **normativa sobre la industria de cero emisiones netas** del 16 de marzo de 2023 tiene como objetivo el desarrollo de capacidades industriales para la fabricación de tecnologías neutras en emisiones hasta 2030, entre ellos electrolizadores (100 GW). Se detallan varias medidas del plan industrial del pacto verde, por ejemplo, con el nombramiento de autoridades competentes a nivel nacional para el proceso de permiso de proyectos para la fabricación de tecnologías neutras en emisiones, metas para acelerar el proceso de permisos y la implementación de “sandboxes regulatorios” por los Estados Miembros para facilitar inversiones. Además, se introducen requisitos obligatorios para la compra pública en los Estados Miembros con respecto al peso de criterios de sostenibilidad en la concesión de proyectos con/de tecnologías neutras en emisiones.

Cooperación internacional para asegurar la seguridad de suministro

Un pilar muy relevante del plan RePowerEU es el refuerzo de la seguridad del suministro energético que motivó la reorientación de política exterior. Un pilar muy importante del plan es el suministro de 10 Mt de hidrógeno importado en 2030. La comunicación sobre compromiso energético de la UE en un mundo cambiante por la Comisión del 18 de mayo de 2022 detalla varias medidas que se trasladaron a varias iniciativas legislativas durante el último periodo, entre ellos los siguientes.

Los acuerdos bilaterales de la UE con países colaboradores en el desarrollo tecnológico y posibles exportadores demuestran el carácter global de la transición.

Se establecieron **Asociaciones Estratégicas** entre la Comisión y los gobiernos de Egipto y Namibia durante la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2022 (COP 27) en noviembre 2022. Ambos acuerdos se dirigen principalmente al desarrollo de una industria de exportación para la producción de hidrogeno verde y sus derivados en los países asociados. En diciembre 2022 la Comisión acordó un memorando de cooperación con Japón dirigido al desarrollo de un mercado global de hidrogeno y la innovación. Además, se detalló la cooperación con Ucrania sobre biometano, hidrogeno y otros gases sintéticos en abril de 2023.

La UE se posiciona como pionero en el desarrollo de la normativa para un mercado mundial de hidrógeno.

En relación con este punto, cabe mencionar que las medidas descritas en la página anterior dirigidas a desarrollar una regulación sobre la definición y criterios de sostenibilidad para el hidrógeno renovable podrían servir como base para la creación de unas **normas comunes de un mercado mundial del hidrógeno**, siendo requisito indispensable para la competencia que el hidrógeno importado a Europa cumple unos criterios de sostenibilidad equivalentes a los exigidos a la producción doméstica.

3.2. Hitos regulatorios en el ámbito nacional

Las grandes ambiciones del país no se respaldan con muchas medidas concretas y se quedan lejos de los planes de subvenciones anunciados por otros países de la UE.

El sector de hidrógeno a nivel nacional ha experimentado importantes movimientos durante el último año, pese a lo cual no se han materializado grandes novedades desde el punto de vista legislativo. Sí se han llevado a la práctica varias medidas anunciadas anteriormente, como la segunda convocatoria del programa H2 PIONEROS o la puesta en marcha del sistema de garantías de origen para gases renovables. Al mismo tiempo, declaraciones públicas como el memorando de entendimiento (MoU) entre los gobiernos de España y los Países Bajos para fomentar exportaciones de hidrógeno firmado en febrero 2023 crean expectativas. Sin embargo, ni siquiera el borrador de la primera actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que eleva de manera significativa la ambición del objetivo de producción de hidrógeno, contempla nuevas iniciativas a nivel nacional en esta materia. A continuación, se comentan los nuevos objetivos a nivel nacional y se contrastan con los sistemas de apoyo y el marco regulatorio para el hidrógeno renovable.

El nuevo rol del hidrógeno en el PNIEC

La reducción más ambiciosa de emisiones y el cumplimiento con los compromisos bajo el plan “Fit-for-55” para 2030 motivan un rol más importante para el hidrógeno en el borrador del PNIEC 2023 – 2030. En vez de 4 GW de capacidad de electrolisis instalada en 2030 según la Hoja de Ruta de Hidrogeno publicado en 2020, el borrador plantea con 11 GW. Además, se espera que 74% del consumo actual de hidrógeno en la industria se reemplaza por RFNBO. RFNBOs y biocombustibles también deben representar un 11% del consumo en el sector de transporte en 2030. Sin embargo, el enfoque del PNIEC revisado está en primer lugar en incentivar la producción de hidrogeno. El plan presenta 78 medidas para asegurar el cumplimiento de sus objetivos en el contexto nacional, de las cuales 15 medidas están (parcialmente) dirigido al apoyo de hidrógeno. Se destaca su

importancia para descarbonizar el sector de transporte por carretera, marítimo y aéreo, la industria del uso intensivo de energía y el almacenamiento de energía. También se hace referencia al proyecto H2Med, el corredor de gaseoductos que debe conectar Portugal y España vía Francia al resto de europea para exportar hidrogeno renovable que fue acordado entre los tres países en octubre 2022. Las medidas también incluyen varias iniciativas dirigidas a la formación e innovación como la financiación de los centros de investigación de titularidad compartida en energías renovables y un polo de innovación en la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN). Sin embargo, por el momento, las nuevas iniciativas que pueden impulsar la transición carecen de concreción.

PERTEs para el apoyo financiero

Los Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) son programas de ayuda pública que se financian con los fondos de NextGenerationEU (2020) y del plan REPowerEU (2022) como respuesta a la pandemia de COVID-19 y la crisis energética causado por la invasión de Ucrania por Rusia.

El Programa de Estímulo para el Desarrollo del Hidrógeno Renovable (PERTE ERHA) cuenta con un presupuesto total de 1500 millones de euros, que se distribuirán en varias convocatorias. Hasta ahora, estas convocatorias se han centrado en financiar los costos de inversión (CAPEX) sin proporcionar apoyo a la producción de hidrógeno. En contraste, otros países europeos como Francia y Portugal han establecido programas de ayuda más ambiciosos, muchos de los cuales están diseñados para subvencionar los costes operativos.

Por ejemplo, Francia tiene previsto destinar 4000 millones de euros mediante una subasta por un periodo de diez años con un mecanismo que compensará la diferencia de precios respecto al uso de combustibles fósiles. Por su parte, Portugal planea llevar a cabo una subasta para la producción de 120 GWh al año de hidrógeno renovable, con un precio máximo de 127 €/MWh durante un período de diez años, lo que equivale a un máximo de 1 524 millones de euros durante ese período.

Muchas de las iniciativas actuales y futuras subsidiadas por un PERTE corresponden iniciativas que se han puesto en marcha durante los años anteriores.

- El PERTE ERHA, de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento incluye varias medidas de apoyo directo para la producción de hidrógeno renovable. El periodo para presentar solicitudes para la **2ª convocatoria del programa H2 PIONEROS**, fue entre el 1 de junio y 31 de julio 2023. Se financian proyectos para la generación y el consumo de hidrogeno renovable en sectores de difícil descarbonización, como la industria o el transporte pesado con 150 M€.

En junio 2023 el gobierno publicó la adenda de la segunda fase del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) que aumenta los fondos destinados al PERTE ERHA hasta 2027. En concreto, se aumentó el presupuesto desde los 6 600 M€ iniciales hasta 10 797 M€¹². Aún está por ver, la cuota de este nuevo presupuesto que irá dirigida a la financiación del hidrógeno renovable.

- El PERTE de descarbonización industrial se acordó el 27 de diciembre 2022 y financia con 450 M€ **ayudas a las empresas que participan en el proyecto de interés común europeo (IPCEI) sobre descarbonización de la producción de acero** primario en Asturias mediante hidrogeno como materia prima y fuente de energía. Además, se va a financiar un piloto para **contratos por diferencia de carbono (CCfDs)** con 100 M€. En Alemania se prevé utilizar este tipo de contrato para financiar inversiones en la transición industrial mientras en Francia quiere apoyar la generación

¹²Fuente:

https://www.lamoncloa.gob.es/lang/en/gobierno/news/Paginas/2023/20231002_recovery-plan-addendum.aspx

¹³ En Alemania los CCfDs cubren la subida de los costes operativos por el uso de nuevos procesos en las industrias más intensivos de energía, por ejemplo, por la compra de

hidrógeno en vez de gas natural, con un presupuesto de 2.200M€ en 2023 y costes totales de 50.000 M€ para contratos de 15 años. El gobierno francés ha anunciado CCfDs para la producción de hidrogeno verde con subsidios de 4.000 M€ disponibles para instalar 1 GW de electrolizadores.

y el consumo de hidrogeno a gran escala con ello¹³. La nueva adenda del PRTR aumenta el presupuesto de este PERTE hasta los 3 170 M€.

Otros programas como el PERTE para la industria naval financian proyectos que exploran las sinergias de la transición puertearía y marítima con la futura economía de hidrogeno.

Sistema de garantías de origen (GdO) para gases renovable a nivel nacional

La legislativa sobre el GdO se estableció con el Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo 2022, y el sistema este operativo desde marzo 2023. Sin embargo, es relevante mencionar que las garantías de origen, por el momento, no sirven como mecanismos de certificación de los criterios de sostenibilidad e intensidad de emisiones para hidrógeno renovable fijados por los actos delegados sobre la producción de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico presentado por la Comisión en 2023 (véase arriba).

4. FACTORES RELEVANTES PARA LA COMPETITIVIDAD DEL HIDRÓGENO A LO LARGO DE SU CADENA DE SUMINISTRO

4. FACTORES RELEVANTES PARA LA COMPETITIVIDAD DEL HIDRÓGENO A LO LARGO DE SU CADENA DE SUMINISTRO

En la sección 1, se destacó el creciente interés en desarrollar proyectos de hidrógeno renovable a escala industrial. No obstante, en la práctica existen pocos proyectos reales en operación. Esta diferencia no se debe a la falta de visión o compromiso, sino que subraya la presencia de numerosos retos asociados con la materialización de tales proyectos.

4.1 Producción de hidrógeno

La producción de hidrógeno renovable a las escalas anunciadas requiere de decisiones complejas en la fase de planificación del proyecto que pueden afectar la viabilidad del mismo, y que no se limitan únicamente al diseño de la planta,

sino que se extiende a la operación de la misma o a aspectos logísticos relacionados con el transporte.

En este capítulo, se exponen los factores más relevantes que afectan el caso de negocio para un proyecto de hidrógeno renovable incluyendo desde la producción al transporte y consumo de hidrógeno.

La producción de hidrógeno por el proceso de electrólisis se ha erigido como uno de los pilares en la búsqueda de soluciones sostenibles y limpias para satisfacer las necesidades energéticas actuales y futuras. Sin embargo, este proceso, aparentemente sencillo de descomponer el agua para obtener hidrógeno y oxígeno esconde una serie de complejidades que deben ser cuidadosamente evaluadas. En esta sección se profundizará en algunas de las variables que afectan la producción de hidrógeno como el esquema de conexión, las economías de escala o los desafíos en la construcción de grandes plantas de producción de hidrógeno.

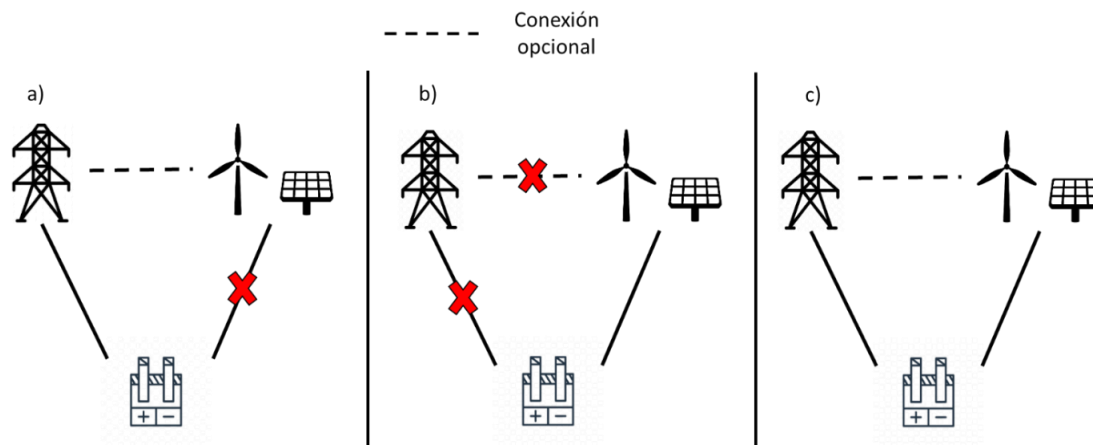


Figura 13. Modos de operación de una planta de producción de hidrógeno según el esquema de conexión. a) Conexión a red, b) Modo isla y c) Híbrido. Fuente: elaboración propia

- **Conectado a la red**

Permite aumentar el número de horas que opera el electrolizador, pero la intensidad de emisiones de la red eléctrica española no permite que el hidrógeno producido se certifique como RFNBO.



Figura 14. Evaluación modo de operación según distintos criterios. Fuente: elaboración propia

El electrolizador puede operar conectado a la red eléctrica de tres formas distintas: mediante la firma de uno o varios contratos PPA, comprando electricidad en el mercado diario o mediante una combinación de ambas.

En el primer caso, la producción de hidrógeno estará limitada por el número de horas por las que se haya firmado el PPA, además, si se desea certificara el hidrógeno como renovable, este deberá cumplir con los criterios de correlación temporal horaria del Acto Delegado (UE) 2023/1184 (este caso sería equivalente al caso b) conexión en isla).

¹⁴ No se tomaron datos para 2022 debido al fuerte incremento en los costes como consecuencia de la crisis energética, considerando 2021 un mejor año representativo. Para los cálculos de estos escenarios se tuvieron en cuenta los costes de impuestos según los datos de Eurostat [6]

En el segundo caso, no existe ninguna limitación en el número de horas que puede operar el electrolizador. Sin embargo, a medida que aumenta el número de horas de funcionamiento del electrolizador, se incrementa la necesidad de operarlo durante las horas de alta demanda eléctrica, lo que implica la compra de electricidad a precios más elevados, resultando en un incremento de los costes operativos (OPEX). Restringir el tiempo de operación a unas pocas horas diarias (como en el caso de 1000 horas anuales) eleva considerablemente el impacto de la inversión (CAPEX) en el coste final del hidrógeno (ver Figura 15).

En términos económicos, hay que tener en cuenta los costes asociados a la conexión a la red, como cargos y peajes, que aumentan el precio del hidrógeno. También puede haber complicaciones administrativas para obtener los permisos necesarios, especialmente para grandes proyectos. Sin embargo, un beneficio de este esquema de conexión es que requiere menos espacio, ya que no es necesario contar con infraestructura adicional para la generación de energía renovable, al mismo tiempo que reduce la necesidad de almacenamiento.

Otra ventaja de este esquema de conexión, es que permite la participación del electrolizador en el mercado para proveer servicios de auxiliares de apoyo a la frecuencia, proporcionando una corriente adicional de ingresos prometedora

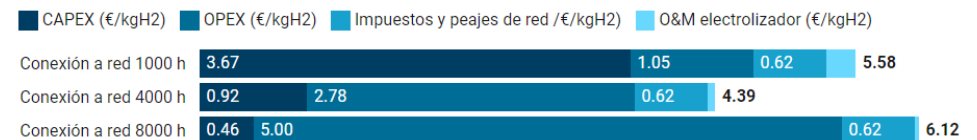


Figura 15. Coste de producción de hidrógeno tomando electricidad de la red para tres escenarios: 1000, 4000 y 8000 horas de funcionamiento tomando tomando precios de la electricidad para el año 2021 ^{14,15}. Para más información ver notas metodológicas (sección 8.1)

¹⁵ Según la orden TED/1312/2022, la producción de hidrógeno en España está exenta del pago de cargos, pero no de peajes de red.

En relación a la intensidad de emisiones, operar el electrolizador conectado a la red eléctrica sin ningún PPA tendrá una huella de carbono que puede impedir que el hidrógeno producido pueda ser considerado RFNBO. Según los criterios fijados por el Acto Delegado (UE) 2023/1185 el hidrógeno producido deberá reducir las emisiones en un 70% respecto al benchmark fósil para ser considerado RFNBO. Este benchmark es de 94 gCO₂eq/MJ equivalente a 3.37 kgCO₂/kgH₂.

La Figura 16 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la intensidad de emisiones que tendría el hidrógeno producido tomando electricidad de la red utilizando como referencia la intensidad de emisiones de la electricidad generada en el año 2022 en el territorio peninsular. Como se puede ver, este criterio es muy restrictivo cuando se aplica a la red eléctrica española, ya que el número de horas en las que las emisiones están por debajo del límite establecido por el acto delegado es bastante reducido, aproximadamente unas 200 horas al año.

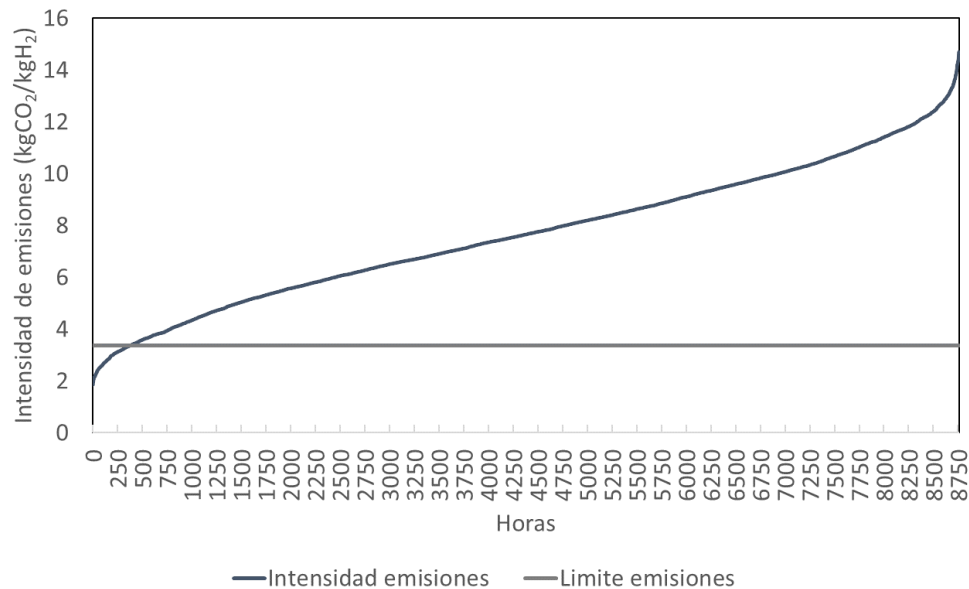


Figura 16. Intensidad de emisiones del hidrógeno producido tomando electricidad de la red en España. Factores de intensidad de la red eléctrica tomados para 2022 ¹. Fuente elaboración propia. Para más información ver notas metodológicas (sección 8.2)

- Operación en isla

El número de horas de operación está limitado por la disponibilidad de energía renovable.

En este esquema de conexión el electrolizador está directamente vinculado a una fuente de energía renovable, limitando las horas durante las cuales el electrolizador puede funcionar. Esta restricción puede ser problemática para industrias que requieren un suministro ininterrumpido de hidrógeno. Sin embargo, un beneficio claro es la facilidad en la certificación de hidrógeno como renovable, siempre que la planta de generación renovable sea de nueva construcción cumpliendo con el criterio de adicionalidad de los actos delegados

Desde el punto de vista económico, este esquema no incurre cargos y peajes por conexión a la red eléctrica, aunque el número limitado de horas que puede operar el electrolizador¹⁶, eleva el impacto del CAPEX en el coste final, siendo el esquema de conexión con unos costes de producción más elevados. Además, al no estar conectado a la red eléctrica el electrolizador no puede participar del mercado eléctrico para dar servicios de flexibilidad, lo que puede reducir los márgenes de beneficio.

Por otra parte, este esquema permite reducir significativamente los trámites administrativos al no requerir conexión a la red eléctrica de ningún tipo. No obstante, construir una nueva planta de generación renovable puede traer consigo trámites adicionales, particularmente aquellos relacionados con evaluaciones de impacto ambiental.

El espacio es un factor crítico para este esquema de conexión. Se necesita una gran extensión de terreno para albergar tanto la planta renovable como el electrolizador, y las ubicaciones ideales serían aquellas donde ambos puedan coexistir: cerca de zonas industriales, pero con suficiente espacio para la planta renovable. Además, es esencial contar con sistemas de almacenamiento de

hidrógeno y/o baterías para gestionar las fluctuaciones en la producción de hidrógeno.

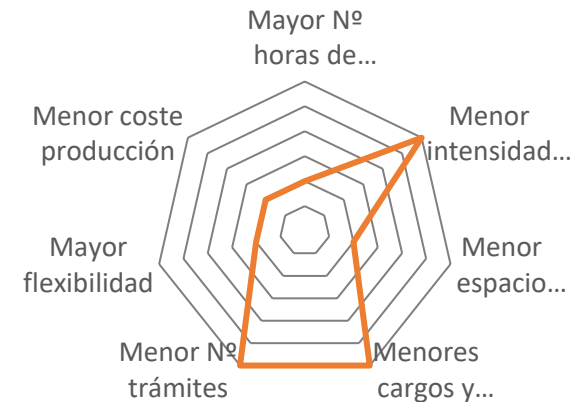


Figura 17. Evaluación modo de operación según distintos criterios. Fuente: elaboración propia

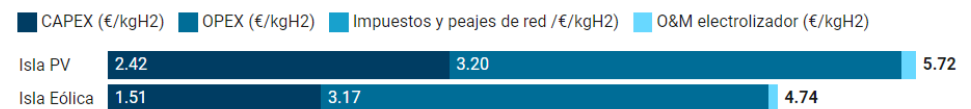


Figura 18. Coste de producción de hidrógeno con operación en isla para la energía solar y la energía eólica en España. Fuente: elaboración propia. Para más información ver notas metodológicas (sección 8.1)

¹⁶ 1 515 y 2 426 horas de media en España, utilizando energía solar y energía eólica respectivamente

- **Operación híbrida**

Para generar beneficios con el funcionamiento de un electrolizador, es importante considerar tantas fuentes de ingresos y modos de funcionamiento diferentes como sea posible.

En un esquema híbrido, el electrolizador está conectado tanto a una fuente de energía renovable como a la red eléctrica, lo que conlleva ventajas y desafíos combinados de ambos modelos anteriores.

La planta híbrida puede operar sin estar completamente limitada por la disponibilidad de energía renovable. Esto permite aumentar el número de horas de operación reduciendo el peso del CAPEX en el coste de producción de hidrógeno respecto al caso en isla (ver Figura 20).

Otra fuente de ingresos en el caso de un modo de este esquema de conexión es la participación en mercados eléctricos, pudiendo prestar servicios de flexibilidad y vender electricidad a la red cuando haya excedentes de electricidad renovable.

En relación a la intensidad de emisiones, el hidrógeno generado con electricidad de la red no será reconocido como RFNBO si no satisface ciertos requisitos de emisión, aunque existe la posibilidad de recurrir a contratos PPA, estos pueden limitar el número de horas de operación debido a los criterios de correlación temporal del Acto Delegado (UE) 2023/1184.

A nivel administrativo, hay costes y trámites asociados con la conexión a la red. Esto aplica tanto al electrolizador como a la planta de energía renovable, que podría necesitar inyectar excedentes de generación en la red. Estos procesos podrían provocar demoras en la implementación del proyecto.

En relación al espacio, se requiere una alta disponibilidad de terreno para la planta renovable. Sin embargo, en este caso al estar conectado a la red eléctrica, las necesidades de almacenamiento pueden verse reducidas al aumentar el número de horas de funcionamiento del electrolizador, y, por lo tanto, la producción de hidrógeno.

Este caso es una combinación de los dos casos anteriores el electrolizador está conectado tanto a una planta de generación renovable como a la red eléctrica.

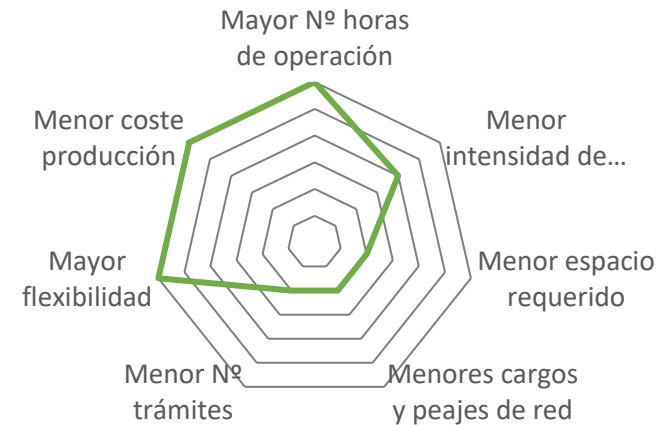


Figura 19. Evaluación modos de operación según distintos criterios. Fuente: elaboración propia

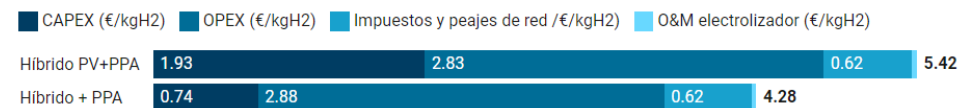


Figura 20. Coste de producción de hidrógeno con operación híbrida asumiendo un acuerdo de compra de energía (PPA de sus siglas en inglés) de 2500 horas y 50 €/MWh. Fuente: elaboración propia. Para más información ver notas metodológicas (sección 8.1).

PRODUCCIÓN: ECONOMÍAS DE ESCALA COMPONENTES

Los elementos del balance de planta son los que más pueden aprovechar las ventajas de las economías de escala.

El núcleo de una planta de producción de hidrógeno es el stack del electrolizador, sin embargo, debido a limitaciones técnicas el tamaño de este componente no se puede aumentar de manera considerable, restringiendo sus economías de escala. Por ello, para incrementar la capacidad de producción de una planta, es necesario adoptar un enfoque modular, utilizando varios stack en paralelo, en lugar de aumentar la capacidad de un único stack [7].

No obstante, gran parte del coste de producción de hidrógeno proviene del de los elementos auxiliares que requiere la planta para su operación, es decir, balance de planta (por ejemplo, compresores, sistemas de control o tuberías). A diferencia del stack, estos elementos pueden tener fuertes economías de escala, por ejemplo, un compresor de 10 MW no cuesta diez veces más que uno de 1 MW, sino aproximadamente cuatro veces más [8].

Notable reducción de costes hasta los 10 MW gracias a las economías de escala, a partir de esta capacidad la reducción es más moderada.

La Figura 21 muestra la tendencia de reducción de costes para las dos técnicas de electrólisis disponibles en el mercado. A partir de los cálculos realizados en la Figura 22, se observa que, al pasar de una planta de producción de 500 kW a una de 10 MW, el ahorro en el CAPEX para la producción de hidrógeno es de alrededor de 1 €/kgH₂. Si se compara un electrolizador de 10 MW con uno de 100 MW, la diferencia es de 0.5 €/kgH₂. Así, al comparar un electrolizador de 500 kW con uno de 100 MW, la variación puede ser de hasta 1,4 €/kgH₂. Esta diferencia es significativa, y evidencia el trade-off que existe entre demandas pequeñas distribuidas con mayor coste de producción o plantas centralizadas con costes de producción menores, pero con mayores costes de transporte asociados.

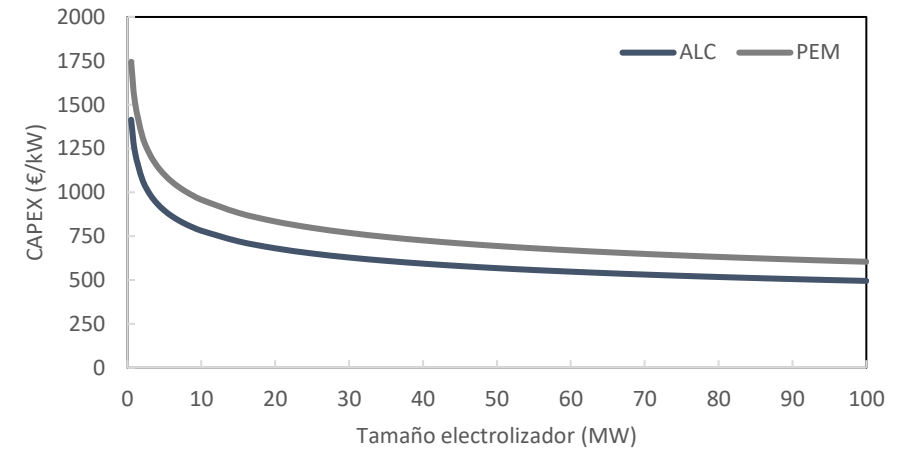


Figura 21. Costes de inversión de electrolizadores según la potencia y tipo de tecnología. Fuente: Hyjack [9]¹⁷. Para más información ver notas metodológicas (sección 8.3).

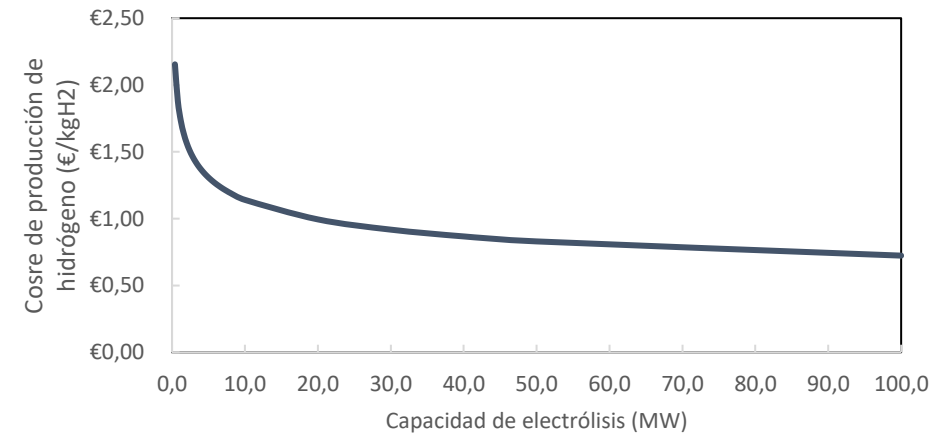


Figura 22. Efecto de los costes de inversión (CAPEX) en el coste final de producción de hidrógeno según la potencia para un electrolizador alcalino. Fuente: Hyjack [9]. Para más información ver notas metodológicas (sección 8.3).

PRODUCCIÓN: ELECTRÓLISIS A GRAN ESCALA

Una planta de producción de hidrógeno de gran tamaño se compone de varios módulos, que, a su vez, están formados por varios stacks y elementos auxiliares.

Una planta de producción de hidrógeno se compone de varios stacks trabajando en paralelo, que requieren una gestión adecuada. Actualmente un stack de un electrolizador PEM tiene una capacidad de 1MW, aunque se espera que pueda aumentar su tamaño hasta 5 o incluso 10 MW en el futuro [8]. Un alcalino tiene una capacidad de entre 1-5 MW actualmente [10], con perspectivas de aumentar hasta los 10 MW [8]. Por lo tanto, una planta de 1000 MW podría tener entre aproximadamente 100 stacks.

Según lo propuesto por [11] los stacks se agrupan en módulos, donde cada módulo tiene su propio balance de planta, de esta forma, aumenta la flexibilidad, las posibilidades de ampliación en un futuro y se favorece la estandarización, reduciendo los costes.

Cada módulo está compuesto por elementos como transformadores, rectificadores, compresores y separadores, entre otros. Es necesario optimizar el diseño de todos los componentes del módulo por ejemplo, En la Figura 23 se encuentra un ejemplo de esta distribución, empleando un transformador de 20 MW por cada 10 electrolizadores PEM de 2 MW, un separador por modulo y un compresor por cada 2 módulos.

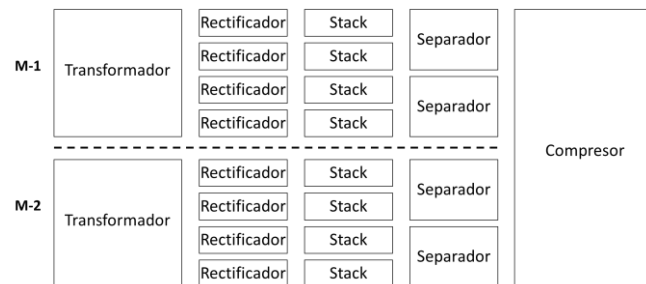


Figura 23. Ejemplo de distribución de una planta con dos módulos y cuatro stacks por módulo. Fuente: elaboración propia

La gestión de los distintos módulos es clave para adaptar la producción de hidrógeno a las fluctuaciones en inputs (electricidad renovable) y outputs (posibles fluctuaciones en la demanda).

La correcta gestión de la producción de hidrógeno y del almacenamiento son clave para asegurar un óptimo funcionamiento de la planta y para para certificar el cumplimiento de los actos delegados para que el hidrógeno producido puede ser considerado RFNBO.

La gestión de la producción de hidrógeno se hace modificando el grado de carga de cada stack (entre 10-100 %) y eligiendo el estado en el que se encuentra cada uno en un instante de tiempo dado. Cada electrolizador puede adoptar tres estados: encendido (ON), apagado (OFF) y reposo (SB). El funcionamiento normal tiene lugar en el estado ON donde el electrolizador se encuentra produciendo hidrógeno a la temperatura y presión óptimas. En el estado OFF el electrolizador se apaga, reduciendo su temperatura y presión, por lo que su puesta en marcha requiere energía y tiempo hasta alcanzar nuevamente las condiciones de operación, esto se conoce como arranque en frío. El estado SB permite interrupciones breves, manteniendo la temperatura y presión, pero sin producir hidrógeno, permitiendo un reinicio rápido. El arranque desde el modo de SB, tanto para los PEM como para los AEL modernos, suele producirse en unos pocos segundos [1, 11] y se conoce como arranque en caliente. Un ejemplo de planificación para la operación de una planta de producción de hidrógeno se puede ver en la Figura 24 donde se representa el estado de cada stack en los diferentes periodos de tiempo y en la Figura 25 donde se representa el grado de carga de los mismos.

Por último, debido a la naturaleza cambiante de la generación renovable, la planificación en la operación de una planta de producción de hidrógeno tiene que hacerse utilizando herramientas de predicción, que permitan optimizar la gestión en tiempo real de la planta teniendo en cuenta la producción esperada en el futuro, para de esta forma, optimizar la gestión del almacenamiento y de la producción.

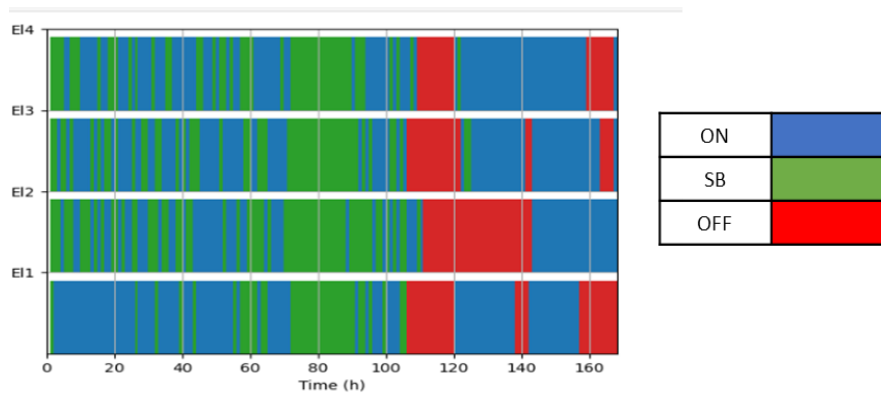


Figura 24. Planificación óptima para una planta de producción de un único modulo con cuatro stack durante una semana de operación. Fuente: elaboración propia

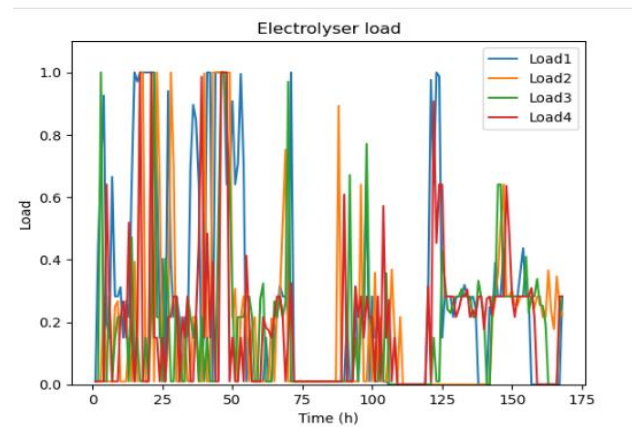


Figura 25. Grado de carga óptimo de cada stack para una planta de producción de un único modulo con cuatro stack durante una semana de operación. Fuente: elaboración propia

4.2 Transporte y distribución de hidrógeno

No siempre es posible producir el hidrógeno allí donde se necesita ya sea por falta de espacio o por razones económicas. Por lo tanto, es esencial entender cómo se transporta y se distribuye el hidrógeno hasta los consumidores finales.

Hay dos niveles de distribución de hidrógeno: a nivel local y a larga distancia.

La **demanda local o regional** de hidrógeno se puede satisfacer mediante camiones transportando hidrógeno comprimido o líquido, o mediante hidroductos. El coste de transporte dependerá de dos factores: la cantidad de hidrógeno a transportar y la distancia entre el punto de producción y el de demanda (ver Figura 26). La elección de la mejor forma de transportar hidrógeno no es inmediata y dependerá de ambos factores. Por ejemplo, estudios existentes indican que para demandas mayores a 1 ton H₂/día el transporte como hidrógeno líquido comenzaría a ser competitivo, siendo el hidrógeno comprimido la opción preferente para demandas inferiores, mientras que, para demandas mucho mayores, un hidroducto puede ser la opción más atractiva [12].

Para transportar hidrógeno en grandes cantidades y a **largas distancias**, el transporte de hidrógeno en camiones dejaría de ser viable económicamente. En este caso, la elección debe ser entre transporte por tubería o por barco. Las tuberías son más atractivas que los barcos a distancias moderadas siempre que sea posible, mientras que, para distancias muy grandes, por ejemplo, entre continentes, el transporte en barco suele ser la única opción.

Entonces, surge otra pregunta, en qué forma transportar el hidrógeno: como hidrógeno líquido, como amoníaco o utilizando algún portador

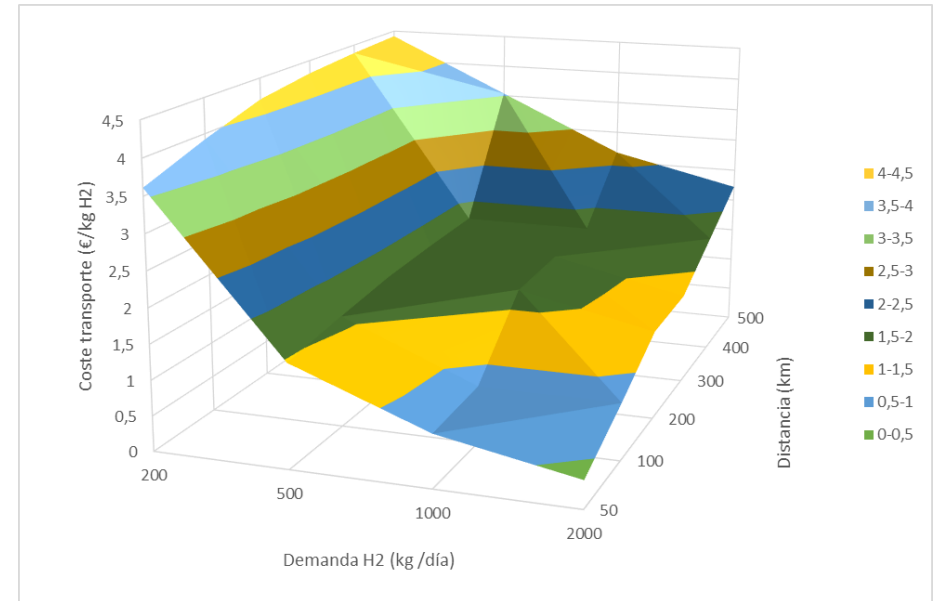


Figura 26. Coste de transporte de hidrógeno comprimido en tubo tráiler en función de la distancia y la demanda de hidrógeno. Fuente: elaboración propia. Para más información ver notas metodológicas (sección 8.4).

líquido de hidrógeno (LOHC, de sus siglas en inglés). En el caso de transformarse el hidrógeno a uno de sus portadores, hay que añadir dos procesos: uno de conversión y otro de reconversión a hidrógeno. Este último paso puede no ser necesario cuando el portador de hidrógeno pueda utilizarse directamente (por ejemplo, amoníaco en la industria).

Los costes de transporte suelen recibir menor atención que los costes de producción, y en ocasiones, pueden tener la misma magnitud que estos.

El transporte de hidrógeno a largas distancias ya sea por barco o por tubería será un factor clave para determinar el éxito del hidrógeno como un bien

de consumo internacional ya que muchos países, impulsados por sus bajos costes de producción de hidrógeno, esperan convertirse en importantes exportadores. Muchas veces, los costes de transporte se omiten o se les da una menor importancia de la que tienen cuando pueden tener la misma magnitud que los costes de producción.

Como se puede ver en la Figura 27, para 2030 la mejor forma de transportar hidrógeno a distancias de hasta 10 000 km es por tubería, siempre que sea posible. En caso contrario, el transporte en forma de amoníaco por barco es la mejor opción, siendo su coste de alrededor de 2€/kgH₂, muy cercano al coste de producción de hidrógeno esperado para 2030 en muchas regiones exportadoras.

Al igual que los costes de producción, se espera que los costes de transporte también se reduzcan a largo plazo gracias a las economías de escala y al grado de aprendizaje.

Se espera que los costes de transporte se reduzcan significativamente para 2050 debido a la innovación, que permitirá minimizar el consumo de energía en la licuefacción del hidrógeno y la conversión a amoníaco y LOHC, y a las economías de escala, que logran una reducción de hasta un 80 % en los costes de inversión de estas tecnologías. Estas innovaciones implican que el transporte de hidrógeno por barco se vuelva más competitivo, siendo una mejor opción para transportar hidrógeno que las tuberías a partir de 4 000 km.

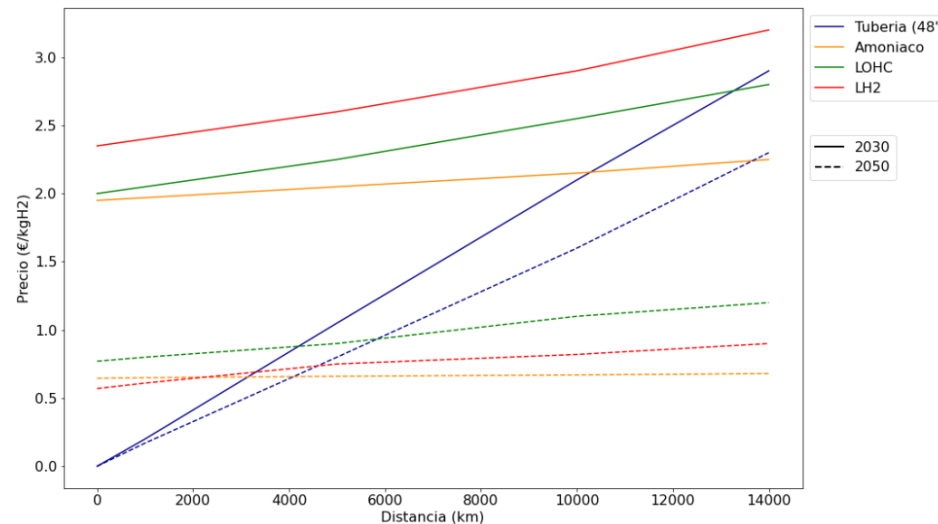


Figura 27. Coste de transporte de hidrógeno según la distancia y el modo de transporte para 2030 y 2050. Fuentes: Elaboración propia en base a [13] (2030) y [14] (2050)

CASO DE ESTUDIO: TRANSPORTE DE HIDRÓGENO A GRANDES DISTANCIAS

En noviembre de 2022 se firmó un memorándum entre la UE y Namibia, en el que se acordaba el desarrollo de un suministro seguro y sostenible de materias primas, materiales refinados e hidrógeno renovable. En línea con este acuerdo, se anunció en mayo de 2023 el mayor proyecto de producción de hidrógeno ecológico del África subsahariana con una inversión de 10.000 M€ y cuyo objetivo es la producción de hidrógeno renovable, aprovechando el excelente recurso solar del país, y exportarlo hacia los puertos europeos en forma de amoniaco. Sin embargo, algunos expertos como [12] cuestionan este planteamiento debido a las ineficiencias y costes asociados al transporte conversión del hidrógeno a amoniaco, argumentando que el transporte por tubería podría ser más económico.

Ara analizar cada una de estas opciones es necesario calcular los costes de producción y los costes de transporte en cada caso. Se asume que en Holanda el hidrógeno se producirá utilizando energía eólica y en España y Namibia, utilizando energía solar. Asimismo, se analizarán dos escenarios: 2030 y 2050 teniendo en cuenta la reducción en los costes de producción y de transporte.

En este caso de estudio, se pretende analizar distintos escenarios para suministrar hidrógeno a la zona del puerto de Róterdam:

- Producción local
- Importación desde Barcelona con la construcción de un nuevo hidroduto.
- Importación desde el puerto de Algeciras por barco en forma de amoniaco.
- Importación desde Namibia por barco en forma de amoniaco

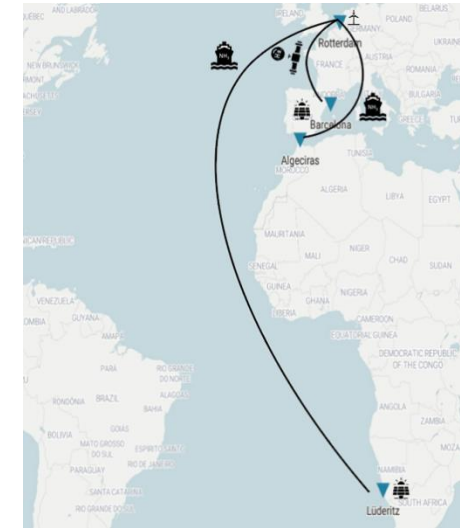


Figura 28. Distintas opciones de transporte a Rotterdam en el caso de estudio

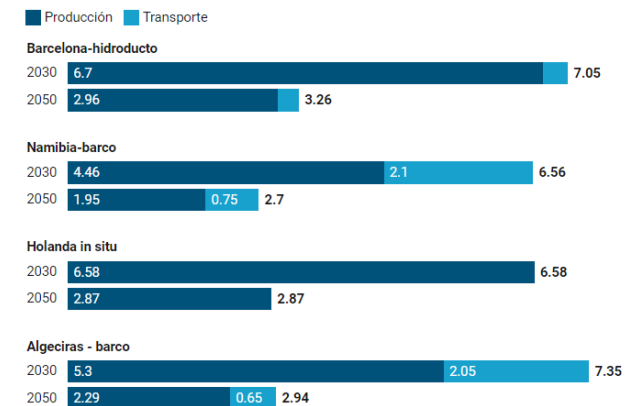


Figura 29. Coste de suministro de hidrógeno en el puerto de Rotterdam según las distintas opciones de suministro. Fuente: elaboración propia¹⁸. Para más información ver notas metodológicas (sección 8.5).

¹⁸ Los costes de transporte de amoniaco incluye los costes de conversión y reconversión

Los resultados de Figura 29 muestran el estrecho margen que existe entre la producción local y la importación de hidrógeno desde otros países. Tanto para 2030 como para 2050, la diferencia entre la producción local y la importación desde Barcelona o Namibia es menor a 0,5 €/KgH₂ siendo la peor alternativa el transporte desde Algeciras en barco. Este estrecho margen en relación al coste del hidrógeno, hace cuestionar la necesidad de importar hidrógeno desde otras regiones a Europa, sin embargo, las limitaciones en la producción de hidrógeno de forma local no se deben únicamente al coste de producción de hidrógeno sino a otros factores como limitaciones en el uso de suelo, por lo que la importación de hidrógeno podría seguir siendo atractiva a pesar del pequeño margen en el coste total.

Dependiendo del combustible utilizado, las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al transporte de hidrógeno por barco las emisiones pueden ser relevantes para la certificación del mismo como RFNBO.

Un aspecto que se suele obviar y que hay que tener en cuenta al considerar el transporte de hidrógeno a largas distancias es el combustible que utilizan los propios barcos de transporte. Según datos de DNV el 99.43 % de los buques actuales utiliza combustibles tradicionales [5] y de los nuevos buques pedidos hasta 2028, un 83,8 % utiliza combustibles convencionales mientras que un 16,2 % utiliza combustibles alternativos, la mayoría de ellos buques de GNL y GLP (12%). Por lo tanto, la existencia de buques que utilicen combustibles nulos en emisiones para 2030 es incierta, y es posible, que gran parte del amoniaco que se transporte a Europa desde Namibia utilice estos combustibles.

Las emisiones asociadas al transporte son importantes en relación a la certificación de hidrógeno como RFNBO según el criterio de reducción de emisiones del acto delegado. Según el mismo, para que el hidrógeno pueda ser certificado como RFNBO tiene que existir una reducción de emisiones de al menos un 70% respecto al benchmark fósil (94 kgCO₂eq/MJ), es decir,

la intensidad de emisiones en todo el ciclo de vida del hidrógeno renovable no puede ser mayor a 3,37 kgCO₂/kgH₂.

En la Figura 30 se tiene la intensidad de emisiones del transporte de amoniaco entre Namibia y Rotterdam para tres combustibles distintos. En el caso más restrictivo, en el que se usa heavy fuel oil, la intensidad de emisiones puede suponer hasta un 25% de las emisiones totales permitidas para la certificación del hidrógeno, por lo cual, se estrecha el margen de emisiones de otros procesos, más aún si este hidrógeno debe ser transportado internamente hasta otros puntos de Europa.

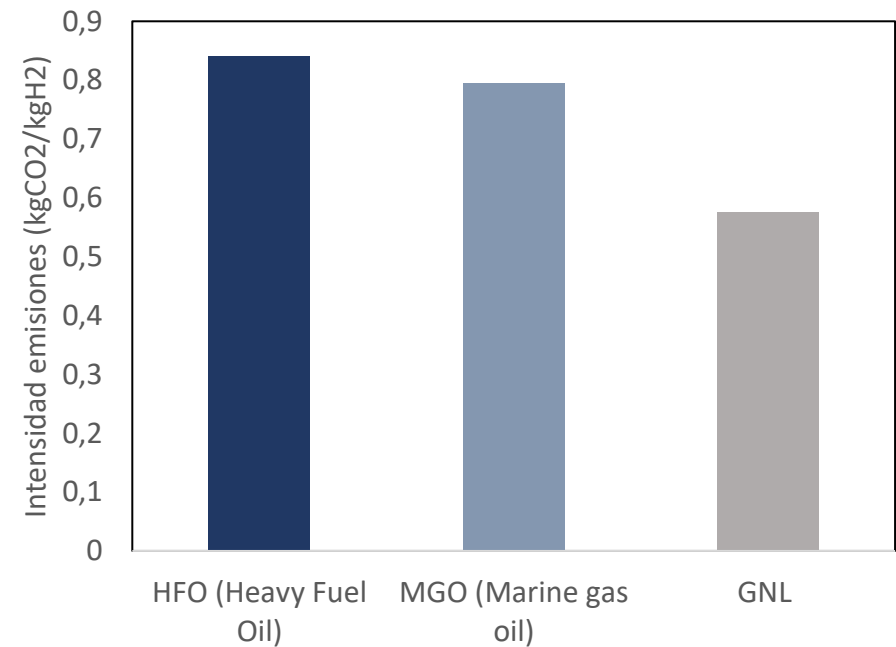


Figura 30. Intensidad de emisiones asociadas al transporte de amoniaco (kgCO₂/kgH₂). Fuente: elaboración propia. Para más información ver notas metodológicas (sección 8.5).

4.3 Demanda de hidrógeno: hidrogeneras

Las estaciones de repostaje de hidrógeno son elementos clave para alcanzar los objetivos de penetración de hidrógeno en el sector del transporte. Existen dos tipos de estaciones: hidrolineras e hidrogeneras. En las primeras, el hidrógeno llega a la estación de la misma manera que la gasolina: en un camión, ya sea como hidrógeno comprimido o hidrógeno líquido. No obstante, a diferencia de la gasolina, el hidrógeno también puede ser generado in-situ mediante electrolizadores, en este caso, se habla de hidrogeneras¹⁹.

El hidrógeno se almacena en tanques y antes de ser suministrado, debe ser comprimido a alta presión. Existen dos estándares para la compresión de hidrógeno: 350 y 700 bar. Una mayor presión se traduce en una mayor cantidad de hidrógeno almacenado en el vehículo, y, por lo tanto, una mayor autonomía.

Existen fuertes economías de escala en una estación de repostaje de hidrógeno, cuanto mayor sea la demanda de hidrógeno, menor será el coste por kilogramo suministrado.

El compresor es el componente que tiene un mayor peso en el coste final de la estación determinando en gran medida la viabilidad económica de la misma. Este y otros componentes tienen fuertes economías de escala, lo que hace que cuanto mayor sea el tamaño de la hidrogenera, menor sea el coste del hidrógeno suministrado. La Figura 31 muestra los costes de suministro de hidrógeno en una hidrogenera para distintas demandas y factores de utilización²⁰. Como se puede apreciar, para una misma tasa de utilización, existe una notable disminución en el coste de suministro de hidrógeno. Esta diferencia puede llegar a ser de hasta 2,2 €/kgH₂ en el caso más extremo (100 kgH₂/día vs 2000 kgH₂ día).

¹⁹ En este informe, por simplicidad, se utilizará el término hidrogeneras para referirse a ambos tipos de estación de forma indistinta, especificando cuando existe producción in-situ

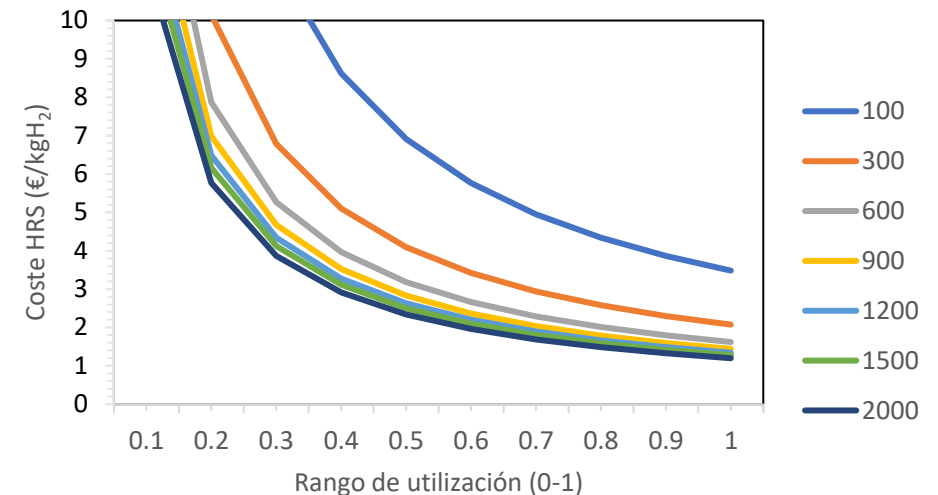


Figura 31. Estimación del coste de una hidrogenera en función del grado de utilización y la demanda diaria de hidrógeno. Fuente: elaboración propia. Para más información ver notas metodológicas (sección 8.6).

El grado de utilización tiene un gran impacto en el coste final del hidrógeno suministrado, aunque existe cierto margen para sobredimensionar la hidrogenera.

Cuanto mayor es el grado de utilización de la estación menor es el coste del hidrógeno suministrado. Sin embargo, la diferencia entre grados de utilización entre 70-100 % no es significativamente alta y puede justificar el sobredimensionamiento de la hidrogenera para prepararla frente a futuras

²⁰ El coste de suministro no incluye los costes de producción ni de transporte

demandas de hidrógeno. Por ejemplo, existen dos opciones para suministrar una demanda de 900 kg/día de hidrógeno: una hidrogenadora de 900 kgH₂/día con un grado de utilización de 100 % y una de 1200 kg/día y una utilización de 75 %. La diferencia en el precio de suministro entre ambas opciones es de aproximadamente 0,3 €/kgH₂ (ver Figura 32).

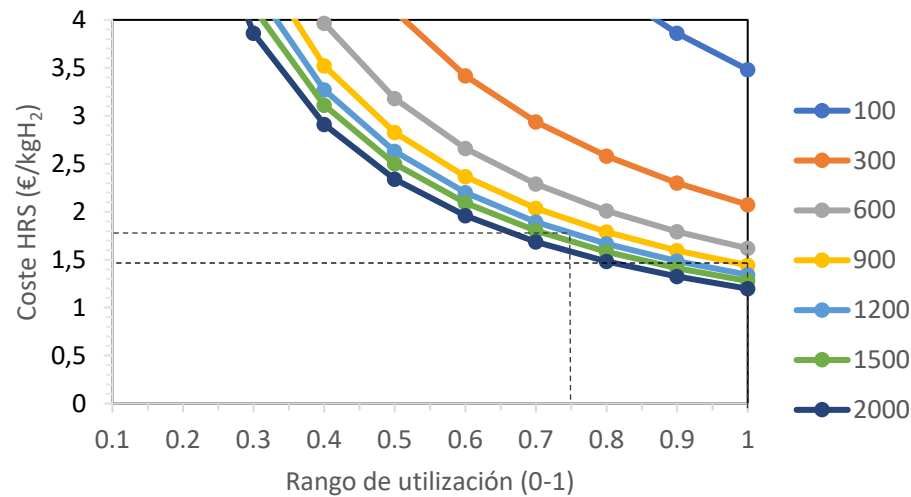


Figura 32. Ejemplos coste según grado de utilización para demandas de 900 y 1200 kg/día. Fuente: elaboración propia

El despliegue de una red de hidrogeneras requiere de la colaboración público-privada para aprovechar las economías de escala y reducir el coste de suministro del hidrógeno.

El despliegue de una red de hidrogeneras se enfrenta al desafío del huevo y la gallina: no hay estaciones porque no hay suficientes vehículos de hidrógeno, y al mismo tiempo, no hay suficientes vehículos de hidrógeno porque no hay estaciones donde abastecerlos. En esta situación, la colaboración conjunta de diversas flotas y actores relevantes en el sector del hidrógeno es de vital importancia para aprovechar al máximo las economías de escala, como en el caso de un centro logístico donde varias empresas unan esfuerzos para establecer una gran estación de repostaje en lugar de múltiples estaciones más pequeñas. De manera similar, una flota de autobuses públicos podría expandir la capacidad de su estación de repostaje para atender, en el futuro, a un mayor número de vehículos de hidrógeno.

CASO DE ESTUDIO: PRODUCCIÓN CENTRALIZADA VS PRODUCCIÓN IN SITU

El coste de suministro de hidrógeno en una hidrogenera viene determinado por los costes de producción, de transporte, y por el coste de la misma. La primera pregunta que se debe resolver al diseñar una estación de repostaje es cómo obtener el hidrógeno: producción in-situ (descentralizada) o producción centralizada. En la producción in-situ se puede prescindir de costes de transporte y distribución de hidrógeno. Por otro lado, la producción centralizada, puede aprovechar las economías de escala y reducir los costes de producción. No obstante, debido a la distancia entre los lugares de producción y consumo, el coste del transporte puede ser elevado. A continuación, se describen las premisas de los dos escenarios a analizar:

Producción centralizada: el escenario de producción centralizada representa un escenario con una planta de producción de gran tamaño (30-100 MW) que produce hidrógeno tomando electricidad de la red. Se reparte hidrógeno comprimido utilizando tube trailers a hidrogeneras cercanas (100-500 km de la planta de producción). Se asume que la demanda conjunta de todas las hidrogeneras es mayor a 1000 kgH₂/día. Según Figura 26 el coste de transporte para estas demandas y distancias está en torno a 1 €/kgH₂.

Producción descentralizada: el escenario de producción descentralizada está representado por hidrogeneras con producción insitu utilizando electricidad de la red. En este caso, el electrolizador opera durante 14 horas (el tiempo que está abierta la HRS) y su tamaño viene dado por la demanda de la hidrogenera. En este caso, no hay coste asociado al transporte.

Los resultados de la Figura 33 muestran que para hidrogeneras con demandas de hidrógeno por debajo de los 500 kg H₂/día la producción centralizada puede ser una mejor opción, consiguiendo reducir el coste en hasta 0,8 €/kgH₂ en el caso más extremo (100 MW y 100kg/día de demanda). Esto se debe a que, para demandas muy bajas, el electrolizador es muy pequeño y no puede aprovechar las economías de escala. Por ejemplo, para 100 kg/h de hidrógeno el electrolizador es de 400 kW, para 500 kg/h es de 1.8 MW y para 1000 kg/día es

de 3.5 MW. A partir de 700 kg/día, bajo las hipótesis consideradas, la producción insitu y la producción centralizada tienen prácticamente el mismo coste siendo esta última la más apropiada para demandas de más de 1 ton H₂/día.

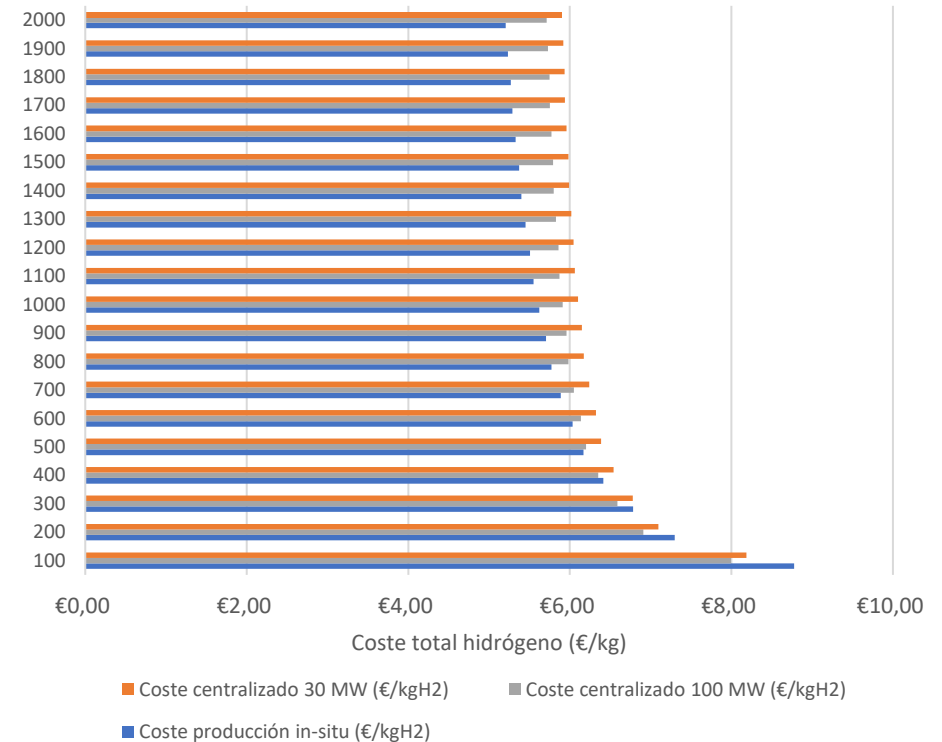


Figura 33. Coste de suministro de hidrógeno incluyendo producción, transporte y suministro de hidrógeno para los distintos casos de estudio. Fuente: elaboración propia. Para más información ver notas metodológicas (sección 8.7).

A la hora de plantear el despliegue de la red de estaciones de repostaje de hidrógeno hay que tener en cuenta todos estos factores, para determinar cuál es la mejor configuración del mismo: varias hidrogeneras pequeñas con transporte camión o una red de estaciones de repostaje de mayor tamaño, más distribuidas en las que la producción in-situ pueda ser más atractiva.

5. FACTORES DE LOCALIZACIÓN PARA LA PRODUCCION Y DEMANDA

5. FACTORES DE LOCALIZACIÓN PARA LA PRODUCCION Y DEMANDA

Como se vio en secciones anteriores, el transporte de hidrógeno puede tener un peso significativo en el coste final del mismo. Es lógico pensar, por lo tanto, que para reducir este coste basta con acercar la producción a la demanda (o viceversa). Sin embargo, esta situación no siempre es posible ya sea por baja

disponibilidad de terreno, baja disponibilidad de recursos renovables, entre otros motivos. A continuación, se evalúan los factores que afectan la ubicación de la demanda y la producción de hidrógeno.

5.1. Factores de localización de la demanda

- Localización de la demanda industrial de hidrógeno

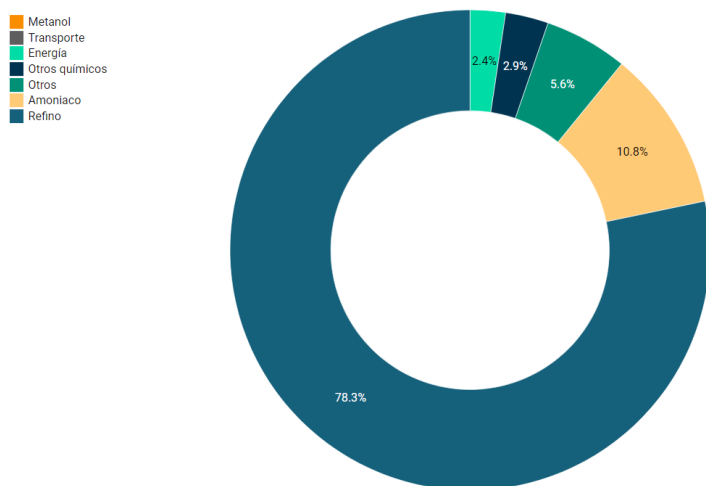


Figura 34. Distribución de la demanda actual de hidrógeno en España. Fuente: Fuel cells and hydrogen observatory [15]

El 89 % de la demanda actual de hidrógeno en España proviene de la industria del refino y de la producción de amoniaco.

Según datos del observatorio “fuel cells and hydrogen” en España se consumieron 611 840 toneladas de hidrógeno en 2022, el 89,1 % destinado a la industria del refino y de la producción de amoniaco. El uso del hidrógeno en la fabricación de otros compuestos químicos fue de un 2,9%. Otros usos del hidrógeno en el sector de la alimentación o del vidrio representaron un 5,6%. Por su parte, la aplicación del hidrógeno para generar calor constituyó el 2.4%. En contraste, la relevancia del hidrógeno en el ámbito del transporte y en la producción de metanol fue prácticamente despreciable suponiendo menos del 0,5 % de la demanda total.

Se espera que en los próximos años surjan nuevos usos del hidrógeno en la industria diversificando su aplicación más allá de los usos tradicionales.

Algunos de estos nuevos usos se pueden ver en la Figura 35 Figura 35¡Error! No se encuentra el origen de la referencia., donde se ordenan los distintos usos industriales del hidrógeno dependiendo del grado del nivel de adopción esperado.

Los primeros sectores en consumir hidrógeno renovable serán aquellos que consumen hidrógeno gris actualmente, es decir, amoniaco y refino. Además, hay otros procesos que tienen el potencial de utilizar hidrógeno como materia prima, pero requerirán ajustes en sus métodos de producción. Por ejemplo, en la producción de metanol, que actualmente se basa en el gas natural, y que en el futuro se producirá a partir de H₂ y CO₂. Asimismo, en la industria siderúrgica, el hidrógeno se puede utilizar como agente reductor en la producción de acero, un proceso que tradicionalmente depende del carbón de coque.

También se está explorando el uso del hidrógeno para la generación de calor industrial de alta temperatura donde no hay otra alternativa de bajas emisiones disponible. Las aplicaciones de baja y media temperatura (< 400°C) pueden ser electrificadas eficientemente con la tecnología existente. Sin embargo, sectores relacionados con la producción de minerales no metálicos como el cemento, la cerámica o el vidrio, producción de metales y petroquímicos, dependen predominantemente de temperaturas de proceso superiores a 400°C.

El empleo de hidrógeno para la generación de calor de alta temperatura podría generar una demanda de hasta 990 000 toneladas de hidrógeno al año.

A pesar de esto, el hidrógeno no es la única opción para descarbonizar de la generación de calor de alta temperatura, ya que para este fin se puede utilizar el biometano y hay nuevas tecnologías que usan electricidad bajo investigación. El biometano cuenta con la ventaja de tener ya una infraestructura existente y no necesita ninguna modificación del proceso productivo, sin embargo, es improbable que todo el calor industrial de alta temperatura pueda descarbonizarse sólo con biometano. La capacidad de producción actual de biometano en España es de 0.268 TWh/año [16] y las previsiones para 2025 son

de 3,7 TWh/año, mientras que el último borrador del PNIEC fija un objetivo de 20TWh para la producción de biogás en 2030²¹.

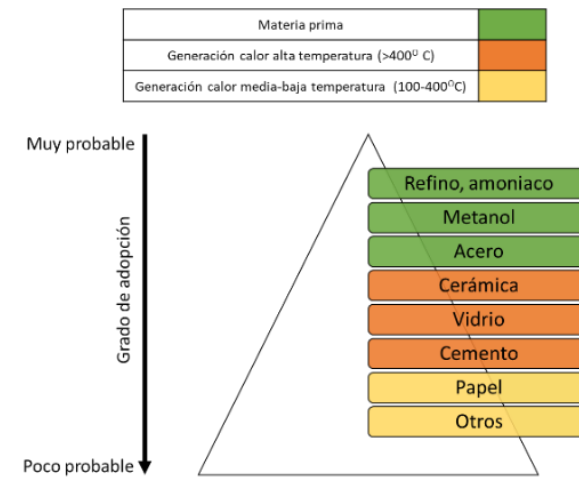
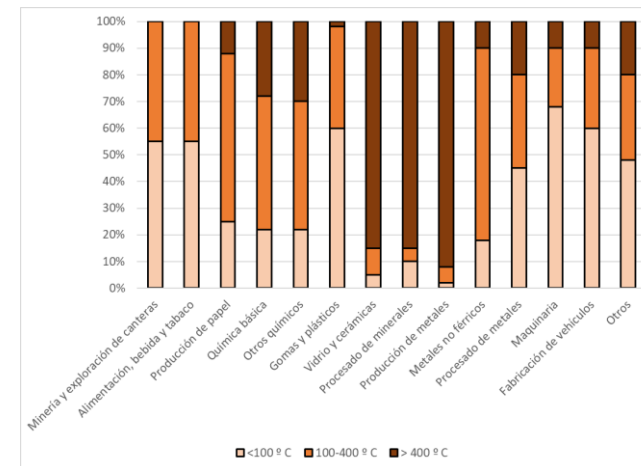


Figura 35. Nivel de adopción del hidrógeno renovable en distintos sectores industriales: elaboración propia. Fuente: elaboración propia



²¹ No está claro qué proporción de estas plantas de biogás harán upgrading a biometano.

Figura 36. Consumo de calor de proceso en las industrias de la UE por banda de temperatura.
Fuente: [17]

Algunas actividades industriales están más centralizadas que otras, pudiendo ser relevantes los costes de transporte.

La ubicación y densidad de la demanda es muy relevante. Sectores como el refino, la producción de fertilizantes o de acero se caracterizan por ser actividades con un alto grado de centralización donde es probable que la producción de hidrógeno se haga on-site. Por otra parte, sectores como la cerámica, el vidrio o la industria química son actividades más distribuidas, pudiendo ser relevantes los costes de transporte. El mapa de la Figura 36 muestra la distribución geográfica de las distintas industrias en el territorio nacional.

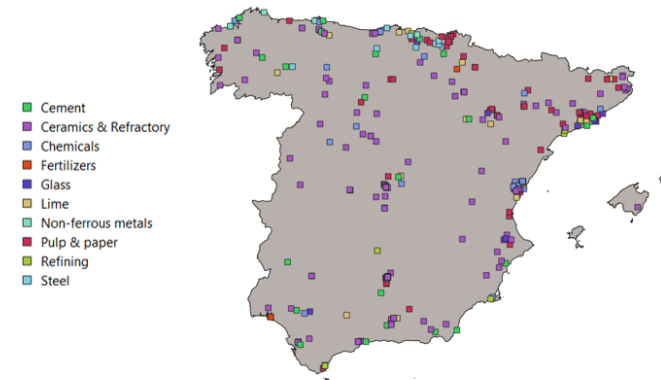


Figura 37. Distribución de la industria intensiva en energía en España

- Localización de la demanda de hidrógeno en el sector transporte

Según los requisitos fijados por AFIR España debe tener al menos 78 hidrogeneras para 2030 con una demanda de hasta 24 000 toneladas al año, el equivalente a 4190 camiones.

La localización de la demanda de hidrógeno en el transporte es muy difícil de prever y dependerá de la adopción que tenga el hidrógeno por parte de los de los diferentes segmentos de vehículos. Sin embargo, una primera aproximación de la ubicación de esta demanda puede hacerse tomando como base el recientemente aprobado reglamento relativo a la implantación de la infraestructura de combustibles alternativos (AFIR). Este reglamento fija para 2030, la obligación de disponer de al menos una HRS cada 200 km dentro de la red Ten-T Core. Además, también impone la obligación de disponer de una HRS en cada nudo urbano de la red Ten-T Core²². Estas hidrogeneras deberán ser de acceso público, dispensar hidrógeno a 700 bar, ser accesibles a vehículos ligeros y pesados y tener una capacidad para suministrar 1 ton H2/día.

Según cálculos de Hydrogen Europe ²³ en España debería haber para 2030 al menos 78 hidrogeneras para cumplir con los requisitos de la AFIR. Este supone 71 hidrogeneras más que las existentes a día de hoy. Dependiendo del grado de utilización de estas hidrogeneras, la demanda estimada en el sector transporte para 2030 podría llegar hasta 24.000 toneladas de hidrógeno anuales, o el equivalente a 4190 camiones de pila de combustible de hidrógeno.



Figura 38. Corredores y núcleos urbanos de la red Ten-T Core en España

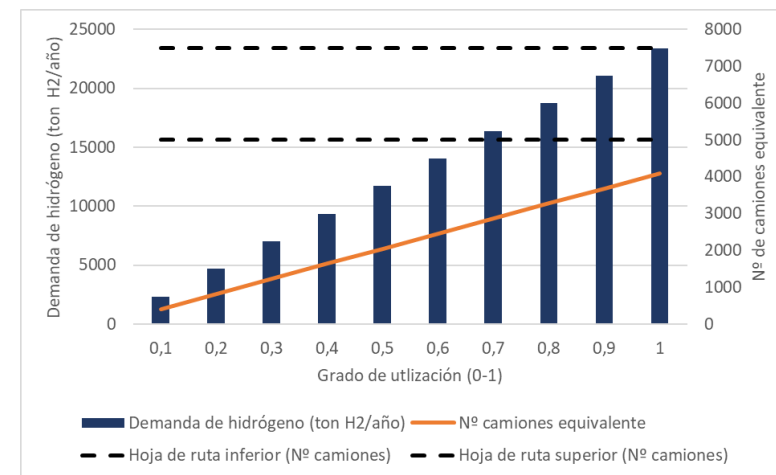


Figura 39. Demanda esperada de hidrógeno en movilidad en base a la AFIR y número de camiones equivalentes ^{24,25}. Fuente: elaboración propia

²² En España hay 49 nodos urbanos Ten-T según la definición de nodo urbano en el Reglamento (UE) nº 1315/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo.

²³ https://h2me.eu/wp-content/uploads/2023/06/2023-0508_G25-Hoffmann-HRS-AFIR-Hydrogen-Mobility-Europe-Conference_2023-0510_viewer.pdf

²⁴ Cálculos basados en un consumo de 4,91 kgH2/100 km [18] y en la suposición de que un camión hace 388 km de media al día (para más detalles ver anexo metodológico 8.8).

²⁵ Los objetivos de la hoja de ruta del hidrógeno mencionan entre 5000-7500 vehículos pesados y ligeros para el transporte de mercancías, no incluye sólo camiones.

5.2. Factores de localización de la producción

- **Impacto ambiental**

La producción de hidrógeno renovable debe evitar competir con tierras de cultivo y buscar zonas de bajo impacto ambiental con condiciones orográficas favorables.

Una planta de generación de hidrógeno implica una importante utilización del terreno, sobre todo, cuando están asociadas a una planta de generación renovable. Una herramienta para ayudar a la toma de decisiones sobre la ubicación de parques de generación renovable es el índice de sensibilidad ambiental, que clasifica el territorio en cinco clases según el impacto ambiental de albergar un proyecto de energía renovable en dicho punto: máxima - no recomendada, muy alta, alta, moderada, y baja.

Por otra parte, además del impacto ambiental hay que tener en cuenta el uso del terreno. El programa Copernicus y sus herramientas de monitoreo pueden desempeñar un papel esencial en este proceso al proporcionar datos precisos sobre la cobertura del suelo, y el estado de la vegetación en una región determinada.

Otro factor a tener en cuenta es la inclinación y la elevación del terreno, que pueden suponer limitaciones técnicas para la instalación de los electrolizadores, de los paneles solares o de las turbinas eólicas.

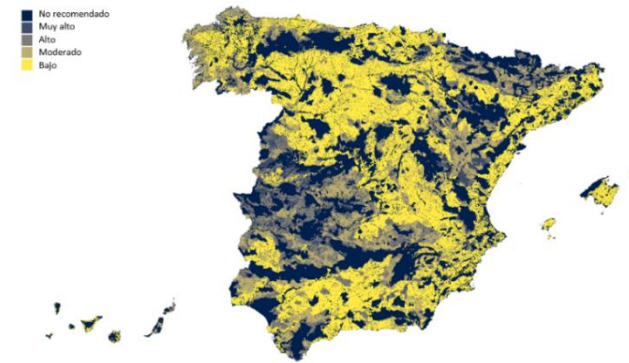


Figura 40. Índice de sensibilidad ambiental energía solar

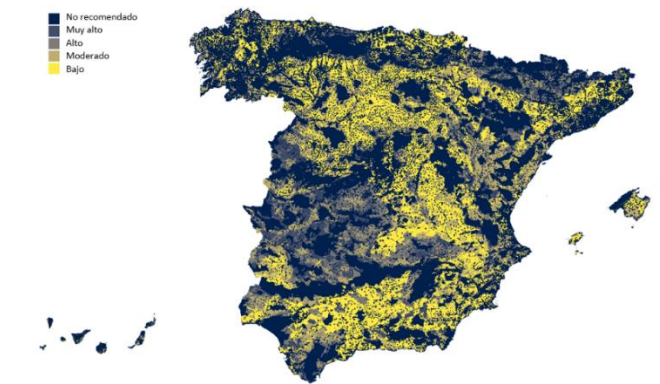


Figura 41. Índice de sensibilidad ambiental energía eólica

- **Disponibilidad recursos renovables**

La disponibilidad de recursos renovables es un factor crítico que influye directamente en la economía de producción de hidrógeno mediante electrólisis. Cuanta más energía renovable esté disponible, más horas al día y más días al año se podrá operar el electrolizador.

Por este motivo, es esencial identificar estas ubicaciones, así como potenciales ubicaciones que puedan beneficiarse de la utilización de ambos recursos (tanto energía solar como eólica).

La energía eólica tiene mayores factores de capacidad, sin embargo, está mucho más concentrada en puntos concretos, normalmente alejado de los núcleos industriales.

El factor de capacidad medio para la energía eólica en España es de 0,24, sin embargo, existen grandes diferencias entre unas ubicaciones y otras. Los mayores factores de capacidad se encuentran en el norte de la península y en zonas de montaña, normalmente alejadas de los núcleos industriales donde se requiere el hidrógeno.

La energía solar tiene factores de capacidad más bajos, pero es mucho más uniforme a lo largo de la península.

La capacidad solar media de España es de 0.17 siendo mayor en las zonas del medio y sur peninsular. Su distribución es mucho más uniforme que la de la energía eólica, es más predecible y las limitaciones en el uso del terreno son más bajas. Esto puede explicar porque, a pesar de tener un factor de capacidad medio más bajo, la mayoría de proyectos apuestan por este tipo de energía.

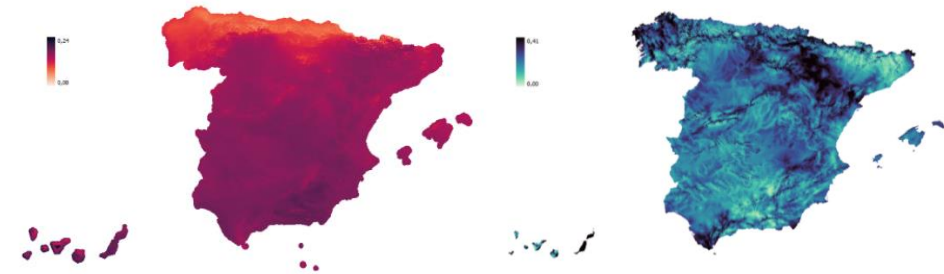


Figura 42 y 43. Factores de capacidad de energía solar y energía eólica. Fuente: [4] y [5]

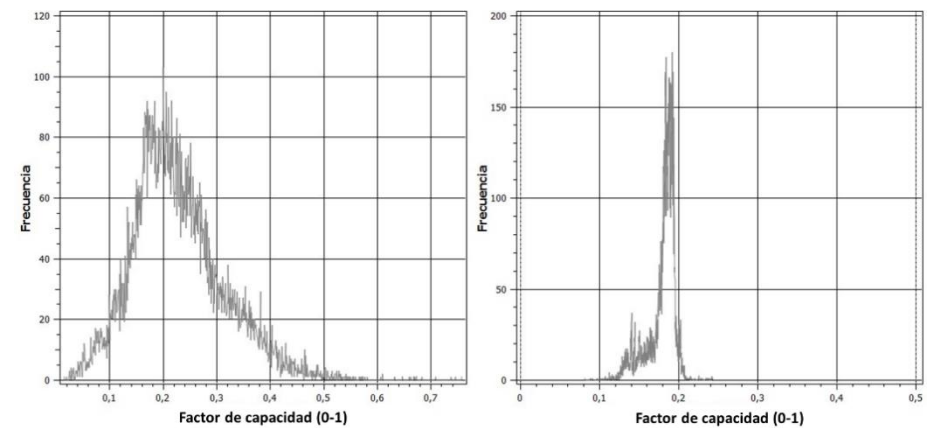


Figura 44. Distribución factores de capacidad en la península ibérica para energía eólica (izquierda) y energía solar (derecha). Los histogramas corresponden a un tamaño de cuadrícula de 25x25 m

- **Infraestructura existente: red gas natural**

La cercanía a la red de gas natural actual es un aspecto estratégico importante ya que existe la posibilidad de utilizar el trazado de la red actual de gaseoductos para construir una nueva red de hidrodutos a nivel nacional o reacondicionar la red de gas existente para transportar hidrógeno, al menos en los tramos menos utilizados. Esta estrategia, reduciría los trámites administrativos y los plazos de construcción. En esta línea, Enagás, TSO del sistema gasista español propone la creación de una infraestructura dedicada para el transporte de hidrógeno para 2030 que permitirá transportar hasta 2Mt de hidrógeno.

Otro factor que puede ser relevante en los proyectos a corto plazo, es la posibilidad de inyectar hidrógeno en la red de gas natural (blending). Si bien, existe una gran incertidumbre acerca de los límites técnicos de la misma, muchos proyectos ya están solicitando permisos de conexión a la red de gas para la inyección de hidrógeno. En agosto de 2022, Enagás publicó las zonas óptimas de inyección de hidrógeno en los distintos tramos y clasificó los distintos tramos en función de su potencial de inyección de hidrógeno (ver sección 1). La resolución de la CNMC menciona un límite de blending de 5 %²⁶ mientras que el informe de Enagás menciona una cantidad más restrictiva, un 3 %. Esto se traduce en una reducción de la capacidad de inyección de 4,62 TWh/año a 3,5 TWh/año.



Figura 45. Propuesta de infraestructura básica de hidrógeno propuesta por Enagás para España en 2030 y 2040. Fuente: Enagás

²⁶ Ver sección 1

- **Otros factores que afectan la ubicación de un proyecto de hidrógeno**

Red eléctrica

La ubicación de proyectos de hidrógeno renovable está estrechamente ligada a la disponibilidad de infraestructura eléctrica existente. Es una práctica común sobredimensionar la planta de generación renovable en relación con el electrolizador para incrementar las horas de funcionamiento. No obstante, esto puede resultar excedentes de electricidad que deben ser vertidos a la red eléctrica por lo que es indispensable contar con una subestación eléctrica cercana con capacidad de vertido a red. Por otra parte, conectar el electrolizador a la red eléctrica también puede aumentar las horas de operación necesitando la obtención de permisos correspondientes. Esto puede ser un desafío técnico si la potencia del electrolizador es significativamente alta.

Criterios sociales: aspectos como la generación de empleo, la tasa de desempleo o el grado de población de un territorio pueden influir en la decisión de ubicación de un proyecto.

Disponibilidad de agua: es necesario encontrar una ubicación con proximidad a una fuente de agua que asegure un suministro constante de hidrógeno sin interferir con otros usos finales. Estas fuentes pueden ser superficiales, como lagos, ríos o el mar, o bien derivarse de estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR) o directamente de la red de agua

Uso del terreno: además de evaluar el impacto ambiental en el terreno, hay que priorizar aquellos usos de la tierra que no entren en conflicto con otras actividades como la agricultura.

Proximidad a carreteras: es otro aspecto crucial tanto para la fase de construcción como para el transporte del hidrógeno en camiones.

6. EL COMERCIO A MEDIO Y LARGO PLAZO

6. EL COMERCIO A MEDIO Y LARGO PLAZO

6.1. El estado actual de mercados de H2 y sus derivados

El hidrógeno supondrá entre un 12 y un 22 % de la demanda final de energía prevista para 2050.

Las perspectivas de las principales agencias y analistas internacionales señalan que el hidrógeno va a ser una fuente de energía relevante para la descarbonización de la economía de aquí al 2050. Estos estudios, tal como se refleja en la Figura 45 estiman que la demanda actual de hidrógeno gris se puede multiplicar en un rango entre 5 y 8 veces en 2050 en forma de hidrógeno verde y azul. Esto representaría un peso entre el 12% y el 22% de la demanda final de energía prevista para esa fecha.

Solo el 9% de los 320 mil millones de USD de capital de inversión anunciados para el hidrógeno renovable representan capital comprometido.

Con una perspectiva más próxima en el tiempo, si analizamos a nivel global los proyectos de hidrógeno anunciados para 2030, observamos que el ritmo de decisiones firmes de inversión es muy bajo. Apenas el 9% de los USD 320 mil millones de inversiones anunciadas hasta ese año son capital comprometido real.

Algunas de las barreras con las que se enfrentan los desarrolladores se han expuesto en apartados anteriores. Aquí, nos vamos a referir a aquellas que tienen que ver con su transformación para alcanzar un verdadero mercado y las relacionadas con su financiación.

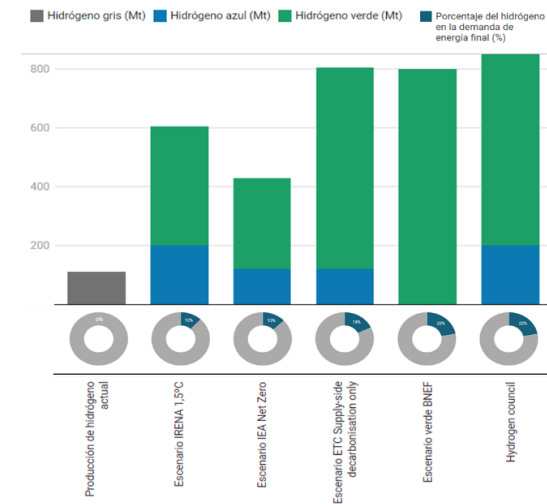


Figura 46. Hidrógeno: demanda global y perspectivas 2050. Fuente: IRENA (2022), Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor

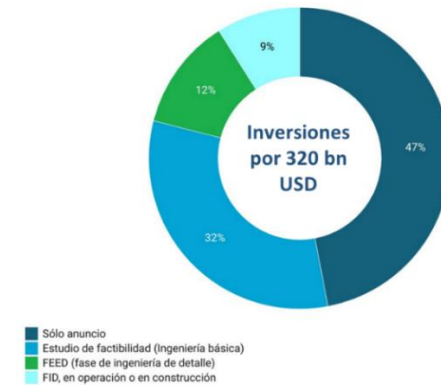


Figura 47. Estado de los proyectos de hidrógeno a nivel mundial anunciados hasta 2030. Fuente: Hydrogen Insights 2023, Hydrogen Council and McKinsey & Company

6.2. Desarrollo del mercado de negociación del hidrógeno

La negociación del hidrógeno renovable se puede equiparar al estado cadena de suministro con inversiones muy intensivas en capital, afectadas también por cambios tecnológicos y economías de escala.

A pesar del impulso llevado a cabo a nivel mundial para desarrollar proyectos de hidrógeno, todavía no se puede hablar de la existencia de un mercado propiamente dicho. Por el momento, nos encontramos en una fase anterior, que se podría denominar propia de una nueva cadena de suministro energética. Según se puede observar en la Figura 48 el desarrollo del hidrógeno bajo en carbono encaja todavía dentro de esta caracterización de cadena de suministro con contratos bilaterales y relaciones a largo plazo o baja transparencia, entre otros.

América Latina, y en especial Chile, serán los principales exportadores de hidrógeno para 2030 aunque España también se sitúa en una posición privilegiada

La creciente expansión esperada del hidrógeno a nivel mundial prevé un cambio significativo en la geografía de la inversión y el comercio global de la energía, convirtiendo nuevos países en importadores o exportadores.

Un análisis de los proyectos destinados a la producción y su coste nivelado del hidrógeno, muestran a América Latina, y en especial Chile, como el principal exportador de hidrógeno verde en el año 2030^{27 (1)}. Según las proyecciones de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), se anticipa que, a largo plazo, hacia el año 2050, China superará a Chile como el principal productor de hidrógeno verde con el coste nivelado más bajo.

En este contexto, la península ibérica, y en particular España, se sitúa también en una posición privilegiada, con un potencial de exportación en 2030 de 2,45 millones de toneladas, fundamentalmente a través de la conexión del hidroducto previsto del mediterráneo (H2MedBarMar), entre Barcelona y Marsella.

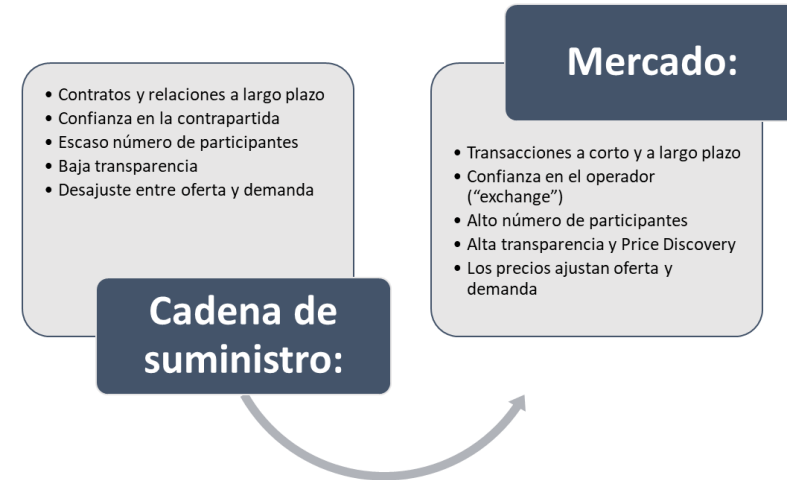


Figura 48. Evolución desde una cadena de suministro a un mercado. Fuente: elaboración propia

Demanda de H2 renovable en 2030

Consumo interno y exportaciones

Potencial demanda H2 renovable en 2030



La demanda nacional incluye las industrias de difícil descarbonización (refino, químico, siderurgia y cerámica). No se incluye transporte pesado, que podría ser potencial demanda adicional.



Figura 49. Consumo interno y exportación de hidrógeno en 2030. Fuente: Día del Hidrógeno (2023). Enagás.

²⁷ Fuente: Hydrogen Export Markets (2023). World Hydrogen Leaders.

El desarrollo de un mercado del hidrógeno es clave para que las decisiones de inversión se adopten de manera conjunta.

El mapa previsto de relaciones comerciales del hidrógeno renovable sugiere una transformación hacia un futuro mercado regional o global dependiendo del medio y el coste de transporte. Tal como se señalaba en apartados anteriores, el hidrógeno renovable o sus portadores (metanol, amoníaco o hidrógeno orgánico líquido -LOHC-) se podrán transportar en camiones, por gasoductos adaptados, hidroductos o por barco, y los factores determinantes para su elección serán el volumen para transportar y su coste. Esto implicará la creación de “hubs” regionales en donde se produzca y exporte el hidrógeno renovable, que servirán de referencia para la determinación de precios no sólo a nivel regional, sino también a nivel global, ajustando la oferta y la demanda.

Sin embargo, todavía nos encontramos lejos de este escenario. Actualmente, las señales de precios del hidrógeno renovable, como las que utiliza Platts Global S&P, se basan en evaluaciones de los costes de capital y operativos, en función de los proyectos y su localización²⁸. Precisamente, una de las piezas clave para garantizar el éxito de estos proyectos de inversión tan intensivos de capital, es que las decisiones de inversión y de financiación se adopten de manera conjunta.

Los costes de producción de hidrógeno verde seguirán siendo superiores a los del hidrógeno azul y al precio del gas natural²⁹ para 2040.

A su vez, uno de los aspectos primordiales para obtener financiación en los proyectos de hidrógeno renovable es la estabilidad y previsibilidad de su flujo de caja. En un entorno como el actual en el que producir hidrogeno renovable es más caro que el gris, hay que encontrar fórmulas para garantizar su competitividad a largo plazo y con ello su financiación.

Las previsiones de S&P Global Commodity Insights nos anticipan que esta tendencia se mantendrá por lo menos hasta 2040. Aunque los costes de

producción del hidrógeno verde se irán reduciendo, seguirán siendo superiores a los del precio del gas natural e incluso al coste del hidrógeno azul.

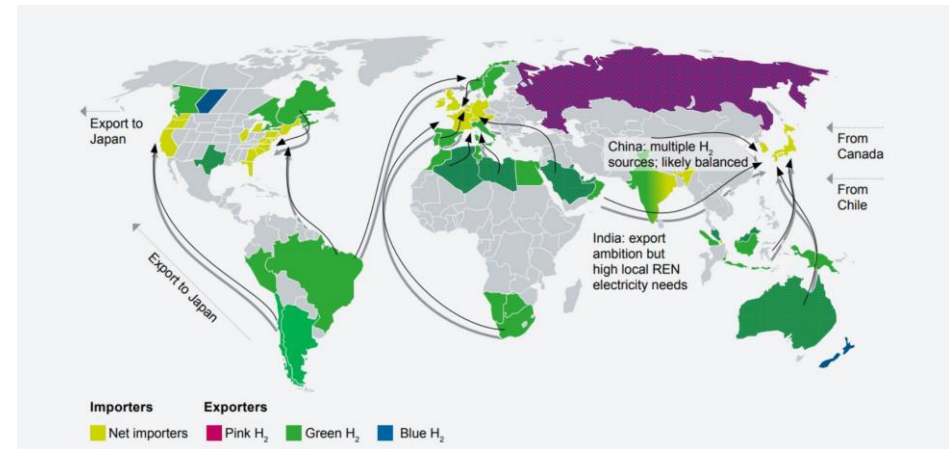


Figura 50. Importadores y exportadores de hidrógeno en 2030. Fuente: Hydrogen Export Markets (2023). World Hydrogen Leaders.

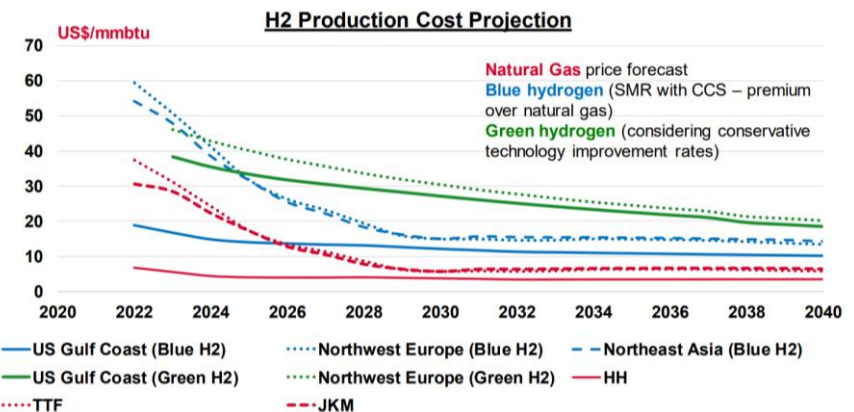


Figura 51. Evolución prevista de costes de producción de hidrógeno. Fuente: S&P Global

²⁸ Mas detalles sobre la función de estos precios se pueden encontrar en la siguiente sección 6.3

²⁹ En contenido energético

Para cerrar este “gap” de competitividad del hidrógeno renovable, es imprescindible el apoyo institucional y regulatorio, mediante incentivos a la oferta y la demanda, que pueden materializarse a través de diferentes instrumentos, algunos ya mencionados en apartados precedentes:

- Progresiva ampliación de impuestos sobre el carbono (ej. reducción de actividades y volúmenes exentos en el mecanismo de ETS)
- Subvenciones a la inversión (ej. PERTES)
- Mecanismos de compensación en los ingresos o gastos operativos (ej. contratos por diferencias, **subastas de precios del Banco Europeo del Hidrógeno**)
- Créditos fiscales (ej. Inflation Reduction Act en USA)

Si bien estos incentivos son condiciones necesarias, no son suficientes, ya que precisan de la iniciativa privada para movilizar el capital que facilite el volumen de inversión previsto para la economía del hidrógeno. Una de las mayores incertidumbres en la inversión se refiere al coste de los electrolizadores, que se ve afectada por los avances de la tecnología, los costes de materia prima, las economías de escala y la curva de aprendizaje.

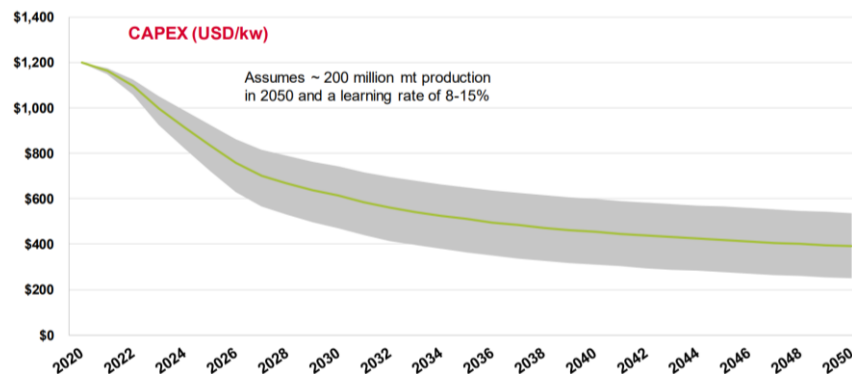


Figura 52. Evolución prevista de costes de la inversión en electrolizadores. Fuente: S&P Global

El mercado del GNL se puede tomar como modelo para prever el futuro desarrollo de la cadena de suministro del hidrógeno.

Con el objeto de interpretar algunas claves para el desarrollo presente y futuro de los proyectos de hidrógeno, el negocio del Gas Natural Licuado (GNL) puede ser considerado como un precedente cercano en el tiempo. Este puede ofrecer información valiosa por su evolución como cadena de suministro como por la instrumentación de su financiación.

Los orígenes del GNL se caracterizan precisamente por ser una cadena de suministro, con inversiones muy intensivas en capital, afectadas también por cambios tecnológicos y economías de escala. Esta cadena abarca desde la exploración y desarrollo de las reservas de gas, pasando por el proceso de licuefacción y el transporte por barco hacia los países de destino., donde se regasifica para su consumo final.

Los riesgos de la inversión y financiación de la cadena del GNL eran muy similares a los que ahora tiene que afrontar el hidrógeno, que precisan de mecanismos de diversificación y garantía, como los que se señalan a continuación:

1- La inversión del GNL se realiza con socios heterogéneos: quienes aportan las reservas de gas, los que aportan la tecnología, los que facilitan la comercialización, etc. En el caso del hidrógeno, podrían ser quienes aportan la producción de energía renovable, la tecnología de los electrolizadores, los consumidores, etc.

2- En el GNL se firman contratos bilaterales de compraventa a largo plazo, superiores a 20 años con cláusulas clave, en donde se garantiza el flujo de caja:

- Seguridad de compra del gas: “take or pay”
- Seguridad en el proceso de licuefacción: “process or pay”
- Seguridad de venta del GNL: “deliver or pay”
- Seguridad de transporte: “ship or pay”
- Fijación de destino, que impide que el comprador revenda el GNL a terceros

De forma similar, los contratos de la cadena de suministro del hidrógeno podrían seguir este esquema de garantías.

3- Para la determinación del precio del GNL se establece un valor de reposición, donde el precio no se basa en el coste de producción más el transporte, el margen de beneficio, etc., sino que está vinculado al precio de ciertos combustibles competidores (ej. sobre el precio del petróleo al que se aplican primas o descuentos).

En el caso del hidrógeno renovable existen también competidores, como el gas natural, el hidrógeno gris, el amoníaco o el metanol obtenidos con energías fósiles, que tienen características propias de un mercado y por tanto con formación de precios transparentes. Se podrían articular fórmulas de precio para el hidrógeno renovable o sus portadores, incorporando diferenciales sobre dichos productos competidores.

4- La financiación de la cadena del GNL se obtiene gracias a las garantías del proyecto enunciadas anteriormente, limitando el recurso a sus accionistas, que aportan un porcentaje entre el 30%-40% de la inversión total.

Con unos mecanismos de diversificación y garantías similares, el hidrógeno podría ser un candidato natural para obtener con éxito estructuras de financiación como las del GNL en su momento, ya que los objetivos y barreras para el desarrollo de proyectos de hidrógeno renovable son muy similares a las que se enfrentó el GNL.

En la actualidad, el suministro del GNL ha alcanzado todas las características propias de un mercado desarrollado, con múltiples contrapartidas, que se negocia en cámaras organizadas, con carácter regional en forma de “hubs”, que sirven de referencia de precios a nivel global y permiten ajustar oferta y demanda de manera transparente.

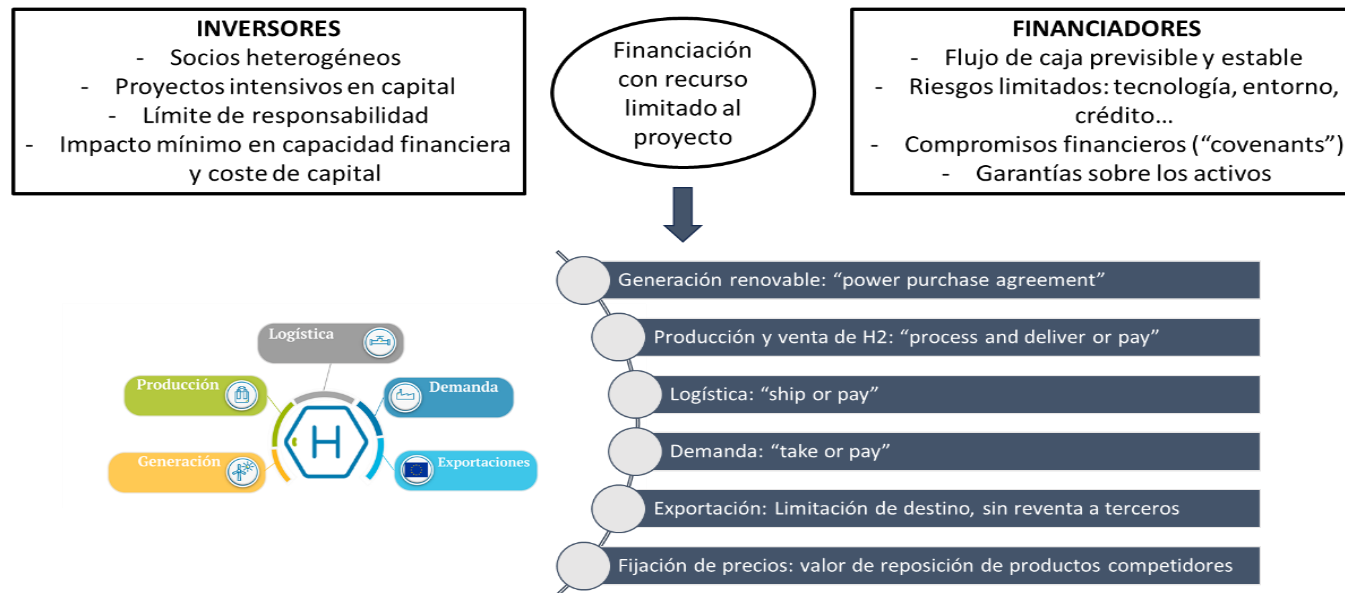


Figura 53. Financiación Proyectos de Hidrogeno. Fuente: elaboración propia

6.3. Señales y formación de precios en el mercado de hidrogeno renovable

Existen señales de precios del hidrógeno renovable. Sin embargo, están estrechamente vinculadas al precio de la electricidad y por tanto al precio del gas de referencia.

Para conseguir que el hidrogeno sea un vector competitivo es fundamental que se alcancen economías de escala en sus procesos productivos. Esto requerirá la creación del mercado del hidrógeno con las señales de precios apropiadas. La negociación actual del hidrógeno es opaca carece de *Price Discovery* o precios cotizados que reflejen condiciones de oferta y demanda. Actualmente la referencia de precios de hidrógeno con mayor historia es la proporcionada por S&P Global.

Las 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

financiación y coste de transporte). Estas métricas existen para las siguientes áreas geográficas: i) California ii) Costa del golfo de Estados Unidos de América (USA) con entrega en Texas o Lousiana iii) Noroeste de Europa reflejando el precio para entrega en Holanda iv) Oriente Medio con CNH de referencia para Arabia Saudi v) Far East Asia, con entrega de CNH en Japón, vi) Australia referencia del CNH en el oeste de Australia.

Desde la cátedra nos hemos centrado en el estudio 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. En este análisis se comparan dichas 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 Figura 54 y Figura 55 muestran la evolución diaria de las cotizaciones CNH y gas para un periodo comprendido entre diciembre 2021-septiembre 2023. Las series CNH están medidas para Europa (EU) y Estados Unidos (USA) en €/mmbt y \$/mmbt mientras que las series de gas cotizan en €/MWh y \$/mmbt respectivamente. Nótese que las series de gas y CNH para US el CNH parece más competitivo, esto se debe a que se está considerando la medida *ex-work* (estimaciones de coste o transacciones sin tener en cuenta futuros impuestos y coste de transporte o de financiación).³⁰ 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. Otros factores que influyen son el coste del electrolizador y

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 nueva capacidad de hidrógeno está actualmente en fase de construcción y bajo estudios de factibilidad.

³¹ Ver detalles sobre las interrupciones de los flujos de gas por parte de Rusia a Europa durante la crisis energética se pueden encontrar en las noticias de la BBC “Nord Stream 1: Russia shuts major gas pipeline to Europe” 1 de Septiembre 2022 (<https://www.bbc.com/news/world-europe-62249015>), “Nord Stream 1: How Russia is cutting gas supplies to Europe” 22 de Septiembre de, 2022

las horas de uso, identificados a través del CAPEX y el OPEX respectivamente (ver Lefranc et al. 2023).³² En agosto de 2022 las restricciones de oferta de gas debido a los cortes de suministro vía el gasoducto North Stream 1 provocan máximos en cotizaciones en el precio del gas y el diferencial de cotizaciones gas-CNH se estrechan tanto para USA como para Europa, con una mayor reducción del diferencial para éste último. El gas vuelve a recuperar los niveles de competitividad con respecto al CNH a partir del otoño de 2022. Otras subidas importantes tienen lugar durante el mes de julio cuando se suspende de forma parcial los flujos del gas del North Stream. Es importante apuntar que las cotizaciones del gas en Europa y en USA así como las de los futuros del mercado eléctrico representado por el futuro sobre el precio de la electricidad en el mercado alemán European Energy Exchange (EEX) y el future de la electricidad cotizado en el Chicago Mercantile Exchange (CME) comienzan su escalada en la primavera de 2021 cuando Gazprom anuncia que disminuirá los flujos de gas hacia Europa.³³

La formación del precio del hidrógeno renovable tiene por tanto similitudes con el GNL se establece un valor de reposición lo cual implica que el precio no se basa en el coste de producción más el transporte, el margen de beneficio, etc., sino que está vinculado al precio de ciertos combustibles competidores (ej. del GNL sobre el precio del petróleo al que se aplicaban primas o descuentos). Las cotizaciones actuales reflejan tanto el coste de reposición como el coste preponderante en el proceso de producción.

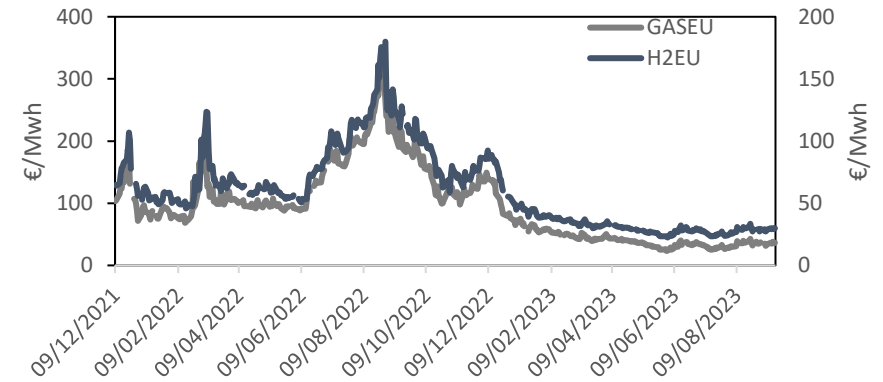


Figura 54. Evolución del precio del futuro (front Month) TTF (GASEU eje izquierdo) y el Low Carbon H2 S&P Global price assessment Ex Works Northwest Europe (H2EU eje derecho)

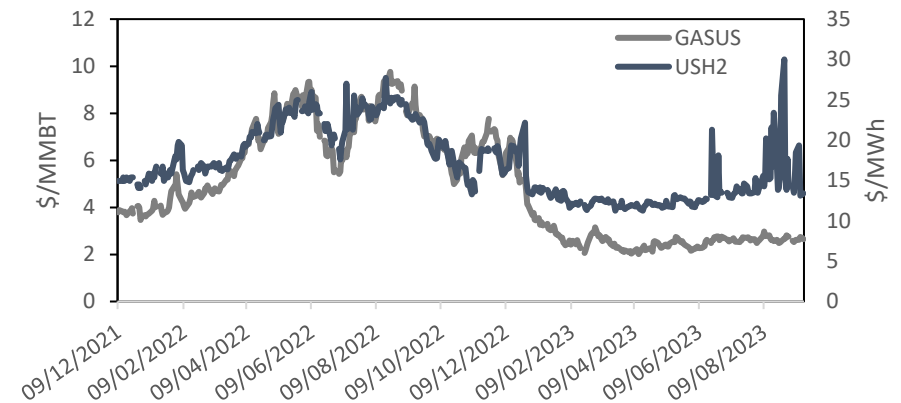


Figura 55. Evolución del precio del futuro (front Month) Henry Hub (GASUS eje izquierdo) y el Low Carbon H2 S&P Global price assessment Ex Works US west Coast (H2US eje derecho)

³² Para ver la composición del valor añadido de cada componente en la cadena de valor de producción del hidrógeno renovable el lector puede ver el informe “El hidrogeno verde en Alemania una apuesta a largo plazo.” Octubre 2021 (accesible en: <https://www.icex.es/content/dam/es/icex/documentos/el-exportador/mercado/alemania/PdfAlemania.pdf>)

³³ Según el informe trimestral de la Comisión Europea sobre los mercados del gas (issue 2 Q2 2021) se observó un aumento significativo en los precios cotizados del gas partiendo de 10€/MWh a inicios de abril hasta alcanzar 35 €/MWh en Junio y 48 €/MWh a mediados de Agosto . Ese mismo informe manifiesta que Gazprom reservó menos capacidad de la esperada principalmente para los gasoductos de Ucrania y Yamal.

Es importante anotar en este punto que, aunque la subida del precio de los combustibles fósiles como el gas parezca beneficiosa para hacer el hidrógeno renovable más competitivo, dicho aumento en las cotizaciones de los combustibles fósiles contribuye a una subida de la inflación que puede desencadenar futuras subidas de tipos. Dado que la inversión en hidrógeno requiere un CAPEX significativo consideramos que la subida excesiva del precio de los combustibles fósiles no es un escenario deseable.

La producción de CNH en algunas regiones de USA es mucho más competitiva que en el norte de Europa.

En la Figura 56, se mide el precio del CNH en (USA Y EU) en €/kg para hacer comparaciones de competitividad en las dos áreas geográficas. Si se analiza la evolución de ambas referencias a lo largo del tiempo se observa que el CNH en US cotiza a valores más competitivos que la referencia europea. Esto se debe principalmente a la existencia de un precio del gas más competitivo en US que en EU. También se puede inferir que la costa del golfo de US se beneficia de una alta potencia de renovables instaladas con demanda limitada en todos aquellos meses en los que no hay temperaturas extremas por causadas por olas de calor.

Otro punto importante a destacar es que los CNH assessments no constituyen actualmente una referencia del precio de transacciones actuales. Están en gran medida determinados por el cálculo de coste de producción según las definiciones establecidas por S&PGlobal altamente dependientes en el coste de la electricidad (y por tanto del precio del gas). Únicamente en el caso de US las estimaciones de coste de producción son contrastadas con los precios a los que se llevan a cabo las transacciones en el mercado spot.

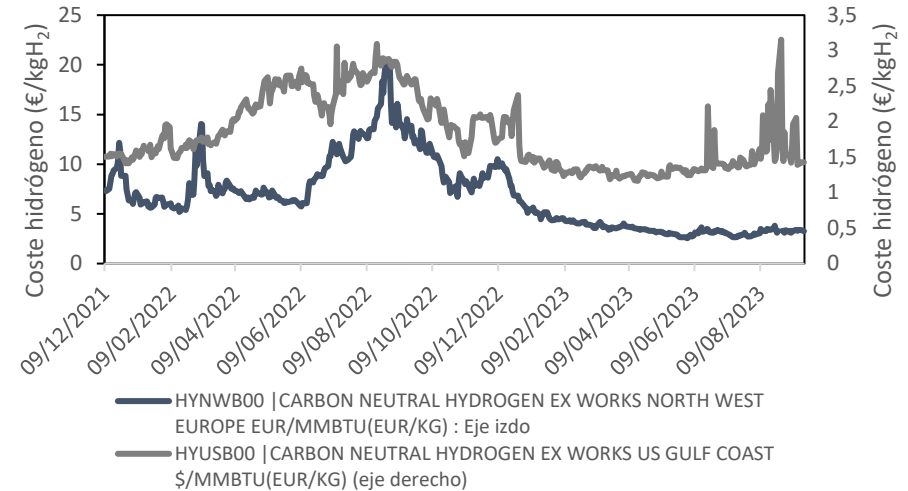


Figura 56. Evolución de los precios de hidrogeno bajo en carbono de referencia en Europa y Estados Unidos (€/kg)

La evolución futura de los precios de hidrógeno renovable está expuesta a un alto grado de incertidumbre. El informe “European Electricity Long term forecast” publicado por S&P Global en septiembre 2021 indica que en 2050 una cotización del hidrógeno renovable de €1.5/kg será suficiente para incentivar su sustitución por el gas CCGT asumiendo un precio del EUA de €120/tCO2e.³⁴ Tal y como se indica en la Figura 56, en Europa nos encontramos lejos de este objetivo.

³⁴ Esta estimación requiere importantes supuestos sobre el precio de la electricidad y los supuestos de almacenamiento y transporte.

6.3.1. Valoración de futuros PPAs de CNH

Los precios preliminares de PPAs sobre el CNH muestran la ventaja competitiva de España frente a otros países europeos como Alemania u Holanda.

Los avances en la regulación reflejados en la introducción de la RED III y el acto delegado ha permitido a la agencia de rating S&P global considerar la valoración de PPAs de hidrógeno renovable en función de la capacidad de generación de energía solar y eólica a nivel país según los datos de capacidad de la propia agencia S&P Global y los datos de generación solar y eólica de Eurostat. Esto permite la creación de un factor de capacidad eólica versus solar a nivel mensual y su media a 5 años. Esta ratio se aplica la fórmula de cálculo para obtener precios de PPAs a nivel país. En el cuadro más abajo muestra la evolución de los precios preliminares según la fuente S&P Global. Se puede observar que se predice mayor competitividad para el PPA H₂ de referencia de España que para el análogo alemán y holandés. Esto se debe en gran medida al amplio acceso a fuentes renovables a bajo coste en España. Tal y como señala la Agencia Internacional de la Energía España es el país

europeo con mayor potencial para las energías renovables y ya ocupa un lugar de referencia en cuanto al parque instalado.

Desde la catedra valoramos positivamente la nueva metodología desarrollada por S&P Global para valorar PPAs de H₂, considerando que es la más adecuada para favorecer la creación del mercado del hidrógeno renovable.

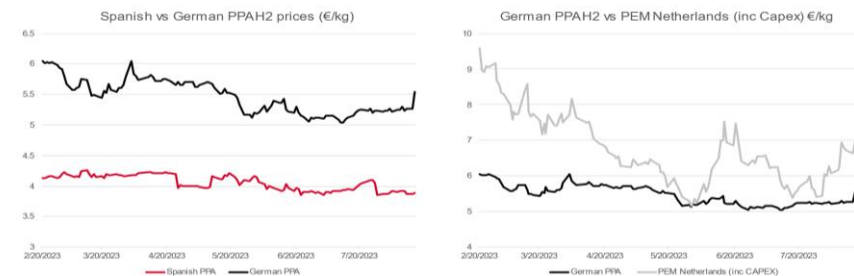


Figura 57. Costes preliminares de PPA para la producción de hidrógeno renovable. Fuente: S&P Global

6.3.2. Creación de índice hidrógeno verde

El índice de hidrógeno renovable hydrix muestra que el combustible verde se mantiene muy poco competitivo con respecto al gas.

El pasado mes de junio el European Energy Exchange anunciaba la creación del índice **Hydrix**, el primer índice de hidrogeno en el mercado con el objetivo de representar información sobre los precios negociados del hidrogeno renovable, reflejando las condiciones de oferta y demanda. El objetivo de este índice es crear un precio de referencia que se pueda utilizar para las decisiones de inversión y financiación más una posterior asignación óptima de los recursos.

Según la información proporcionada por el mercado EEX, los datos del índice Hydrix agregan la información de transacciones por parte del comprador y el vendedor en el mercado alemán.³⁵ Se actualizan con frecuencia semanal y las

nuevas cotizaciones se publican en euros por megavatio (€/MWh) los miércoles. Todos los agentes que contribuyen a la formación de la cotización calculan un precio de compra y de venta único (bid ask) representando el precio medio de acuerdo con los requerimientos del documento denominado *Underlying Data and Suitability* publicado por el mismo mercado EEX. Esto garantiza que las señales de precios sean claras. Actualmente el valor del Hydrix no se puede considerar como una cotización bursátil o *Over the Counter*. Sin embargo, se espera que el valor de este índice será una referencia para la contratación bilateral. Tampoco está claro hasta qué punto el índice se ha diseñado en consonancia con la directriz de la UE establecidas bajo la nueva regulación RED III y al acto delegado.

³⁵ Fuente: <https://www.eex-transparency.com/hydrogen>

Según los datos de Refinitiv, ver Figura 58, el índice cotizaba en el mes de septiembre a 236.45 €/Mwh. Esto equivale aproximadamente a 9.3 €/kg indicando que las cotizaciones están aún muy alejadas del objetivo 1€/kg planteado para el 2050. Por otro lado, la cotización media del índice Hydrix desde su introducción ha sido de 233.8€/Mwh mientras que la cotización media del gas natural de referencia en Europa (precio futuro con vencimiento más cercano (front month TTF) durante el mismo periodo es de 32.4€/Mwh. Por tanto, el hidrógeno renovable de referencia en Alemania sigue cotizando 7 veces más caro en media que su combustible fósil sustituto. Si utilizamos datos semanales para el periodo comprendido entre mayo y septiembre 2023 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 dos veces mayor a la registrada en el mercado de hidrógeno renovable (98% versus 41%). Sin embargo, este dato simplemente puede indicar la baja frecuencia de las transacciones en el mercado del hidrógeno renovable en comparación con el mercado de gas de referencia en Europa.

A pesar de su incipiente introducción pensamos que el índice de hidrógeno renovable hydrix es un recurso importante para la creación de señales de precio que optimicen las inversiones relacionadas con el hidrógeno renovable mediante los siguientes mecanismos:

- Introducción de señales directas y no indirectas o derivadas del precio del sustituto del hidrógeno renovable como puede ser el gas natural.
- Unidad de cotización en €/MWh, lo cual permite una comparación directa de los precios de hidrógeno renovable en €/MWh con los precios del gas y de la electricidad.

- Transparencia y Price Discovery de precios con visibilidad a nivel global

Estas características facilitarían el desarrollo del hidrógeno renovable como nuevo Commodity.

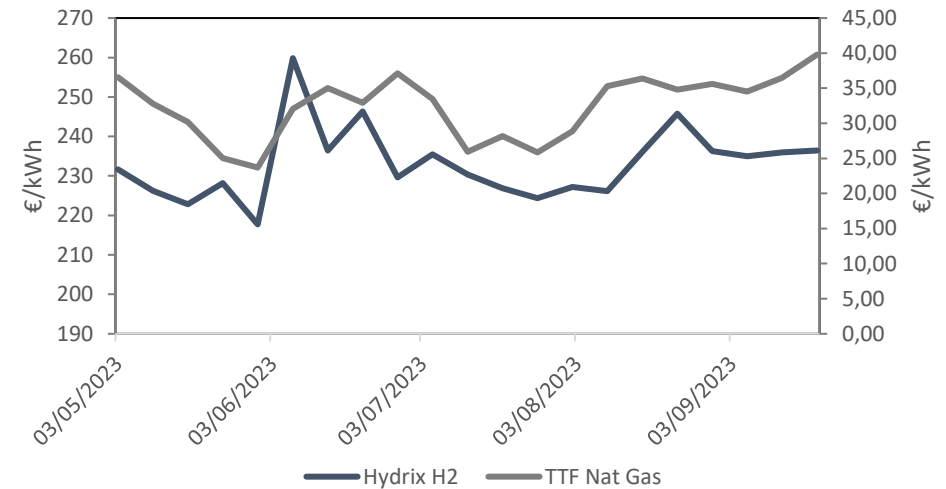


Figura 58. Evolución del precio del índice de hidrógeno renovable hydrix (eje izda) y el futuro gas TTF (eje derecha) ambos en euros/kwh

6.3.3. Subasta Europea de Hidrógeno

Otro de los acontecimientos que facilitará el desarrollo del mercado del hidrógeno y el proceso de revelación de precios de mercado es la introducción de las subastas en Europa. Tal y como se ha citado anteriormente el 30 de agosto de 2023 la Comisión Europea publicó los detalles sobre el funcionamiento de la primera subasta de hidrógeno renovable en Europa. La iniciativa será financiada por el Fondo de innovación bajo el paraguas del Banco del Hidrógeno Europeo. La primera prueba piloto está prevista para el próximo 23 de noviembre. El objetivo es comenzar con la subasta oficial durante el primer trimestre de 2024. La Unión Europea ha destinado hasta 800 millones de euros para productores y consumidores de hidrógeno renovable bajo este programa.

La ayuda consistirá en garantizar una prima denominada en €/kg para el hidrógeno producido con diez años de operación, cerrando la distancia entre el coste de producción y el precio que el consumidor puede o está dispuesto a pagar. Según la nota publicada por la Comisión Europea el 30 de agosto, la subasta tiene los siguientes objetivos:³⁶

- i) Favorecer el proceso de *price discovery* en el mercado de hidrógeno renovable. Las subastas competitivas con funcionamiento sencillo y transparente proporcionan información sobre el coste de producción creando una señalización de precios válida para el comienzo de la creación de mercado
- ii) Fomentan la producción eficiente y reducen la diferencia entre el hidrógeno renovable y los combustibles fósiles alternativos en la UE de la forma más rápida y eficiente posible a través de una combinación ayudas públicas que permiten competición entre los distintos productores. El objetivo es repetir el modelo que se diseñó para las renovables, el cual

fue un éxito para ya que permitió el aumento de la competitividad y la movilización de capital.

- iii) Reducción del riesgo en el mercado del hidrógeno fomentando la inversión. El objetivo es estimular el equilibrio entre la oferta y la demanda de hidrógeno disminuyendo el coste de capital y absorbiendo capital privado. El Fondo de Innovación actuará por tanto como capital Semilla para estimular el aumento de la inversión privada.
- iv) Reducción del coste administrativos gracias a la introducción de una Plataforma que centraliza y agrega la información y los procedimientos.

El nuevo Mecanismo de subastas proporcionara ayudas para Desarrollo de proyectos mediante instrumentos de financiación publico privados. Se espera que con ello incrementen las tecnologías innovadoras requeridas e para la transición en los sectores difíciles de abatir.

El Fondo de Innovación es uno de los mayores programas de financiación para el desarrollo de tecnologías innovadoras net-zero. Constituye una parte fundamental del Plan Industrial Verde financiado por los ingresos de la comercialización de derechos sobre el carbono regulados *EU Emissions Trading Systems* (ETS). El Banco del hidrogeno se introduce en mayo de 2023 para estimular la inversión en hidrógeno renovable. Su funcionamiento está organizado en base a los siguientes pilares:

- Coordinación en la creación y desarrollo de mercado doméstico de hidrógeno renovable
- Promoción de la transparencia en el diseño de instrumentos de inversión y financiación
- Apoyo a la infraestructura destinada a las importaciones de hidrógeno renovable

³⁶ Ver detalles en https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/upcoming-eu-hydrogen-bank-pilot-auction-european-commission-publishes-terms-conditions-2023-08-30_en

6.3.4. Creación de mercado en el norte de Europa a través de acuerdos de importación de hidrógeno renovable

La introducción de la plataforma h2Global ha negociado los primeros contratos a plazo en Alemania señalando los primeros indicios de creación de un mercado forward.

Los acuerdos para futuras importaciones de hidrógeno renovable también proliferan en Alemania donde este otoño se espera que el primer contrato a tres años bajo un soporte inicial del 900€ millones para apoyar la creación de los primeros derivados sobre el hidrógeno renovable. Las subastas domésticas para importar hidrógeno verde están preparadas para comenzar actividad en 2024 con entregas proyectadas en 2025. La contratación se hará a través de la plataforma H2Global, la cual ya se ha empleado para la negociación de amoniaco verde. A través de esta plataforma los contratos a largo plazo de hidrógeno verde o sus derivados se comprarán en el extranjero se revenderán en Alemania en subastas anuales. Los fondos del Ministerio de Economía de Alemania se utilizarán para compensar la diferencia entre el precio de compra de los derivados del hidrógeno y el precio de venta nacional durante algún tiempo.³⁷

La Figura 59 muestra la evolución de los mercados del gas según su madurez. Si asumimos que el hidrógeno renovable seguirá un proceso parecido podemos concluir que la creación de su mercado se encuentra en la segunda fase de las 6 posibles.

El gobierno holandés también espera utilizar la misma plataforma para centralizar la importación de hidrógeno renovable. Concretamente el gobierno pretende emitir 300€ millones para las primeras subastas. Desde España el ministerio de Economía ha apoyado la iniciativa de construcción de un mercado de hidrógeno

³⁷ Ver detalles en: <https://www.icex.es/es/quienes-somos/donde-estamos/red-externior-de-comercio/de/documentos-y-estadisticas/estudios-e-informes/hidrogeno-verde-en-alemania--una-apuesta-a-largo-plazo.html>

verde de esta plataforma recién creada por algunos de los principales grupos industriales germanos como Siemens Energy, Linde, Nordex o ThyssenKrupp.³⁸

Otros desarrollos importantes en el ámbito de creación del mercado del hidrógeno renovable incluyen la firma por parte de Holanda de un acuerdo en forma de *memorandum of understanding* con Arabia Saudi en relación a seguridad energética que asienta las bases para que ambas naciones cooperen en el ámbito de hidrógeno renovable tecnologías de transporte, certificación y desarrollo de cadenas de suministro internas. Holanda se posiciona, así como hub para las importaciones procedentes de Arabia Saudi.³⁹

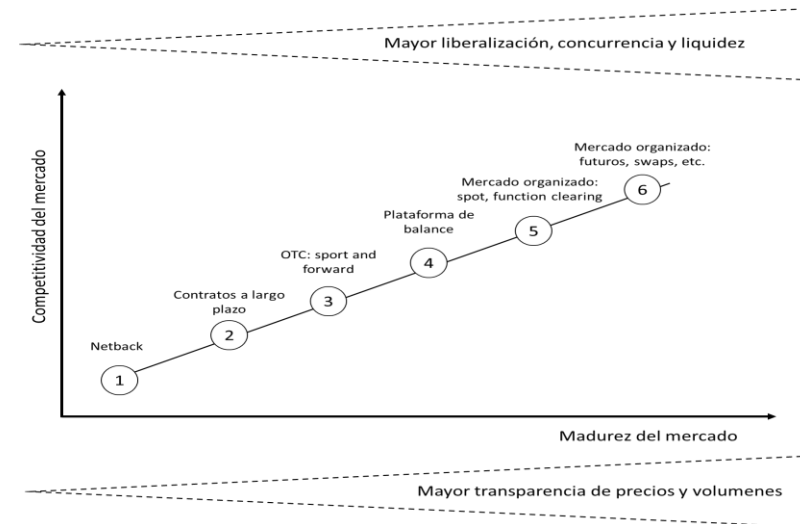


Figura 59. Evolución temporal de los mercados del gas en función de su madurez. Fuente: Presentación MIBGAS, Crisis energética y la propuesta del hidrógeno renovable como nuevo commodity.

³⁸ Ver detalles en <https://www.icex.es/es/quienes-somos/donde-estamos/red-externior-de-comercio/de/documentos-y-estadisticas/estudios-e-informes/hidrogeno-verde-en-alemania--una-apuesta-a-largo-plazo.html>

³⁹ Fuente: Hydrogen Market Monitor, S&PGlobal, 30th June, 2023

6.3.5. Plataformas de negociación H2

Tal como señalamos anteriormente, las plataformas de negociación son esenciales para facilitar la evolución de la cadena del hidrógeno hacia un mercado desarrollado. En el caso del hidrógeno, ayudarían a crear un mercado transparente, con procesos estandarizados de garantía de calidad y certificación lo cual promoverá la confianza en su contratación.

De forma similar al funcionamiento de los otros “hubs” (plataformas de contratación) europeos existentes para el mercado del gas, donde se garantiza la neutralidad del operador (como en el caso del TTF en Holanda, el NBP de Reino Unido o MIBGAS en la península ibérica) la creación de “hubs” para el hidrógeno

renovable facilitarían la transparencia y el “price discovery” para casar oferta y demanda.

En particular, la puesta en marcha de un “hub” del hidrógeno renovable en la península ibérica supondría un hito significativo en la creación del mercado del hidrógeno para la Unión Europea, ya que su potencial de producción supera ampliamente la demanda nacional. Esto permitiría trasladar señales de precios regionales para el sur de Europa y servir de referencia para el conjunto del mercado europeo.

7. LA DIMENSIÓN GEOPOLÍTICA DE LA TRANSICIÓN

7. LA DIMENSIÓN GEOPOLÍTICA DE LA TRANSICIÓN

7.1. Materiales críticos

La transición hacia una economía más descarbonizada, donde el hidrógeno va a jugar un papel relevante, va a suponer también cambios significativos en las relaciones comerciales y geopolíticas por adquirir los recursos esenciales para su desarrollo. La preocupación por la seguridad de suministro y la búsqueda de autosuficiencia energética va a cambiar la relación entre los países importadores y exportadores de energía añadiendo mayor competencia por los llamados materiales críticos necesarios para impulsar estas nuevas tecnologías.

A nivel mundial, se prevé una creciente dependencia de nuevos materiales críticos tanto en su producción como en su proceso de transformación. Las tecnologías de energía renovable, y sus equipos e infraestructuras asociadas, demandan una gran cantidad de minerales como cobre, litio, cobalto, níquel, grafito y tierras raras. Según la Agencia Internacional de Energía, en las próximas dos décadas, la demanda de estos minerales críticos para estas tecnologías aumentará de cuatro a seis veces, lo que generará una competencia significativa por su adquisición [19].

Según se puede comprobar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, la extracción de litio, cobalto y níquel presenta una concentración significativa. Esto puede complicar la dependencia de países que controlan la mayoría de las minas, como Chile en el caso del cobre,

Australia con el litio, la República Democrática del Congo con el cobalto e Indonesia con el del níquel; sin embargo, se da la circunstancia de que no existe un único país que tenga el dominio de las reservas y la producción de los diferentes materiales críticos.

Esta mayor demanda, de materiales críticos en cambio, va a tropezar con que su tratamiento y refinado se encuentra muy concentrada en determinados países,

fundamentalmente China, de tal forma que va a generar un nuevo mapa de interdependencias geopolíticas.

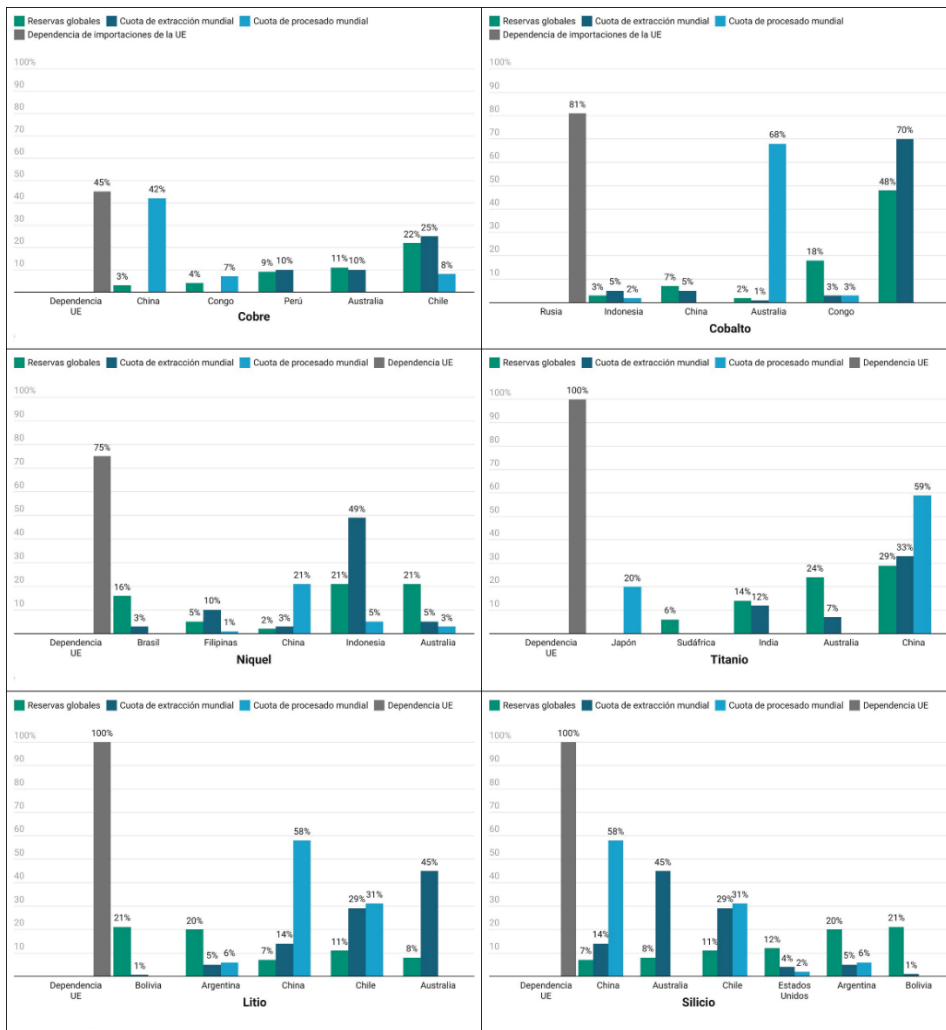


Figura 60. Principales proveedores de materiales críticos necesarios para la transición energética y dependencia de importaciones de la UE. Fuente:

Lo anterior pone de manifiesto cómo la transición energética implicará la entrada de nuevos actores y generará nuevos patrones en el comercio internacional de la energía. En la Figura 61 se evidencia el cambio de dependencias en las

¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.

materias primas de las energías fósiles (petróleo y gas) frente a las del hidrógeno renovable. A diferencia de lo que ocurre con el gas y el petróleo, Europa juega un papel importante en la etapa midstream (fabricación de electrolizadores),

teniendo la mayor capacidad de fabricación; sin embargo, China es el líder en su exportación ya que también son mucho más baratos que los europeos. Según el informe de BloombergNEF, China puede producir electrolizadores alcalinos estándar por USD 300 / kW, un 75% más baratos que los occidentales del mismo tipo ⁴⁰.

Según IRENA, para contrarrestar esta tendencia, numerosas empresas occidentales están dedicando recursos a la investigación y desarrollo de tecnologías más avanzadas.

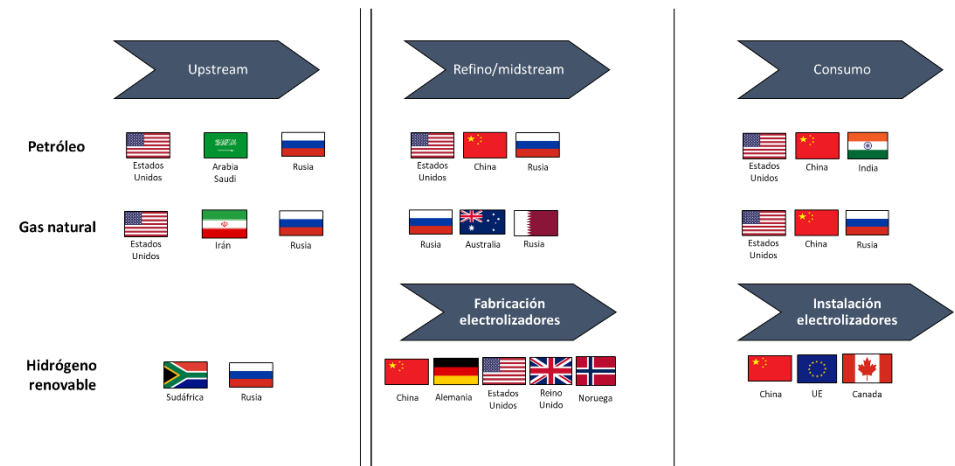


Figura 61. Cadenas de suministro de petróleo, gas e hidrógeno renovable. Fuente: IRENA (2022), *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*

7.2. Creación de la economía del hidrógeno

La economía de hidrógeno se encuentra en sus fases iniciales. El análisis del estado actual en sección 1 demuestra cómo, a día de hoy, los mercados de hidrógeno sostenible son una aspiración más que una realidad, y el discurso está dominando por su posible funcionamiento bajo la consideración de que todos los elementos de la futura economía de hidrógeno, tal como el acceso a materiales críticos para la producción de electrolizadores, estarán disponibles. Sin embargo, este discurso sobre la economía de hidrógeno y sus implicaciones ya permite identificar ciertas tendencias a nivel global con posibles consecuencias relevantes. En la actualidad muchos gobiernos nacionales se posicionan frente a la transición hacia una economía de hidrógeno. Se estudia el rol del nuevo vector energético

⁴⁰ BloombergNEF (2021), 2H 2021 Hydrogen Market Outlook: China Drives a Gigawatt, Bloomberg New Energy Finance, London

⁴¹ T. Gerres, R. Cossent. Is the European Union's green hydrogen strategy in Africa coherent with sustainable development? Financiado por el Parlamento Europeo. Oct/2023. // T. Gerres, R. Cossent. La compleja realidad tras el elemento más simple.

para la relación comercial y política entre diferentes regiones, países y continentes.

A continuación, se resume el análisis realizado por los miembros de la cátedra en varios estudios, artículos e informes⁴¹ destacando las tendencias geopolíticas a corto, medio y largo plazo.

Corto plazo: planes y propuestas para una economía de hidrógeno
La unión europea reconoce la necesidad de importar hidrógeno en el futuro, firmando los primeros acuerdos de asociación con países externos a la UE .

y su contribución para cumplir con los compromisos de la cumbre climática de París y limitar el calentamiento global a 1.5-2 °C. Además, se evalúan los posibles

Política Exterior. Vol. XXXVII, nº. 213, pp. 106 - 114, junio 2023. // S. Serna, T. Gerres, R. Cossent. Estrategias nacionales sobre el hidrógeno: elementos de diseño comunes y lecciones aprendidas. Papeles de Economía Española. Nº. 174, pp. 52 - 71, diciembre 2022.

beneficios nacionales en producir, comercializar y consumir hidrogeno renovable. En su mayoría, los gobiernos nacionales presentan estrategias para apoyar la investigación y el desarrollo de la tecnología, medidas para fomentar la producción y el consumo de hidrogeno a nivel nacional y una visión sobre el rol de hidrógeno a largo plazo.

En el caso de la Unión Europea un gran objetivo de estas estrategias es la de posicionar la industria europea como proveedor tecnológico.⁴² Dado el papel predominante de China en todo el proceso de fabricación de módulos fotovoltaicos y baterías, desde las materias primas hasta el producto final, se busca establecer una presencia destacada de la UE en la producción local de electrolizadores y asegurar el acceso a recursos clave. Un posicionamiento similar se puede observar en los Estados Unidos con la estrategia “Made in America” que se refleja claramente en los sistemas del apoyo al hidrógeno bajo el “Inflation Reducion Act” (IRA) que implica una cierta confrontación entre los grandes bloques de los países industrializados en Asia, Europa y las Américas.

Al mismo tiempo, la Unión Europea reconoce que los recursos renovables disponibles en su territorio no serán suficientes para producir la cantidad total de hidrógeno verde requerido para cumplir con la demanda proyectada en los países miembros. El plan RePowerEU prevé importaciones de 10 Mt de hidrógeno anuales en 2030 que corresponden a un 50% de la demanda esperada. Por tanto, la UE ha comenzado a posicionarse con una política energética exterior que incentiva la producción de hidrógeno renovable en países como Namibia y Egipto para su exportación a Europa mediante acuerdos de asociación (“partnership agreements”).⁴³

Muchos países emergentes y en desarrollo ofrecen condiciones excelentes para instalaciones de energía fotovoltaica y eólica que permitirían producir hidrógeno de forma más económica que, en Europa, Japón, China, Corea de Sur y algunas

geografías de los Estados Unidos. Conscientes de ello, los gobiernos de países como Chile, Colombia, África de Sur, Namibia, Marruecos, Egipto o de los Estados del Golfo se posicionan como exportadores de hidrógeno renovable. Con grandes esfuerzos algunos países intentan acelerar el desarrollo de una economía de exportación y apoyan proyectos pioneros de producción de hidrógeno con sus propios fondos soberanos de inversión, por ejemplo, en Namibia y Egipto.

A primera vista, las recientes alianzas entre la Unión Europea y los países del Sur, con el objetivo de cooperar y establecer relaciones estrechas, parecen colaboraciones “entre iguales”. En estas colaboraciones, los potenciales países exportadores trabajan con los países miembros de la UE, que anticipan la necesidad de importaciones para satisfacer su demanda de hidrógeno y para establecerse como proveedores tecnológicos.

Medio plazo: el rol del apoyo público europeo en el contexto global

Las inversiones aceleradas en la producción de hidrógeno por países exportadores no están exentas de riesgos, y solo un compromiso sólido que incluya responsabilidades legales y financieras compartidas por parte de la UE puede ayudar a reducir estos riesgos a largo plazo.

Muchas características de la futura economía de hidrógeno se decidirán por el cómo y cuándo se desarrolla la producción, el transporte y la demanda de hidrógeno. Históricamente, la generación y la demanda de energía, tal como la explotación de recursos naturales y su procesamiento se establecieron en base a la proximidad geográfica. La logística a larga distancia se establece siempre que unos costes de transporte reducidos eliminan los beneficios de la proximidad geográfica entre la producción y el consumo. La economía de hidrógeno se desarrollará bajo un fuerte apoyo público que haga competitivos su producción y su consumo frente al uso de hidrocarburos convencionales durante la próxima década. Por consiguiente, el rol del apoyo público en reducir los costes de

⁴² Véase, RePowerEU (COM(2022)230) del 18 de mayo 2022.

⁴³ “EU-Namibia strategic partnership agreement MoU” firmado en Sharm El-Sheikh el 8 de noviembre 2022 // “EU-Egypt strategic partnership agreement on renewable hydrogen MoU” firmado en Sharm El-Sheikh el 16 de noviembre 2022

transporte es clave para el establecimiento de cadenas de suministros globales a medio plazo.

Para materializar los 10 Mt de hidrógeno importado a la UE en 2030 se requieren incentivos que reduzcan el coste y el riesgo financiero de transportar el hidrógeno y sus derivados, en su mayoría por barco, desde los países exportadores a Europa. Además, se requieren inversiones en las infraestructuras necesarias para vincular los puertos de entrada con los grandes centros del consumo industrial.

El éxito de las futuras cadenas de suministro entre países exportadores de hidrógeno y los Estados Miembros depende mucho de la disposición y capacidad de la UE y de los gobiernos nacionales para reducir estas barreras logísticas y comprometerse económicamente a las importaciones (por ejemplo, mediante contratos a largo plazo), en particular porque previsiblemente existirán otros mercados importadores a medio plazo.⁴⁴

De lo contrario, los países exportadores se pueden encontrar en una situación en la cual tendrán que subsidiar la exportación de hidrógeno renovable por falta de demanda nacional en sus propias economías de baja intensidad energética. Además, esto puede no ser suficiente si faltan opciones económicamente viables para suministrar el hidrogeno de los puertos de entrada a centros de consumo interiores.

Al mismo tiempo, los países exportadores se enfrentan a una gran incertidumbre con respecto a la legislación europea, para ser más precisos, las reglas y estándares que definen el funcionamiento del mercado común para el hidrógeno y los criterios de sostenibilidad. Como consecuencia, a medio plazo, los países exportadores que inviertan en novedosas instalaciones con el objetivo de exportar hidrógeno a Europa están implícitamente apostando en la capacidad de la UE y los estados miembros en establecer un ámbito que es favorable para

⁴⁴ La nueva estrategia de hidrógeno del gobierno japonés publicado en junio 2023 contempla una subida de importaciones de hidrogeno y armonía de 2 Mt (armonía

la importación de hidrógeno y el cumplimiento de las metas del plan REPowerEU de 10 Mt de hidrogeno importado en 2030.

Solamente un compromiso fuerte con responsabilidades jurídicas y financieras compartidas por parte de la UE permite mitigar los riesgos para los países exportadoras a medio plazo.

Largo plazo: tres ejes del comercio global

En su informe sobre la geopolítica de hidrógeno en la transición energética publicado en 2022⁴⁵ la agencia internacional de las energías renovables (IRENA) caracterizó el futuro mercado de hidrógeno por su alto grado de competencia entre una multitud de países exportadores e importadores. En relación al transporte, IRENA diferencia principalmente entre el modo de transporte, por barco y tubería, y el bien transportado, (hidrógeno, derivados de hidrógeno como amoniaco o fueles sintéticos). Basándose en esta clasificación, diferencian entre tres posibles ejes de desarrollo del mercado global del hidrógeno, cada uno de ellos con el potencial de dominar el futuro comercio global de hidrógeno a largo plazo:

Un comercio global de hidrógeno se caracteriza principalmente por la capacidad de compra de regiones con un déficit de producción local y con múltiples proveedores disponibles.

El comercio global se basa en hidrógeno licuado o mediante portadores (como amoniaco): este escenario implica que el coste de transporte en barco y la reconversión de portadores de hidrógeno se reduce de tal manera que puede ser competitiva con la producción local o con importaciones por tubería. Los mercados de hidrógeno se parecerían a los actuales mercados de gas natural, pero con mucho menos poder de mercado para los países productores y exportadores. En la actualidad, pocos actores controlan las reservas de gas

convencional) a 3 Mt en 2030, mientras otros posibles países importadores como China y Corea de Sur no especificaron objetivos a medio plazo.

⁴⁵ IRENA, 2022. Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor.

natural más relevantes y el gran poder del mercado se traduce en poder geopolítico. En el caso del hidrógeno, las barreras de acceso en un futuro mercado global son más limitadas porque muchas regiones en América Latina, África, el Oriente Medio y Australia ofrecen excelentes condiciones para producir hidrógeno renovable a bajo coste.

Los mercados interregionales resultarían en una gran autonomía energética de la Unión Europea.

Un comercio global de hidrógeno con bajos costes de transporte se puede caracterizar más por el poder de compra de las regiones con un déficit de producción local frente muchos proveedores.

Mercados interregionales conectados por tubería podrían dominar el comercio de hidrógeno si el transporte en barco y la reconversión de portadores de hidrógeno resulta más costosa de lo esperado. Se debe tener presente que ni existe la infraestructura portuaria, ni barcos comerciales para el transporte de hidrógeno a día de hoy y, por la baja densidad volumétrica de hidrógeno, su transporte en buques saldría mucho más costoso que, por ejemplo, gas natural licuado. En contraste, el transporte por tubería tiene una alta madurez tecnológica y la capacidad de gaseoductos reconvertidos corresponde a un 80% de la capacidad energética del transporte de gas natural.⁴⁶ En Europa, estos mercados interregionales conectarían los grandes centros de consumo en Europa Central con Escandinavia, la península ibérica y regiones vecinas como Ucrania o el Norte de África con excedentes de energía renovable. Según estudios para el gobierno alemán, casi toda la demanda de hidrógeno del país en 2050 se podría satisfacer con importaciones de Escandinavia y la península ibérica, lo que dejaría un rol marginal para las importaciones por la ruta marítima.⁴⁷ En el caso de Europa, el suministro de hidrógeno por hidroductos podría resultar en cambios

en los equilibrios de poder al crear nuevas dependencias entre países productores y consumidores.

Los mercados interregionales resultarían en una gran autonomía energética de la Unión Europea.

Mientras los mercados interregionales conectados por tubería parecen factibles en el contexto europeo no se presentan como alternativas realistas para países como Japón y Corea de Sur. Su carácter insular y la falta de países exportadores vecinos implica que deberían maximizar la producción de hidrógeno en el ámbito nacional, por ejemplo, mediante hidrógeno rosa del origen nuclear, y contemplar con costes de importación que son mucho más elevados que en otras regiones con altos grados de industrialización.

En un escenario dominado por mercados de bienes elaborados con hidrógeno España puede beneficiarse de sus bajos costes de producción en comparación con otras regiones europeas y ofrecer una alta seguridad de la cadena de suministro a clientes europeos en comparación con competidores globales.

Los **Mercados globales de bienes elaborados** con hidrógeno pueden surgir debido a los elevados costes de transporte tanto del hidrógeno como de los portadores del mismo. Las industrias que requieren grandes cantidades de energía y que utilizan hidrógeno como materia prima o fuente de energía serán un consumidor clave en el futuro. Sus productos tienen en común que son materias básicas mucho más fáciles de transportar en buques que el hidrógeno y sus portadores. Debido a esto, y teniendo en cuenta los elevados costes del transporte de hidrógeno en barcos y las limitaciones en el transporte mediante tuberías, la economía del hidrógeno podría evolucionar en torno a mercados globales de productos y bienes relacionados. Estos incluyen el hierro reducido (DRI), un subproducto de la producción de acero que puede ser fabricado utilizando hidrógeno en lugar de carbón fósil, el amoníaco, utilizado en la

⁴⁶ ACER, 2021. Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing

⁴⁷ Vease los escenarios T45 (2045) del Fraunhofer ISI para el Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima de Alemania: www.langfristszenarien.de

producción de fertilizantes y como combustible, y otros hidrocarburos y productos químicos básicos derivados del hidrógeno. Países exportadores de hidrógeno podrían beneficiarse de esta situación gracias a la mayor contribución de valor añadido y la diversificación de sus ingresos. En el caso del hierro, países con relevantes yacimientos minerales y un acceso privilegiado a recursos de energía renovable como Australia, Suecia, Brasil, Perú, África de Sur o Mauritania se podrían transformar de exportadores de minerales a exportadores de DRI. Las implicaciones de este eje del comercio global de hidrógeno son la deslocalización industrial y la desindustrialización parcial de ciertas regiones europeas con pocos recursos naturales para producir hidrógeno in situ.

En un escenario dominado por mercados de bienes elaborados con hidrógeno España puede beneficiarse de sus bajos costes de producción en comparación con otras regiones europeas y ofrecer una alta seguridad de la cadena de suministro a clientes europeos en comparación con competidores globales.

A día de hoy, no sé sabe cuál será el eje dominante del futuro mercado global de hidrógeno y será probable la coexistencia y competencia de las diferentes opciones para conectar demanda y consumo. Los tres ejes ofrecen grandes oportunidades para países productores y exportadores en mejorar su influencia económica y geopolítica, y posicionarse como una contraparte potente frente las economías más desarrolladas. Sin embargo, si estos países exportadores apostaran a un único eje del futuro mercado de hidrógeno mediante la acelerada formación de una industria dirigida a la exportación, esto también conllevaría grandes riesgos de fracaso y dependencia geopolítica respecto de los países consumidores y financiadores.

Las buenas noticias para países consumidores es la gran variedad de posibles rutas de importación que les permitiría asegurar su suministro con energía y materias renovables.

Al mismo tiempo altos costes del transporte a larga distancia pueden resultar en tendencias macroeconómicas que aceleren el decline de la industria del uso

intensivo de energía y aumenten su dependencia de materias básicas y procesadas importadas.

Las buenas noticias para países consumidores es la gran variedad de posibles rutas de importación que les permitiría asegurar su suministro con energía y materias renovables.

8. NOTAS METODOLÓGICAS

8. NOTAS METODOLÓGICAS

8.1. Modos de operación de electrolizadores: costes de producción

Tabla 1. Parámetros electrolizadores, y las plantas de generación renovable para el cálculo de los costes de producción de hidrógeno

Parámetro	Valor	Fuente
Tiempo de vida (años)	20	Criterio propio
Eficiencia (kWh/kgH ₂)	52	[20]
CAPEX electrolizador (€/kW)	1000	[20]
Costes mantenimiento electrolizador (%/CAPEX)	4 %	[21]
CAPEX PV (€/kW/año)	667	[21]
Costes mantenimiento PV	10	[21]
CAPEX eólica (€/kW/año)	995	[21]
Costes mantenimiento eólica	31	[21]
Tasa de interés (WACC)	10 %	Criterio propio

8.2. Metodología para el cálculo de la intensidad de emisiones de la generación de electricidad

Para calcular las emisiones asociadas a la generación de electricidad en España, se tomaron datos de la generación medida en centrales de ciclo combinado, cogeneración con gas natural y carbón desde el 01/01/2022 hasta el 31/12/2022

⁴⁸ Obtenido utilizando la web de datos pública e-sios perteneciente a Red Eléctrica. Datos de generación medida total con desglose por tecnologías ([enlace](#)).

en el territorio peninsular⁴⁸. Estas tres tecnologías, representaron más del 95% de las emisiones asociadas a la generación este año (ver Figura 62).

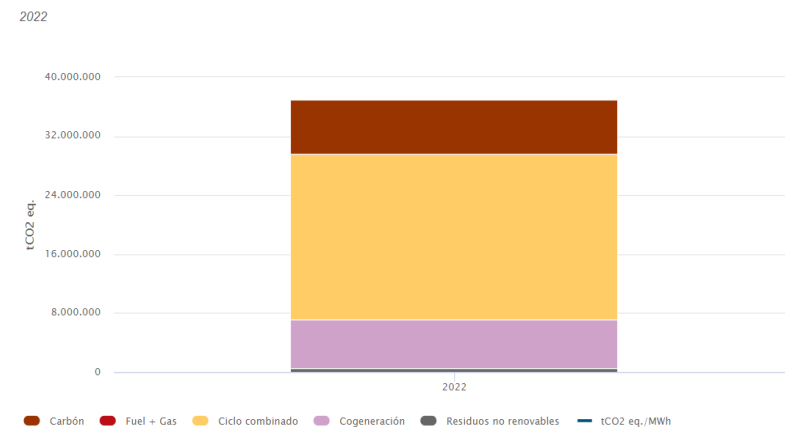


Figura 62. Emisiones de CO₂-eq de la generación de electricidad en la península ibérica en 2022. Fuente: ESIOS

Los factores de emisión de estas tecnologías se pueden encontrar en el informe publicado por Red Eléctrica [22], y se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2. Emisiones de CO₂-eq asociadas a distintas tecnologías en la generación de electricidad en el sistema peninsular

	Emisiones CO ₂ -eq (tCO ₂ -eq/MWh)
Central térmica ciclo combinado (gas natural)	0,37
Cogeneración	0,38
Central térmica de carbón	0,95

Utilizando la información sobre la generación de energía y su nivel de emisiones, es posible calcular la cantidad de dióxido de carbono equivalente (CO₂-eq) emitido por cada tecnología durante cada período de tiempo, que se mide en intervalos de 1 hora. Al dividir esta cifra entre la cantidad total de electricidad generada en ese mismo período⁴⁹, se puede determinar la intensidad de emisiones de la generación eléctrica, expresada en términos de tCO₂-eq/MWh.

8.3. Prospectivas sobre la operación: economías de escala

Tabla 3. Parámetros electrolizadores para el cálculo de los costes de producción de hidrógeno considerando únicamente costes de inversión

Parámetro	Valor	Fuente
Tiempo de vida (years)	20	Criterio propio
Horas de operación por año	4200	Criterio propio
CAPEX electrolizador PEM (€/kW)	6046*Potencia(kW) ^{-0.2}	[20]
CAPEX electrolizador Alc (€/kW)	4841*Potencia(kW) ^{-0.198}	[20]
Costes mantenimiento electrolizador (%/CAPEX)	4 %	[21]
Tasa de interés (WACC)	10 %	Criterio propio

⁴⁹ Obtenido utilizando la web de datos pública e-sios perteneciente a Red Eléctrica. Datos de generación medida total con desglose por tecnologías ([enlace](#)).

8.4. Transporte y distribución de hidrógeno por tube trailer

Premisas para el cálculo de los costes de transporte de hidrógeno comprimido por tube tráiler se encuentran en la Tabla 4.

Tabla 4. Parámetros para el cálculo de los costes de transporte de hidrógeno comprimido en tube-trailer. Fuente: [23]

Parámetro	Valor	
Velocidad media	50	km/h
Tiempo de carga	1,5	N/A
Tiempo de descarga	1,5	N/A
Capacidad transporte hidrógeno (kg)	670	kg H ₂
Consumo de combustible (diesel) (L/Km)	0,39	L Diesel/km
Coste diesel (€/L)	1,1	€/L
Costes mano de obra	23	20 €/h
CAPEX trailer	650000	€
CAPEX for cryo triler	1000000	€
CAPEX cabeza tractora tractor	100000	€
Costes de mantenimiento	0,047	€/km
Tiempo de vida cabeza tractora	5	years
Tiempo de vida trailer	20	years

La metodología de cálculo extendida se puede encontrar en [23].

Costes de compresión

$$P^C = \frac{RT_{in}}{2(\gamma - 1)\eta_c} \left(\left(\frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) \dot{m}_t$$

Ecuación 1

El compresor se modela como un compresor adiabático donde:

- P^C es la potencia del compresor (kw)
- R es la constante universal de gases ideales (8.314 J/mol k)
- T_{in} es la temperatura de entrada del hidrógeno (298 k)
- γ es la constante diatómica (1.4 for hydrogen)
- P_{out} y P_{in} son la presión de salida y de entrada al compresor (bar)
- η_c es la eficiencia mecánica del compresor (0.7)
- \dot{m}_t es el caudal másico (kg/s).

El coste del compresor viene dado por:

$$CAPEX_{compresion}(\text{€}) = 2\,417 * P(\text{kW})$$

Mientras que los costes operativos vienen dados por:

$$OPEX_{compresion} = \frac{0,85 * 8760 * \text{Precio}_{el} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right)}{\text{Eff}_{t\acute{e}rmica}} * P(\text{€})$$

Con un coste de la electricidad de 50 €/MWh en 2010 y una eficiencia térmica de 90 %.

8.5. Caso de estudio: transporte de hidrógeno a grandes distancias

Los costes de producción del hidrógeno se calcularon en base a los parámetros de la Tabla 5 y los costes de transporte en base a la Figura 27.

Tabla 5. Parámetros electrolizadores, y las plantas de generación renovable para el cálculo de los costes de producción de hidrógeno para 2030 y 2050

Parámetro	2030	FUENTE	2050	FUENTE
Tiempo de vida (años)	20	criterio propio	30	criterio propio
Eficiencia (kwh/kgH2)	52	[20]	45	[20]
Capex electrolizador (€/kw)	1000	[20]	200	[20]
Costes mantenimiento electrolizador (%/capex)	4 %	[21]	4 %	[20]
Capex pv (€/kw/año)	667	[21]	473	[26]
Costes mantenimiento pv	15	[27]	10	[26]
Capex eólica (€/kw/año)	995	[28]	803	[28]
Costes mantenimiento eólica	31	[27]	15	[28]
Tasa de interés (wacc)	10 %	criterio propio	10 %	criterio propio

Para el cálculo de las emisiones asociadas al transporte por barco se consideró el transporte de amoniaco utilizando tres combustibles diferentes: Heavy Fuel Oil (HFO), Marine Gas Oil (MGO) y gas natural licuado (GNL). Los parámetros utilizados para el cálculo así como las fuentes se encuentran en la Tabla 6 y los factores de emisión de cada combustible en la Tabla 7 .

Tabla 6. Parámetros para el cálculo de las emisiones asociadas al transporte de amoníaco por barco

		Fuente
Capacidad de transporte (t NH3)	53 000	[6]
Uso de combustible (MJ/km)	1487	[6]
Velocidad (km/h)	30	[6]
Tasa de recuperación en reconversión (%)	99	[6]
Tasa de recuperación en purificación (%)	85	[6]
Eficiencia motor combustión (%)	40	[7]
Eficiencia motor GNL (%)	42	[7]

Tabla 7. Factores de emisión de la combustión hull-to-wake por combustible (g/MJ combustible)

	HFO (gCO2/MJ)	Fuente
HFO (Heavy Fuel Oil)	81.1	[7]
MGO (Marine gas oil)	76.7	[7]
GNL	58.4	[7]

8.6. Cálculo de costes hidrogenera

Según [24] una hidrogenera puede dividirse en varios módulos: compresor, almacenamiento de baja presión, alta presión, dispensador y unidad de refrigeración (ver Figura 50).

- **Tanques de almacenamiento:** existen varias configuraciones, aunque la más sencilla consiste en utilizar un tanque de baja presión y uno de alta presión. El tanque de baja presión se utiliza como suministro de hidrógeno para garantizar un flujo constante de gas de entrada al compresor. El almacenamiento de alta presión, por otra parte, asegura el suministro de hidrógeno en momentos de alta demanda.

- **Compresor:** Este módulo es fundamental para aumentar la presión del hidrógeno desde el almacenamiento de baja presión hasta el de alta presión requerido para el proceso de llenado.
- **Dispensador:** A través del dispensador, los vehículos o equipos que utilizan hidrógeno como combustible se pueden reabastecer. Funciona de manera similar a una bomba de gasolina en una estación de servicio.
- **Unidad de refrigeración:** Dado que el hidrógeno se expande rápidamente cuando se calienta, es esencial mantenerlo a temperaturas bajas, especialmente durante el proceso de repostaje. La unidad de refrigeración se utiliza para asegurar de que el hidrógeno se mantenga a una temperatura constante y segura para evitar cualquier riesgo.

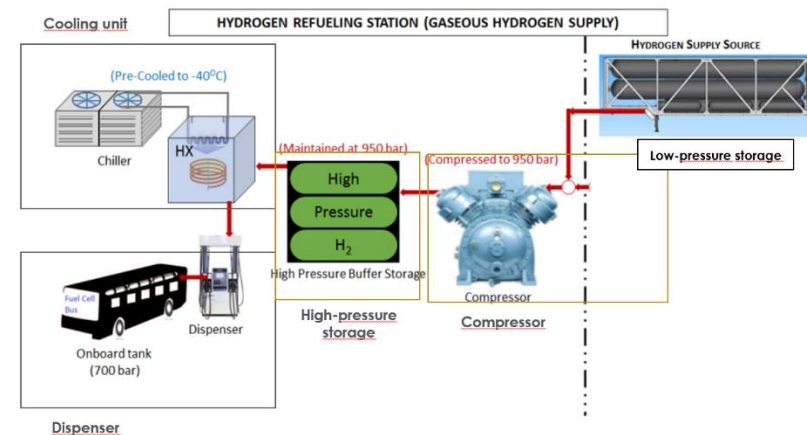


Figura 63. Representación de una hidrogenera típica. Fuente: [24]

Los **costes de inversión** se corresponden a los costes de cada uno de los componentes de la estación, los cuales se encuentran en la Tabla 8. **Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Tabla 8. Costes de inversión de los componentes de una hidrogenera

	CAPEX	Unidades
Unidad de refrigeración	140000	€/hose
Compresor	$40035 * p^{0.6038}$	€
Almacenamiento de alta presión	1800	€/kgH2
Almacenamiento baja presión	1050	€/Kg H2
Coste dispensador	100000	€

*Se asume un tiempo de vida de 20 años para todos los componentes

Los **costes de operación** de la estación proceden de los costes de compresión (que se pueden calcular en base a la potencia del compresor (Ecuación 1) asumiendo una eficiencia eléctrica de 0.8 y un coste de electricidad de 50€/MWh. Por otro lado, se puede asumir que los costos de refrigeración son de 0.18 kWh/kgH2 [25]

8.7. Caso de estudio hidrogeneras: producción centralizada vs producción in-situ

El coste final del hidrógeno viene dado por los costes de producción, transporte y el coste de la propia hidrogenera. A continuación, se explica la metodología empleada para el cálculo de cada uno de ellos.

• Costes de producción

Parámetro	Valor	Fuente
Tiempo de vida (years)	20	Criterio propio
Horas de operación por año	4200	Criterio propio
CAPEX electrolizador Alcalino (€/kW)	$4841 * Potencia(kW)^{-0.198}$	[20]
Costes mantenimiento electrolizador (%/CAPEX)	4 %	[21]
Tasa de interés (WACC)	10 %	Criterio propio
Coste electricidad (€/MWh)	50	Criterio propio

• Costes de transporte

Para producción in-situ no hay costes de transporte y para el caso centralizado se asumen costes de transporte de 1€/kgH2 en base a la Figura 26, calculados en base a la metodología expuesta en la sección 8.4.

• Costes hidrogenera

Se utilizan los valores de la Figura 31 calculados utilizando la metodología expuesta en la sección 8.6, asumiendo un grado de utilización de 100 %.

8.8. Demanda esperada de hidrógeno en movilidad

De acuerdo con, la distancia anual y la cuota de mercado de los diferentes tipos de camiones puede encontrarse en la Tabla 9 [18].

Tabla 9. Distancia recorrida anual y cuota de mercado de las diferentes categorías de vehículos pesados en Europa

Categoría	Distancia recorrida anual (millas)	Cuota en el mercado europeo
0	40000	10.30%
1	62000	0.40%
2	62000	1.80%
3	62000	1.50%
4-UD	60000	0.04%
4-RD	78000	4.20%
4-LH	98000	3.00%
5-RD	78000	0.50%
5-LH	116000	60.90%
9-RD	73000	4.10%
9-LH	108000	10.00%
10-RD	68000	0.01%
10-LH	107000	3.00%
11	75000	0.09%
12	105000	0.06%
16	60000	0.20%

El número de kilómetros por año, teniendo en cuenta la cuota de los distintos tipos de camiones es de 100 948 km/año, es decir, 388,26 km/día.

9. REFERENCIAS

- [1] A. Cossins-Smith, "IMO adopts revised plan to reduce emissions from international shipping," Offshore Technology. Accessed: Oct. 16, 2023. [Online]. Available: <https://www.offshore-technology.com/news/imo-shipping-emissions-reduction-plan-revised/>
- [2] "Hydrogen-Insights-2023.pdf." Accessed: Sep. 21, 2023. [Online]. Available: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/05/Hydrogen-Insights-2023.pdf>
- [3] "Global Hydrogen Review 2023," 2023.
- [4] I. CORPORATIVA, "Iberdrola y Foresa avanzan en su alianza para liderar la producción de metanol verde en España," Iberdrola. Accessed: Oct. 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-y-foresa-avanzan-en-su-alianza-para-liderar-produccion-metanol-verde-espana>
- [5] "Alternative Fuels Insight." Accessed: Sep. 29, 2023. [Online]. Available: <https://afi.dnv.com/>
- [6] "Statistics | Eurostat." Accessed: Oct. 04, 2023. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_205_C__custom_7567272/default/table?lang=en
- [7] "Critical assessment of the production scale required for fossil parity of green electrolytic hydrogen," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 35, pp. 17067–17075, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.04.259.
- [8] "Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5C climate goal".
- [9] "Electrolyser," Hyjack : Hydrogen Online. Accessed: Oct. 09, 2023. [Online]. Available: <https://hyjack.tech/components/electrolyser>
- [10] "Pressurised alkaline electrolyzers - John Cockerill," Hydrogen. Accessed: Oct. 15, 2023. [Online]. Available: <https://hydrogen.johncockerill.com/en/products/electrolyzers/>
- [11] A. One-GigaWatt, "Hydrohub Innovation Program".
- [12] Z. Tian, H. Lv, W. Zhou, C. Zhang, and P. He, "Review on equipment configuration and operation process optimization of hydrogen refueling

- station,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 5, pp. 3033–3053, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.10.238.
- [13] “Global Hydrogen Review 2022,” 2022.
- [14] “IRENA_Global_hydrogen_trade_part_1_2022_.pdf.” Accessed: Sep. 29, 2023. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Global_hydrogen_trade_part_1_2022_.pdf
- [15] “Hydrogen Production | European Hydrogen Observatory.” Accessed: Oct. 09, 2023. [Online]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/hydrogen-production>
- [16] R. C. Arín, P. L. Llamas, M. P. Bravo, and S. Zuluaga, “Informe anual La descarbonización del transporte pesado en España y Portugal,” 2023.
- [17] T. Naegler, S. Simon, M. Klein, and H. C. Gils, “Quantification of the European industrial heat demand by branch and temperature level: Quantification of European industrial heat demand,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 39, no. 15, pp. 2019–2030, Dec. 2015, doi: 10.1002/er.3436.
- [18] H. Basma and F. Rodríguez, “The European heavy-duty vehicle market until 2040: Analysis of decarbonization pathways”.
- [19] “The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions”.
- [20] “Electrolyser,” Hyjack : Hydrogen Online. Accessed: Sep. 28, 2023. [Online]. Available: <https://hyjack.tech/components/electrolyser>
- [21] “Allsop y Bortolotti - Reviewers Matus Muron, Grzegorz Pawelec, Stephen .pdf.” Accessed: Sep. 28, 2023. [Online]. Available: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2022/10/Clean_Hydrogen_Monitor_10-2022_DIGITAL.pdf
- [22] M. de, “Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España,” 2020.
- [23] J. André, S. Auray, D. De Wolf, M.-M. Memmah, and A. Simonnet, “Time development of new hydrogen transmission pipeline networks for France,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 20, pp. 10323–10337, Jul. 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.04.190.
- [24] K. Reddi, A. Elgowainy, N. Rustagi, and E. Gupta, “Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 34, pp. 21855–21865, Aug. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.05.122.
- [25] “9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf.” Accessed: Oct. 20, 2023. [Online]. Available: https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf
- [26] M. Bolinger, J. Seel, and D. Robson, “Utility-Scale Solar: Empirical Trends in Project Technology, Cost, Performance, and PPA Pricing in the United States (2019 Ed.),” None, 1581088, ark:/13030/qt336457p8, Dec. 2019. doi: 10.2172/1581088.
- [27] “IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf.” Accessed: Sep. 28, 2023. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8
- [28] “2023 Historical,” Tableau Software. Accessed: Sep. 28, 2023. [Online]. Available: <https://public.tableau.com/views/2023Historical/Dashboard1?:embed=y&:toolbar=no&Technology=LandbasedWind&:embed=y&:showVizHome=n&:bootstrapWhenNotified=y&:apiID=handler2>

EMPRESAS PATRONO



CÁTEDRA
DE ESTUDIOS SOBRE
EL HIDRÓGENO

