CÁTEDRA
DE ESTUDIOS SOBRE
EL HIDRÓGENO

COMILLAS ICAI

COMILLAS ICADE

INFORME ANUAL CÁTEDRA DE ESTUDIOS SOBRE EL HIDRÓGENO 2021-2022

ESTADO ACTUAL DEL SECTOR DEL HIDRÓGENO EN ESPAÑA - PROYECTOS Y REGULACIÓN

AUTORES: SANTIAGO SERNA, RAFAEL COSSENT, ISABEL FIGUEROLA-FERRETTI, TIMO GERRES, FRANCISCO JAVIER SANZ, IGNACIO SEGARRA

25 DE OCTUBRE DE 2022

EMPRESAS PATRONO

ACERINOX

BBVA

CARBUROS METALICOS
Grupo Air Products

enagas

Fundación Cepsa

MS ManagementSolutions
Making things happen

red eléctrica

TOYOTA

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN 1

1.1 CÁTEDRA COMILLAS DE ESTUDIOS SOBRE EL HIDRÓGENO 1
1.2 OBJETIVO Y ESTRUCTURA DEL INFORME 2

2 REVISIÓN DE POLÍTICA Y REGULACIÓN RELEVANTE 4

2.1 ÁMBITO EUROPEO 4
2.1.1 Hitos regulatorios 4
2.1.2 Actos Delegados desarrollando artículos 27 y 28 de la Directiva RED II: criterios de adicionalidad y cálculo de emisiones 7
2.1.3 Análisis y conclusiones para el contexto europeo 9
2.2 CONTEXTO NACIONAL 11
2.2.1 Hitos regulatorios 11
2.2.2 Convocatorias de ayuda al hidrógeno bajo el marco del PERTE ERHA 12
2.2.3 Procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen 15
2.2.4 Análisis y conclusiones para el contexto nacional 17
2.3 OTRAS EXPERIENCIAS INTERNACIONALES 18
2.3.1 Inflation Reduction Act (IRA) de EEUU 18
2.3.2 Contratos por Diferencia de Carbono 19
2.3.3 Análisis y conclusiones del contexto internacional 22

3 ANÁLISIS DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO EN ESPAÑA 24

3.1 CONTEXTO Y MOTIVACIÓN 24
3.2 SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECTOS EN MARCHA 25
3.2.1 Estado de los proyectos 25
3.2.2 Esquema de conexión 25
3.2.3 Proyectos por sectores 26
3.3 ALINEAMIENTO CON LOS OBJETIVOS DE LA HOJA DE RUTA 28
3.4 RESUMEN Y ANÁLISIS CRÍTICO DE PROYECTOS NACIONALES 30

4 ANÁLISIS DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO EN EUROPA: COMPARATIVA CON LA HOJA DE RUTA EUROPEA Y LA INICIATIVA REPOWEREU 33

4.1 ANÁLISIS Y COMPARATIVA 33
4.2 RESUMEN Y ANÁLISIS CRÍTICO DE PROYECTOS EUROPEOS 35

5 ANEXO: INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE EL USO DE HIDRÓGENO POR SECTOR EN ESPAÑA 37

6 REFERENCIAS 41

1. Introducción

1.1 Cátedra Comillas de Estudios sobre el Hidrógeno

Es un placer presentar este primer informe anual de la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas. Esta cátedra nace de la 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 uso del hidrógeno como vector energético parece estar llamado a ser un vector clave en un sistema energético descarbonizado, fundamentalmente debido a que:

- Permite el acoplamiento entre sectores y el almacenamiento energético de largo plazo necesario para gestionar la variabilidad de la producción eléctrica renovable.
- Permite descarbonizar consumos difíciles de electrificar de manera directa como algunos procesos industriales o el transporte pesado o marítimo.
- Puede convertirse en una nueva *commodity* relevante en el mercado energético global por su contribución a la transición hacia un modelo económico verde.

Este papel está reconocido en el propio Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, haciendo especial énfasis en el hidrógeno verde. La Hoja de Ruta del Hidrógeno publicada con posterioridad incide en la misma idea y además pone de relieve la oportunidad que la economía del hidrógeno ofrece a España para posicionarse como líder en producción y exportación de energía renovable, así como para fomentar la i+D y el crecimiento económico. Sin embargo, aún existen numerosas incógnitas en torno al posible desarrollo del sector del hidrógeno.

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, BBVA, Carburos Metálicos, Enagás, Fundación Cepsa, Management Solutions, Red Eléctrica de España y Toyota. No obstante, los puntos de vista expresados en este informe no representan los de ninguna de estas instituciones ni les vinculan en modo alguno. Cualquier error en la exactitud de la información o errores es responsabilidad exclusiva de los autores.

1.2 Objetivo y estructura del informe

La disponibilidad de información debidamente estructurada y analizada es el primer paso para el debate y la toma de decisiones. 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, que resume la información recabada durante el curso 2021-2022, constituye la primera edición, que esperamos sea seguida de muchas otras, de esta publicación. Este primer curso el tema elegido es "Estado actual del sector del hidrógeno en España y contexto global". En la sección 2 se expondrán los hitos regulatorios más importantes con relación al hidrógeno, tanto a nivel nacional como a nivel internacional, mientras que el análisis de los proyectos en España se presenta en la sección 3. Finalmente, la sección 4 analiza someramente el estado general de proyectos de hidrógeno en el conjunto de la Unión Europea.

2. REVISIÓN DE POLÍTICA Y REGULACIÓN RELEVANTE

2 Revisión de política y regulación relevante

2.1 Ámbito europeo

2.1.1 Hitos regulatorios

En esta sección se proporciona una visión general de los hitos de política energética y regulación durante los últimos meses más importantes relacionados con el hidrógeno dentro del ámbito europeo (ver Figura 1).

Figura 1. Hitos regulatorios en el ámbito europeo

1. **06/2018.** La **Directiva Europea de Energías Renovables** es el documento legislativo que define los objetivos comunitarios de política energética en materia de energías renovables y el marco legislativo para su desarrollo. Esta Directiva, denominada RED II al tratarse de una revisión de la Directiva del año 2009, marcaba un objetivo de 32% de penetración de energías renovables para el año 2030.

2. **12/2019. Pacto Verde Europeo:** En línea con la RED II, la CE presentó en 2019 el pacto verde europeo, un paquete de iniciativas políticas con el objetivo de situar a la Unión Europea (UE) como el primer territorio climáticamente neutro en 2050. En este documento se incluyó por primera vez, por parte de la CE, al hidrógeno como un instrumento para luchar contra el cambio climático, si bien apenas se menciona tres veces en todo el documento.

3. **07/2020.** Con la publicación de la **Hoja de Ruta europea del hidrógeno** este vector energético se convierte uno de los ejes centrales del plan de descarbonización de la UE.

4. **12/2020.** Inclusión del sector del hidrógeno en los **Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEI)**[1].

5. **04/2021.** La CE aprueba el **Acto Delegado "climático"** referente a la taxonomía Europea[2]. El Acto Delegado se refiere al hidrógeno renovable o de bajas emisiones estableciendo el umbral de emisión de GEI relacionado con su producción, este umbral se sitúa en $3tCO_2/tH_2$. De esta forma, se favorece la producción de hidrógeno renovable,

[1] Los IPCE son instrumentos para impulsar el desarrollo de cadenas de valor estratégicas industriales para la UE en un marco de colaboración entre los estados miembros.

[2] La taxonomía de la UE es un sistema de clasificación que establece una lista de actividades económicas sostenibles desde el punto de vista medioambiental. Pretende vincular al sector financiero en la consecución de los objetivos de descarbonización de la economía europea y reorientar los flujos de capital hacia inversiones sostenibles.

si bien, es posible para instalaciones de producción de hidrógeno azul muy eficientes alcanzar estos niveles de emisión y calificar como alineadas con la taxonomía europea.

6. **07/2021.** En 2021 se lanzó la Propuesta de la CE del **paquete europeo "Fit for 55"** en el que se incluyen 13 iniciativas con el objetivo de reducir en un 55% las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 en relación con los niveles de 1990. Finalmente, esta propuesta fue aprobada por el consejo europeo en junio de 2022. Una de las medidas del paquete "Fit For 55" es la revisión de la RED II para ampliar su aplicación al sector industrial, revisión que ya fue aprobada por el parlamento europeo (ver hito Nº 12).

7. **12/2021.** Propuesta de la CE de un **Paquete Legislativo para la descarbonización del gas y la promoción del hidrógeno verde**. Este paquete persigue, entre otros objetivos, la creación de un mercado para el hidrógeno y el desarrollo de infraestructuras específicas. Para ello, propone normas sobre el funcionamiento y la financiación de las redes de hidrógeno, la transparencia de los parámetros de calidad del gas y las mezclas de hidrógeno, la adaptación de las redes de gas natural para el transporte de hidrógeno o la desagregación y el acceso no discriminatorio a la red. Para garantizar el desarrollo y la gestión óptimos de la red de hidrógeno, el paquete, plantea la creación de una Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (ENNOH).

   La propuesta también hace referencia a dos tipos de hidrógeno: hidrógeno renovable e hidrógeno de bajas emisiones (por ejemplo, hidrógeno azul), definiendo este último como aquel hidrógeno que reduzca en un mínimo del 70% las emisiones de GEI respecto al hidrógeno gris. Dentro del Paquete se deja clara la importancia del hidrógeno de bajas emisiones para aumentar rápidamente la producción de hidrógeno y favorecer la transición energética, sin embargo, hace énfasis en que el desarrollo del hidrógeno completamente renovable no debe verse obstaculizado o retrasado por favorecer el hidrógeno de bajas emisiones. Por consiguiente, se otorga prioridad al hidrógeno renovable.

8. **05/2022.** Como respuesta a la invasión de Ucrania por parte de Rusia se publicó el documento **RePowerEU** con el objetivo de independizar a Europa de los combustibles fósiles rusos mucho antes de 2030.[3] En este documento se establecen varias medidas para reducir la dependencia energética de Rusia entre las que se incluye una revisión al alza los objetivos fijados por la Hoja de Ruta del hidrógeno pasando de 5 millones de toneladas para 2030 a 20 millones, de las cuales 10 millones serán importaciones de hidrógeno verde.

9. **05/2022.** Publicación de las propuestas de **Actos Delegados 27 y 28 de la RED II**. Los artículos 27 y 28 de la RED II establecían los criterios para garantizar que la electricidad utilizada para producir RFNBOs[4] fuera de origen renovable y dentro de ellos se facultaba a la CE para que desarrollara y adoptara de manera unánime dos Actos Delegados. Estos Actos Delegados, que en principio se iban a publicar a finales de 2021, se publicaron en mayo de 2022 generando un intenso debate debido a los estrictos criterios que especificaban para la clasificación del hidrógeno como hidrógeno renovable. Debido a

[3] Ver acciones RepowerEU en https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_es#acciones-repowereu

[4] Combustibles líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico

la relevancia de los mismo, en la sección 2.1.2 se explica más en detalle cada uno de ellos.

10. **07/2022.** Aprobación **primera convocatoria bajo el marco IPCEI sobre el hidrógeno.** Bajo el nombre "Hy2Tech" se aprobaron 41 IPCEIs con la participación de 4 de empresas españolas y un valor de 5.400 M€. Esta primera línea de IPCEI abarca toda la cadena de valor del hidrógeno para la movilidad incluyendo cuatro campos: generación de hidrógeno / tecnología de pilas de combustible / distribución, almacenamiento y transporte / aplicaciones finales. Las empresas españolas beneficiadas son H2B2, Nordex y Sener en generación de hidrógeno e Iveco en aplicaciones finales.

11. **09/2022**. Aprobación **segunda convocatoria bajo el marco IPCEI sobre el hidrógeno** Bajo el nombre "Hy2Use" se aprobaron 35 IPCEIs de 29 empresas con un valor total de 5.200 M€. Esta segunda línea de IPCEI está dirigida al desarrollo de la infraestructura relacionada con el hidrógeno y a las aplicaciones del hidrógeno a nivel industrial. Concretamente, "Hy2Use" incluye dos categorías diferentes y complementarias de proyectos participantes: la primera de ellas contempla la construcción de infraestructuras a gran escala para la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno para reemplazar el hidrógeno gris por hidrógeno renovable, mientras la segunda se centra el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en industrias como la del cemento, el acero y el vidrio, que suelen enfrentarse a mayores barreras para su descarbonización.

    Dentro de los 35 proyectos IPCEI, 7 de ellos son proyectos españoles. Se trata de los proyectos de EDP en Aboño, los Barrios, y su proyecto IAM Caecius en Aragón; los proyectos de Repsol en el Valle de Escombreras (Cartagena) o en Bilbao (Petronor) dentro del Corredor Vasco del hidrógeno con una capacidad de electrólisis de 100 MW en ambos casos. El proyecto de Endesa junto con Industrias Químicas del Ebro (IQE) o las dos iniciativas de producción de fertilizantes de Iberdrola y Fertiberia en Puertollano y Palos de la Frontera.

12. **09/2022**. El 15 de septiembre de 2022 el Parlamento Europeo, aprobó **la revisión de la RED II**, aumentando el porcentaje de energías renovables en el consumo final de energía de la UE hasta el 45% en 2030 (frente al 32% planteado originalmente), además, de ampliar su aplicación al sector industrial con objetivos para la cuota de hidrógeno utilizado en la industria de 50 % para 2030 y de 70% para 2035, excluyendo el hidrógeno consumido en la industria del refino.

    Durante la misma sesión se aprobó por un estrecho margen una **enmienda** referida al artículo 27 de la misma, alterando drásticamente los criterios para producir hidrógeno renovable y anulando de facto el Acto Delegado de adicionalidad. Esta enmienda no afecta al artículo 28 por lo que no se modifica o anula el segundo de los Actos Delegados propuestos que podrá ser aprobado y adoptado por la comisión. En la sección 2.1.2 se explica más en detalle los cambios realizados con esta enmienda.

13. **09/2022. Anuncio de la creación Banco Europeo del hidrógeno.** La Unión Europea anunció en septiembre 2022 que duplicaría el presupuesto del Fondo de Innovación hasta los 3 billones de euros para apoyar proyectos de hidrógeno. Por otra parte, la Comisión anunciaba la creación de un Banco Europeo destinado a aportar la financiación

requerida para conectar la oferta y la demanda de hidrógeno en el futuro[5]. El banco será financiado en parte por los recursos del Fondo de Innovación mencionado anteriormente. La financiación anunciada irá acompañada de medidas de estímulo de demanda como la introducción de CCfD a nivel europeo (ver sección 2.2.3 de este documento), la financiación de clusters industriales y la clarificación de criterios de sostenibilidad [1].

2.1.2 Actos Delegados desarrollando artículos 27 y 28 de la Directiva RED II: criterios de adicionalidad y cálculo de emisiones

2.1.2.1 Acto Delegado sobre el artículo 27: reglas para la producción de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico: adicionalidad, correlación temporal y geográfica.

El primero de los Actos Delegados desarrollando la directiva RED II mencionado anteriormente establecía los requisitos para poder considerar el hidrógeno producido mediante la electrólisis del agua como totalmente renovable. En el documento se hacía mención a una fase de transición durante la que se relajaban algunos requisitos ("grandfathering"), principalmente el de la correlación temporal, hasta 2027. En resumen, se planteaban dos casos principales en función del origen de la electricidad:

Tabla 1. Criterios para la obtención de hidrógeno totalmente renovable

	Caso 1: Conexión directa	Caso 2: electricidad tomada de la red bajo un contrato PPA
Adicionalidad	Renovable de nueva construcción (36 meses antes que la entrada en funcionamiento del electrolizador). ***Grandfathering*** N/A antes de 2027	Renovable de nueva construcción (36 meses antes que la entrada en funcionamiento del electrolizador). ***Grandfathering*** N/A antes de 2027
Correlación temporal	N/A	El Hidrógeno deberá ser producido: *En la misma hora en que se genera electricidad renovable; o *A partir de electricidad renovable almacenada en el mismo periodo de una hora en el que se ha producido según el acuerdo PPA; o *Durante un período de una hora en el que los precios del mercado diario son menores a 20€/MWh o 0,36 veces el precio de un derecho de emisión de una tonelada de CO2e. ***Grandfathering*** Correlación temporal de un mes en lugar de una hora antes de 2027.
Correlación geográfica	N/A	La unidad de producción de energía renovable estará situada: *En la misma "biding zone" que el electrolizador; o *En una "biding zone" vecina con precios iguales o precios más altos; o *En una "biding zone" en alta mar adyacente.

[5] Disponible en https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/speech_22_5493

2.1.2.2 Enmienda al artículo 27 de la RED II aprobada en el Parlamento Europeo en septiembre de 2022

Las condiciones establecidas en el Acto Delegado anterior fueron modificadas significativamente mediante una enmienda al artículo 27 de la RED II aprobada por el Parlamento Europeo, dejando sin validez el Acto Delegado. Los nuevos requisitos son bastante más laxos, siendo los cambios más relevantes la eliminación de facto el criterio de adicionalidad a nivel europeo y que la correlación temporal horaria (mensual antes de 2027) pasaría a ser trimestral hasta 2030, pudiendo ser modificado a partir de entonces. En la Tabla 2 se encuentra un breve resumen con las nuevas condiciones que aplican a la producción de hidrógeno renovable.

Tabla 2. Nuevos criterios obtención hidrógeno renovable

	Caso 1: Conexión directa	Caso 2: electricidad tomada de la red bajo un contrato PPA
Adicionalidad	N/A	N/A
Correlación temporal	N/A	El Hidrógeno deberá ser producido: *A partir de electricidad renovable. Los productores deberán firmar un PPA por una cantidad que sea al menos equivalente a la cantidad de electricidad que se declara como totalmente renovable. *El balance entre la electricidad consumida de la red y la adquirida mediante PPA deberá hacerse en una base trimestral hasta 2030, fecha en la que la CE decidirá si el balance debe ser mensual, trimestral o anual. Este nuevo balance se aplicará a todas las plantas, incluyendo las que se hayan construido antes de 2030.
Correlación geográfica	N/A	La unidad de producción de energía renovable estará situada: *En el mismo país que el electrolizador o en un país vecino; o *En una "biding zone" en alta mar adyacente al país donde se encuentra el electrolizador o en un país vecino.

El título del artículo también cambia de nombre, de "Normas de cálculo respecto a las cuotas mínimas de energía renovable en el sector del transporte" a "**Normas de cálculo en el sector del transporte y con respecto a los combustibles renovables de origen no biológico, independientemente de su uso final"** dejando claro que las normas descritas para la clasificación como hidrógeno renovable son de aplicación en todos los sectores, no sólo para el sector transporte como estaba originalmente planteado.

2.1.2.3 Acto Delegado sobre el artículo 28 que establece umbral mínimo para la reducción de emisiones de los combustibles de carbono reciclado, así como una metodología para evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico y combustibles de carbono reciclado.

Este Acto Delegado tiene como objetivo desarrollar varias disposiciones relativas a los artículos 25 y 28 de la Directiva RED II, más concretamente:

- Fija el umbral mínimo de ahorro de emisiones de GEI de los combustibles de carbono reciclado en un 70% (mismo umbral que la Directiva RED II fijaba para los RFNBO)
- Asimismo, detalla la metodología a seguir para evaluar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de los RCFs[6] y los RFNBOs. En este sentido:
    - Establece como comparador fósil un valor de 94 gCO2eq/MJ. Por tanto, para cumplir con este requisito, las emisiones del ciclo de vida de los RCFs y los RFNBOs deben ser menores de 28,2 gCO_2eq/MJ que, en el caso del hidrógeno, equivaldría a 3,38 $kgCO_2e/kgH_2$[7].
    - Adicionalmente, se especifica cómo determinar la intensidad de carbono asociada a la electricidad empleada para la producción de hidrógeno. Ésta será de cero, cuando la electricidad pueda ser considerada completamente renovable[8]. En caso contrario, el cálculo se realizará de alguna de las siguientes maneras:
        i. Intensidad de carbono promedio en el estado miembro donde se produce el hidrógeno durante el año natural anterior.
        ii. En base a las horas de funcionamiento a plena carga del electrolizador: si este valor es igual o inferior que el número de horas en las que precio marginal de la electricidad fue fijado por generación renovable o nuclear en el año natural anterior, la intensidad asociada será de cero. En caso de superar este umbral, la intensidad de carbono atribuida será de 183 gCO_2eq/MJ.
        iii. Las emisiones de la unidad marginal de generación de electricidad en el momento de la producción.

2.1.3 Análisis y conclusiones para el contexto europeo

Si prestamos atención a los hitos descritos en esta sección, es fácil apreciar como el hidrógeno ha ido adoptando un papel cada vez más relevante en la estrategia energética europea. De tener un papel casi anecdótico en el Pacto Verde Europeo publicado a finales de 2019, ha pasado a ser considerado un vector energético clave en los objetivos fijados en el marco del paquete REPowerEU publicado este mismo año ante la necesidad de garantizar la seguridad energética en Europa. Igualmente, el nuevo paquete legislativo para el sector del gas propuesto a finales de 2021 otorga al hidrógeno un papel central y ambiciona crear un conjunto legislativo adaptado para un futuro despliegue de una infraestructura de producción, transporte y almacenamiento de hidrógeno.

Los motivos para esta evolución han de encontrarse en dos factores principalmente. Por un lado, las medidas de política energética y regulación han empezado a poner su atención en los objetivos más allá de 2030, horizonte para el cual la electrificación y aumento de la generación renovable son la clave. Como consecuencia, ha quedado patente la necesidad de encontrar alternativas para todos aquellos usos en los que no es posible la electrificación directa y sin cuya descarbonización no será posible alcanzar la neutralidad de emisiones antes de 2050, por supuesto, sin dejar de progresar en la electrificación y la instalación de producción renovable.

[6] Combustibles de carbono reciclado
[7] En base al poder calorífico inferior.
[8] La electricidad se considerará completamente renovable cuando en una "biding zone" la proporción de generación renovable haya superado el 90% en el año natural anterior

Por otro lado, la guerra de Ucrania ha dejado al descubierto los riesgos de la elevada dependencia energética de Europa. Esto ha hecho que la seguridad de suministro adquiera una relevancia igual o mayor que los objetivos climáticos en la política energética. El hidrógeno (renovable) está visto como posible solución, o mejor dicho parte de la misma, para ambos problemas a la vez.

Sin embargo, las últimas propuestas de la Comisión Europea, específicamente el Acto Delegado relativos a la Directiva RED II estableciendo las condiciones para considerar el hidrógeno producido mediante electrólisis totalmente renovable, suscitaron un acalorado debate reflejado en las más de 300 respuestas al proceso de consulta pública correspondiente. Entre las respuestas remitidas por los stakeholders, hubo una amplia diversidad de opiniones, desde los que dicen que las reglas propuestas eran excesivamente laxas y resultarían en un aumento de las emisiones en caso de crecer la capacidad de producción de hidrógeno, hasta los que argumentaban que las reglas eran tan complejas y restrictivas que dificultarían enormemente las inversiones en hidrógeno renovable.

Este debate vivió un nuevo episodio cuando el parlamento europeo aprobó por un estrecho margen una enmienda del artículo 27 de la RED II que elimina el criterio de adicionalidad y hace mucho más flexible la correlación temporal. La correlación horaria planteada en el Acto Delegado (a partir de 2027) fue uno de los puntos más discutidos del mismo ya que hacía muy compleja la producción de hidrógeno para procesos industriales, donde se requiere un aporte constante del mismo, además de implicar un aumento significativo del coste del hidrógeno en caso de emplearse únicamente generación renovable dedicada. La nueva enmienda hace que esta correlación temporal sea trimestral, al menos hasta 2030, fecha en la cual la CE decidirá si el balance es mensual, trimestral o incluso anual.

Desde la cátedra valoramos positivamente la flexibilidad introducida en la correlación temporal, ya que pensamos que permitirá reducir el coste de producción del hidrógeno al disminuir la necesidad de elementos de almacenamiento que hacían que se dispararan la inversión y los costes de operación en muchos casos. Por otro lado, la eliminación del criterio de adicionalidad facilitará un despliegue más rápido del hidrógeno o el uso del exceso de energía renovable existente en momentos puntuales para producir hidrógeno evitando vertidos. No obstante, en el medio y largo plazo será imprescindible asegurar que la potencia eléctrica renovable se despliega a la velocidad requerida para cubrir las necesidades de descarbonización de todos los sectores, ya sea mediante electrificación directa o indirecta.

Esta decisión del parlamento europeo no se puede entender sin estudiar más a fondo el contexto internacional, y es muy posible que se haya visto influenciada por la publicación del Inflation Reduction Act en Estados Unidos (IRA), que analizaremos más a fondo en la sección 2.3 y que parece ofrecer unas condiciones más favorables para el desarrollo del hidrógeno.

2.2 Contexto nacional

2.2.1 Hitos regulatorios

En esta sección expondremos en primer lugar los hitos regulatorios más importantes en relación al hidrógeno dentro del ámbito nacional (Figura 2) finalizando con una explicación en detalle de los dos hitos más importantes: los primeros programas de ayuda a proyectos de hidrógeno y el desarrollo del sistema de gestión de garantías de origen.

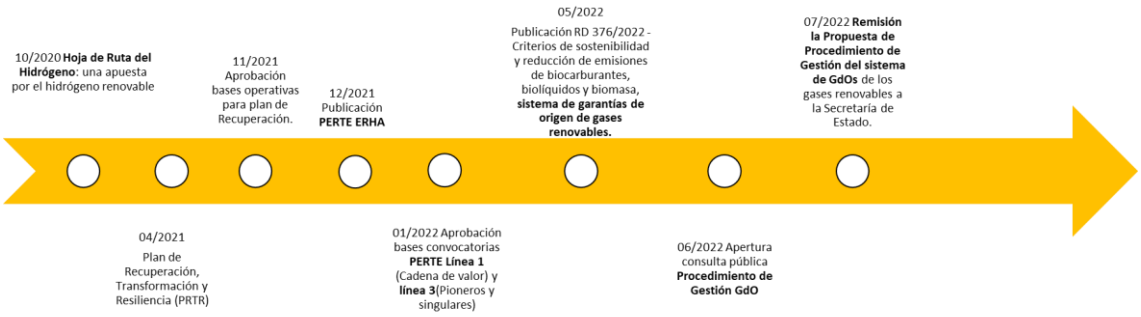


Figura 2. Hitos regulatorios en el ámbito nacional

1. **10/2020.** En línea con la dirección marcada por la Hoja de Ruta del hidrógeno de la UE el gobierno español publicó su propia Hoja de Ruta en 2020 titulada "**Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable**", que como su propio nombre indica se centra en el despliegue del hidrógeno verde como una herramienta central para alcanzar la neutralidad climática.

2. **04/2021.** Unos meses después se aprobó el **Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia**, enmarcado dentro del plan de recuperación Next Generation EU para recuperar la economía europea tras la crisis sufrida por la pandemia COVID-19. Este plan hace referencia al hidrógeno en su componente nueve describiendo los principales retos, objetivos e inversiones relacionadas con el hidrógeno.

3. **11/2021.** Se aprobaron con la comisión europea las bases operativas para para el seguimiento del plan de Recuperación y la ejecución de hasta 140.000 millones de euros hasta 2026 con una fuerte concentración de las inversiones en la primera fase, que cubre el periodo 2021-2023.

4. **12/2021**. Se aprobó el **PERTE**[9] **ERHA** (de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento) destinando 1.555 millones de euros al hidrógeno hasta 2026.

5. **01/2022.** Publicación de las **bases reguladoras** para los programas de ayuda del PERTE correspondientes a las líneas de acción 1 y 3. Estos programas de ayuda se explican en detalle más adelante.

[9] Con el objetivo de canalizar los fondos del plan de recuperación se creó la figura de los Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE). Se trata de un instrumento de colaboración público-privada cuyo objetivo es impulsar grandes iniciativas que contribuyan a la transformación de la economía española.

6. **05/2022.** Publicación del **Real Decreto 376/2022** por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el **sistema de garantías de origen de los gases renovables**. En este real decreto se establece la creación de un sistema de garantías de aplicable a los gases renovables que se designará al Gestor Técnico del Sistema, en el caso de España, Enagás.

7. **06/2022.** Como consecuencia de este Real Decreto, Enagás publicó en junio de 2022 una consulta pública para el procedimiento de gestión del **sistema de garantías de origen de los gases renovables.**

8. **07/2022.** El 29 de julio de 2022 se remitió la Propuesta de Procedimiento de Gestión del **sistema de garantías de origen de los gases renovables** a la Secretaría de Estado. Esta propuesta se explica en detalle en la sección 2.2.3.

2.2.2 Convocatorias de ayuda al hidrógeno bajo el marco del PERTE ERHA

El PERTE ERHA, en el marco del PRTR contempla la ejecución de 1.555 M€ en cuatro líneas de actuación:

- Línea 1: Impulsar la cadena de valor innovadora y de conocimiento, medidas de apoyo a las PYMEs y los centros tecnológicos.

- Línea 2: Creación de un clúster de hidrógeno renovable para la integración sectorial que concentre espacialmente la producción, transformación y consumo a gran escala.

- Línea 3: Desarrollo de proyectos Singulares pioneros que permitan la introducción del hidrógeno renovable, entre otros, en polos industriales distintos al incluido en el clúster y en sistemas energéticos aislados, así como la integración del suministro de hidrógeno renovable en el transporte, la generación eléctrica y los usos térmicos

- Línea 4: Actuaciones de apoyo para integrar la cadena de valor nacional en la cadena de valor comunitaria, mediante líneas de apoyo para la participación de empresas nacionales en proyectos y consorcios europeos, incluyendo una contribución para la participación en el proyecto IPCEI de hidrógeno.

Hasta la fecha de publicación de este informe sólo se han publicado dos convocatorias correspondientes a la línea 1 y 3 (aún no resueltas) por un valor de 400 M€. Ambas líneas se anunciaron en 2021 como aparece en el cronograma de la componente 9 del Plan de Recuperación Transformación y Resiliencia. Según este mismo documento, en 2022 y 2023 deberían anunciarse ayudas con un valor de 555 y 600 M€ aunque no se especifica a que línea hace referencia cada una de estas ayudas.

Las convocatorias de ayudas del PRTR son compatibles con la participación en IPCEI siempre y cuando los diferentes instrumentos no se destinen a las mismas partidas de gasto.

- **Programas de ayuda a la cadena de valor innovadora del hidrógeno renovable en el marco del plan de recuperación, transformación y resiliencia (línea 1)**

Se trata de la medida número 14 del PERTE de energías renovables con un presupuesto total de 250 M€ que hace referencia a impulsar toda la cadena de valor del hidrógeno. La cadena de valor del hidrógeno es un concepto muy amplio por lo que esta línea de inversión se divide en cuatro programas que pretenden cubrir desde la investigación y mejora del estado del arte hasta los grandes proyectos de demostración de la electrólisis.

Programa 1: Capacidades, Avances Tecnológicos e implantación de líneas de ensayo y/o fabricación
Subprograma 1 a) centros de fabricación de equipos relacionados con la cadena de valor del hidrógeno renovable **Presupuesto:** 20M€ **Inversión mínima:** 1 M€ **Ayuda máxima:** 7,5 M€ por empresa y proyecto
Subprograma 1 b) mejora de las capacidades vinculadas a la I+D+i **Presupuesto:** 10M€ **Inversión mínima:** 1 M€ **Ayuda máxima:** 15 M€ por empresa y proyecto
Programa 2: Diseño, demostración y validación de nuevos vehículos propulsados por hidrógeno
Presupuesto: 80M€ **Inversión mínima:** 1 M€ Vehículos que se incluyen: Vehículos terrestres pesados (autobuses y camiones), embarcaciones marítimas, vehículos ferroviarios, maquinaria de logística, aeronaves tripuladas y servicios auxiliares en entornos de aeropuertos.
Programa 3: Grandes demostradores de electrólisis, proyectos innovadores de producción de hidrógeno renovable
Subprograma 3 a) Desarrollo de un primer prototipo de electrolizador que incluya elementos de avance respecto al estado del arte actual, con presupuesto de 40 millones. **Presupuesto:** 40M€ **Inversión mínima:** 1 M€ **Ayuda máxima:** 15 M€ por empresa y proyecto
Subprograma 3 b) de integración real y efectiva de un gran electrolizador en un contexto operativo industrial, **Presupuesto:** 60M€ **Inversión mínima:** 1 M€ **Ayuda máxima:** 15 M€ por empresa y proyecto **Capacidad electrólisis:** Mayor a 20 MW

Subprograma dirigido al sector industrial, idealmente a esquemas de producción-consumo integrados por lo que se valorará positivamente la menor distancia entre el punto de producción y consumo. El electrolizador deberá estar conectado físicamente con una planta de producción de energía renovable de nueva construcción, aunque ésta no será subvencionable. En caso de optar por un PPA, este contrato deberá ser suscrito con instalaciones renovables de nueva construcción y por una duración mínima de diez años.
Programa 4: Retos de investigación básica-fundamental, pilotos innovadores y formación en tecnologías habilitadoras clave dentro de la cadena de valor
Presupuesto: 40M€ **Inversión mínima:** 500.000 € **Ayuda máxima:** 20 M€ por empresa y proyecto. Para proyectos de formación el límite será de 2M€.

La adjudicación de los proyectos se hará en base a los siguientes criterios de adjudicación:

- Escalabilidad y replicabilidad
- Viabilidad técnica (TRL)
- Viabilidad económica
- Participación de Pymes
- Impacto positivo en zonas de transición justa
- Reducción de emisiones
- Creación de empleo

Una vez adjudicada la ayuda a un determinado proyecto, se tendrá un plazo de hasta 36 meses para su ejecución.

- **Incentivos a proyectos pioneros y singulares de hidrógeno renovable en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (línea 3).**

Se trata de las medidas número 16 del PERTE de energías renovables con un presupuesto total de 150 M€. El objetivo fundamental de esta línea de financiación es favorecer a los primeros desarrollos de producción, distribución y consumo de hidrógeno renovable, así como a aquellos proyectos singulares que permitan validar nuevas tecnologías.

Los proyectos pioneros deben combinar producción, distribución y consumo en una misma ubicación. Por su naturaleza, se trata de proyectos de pequeña escala a nivel local (financiación de 0,5-20 MW) de forma que se pueda asegurar la fiabilidad y funcionamiento de la tecnología y favorecer su posterior escalabilidad. Estos proyectos tendrán lugar principalmente en la industria donde ya existe una demanda de hidrógeno y se tiene una mayor madurez tecnológica, aunque también se favorecerán los usos en la movilidad pesada.

Con relación a los proyectos singulares de hidrógeno, se considerarán aplicaciones más innovadoras como pilas de combustible en aeropuertos, puertos o aplicaciones logísticas sin incluir la inyección de hidrógeno en la red de gas natural (*blending*) ni sus usos en el sector eléctrico, ya sea para el almacenamiento de energía o para la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado.

En este caso, a diferencia de los programas de ayuda a la cadena de valor innovadora, sí se subvencionará parte de la planta de generación renovable de nueva construcción siempre que la conexión entre esta y el electrolizador sea directa. Los casos en los que se opte por un modelo PPA no estará financiado al considerar que la planta de producción renovable ya existe y no supone un desembolso adicional.

Para proyectos de más de 20 MW, se podrá optar a las ayudas del subprograma 3b) del programa de ayuda a la cadena de valor innovadora del hidrógeno renovable en el marco del plan de recuperación, transformación y resiliencia.

2.2.3 Procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen

De acuerdo con el RD 376/2022 que regula el Sistema de Garantías de origen (GdO) del gas procedente de fuentes renovables el Gestor Técnico del Sistema remitió a la Secretaría de Estado la propuesta de procedimiento de gestión. A continuación, se responde a las preguntas más importantes acerca de este sistema.

¿Qué son las garantías de origen de gases renovables?

Una garantía de origen es un documento electrónico cuya función es acreditar ante un consumidor final que un gas se ha producido con energía 100 % renovable aportando un valor añadido a la hora de comercializarlo.

Estas GdOs certificaran el gas y su calidad diferenciando entre varios tipos de gases de origen renovable: hidrógeno, biogás, biometano y otros gases. Así mismo, el sistema abracará el uso de cualquier gas renovable ya sea para su consumo, su exportación o su inyección en la red de gas.

¿Cómo funciona el sistema las garantías de origen?

Una GdO corresponde a la producción neta de 1 MWh de gases renovables tomando su poder calorífico superior, en el caso del hidrógeno sería el equivalente a 25 kg de H_2. Para la gestión de este sistema de garantías de origen se creará una plataforma digital que permita su expedición, transferencia, redención o exportación.

Para ello, cada GdO tendrá asociados tres parámetros modificables que permitirán su transferencia y gestión: “Tenedor”, “Status “y “Códigos de transacción”, además de otros parámetros no modificables que permitirán identificar de forma inconfundible a cada GdO. Se trata de parámetros como el número de GdO, la entidad emisora, el tipo de vector energético, la fuente de energía, la tecnología, el punto de producción, la fecha de expedición, entre otras.

Expedición de garantías de origen

El cálculo de los derechos de expedición se hace en función de la producción neta renovable acumulada con una frecuencia mensual, es decir, restando los consumos energéticos de la instalación de producción. El registro de una producción neta de 1 MWh dará lugar al derecho de expedición de una GdO y estos serán específicos para cada punto de producción y vendrán identificados por el código correspondiente.
En los casos en los que la producción esté basada en más de una fuente de energía, los derechos de expedición estarán vinculados a cada fuente de energía de forma proporcional a su consumo.

En caso de que estas fuentes de energía sean renovable y no renovable, sólo se emitirá la parte de los derechos de expedición proporcionales a la energía renovable.

Transferencia de garantías de origen

La transferencia de GdO es el proceso por el que una garantía de origen pasa de la cuenta de un "tenedor emisor" a la cuenta de un segundo "tenedor o receptor". Las GdOs sólo pueden ser transferidas hasta 12 meses después de su fecha de expedición y debe hacerse por paquetes homogéneos, esto significa que sean del mismo productor y de la misma fuente de energía.

La transferencia se llevará a cabo por la plataforma con la supervisión del gestor para comprobar que las GdOs cumplen con los requisitos necesarios para su transferencia. Con el fin de facilitar y promover el mercado de GdO, la plataforma tendrá una herramienta para la publicación de anuncios en la que los tenedores de forma no anónima mostraran su interés por la compra-venta de GdOs.

Exportación/ importación de GdOs

Las garantías de origen GdOs también pueden exportarse o importarse a agentes de la Unión Europea (en el documento no se hace mención a otros territorios). Es un proceso análogo al de transferencia por lo que se tienen que cumplir los mismos requisitos: un máximo de 12 meses desde su fecha de expedición y que los lotes sean homogéneos.

Este procedimiento aún es incierto ya que depende del establecimiento de acuerdos con los respectivos sistemas de garantía de origen de gases renovables europeos, que están en desarrollo.

Redención/exportación de GdOs

La redención de una GdO consiste en la asignación de dicha garantía a un consumidor otorgando origen renovable a la energía consumida. Únicamente se permitirá la redención de GdOs para consumos del mismo tipo y podrán ser redimidas hasta 18 meses después de su fecha de expedición. Los consumos de cada año natural podrán ser redimidos en el propio año y hasta el 31 de marzo del año siguiente.

Las GdOs procedentes de las unidades de autoconsumo serán expedidas con el estatus de "redimidas" por lo que no podrán ser redimidas ni transferidas. Esto significa, que estas GdOs no serán susceptibles de monetización por parte del productor.

¿Qué ocurre con el Blending?

El blending es un caso particular de uso del hidrógeno ya que plantea su mezcla en la red de gas natural, por este motivo, supone un caso especial en el sistema de gestión de GdOs. La solución por la que se optó fue por crear una nueva categoría de gas de origen renovable: Hidrógeno B (blending). El proceso consistiría en la conversión de una GdO de hidrógeno puro a una GdO de hidrógeno B que se podría redimir posteriormente como consumo en el sistema gasista.

¿Cómo se relaciona el sistema de GdOs de gases renovables con la RED II?

La propuesta de gestión del sistema de GdOs de gases renovables no hace referencia los criterios de correlación temporal o geográfica de la RED II. Desde la propia propuesta se destaca que "el objetivo de las Garantías de Origen es demostrar al consumidor final el origen renovable de sus

consumos, y no constituyen en ningún caso prueba de sostenibilidad en la producción". Entendiendo que la certificación adicional del cumplimiento de la RED II está fuera del alcance de este documento.

2.2.4 Análisis y conclusiones para el contexto nacional

La sección anterior muestra que en el ámbito español también se han producido avances relevantes en el área del hidrógeno a nivel regulatorio. Por un lado, la publicación de las primeras convocatorias de ayudas al hidrógeno bajo el PERTE ERHA supuso un importante hito para el sector. Estas convocatorias eran muy esperadas, como dejaba patente el elevado número de manifestaciones de interés que previamente había recibido el MITERD. No obstante, y pese a algunos cambios introducidos tras la consulta de las bases de las convocatorias, como por ejemplo ampliar el alcance de las ayudas a los consumidores del hidrógeno bajo determinadas condiciones, algunos de los requisitos de elegibilidad podrían limitar el alcance o viabilidad de los proyectos[10].

Aún es pronto para saber si dichas condiciones han tenido un impacto relevante sobre la participación. Cuando se resuelvan estas convocatorias[11], que esperamos sean exitosas, será posible analizar los resultados e identificar aspectos a mejorar de cara a futuro. Asimismo, para aquellas convocatorias destinadas a tecnologías con madurez tecnológica más baja, podrían tenerse en cuenta otras tecnologías que no se incluido en las convocatorias actuales, como combustibles sintéticos o tecnologías de obtención de hidrógeno renovable alternativas a la electrólisis del agua.

Por otro lado, la creación del sistema de GdO para gases renovables, incluido el hidrógeno, parece avanzar rápidamente. Se espera esté en operación en la primera mitad de 2023, aproximadamente un año tras la publicación del RD 376/2022. En la fecha en la que se realizó la consulta existía una gran incertidumbre respecto a la discusión en el ámbito europeo, como quedó patente en el informe donde se analizaron los resultados del proceso de consulta pública donde muchas de las preguntas estaban relacionadas con los criterios de adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica de la propuesta del Acto Delegado 27, ya invalidada. La respuesta del gestor de GdO enfatizaba que las GdO expedidas no garantizaban la certificación de sostenibilidad argumentado que esto excedía el ámbito del sistema de GdO, si bien abría la puerta a incluir esta información entre los atributos opcionales declarados en las GdO. Por lo tanto, los cambios recientes a nivel europeo no deberían afectar significativamente la propuesta inicial del sistema de GdO.

En conclusión, puede decirse que en el último año ha habido avances relevantes en materia de hidrógeno en España. No obstante, siendo bienvenidos dichos progresos, aún queda mucho que desarrollar en materia de regulación y normativa, así como el diseño de posibles incentivos tanto para la producción como la utilización del hidrógeno allí donde se demuestre su contribución a la descarbonización. En este sentido, desde la cátedra creemos que es interesante analizar algunas experiencias internacionales relevantes, como las que brevemente describimos en la sección siguiente.

[10] Entre estas se pueden mencionar las limitaciones en el tamaño de los proyectos, la necesidad de disponer de conexión directa a potencia renovable o que ésta fuera de nueva instalación, plazos de ejecución ajustados, efecto incentivador, u otras relativas los offtakers.

[11] Los programas de ayuda al hidrógeno fueron resueltos provisionalmente en diciembre de 2022 (después de la fecha de publicación del presente informe). La resolución provisional se puede consultar en la sede electrónica del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (https://sede.idae.gob.es/lang/).

2.3 Otras experiencias internacionales

En esta sección se describen brevemente algunas de las iniciativas internacionales más relevantes relacionados con el fomento del hidrógeno. En primer lugar, se analiza la *Inflation Reduction Act* recientemente aprobada en EEUU, que introdujo importantes incentivos económicos a la producción de hidrógeno bajo en emisiones. Por otro lado, se describen los contratos por diferencias de carbono, considerados como una herramienta para fomentar el uso de hidrógeno en sectores industriales, y se hace una breve revisión de algunas experiencias internacionales al respecto.

2.3.1 Inflation Reduction Act (IRA) de EEUU

El 16 de agosto de 2022, se aprobó en Estados Unidos la Ley de Reducción de la Inflación (IRA) que aprueba un gasto de 437.000 millones de dólares en 10 años, de los que unos 370.000 millones se destinan a energías renovables, vehículos eléctricos e hidrógeno bajo en emisiones. A continuación, se resumen las disposiciones de ley relativas al hidrógeno.

Estas ayudas están destinadas a la producción de hidrógeno de bajas emisiones, con emisiones de su ciclo de vida (hasta la producción) inferiores a 4 $KgCO_2/KgH_2$, sin discriminar entre tecnologías de producción ni limitaciones de adicionalidad, correlación geográfica o temporal. Por tanto, otras vías de producción diferentes del hidrógeno verde electrolítico, como el hidrógeno rosa, el turquesa o el azul, podrían conseguir créditos fiscales igualmente. Las ayudas se conceden en forma de créditos fiscales ya sean para la producción (PTC) o a la inversión (ITC), siendo la elección de uno u otro a discreción de los promotores de los proyectos. La cuantía y requisitos de emisiones asociados de estas ayudas se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Importes de los PTC e ITC de la IRA estadounidense. Fuente: S&P Global Inflation Reduction Act [2]

Intensidad de carbono	Reducción de emisiones[12] (%)	Crédito fiscal a la producción (PTC)	Multiplicador (x5)	Crédito fiscal a la inversión (ITC)
4-2,5 Kg CO_2e/KgH_2	~ 60-75	0,12 $	0,60 $	6 %
2,5-1,5 Kg CO_2e/KgH_2	~ 75-85	0,15 $	0,75 $	7,5 %
1,5-0,45 Kg CO_2e/KgH_2	~ 85-95	0,20 $	1 $	10 %
0,45 Kg CO_2e/KgH_2	>95	0,60 $	3 $	30 %

En relación a los incentivos a la producción, la IRA ofrece un incentivo de hasta 3 $/kg$H_2$ durante 10 años para instalaciones puestas en marcha antes de 2030. El importe base es de hasta 0,60 $/kg que puede aumentar hasta cinco veces en función de un mecanismo multiplicador que se activaría si se cumplen determinados requisitos. Éstos son, por un lado, que la construcción de la instalación comience como máximo 60 días después de la publicación de las directrices de aplicación. Se espera que esto acelere la puesta en marcha de muchos proyectos que aún están a la espera de una decisión final de inversión para así beneficiarse de estos créditos. Por otro lado, para proyectos que comiencen su construcción después de esta fecha, se deberán cumplir ciertos requisitos de mano de obra, salario vigente y aprendizaje.

[12] Respecto a las emisiones asociadas a la producción de hidrógeno gris (reformado de gas natural fósil)

Alternativamente, los productores que opten por el incentivo a la inversión podrán beneficiarse de un subsidio de hasta el 30% en función de sus emisiones de ciclo de vida del hidrógeno. Asimismo, la IRA recoge incentivos a la inversión para fuentes de energía renovable (un 30% hasta enero de 2025) o instalaciones de almacenamiento de energía instaladas antes de enero de 2025.

Por último, el IRA también hace referencia a la captura, almacenamiento de carbono (CCS) del cual se podrán beneficiar muchas plantas de producción de hidrógeno azul o de combustibles sintéticos. Se recogen subvenciones a la producción de 85$/ton CO_2 capturado y secuestrado geológicamente, o de 130 a 180 $ por tonelada de CO2 obtenido por captura directa del aire. Sin embargo, el crédito por hidrógeno de bajas emisiones no es acumulable con los incentivos a la captura y almacenamiento de carbono.

2.3.2 Contratos por Diferencia de Carbono

Como vimos en la sección 2.1, la unión europea se ha propuesto ser climáticamente neutra para 2050 y está realizando numerosos esfuerzos para conseguirlo, siendo la electrificación y la eficiencia energética las claves de esta transición energética. Sin embargo, hay algunos sectores, como el industrial, donde la electrificación directa encuentra numerosas limitaciones técnicas y económicas. En este contexto, el hidrógeno de bajas emisiones y la captura de CO_2 aparecen como las principales, si no las únicas, alternativas existentes[13]. Sin embargo, a pesar de que los electrolizadores y las instalaciones de captura de carbono ya están disponibles a escala comercial, son todavía mercados de nicho y queda mucho camino por recorrer para su producción y utilización a gran escala. El despliegue rápido y a gran escala de las tecnologías de bajas emisiones sólo es posible si las comercializamos, logrando la reducción de costes y la construcción de las infraestructuras necesarias.

Por esta razón, las políticas públicas deben apoyar la adopción de estas tecnologías, ayudando a su implementación a nivel industrial y a superar las barreras de coste. Existen varias herramientas políticas en marcha para lograr este objetivo, por ejemplo, la taxonomía de la UE, el mercado de emisiones europeo (ETS), el fondo de innovación de la UE o el mecanismo de ajuste en la frontera del carbono [14].

Todos estos instrumentos sirven para estimular primero las reducciones de emisiones de menor coste, dando prioridad a las opciones de reducción más baratas. Por lo tanto, estas señales estimulan el despliegue de las tecnologías más maduras, pero no son suficientemente atractivas para apoyar tecnologías en fase de demostración. Invertir en tecnologías innovadoras conlleva un gran riesgo debido a la incertidumbre en los precios futuros del carbono, difíciles de predecir debido a los cambios políticos o tecnológicos.

En la actualidad, no existen instrumentos que permitan a los participantes en el mercado cubrirse a largo plazo contra estos riesgos. Es aquí, donde los contratos por diferencia de

[13] La eficiencia de los procesos de captura de CO2 actuales rondan en 55 % y en muchos estudios se sitúa su valor máximo en un 90%. Esto significa, que la única tecnología climáticamente neutra para la descarbonización de estos sectores es el hidrógeno verde.
[14] Propuesta ya presentada por la CE pero pendiente de votación por parte del consejo europeo para su aprobación definitiva.

carbono (CCfDs) aparecen como un instrumento regulatorio, que, en conjunto, con el mercado de emisiones de CO_2 puede ayudar al despliegue de las tecnologías de bajas emisiones[15].

Un CCfD es un contrato a largo plazo en el que una administración pública y un agente, con un número de asignaciones gratuitas de derechos de emisión, acuerdan un precio de ejercicio fijo para el carbono, de forma que, al reducir sus emisiones, el agente podrá vender en el mercado las asignaciones gratuitas que no esté redimiendo a un precio de ejercicio fijo en lugar de estar sujeto a la volatilidad de precios del mercado. Cuando el precio de venta sea menor al precio de ejercicio pactado en el contrato, el sistema público deberá pagar al agente esta diferencia, este tipo de contratos se conocen como "put option" o "Price floor". El contrato también puede ser bilateral, es decir, el sistema público recompensará al agente si el precio es menor al pactado mientras que el agente compensará al sistema público en caso de que el precio de referencia sea mayor al precio contractual, este sería el caso ilustrado en la Figura 3.

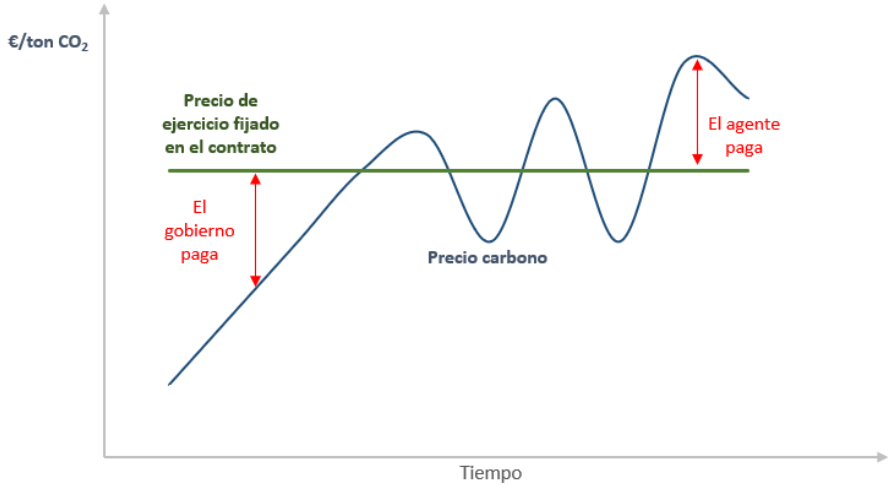


Figura 3. Funcionamiento CCFDs. Fuente: Economy for Energy Blog [3].

Por ejemplo, una planta de producción de acero que utiliza el método de los altos hornos (muy contaminante) puede estar interesada en cambiar a una tecnología de reducción directa (DRI) con hidrógeno verde. Este cambio de tecnología requeriría una inversión muy grande que recuperaría, en parte, gracias a la venta de los derechos de emisión de las emisiones de CO_2 abatidas.

Asumiendo que el cambio de producción a una tecnología de bajas emisiones tiene unos costes adicionales de 150€/ton acero y que las emisiones abatidas por el cambio de tecnología son 1,5 tonCO_2/ton acero, el precio al que se deberían vender los derechos de emisión para que esta inversión fuese rentable es de $\frac{150\ €/ton\ acero}{1{,}5\ ton\ CO2/\ ton\ acero}$, es decir, 100 €/ton CO_2. Esto significa que la empresa podría firmar un CCfD con el gobierno por un valor de 100 €/ton CO_2 durante diez años de forma que cuando el precio del mercado del carbono sea inferior, el gobierno pague a la instalación la diferencia por cada tonelada de carbono reducida y cuando el precio del mercado sea más alto, sea la instalación quien ingrese al sistema público esta diferencia.

[15] Los CCfDs sólo funcionan cuando hay una asignación gratuita de los derechos de emisión, lo que implica que las empresas podrán vender en el mercado todas las asignaciones gratuitas que no hayan redimido, gracias al uso de tecnologías de bajas emisiones.

Además de los CCfDs existen otros tipos de contratos por diferencias (CfDs), como los CfDs indexados al precio de la energía[16]. En cualquiera de sus formas, los CfDs pueden favorecer el cambio desde las tecnologías actuales a tecnologías más limpias, incluyendo las basadas en hidrógeno verde. Por este motivo, muchos gobiernos europeos ya trabajan en estos sistemas o están considerando su aplicación en el futuro.

En este contexto, el país con más experiencia dentro de la UE es **Holanda**, quien dentro del programa SDE++ ofrece una subvención similar a los CCfDs. El SDE++ es la continuación del SDE++ que estaba destinado exclusivamente a proyectos de producción de energía renovable, mientras que el SDE++ incluye distintas tecnologías que pueden contribuir a la reducción de emisiones como son la calefacción renovable, la producción de hidrógeno de bajas emisiones o la captura y almacenamiento de carbono. Los proyectos compiten en subastas para conseguir un contrato bajo el SDE++ en base al coste de reducción de emisiones (€/ton CO2 abatida) siendo los proyectos que tengan un menor coste de abatimiento los que ganan el contrato. Las tecnologías están agrupadas por rangos de factores de emisión, de forma que, diferentes tecnologías puedan competir de forma equitativa.

En **Alemania** los CCfDs fueron mencionados en la estrategia nacional sobre el hidrógeno y se está desarrollando un programa especial para proyectos piloto por parte del Ministerio de Asuntos Económicos y Acción Climática. Sin embargo, no hay conocimiento de un calendario concreto y existen muchas preguntas sin responder acerca de la licitación de los contratos. **Polonia** también incluye los CCfDs en su estrategia nacional sobre el hidrógeno, aunque no se especifica información acerca de planes concretos para su implementación. **Francia, Hungría Suecia, Bélgica** o **España** también han mostrado interés en la implementación de los CCfDs para cumplir sus objetivos climáticos y apoyar la creación de una economía del hidrógeno.

Fuera de la UE, el Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial de Reino Unido ha publicado varios informes evaluando los CCfDs como opción para apoyar las instalaciones de CCS y la producción de hidrógeno. El último informe aconseja un sistema de apoyo variable indexado a los precios de mercado del gas natural y del hidrógeno [5]. En cambio, la opción preferida para la captura de carbono es un diseño contractual que reembolse la diferencia entre los costes operativos y los ingresos del mercado del carbono.

Según datos de BNEF, las medidas requeridas para financiar la producción de 10Mt de hidrógeno renovable, fijadas como objetivo en el REPowerEU, incluyen la introducción de CCfD para apoyar la adopción de hidrógeno en la industria. De hecho, el propio REPowerEU apuesta por esta vía mediante el uso de los recursos del fondo de innovación para aplicar un esquema de CCfD a nivel europeo[17], introduciendo subsidios del 100% de la diferencia de coste entre el hidrogeno y los carburantes fósiles en el sector. Los proyectos serán seleccionados con carácter competitivo para crear un sistema de contratos por diferencias. Sin embargo, estos planes para incrementar la financiación al 100% necesitan ser compatibilizados con las reglas del EU ETS.

En definitiva, existe en toda Europa un gran interés por desarrollar el mecanismo de CfDs/CCfDs. Sin embargo, el resultado es que, hoy a excepción de Holanda, no hay aún propuestas legislativas concretas hasta el momento. Precisamente en Holanda se ha adjudicado el primer contrato similar a un CCfD bajo el programa SDE++. Se trata del proyecto Porthos, un proyecto de captura

[16] Una explicación detallada de todos los tipos de CfDs y sus características se encuentra fuera del alcance de este documento, pero para más información se puede consultar el informe [4]
[17] Ver Anexo REPowerEU

y almacenamiento de carbono en el mar del Norte que ya está en construcción pero que no estará operativo hasta finales de 2024.

2.3.3 Análisis y conclusiones del contexto internacional

El análisis del contexto internacional es de vital importancia para comparar, plantear y corregir medidas regulatorias relacionadas con el sector del hidrógeno. De esta forma, se pueden imitar medidas exitosas en otros lugares o desechar aquellas medidas que puedan reducir la competitividad del continente europeo a nivel mundial. En esta sección, aún lejos de ser exhaustiva, se han analizado algunos de los elementos más relevantes en este sentido.

En primer lugar, se ha descrito el paquete de ayudas al hidrógeno incluida en la IRA estadounidense, que ha recibido mucho interés por parte del sector del hidrógeno a nivel global. Entre los elementos más destacados por los stakeholders del sector, por contraposición a lo que sucede en determinados casos en el ámbito europeo y nacional, podemos mencionar la cuantía y velocidad en la concesión de las ayudas, la sencillez de las reglas de elegibilidad, y la neutralidad tecnológica. El revuelo causado demuestra que hay un gran interés general por desarrollar el hidrógeno y podría causar un efecto tractor para que otros países desarrollen sus propios paquetes de ayuda.

Por otra parte, esta medida genera una mayor competencia por atraer inversión y desarrollar un sector del hidrógeno líder a nivel mundial. Así lo hizo ver la asociación europea del hidrogeno (Hydrogen Europe), que envió una carta a la CE mostrando su preocupación por un posible éxodo de las inversiones desde Europa a Estados Unidos, al ofrecer este último unas condiciones más sencillas y atractivas para el sector [6]. De hecho, aún sin una evidencia definitiva, no es descabellado decir que la aprobación de dicha ley y el temor a un éxodo inversor ha influido en la decisión del Parlamento Europeo de eliminar el requisito de adicionalidad para el hidrógeno renovable y suavizar sustancialmente el de correlación temporal.

Para terminar, queremos destacar que, tanto en el plano internacional como en el contexto nacional, las subvenciones al hidrógeno parecen muchas veces ir dirigidas mayoritaria o exclusivamente a la producción de hidrógeno dejando fuera a los potenciales offtakers. Es cierto que es especialmente relevante reducir los costes y escalado de la producción del hidrógeno renovable para hacerlo competitivo con las tecnologías tradicionales. No obstante, no es menos cierto, que en muchos casos los potenciales consumidores tienen que hacer grandes inversiones para adaptar sus procesos productivos. Esto puede hacer que, aunque el hidrógeno renovable sea competitivo en precio, el cambio de tecnología tarde más tiempo del deseado y no haya nadie en condiciones de consumir ese hidrógeno.

Una de las herramientas que puede cubrir este vacío son los CCfDs cuya implementación está dando sus primeros pasos en Europa, y que podría convertirse en un instrumento clave para aumentar a corto plazo la demanda de hidrógeno, acelerar la transición energética y dar una ventaja competitiva a Europa que permita atraer inversiones. La primera de estas iniciativas es el SDE++ en Holanda, que asigna los CCfDs por subasta a aquellos proyectos que puedan reducir las emisiones a un menor coste. Por lo tanto, se elige únicamente en base al coste de reducción de emisiones sin tener en cuenta otros factores como por ejemplo si se trata de un proyecto de demostración en un sector estratégico. Sería importante tener en cuenta todos estos factores para, al menos en la fase inicial de los CCfDs, permitir el desarrollo del hidrógeno.

3. ANÁLISIS DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO EN ESPAÑA

3 Análisis de proyectos de hidrógeno en España

3.1 Contexto y motivación

Existen algunas bases de datos y mapas sobre proyectos de hidrógeno como la base de datos publicada por la Agencia Internacional de la Energía [7], ENTSOG [8] o el Project pipeline de la Alianza Europea del Hidrógeno [9]. Sin embargo, estas herramientas pretenden cubrir una escala muy grande (nivel mundial o europeo) y no se actualizan de forma regular ni contienen suficiente información para hacer un análisis detallado.

Existe una gran discrepancia entre el número de proyectos incluidos en cada una de estas bases de datos. Por ejemplo, en el caso español, el mapa publicado por ENTSOG incluye 28 proyectos de hidrógeno[18], en el proyecto Pipeline hay 337[19] y en la base de datos de la IEA el número de proyectos es de 108[20]. Por este motivo, se decidió realizar un mapa de proyectos propio, actualizado periódicamente, con el objetivo de ofrecer una visión global de los proyectos de producción de hidrógeno, ya sean planificados o existentes, mostrando dónde podrían surgir los primeros clúster o valles del hidrógeno.

Este mapa interactivo se realizó en base a la mejor información pública disponible, si bien existen importantes limitaciones. Por tanto, la información puede no ser exacta para todos y cada uno de los proyectos, aunque sí permite obtener una visión general del estado global de los proyectos. Este mapa puede consultarse en la página web de la cátedra[21] (ver Figura 4).

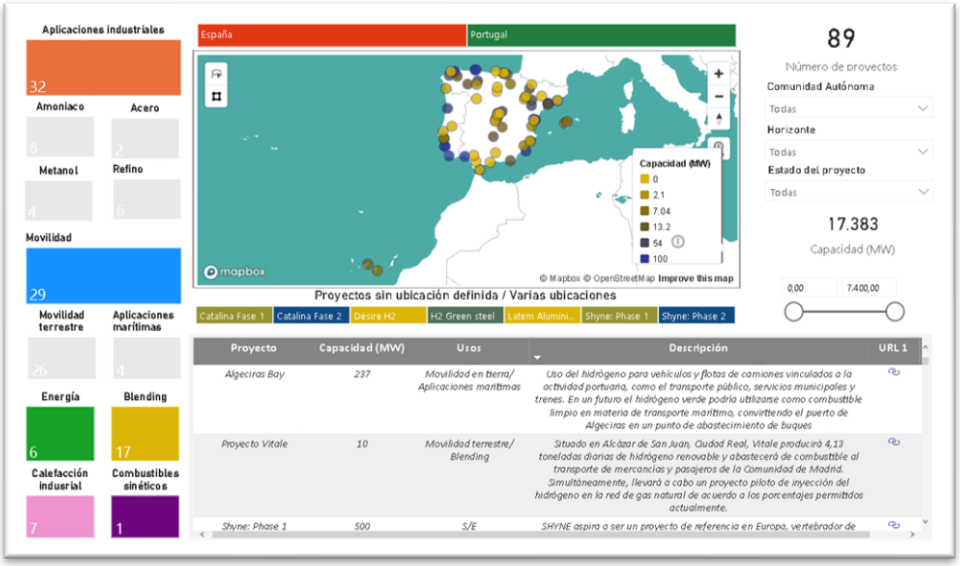


Figura 4. Mapa proyectos interactivo

[18] No se especifica la fecha de última actualización, faltan por incluir muchos proyectos importantes.
[19] Un mismo proyecto puede contar varias veces si se destina a distintas aplicaciones, esto explica el número tan elevado de proyectos. Además, se incluyen muchos proyectos de investigación.
[20] Es la base de datos más fiable. Sin embargo, incluye todos los proyectos ya desmantelados, así como proyectos piloto de pequeño tamaño. Se actualiza únicamente cada año siendo su última fecha de actualización octubre de 2022.
[21] https://www.comillas.edu/catedra-de-estudios-sobre-el-hidrogeno

Esta herramienta permite un análisis del estado de los proyectos de producción y utilización de hidrógeno en la Península Ibérica, permitiendo estudiar aspectos como el grado de avance de los proyectos, tecnologías y modo de conexión con las energías renovables, tipos de offtakers, o alineamiento con los objetivos de la Hoja de Ruta nacional.

3.2 Situación actual y proyectos en marcha

3.2.1 Estado de los proyectos

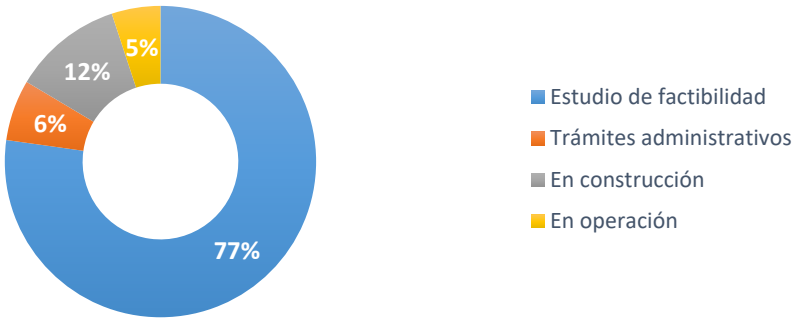


Figura 5. Estado de los proyectos de hidrógeno

A la fecha de publicación del presente informe se han identificado en España 79 proyectos relacionados con la producción-consumo de hidrógeno, de estos, la mayoría (77%) se encuentran en estado de estudio de factibilidad[22] y su aprobación en muchos casos está sujeta a las ayudas que otorgará el estado en el marco de los fondos de recuperación Next Generation. Del 23% restante, un 18% se encuentra en construcción o realizando los trámites administrativos para iniciar la misma y el otro 5% (4 proyectos), corresponde a proyectos de hidrógeno que ya se encuentran operativos en España, siendo uno de los países pioneros a nivel mundial en relación al uso del hidrógeno renovable. Se trata de la planta de producción de hidrógeno verde de Fertiberia-Iberdrola en Puerto Llano [10], el proyecto Power To Green en Mallorca [11], la hidrogenera para autobuses públicos de Barcelona [12] y el proyecto de logística H_2-Login en Toledo [13].

3.2.2 Esquema de conexión

La electricidad necesaria para producir el hidrógeno por electrólisis se puede obtener fundamentalmente de dos formas: con una conexión directa a una planta de energía renovable, o a través de un punto de conexión a red, típicamente sujeta a un contrato PPA.

Aunque existe una gran cantidad de proyectos que no especifica de dónde se obtendrá esta electricidad la gran mayoría de los que sí lo hacen, optan por la construcción de una nueva planta de producción de energía renovable mientras que sólo cinco proyectos optan únicamente por contratos PPA (ver Figura 6). Esto podía estar afectado por los criterios de correlación temporal y adicionalidad que fijaba el ya descartado Acto Delegado sobre adicionalidad (ver sección 2.1). Es muy posible que en un futuro se vean muchos proyectos que opten por el modelo PPA,

[22] Se entiende por estudio de factibilidad aquellos proyectos que han sido anunciados en los cuales no se especifica si ha comenzado su construcción o la tramitación de los correspondientes permisos. Se considera que en este caso aún se está analizando la inversión definitiva en el proyecto.

aunque esto también dependerá de los requisitos que se impongan en los distintos programas de ayuda.

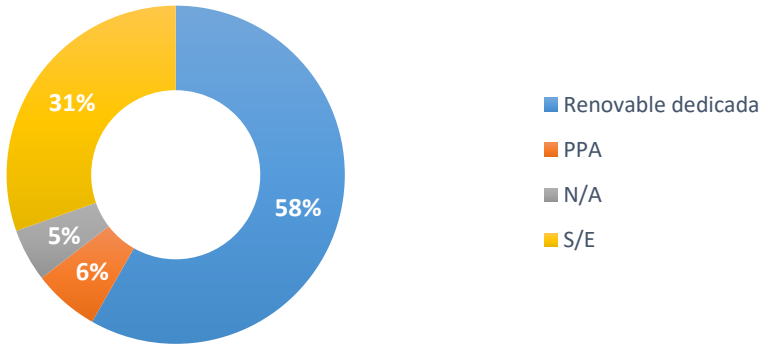


Figura 6. Esquema de conexión proyectos de hidrógeno

Dentro de los proyectos que optan por la construcción de una nueva planta de energía renovable la mayor parte de estos optan por la energía fotovoltaica (58 %) o por la hibridación de esta con la energía eólica (14 %). Sólo un 18% apuesta únicamente por energía eólica ya sea eólica on-shore u offshore.

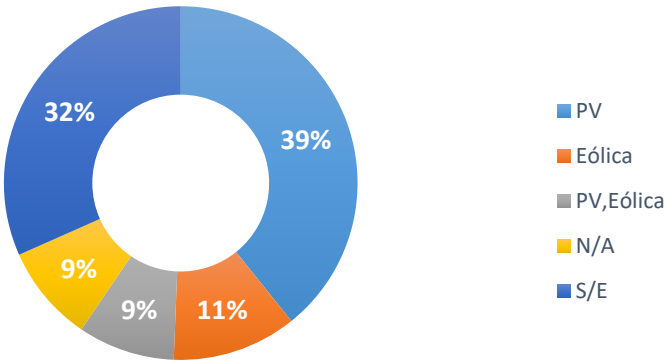


Figura 7. Tipo de renovable dedicada de nueva construcción.

3.2.3 Proyectos por sectores

Debido a la gran versatilidad del hidrógeno y al carácter local de su producción-consumo, la mayoría de proyectos están destinados a más de una aplicación, lo cual dificulta su clasificación. Por este motivo, se ha optado por contar cada aplicación de un mismo proyecto como un proyecto independiente. Por ejemplo, un proyecto puede estar destinado a la movilidad terrestre y a aplicaciones industriales y contará como un proyecto en cada uno de estos sectores.

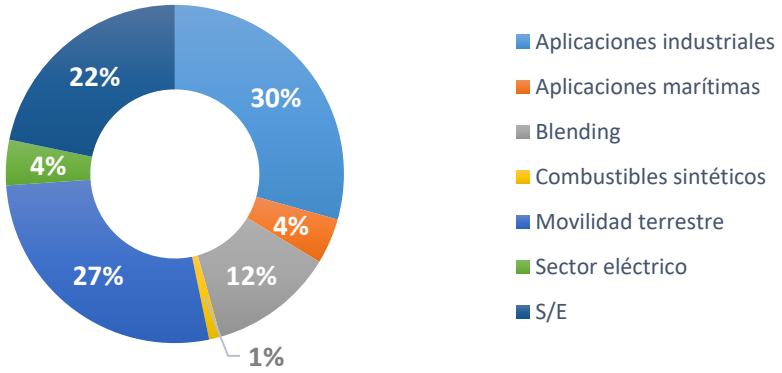


Figura 8. Número de proyectos por sectores

De los 79 proyectos incluidos en este informe, 20 de ellos no especifican en que sectores se va a utilizar el hidrógeno. Como era de esperar la mayoría están dedicados a aplicaciones industriales y a la movilidad terrestre, seguidos por los proyectos de hidrógeno para su inyección a la red de gas natural[23]. Las aplicaciones marítimas, el almacenamiento de energía y los combustibles sintéticos todavía se encuentran en fases tempranas de desarrollo y no hay muchos proyectos en estos sectores. Dentro de las aplicaciones industriales destacan los proyectos relacionados con el amoniaco, el refino, el calor industrial, y en menor medida, los relacionados con el metanol y con el acero (ver Figura 9).

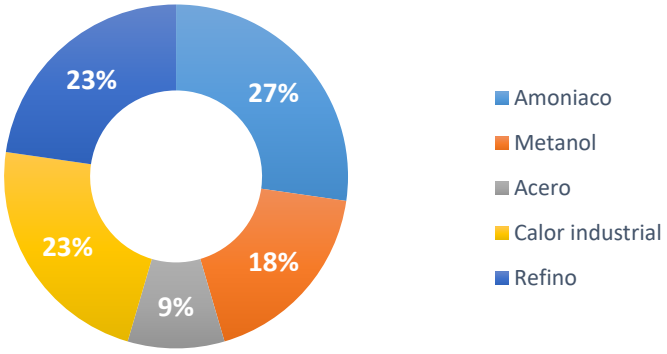


Figura 9. Proyectos de hidrógeno por subsectores industriales

La comparativa por número de proyectos de la Figura 9 sugiere que en el horizonte temporal 2030 tanto la industria como la movilidad terrestre van a tener una importancia similar. Sin embargo, si se compara la capacidad en MW proyectada para cada uno de estos sectores (Figura 10) es evidente que los proyectos relacionados con la industria serán los más relevantes de cara a 2030. Esto es debido a que los proyectos más grandes planificados para 2030 están centrados exclusivamente en el sector industrial: el proyecto HyDeal (7,4 GW) [14], el proyecto Catalina (2

[23] La legislación actual permite mezclas de hasta un 5 % de hidrógeno, aunque se está estudiando la viabilidad técnica de inyectar mayores porcentajes. La viabilidad de los proyectos de blending está sujeta a la aprobación del sistema de gestión de garantías de origen, que presumiblemente, no estará lista hasta 2023. Esto es así porque la viabilidad de la inyección de hidrógeno en la red de gas natural está directamente relacionada con la transferencia de GdOs que puedan ser redimidas por los consumidores.

GW) [15] o el proyecto H_2 Green Steel (1 GW) [16]. Por último, hay una gran cantidad de capacidad de electrólisis cuyo uso se encuentra aún sin especificar[24].

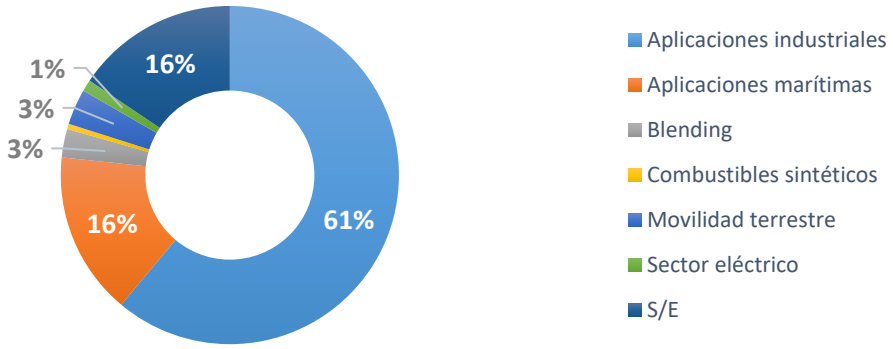
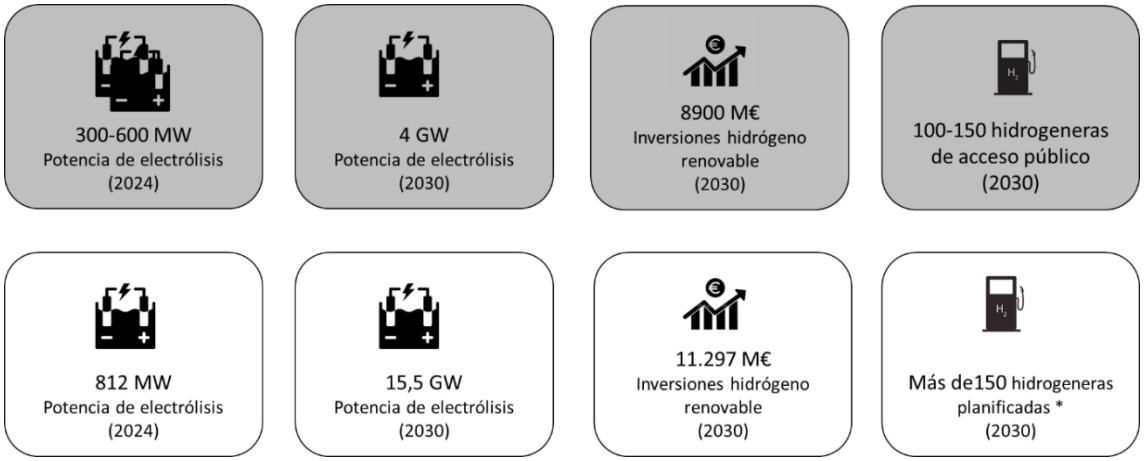


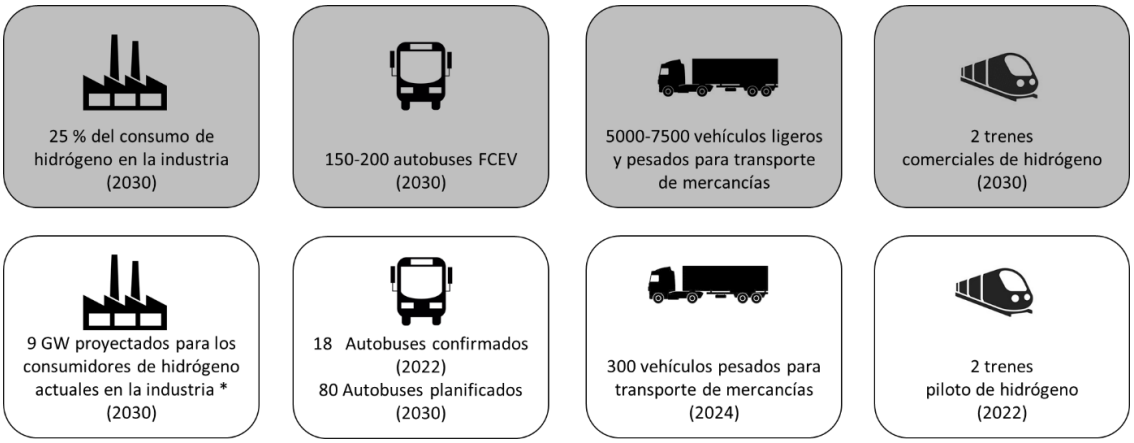
Figura 10. Capacidad de electrolizadores (MW) instalada/proyectada por sectores

3.3 Alineamiento con los objetivos de la Hoja de Ruta

La Hoja de Ruta del hidrógeno en España, "Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el Hidrógeno Renovable" marca diversos objetivos de cara al año 2030. En esta sección se comparan estos objetivos con las proyecciones obtenidas con el observatorio de proyectos (Figura 11).



[24] Un breve resumen de los proyectos más relevantes para cada sector se puede encontrar en el Anexo 1.



***** No se especifica cuantas serán de acceso público
***** No es posible hacer una comparación directa con el 25% consumido en la industria, se incluye una comparativa con la capacidad de electrólisis proyectada para los consumidores actuales de hidrógeno (refino, fertilizantes y metanol).

Figura 11. Objetivos de la Hoja de Ruta (gris) y proyecciones de los proyectos de hidrógeno (blanco)

La previsión de potencia instalada para 2024 (812 MW) supera la capacidad fijada por la Hoja de Ruta para esta fecha (300-600 MW). Para 2030, la capacidad proyectada (15,5 GW) es aproximadamente cuatro veces mayor que la capacidad fijada por la Hoja de Ruta (4 GW).

La inversión prevista es de 11.297 M€ superando los 8900 M€ fijados como objetivo para 2030. De igual forma, el número de hidrogeneras también superan los objetivos fijados habiendo proyectadas más de 150 hidrogeneras, aunque no se especifica cuantas de ellas serán de acceso público.

En relación a los autobuses, hasta el momento se tienen confirmados 8 autobuses de pila de combustible en Barcelona [12] y 10 en Madrid [17]. Hay otros proyectos que también involucran flotas de autobuses de hidrógeno entre los que destaca el proyecto HyVus [18] en Alicante que propone la construcción de una hidrogenera con capacidad de recarga para 80 autobuses de pila de combustible.

En cuanto a los vehículos de transporte de mercancías, el único proyecto identificado hasta la fecha es el proyecto “Hydrogenizing Barcelona”, del que forman parte 60 empresas y que se plantea desplegar 20 MW de potencia de electrólisis producidas a partir de la hibridación de placas fotovoltaicas situadas en los tejados del área urbana de Barcelona y PPAs, así como la infraestructura necesaria, para abastecer a 300 camiones de hidrógeno [19].

Asimismo, hay ya en marcha dos proyectos piloto para probar la tecnología de pila de combustible de hidrógeno en trenes, uno de ellos desarrollado por Iberdrola y CAF [20] y otro por Repsol y Talgo [20]. Ambos se encuentran en estado avanzado, y a pesar, de no ser trenes comerciales de hidrógeno apuntan en una buena dirección para cumplir con este objetivo de la Hoja de Ruta.

En último lugar, cabe mencionar que el objetivo referente al consumo de hidrógeno en el sector industrial es muy difícil de cuantificar en base a la información disponible. Para 2030 se fija como objetivo que un 25 % de todo el hidrógeno consumido a nivel industrial sea hidrógeno verde. Una forma de aproximar el cumplimiento de este objetivo es observar la cantidad de potencia proyectada para los consumidores de hidrógeno actuales: refino, amoniaco y metanol. Estos sectores suman una potencia proyectada de aproximadamente 9 GW y un total de 15 proyectos:

5 proyectos de refino (9 refinerías existentes en España), 6 proyectos relacionados con la producción de fertilizantes (20 plantas de producción registradas en la Asociación Nacional de Fabricantes de Fertilizantes) y 4 proyectos relacionados con el metanol. En base a estas cifras, se puede ser optimista en relación al cumplimiento de este hito de la Hoja de Ruta.

3.4 Resumen y análisis crítico de proyectos nacionales

Resulta muy complicado encontrar información fiable y actualizada sobre los proyectos de hidrógeno. Esto queda claramente reflejado en las grandes diferencias que existen entre los números marcados para España en diferentes bases de datos de la AIE, ENTSO-G o el pipeline de proyectos de la Alianza Europea del Hidrógeno Limpio. Asimismo, la información disponible para los diferentes proyectos puede ser limitada o carente de actualización.

Esta carencia de información fiable y completa hace difícil hacer un análisis crítico de la situación del hidrógeno en España, por este motivo, desde la cátedra hemos tratado de cubrir este hueco recopilando información lo más completa y actualizada posible sobre los proyectos de hidrógeno en marcha en España. Asimismo, ponemos esta información accesible de manera pública a través de nuestra página web. Creemos que este trabajo puede ser de mucha utilidad para diversos actores en la toma de decisiones.

La información recopilada permite observar algunas tendencias interesantes en relación a los hitos marcados por la Hoja de Ruta del Hidrógeno. La capacidad de electrólisis proyectada o declarada para 2030 supera ampliamente los objetivos fijados en octubre de 2020, por lo cual, si consideramos fiables estos datos, este objetivo probablemente deba ser revisado al alza en 2023. Otro aspecto a destacar es que a pesar de que la Hoja de Ruta no fija objetivos respecto al blending y apenas lo menciona en todo el documento existe una cantidad importante de proyectos que mencionan el blending entre sus potenciales aplicaciones. En futuras revisiones de la Hoja de Ruta debería darse más importancia al blending y proponer medidas regulatorias claras para su viabilidad y funcionamiento.

Por otra parte, y como era de esperar, la mayoría de la potencia proyectada para 2030 está dirigida al sector industrial. En la primera mitad de la década el consumo se centrará en los consumidores de hidrógeno actuales: fertilizantes, metanol y refino con algunas nuevas aplicaciones a pequeña escala como el uso de hidrógeno para la producción de calor. Es en la segunda mitad de la década donde comienzan a aparecer de manera importante los nuevos usos del hidrógeno en el sector industrial como la producción de combustibles sintéticos y, sobre todo, la producción de acero.

También existe un considerable interés en el uso del hidrógeno para el transporte, principalmente en autobuses urbanos, siendo menor el existente en las flotas de transporte de mercancías. En este último caso, a diferencia del sector transporte, la mayoría de flotas de vehículos son privadas por lo que es de esperar que el cambio a vehículos de pila de combustible de hidrógeno sea más lento y requiere que haya desplegado un número mínimo de hidrogeneras.

Desde la cátedra pensamos que la gran cantidad de proyectos y potencia proyectada demuestran el gran interés que existe en desarrollar este sector a nivel nacional y posicionar España como líder mundial en la obtención de hidrógeno. Sin embargo, la gran mayoría de estos proyectos aún están en fases preliminares y cabe preguntarse cuántos de ellos llegarán a entrar en operación en las condiciones y plazos declarados.

A esta situación sin duda ha contribuido la incertidumbre creada por algunas señales regulatorias, como se discutía en la sección 2. Desde la cátedra pensamos que este proceso de crecimiento debe ir acompañado de medidas claras y simples que faciliten el despliegue del hidrógeno y brinden seguridad a las inversiones en el corto plazo, sin perder de vista el objetivo de descarbonización a largo plazo. Cabe esperar que la situación de varios proyectos cambie en el corto plazo y que un número creciente de proyectos comience a materializarse gracias a la resolución de los programas de ayuda a los proyectos pioneros y singulares, y a la cadena de valor del hidrógeno[25] . No obstante, debido a la falta de experiencia con este tipo de proyectos, no debemos despreciar las incertidumbres tecnológicas o asociadas al suministro y desempeño de los equipos, que puedan afectar el desarrollo de los proyectos.

[25] Los programas de ayuda al hidrógeno fueron resueltos provisionalmente en diciembre de 2022 (después de la fecha de publicación del presente informe). La resolución provisional se puede consultar en la sede electrónica del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (https://sede.idae.gob.es/lang/).

4. ANÁLISIS DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO EN EUROPA: COMPARATIVA CON LA HOJA DE RUTA EUROPEA Y LA INICIATIVA REPOWEREU

4 Análisis de Proyectos de hidrógeno en Europa: comparativa con la hoja de ruta europea y la iniciativa RePowerEU

4.1 Análisis y comparativa

La Hoja de Ruta del hidrógeno en Europa defiende que para lograr la transición energética UE requerirá la producción y consumo de hidrógeno a gran escala. Esta transición debe ser planificada y debe de hacerse en línea con el Pacto Verde Europeo, la Nueva Estrategia Industrial para Europa y el Plan de Recuperación. Los objetivos establecidos bajo este documento son que Europa debe alcanzar un mínimo de 6GW de potencia de electrolizadores en 2024 y de 40GW en 2030.

Estos objetivos son actualizados en el paquete Fit for 55 y nuevamente en el paquete RepowerEU lanzado en mayo 2022 para garantizar la independencia energética en Europa. Tal y como se especifica en la p. 5 de este mismo documento, el paquete revisa sus objetivos al alza con respecto a los establecidos previamente. El acelerador de hidrógeno incluido entre las medidas a medio plazo de RePowerEU destaca la necesidad de aumentar la capacidad de producción de electrolizadores para satisfacer la demanda esperada por parte de la industria europea. En este sentido, los fabricantes de electrolizadores se han fijado el objetivo de alcanzar una capacidad de producción de electrolizadores de 17,5 GW para 2025[26]. Por otra parte, el plan plantea alcanzar una producción doméstica de 10Mt de hidrógeno renovable, lo que representa un aumento del 67% (4Mt) respecto a los 6 Mt establecidos bajo el Fit for 55. Se espera que 8Mt de hidrógeno renovable puedan reemplazar 27Bcm de gas natural en 2030. El resto del hidrógeno sustituirá al petróleo y al carbón. Asimismo, se plantea como objetivo que el consumo de hidrogeno renovable alcance 20Mt en 2030 por lo que Europa importaría 10Mt.

No obstante, según los datos proporcionados por BloombergNEF [1], en base a los proyectos anunciados en este momento la capacidad de producción de hidrógeno renovable en Europa, Oriente Medio y África (EMEA) al final de la década sería de 3.3Mt. Esta proyección está muy alejada del objetivo de producción de 10Mt anunciado en el programa REPowerEU. Según estos datos, la producción prevista se debería triplicar para conseguir el objetivo propuesto. Esto tiene como consecuencia directa una necesidad de promover y financiar nuevos proyectos de hidrógeno verde. Según las estimaciones de BloombergNEF del mes de mayo, no hay suficientes proyectos programados en Europa para cumplir con esa ambición. No obstante, varios países han declarado su intención de producir hidrógeno azul, como complemento al electrolítico. De hecho, la IEA estima que la producción de hidrógeno con combustibles fósiles junto con proyectos de CCUS proyectados en Europa alcanzará las 3 Mt, la mayor parte en Holanda y Reino Unido.

El último Global Hydrogen Review de la IEA[27], proporciona una previsión más optimista que la anterior, pero aun así lejos del objetivo marcado. Estima que la producción de hidrógeno de

[26] Ver información detallada en medidas a medio plazo https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_es
[27]https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf

bajas emisiones a partir de la electrólisis del agua en Europa podría situarse en 5 Mt en 2030, con Alemania y España juntos representando 1,4 Mt.

Si analizamos la potencia de electrólisis necesaria para alcanzar las metas de producción, según una estimación conservadora en cuanto a horas de funcionamiento y rendimientos de los electrolizadores[28], para producir 10Mt únicamente mediante electrólisis, se necesitaría instalar en torno a 17GW al año y un total de aproximadamente 140 GW hasta 2030. Si comparamos esta cifra con otras cifras que se manejan, se observa una distancia significativa. El Global Hydrogen Review de la IEA estima que Europa alcanzará una capacidad de electrolizadores de 39 GW en 2030, relativamente cerca del objetivo de 44 GW marcado en el paquete Fit for 55 (4GW adicionales a los de la Hoja de Ruta). Sin embargo, sería necesaria una mayor ambición para alcanzar los entre 65GW y 80 GW[29] establecidos en el Plan REPowerEU[30].

Por último, si analizamos los datos de los proyectos programados para Europa procedentes la base de datos de proyectos de hidrógeno de la International Energy Agency (IEA),[31] concluimos que los proyectos europeos sumarían una capacidad instalada de 176 GW, muy por encima de las proyecciones anteriores. Además, indicaría que los proyectos planteados actualmente serían suficientes para cumplir con los objetivos propuestos en el REPowerEU.

La divergencia existente puede darse en parte debido a que la IEA ha revisado los proyectos recientemente y esto queda reflejado en las cifras documentadas en la base de datos de proyectos de hidrógeno bajo en carbono. Es también importante señalar que la definición de hidrógeno bajo en emisiones, así como al diferente estado en el que se encuentran dichos proyectos puede diferir entre las distintas fuentes. Por un lado, la definición del IEA incluye hidrógeno producido a través de electrólisis donde la electricidad se genera a partir de una fuente baja de emisión (renovables o nuclear), biomasa o combustibles fósiles con CCUS. También es importante destacar que el 32% de los proyectos están en un estado muy temprano de planificación, sin tener ni siquiera un plan de viabilidad. El 68% restante se encuentran en un estado más avanzado y dentro de estos, tan solo un 4% son proyectos en construcción o cuya decisión final de inversión ya se ha tomado.

En resumen, los objetivos de producción de hidrogeno en la Unión Europea se han revisado al alza dos veces desde que fue publicada la hoja de ruta europea en 2020. Esto demuestra el gran interés que existe por desarrollar una economía del hidrógeno en Europa que se ha acentuado debido a la crisis energética. Sin embargo, las previsiones de diferentes instituciones sobre la producción autóctona de hidrógeno que se alcanzará a finales de la década no permiten ser optimistas respecto a la consecución de estos ambiciosos objetivos. Asimismo, a la hora de traducir una determinada producción de hidrógeno en potencia instalada de electrolizadores, se ha puesto de manifiesto la gran sensibilidad del resultado a las hipótesis realizadas, no siempre de manera totalmente transparente. De hecho, resulta difícil evaluar la consecución de

[28] Estos cálculos asumen 4000h de funcionamiento de electrolizador al año y un rendimiento 55kWh/kgH2 (60% aprox.). La cifra de potencia de electrólisis disminuiría con más horas equivalentes de funcionamiento o rendimientos mayores.

[29] Para producir los 10Mt de hidrógeno renovable exclusivamente mediante electrólisis con un rendimiento en el rango alto de las capacidades actuales de la tecnología del 70%, esto implicaría unas horas equivalentes de funcionamiento de entre 5800h y 7200h.

[30] Ver https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0230&from=EN

[31] Ver https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database

estos objetivos debido a la alta disparidad en las estimaciones aportadas por las distintas fuentes como se puede observar en la Figura 12.

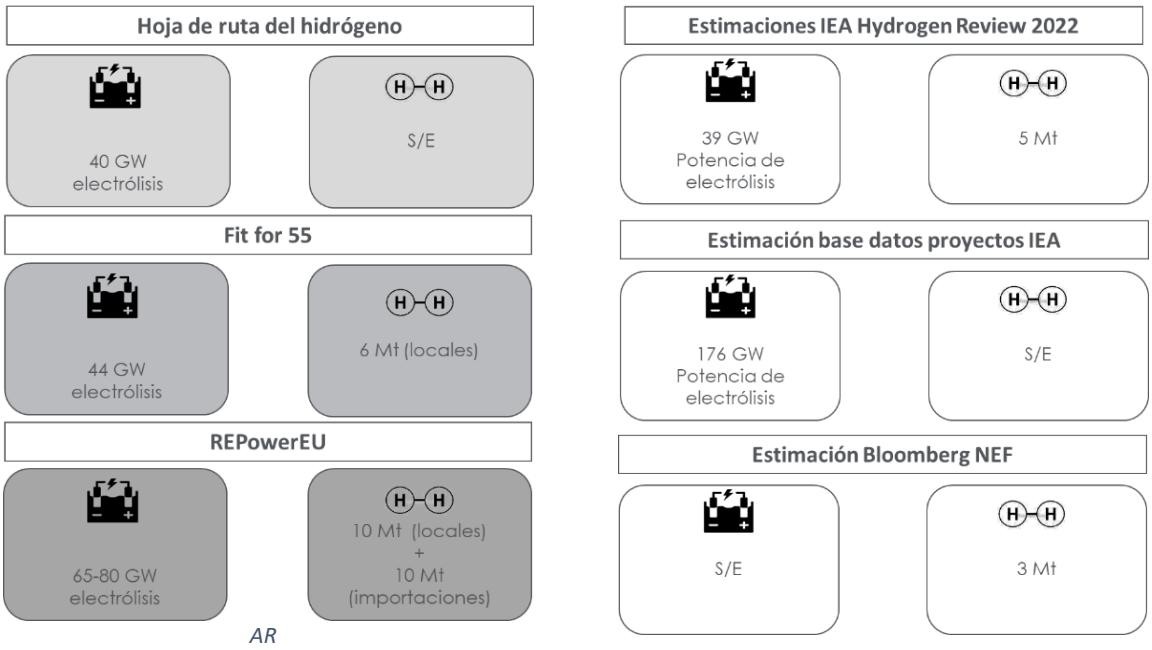


Figura 12. Objetivos de producción de hidrógeno en Europa y predicciones de distintas fuentes

4.2 Resumen y análisis crítico de proyectos europeos

Desde la publicación de la Estrategia del Hidrógeno para Europa en julio de 2020, la Unión Europea ha revisado al alza sus objetivos de producción y consumo de hidrógeno bajo en emisiones en dos ocasiones, primero con el paquete Fit for 55 en julio de 2021 y posteriormente con la estrategia RePowerEU en mayo de 2022. Esto denota la creciente importancia que las autoridades europeas conceden a este vector energético, no solo de cara a la descarbonización sino también para fomentar la independencia y seguridad energética del continente.

El citado RePowerEU fija unos objetivos de utilización de hidrógeno de 20Mt para el año 2030, la mitad de los cuales se producirían dentro de las fronteras europeas y la otra mitad suplidos mediante importaciones. Sin embargo, las estimaciones proporcionadas por diversas instituciones parecen indicar que no seremos capaces de alcanzar estos niveles de producción dentro de Europa dentro del plazo estipulado, quedándonos entre las 3Mt y las 5Mt en 2030. Por este motivo, el preciso acelerar el despliegue de electrolizadores y/o complementar esta capacidad con hidrógeno de bajas emisiones, por ejemplo, mediante la captura de carbono como ya han declarado algunos países europeos.

A la hora de traducir estos objetivos de producción en potencia instalada de electrolizadores, nos encontramos con un amplio rango de valores según la fuente considerada. Esta divergencia parece deberse a las diferentes hipótesis de cálculo consideradas, tanto para el desempeño de la tecnología como su nivel de utilización.

Igualmente, si tenemos en cuenta diferentes estimaciones, no de la potencia que sería necesaria para cumplir los objetivos a 2030, sino de los proyectos que efectivamente podrían llegar a materializarse, nos encontramos nuevamente con una gran disparidad de valores, desde los que

indican que estamos muy lejos de lo que necesitaríamos, hasta las que indicarían que dispondremos de capacidad de sobra. Todas ellas muestran un fuerte incremento de este tipo de proyectos en los últimos años o meses. Sin embargo, las previsiones más optimistas suelen estar basadas en la contabilización de muchos proyectos aún en fases prematuras de desarrollo.

Este análisis pone de manifiesto, por tanto, que existe una necesidad de mejorar la precisión en la forma en que monitorizamos y contabilizamos los proyectos de producción y utilización de hidrógeno, así como una mayor transparencia y homogeneización en las hipótesis de cálculo. Ante esta falta de información fiable y robusta, resulta difícil evaluar el grado de consecución de los objetivos marcados. Sería necesario, por tanto, unificar métricas a nivel europeo para poder tomar decisiones basadas en datos fiables tal y como se está haciendo actualmente desde la cátedra para el caso de España.

5 Anexo: información adicional sobre el uso de hidrógeno por sector en España

Hidrógeno en la industria del refino

En 2020 el sector del refino es el principal consumidor de hidrógeno gris a nivel mundial [21]. Su sustitución por hidrógeno verde permitiría reducir las emisiones del sector a corto y medio plazo. Las refinerías españolas son conscientes de la importancia del hidrógeno en este contexto, y de las nueve refinerías que hay actualmente en España la mayoría están implementando o tienen planeados proyectos de hidrógeno verde.

La refinería de Petronor en Bilbao ya tiene instalado un primer electrolizador de 2,5 MW para producir hidrógeno verde que va a distribuir hasta el parque Tecnológico de Abanto con un hidroducto [22]. Aunque en un principio, el hidrógeno producido no se va a consumir en la propia refinería existen planes para aumentar la potencia instalada hasta los 100 MW en el futuro y utilizar el hidrógeno en la propia refinería.

La refineria BP Castellón también está apostando fuertemente por el hidrógeno con una capacidad proyectada de 60 MW para 2023 y de 95 MW para 2030 [23]. El proyecto también ha servido como impulsor del hidrógeno en la región donde la industria de la cerámica también se ha unido a la refinería para consumir parte de este hidrógeno.

En línea con las propuestas anteriores, las refinerías de Tarragona y Cartagena tienen proyectada una capacidad de 100 MW cada una [24], mientras que las refinerías de Cepsa en Huelva y San Roque- Algeciras están planificando junto a Endesa proyectos de hidrógeno verde que están sujetos a financiación europea [25].

En las refinerías de A Coruña y Puertollano hasta la fecha no hay proyectado ningún proceso a escala comercial de producción y consumo de hidrógeno. Sin embargo, en esta última, hay planificado un proyecto a escala de planta piloto para la demostración de la tecnología de fotocatálisis [26]. Se trata de un proyecto financiado por el programa Innovation Found de la UE y tendrá una capacidad de 100 kgH2/día que se consumirán en la propia planta.

Combustibles sintéticos

A pesar de los esfuerzos por reducir las emisiones durante su producción, la utilización de combustibles fósiles con fines energéticos siempre producirá emisiones de gases de efecto invernadero y es incompatible con la descarbonización y la neutralidad climática a largo plazo. Por este motivo, es necesaria una transformación hacia modelos más sostenibles y no contaminantes como son los biocombustibles o los combustibles sintéticos basados en el hidrógeno.

En España la refinería de Petronor en Bilbao será la primera en producir combustibles sintéticos con una inversión de 67 M€ y una capacidad de electrólisis de 60 MW [27]. Ya se ha comenzado su construcción y se espera esté disponible para 2024 con una capacidad de producción de 50 barriles diarios. En la refinería de Cartagena también se está apostando por un modelo similar, pero en este caso para la producción de biocombustibles que provienen de biometano [28].

Hidrógeno para la producción de amoniaco

Después de la industria del refino, la producción de amoniaco para la fabricación de fertilizantes es el segundo sector que más hidrógeno consumió en 2020 [21]. Al igual que en el refino, el hidrógeno que se consume actualmente es hidrógeno gris y su sustitución por hidrógeno verde es más fácil que en otros sectores ya que no es necesario modificar los equipos o el proceso productivo.

Uno de los proyectos operativos más importante hasta la fecha y uno de los más importantes a nivel mundial es la planta de hidrógeno renovable de Iberdrola y Fertiberia en Puertollano, que se inauguró el pasado 13 de mayo de 2022, se trata de la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa con una capacidad de 20 MW de electrolizador y 100 MW de energía solar dedicada [10].

No es la única planta de este tipo que tienen proyectada ambas compañías. La alianza entre Iberdrola y Fertiberia también tiene proyectada una planta de hidrógeno verde en Palos de la Frontera con una capacidad de electrólisis de 210 MW de potencia para 2024 y 370 MW de potencia para 2027 [29].

Además de los antes mencionados, existen otros dos grandes proyectos relacionados con el amoniaco. El Proyecto Catalina, el cual pretende desarrollar 2 GW de electrólisis y que conectará Aragón y Valencia a través de un hidroducto que transportará hidrógeno a una planta de amoníaco de nueva construcción [15] y el proyecto HyDeal, el mayor proyecto de hidrógeno a nivel mundial, que se situará en Asturias con una capacidad de electrólisis de 7,4 GW para 2030 y que proporcionará hidrógeno a la planta de fertilizantes de Fertiberia en Avilés [14].

Hidrógeno para la producción de metanol

En España se han identificado cinco proyectos dedicados a la producción de metanol verde, dos de ellos situados en Galicia y tres en Andalucía. El primero es el proyecto de Iberdrola-Foresa Green Metanol con una capacidad de 20 MW en una primera fase que permitirían producir 10.000 toneladas de hidrógeno verde escalables hasta 200 MW que permitirían una producción de 100.000 ton/año [30]. El segundo es el proyecto Triskelon, iniciativa es finalista del programa Innovation Fund de la Comisión Europea y opta a fondos Next Generation, y cuyo objetivo es producir 40.000 toneladas de metanol verde con una inversión de 130 millones de euros [31].

En Andalucía, la empresa Viridi Energías Renovables España está promoviendo tres proyectos relacionados con la producción de metanol. El primero de ellos, llamado SolWinHy está proyectado en Arcos de la Frontera (Cádiz) con una inversión de 210 millones de euros y una capacidad de producción de 30.000 toneladas que se espera esté en funcionamiento para 2025. Después de la construcción de esta primera planta están previstas otras dos plantas en Córdoba, con capacidad para producir 30.800 toneladas al año; y en Linares, con capacidad para producir 44.000 toneladas al año [32].

Estas iniciativas suman en total 284.800 toneladas de metanol, para poner en perspectiva está cifra en 2020 en España se consumieron aproximadamente 932.000 toneladas de metanol [33]].

Hidrógeno para la producción de acero

El sector del acero es uno de los más contaminantes que existen ya que la energía de proceso y el calor necesarios para convertir el mineral de hierro en acero provienen principalmente del

carbón. El cambio de este carbón a hidrógeno verde es clave para la transformación del sector y supone una gran oportunidad para reducir las elevadas emisiones asociadas a este proceso.

Las plantas de producción de acero se caracterizan por tener tamaños muy grandes y esto se traduce en unas capacidades de electrolizadores proyectadas muy altas. El primer proyecto relacionado con el acero en España está promovido por compañía sueca H2 Green Steel e Iberdrola [16]. El emplazamiento aún está por decidir, tendrá una inversión estimada de 2300 millones de euros y se empezará a construir entre 2025-2026. La nueva planta, de 1 GW de capacidad, alimentará con combustible limpio un horno de reducción directa de acero con capacidad para producir unos 2 millones de toneladas al año de acero verde, con una disminución del 95% de las emisiones de CO2. Para poner en perspectiva estas cifras, en 2021 se produjeron en España 14,1 millones de toneladas de acero [34].

Otro de los proyectos relacionados con el acero es el proyecto HyDeal [14], que ya se mencionó anteriormente para la producción de amoniaco. Con una capacidad de 7,4 GW proyectada para 2030 se espera que gran parte del hidrógeno producido se destine a la producción de acero en las fábricas de ArcelorMittal en Avilés y Gijón.

Hidrógeno para usos térmicos

En relación a los usos térmicos del hidrógeno, la mayoría de proyectos están relacionados con el sector de la cerámica, un sector con un peso industrial muy importante en España. Existen dos proyectos en este sentido: Orange Bat [35] y GreenH2ker [36]. En el primer caso el proyecto prevé la construcción de una planta de 100 MW con una inversión de 100 millones de euros que estará operativo para 2025 y que se situará en la zona de Castellón, zona que concentra el 95% de la industria cerámica española. También en Castellón se ubica el proyecto GreenH2ker, un proyecto entre Iberdrola y Porcelanosa para descarbonizar la industria de la cerámica mediante el desarrollo de un sistema de uso acoplado de hidrógeno verde y bomba de calor que se implementará en un horno de la fábrica de Porcelanosa en Vila-real.

Otro proyecto anunciado para la utilización del hidrógeno con fines térmicos es el de Latem Aluminium [37] por el que impulsarán dos plantas de producción de hidrógeno verde en Castilla y León, una ubicada en la fábrica de Latem Aluminium en Villadangos del Páramo, y otra en su planta de Villabrázaro (Zamora). El proyecto permitirá un autoconsumo energético renovable en el proceso industrial de fabricación de aluminio en estas factorías.

Por último Coreses (Castilla y León) albergará una de las mayores fábricas de España de hidrógeno verde con una capacidad de producción de 300.000 toneladas al año y una inversión de 400 M€ [38]. Se espera que planta se encuentre terminada para finales de 2025 y se utilizará para sustituir el gas natural que consume la industria local e inyectar una parte a la red de gas natural.

Hidrógeno en la movilidad terrestre

Los proyectos de hidrógeno relacionados con la movilidad terrestre están dirigidos principalmente a establecer una red de hidrogeneras, inicialmente centradas en vehículos pesados.

Los dos proyectos más ambiciosos en este sentido son Desire H2 [39] y Win4H2 [40]. En el primero Air Liquide y Redexis prentenden crear una red de 100 hidrógeneras en territorio español antes de 2030. En el segundo caso Naturgy plantea la construcción de una red de 38 hidrogeneras (ver Figura 13) para 2025 ampliables hasta 120 en una segunda fase.

Figura 13. Mapa de la red de hidrogeneras. Fuente: Naturgy.

Además de los antes mencionados, Iberdrola plantea una red de hidrogenaras en Alicante, Valencia, Zaragoza y Barcelona. Esta última ya está en funcionamiento para abastecer a 8 autobuses de la red de transporte, además de proporcionar hidrógeno a la empresa privada Evarm, especializada en la transformación de vehículos con motor de combustión en vehículos sostenibles.

No es la única ciudad que apuesta por el hidrógeno, en Madrid ya hay también una línea de autobuses públicos funcionando con hidrógeno en Torrejón de Ardoz y se anunció la compra de 10 autobuses y la construcción de una planta de producción de hidrógeno verde en el centro de operaciones de la EMT de Entrevías. En Alicante el proyecto HyVus [18] con un presupuesto de 10 M€ prevé poner en marcha una planta de hidrógeno que puede abastecer hasta 80 autobuses de hidrógeno de la marca Vectalia. Otras ciudades como Tarragona, Canarias, Zaragoza o Valladolid se están planteando incluir autobuses de hidrógeno en su flota.

Hidrógeno en el sector eléctrico

El uso del hidrógeno en el sector eléctrico se centra sobre todo en su uso en centrales de ciclo combinado en combinación el gas natural. Es el caso de la central de ciclo combinado de Amorebieta-Boroa que aprovechará 1.500 toneladas de hidrógeno verde al año provenientes de PPAs para la producción de electricidad [41]. El proyecto tendrá una inversión inicial de 50 millones de euros, que permitirán que la planta opere a finales de 2022 con una potencia de electrólisis de 20 MW y con la intención de ampliar la capacidad a 200 MW antes de 2030 con una inversión total de 300 millones de euros.

A menor escala se tienen dos proyectos donde el hidrógeno se utiliza para almacenamiento de energía. El primero de ellos es el proyecto Digital H2 Green Málaga, donde se utilizará inteligencia artificial para llevar a cabo operaciones de generación, almacenamiento y abastecimiento de energía. El segundo proyecto es el Hub de movilidad sostenible de Toledo [42] que ya se encuentra en construcción y que, además de contar con una hidrogenera, contará con un módulo de almacenamiento formado por una batería y sistema de almacenamiento de hidrógeno-celda de combustible.

6 Referencias

[1] Bloomberg NEF, «EU´s Russian Gas Phase-Out Hinges on Clean Energy», jun. 2022.

[2] B. Mulder, «Hydrogen tax credits preserved in new US Inflation Reduction Act», 28 de julio de 2022. https://www.spglobal.com/commodityinsights/es/market-insights/latest-news/energy-transition/072822-hydrogen-tax-credits-preserved-in-new-us-inflation-reduction-act (accedido 9 de septiembre de 2022).

[3] «Contratos por diferencias para carbono», *Economics for Energy Blog*, 9 de septiembre de 2020. https://economicsforenergy.wordpress.com/2020/09/09/contratos-por-diferencias-para-carbono/ (accedido 9 de septiembre de 2022).

[4] «Study_CCfD_Henrike-Hahn_6.2022.pdf». Accedido: 26 de septiembre de 2022. [En línea]. Disponible en: https://henrike-hahn.eu/files/upload/aktuelles/dateien/Study_CCfD_Henrike-Hahn_6.2022.pdf

[5] «Consultation on a business model for low carbon hydrogen», p. 91.

[6] H. Europe, «Hydrogen Europe», *Hydrogen Europe*, 5 de septiembre de 2022. https://hydrogeneurope.eu/da-letter-to-president-von-der-leyen/ (accedido 13 de septiembre de 2022).

[7] «Hydrogen Projects Database - Data product», *IEA*. https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database (accedido 9 de septiembre de 2022).

[8] «Hydrogen project visualisation platform – ENTSOG». https://h2-project-visualisation-platform.entsog.eu (accedido 9 de septiembre de 2022).

[9] «Project pipeline». https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/industrial-alliances/european-clean-hydrogen-alliance/project-pipeline_en (accedido 9 de septiembre de 2022).

[10] I. CORPORATIVA, «Iberdrola construye la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa», *Iberdrola*. https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-emblematicos/puertollano-planta-hidrogeno-verde (accedido 7 de septiembre de 2022).

[11] «Power to Green Hydrogen Mallorca | ACCIONA | Business as unusual». https://www.acciona.com/projects/power-to-green-hydrogen-mallorca/ (accedido 7 de septiembre de 2022).

[12] I. CORPORATIVA, «Iberdrola suministrará hidrógeno verde a los autobuses de Barcelona en 2021», *Iberdrola*. https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-suministrara-hidrogeno-verde-autobuses-barcelona-2021 (accedido 7 de septiembre de 2022).

[13] «FM Logistic y Tecnove planean en Illescas el primer proyecto integrado de hidrógeno verde en el sector logístico», *pv magazine España*, 28 de enero de 2021. https://www.pv-magazine.es/2021/01/28/fm-logistic-y-tecnove-planean-en-illescas-el-primer-proyecto-integrado-de-hidrogeno-verde-en-el-sector-logistico/ (accedido 7 de septiembre de 2022).

[14] A. España, «HyDeal España: hub de hidrógeno», *ArcelorMittal España*, 15 de febrero de 2022. https://spain.arcelormittal.com/comunicados/hydeal-espana-hub-hidrogeno/ (accedido 7 de septiembre de 2022).

[15] Viaintermedia.com, «Hidrógeno - El proyecto Catalina producirá hidrógeno y amoniaco verde entre Aragón a Valencia», *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.* https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/el-proyecto-catalina-producira-hidrogeno-y-amoniaco-20220202 (accedido 7 de septiembre de 2022).

[16] Agencias, «Iberdrola y H2 Green Steel firman un acuerdo de 2.300 millones para una planta de hidrógeno verde», *Cinco Días*, 2 de diciembre de 2021. https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/12/02/companias/1638433608_229794.html (accedido 7 de septiembre de 2022).

[17] Iris, «La EMT de Madrid realiza una importante inversión para la construcción de su hidrogenera», *Somos Electricos - Web sobre movilidad y coches eléctricos*, 18 de mayo de 2022. https://somoselectricos.com/emt-madrid-inversion-construccion-hidrogenera-autobuses-hidrogeno/ (accedido 8 de septiembre de 2022).

[18] D. com-Redacción, «Presentan un proyecto pionero con autobuses a hidrógeno en Alicante», *Diario de Transporte*, 18 de junio de 2021. https://diariodetransporte.com/2021/06/presentan-un-proyecto-pionero-con-autobuses-a-hidrogeno-en-alicante/ (accedido 9 de septiembre de 2022).

[19] HydrogeBCN2021, «PROJECT H2BCN», *Hydrogenizingbcn.com*. https://hydrogenizingbcn.com/project-h2bcn/ (accedido 12 de septiembre de 2022).

[20] H. y Eléctricos, «Dos grupos empresariales en la carrera por el primer tren de hidrógeno en España», *Híbridos y Eléctricos*. https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/actualidad/grupos-empresariales-carrera-primer-tren-hidrogeno-espana/20220222101102054802.html (accedido 8 de septiembre de 2022).

[21] «Global Hydrogen Review 2021 – Analysis», *IEA*. https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021 (accedido 9 de septiembre de 2022).

[22] «Petronor instala un electrolizador de 2,5 MW del Corredor Vasco del Hidrógeno», *pv magazine España*, 27 de septiembre de 2021. https://www.pv-magazine.es/2021/09/27/petronor-instala-un-electrolizador-de-25-mw-del-corredor-vasco-del-hidrogeno/ (accedido 9 de septiembre de 2022).

[23] «bp, Iberdrola y Enagás estudian el desarrollo del mayor proyecto de hidrógeno verde en la Comunidad Valenciana | Noticias | Home», *Spain*. https://www.bp.com/es_es/spain/home/noticias/notas-de-prensa/bp--iberdrola-y-enagas-estudian-el-desarrollo-del-mayor-proyecto.html (accedido 9 de septiembre de 2022).

[24] «Bilbao, Cartagena y Tarragona, las “sedes” del hidrógeno verde en España | Medio Ambiente». https://www.elmundo.es/ciencia-y-salud/medio-ambiente/2021/10/14/61683b5afdddfff7a98b45a5.html (accedido 9 de septiembre de 2022).

[25] E. Sur, «Cepsa y Endesa se alían para sustituir el gas natural de las refinerías y plantas químicas por hidrógeno verde», *Europa Sur*, 25 de noviembre de 2021. https://www.europasur.es/san_roque/Cepsa-Endesa-gas-natural-refineria-quimica-hidrogeno-verde_0_1632438441.html (accedido 9 de septiembre de 2022).

[26] A. D. Contreras, «Fotoelectrocatálisis, el proyecto de innovación de Repsol y Enagás que simplifica la electrolisis, busca novio», *pv magazine España*, 26 de agosto de 2021. https://www.pv-magazine.es/2021/08/26/fotoelectrocatalisis-el-proyecto-de-innovacion-de-repsol-y-enagas-que-simplifica-la-electrolisis-busca-novio/ (accedido 9 de septiembre de 2022).

[27] «Petronor inicia la inversión de 103 millones en su planta de combustibles sintéticos del Puerto», *El Correo*, 27 de mayo de 2022. https://www.elcorreo.com/economia/empresas/petronor-inicia-inversion-plantansinteticos-carburantes-puerto-bilbao20220527101457-nt-20220527111331-nt.html (accedido 9 de septiembre de 2022).

[28] «Repsol construirá en Cartagena la primera planta de biocombustibles avanzados de España», *REPSOL*. https://www.repsol.com/es/sala-prensa/notas-prensa/2020/repsol-construira-en-cartagena-la-primera-planta-de-biocombustibles-avanzados-de-espana/index.cshtml (accedido 9 de septiembre de 2022).

[29] H. Información, «Iberdrola construirá dos plantas para producir hidrógeno verde en Palos», *Huelva Información*, 6 de diciembre de 2021. https://www.huelvainformacion.es/huelva/Iberdrola-construira-producir-hidrogeno-Palos_0_1635437236.html (accedido 9 de septiembre de 2022).

[30] «Iberdrola y Foresa proyectan inversiones en hidrógeno renovable para la producción de metanol verde en Galicia», *La Voz de Galicia*, 10 de junio de 2021. https://www.lavozdegalicia.es/noticia/pontevedra/2021/06/10/iberdrola-foresa-proyectan-inversiones-hidrogeno-renovable-produccion-metanol-verde-galicia/00031623322604507257150.htm (accedido 9 de septiembre de 2022).

[31] «Proyecto Triskelión: la primera planta de metanol verde de España - Energía Estratégica», 18 de mayo de 2022. https://www.energiaestrategica.com/proyecto-triskelion-la-primera-planta-de-metanol-verde-de-espana/ (accedido 9 de septiembre de 2022).

[32] «Viridi instalará en Cádiz una planta de hidrógeno verde». https://www.investinspain.org/content/icex-invest/es/noticias-main/2022/viridi.html (accedido 9 de septiembre de 2022).

[33] «Spain Methanol Market Size, Share, Demand and Supply, 2030 | ChemAnalyst». https://www.chemanalyst.com/industry-report/spain-methanol-market-207 (accedido 9 de septiembre de 2022).

[34] «La siderúrgica española produjo en 2021 14,2 Mt de acero, 27% más que en 2020», *Interempresas*. https://www.interempresas.net/MetalMecanica/Articulos/380685-La-siderurgica-espanola-produjo-en-2021-14-2-Mt-de-acero-27-por-ciento-mas-que-en-2020.html (accedido 9 de septiembre de 2022).

[35] «ORANGE.BAT: la iniciativa de ACS para impulsar el hidrógeno verde en Europa». https://www.elindependiente.com/futuro/medio-ambiente/2021/02/05/orange-bat-la-

iniciativa-de-acs-para-impulsar-el-hidrogeno-verde-en-europa/ (accedido 9 de septiembre de 2022).

[36] «Iberdrola y Porcelanosa detallan el GreenH2Ker, el primer proyecto para electrificar la producción cerámica con energías verdes», *ELMUNDO*, 22 de abril de 2021. https://www.elmundo.es/comunidad-valenciana/castellon/2021/04/22/608162a021efa004278b45f3.html (accedido 9 de septiembre de 2022).

[37] D. de L. | N. de L. Ponferrada Bierzo y, «Latem Aluminium y Enagás desarrollarán un proyecto de hidrógeno verde pionero en España», *Diario de León | Noticias de León, Bierzo y Ponferrada*. https://www.diariodeleon.es/articulo/leon/latemaluminium-enagas-acuerdan-desarrollar-proyecto-industrial-hidrogeno-verde-pionero-espana/202110211131292156653.html (accedido 9 de septiembre de 2022).

[38] «Zamora albergará una de las mayores fábricas de hidrógeno verde de España - La Opinión de Zamora». https://www.laopiniondezamora.es/comarcas/2022/01/11/zamora-albergara-mayores-fabricas-hidrogeno-61439890.html (accedido 9 de septiembre de 2022).

[39] N. L. Redondo, «DESIRE H2, el proyecto de hidrógeno de Air Liquide y Redexis», *Energy News*, 14 de diciembre de 2021. https://www.energynews.es/desire-h2-poryecto-electrico-air-liquide-redexis-77567/ (accedido 9 de septiembre de 2022).

[40] «Nace Win4H2, la primera gran alianza de hidrógeno verde en España | forococheselectricos». https://forococheselectricos.com/2021/09/nace-win4h2-la-primera-gran-alianza-de-hidrogeno-verde-en-espana.html (accedido 9 de septiembre de 2022).

[41] EITB, «Amorebieta acogerá en 2022 una planta de hidrógeno verde, en Boroa», *EITB*, 3 de diciembre de 2020. https://www.eitb.eus/es/noticias/economia/detalle/7679378/amorebieta-acogera-en-2022-planta-de-hidrogeno-verde-en-boroa/ (accedido 9 de septiembre de 2022).

[42] «Toledo ya cuenta con su Hub de Movilidad Sostenible- El Periódico de la Energía». https://elperiodicodelaenergia.com/toledo-ya-tiene-su-hub-de-movilidad-sostenible/ (accedido 9 de septiembre de 2022).

CÁTEDRA
DE ESTUDIOS SOBRE
EL HIDRÓGENO

COMILLAS ICAI

COMILLAS ICADE

Puedes ver aquí las fotos de la presentación

SCAN ME

Puedes ver aquí el video de la presentación

SCAN ME

Visita nuestra página web

SCAN ME