EIC
ENERGY INTELLIGENCE CENTER



HOJA DE RUTA TECNOLÓGICA DE COMBUSTIBLES RENOVABLES EN EUSKADI 2030

Julio 2025

TABLA DE CONTENIDOS

1 INTRODUCCIÓN: HOJA DE RUTA TECNOLÓGICA DE COMBUSTIBLES RENOVABLES EN EUSKADI 2030 4

2 OBJETIVOS Y ENFOQUE METODOLÓGICO 6

2.1 OBJETIVOS Y ALCANCE DE LA HOJA DE RUTA 6
2.2 IDENTIFICACIÓN DEL ESTADO DEL ARTE 7
2.3 CONTRASTE Y PRIORIZACIÓN CON EL SECTOR VASCO 9
2.4 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO 10

3 MARCO INTRODUCTORIO DE LOS COMBUSTIBLES RENOVABLES 12

3.1 CORRELACIÓN CON OTRAS CLASIFICACIONES DE COMBUSTIBLES 13
3.2 SITUACIÓN ACTUAL Y PREVISIONES DE DESPLIEGUE 16
3.3 REGULACIÓN EUROPEA 18

4 VISIÓN GENERAL DE LAS PRINCIPALES TECNOLOGÍAS Y MERCADOS 21

4.1 BIOCOMBUSTIBLES 21
4.1.1 Principales tecnologías y rutas de producción 21
4.1.2 Perspectivas futuras del mercado 24
4.2 CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CO_2 27
4.2.1 Principales tecnologías de captura, uso y almacenamiento de CO_2 28
4.2.2 Perspectivas futuras del mercado 30
4.3 HIDRÓGENO 34
4.3.1 Principales tecnologías y rutas de producción 34
4.3.2 Perspectivas futuras del mercado 36
4.4 COMBUSTIBLES SINTÉTICOS 40
4.4.1 Principales tecnologías y rutas de producción 40
4.4.2 Perspectivas futuras del mercado 43

5 LÍNEAS TECNOLÓGICAS PRIORITARIAS PARA EL SECTOR VASCO 48

5.1 BIOCOMBUSTIBLES 51
L1.1 – Tecnologías de pretratamiento de la biomasa lignocelulósica para la obtención de azúcares 51
L1.2 – Optimización del proceso de digestión anaeróbica 54
L1.3 – Upgrading de biogás a biometano 58
L1.4 – Optimización tecno-económica del proceso de pirólisis 61
L1.5 – Mejora de la eficiencia y el desempeño ambiental de las tecnologías de gasificación 64
L1.6 – Tecnologías de monitorización y mitigación de emisiones fugitivas de metano 67
5.2 CAPTURA, UTILIZACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CO_2 69
L2.1 – Innovación en el diseño y optimización de soluciones escalables para la captura de CO_2 69
L2.2 – Materiales y componentes avanzados para tecnologías de captura de CO_2 73
L2.3 – Desarrollo de soluciones para sistemas de transporte y distribución de CO_2 por tubería..... 77
L2.4 – Conversión de CO_2 en productos de valor añadido 80
L2.5 – Desarrollo de tecnologías de inyección y almacenamiento geológico de CO_2 84
5.3 HIDRÓGENO 86
L3.1 – Diseños innovadores de celdas y stacks para electrólisis de agua 86
L3.2 – Optimización de balance de planta (BoP) de electrolizadores 90
L3.3 – Otras vías de producción de hidrógeno renovable 93
L3.4 – Extracción de hidrógeno geológico 97
L3.5 – Nuevas tecnologías y enfoques para el reformado con vapor 100

L3.6 – Blending de hidrógeno en infraestructuras de transporte y distribución de gas existentes ... 103
L3.7 – Nuevas redes de transporte y distribución de hidrógeno ... 106
L3.8 – Soluciones innovadoras para el almacenamiento eficiente y competitivo de hidrógeno ... 108
L3.9 – Portadores líquidos de hidrógeno: soluciones innovadoras y tecnologías clave ... 111
L3.10 – Estaciones de repostaje de hidrógeno ... 114
L3.11 – Uso de hidrógeno en aplicaciones de movilidad ... 117
L3.12 – Uso de hidrógeno en la industria ... 125
5.4 COMBUSTIBLES SINTÉTICOS ... 128
L4.1 – Optimización del proceso Fischer-Tropsch ... 128
L4.2 – Tecnologías de metanación catalítica ... 131
L4.3 – Producción de e-amoníaco mediante Haber-Bosch u otros procesos emergentes ... 134
L4.4 – Innovación en soluciones para el craqueo de amoníaco ... 138
L4.5 – Desarrollo de tecnologías para la síntesis de e-metanol ... 141

6 PROPUESTAS DE INICIATIVAS SINGULARES ... 145

6.1 INFRAESTRUCTURAS DE ENSAYO ... 145
6.1.1 Planta demo de combustibles sintéticos ... 146
6.1.2 Centro Logístico para suministro de hidrógeno ... 146
6.1.3 Bancadas de ensayos de combustibles sintéticos ... 147
6.1.4 Bancada de purificación de hidrógeno ... 147
6.1.5 Bancada de ensayos de combustión de hidrógeno ... 147
6.1.6 Bancada de ensayo de stacks de electrolizadores ... 148
6.1.7 Bancada para ensayo de aplicaciones de H_2 de aviación ... 148
6.1.8 H2Bidea. Bancada de redes de H_2 y combustión de H_2 ... 149
6.1.9 Hub experimental de innovación abierta ... 150
6.1.10 Planta piloto singular para testear tecnologías innovadoras de producción de SAF ... 150
6.2 PROYECTOS PILOTO O DEMOSTRADORES ... 151
6.2.1 Desarrollo de combustibles sintéticos: Plan experimental en planta demo de combustibles sintéticos 152
6.2.2 Validación de componentes en planta logística de hidrógeno renovable ... 152
6.2.3 Sistema embarcado de producción de hidrógeno a partir de amoniaco ... 153
6.2.4 Demostrador tecnológico para el craqueo de amoniaco en entorno portuario ... 154
6.2.5 Integración de reactores de membrana en procesos SMR ... 154
6.2.6 Demostración de pirólisis de residuos ... 155
6.2.7 Planta demo de captura de CO_2 ... 155
6.2.8 Demostrador tecnológico de licuefacción de oxígeno electrolítico ... 156
6.2.9 Demostrador de infraestructura offshore autónoma para el transporte de CO_2 líquido ... 157
6.2.10 Sistema de respaldo energético para data centers basado en hidruros metálicos y pila de combustible ... 158
6.2.11 Solución integral de captura y conversión de CO_2 en metano sintético ... 159
6.2.12 Diseño de una red de transporte y la distribución de CO_2 para la descarbonización de la industria vasca ... 160
6.2.13 Sonoelectroquímica: Aplicación de ultrasonidos en electrolizadores alcalinos ... 160

7 AGRADECIMIENTOS ... 162

REFERENCIAS ... 163

1 INTRODUCCIÓN: HOJA DE RUTA TECNOLÓGICA DE COMBUSTIBLES RENOVABLES EN EUSKADI 2030

La transición energética se ha consolidado como uno de los ejes prioritarios para afrontar los retos ambientales, económicos y, por supuesto, sociales del siglo XXI. En este contexto, el desarrollo de combustibles renovables constituye una vía clave para avanzar hacia la descarbonización, especialmente en sectores en los que la electrificación directa no es viable o no resulta eficiente, como el transporte pesado, la aviación, el sector marítimo o determinadas actividades industriales.

Conscientes de este desafío y necesidad, desde el Energy Intelligence Center (EIC) se ha puesto en marcha la definición de una **Hoja de Ruta Tecnológica,** orientada a impulsar el desarrollo y la implantación de nuevos vectores energéticos, y posicionando al territorio como un referente internacional en innovación, producción y uso de los combustibles renovables.

Esta Hoja de Ruta encaja plenamente dentro de los objetivos estratégicos que tiene el EIC, como es el fomento de la transición energética en la industria para avanzar hacia una economía descarbonizada; ser un centro de desarrollo de inteligencia competitiva en relación con mercado, tecnología; el impulso y desarrollo de tecnologías de vanguardia a través de la I+D+i; conseguir mayor visibilidad y reconocimiento internacional como polo de la transición energética y, atraer talento e inversiones.

Este documento presenta las principales líneas tecnológicas identificadas por la industria de Euskadi para dar soporte a sus proyectos , tanto los que están ya en marcha como los nuevos proyectos que pudieran surgir, en torno a la cadena de valor de los **combustibles renovables,** desde la producción, hasta su uso, pasando por los componentes y materiales necesarios para su desarrollo. Asimismo, en la elaboración de esta Hoja de Ruta, se ha colaborado estrechamente con la Red Vasca de Ciencia, Tecnología e Innovación para identificar las capacidades tecnológicas existentes y necesarias de cara a dar respuesta a las líneas tecnológicas identificadas por la industria. Por último, se ha realizado una primera identificación de las infraestructuras de ensayo necesarias que aseguren el desarrollo de dichas líneas tecnológicas.

La Hoja de Ruta presentada en este documento parte de un análisis riguroso del contexto actual: la necesidad urgente de reducir emisiones, la evolución del mercado energético, el potencial tecnológico existente en Euskadi y las capacidades industriales locales. Euskadi cuenta con una red consolidada de empresas energéticas e industriales, centros tecnológicos de prestigio, universidades con líneas de investigación punteras, y un ecosistema institucional favorable al desarrollo sostenible. Estos elementos proporcionan una base sólida para desarrollar una cadena de valor completa en torno a los combustibles renovables, desde la I+D hasta la fabricación, logística, aplicación y monitorización.

La colaboración público-privada se erige como un principio rector en esta Hoja de Ruta. El documento promueve la creación de plataformas de experimentación y

proyectos demostradores en condiciones reales, que permitan reducir el riesgo tecnológico y acelerar el aprendizaje colectivo.

En definitiva, la **Hoja de Ruta Tecnológica de los Combustibles Renovables en Euskadi 2030** ofrece una visión clara, ambiciosa y fundamentada para guiar el desarrollo de soluciones energéticas limpias que respondan tanto a los desafíos del presente como a las oportunidades del futuro. Esta Hoja de Ruta no solo marca el camino hacia un sistema energético más sostenible, sino que también impulsa la reindustrialización verde, la generación de empleo cualificado y la consolidación de Euskadi como polo de innovación y competitividad internacional.

La **Hoja de Ruta Tecnológica de los Combustibles Renovables en Euskadi 2030** se enmarca en la estrategia energética y climática del País Vasco, alineada con la Estrategia Energética de Euskadi 2030 (3E2030), el Plan de Ciencia, Tecnología e Innovación (PCTI Euskadi 2030), la Estrategia de Cambio Climático Klima 2050, y sobre todo, constituye una **herramienta estratégica** de cara a avanzar en el **proyecto transformador del Hub de Combustibles Renovables** resaltado en el **Plan de Industria – Euskadi 20230**.

Desde el EIC queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento a todos los agentes que han participado activamente en este proyecto: operadores, ingenierías, fabricantes y agentes tecnológicos. En total han sido 45 agentes, cuyo compromiso, experiencia y capacidad de colaboración han sido fundamentales para avanzar de forma conjunta hacia los objetivos planteados. Y agradecer asimismo al BASQUENERGY Cluster, como consultor y asesor tecnológico del proyecto, por toda su ayuda, esfuerzo y colaboración durante el desarrollo del proyecto.

2 OBJETIVOS Y ENFOQUE METODOLÓGICO

2.1 Objetivos y alcance de la Hoja de Ruta

El objetivo principal de la "Hoja de Ruta Tecnológica de Combustibles Renovables en Euskadi 2030" es identificar aquellas líneas tecnológicas y proyectos singulares cuyo desarrollo en cooperación es de interés para el sector empresarial vasco, como forma de dar soporte a los proyectos industriales en marcha y a los nuevos proyectos que vayan surgiendo en torno a los combustibles renovables a lo largo de toda la cadena de valor, desde la producción a los diferentes usos; así como la fabricación de equipamientos y soluciones. En paralelo, el ejercicio ha buscado también identificar, entre los agentes de la Red Vasca de Ciencia Tecnología e Innovación (RVCTI), las capacidades necesarias para desarrollar las líneas consideradas en la Hoja de Ruta.

Como se aprecia en el enfoque metodológico, se trata de una **priorización concebida desde la demanda empresarial,** pero buscando siempre una respuesta **en colaboración** con los agentes científico-tecnológicos como entidades clave de soporte en el ámbito de la investigación y desarrollo del sector de combustibles renovables vasco.

Se ha buscado, además, que sea un **ejercicio eminentemente práctico**, en términos de alcance tecnológico, plazo, áreas consideradas y próximos pasos:

- Considera líneas tecnológicas con áreas de I+D que pueden encuadrarse en todos los diferentes niveles de madurez tecnológica (desde la investigación básica, TRL1, hasta las pruebas finales en un entorno real, TRL9).

- Tiene un foco temporal relativamente corto, con un horizonte hasta el año 2030, diferenciando entre líneas tecnológicas que el sector empresarial ha considerado más relevantes a corto (2027-2028) y medio plazo (2030).

- Se ha estructurado en torno a cuatro áreas principales, tres de ellas que son propiamente combustibles renovables (Biocombustibles, Hidrógeno y Combustibles Sintéticos) y una cuarta (Captura, Uso y Almacenamiento de CO_2) que, si bien no supone un combustible en sí misma, es fundamental para la descarbonización implícita en muchas de las rutas tecnológicas consideradas en el primer bloque.

- Supone un punto de partida para la identificación, lanzamiento y monitorización del avance del sector vasco de combustibles renovables.

Esta filosofía se ha plasmado en los diferentes pasos seguidos para la elaboración de la Hoja de Ruta, que se ha desarrollado desde un importante esfuerzo de colaboración e implicación de las empresas, agentes de I+D e instituciones públicas implicadas.

Este ejercicio se ha llevado a cabo a lo largo del primer semestre de 2025, estructurado en tres fases principales:

- Identificación del estado del arte en el desarrollo tecnológico de los combustibles renovables, sirviendo como punto de partida para la interacción con el sector vasco.

- Proceso de contraste con el sector vasco de combustibles renovables, priorizando las líneas tecnológicas de mayor interés conjunto e identificando propuestas de proyectos singulares (infraestructuras de ensayo o proyectos de demostración) que sirvan de catalizadores para el despliegue de las tecnologías priorizadas.

- Elaboración del documento final de Hoja de Ruta, detallando las líneas tecnológicas y propuestas de proyectos singulares, además de proporcionando una visión general de la oportunidad que suponen los combustibles renovables para Euskadi.

Cabe mencionar que las diferentes tareas fueron coordinadas por la Fundación EIC, en colaboración con BASQUENERGY Cluster, y con el contraste continuo con un equipo de trabajo compuesto por Ampo, EVE, Nortegas, Petronor y Tubacex, como miembros de la fundación, y Tecnalia, por su papel de coordinador de la Hoja de Ruta del Hidrógeno desarrollada en 2021.

Cada uno de estos puntos se explica con mayor detalle a lo largo de este apartado.

2.2 Identificación del estado del arte

El comienzo del ejercicio tuvo como foco la identificación y análisis de documentos de referencia disponibles que pudieran servir de punto de partida para obtener una visión del estado actual de cada combustible renovable y las tecnologías asociadas, así como de la forma en que se relacionan.

Durante esta fase se seleccionaron más de 80 informes, estudios, hojas de ruta y artículos científicos, generalmente de carácter internacional, vinculados a la investigación y desarrollo de tecnología de los combustibles renovables. En la siguiente tabla se muestran algunos de aquellos que tuvieron una mayor relevancia en el proceso.

Tabla 2.1: ejemplos de documentos de referencia sobre combustibles renovables.

Biocombustibles		
Bioenergy, biogas and biofuels. Research and innovation gaps in the EU	EERA	2024
Biogases towards 2040 and beyond. A path to climate neutrality	EBA	2024
ETIP Bioenergy. Strategic research and innovation agenda 2023	ETIP	2023
Advanced biofuels - Potential for cost reduction	IEA	2020
Captura, Uso y Almacenamiento de CO_2		
Mission CCUS – a roadmap for Carbon Capture, Utilization and Storage	Innovation Fund Denmark	2022
CCUS Roadmap to 2030	CCUS SET-PLAN	2021
Technology readiness and costs of CCS	Global CCS Institute	2021
Carbon sequestration technology roadmap	CSLF	2021
Hidrógeno		
Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027	Clean Hydrogen Partnership	2022
For a long perspective impact of European research and industrial sectors	Hydrogen Europe Research	2022
Green hydrogen cost reduction	IRENA	2020
The UK Hydrogen Innovation Opportunity	Hydrogen Innovation Initiative	2024
Combustibles Sintéticos		
Mapping e-methane plants and technologies	EBA	2024
Roadmap towards the production of e-fuels	NATF	2023
Innovation Outlook - Renewable Ammonia	IRENA	2022
Innovation Outlook - Renewable Methanol	IRENA	2021

A partir de este ejercicio de análisis se definió un mapa o visión general de los combustibles renovables, que permitió recoger, de manera simplificada, las diferentes alternativas en términos de materias primas, rutas de producción y productos finales.

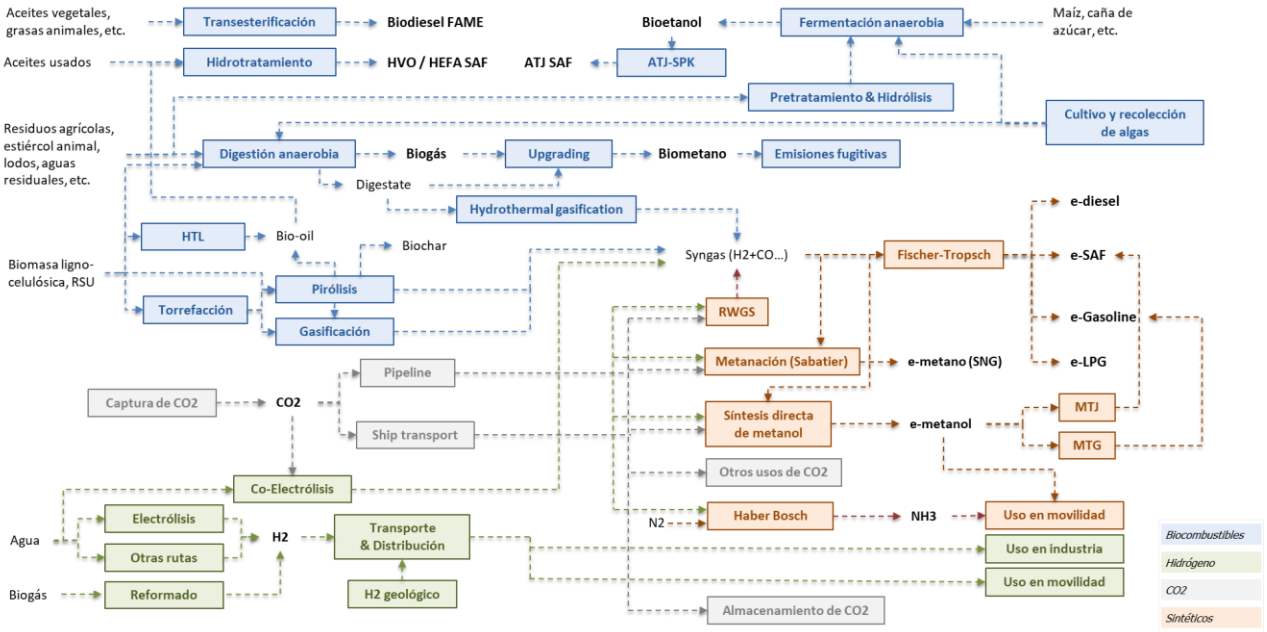


Figura 2.1: mapa de las vías de producción de los combustibles renovables.

A partir de esta visión general, se profundizó, primero, en entender qué ámbitos dentro de cada una de las cuatro áreas tenía sentido considerar en el perímetro de la Hoja de Ruta, considerando solo aquellos que todavía están en fase de desarrollo tecnológico y que, por sus características, encajan con el perfil industrial de Euskadi.

Posteriormente se trabajó en la selección y estructuración de las líneas tecnológicas que serían la base para el contraste y priorización por parte de las empresas. Asimismo, para cada una de dichas líneas, se identificaron aquellas áreas de I+D que están centrando los esfuerzos globales de I+D en cada caso. Estas áreas de I+D también fueron priorizadas por los participantes.

El mapa final contaba con 56 líneas tecnológicas, detalladas en torno a 381 áreas de I+D.

2.3 Contraste y priorización con el sector vasco

La fase de contraste y priorización de líneas tecnológicas y áreas de I+D tuvo lugar en dos etapas. En primer lugar, se buscó tener la aportación del tejido empresarial, para lo que se llevó a cabo el contraste y la recogida de información por parte las empresas mediante entrevistas presenciales, un taller abierto y cuestionarios individuales.



Figura 2.2: taller abierto de contraste con empresas.

Durante el proceso, se solicitaba a los participantes que valoraran todas aquellas líneas tecnológicas y áreas de I+D en las que estuvieran interesado desde tres perspectivas: relevancia, horizonte temporal e interés en la colaboración para su desarrollo. Asimismo, durante el proceso pudieron plantear aquellas propuestas de proyectos singulares que creyeran de interés para el desarrollo del sector en términos, principalmente, de infraestructuras de ensayo o de proyectos de demostración.

Cabe destacar que el input recibido fue especialmente positivo tanto en cantidad (participando prácticamente todas aquellas empresas con un papel significativo en el desarrollo tecnológico de los combustibles renovables en Euskadi) como en calidad (las respuestas recogidas contaban con un alto nivel de detalle). En particular, **la Hoja de Ruta cuenta con la aportación específica de 37 empresas del sector vasco:**

- **Operadores (6):** Alba Emission Free Energy, Basque Hydrogen, Iberdrola, Nortegas, Petronor, Repsol.
- **Ingenierías y servicios (10):** Boslan, EIA21, FNX, Ibaizabal, Idom, Mubil, Sarralle, Sener, Tamoin, Team Group.
- **Fabricantes (21):** ABC, Ampo, Antec, Bosch Rexroth, CAF, Calvera, Euro-Cobil, H2Site, Ingeteam, Irizar, ITP Aero, Lointek, Lumiker, Mugape, SBS, SKV, Talgo, Tubacex, Tubos Reunidos, Ulma, Wärtsilä.

Una vez recogidas estas aportaciones, en una segunda fase se contrastó la información recogida con aquellos **agentes de I+D (8)** que manifestaron su interés por estar involucrados en el proceso: CEIT, CIC energiGUNE, Cidetec, EHU, Ikerlan, Lortek, Tecnalia y Tekniker. En esta etapa aportaron su visión sobre las líneas tecnológicas y áreas de I+D priorizadas por las empresas, identificando algunas adicionales que, por tener unas perspectivas de más largo plazo o por su interés para entidades vascas que no se habían involucrado en el proceso, tuviera interés considerar en la Hoja de Ruta porque fueran de un potencial interés empresarial futuro. Por último, los agentes de I+D también detallaron sus capacidades en las líneas priorizadas, permitiendo identificar potenciales *gaps* de conocimiento respecto de los intereses priorizados en Euskadi.

El resultado final de este amplio ejercicio de contraste fue la **priorización de 28 líneas tecnológicas y 23 propuestas de proyectos singulares,** que son las que se detallan en este documento.

2.4 Estructura del documento

El presente documento no solo profundiza en el detalle de las líneas tecnológicas y propuestas de proyectos singulares, sino que también tiene como objetivo proporcionar una visión general del estado del arte y oportunidad de mercado que suponen los combustibles renovables para Euskadi.

En este sentido, se estructura en los siguientes apartados:

- El **Capítulo 3 "Marco Introductorio de los Combustibles Renovables"** proporciona una visión general de qué se considera un combustible renovable y la correlación entre diferentes clasificaciones. Asimismo, proporciona una visión general conjunta de la situación del mercado, perspectivas de despliegue y marco regulatorio.

- El **Capítulo 4 “Visión General de las Principales Tecnologías y Mercados”** ahonda en las rutas tecnológicas y situación del mercado de cada una de las cuatro áreas consideradas: biocombustibles, CO_2, hidrógeno y combustibles sintéticos.

- El **Capítulo 5 “Líneas Tecnológicas Prioritarias para el Sector Vasco”** profundiza, para cada una de las 28 líneas en términos de descripción y alcance, horizonte temporal y áreas de I+D prioritarias en Euskadi.

- El **Capítulo 6 “Propuestas de Proyectos Singulares”** proporciona una breve descripción de las 23 iniciativas recogidas en la Hoja de Ruta relativas a 10 infraestructuras de ensayo y 13 proyectos de demostración

El documento finaliza con un apartado de agradecimientos a las 45 entidades involucradas en el desarrollo de la Hoja de Ruta.

3 MARCO INTRODUCTORIO DE LOS COMBUSTIBLES RENOVABLES

Los combustibles renovables son vectores energéticos obtenidos a partir de fuentes naturales que se regeneran más rápido de lo que se consumen, según la definición de la Agencia Internacional de la Energía (IEA). Su producción se basa principalmente en el uso de biomasa y/o electricidad de origen renovable.

En los últimos años, estos combustibles han generado un creciente interés como solución para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en sectores de difícil electrificación, como **el transporte y la industria**, al tiempo que contribuyen a la seguridad energética y ofrecen oportunidades de desarrollo económico. Como muestra de esta tendencia, la IEA ha incluido por primera vez en su informe anual de 2024 sobre el mercado de energías renovables un capítulo específico dedicado a los combustibles renovables.

Los combustibles renovables pueden dividirse en tres grandes áreas:

- Los **biocombustibles** producidos a partir de biomasa, que proporciona tanto el carbono como el hidrógeno necesario para las moléculas energéticas. Estos incluyen tanto los biocombustibles líquidos (bioetanol, biodiesel, HVO, etc.) como los biogases (biogás y biometano).

  Estos combustibles se clasifican principalmente en biocombustibles de **1ª generación**, que son los obtenidos a partir de cultivos agrícolas, y de **2ª generación**, derivados de residuos orgánicos que no compiten con cultivos alimentarios. También existen los de **3ª generación**, producidos a partir de algas, y los de **4ª generación**, que emplean organismos modificados genéticamente para optimizar la captura de CO_2 y la producción de biomasa, pero ninguno de estos ha alcanzado todavía una escala comercial.

- El **hidrógeno renovable**, producido principalmente mediante electrólisis del agua utilizando electricidad de origen renovable. Asimismo, también puede obtenerse a través de otras rutas, como la gasificación de biomasa, el reformado de biogás, los ciclos termoquímicos o la fotólisis.

- Los **combustibles sintéticos o *e-fuels*,** obtenidos a partir de la síntesis de hidrógeno con carbono o nitrógeno, como pueden ser el amoníaco, metanol, metano, queroseno, etc.).

Esta Hoja de Ruta adopta esta clasificación.

Por otro lado, la producción de combustibles sintéticos requiere la disponibilidad de carbono como materia prima; por tanto, el desarrollo tecnológico de soluciones de captura, utilización y almacenamiento de CO_2 (**CCUS**, según sus siglas en inglés) está

estrechamente relacionado con el ámbito de los combustibles renovables. Así, el presente documento incorpora también el CCUS como una cuarta área.

Debido a la disponibilidad limitada de biomasa para la generación de biocombustibles, se estima que una parte significativa de la demanda deberá ser cubierta mediante hidrógeno y combustibles sintéticos. Por tanto, los distintos combustibles renovables son soluciones complementarias que, en última instancia, deben desplegarse de forma paralela.

Desde una perspectiva de **producción**, cabe destacar que, a menudo, un mismo combustible renovable puede obtenerse mediante diversas vías. El hidrógeno bajo en carbono, por ejemplo, puede producirse a partir de biomasa, mediante electrólisis del agua o a partir de combustibles fósiles mediante tecnologías de CCUS. Existen también sinergias entre las distintas vías. Por ejemplo, la conversión de hidrógeno en queroseno sintético requiere carbono como materia prima, el cual podría obtenerse a partir de una ruta de biocombustibles que genere CO_2 como coproducto. Así, existen potencialmente decenas de vías disponibles para la producción de combustibles renovables y, en consecuencia, tanto estos como las tecnologías asociadas a su producción varían ampliamente en términos de costos, disponibilidad, grado de implementación y madurez tecnológica. En este contexto, persiste el debate en torno a los marcos y esquemas de certificación de emisiones de GEI aplicables a estas rutas de producción.

Desde la perspectiva de la **infraestructura de transporte, almacenamiento y uso**, los distintos combustibles renovables pueden agruparse en dos grandes categorías.

- Existen combustibles de sustitución directa (***drop-in fuels***), que son equivalentes a sus homólogos fósiles y, por tanto, compatibles con las infraestructuras existentes – con ciertas restricciones. Es el caso de hidrocarburos como el bioetanol, biodiesel, e-queroseno, etc., cuya capacidad de mezcla (*blending*) representa una ventaja significativa para facilitar una transición progresiva y manejable.

- Por otro lado, algunos combustibles renovables, como el hidrógeno, el amoníaco y el metanol, implican inversiones en nueva infraestructura de distribución y/o equipos de uso final.

3.1 Correlación con otras clasificaciones de combustibles

La Directiva (UE) 2018/2001, conocida como la Directiva de Energías Renovables II (RED II, por sus siglas en inglés), define los combustibles renovables de origen no biológico (***Renewable Fuels of Non-Biological Origin*, RFNBO**) como aquellos cuyo contenido energético proviene de fuentes renovables distintas de la biomasa.

Así, en relación con la clasificación de los combustibles renovables adoptada por el presente documento, el término RFNBO incluiría las áreas de:

- **Hidrógeno renovable**, cuya producción cumple con los requisitos de sostenibilidad establecidos en la RED II.

- **Combustibles sintéticos**, basados en hidrógeno renovable y carbono capturado de fuentes no biológicas, como pueden ser el amoniaco, metanol, etc.

Las condiciones que debe cumplir el hidrógeno para que un combustible sea considerado como RFNBO están establecidas en el Reglamento Delegado (UE) 2023/1184. Este reglamento define los siguientes criterios:

- Adicionalidad, para asegurar que el aumento en la producción de hidrógeno vaya acompañado de una nueva capacidad de generación de electricidad renovable. Por lo tanto, los productores de hidrógeno deben cerrar contratos PPA con instalaciones de generación renovable nuevas y no subvencionadas.

- Correlación temporal y geográfica, para garantizar que el hidrógeno se produzca cuando y donde haya disponibilidad de electricidad renovable, con el fin de evitar que la demanda de electricidad para producir hidrógeno incentive una mayor generación eléctrica a partir de fuentes fósiles.

Por otro lado, aunque la RED II no utiliza oficialmente los términos de "1ª", "2ª" o "3ª generación" para clasificar los biocombustibles, sí los clasifica según la materia prima utilizada y su sostenibilidad. Así, la Directiva busca minimizar los impactos asociados al cambio directo e indirecto del uso de la tierra, limitando el consumo de biocombustibles convencionales obtenidos a partir de cereales, cultivos ricos en almidón, etc., y fomenta el desarrollo y uso de los llamados **"biocombustibles avanzados"**, definidos como aquellos producidos a partir de materias primas enumeradas en su Anexo IX, Parte A. Estas incluyen, entre otras, la paja, el estiércol animal, los lodos de depuración, la fracción de biomasa de residuos industriales, el bagazo, otras materias celulósicas no alimentarias, algas cultivadas en estanques terrestres o fotobiorreactores, etc.

En la práctica, estos biocombustibles avanzados corresponden a lo que comúnmente se denomina **biocombustibles de 2ª y 3ª generación**, con una salvedad: quedan excluidos aquellos producidos a partir de los residuos o subproductos incluidos en el Anexo IX, Parte B – específicamente aceites de cocina usados (UCO) y grasas animales de categoría 1 y 2 – que, aunque son biocombustibles de 2ª generación, la RED II no clasifica como "avanzados".

Por otro lado, en el sector de la aviación, está muy extendido el término **combustibles sostenibles de aviación (SAF**, por sus siglas en inglés), que hace referencia a un conjunto de combustibles alternativos, producidos a partir de materias primas no derivadas del petróleo, que permiten reducir las emisiones del transporte aéreo. Gracias a su compatibilidad con los motores e infraestructura existentes, el SAF puede mezclarse en distintos porcentajes con Jet A convencional sin necesidad de

modificaciones, con límites que varían entre el 10% y el 50% según la materia prima utilizada y el proceso de producción.

Existen múltiples rutas tecnológicas para la producción de SAF a partir de diversas materias primas que incluyen, entre otras, la biomasa, la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, grasas, aceites, el hidrógeno electrolítico, etc. La norma **ASTM D7566** ("*Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons*") establece los estándares de calidad para estos combustibles y detalla las **11 rutas de producción de SAF aprobadas**, así como el límite máximo de mezcla de cada tipo de SAF con el combustible Jet A. Otros posibles procesos de conversión se encuentran actualmente en evaluación por parte de ASTM.

En última instancia, en función del origen de la materia prima y del tipo de proceso de conversión utilizado, los SAF pueden también diferenciarse, en línea con la clasificación adoptada en el presente documento, desde la óptica de:

- **Biocombustibles de aviación**, obtenidos a partir de materias de origen biológico a través de tecnologías como HEFA (procesamiento hidrotratado de ésteres y ácidos grasos), ATJ (alcohol a jet) o SIP (iso-parafinas sintetizadas a partir de azúcares).

- **Combustibles sintéticos**, obtenidos en rutas como FT-SPK (Fischer-Tropsch sintetizado) y el FT-SPK/A (Fischer-Tropsch con aromáticos) mediante procesos termoquímicos que combinan hidrógeno electrolítico con dióxido de carbono capturado **(e-SAF)**.

La siguiente figura resume la relación entre los distintos tipos de combustibles renovables descritos en este apartado.

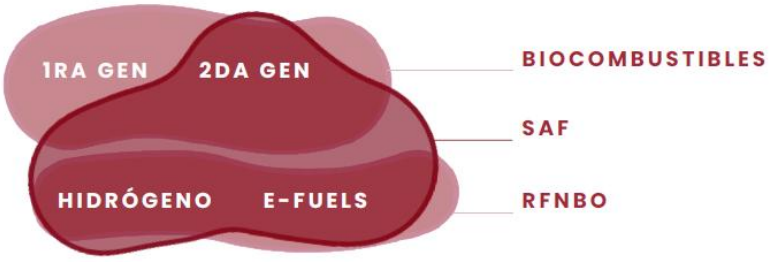


Figura 3.1: tipos de combustibles renovables.[1]

[1] ECODES, 2024. Escenario de los biocombustibles en España.

3.2 Situación actual y previsiones de despliegue

Según datos de la IEA, la demanda global de combustibles renovables en 2024 ascendió a 21 EJ, lo que representa el 5% de la demanda energética los sectores de industria, transporte y edificación.

En la actualidad, los biocombustibles son la alternativa más desarrollada frente a los combustibles fósiles: el uso de biomasa sólida representa la mayor parte de la demanda de combustibles renovables (75%), seguida de los biocombustibles líquidos (20%) y los biogases (5%). El hidrógeno renovable y los *e-fuels* se utilizan por ahora en cantidades muy reducidas, principalmente en el sector del transporte.

Para 2030, se estima que la demanda de combustibles renovables aumentará en 4 EJ, con los biocombustibles – en sus distintas formas – concentrando aproximadamente el 95% de este crecimiento. A pesar del papel dominante de los biocombustibles, persisten desafíos relacionados con el suministro de materias primas y su sostenibilidad. La IEA estima que algunos residuos estarán próximos a los límites de suministro sostenible para 2030.

Por su parte, se prevé que la demanda de hidrógeno y combustibles sintéticos esté limitada a los países que cuentan con políticas específicas al respecto. Así, el crecimiento de los combustibles sintéticos se concentraría en la Unión Europea (UE), mientras que la demanda de hidrógeno se expandiría principalmente en Europa, gracias a la financiación de la UE para aplicaciones industriales); China, que cuenta con apoyo para pilas de combustible en vehículos pesados; y Estados Unidos, gracias a los créditos del IRA.

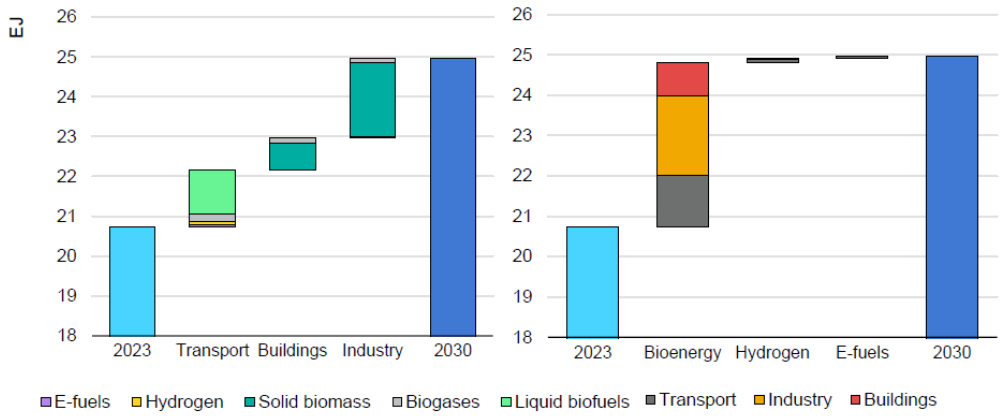


Figura 3.2: crecimiento de los combustibles renovables por tipo, 2023-2030.[2]

No obstante, el crecimiento previsto de la demanda de combustibles renovables hacia 2030 no es suficiente para cumplir con el objetivo de emisiones netas cero a largo

[2] IEA, 2024. Renewables 2024. Analysis and forecast to 2030.

plazo. La IEA estima que, **para estar en línea con su escenario "Net Zero Emissions by 2050 (NZE)", el consumo de hidrógeno y *e-fuels* debería multiplicarse por más de diez, de biogases casi por cuatro y de biocombustibles por dos**, **en comparación con el escenario principal a 2030**.

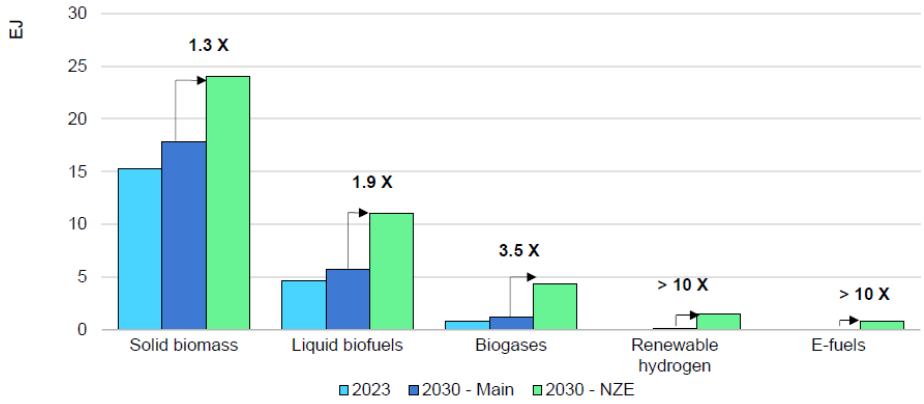


Figura 3.3: consumo de combustible renovable por tipo, 2023-2030.[2]

Los altos costos siguen siendo una de las principales barreras para un despliegue más rápido de los combustibles renovables. En la actualidad, los biocombustibles son, en general, la opción más competitiva respecto a sus equivalentes fósiles, con un rango que va desde casi la paridad de coste para el etanol en algunas regiones hasta más del doble para el biometano y el biocombustible de aviación. El hidrógeno y los e-fuels tienen un precio más de cinco veces superior, en promedio, al de los combustibles fósiles. Los combustibles derivados del hidrógeno suelen requerir menos inversión en nuevas infraestructuras de distribución que el propio hidrógeno, pero su producción es más costosa y su escalabilidad está limitada por el acceso a fuentes de CO_2 de bajo costo (con la excepción del amoníaco, que es una molécula libre de carbono).

En este contexto, se requieren esfuerzos significativos en **innovación y en el desarrollo de las cadenas de valor.** La IEA estima que el costo de producción del hidrógeno y los *e-fuels* podría disminuir casi un 30% para 2030, y el de los biocombustibles emergentes un 9%, gracias, entre otros factores, a la producción en masa de electrolizadores, la reducción de los costos de la electricidad renovable, la optimización de la producción de hidrógeno y la transición de proyectos pioneros a escala comercial en tecnologías de producción de biocombustibles emergentes y *e-fuels*.

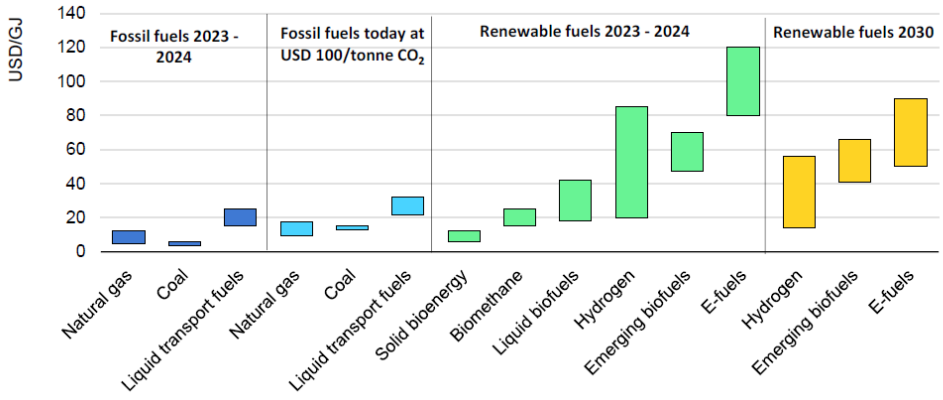


Figura 3.4: coste de los combustibles renovables y fósiles.[2]

3.3 Regulación europea

La regulación y el apoyo político son factores clave para impulsar el crecimiento del mercado de estos nuevos combustibles renovables. Su reconocimiento como solución para la descarbonización —como ya ocurre en la Unión Europea y Estados Unidos— resulta fundamental para que puedan acogerse a marcos normativos e incentivos fiscales orientados a fomentar su producción y demanda. Un ejemplo de ello es la elegibilidad de los *e-fuels* para créditos fiscales a través de la Ley de Reducción de la Inflación (IRA) en Estados Unidos.

En la Unión Europea, la Directiva RED III, adoptada en 2023 como parte del paquete legislativo "Fit for 55", **aumenta el objetivo a 2030 de renovables en el transporte del 14% al 29% en términos energéticos** – duplicando la ambición fijada por la anterior Directiva RED II de 2018 –, y establece un objetivo alternativo consistente en una reducción del 14,5% en la intensidad de carbono de los combustibles utilizados en el transporte.

Al mismo tiempo, la RED III:

- Mantiene el tope del 7% del consumo final de energía en el transporte para los biocombustibles convencionales, tal como lo establecía la RED II, de forma que para alcanzar el objetivo del 29% de renovables, los Estados miembros deben complementar ese máximo permitido con biocombustibles avanzados, RFNBO o electricidad renovable.

- Introduce un subobjetivo combinado del 5,5% para el hidrógeno verde y los biocarburantes avanzados, del cual al menos un 1% deberá estar compuesto por RFNBO; es decir, hidrógeno verde y *e-fuels*. De este modo, se establece por primera vez un subobjetivo obligatorio específico para estos combustibles.

- Se mantiene un límite del 1,7% para los biocombustibles procedentes de residuos incluidos en la Parte B del Anexo IX (aceites de cocina usados y grasas

animales de categoría 1 y 2), con el objetivo de prevenir el fraude y evitar su competencia con otros usos.

La siguiente figura resume los objetivos revisados de la RED III para el transporte a 2030, expresados en términos energéticos.

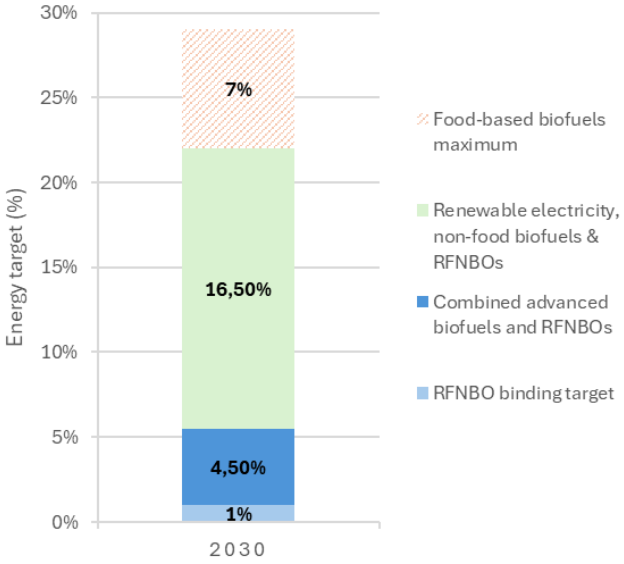


Figura 3.5: objetivos de la RED III para el transporte a 2030.[3]

En el **sector industrial**, la RED III establece que los RFNBO deberán representar al menos el 42% del hidrógeno utilizado como energía final y para fines no energéticos a más tardar en 2030, y el 60% a más tardar en 2035.

La Directiva RED III se complementa con dos reglamentos que también forman parte del paquete legislativo "Fit for 55": ReFuelEU Aviation y FuelEU Maritime, orientados específicamente a los sectores de la aviación y el transporte marítimo.

ReFuelEU Aviation promueve el uso creciente de combustibles sostenibles de aviación, obligando a los proveedores de combustible a aumentar gradualmente la proporción de SAF que distribuyen, y a los aeropuertos de la UE a garantizar la infraestructura necesaria para el suministro, almacenamiento y repostaje de estos combustibles.

La siguiente figura presenta los objetivos de despliegue de SAF hasta 2050 establecidos por el reglamento, que a partir de 2030 introduce una cuota mínima específica para los combustibles sintéticos, comenzando con un 1,2 % en 2030 y aumentando progresivamente hasta alcanzar un 35 % en 2050.

[3] Transport & Environment, 2023. Transport targets in the Renewable Energy Directive.

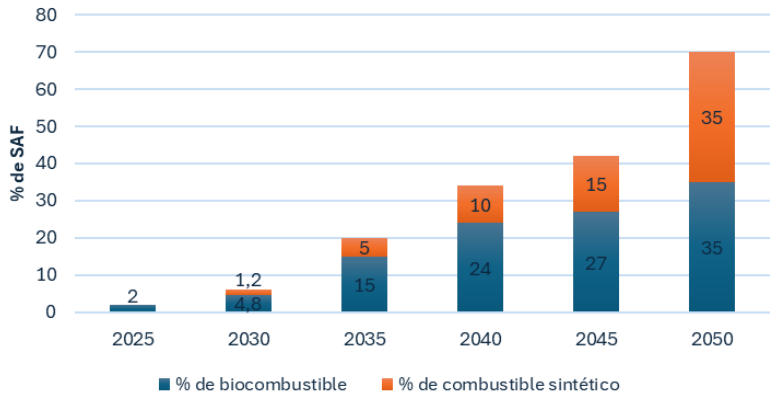


Figura 3.6: objetivos europeos de despliegue de SAF.

Por su parte, el Reglamento **FuelEU Maritime** fomenta la adopción de combustibles renovables y de bajo contenido en carbono, así como de tecnologías energéticas limpias en el sector marítimo. Para ello, establece límites máximos para la intensidad media anual de GEI de la energía utilizada por los buques de más de 5.000 toneladas de arqueo bruto que hagan escala en puertos europeos, independientemente de su bandera.

La siguiente figura muestra los objetivos de reducción gradual de la intensidad de GEI de los combustibles utilizados en el sector, en comparación con el promedio de 2020. Esta reducción comienza con un 2% en 2025 y alcanza un 80 % en 2050. El reglamento establece también un subobjetivo del 2% para los *e-fuels* de bajas emisiones para 2034, con doble contabilización hasta entonces para incentivar su adopción.

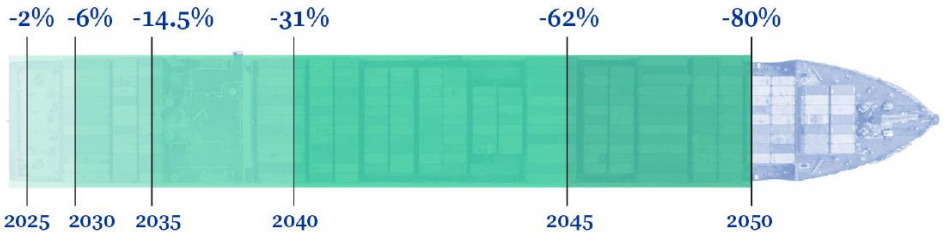


Figura 3.7: reducción media anual de la intensidad de carbono en comparación con la media en 2020.[4]

[4] European Union, 2023. ReFuelEU aviation and FuelEU maritime explained.

4 VISIÓN GENERAL DE LAS PRINCIPALES TECNOLOGÍAS Y MERCADOS

4.1 Biocombustibles

4.1.1 Principales tecnologías y rutas de producción

La producción de biocombustibles se basa en una **amplia variedad de materias primas de origen biológico**, que abarcan desde cultivos energéticos y residuos agrícolas o forestales, hasta residuos sólidos urbanos, aceites usados y aguas residuales. A partir de estas fuentes, se han desarrollado diversas rutas de conversión, que incluyen **procesos bioquímicos, termoquímicos y oleoquímicos**. En función de la materia prima y el tipo de tratamiento aplicado, es posible obtener una **amplia gama de combustibles**.

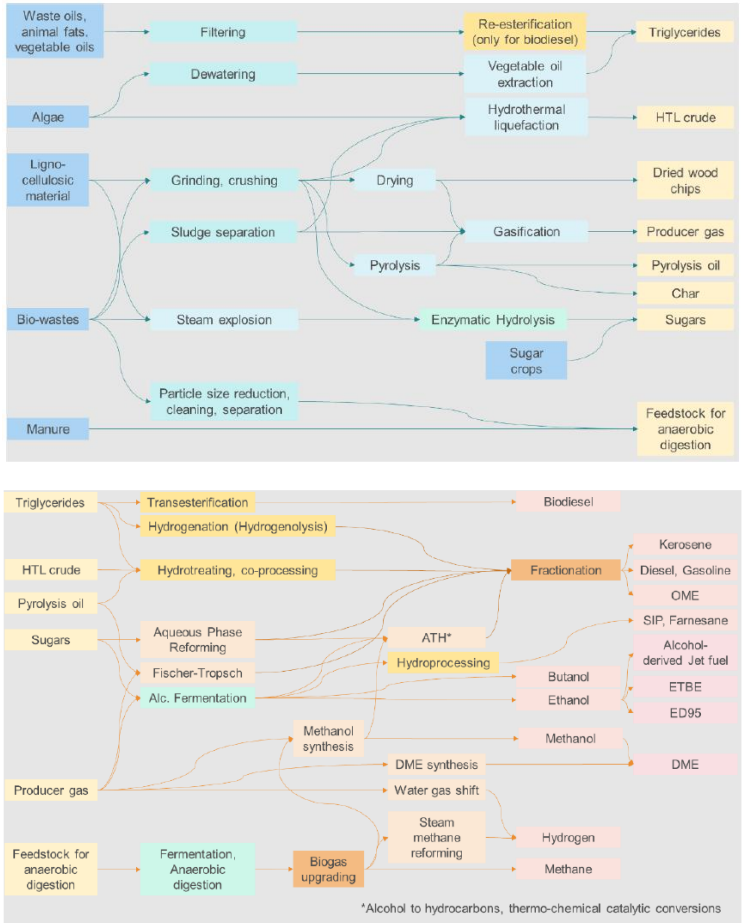


Figura 4.1: vías de producción de biocombustibles avanzados.[5]

[5] Joint Research Centre (JRC), 2024. Advanced Biofuels in the European Union.

En la actualidad, la capacidad de producción de biocombustibles en Europa está dominada por cuatro combustibles principales: el biodiesel FAME, el HVO/HEFA, el bioetanol y el biometano. Además, aunque en otro orden de magnitud, destacan los procesos de pirólisis y gasificación para la obtención de productos intermedios de conversión o precursores energéticos, como el aceite de pirólisis o diversos gases de síntesis.

Tabla 4.1: capacidad de producción de biocombustibles en Europa en 2023.[5]

Fuel/pathway	2023 production capacity
FAME (all feedstock categories)	12 million t/y
HVO/HEFA (all feedstock categories)	5.1 million t/y
Conventional ethanol	5.8 million t/y
Biomethane from anaerobic digestion	3.8 billion m^3
Advanced ethanol[10]	200 000 t/y
ATJ	-
Gasification + methanol/DME	600 t/y
Gasification + SNG	2 000 t/y
Gasification + FT – diesel	-
Pyrolysis – bio-oil	100 000 t/y
HTL – biocrude	1 400 t/y

La siguiente figura resume las tecnologías asociadas a la producción de estos biocombustibles principales, las cuales se describen brevemente a continuación.

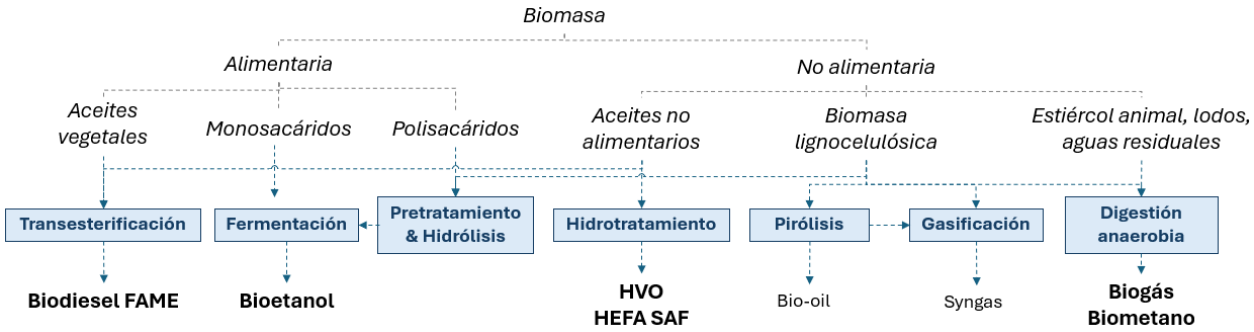


Figura 4.2: vías de producción de biocombustibles según la materia prima y tecnología utilizada.

- En la **transesterificación**, los triglicéridos se convierten en ésteres metílicos en presencia de un catalizador básico, comúnmente hidróxidos de sodio o de potasio. El proceso típicamente requiere una etapa previa de filtrado o pretratamiento de la materia prima para eliminar agua e impurezas, seguida de su mezcla con un alcohol (generalmente metanol) y el catalizador. Esta reacción provoca la descomposición y reordenamiento de las moléculas de aceite, dando lugar a ésteres metílicos (biodiesel) y glicerol.

- La **fermentación** es un proceso bioquímico en el que microorganismos, principalmente levaduras, transforman los azucares presentes en la biomasa en bioetanol bajo condiciones anaerobias. Dependiendo de la materia prima utilizada, este proceso puede requerir etapas previas de **pretratamiento e hidrólisis enzimática** para la obtención de azúcares simples (glucosa, fructosa, sacarosa), lo que permite su aplicación con materias primas de primera, segunda y tercera generación.

- El **hidrotratamiento** se puede aplicar a aceites y grasas para producir HVO (aceite vegetal hidrotratado) o, en el caso del sector aeronáutico, HEFA (ésteres y ácidos grasos hidroprocesados). Este proceso consiste en una serie de reacciones catalíticas de desoxigenación de la biomasa en presencia de hidrógeno, mediante las cuales se eliminan el oxígeno, el azufre y el nitrógeno presentes en la materia prima.

- La **pirólisis** es un proceso de conversión termoquímica de la biomasa que permite obtener bio-oil (aceite de pirólisis) en ausencia de oxígeno y a temperaturas inferiores a las de combustión, típicamente entre 450 y 600°C.

- La **gasificación** consiste en la oxidación parcial de biomasa a altas temperaturas (700-1500 °C), en presencia de un agente gasificante (aire, oxígeno o vapor), lo que permite la producción de syngas o gas de síntesis, compuesto principalmente por monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H_2). Este proceso también puede aplicarse a productos intermedios como el bio-oil de pirólisis para su conversión en syngas.

- La **digestión anaerobia** es un proceso biológico en el que microorganismos descomponen la biomasa en ausencia de oxígeno, a través de cuatro etapas secuenciales: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis. La eficiencia y el tipo de digestión varían en función de la temperatura de operación (mesofílica o termofílica). El gas resultante, conocido como biogás, está compuesto principalmente por metano (50-70 %) y dióxido de carbono (30-40 %), junto con trazas de otros gases como hidrógeno, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y amoníaco, entre otros.

Se trata, en general, de tecnologías maduras que se encuentran en fase de comercialización o en un nivel de desarrollo muy avanzado. Actualmente, **los esfuerzos en I+D se centran principalmente en la optimización tecno económica de los procesos, la utilización de materias primas alternativas y el pretratamiento de la biomasa.**

La siguiente tabla muestra de forma gráfica el nivel de madurez tecnológica (TRL) de diversas rutas de producción de biocombustibles, incluyendo otras tecnologías que están en etapas menos avanzadas de desarrollo.

Tabla 4.2: nivel de TRL por tecnología de producción de biocombustibles.[5]

	TRL (Technology Readiness Level)								
Sub-Technology	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
Pre-treatment and enzymatic hydrolysis to sugars								■	■
Pyrolysis of biomass to pyrolysis oil								■	
Gasification of biomass and pyrolysis oil to syngas							■	■	
Hydrothermal liquefaction to bio-crude					■	■			
Oil extraction from algae to triglycerides				■	■	■			
Dark / light fermentation to hydrogen				■	■				
Hydroprocessing of oils, fats and bio-liquid intermediates									■
Fermentation of syngas to biomethane				■	■	■			
Gas fermentation through microorganisms to alcohols								■	■
Aqueous Phase Reforming of sugars to hydrogen					■				
Transesterification of triglycerides									■
Biomethanol synthesis								■	
Methanol to Gasoline synthesis								■	
Biomethane from biogas upgrading									■
Catalytic methanation of syngas for SNG production							■	■	
Fast Pyrolysis & Thermo-Catalytic Reforming to drop-in fuels						■	■		
Lignocellulosic biomass to FT fuels						■	■		
Lignocellulosic biomass to ethanol							■	■	
Aquatic biomass to advanced biofuels			■	■					

4.1.2 Perspectivas futuras del mercado

Biocombustibles líquidos

La demanda global de biocombustibles líquidos (bioetanol, biodiésel, HVO y biocombustibles para aviación) aumentó un 7% en 2023, alcanzando los 2,3 millones de barriles diarios (mb/d), lo que representó el 5,6% de la demanda total de combustibles líquidos para el transporte. Para 2030, la IEA espera que esta participación aumente hasta el 6,4%, alcanzando los 3,7 mb/d. Este crecimiento se concentrará en Estados Unidos, Europa, Brasil, Indonesia e India, que en conjunto representan el 85%. Por sectores, la demanda de biocombustibles para transporte por carretera crecería en 0,8 EJ, mientras que el uso de combustibles para aviación y marítimo aumentaría en menor medida, casi 0,3 EJ.

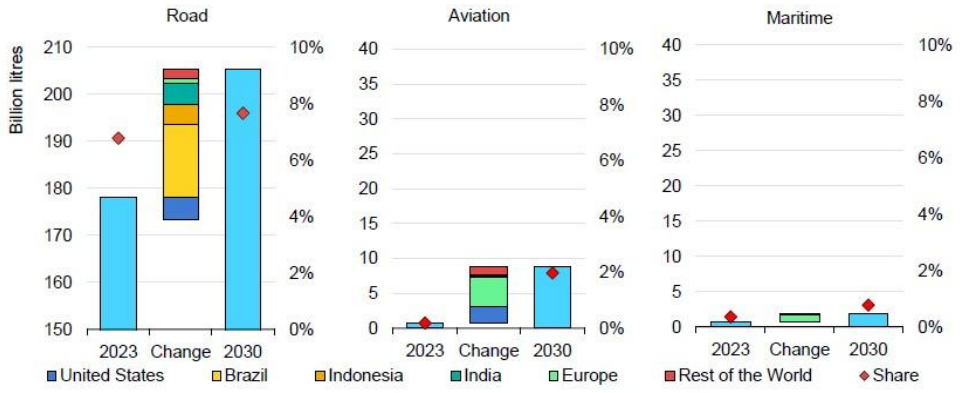


Figura 4.3: crecimiento de los biocombustibles por sector y país.[2]

No obstante, para 2030 se espera que la aviación y el transporte marítimo sean responsables de más del 75% de la nueva demanda de biocombustibles, en parte porque el consumo anual promedio en estos sectores aumentará un 30% entre 2023 y 2030 para cumplir con los objetivos establecidos en Norteamérica, Europa y Japón. Por el contrario, el crecimiento anual de la demanda de biocombustibles para el transporte por carretera se desacelera considerablemente para 2030.

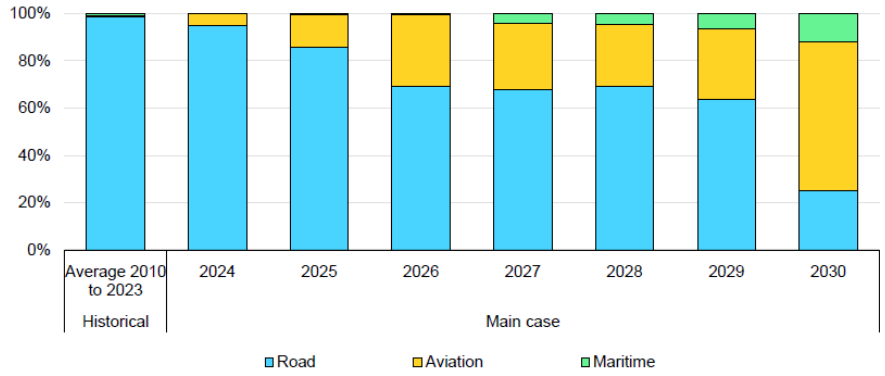


Figura 4.4: crecimiento anual de la demanda de biocombustibles líquidos por sector, 2023-2030. [2]

En cualquier caso, el crecimiento previsto no sería suficiente para alcanzar los objetivos del escenario de Cero Emisiones Netas (NZE) de la IEA. Incluso si se implementaran a nivel global las políticas previstas y se completaran los proyectos planificados – como contempla el escenario acelerado de la IEA –, seguiría existiendo una brecha del 40% respecto al escenario NZE. Esta diferencia sería menor en los sectores de transporte por carretera y aviación, mientras que el transporte marítimo sería el más alejado de cumplir con los objetivos.

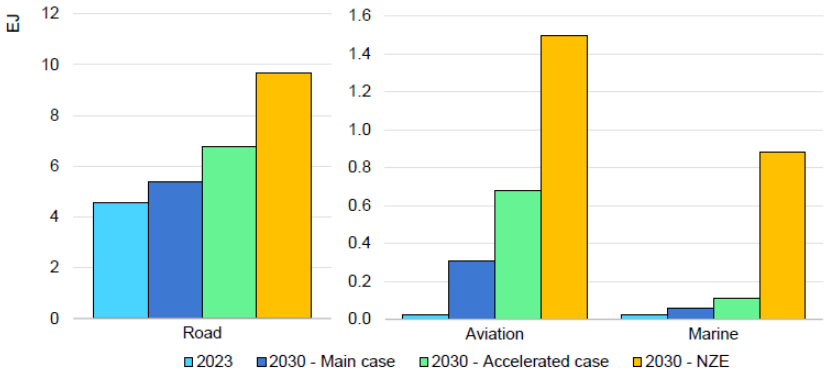


Figura 4.5: consumo de biocombustibles en el escenario NZE, 2023-2030. [2]

Biocombustibles gaseosos

Por otro lado, se espera que la demanda de biogases (incluidos tanto el biogás como el biometano) **se incremente un 30% durante el período 2024-2030**, hasta alcanzar

cerca de 2.270 PJ (alrededor de 59 mil millones de metros cúbicos equivalentes, bcm) anuales en 2030.

Actualmente, el principal uso del biogás a nivel mundial es la generación de electricidad; sin embargo, existe una tendencia creciente a emplearlo como combustible renovable, en forma de biometano, para descarbonizar sectores de difícil descarbonización, como la industria y el transporte. En el período 2024-2030, el crecimiento de la demanda de biogases estará liderado por el sector del transporte, gracias al **fuerte respaldo en regiones como la Unión Europea y Estados Unidos**. El uso de biogás y biometano en los sectores de la edificación y la industria también está ganando impulso, respaldado por políticas y mercados voluntarios de carbono en estas regiones.

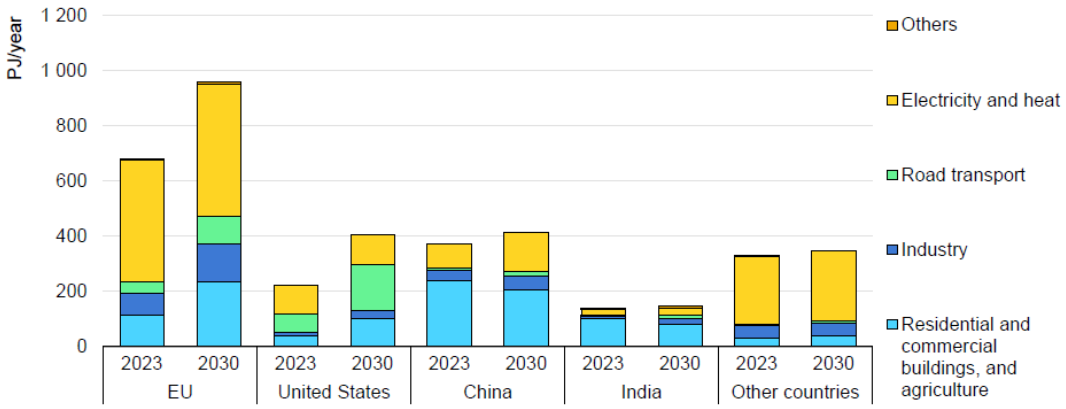


Figura 4.6: demanda de biogases por país/región y sector, 2023 y 2030.[2]

Sin embargo, a pesar del crecimiento previsto, la demanda proyectada para el año 2030 quedaría un 64% por debajo de lo necesario para cumplir con el escenario NZE de la IEA, que requiere multiplicar por 3,7 la producción de biogases para ese año.

En Europa, la producción combinada de biogás y biometano alcanzó los 22 bcm en 2023, lo que representa el 7% del consumo europeo de gas. Gracias a un apoyo político sostenido y al desarrollo del sector industrial durante más de una década, Europa concentra actualmente cerca del 50% de la producción mundial de biogás.

En particular, la producción de biometano ha crecido con rapidez en los últimos años, alcanzando una capacidad instalada anual de 6,4 bcm en el primer semestre de 2024. Francia, Italia, Dinamarca y el Reino Unido encabezan esta producción, que proviene principalmente de residuos agrícolas: 150 de las 200 nuevas plantas puestas en funcionamiento en 2023 utilizan esta materia prima.

De mantenerse la actual tasa de crecimiento del 21%, la capacidad de producción de biometano alcanzaría los 15,3 bcm en 2030. Según la Asociación Europea de Biogás (EBA), Europa invertirá al menos 25.000M€ en biometano para 2030, generando un beneficio adicional anual de 12.000M€ para la economía europea.

4.2 Captura, utilización y almacenamiento de CO_2

Las tecnologías de **captura, utilización y almacenamiento de carbono** (CCUS, por sus siglas en inglés) desempeñarán un papel crucial en el cumplimiento de los objetivos de cero emisiones netas, ya que permiten capturar CO_2 en sectores industriales de difícil descarbonización (*hard-to-abate*), como el cemento, el acero y los productos químicos, además de contribuir a la descarbonización del sector energético.

Los sistemas de captura de CO_2 pueden clasificarse según el punto del proceso en el que se realiza la separación del CO_2 de una mezcla de gases y, en síntesis, se distinguen los siguientes:

- En los sistemas de **pre-combustión**, el combustible se convierte en una mezcla gaseosa de hidrógeno (H_2) y dióxido de carbono (CO_2). El hidrógeno se separa y puede utilizarse como combustible sin generar emisiones de CO_2. Esta tecnología ha sido empleada durante décadas en la industria química para la producción de H_2, CO_2, amoníaco (NH_3), etc., con plantas operando a escalas de potencia industrialmente relevantes.

- Los sistemas de **post-combustión** separan el CO_2 diluido del resto de componentes de un gas de combustión, obtenido al quemar con aire un combustible fósil. Su problemática principal radica en la baja concentración de CO_2 en la corriente efluente, la cual presenta un caudal elevado y se encuentra prácticamente a presión atmosférica.

- La **oxicombustión** consiste en quemar el combustible en presencia de oxígeno puro en lugar de aire, lo que incrementa significativamente la concentración de CO_2 en los gases de escape y facilita su separación. Su principal desafío radica en la elevada inversión necesaria para la producción de oxígeno puro, así como en el desarrollo de equipos adaptados a la combustión con oxígeno en instalaciones de gran escala.

Asimismo, se está apostando por la **captura directa del aire (DAC**, por sus siglas en inglés), una opción que enfrenta importantes desafíos debido a su elevada demanda energética, derivada de la baja concentración de CO_2 en la atmósfera. Actualmente, esta tecnología se encuentra en fases iniciales de despliegue, con proyectos piloto en marcha, y se espera que su viabilidad mejore gracias a los avances tecnológicos y a las economías de escala.

4.2.1 Principales tecnologías de captura, uso y almacenamiento de CO_2

Actualmente, existen cuatro **tecnologías principales** empleadas en la captura de carbono:

- La **absorción** consiste en la eliminación selectiva del CO_2 mediante su interacción física o química con una solución líquida regenerable, que puede incluir aminas, compuestos químicos no aminados o disolventes físicos.

- En la **adsorción**, el CO_2 es capturado en la superficie de un material sólido a través de enlaces físicos o químicos. Posteriormente, el gas puede recuperarse mediante la regeneración térmica o por cambios de presión del material adsorbente.

- La **captura por membranas** emplea materiales que permiten la permeación selectiva del CO_2 a través de una barrera delgada impulsada por una fuerza motriz, como una diferencia de presión.

- Las **tecnologías criogénicas** separan el CO_2 de otros gases en función de diferencias de volatilidad, enfriando la mezcla a temperaturas inferiores a 120 K. Aunque esta opción es menos común debido a su elevada demanda energética, ofrece varias ventajas: produce un CO_2 de alta pureza, evita el uso de productos químicos tóxicos y puede aplicarse a una amplia gama de concentraciones.

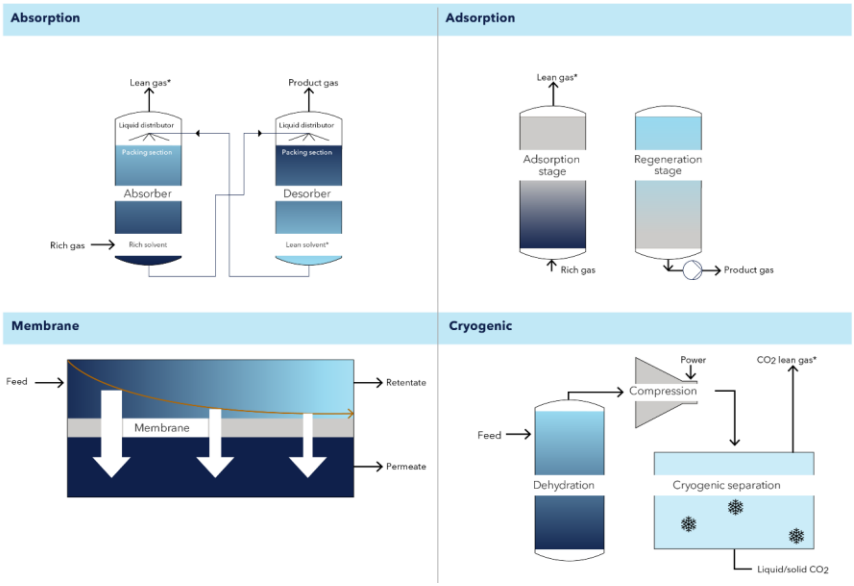


Figura 4.7: principales tecnologías de captura de carbono.[6]

[6] DNV, 2025. Energy Transition Outlook: CCS To 2025.

Las distintas soluciones de captura de carbono presentan un nivel de madurez intermedio, siendo por lo general más avanzado en el caso de las tecnologías de absorción, y menor en las de adsorción y membranas, como se muestra en la siguiente figura.

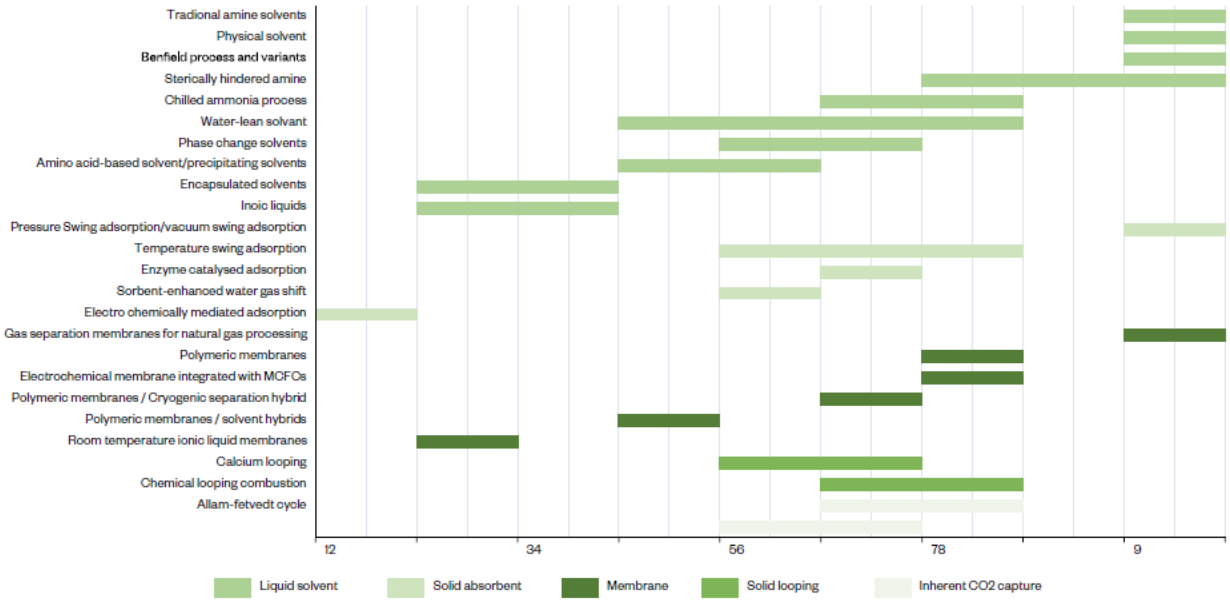


Figura 4.8: nivel de TRL de las soluciones de captura puntual de carbono.[7]

En la actualidad, los principales mercados para la utilización de CO_2 capturado se centran en la producción de urea y en la recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés). Sin embargo, se espera que esta situación evolucione con el tiempo, a medida que se desarrollan diversas vías alternativas de utilización que podrían incrementar significativamente la cantidad de CO_2 aprovechado, tal y como resume la siguiente figura.

[7] INNO-CCUS, 2024. Direction 2025. Danish CCUS Roadmap 2024.

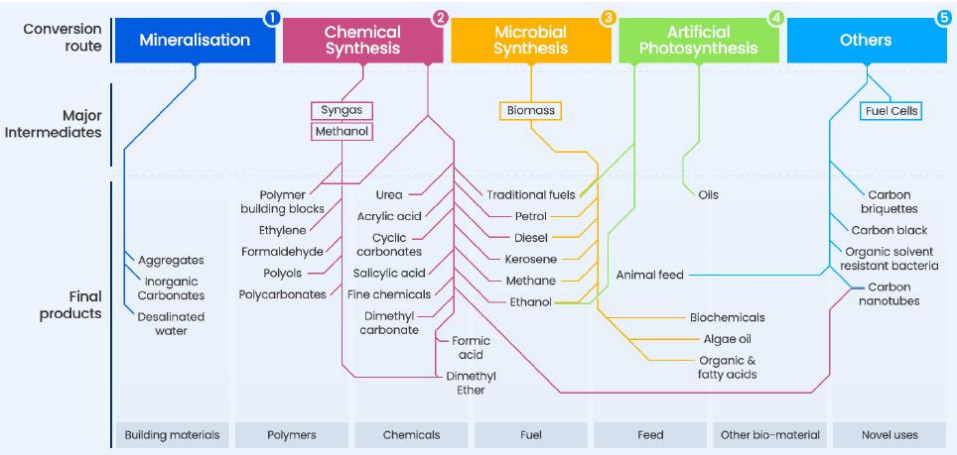


Figura 4.9: vías de utilización de CO_2 capturado.[8]

4.2.2 Perspectivas futuras del mercado

Actualmente, existen alrededor de 50 instalaciones comerciales de captura en operación, con una capacidad de captura total superior a 50 millones de toneladas de CO_2 anuales (Mtpa). Estados Unidos lidera el número de proyectos de CCS, seguido por el Reino Unido, Canadá, Noruega y China. Tradicionalmente, estos proyectos se han centrado en el procesamiento de gas natural y la producción de hidrógeno, donde la captura de CO_2 es relativamente más sencilla. Además, hay otras 46 instalaciones en construcción, y el número de proyectos de CCS continúa creciendo: la cartera total, que incluye proyectos en etapas iniciales de desarrollo, alcanza los 620, con una capacidad total que supera las 400 Mtpa.

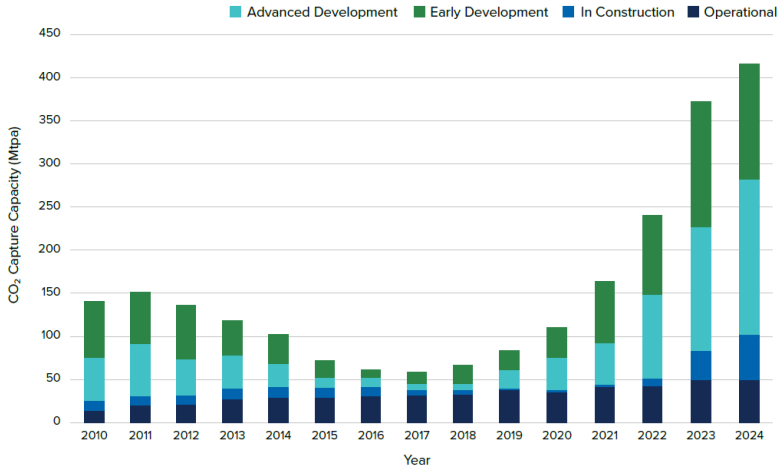


Figura 4.10: capacidad de captura de proyectos de CCS en tramitación.[9]

[8] OGCI, 2024. Carbon capture and utilization as a decarbonization lever.

[9] Global CCS Institute, 2025. Advancements in CCS technologies and costs.

La tabla a continuación resume algunas de las principales instalaciones de captura que se encuentran actualmente en operación. En los últimos años, varios proyectos de captura a gran escala han entrado en funcionamiento en sectores que anteriormente no utilizaban tecnologías CCUS, y otros se encuentran en fase de construcción. Además, los anuncios más recientes han puesto un énfasis creciente en plantas químicas, instalaciones de cemento, plantas de etanol y centrales de conversión de residuos en energía, junto con instalaciones de captura de mayor tamaño en centrales eléctricas de carbón y gas natural, así como en plantas de producción de hidrógeno y amoníaco bajos en carbono.

Tabla 4.3: instalaciones en operación de referencia en la captura de carbono en varias industrias. [6]

Nr	Name and Location	Industry	Design Capacity (ktpa)	Technology	Start-up year
1	Quest, Canada	Hydrogen	1 200	Amine, Shell Adip-X	2015
2	Boundary Dam, Canada	Coal Power	1 000	Amine, Shell Cansolv	2014
3	Shute Creek, US	Natural Gas Processing	9 100	Physical Solvent, Selexol	1986
4	ADM Illinois, US	Ethanol	1 000	Inherent	2017
5	Petra Nova, US	Coal Power	1 700	Amine, MHI	2017
6	Heidelberg Materials Brevik, Norway	Cement	400	Amine, Capturi	2025 (in commissioning)
7	Twence, Netherlands	Waste-to-Energy	100	Amine, Capturi	2025
8	Ravenna, Italy	Gas Turbine	25	Amine, MHI	2024
9	Al Reyadah, UAE	Steel	800	Amine, MEA	2016
10	Mikawa, Japan	Biomass Energy	180	Amine, Toshiba	2020

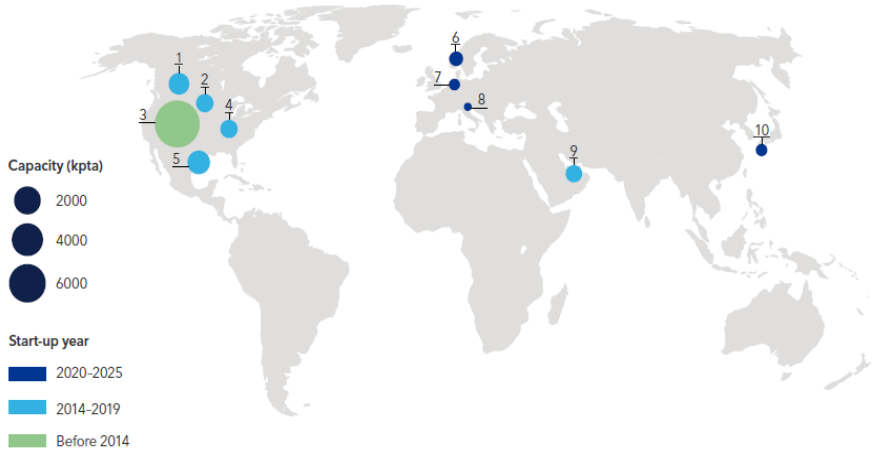


Figura 4.11: principales instalaciones con tecnologías de captura de carbono.[6]

En la actualidad, los oleoductos son el método más común para transportar las grandes cantidades de CO_2 involucradas en los proyectos de CCUS, cuyo destino final suele ser la inyección en yacimientos de hidrocarburos para EOR o su almacenamiento en formaciones salinas. El transporte a gran escala mediante barcos o ferrocarril aún no se ha alcanzado.

Estados Unidos concentra el 85% de todos los oleoductos de CO_2, con más de 7.600 kilómetros, seguido por Canadá, que cuenta con 720 km. También hay oleoductos en operación en otros países como Brasil, China, Países Bajos, Noruega, etc. Sin embargo, la experiencia con oleoductos que atraviesan áreas densamente pobladas es limitada, y el único oleoducto *offshore* corresponde a la instalación de Snøhvit, en Noruega, con 153 km de longitud.

En 2023, la capacidad de captura anunciada para 2030 aumentó un 35%, mientras que la capacidad de almacenamiento anunciada creció un 70%. Esto eleva la cantidad total de CO_2 que podría capturarse en 2030 a aproximadamente 435 Mtpa, y la capacidad de almacenamiento anunciada a unas 615 Mtpa. Si bien la IEA considera positivo el impulso reflejado en los últimos anuncios, estos aún representan solo alrededor del 40% (y del 60%, respectivamente) de la capacidad requerida para 2030 en su escenario NZE.

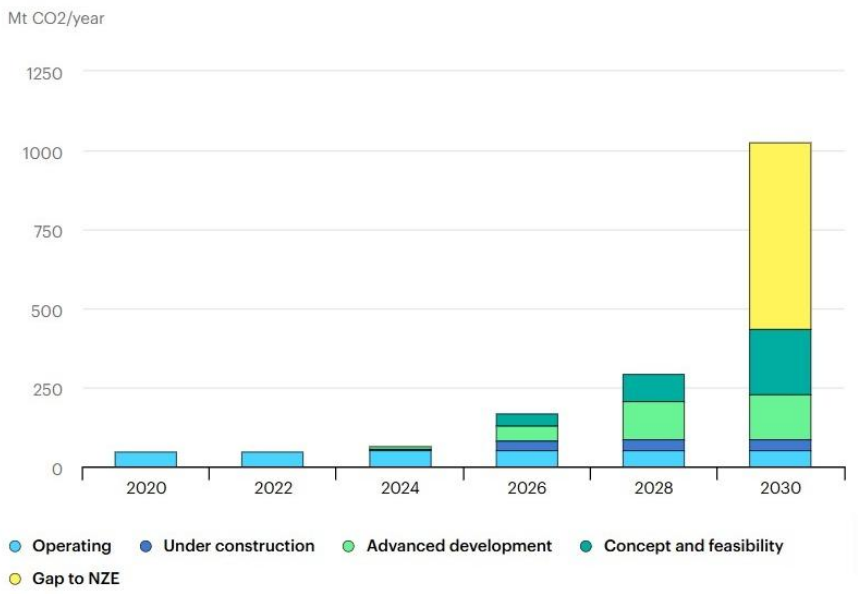


Figura 4.12: capacidad de captura de proyectos en tramitación y brecha con NZE.[10]

Con la introducción de políticas ambientales más estrictas y el aumento del precio de las emisiones de carbono, se espera que en los próximos años el mercado de tecnologías de CCUS adquiera especial relevancia en una variedad de industrias de

[10] IEA, 2025. Tracking Carbon Capture, Utilisation and Storage.

difícil descarbonización. Aunque el uso de esta tecnología en el ámbito del O&G seguirá teniendo un peso significativo (17%), se prevé que, para 2030, la producción de hidrógeno y amoníaco sea el sector con mayor demanda de esta tecnología, llegando a representar el 22 % del mercado (95 Mt de CO_2 anuales)

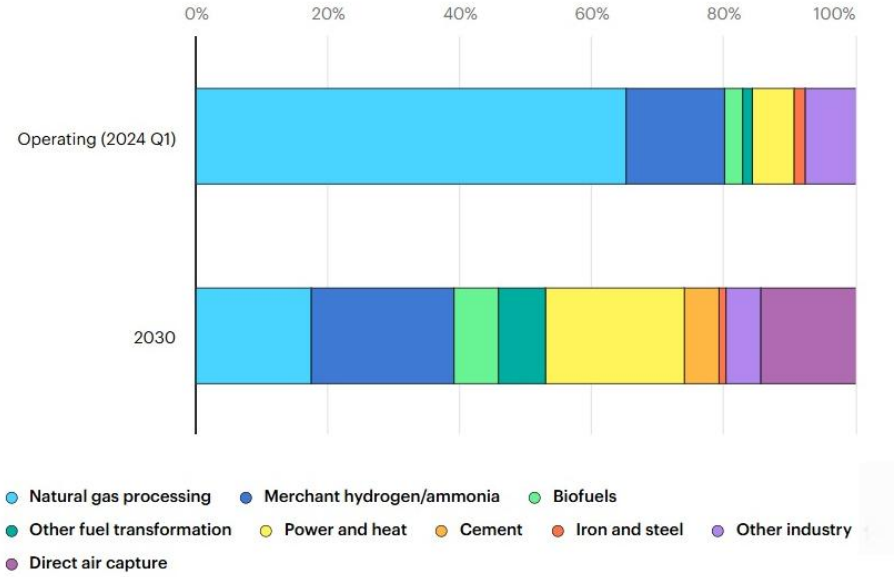


Figura 4.13: instalaciones de captura de carbono en operación y planeadas por sector, 2024 y 2030.[10]

En cuanto a la distribución geográfica, Norteamérica es actualmente la región líder en proyectos de captura de CO_2, concentrando el 51% de la capacidad mundial en operación, seguida por Centro y Suramérica con un 21%. Europa, en cambio, registra un porcentaje mucho menor, con solo el 6% de la capacidad total. Para revertir esta situación, la Unión Europea ha destinado recientemente alrededor de 1.350 M€ a proyectos de CCUS durante la última ronda de financiación del *Innovation Fund*, además de más de 450 M€ a proyectos de transporte y almacenamiento de CO_2 en el marco de su programa *Connecting Europe Facility*. Otras inversiones destacadas en proyectos de CCUS se han realizado en los Países Bajos (6.600 M€) y Dinamarca (1.100 M€). Se estima que los proyectos planificados permitirán que Europa alcance casi el 31% de la capacidad mundial de captura en 2030.

El coste de la captura de carbono constituye un factor crítico para la viabilidad de estos proyectos y, en consecuencia, para el desarrollo del mercado. En función de la tecnología empleada, el sector industrial, el diseño de la instalación a descarbonizar y la concentración de CO_2, el precio puede oscilar entre 13 y 103 € por tonelada de CO_2 capturado. Por su parte, el coste del transporte y almacenamiento también varía según factores como la distancia, el volumen, la ubicación geográfica y las condiciones del emplazamiento de almacenamiento.

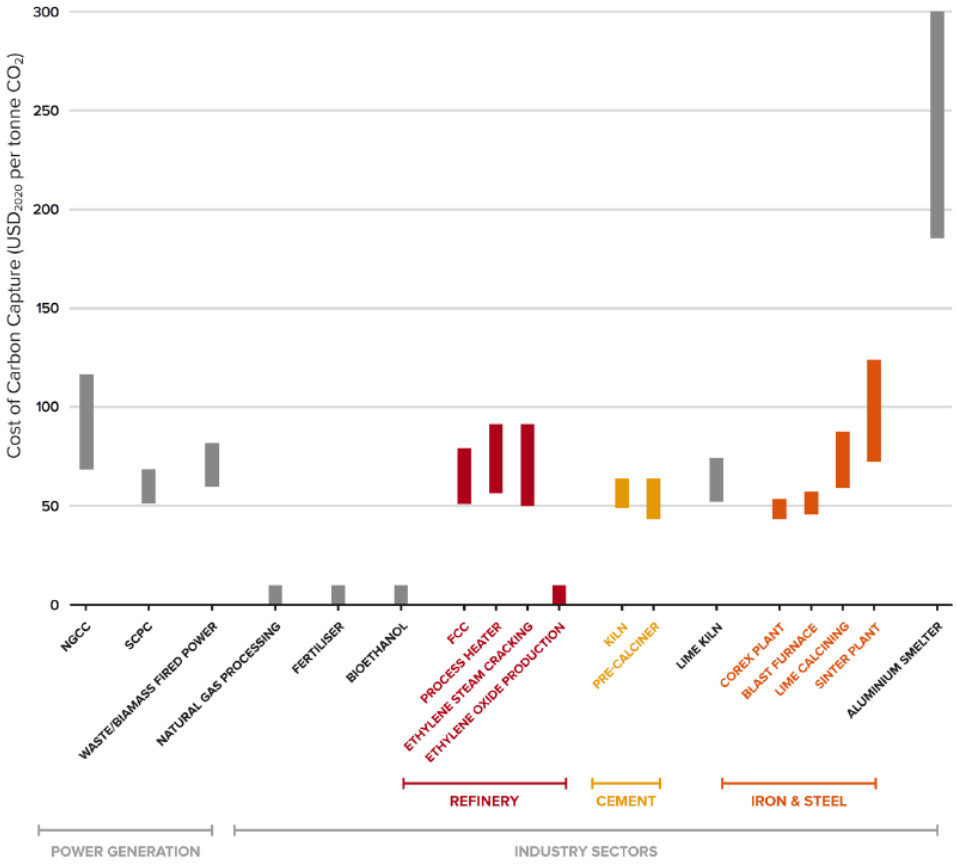


Figura 4.14: coste de la captura de carbono en varios procesos energéticos e industriales.[11]

4.3 Hidrógeno

4.3.1 Principales tecnologías y rutas de producción

El hidrógeno es un vector energético que ha suscitado un gran interés en los últimos años por su capacidad de almacenamiento a largo plazo y aplicación en industrias cuya descarbonización es compleja vía la electrificación. Además, es una materia prima esencial en el refino, la industria química y la producción de combustibles sintéticos, entre otros.

Según la vía de producción, el hidrógeno suele clasificarse oficiosamente por colores, tal y como se muestra en la siguiente imagen, diferenciándose principalmente entre aquellos generados mediante electrólisis o procedentes del reformado de combustibles fósiles, con o sin secuestro de carbono. Una última vía de producción emergente, que no aparece en la gráfica, es el hidrógeno blanco o geológico, que es aquel que se extrae del subsuelo. Si bien existen algunas explotaciones de pequeña

[11] Global CCS Institute, 2021. Technology readiness and costs of CCS.

dimensión en la actualidad, ya hay empresas realizando actuaciones de exploración en diferentes geografías del planeta como Europa o Australia.

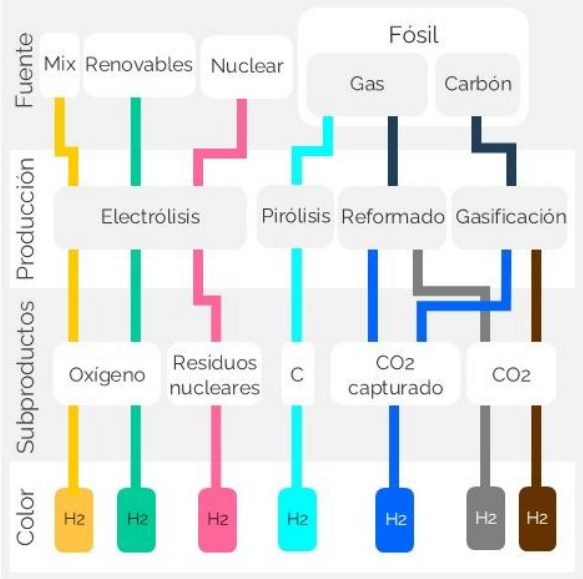


Figura 4.15: rutas de producción de hidrógeno.

El **hidrógeno verde**, una de las vías más sostenibles, se produce mediante el proceso de electrolisis alimentado con electricidad de origen 100% renovable. La reacción electroquímica por la que se rompen las moléculas de agua, separando así el hidrógeno y el oxígeno, se produce en el electrolizador, siendo las tecnologías más comunes la alcalina, de membrana polimérica (PEM, según sus siglas en inglés), de membrana de intercambio aniónico (AEM) y de óxido sólido (SOEL).

Por otro lado, la combinación de la captura de carbono con tecnologías tradicionales de producción de hidrógeno (reformado de gas natural y gasificación y pirolisis) permite producir **hidrógeno azul**.

Existen también otras vías de producción de **hidrógeno no electrolítico** para la producción de hidrógeno renovable, aunque todavía emergentes (TRL 3-8), entre las que se encuentran las tecnologías de microondas, la inducción o el plasma.

El coste nivelado de la producción de hidrógeno (LCOH, *Levelized Cost Of Hydrogen*), uno de los criterios más importantes en el desarrollo del mercado del hidrógeno, es muy variable en función de la vía de producción. El LCOH puede oscilar entre el euro por kilo de hidrógeno en los métodos tradicionales de producción (gasificación y reformado de metano) hasta casi 14€/kg H_2 en el caso del hidrógeno verde y amarillo.

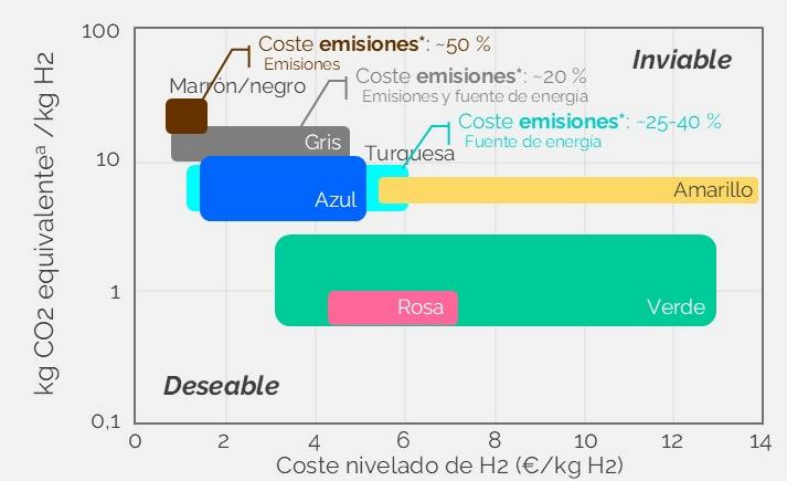


Figura 4.16: emisiones de carbono y coste nivelado del hidrógeno por vía de producción.

4.3.2 Perspectivas futuras del mercado

La **demanda global de hidrógeno alcanzó 97 millones de toneladas (Mt) en 2023**, un 2,5% más que el año anterior. China concentra el 29% de la demanda mundial de hidrógeno (28Mt); Estados Unidos, el segundo mayor consumidor de hidrógeno, demandó 13 Mt en 2023. Europa supone solamente el 8% de la demanda total de hidrógeno, en 2023 se registró una demanda de 7,9 Mt, un 3% menos en comparación con los 8,2 Mt en 2022. Los países europeos que concentran una mayor demanda son Alemania (1,4 Mt), Países Bajos (1,2 Mt), Polonia (0,7 Mt) y España (0,6 Mt).

La **demanda de hidrógeno bajo en carbono**, aunque todavía residual (1% de la demanda global) debido a su mayor coste de producción, **creció un 10% en 2023** En Europa, el consumo de hidrógeno electrolítico aumento de 16 kt en 2022 a 23 kt en 2023; España es el segundo país con mayor consumo dentro de la Unión Europea con casi 4 kt durante ese año.

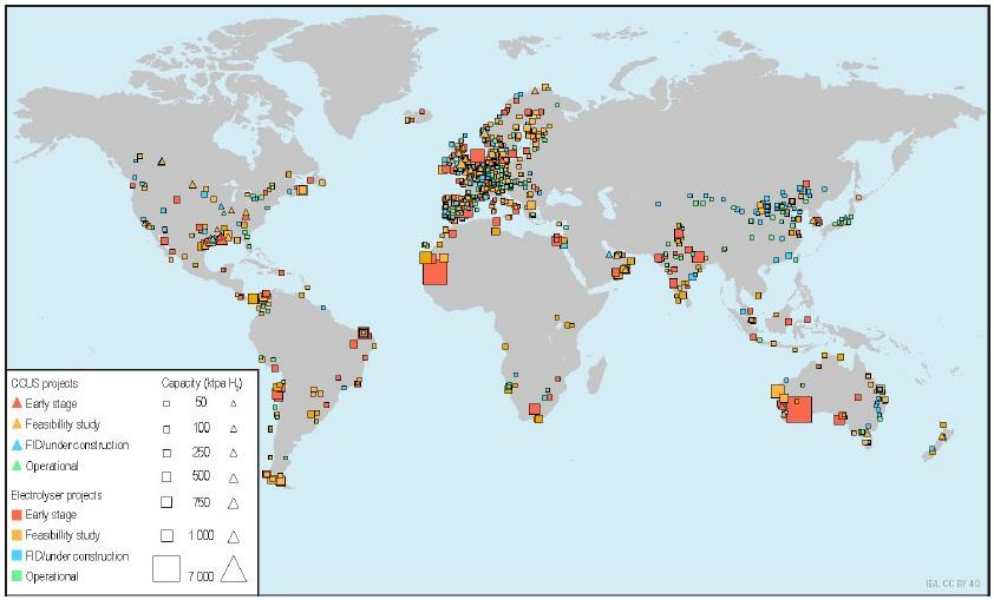


Figura 4.17: mapa de proyectos anunciados de producción de hidrógeno bajo en carbono.[12]

Actualmente, la **demanda de hidrógeno sigue concentrada en la industria tradicional**, principalmente en el refinado (58% de la demanda europea en 2023), el sector químico (producción de amoníaco, metanol, etc.) y la siderurgia (producción de hierro por reducción directa, DRI, a partir de gas de síntesis fósil). El hidrógeno renovable, en cambio, se utilizó mayoritariamente en aplicaciones de calor industrial (4,6 kt) y movilidad (2,9 kt) en la Unión Europea en 2023.

En el camino hacia el escenario de cero emisiones netas para 2050 de la agencia IEA, **se espera que la demanda de hidrógeno alcance los 150 Mtpa en 2030, de las cuales el 45% será hidrógeno bajo en carbono**. En este escenario, se espera que el 40% de la demanda global proceda de nuevas aplicaciones como la descarbonización de la industria pesada, el transporte de larga distancia y el almacenamiento de energía.

El uso del **hidrógeno en la industria aumentará hasta 70 Mtpa en 2030**. Para cumplir con estos objetivos, la producción de hidrógeno deberá aumentar casi un 4% anualmente, frente al crecimiento del 1,3% de los últimos cuatro años. Para el año 2030 aproximadamente una cuarta parte de la demanda industrial de hidrógeno deberá satisfacerse con hidrógeno de bajas emisiones.

En esta línea, se han anunciado importantes proyectos de hidrógeno en Europa. Recientemente ha entrado en operación el electrolizador de 54 MW de BASF en su planta de producción química de Ludwigshafen, Alemania. La empresa siderúrgica

[12] IEA, 2024. Global Hydrogen Review 2024.

Salzgitter también ha comenzado la construcción de un electrolizador de 100 MW para la producción de acero bajo en carbono en Alemania.

También se están desarrollando numerosos proyectos para la descarbonización de las refinerías; entre ellos, se puede destacar el electrolizador de 100 MW de Petronor en Muskiz y el proyecto de 100 MW de GALP en Sines. Si todos los proyectos anunciados se realizan a tiempo, 1,6 Mtpa de hidrógeno de bajas emisiones podrían utilizarse en actividades de refino para 2030.

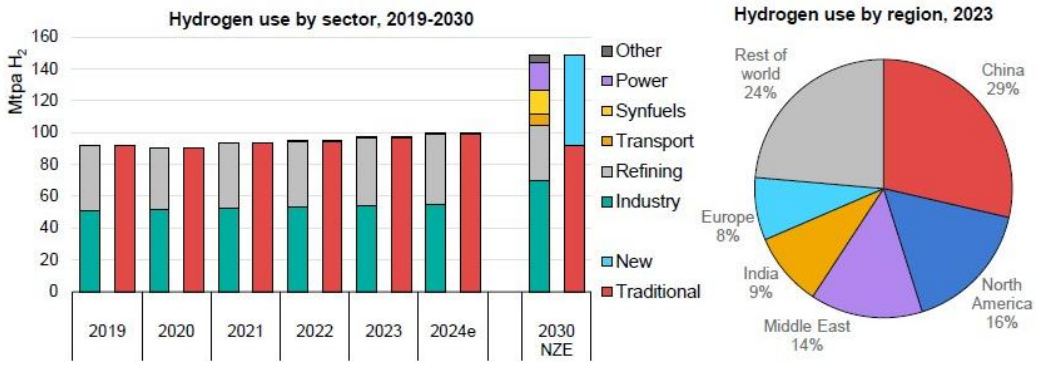


Figura 4.18: demanda de hidrógeno por sector y región, 2019-2030.[12]

El uso del hidrógeno como medio para descarbonizar el **transporte por carretera** sigue creciendo, **aumentando en torno al 55% en 2023** debido, en particular, al crecimiento de los camiones y autobuses pesados de pila de combustible en China. A pesar de ello, la demanda de hidrógeno en el transporte por carretera alcanzó sólo 60 kt en 2023 (menos del 0,1% de la demanda mundial).

En cuanto al **sector marítimo**, se estima que los combustibles basados en hidrógeno tendrán un importante rol en los próximos años. Se espera que la entrada en vigor de FuelEU Maritime Regulation y los objetivos establecidos por International Maritime Organization (IMO) favorezcan el crecimiento de este mercado.

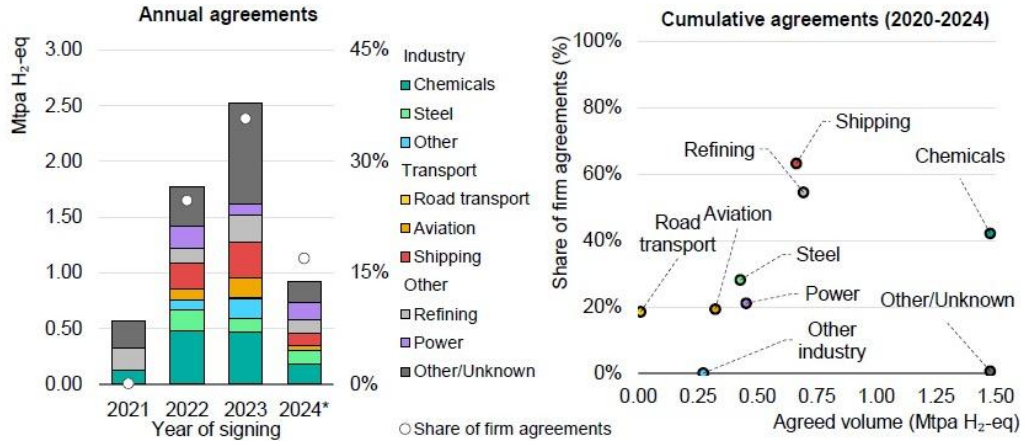


Figura 4.19: acuerdos de compra firmados para hidrógeno bajo en carbono y combustibles sintéticos.[12]

La producción de hidrógeno sigue estas mismas pautas: en 2023, menos del 1% (alrededor de 1 Mtpa) del hidrógeno producido a nivel mundial es de bajas emisiones de carbono, de lo cual, solamente 100 kt fueron hidrógeno electrolítico. China, Europa y Estados Unidos representan el 75% de la producción de hidrógeno verde. Dos tercios del hidrógeno utilizado actualmente proviene del reformado de gas natural sin sistema de captura de carbono, el segundo proceso más habitual de producción de hidrogeno es la gasificación de carbón (20% del total).

La **capacidad instalada global de electrolizadores alcanzó 1,4 GW a finales de 2023, casi el doble de capacidad que el año anterior**. De los 700 MW que entraron en operación durante 2023, China represento el 80%, seguido de Europa con el 12%. Las tecnologías más extendidas siguen siendo la alcalina y PEM, representando el 60% y el 22% de la nueva capacidad instalada, respectivamente.

Teniendo en cuenta los proyectos de hidrógeno verde anunciados durante 2024, **en 2030 podrían alcanzarse 230 GW de capacidad de electrolisis**, y cerca de 520 GW si se consideran también los proyectos en fases tempranas de desarrollo. Sin embargo, más de la mitad de la capacidad de electrolizadores se encuentra en las primeras fases de desarrollo y sólo el 4% (20 GW) de la capacidad de electrolizadores que debería estar en funcionamiento en 2030 ha alcanzado la FID o está en construcción.

En Europa, se han anunciado cerca de 70 GW de potencia, de los cuales solo 0,5 GW tienen FID. En 2023, aproximadamente 1,8 GW de capacidad de electrolisis estaba en construcción, especialmente en proyectos a pequeña escala; el 81% de esta capacidad suministrará hidrógeno a la industria siderúrgica y a refinerías. El crecimiento de proyectos de hidrógeno en torno a centros de consumo significativos confirma la importancia de la demanda como motor.

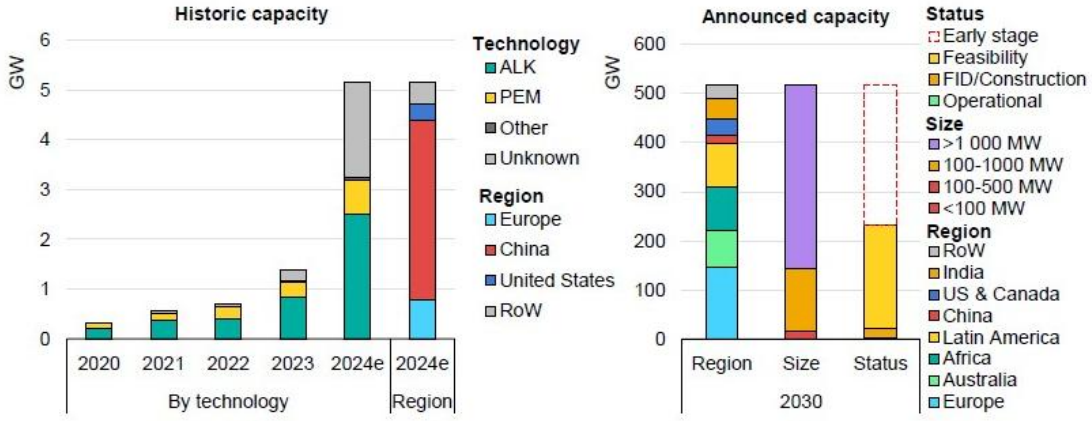


Figura 4.20: capacidad de electrólisis instalada y anunciada por tecnología y región, 2020-2024e.[12]

Por otro lado, la capacidad de fabricación de electrolizadores mundial ha alcanzado los 25 GW anuales a finales de 2023 y se espera tener una capacidad de 165 GW en 2030, Europa cubrirá el 20% de este mercado. En cuanto a la tecnología, el 55% de los

proyectos anunciados son de tecnología alcalina, especialmente en China. Europa concentra los proyectos de tecnología PEM con 43 GW al año. Los electrolizadores SOEC y AEM representan, respectivamente, el 6% y el 10% de los proyectos anunciados.

El mercado del hidrógeno verde se enfrenta a varios **retos tecnológicos y económicos** que dificultan su despliegue, como el aumento de los costes de producción y financiación, los retrasos en los proyectos, la incertidumbre regulatoria, la falta de infraestructuras, el consumo de agua y las dificultades en su transporte y almacenamiento. Además, los modelos de electrolizadores y pilas de combustible actuales requieren de materias primas críticas y estratégicas, como níquel, circonio, iridio titanio o metales de tierras raras.

Ante estos retos, la Unión Europea ha lanzado diferentes medidas que permitan alcanzar los objetivos establecidos en la *EU Hydrogen Strategy* (COM/2020/301): 40 GW de capacidad de electrólisis instalada en 2030 y una producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE. Con el lanzamiento de la estrategia del hidrógeno, la UE ha promovido varias iniciativas industriales, de financiación y de investigación e innovación sobre el hidrógeno: *Clean Hydrogen Partnership, European Clean Hydrogen Alliance* y *Hydrogen Public Funding Compass*. También se han lanzado varios programas de ayuda para subvencionar proyectos de interés nacional e internacional en el sector del hidrógeno.

4.4 Combustibles sintéticos

4.4.1 Principales tecnologías y rutas de producción

Los combustibles sintéticos o *e-fuels* son **combustibles obtenidos a partir de la combinación de hidrógeno con otros elementos, como carbono o nitrógeno.** Cuando se combina con nitrógeno, se produce amoníaco, utilizado principalmente como precursor de fertilizantes aunque también puede emplearse como combustible. Si el hidrógeno se combina con carbono, es posible generar una amplia gama de compuestos, desde alcoholes hasta hidrocarburos.

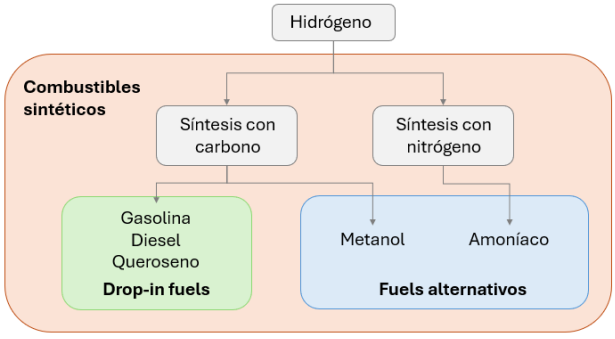


Figura 4.21: clasificación de los combustibles sintéticos.

Cabe destacar el caso del **metanol y el amoníaco** que, además de constituir materias primas fundamentales para la industria química, tienen potencial para utilizarse como combustibles de bajas emisiones en la generación eléctrica y el transporte, siendo ambos objeto de creciente interés en sectores como el marítimo. El metanol puede utilizarse directamente en motores adaptados o como componente en mezclas con gasolina. Por su parte, el amoníaco se perfila como un combustible prometedor gracias a su alto contenido energético y su potencial de combustión sin emisiones de CO_2, aunque requiere controlar adecuadamente la emisión de NO_x.

La producción de combustibles sintéticos consta, esencialmente, de cuatro etapas: la producción de hidrógeno, la captura de nitrógeno (N_2) o dióxido de carbono (CO_2), la conversión de los gases de alimentación en nuevas moléculas mediante un proceso de síntesis, y el *upgrading* final del producto crudo, es decir, su acondicionamiento para cumplir con las especificaciones de uso. En este proceso, el **gas de síntesis (o syngas)** desempeña un papel central como materia prima intermedia: antes de la etapa de síntesis, es necesario mezclar los reactivos (H_2 y CO_2 o N_2) en las proporciones adecuadas, de acuerdo con los requisitos estequiométricos del proceso de síntesis posterior.

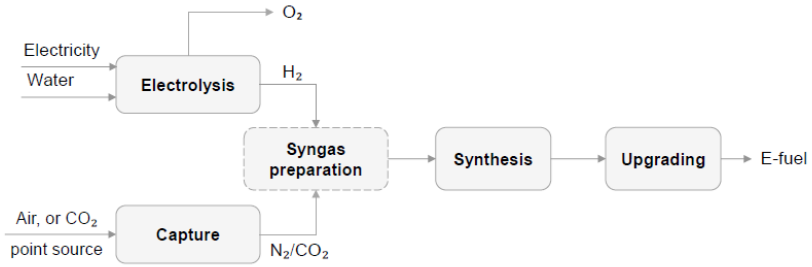


Figura 4.22: proceso de producción de combustibles sintéticos.[13]

Dependiendo de las reacciones de síntesis utilizadas en la conversión, los combustibles sintéticos resultantes pueden ser metano, para inyección directa en las redes de gas natural; combustibles líquidos compatibles con gasolina, queroseno o diésel; otros combustibles o productos químicos como alcoholes (p. ej. metanol o etanol); o amoníaco. Las vías más comunes de conversión de combustibles sintéticos se describen a continuación.

- Proceso de **metanación** para producir **e-metano**: la reacción, conocida como reacción de Sabatier, es exotérmica y desplaza el equilibrio hacia los productos a temperaturas más bajas; por ello, requiere un sistema de eliminación de calor para funcionar de manera óptima. El proceso puede llevarse a cabo mediante sistemas biológicos o químicos, aunque el proceso biológico es más lento y está menos desarrollado. Los reactores son, en general, de lecho fijo, y los

[13] IEA, 2023. The Role of E-fuels in Decarbonising Transport.

parámetros de presión y temperatura típicos son 8 bar y 180-350 °C. A presiones más altas, el proceso presenta mayores rendimientos de metano, aunque también puede generar – dependiendo del catalizador utilizado – más subproductos que resultan problemáticos para el sistema o que forman otros hidrocarburos que reducen la pureza del producto final.

- El proceso **Fischer–Tropsch (FT)** puede producir una variedad de **hidrocarburos líquidos** con diferentes longitudes de cadena, desde naftas ligeras hasta componentes pesados de diésel. El tipo y la distribución de los productos sintetizados dependen de factores como la temperatura, el tipo de catalizador y la composición del syngas. Las temperaturas elevadas del proceso (320–350 °C) favorecen la producción de compuestos de bajo peso molecular, mientras que temperaturas más bajas (190–270 °C) promueven la formación de fracciones de mayor peso molecular. La transformación del producto crudo derivado del proceso FT en clases específicas de hidrocarburos requiere etapas de procesamiento posterior, como hidrocraqueo, isomerización y destilación.

- La **síntesis de metanol:** la reacción es exotérmica y, por lo general, se lleva a cabo a temperaturas de 200–300 °C y presiones de 50–100 bar. La tecnología para la producción de e-metanol es muy similar a la empleada en la síntesis a partir de syngas de origen fósil, por lo que se considera una tecnología consolidada. La barrera principal para sustituir al metanol fósil es la disponibilidad de H_2 y CO_2, así como su viabilidad económica. Además, el proceso requiere modificaciones en el catalizador para adaptarse a la mayor generación de agua durante la síntesis. Actualmente, se están desarrollando catalizadores capaces de operar en condiciones más suaves.

- La **síntesis de Haber-Bosch (HB)** para producir **amoníaco,** en la que la mezcla de hidrógeno y nitrógeno reacciona sobre un catalizador de hierro a temperaturas en el rango de 400–500 °C y presiones superiores a 100 bar. Una mayor eficiencia, junto con la posibilidad de una reducción del CAPEX, podría mejorar la viabilidad económica del proceso. Asimismo, se investiga también en procesos emergentes para la producción de amoníaco, como el uso de catalizadores enzimáticos de origen biológico o métodos electroquímicos que permiten su formación directa a partir de agua y nitrógeno.

Las unidades de proceso principales para producir combustibles sintéticos están actualmente disponibles a nivel comercial. Sin embargo, **su integración en una planta completamente operativa presenta aún un bajo nivel de madurez tecnológica (TRL 6).**

En la actualidad, existen más de 70 plantas en operación a nivel mundial que producen hidrógeno electrolítico para la síntesis de productos derivados, principalmente metanol y amoníaco con fines industriales. La gran mayoría de estas

son **proyectos de demostración de pequeña escala** y su producción total es reducida, inferior a 20 kt de hidrógeno.

Sin embargo, existen excepciones destacables: el proyecto Ningxia Solar Hydrogen, en China, cuenta con una capacidad de 150 MW_e para la producción de metanol, y comenzó a operar en 2021; por otro lado, Iberdrola puso en marcha en España en 2022 la planta en operación más grande para producir amoníaco mediante electricidad renovable, que utiliza el hidrógeno obtenido por 20 MW_e de electrólisis.

4.4.2 Perspectivas futuras del mercado

A pesar del limitado despliegue actual, **el número de proyectos anunciados está creciendo rápidamente.** Según la IEA, la producción de hidrógeno para la obtención de *e-fuels* podría alcanzar casi las 14 Mt en 2030, si todos los proyectos en desarrollo se llevaran a cabo según lo previsto. La mayoría de estos proyectos se encuentran actualmente en etapas muy tempranas de desarrollo, y solo una pequeña fracción (alrededor del 4%) ha alcanzado una decisión final de inversión (FID, por sus siglas en inglés).

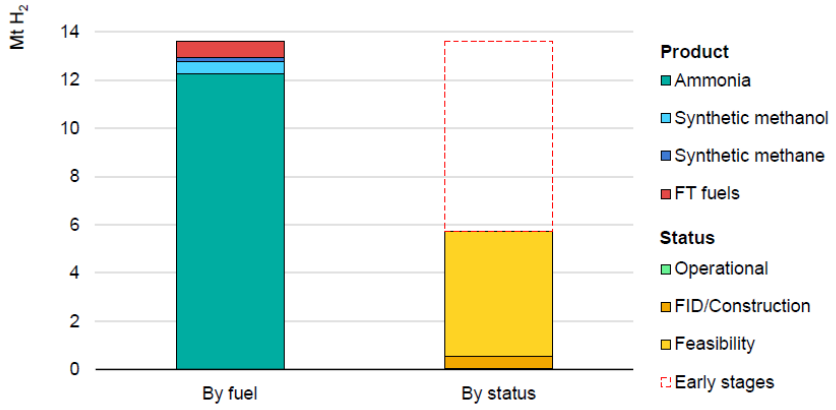


Figura 4.23: producción global de hidrógeno electrolítico para combustibles sintéticos por tipo de combustible y estado.[13]

El amoníaco representa el 90% de la producción potencial de los proyectos anunciados, seguido por los combustibles Fischer-Tropsch (5%), el metanol (4%) y el metano (1%).

La alta proporción de amoníaco entre los proyectos anunciados sugiere que el principal impulso para la producción de compuestos derivados de hidrógeno electrolítico proviene de sus aplicaciones industriales, más que de su uso potencial como combustible. Sobre todo, del sector de los fertilizantes, que puede absorber la oferta de amoníaco como materia prima de uso directo en sus procesos existentes.

Relevancia para el sector transporte

El despliegue de combustibles sintéticos resulta especialmente relevante para avanzar en la descarbonización del transporte, ya que sectores como la aviación y el

marítimo dependen en gran medida de soluciones basadas en combustibles de bajas emisiones

La Asociación Internacional de Transporte Aéreo (IATA, por sus siglas en inglés) estima que, para que la aviación global alcance emisiones netas cero en 2050, se requerirán aproximadamente 360 Mt de SAF. En su informe *SAF Market Outlook 2024*, la empresa SkyNRG limita ese crecimiento de SAF a 250 Mt, teniendo en consideración el ritmo máximo de despliegue y la disponibilidad de materias primas para cada una de las rutas tecnológicas. Como muestra la siguiente figura, alcanzar esos volúmenes requerirá un despliegue significativo de la producción de e-SAF mediante el proceso Fischer-Tropsch.

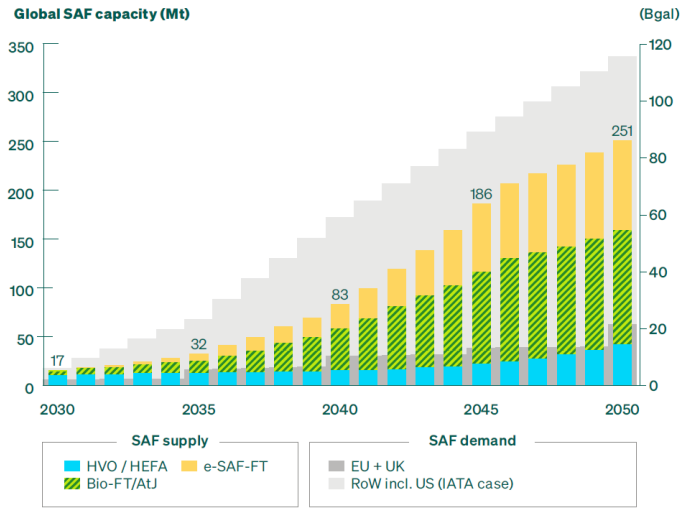


Figura 4.24: capacidad global de SAF (Mt).[14]

Para alcanzar la producción total de 250 Mt de SAF, se estima que se requerirán entre 500 y 800 instalaciones. Suponiendo una inversión de 1.800 M€ por instalación, esto representa una inversión acumulada superior al billón de dólares o, lo que es lo mismo, un CAPEX promedio de 36.000 M€ anuales entre 2025 y 2050. Considerando su participación prevista en la producción, cabe esperar que el e-SAF absorba una parte significativa de dicha inversión.

En la UE, existe actualmente una cartera de proyectos con una capacidad total de 5,5Mt, de los que 1,8Mt están operativos o en construcción. Según los anuncios realizados hasta la fecha, se espera que la capacidad de producción de SAF en la UE alcance los 3,8 Mt para 2030, siendo la mayor parte de origen biológico, pero con una cuota creciente de e-SAF.

[14] Skynrg, 2024. Sustainable aviation fuel market outlook.

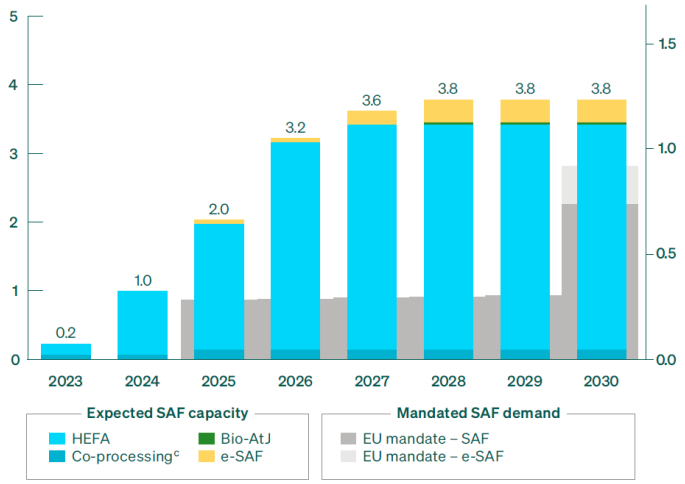


Figura 4.25: capacidad y demanda de SAF (Mt).[14]

Una de las principales barreras para el despliegue del e-SAF es su elevado costo actual. La IEA estima que una planta optimizada a gran escala podría producirlo a un costo de 80 $/GJ, lo que equivale a entre 4 y 5 veces el precio del combustible de aviación convencional. Si para 2030 se logra una reducción del 60 % en el precio de los electrolizadores, el costo del e-queroseno podría disminuir hasta los 60 $/GJ. Si, además, si se consigue una reducción adicional del 25 % en el precio de la electricidad renovable, el costo nivelado del e-queroseno podría bajar a 50 $/GJ. Aunque este valor seguiría siendo entre 2 y 3 veces más alto que el del combustible fósil para aviación actual, comenzaría a ser competitivo frente a los precios de los SAF producidos a partir de biomasa.

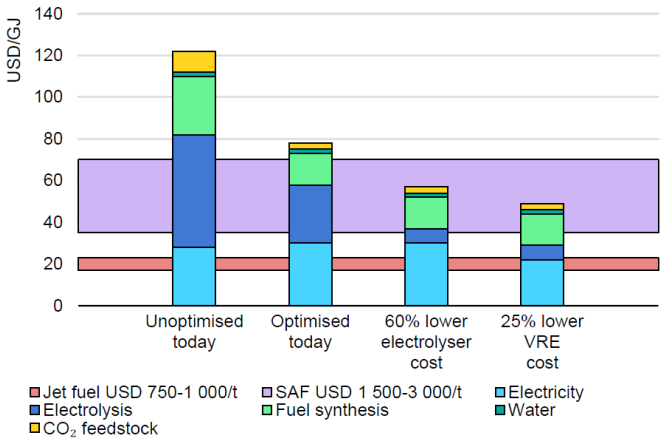


Figura 4.26: coste nivelado de e-queroseno por potenciales medidas de reducción de costes.[13]

En el **transporte marítimo**, **el amoníaco y el metanol** se perfilan como los combustibles sintéticos con mayor potencial, cuya adopción se prevé principalmente para rutas de larga distancia, mientras que la electrificación quedaría reservada para

trayectos cortos, buques atracados y operaciones portuarias. A diferencia del sector de la aviación, donde los combustibles sintéticos permiten una sustitución directa del queroseno, el despliegue del amoníaco y metanol como combustibles alternativos requiere también inversiones significativas en infraestructura de distribución, repostaje y adaptación de las embarcaciones.

Aunque más baratos de producir que el queroseno sintético, tanto el amoníaco como el metanol siguen siendo combustibles de alto costo en la actualidad: una planta a gran escala optimizada, ubicada en un sitio con recursos renovables de alta calidad y CO_2 de bajo costo (en el caso del metanol), podría producir hoy e-metanol a un costo de 47 $/GJ y e-amoníaco a 40 $/GJ. Sin embargo, la IEA estima que estos costos nivelados podrían reducirse a 35 $/GJ y 30 $/GJ para el año 2030, respectivamente, lo que los haría comparables con el rango alto de los precios del metanol y el amoníaco fósiles durante la década pasada.

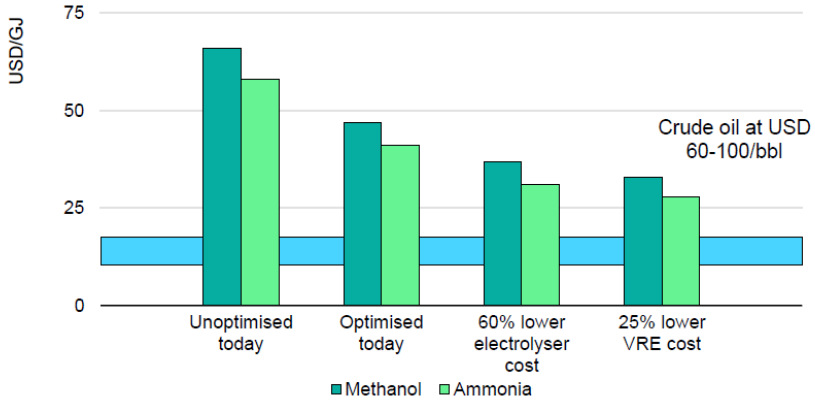


Figura 4.27: coste nivelado de e-amoniaco y e-metanol por potenciales medidas de reducción de costes.[13]

Además, para poder utilizar estos combustibles alternativos, es necesario modificar los tanques de almacenamiento a bordo: el metanol requiere un volumen 2,5 veces mayor que el gasóleo marino (MGO) para proporcionar la misma cantidad de energía, mientras que en el caso del amoníaco, los tanques deben ser más de 3 veces más grandes que los de MGO, y requieren de equipos criogénicos que mantengan la temperatura por debajo de los -33 °C. Asimismo, para emplear metanol o amoníaco, es necesario modificar los motores de combustión interna comúnmente utilizados en los buques. Los motores para metanol ya están disponibles en el mercado y son ligeramente más costosos que los que operan con fueloil pesado (HFO). Por su parte, los motores para amoníaco se encuentran en las etapas finales de desarrollo y se estima que serán aproximadamente un 30 % más caros que los convencionales. En resumen, si se consideran las modificaciones necesarias en los buques, el uso de e-fuels en portacontenedores en 2030 supondría un incremento del 75 % en los costos totales de transporte por unidad de actividad (tonelada-kilómetro).

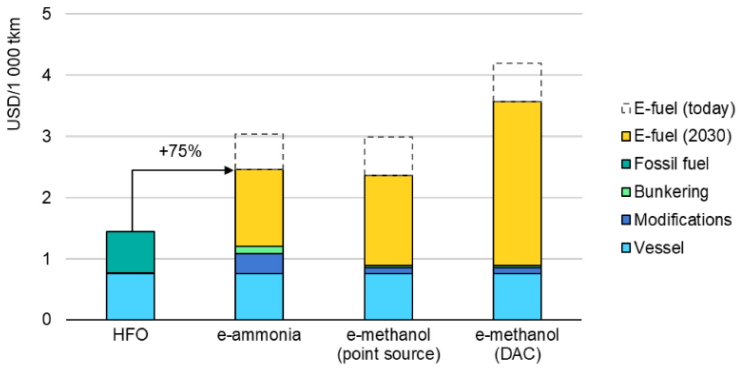


Figura 4.28: coste total de propiedad de un portacontenedores por combustible.[13]

Así, el despliegue acelerado de *e-fuels* en el sector marítimo requeriría inversiones significativas tanto en producción, como en infraestructura de repostaje y buques. Como ejemplo, alcanzar una cuota del 10% implicaría:

- Una demanda de aproximadamente 70Mt anuales de e-amoníaco o e-metanol, lo que equivale a 3,5 veces el volumen global actualmente comercializado de amoníaco o 2 veces el comercio de metanol.
- Unas inversiones acumuladas adicionales en capacidad de flota de entre 27.000 y 67.000 M€, dependiendo de cómo se distribuyan entre buques propulsados por amoníaco y metanol.
- Una inversión incremental estimada para la infraestructura de abastecimiento de combustible del orden de los 9.000 a 27.000 M€.

5 LÍNEAS TECNOLÓGICAS PRIORITARIAS PARA EL SECTOR VASCO

El trabajo de análisis y contraste con la industria energética vasca, realizado mediante la metodología presentada en el segundo apartado, ha permitido seleccionar las prioridades tecnológicas de forma estructurada y alineada con las capacidades y necesidades del tejido empresarial.

En total, se han identificado 28 líneas tecnológicas de especial interés para el desarrollo del ecosistema vasco en torno a los combustibles renovables, las cuales se distribuyen entre las distintas áreas de acuerdo con la siguiente figura.

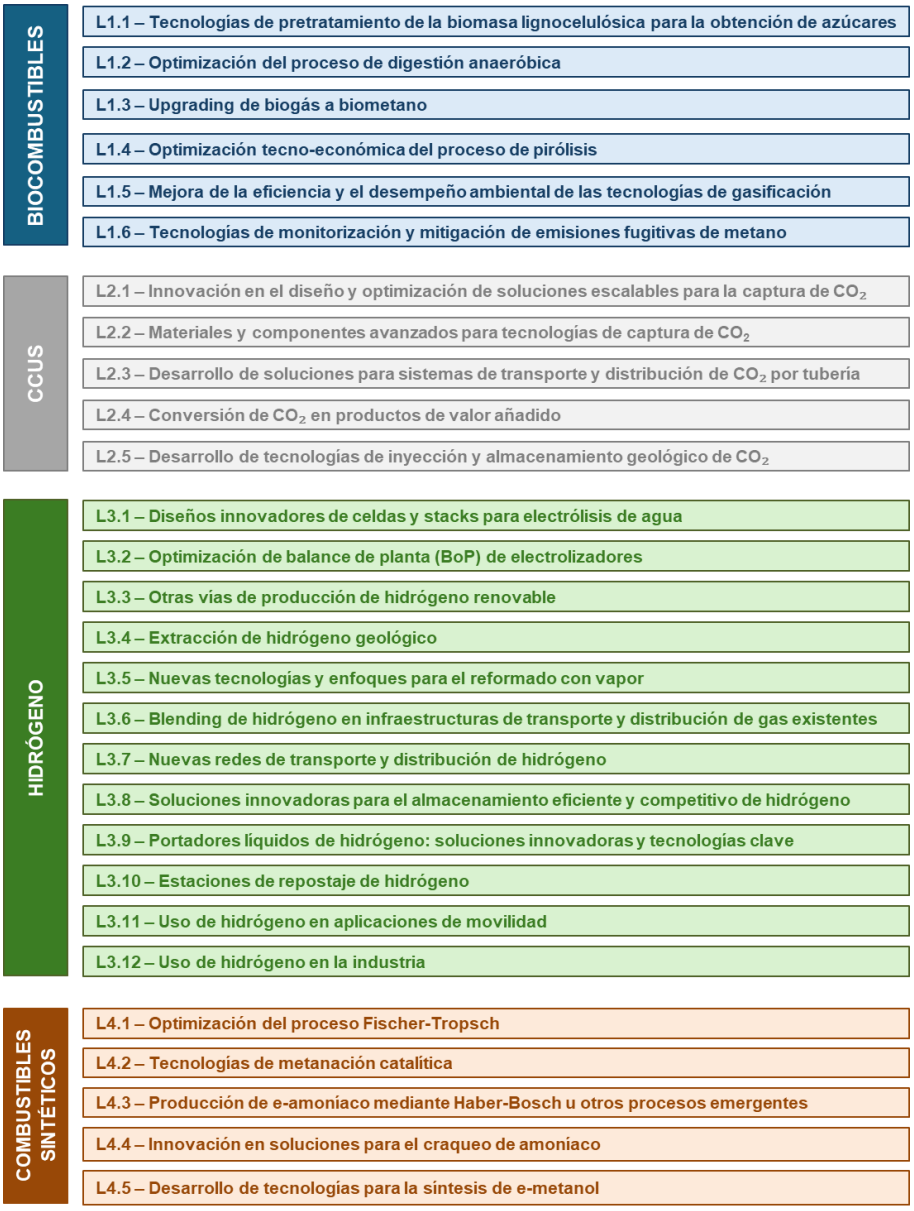


Figura 5.1: líneas tecnológicas de la Hoja de Ruta de Combustibles Renovables.

Estas líneas tecnológicas abarcan toda la cadena de valor, desde la producción y el almacenamiento de diversos combustibles renovables, hasta su transporte, distribución y uso final en distintos sectores. Además, según los intereses manifestados por las empresas, estas líneas pueden clasificarse según el horizonte temporal en el que el tejido empresarial espera incorporar los resultados de la actividad de I+D en su negocio, de la siguiente manera:

- Líneas con un horizonte temporal a corto plazo (C/P): aquellas cuyo esfuerzo de desarrollo tecnológico se prevé en los próximos 2-3 años.
- Líneas con un horizonte temporal a medio plazo (M/P): aquellas cuyo desarrollo se estima para el año 2030.

Aunque la casuística es muy heterogénea y la interpretación no siempre es unívoca, en las líneas de corto plazo resulta razonable anticipar una mayor implicación de las empresas, con recursos propios, en la actividad de I+D. En cambio, en las líneas de medio plazo, es probable que, en general, el mayor peso de la actividad de I+D recaiga sobre los agentes de la RVCTI.

La siguiente figura muestra las líneas tecnológicas priorizadas, clasificadas según su área, el segmento de la cadena de valor y el horizonte temporal.

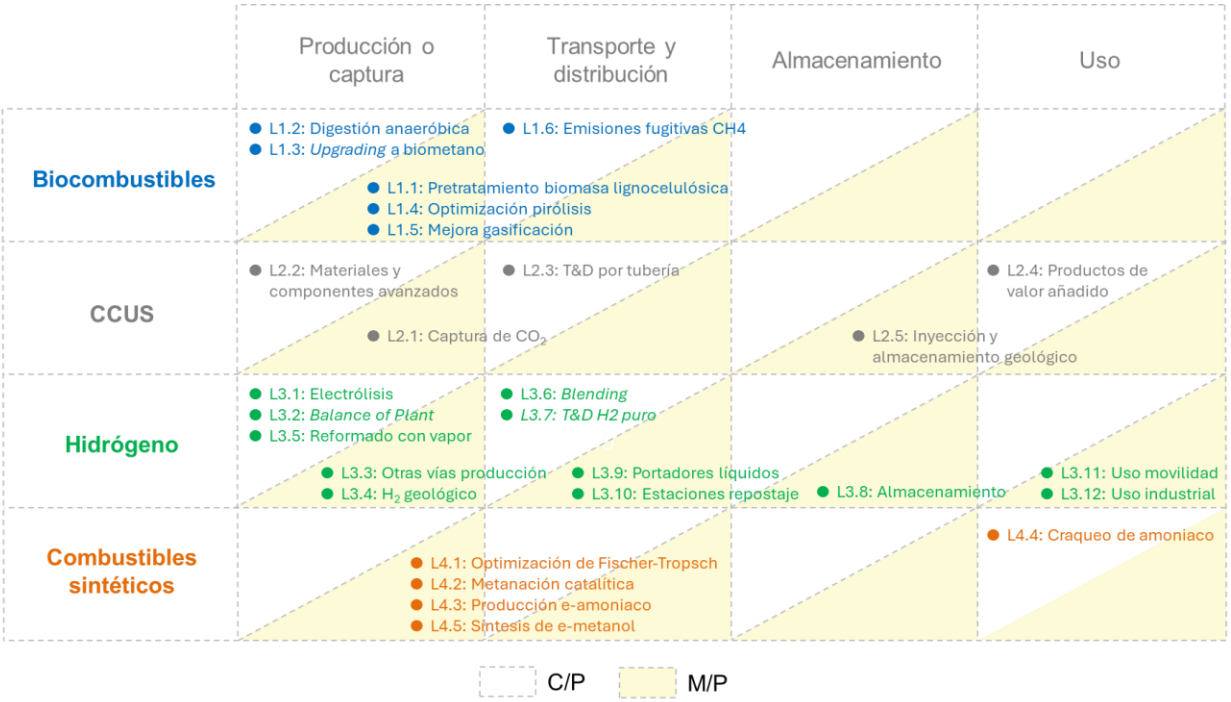


Figura 5.2: clasificación de las líneas tecnológicas de la Hoja de Ruta.

A continuación, se presenta el alcance de cada línea tecnológica, incluyendo una breve descripción de su nivel de madurez tecnológica, los parámetros clave que influyen en su desempeño y coste, así como los principales desafíos asociados. Cada línea se desglosa, además, en diversas áreas de I+D, que aportan un mayor nivel de detalle.

En este punto cabe un especial agradecimiento a los 8 agentes de I+D que han colaborado en la elaboración del detalle de las líneas tecnológicas: CEIT, CIC energiGUNE, Cidetec, EHU, Ikerlan, Lortek, Tecnalia y Tekniker.

5.1 Biocombustibles

L1.1 – Tecnologías de pretratamiento de la biomasa lignocelulósica para la obtención de azúcares

Descripción y alcance de la línea tecnológica

Existen diversas tecnologías para el pretratamiento de la biomasa lignocelulósica con el fin de obtener azúcares, las cuales se encuentran en diferentes estados de desarrollo. Las tecnologías *Steam explosion* y *Organosolv* se encuentran en TRLs elevados (6-8) y existen resultados industriales en los que se demuestra su implementación en plantas de demostración y ensayos con biomasa real. En el proceso *Organosolv,* el reto tecnológico principal es utilizar disolventes menos tóxicos/volátiles – sostenibles – y una mayor recuperación del disolvente empleado, mientras que en el proceso *Steam explosion* el reto principal radica en la selectividad de los productos, ya que algunos de sus productos, furfural (FF) o hidrometil-furufural (HMF) actúan como inhibidores.

Otras tecnologías tales como líquidos iónicos (LI), la mecanosíntesis, los disolventes eutécticos profundos (DES), los microondas y la cavitación, se encuentran aún en etapas de laboratorio o piloto (TRL 3–5), con un número creciente de estudios orientados a demostrar su viabilidad y desarrollar estrategias de escalado. Los principales retos son el elevado coste de los disolventes – especialmente el de los líquidos iónicos – y la escalabilidad de estos procesos, así como la corrosión asociada a la mecanosíntesis. En el caso de los DES, que presentan una alternativa más ecológica que la de los líquidos iónicos, los desafíos se centran en su estabilidad térmica y en la recuperación de los medios de reacción.

Asimismo, también se están desarrollando procesos basados en enzimas. El coste asociado a su desarrollo incluye el uso de técnicas de caracterización y análisis altamente costosas. Para reducir los costes de los cócteles enzimáticos, los parámetros clave son la productividad, la estabilidad y la capacidad de reciclado de las enzimas. Se requiere, por consiguiente, la búsqueda de nuevas enzimas más robustas y baratas, que puedan reusarse y que no se desactiven.

Tabla 5.1: ventajas y limitaciones de los diferentes métodos de pretratamiento.

Método	Ventajas	Limitaciones
Líquidos iónicos	Alta remoción de lignina; elevados rendimientos	Coste elevado, reciclado complejo
Organosolv	Lignina pura y celulosa muy digerible	Uso de solventes volátiles
AFEX	Sin inhibidores; eficaz en residuos agrícolas	Costo de recuperación de amoníaco

Vapor / Hidrotermal	Económico, sin químicos	Formación de inhibidores
Ácido/Alcalino	Bien establecidos	Corrosión, residuos químicos
Biológico/Emergentes	Sostenible; potencial interdisciplinar	Lentitud, escalado difícil

Por otro lado, los sistemas modulares concebidos para operar cerca del origen de la biomasa deben ser escalables, versátiles, autónomos y altamente eficientes desde el punto de vista energético. Para alcanzar estos objetivos, resulta fundamental reducir tanto el CAPEX como el OPEX mediante el uso de sistemas flexibles – capaces de procesar diferentes tipos de biomasa – y automatizados, con capacidad de operación remota.

La caracterización de la conversión de la biomasa presenta como principal reto tecnológico la determinación de parámetros cinéticos clave, tales como la energía de activación y las velocidades de reacción en cada etapa del proceso (hidrólisis, fermentación, etc.). Para ello, es fundamental establecer modelos cinéticos generalizables y realizar mediciones precisas de los parámetros termodinámicos involucrados.

En relación con la valorización de los subproductos derivados del fraccionamiento de la biomasa, varios procesos químicos basados en catálisis heterogénea buscan producir compuestos de alto valor añadido. Aunque existen procesos homogéneos a escala industrial, estos suelen ser menos sostenibles que los heterogéneos. Por tanto, el desafío principal consiste en desarrollar catalizadores heterogéneos activos y selectivos para transformar los subproductos de la biomasa en compuestos de alto valor.

Finalmente, la integración de hidrólisis enzimática y fermentación, aunque prometedora, se encuentra actualmente en fase de laboratorio. Entre sus principales retos están la ingeniería de microorganismos resistentes a condiciones extremas, el equilibrio entre las velocidades de hidrólisis y fermentación y la minimización de inhibidores intermedios.

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

- Desarrollo de métodos más sostenibles, eficientes y rentables, tales como *steam explosion*, *Organosolv*, mecanosíntesis, cavitación hidrodinámica, microondas avanzadas, líquidos iónicos, solventes eutécticos profundos, etc.

- Técnicas analíticas avanzadas para identificar los efectos de las enzimas en las diferentes características de la biomasa y mejorar el rendimiento enzimático.
- Reducción de costos de los cócteles enzimáticos, mediante otras enzimas o recirculación.
- Caracterización de la biomasa mediante diversas técnicas y determinación de los parámetros cinéticos clave de su hidrólisis (p. ej. la energía de activación, etc.).
- Desarrollo e integración de procesos quimio-enzimáticos que combinen la alta velocidad de la catálisis química con la elevada selectividad de las enzimas.
- Integración de las etapas del proceso mediante la combinación de hidrólisis enzimática y fermentación en una única unidad, equilibrando la actividad enzimática y microbiana.
- Integración de las tecnologías de fraccionamiento con los procesos de valorización posteriores.
- Sistemas modulares, ubicables cerca de las fuentes de biomasa, como estrategia eficaz para optimizar la logística de la materia prima.
- Tecnologías para la valorización de los subproductos derivados del fraccionamiento de biomasa (p. ej. valorización de lignina a aditivos para gasolinas y moléculas plataforma a biocombustibles y biomonómeros o bioplásticos).

L1.2 – Optimización del proceso de digestión anaeróbica

Descripción y alcance de la línea tecnológica

La digestión anaeróbica (DA), o biometanización de residuos orgánicos, es un proceso maduro y conocido que convierte estos residuos en biogás (una fuente de biometano) y biofertilizantes. No obstante, existen diversos aspectos con margen de optimización, como la co-digestión de diferentes sustratos, la valorización del digerido y la implementación de herramientas digitales (sistemas de control, gemelos digitales, etc.).

El TRL de esta línea no es uniforme, ya que varía significativamente según el tipo de biomasa y el grado de valorización del digerido.

- DA con *feedstock* ganadero: la DA de purines y estiércol es una tecnología muy madura, con un TRL 8-9. Existen numerosas plantas comerciales a gran escala en todo el mundo, donde su optimización se centra en mejorar la eficiencia y reducir los costes operativos.

- DA con biomasa lignocelulósica: este es el componente menos maduro. Los compuestos lignocelulósicos presentes en paja, restos forestales, residuos agroalimentarios o cultivos energéticos son, en ocasiones, muy resistentes a la degradación biológica. Por ello, se requieren pretratamientos físicos, químicos o biológicos para romper su estructura. La tecnología para estos sustratos se encuentra en un TRL 5-7, con plantas piloto que buscan demostrar la viabilidad técnica y económica de dichos pretratamientos. La co-digestión, que mezcla feedstock ganadero con biomasa lignocelulósica, es una estrategia común (TRL 7-8) para equilibrar el proceso.

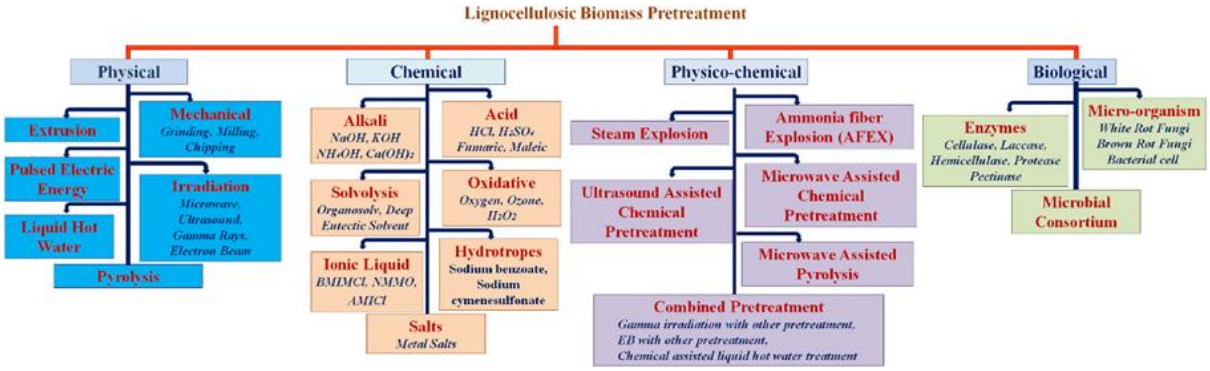


Figura 5.3: tipologías de pretratamiento de biomasa lignocelulósica. [15]

- Valorización avanzada del digerido: la aplicación directa del digerido como fertilizante es una práctica madura (TRL 9). Sin embargo, las técnicas de

[15] Kumar et al., 2020, https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2019.106244

valorización avanzada, como la recuperación de nutrientes (*stripping* de nitrógeno, precipitación de estruvita para el fósforo) o su conversión en productos de mayor valor añadido (biochar, biofertilizantes), se encuentran en fase de desarrollo y demostración (TRL 4-7). Cabe destacar que, en el caso de la estruvita, ya existen algunas instalaciones operando a escala real.

El rendimiento y la rentabilidad de una planta de biogás dependen de un control estricto de varios parámetros, como son la temperatura (mesofílica – 35°C o termofílica – 55°C), la relación C/N del sustrato (una relación óptima de 25-30 es crucial: el *feedstock* ganadero es rico en N, mientras que la biomasa lignocelulósica aporta C, lo que hace atractiva su co-digestión), el Tiempo de Retención Hidráulico (TRH), carga orgánica (ORL), el pH y la producción y composición del biogás (habitualmente 60-70% de metano).

El CAPEX en una instalación está dominado por el coste del reactor de digestión y sistemas auxiliares (agitación, calentamiento, bombeos, sensores, etc.), así como por los equipos de pre-tratamiento del sustrato y *upgrading* del biogás si los hubiera. El OPEX incluye la logística y posible coste de la biomasa o sustrato utilizados, el consumo energético, mantenimiento, personal, y de manera importante la gestión posterior del digerido.

Algunos de los principales retos tecnológicos en esta línea son los siguientes:

1) Reducción de costes del pre-tratamiento: el principal cuello de botella para la biomasa lignocelulósica es desarrollar pre-tratamientos que sean eficientes energética y económicamente, y hacerlos viables a gran escala.

2) Digitalización y control de procesos: implementar sensores avanzados y modelos de inteligencia artificial (simuladores, gemelos digitales) para monitorizar y optimizar el proceso en tiempo real, mejorando la estabilidad y anticipando fallos.

3) Maximizar la recuperación de nutrientes del digerido: desarrollar tecnologías de valorización del digerido que sean robustas, escalables y capaces de generar productos de alto valor que puedan competir en el mercado, cerrando el ciclo de nutrientes de forma eficiente.

Horizonte temporal: C/P

Áreas de I+D

Optimización del proceso de digestión anaeróbica

- Aumento del conocimiento sobre la síntesis de los componentes de la pared celular, así como sobre la microbiología y la bioquímica del proceso.

- Monitoreo avanzado y control en tiempo real de los parámetros de operación de mediante la incorporación de tecnologías de sensores y análisis de datos.
- Desarrollo de materiales sostenibles y anticorrosivos para digestores y tanques que incrementen la vida útil y reduzcan los costes de mantenimiento en entornos de alta agresividad química.
- Sistemas avanzados de agitación de bajo consumo con geometrías optimizadas para maximizar la producción de metano.
- Sistemas de digestión semiseca que optimicen el consumo hídrico, reduzcan volúmenes de digestores y mejoren el tratamiento de sustratos con alto contenido en sólidos.
- Desarrollo de digestores de múltiples etapas que mejoren la producción de metano.
- Combinación de las etapas de digestión termofílica y mesofílica, aprovechando las ventajas de ambos rangos de temperatura.
- Estrategias de co-digestión de una variedad de sustratos y control del proceso a través de la monitorización de T, pH, tasa de carga orgánica, relación C:N, etc.

Generación de biogás a partir de biomasa lignocelulósica

- Desarrollo de tecnologías físicas, químicas o biológicas para el pretratamiento del material lignocelulósico y/o *feedstock* agroganadero.
- Estrategias de mitigación para la inhibición inducida por el sustrato.
- Caracterización del tiempo de retención hidráulica y de los parámetros de operación óptimos para cada tipo de biomasa o *feedstock* agroganadero.
- Desarrollo y caracterización de nanomateriales y aditivos específicos como catalizadores biológicos para maximizar la producción de biometano y reducir los tiempos de digestión.

Valorización avanzada del digerido

- Tecnologías de separación avanzada de digerido con recuperación selectiva de nutrientes (N, P, K) para la elaboración de fertilizantes a medida.
- Sistemas de tratamiento térmico optimizado para la higienización y estabilización del digerido (p. ej. con aprovechamiento del calor residual de la planta).

- Tratamiento térmico mediante hidrólisis o pirólisis para la obtención de un char valorizable.
- Sistemas de secado y peletización de bajo consumo energético para la comercialización del digerido sólido como enmienda orgánica de alto valor.
- Sistemas flexibles de tratamiento de fracciones líquidas del digerido mediante tecnologías combinadas fisicoquímicas y biológicas para su reutilización en riego o recirculación al proceso.

L1.3 – *Upgrading* de biogás a biometano

Descripción y alcance de la línea tecnológica

El *upgrading* de biogás a biometano es un proceso esencial para transformar el biogás – una mezcla principalmente de metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), junto con impurezas como H_2S, NH_3, siloxanos y humedad – en biometano, un gas con una alta concentración de metano (>95%) que puede utilizarse como sustituto directo del gas natural en diversas aplicaciones: generación térmica y eléctrica, movilidad sostenible (vehículos GNC/biometano) e inyección en redes de gas convencionales.

Existen diversas tecnologías para el *upgrading* del biogás, que se dividen en varias categorías principales: fisicoquímicas, electroquímicas y biológicas.

- Las tecnologías fisicoquímicas incluyen la absorción, que consiste en transferir el CO_2 del biogás a una solución líquida, como agua, solventes orgánicos o reactivos químicos como las aminas; la adsorción, que implica la transferencia de contaminantes a un adsorbente sólido poroso, como zeolitas, carbón activado o tamices moleculares; la tecnología de membranas, que utiliza la permeación selectiva para separar los contaminantes del biogás, reteniendo el metano. Esta técnica ha ganado popularidad en Europa, representando el 50% de las tecnologías de *upgrading* en 2021; o el uso de catalizadores que transforman el CO_2 en metano mediante la reacción de Sabatier, lo que permite evitar la emisión de CO_2 a la atmósfera.

- Las tecnologías electroquímicas utilizan una celda electrolítica alimentada por electricidad, donde se aplica un potencial eléctrico para separar selectivamente el CO_2 del CH_4. Una configuración prometedora emplea una membrana de intercambio aniónico (AEM), la cual permite el transporte de iones carbonato/bicarbonato (HCO_3^-/CO_3^{2-}) generados electroquímicamente, facilitando así la purificación del metano.

- Las tecnologías biológicas incluyen la metanación biológica, que emplea metanógenos hidrogenotróficos para transformar el CO_2 en CH_4 mediante la adición de hidrógeno (H_2). Los procesos fotosintéticos utilizan microalgas y bacterias para absorber el CO_2 y otros contaminantes presentes en el biogás. Aunque estas tecnologías son sostenibles y de bajo costo, requieren tiempos prolongados de retención del biogás, lo que conlleva la necesidad de biorreactores de gran volumen.

A pesar de su creciente madurez, las tecnologías de *upgrading* enfrentan desafíos operativos, económicos y medioambientales. Las tecnologías físicoquímicas suelen implicar elevados costes energéticos y operativos, mientras que las membranas presentan limitaciones en eficiencia a baja presión y problemas de durabilidad ante gases ácidos. La I+D se centra en nuevos materiales y configuraciones de membranas para superar estas barreras. Actualmente, se avanza en esquemas de integración de

procesos que combinen el *upgrading* con la recuperación de energía, la metanación del CO_2 y la valorización del CO_2 excedente. Asimismo, se exploran modelos de simbiosis industrial para aprovechar calores residuales, corrientes de hidrógeno renovable e infraestructuras compartidas entre industrias agroalimentarias, papeleras o de tratamiento de residuos.

Además, el desarrollo de tecnologías que faciliten la generación distribuida de biometano – incluyendo sistemas compactos, automatizados y modulares – resulta fundamental para su adopción por parte de pymes y cooperativas rurales. La innovación continua en este ámbito permitirá reducir el coste del biometano, mejorar su huella ambiental y consolidarlo como una herramienta clave en la descarbonización y en la seguridad del suministro energético.

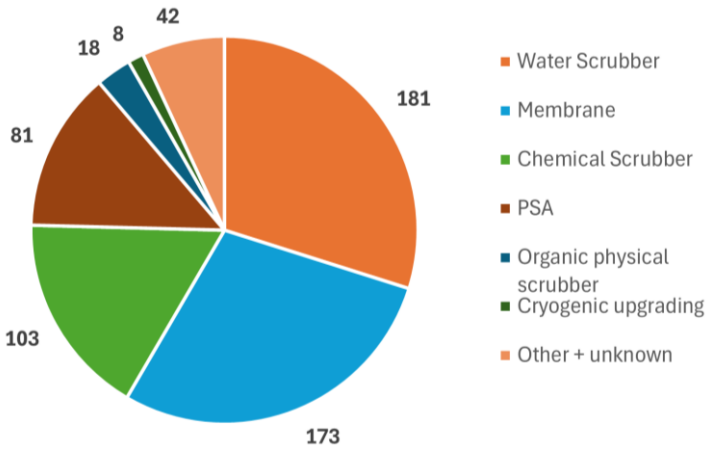


Figura 5.4: distribución de las tecnologías de purificación de biogás.[16]

Horizonte temporal: C/P

Áreas de I+D

- Desarrollo de nuevas tecnologías de *upgrading* más económicas y con menor impacto ambiental, incluyendo procesos híbridos (p. ej., adsorción combinada con membranas optimizadas, etc.) y tecnologías emergentes de *upgrading* más eficientes (p. ej. tecnologías electroquímicas).

- Desarrollo de catalizadores resistentes a los compuestos de azufre.

[16] Datos de IEA, 2020, IEA Bioenergy Task 37 updated list of biogas upgrading plants

- Desarrollo de materiales para entornos industriales altamente corrosivos:
    - Nuevos materiales o recubrimientos avanzados para equipos utilizados en sectores como la industria petroquímica y la producción de fertilizantes, donde predominan ambientes extremos.
    - Estudio del comportamiento frente a la corrosión en presencia de agentes agresivos como H_2S, NH_3, CO_2, cloruros, entre otros.
- Desarrollo de membranas avanzadas (p. ej., nuevos polímeros resistentes a contaminantes, membranas inorgánicas, y membranas de matriz mixta con mejores propiedades selectivas a CH_4 y mayor durabilidad).
- Eliminación de especies inorgánicas (H_2S, NH_3, siloxanos) del gas mediante uso de sorbentes regenerables y limpieza de gas caliente.
- Tecnologías avanzadas de desulfuración y tratamiento de contaminantes corrosivos (H_2S), orientadas a minimizar el deterioro de membranas, compresores y tuberías, y a prolongar la vida útil de los sistemas.
- Digitalización mediante sensórica avanzada, inteligencia artificial y gemelos digitales, para monitorización en tiempo real, predicción de fallos y optimización energética y operativa.
- Integración de sistemas en contenedor para su aplicación remota, incluyendo energías renovables para que puedan trabajar sin conexión eléctrica.
- Producción aumentada de biometano mediante metanación catalítica o biológica del CO_2 residual, usando hidrógeno verde de origen renovable, con especial énfasis en integración con electrolizadores y gestión dinámica de carga.
- Sistemas integrados de almacenamiento híbrido de gases (CO_2, H_2, bioCH_4) con capacidad de respuesta a demanda y gestión inteligente para optimizar la comercialización de biometano y servicios auxiliares a la red.

L1.4 – Optimización tecno-económica del proceso de pirólisis

Descripción y alcance de la línea tecnológica

La pirólisis es un proceso de descomposición térmica de la materia orgánica inducido por el calor en ausencia de aire, que provoca la desvolatilización y, en ciertos casos, un fenómeno de carbonización. Se trata de un proceso endotérmico y no selectivo que, aplicado a materiales como la biomasa lignocelulósica o residuos sólidos urbanos (RSU), genera tres productos principales:

- un sólido conocido como biochar, producto de la carbonización,
- un líquido denominado bio-oil, producto de la condensación parcial de los volátiles, y
- un gas, producto directo de la desvolatilización.

Las variables operativas más importantes en la pirólisis son la temperatura, la velocidad de calentamiento y el tiempo de residencia de los volátiles, dado que normalmente se trabaja a presión atmosférica. También es posible emplear catalizadores que intervengan en el craqueo o en las reacciones secundarias entre productos. Como se muestra en la siguiente tabla, la velocidad de calentamiento permite distinguir entre pirólisis lenta (slow), rápida (fast) y muy rápida (flash). En términos generales, temperaturas elevadas y tiempos prolongados de residencia de los volátiles favorecen la producción de gases en detrimento de los líquidos, mientras que las velocidades de calentamiento lentas promueven la carbonización.

Tabla 5.2: principales variables de operación en el proceso de pirólisis.[17]

Method	Temperature (°C)	Residence time	Heating rate (°C/s)	Major products
Conventional/slow pyrolysis	Medium-high 400-500	Long 5-30 min	Low 10	Gases, char, bio-oil (tar)
Fast pyrolysis	Medium-high 400-650	Short 0.5-2 s	High 100	Bio-oil (thinner), gases, char
Ultra-fast/flash pyrolysis	High 700-1000	Very short <0.5 s	Very high >500	Gases, bio-oil

La pirólisis es una tecnología madura con plantas industriales en operación o en fase de construcción, principalmente orientadas al tratamiento de residuos plásticos (TRL

[17] Amenaghawon et al., 2021, https://doi.org/10.1007/s10668-021-01276-5

9). Cuando se trabaja con biomasa o residuos que contienen biomasa, el principal reto tecnológico radica en la gestión del bio-oil, ya que tanto el gas como el sólido resultante de la pirólisis presentan mayor facilidad para su utilización. El gas de pirólisis es un combustible renovable de bajo poder calorífico (10-20 MJ/Nm^3) que, en la mayoría de las tecnologías, se utiliza para cubrir parcialmente las necesidades energéticas del proceso. El biochar, por su parte, ya se emplea comercialmente como enmienda del suelo, material de refuerzo y sustituto de carbones fósiles en la generación de energía y procesos metalúrgicos. Asimismo, se investiga su aplicación como adsorbente en fase líquida y gaseosa, como materia prima para la fabricación de ánodos en baterías, y como catalizador, tanto en forma pura como en la función de soporte.

Sin embargo, el bio-oil, que en teoría podría ser un combustible líquido renovable, es un producto altamente oxigenado (incluso puede contener una fase acuosa), inestable y de naturaleza ácida. En la práctica, el postratamiento es inevitable, habitualmente mediante hidrotratamiento, un proceso que rara vez resulta económicamente competitivo si se aplica exclusivamente al bio-oil, salvo que se realice en instalaciones existentes en refinerías mezclándolo con corrientes fósiles.

Algunos diseños tecnológicos centrados en la producción de biochar plantean quemar toda la fracción volátil sin enfriamiento, utilizando el bio-oil junto con el gas de pirólisis como combustible en la propia planta, incluso antes de que se genere completamente. No obstante, resulta muy difícil evitar por completo la aparición de condensados, los cuales pueden causar obstrucciones y problemas operativos. Por tanto, la optimización técnica del proceso de pirólisis debe enfocarse en producir un bio-oil con mejores propiedades combustibles o dirigido a la obtención de compuestos plataforma, como el fenol. Esta optimización técnica conllevará, a su vez, una mejora en la viabilidad económica del proceso.

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

- Profundización en la comprensión del mecanismo de reacción y de los parámetros cinéticos para el desarrollo de modelos de simulación del proceso.
- Desarrollo de sistemas de monitorización y control de la temperatura y de la velocidad de calentamiento para reducir la aglomeración y mejorar la eficiencia.
- Catalizadores innovadores para reducir la temperatura de reacción y optimizar la distribución selectiva de productos, y estudio de su viabilidad a gran escala.
- Nuevas configuraciones como la utilización de catalizadores como material de lecho para aumentar el rendimiento y la calidad del bio-oil, y estudio de su viabilidad a gran escala.

- Nuevos procesos para la valorización de los subproductos y mejorar la rentabilidad de la pirólisis (p. ej., mediante la conversión de biochar en carbón activado).
- Desarrollo de configuraciones de reactor más fáciles de escalar y económicas: lechos fluidizados, reactores rotativos.
- Pirólisis por microondas o por inducción.
- Optimización para procesos de pirólisis de tipologías específicas de residuos.
- Pirólisis de metano para la producción de hidrógeno y carbono.
- Integración con otras tecnologías, como, por ejemplo, con WGS para obtención de hidrógeno.

L1.5 – Mejora de la eficiencia y el desempeño ambiental de las tecnologías de gasificación

Descripción y alcance de la línea tecnológica

La gasificación es una tecnología termoquímica que convierte materiales carbonosos – como biomasa, residuos sólidos o lodos – en un gas de síntesis (syngas) compuesto principalmente por monóxido de carbono (CO), hidrógeno (H_2), dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y otros compuestos en menor proporción. Este gas puede emplearse como vector energético o como materia prima intermedia para la producción de combustibles renovables, productos químicos, hidrógeno verde, así como para la generación de electricidad y calor.

Los gasificadores se clasifican según el tipo de agente gasificante utilizado (aire, oxígeno, vapor, CO_2 o mezclas), el régimen térmico (autotérmico o alotérmico), el tipo de alimentación (lecho fijo, lecho fluidizado, de flujo) y la escala (distribuida o centralizada). Cada configuración afecta el rendimiento del proceso, la composición del gas generado y el nivel de impurezas presentes.

A pesar de su madurez tecnológica, los sistemas de gasificación aún enfrentan retos importantes relacionados con la eficiencia global, el control del proceso, la flexibilidad frente a la variabilidad del combustible y la reducción de emisiones contaminantes. La mayoría de las tecnologías tradicionales de gasificación para biomasa y residuos – como las de lecho fijo y lecho fluidizado – cuentan con un nivel elevado de madurez tecnológica (TRL 7–9), y existen plantas comerciales operativas a escala industrial en varios países europeos. No obstante, persisten barreras técnicas y económicas que limitan su despliegue a gran escala, especialmente en aplicaciones distribuidas.

Factores como la heterogeneidad de la materia prima, la formación de alquitranes, y la presencia de partículas sólidas, compuestos clorados, azufrados o metales pesados afectan a la calidad del gas generado y dificultan su posterior uso. La mejora del desempeño ambiental está directamente relacionada con estrategias de limpieza del gas en caliente, la reducción de residuos sólidos, la valorización de subproductos y la minimización de emisiones fugitivas o difusas. Además, se requiere una mayor integración energética y de procesos para incrementar la eficiencia térmica global de las instalaciones.

Muchas de las innovaciones clave en esta área, como la limpieza avanzada del gas en caliente, la reducción integrada de alquitranes, la gasificación autotérmica con vapor u oxígeno, los diseños contenerizados o la hibridación con fuentes renovables (solar térmica o electrólisis), se encuentran en niveles intermedios de madurez tecnológica (TRL 4–6). Esto implica la necesidad de validar estas tecnologías en entornos operativos relevantes. Por tanto, es fundamental incrementar la inversión en prototipos piloto, bancos de ensayo y actividades de validación precomercial, con el fin de cerrar la brecha existente entre la fase de laboratorio y la implementación a escala industrial.

El desarrollo de gasificadores inteligentes, altamente automatizados y modulares, capaces de operar con diferentes tipos de alimentación y adaptarse dinámicamente a condiciones cambiantes, representa una oportunidad clave para su despliegue a mayor escala. Además, su integración con energías renovables y el uso de oxígeno o hidrógeno verdes abren nuevas rutas hacia la producción de combustibles neutros en carbono e hidrógeno renovable.

Esta línea tecnológica busca optimizar tanto el diseño y la operación de los gasificadores como su integración en esquemas más amplios de economía circular, valorización energética de residuos y producción descentralizada de vectores energéticos bajos en carbono, contribuyendo activamente a la descarbonización de sectores difíciles de electrificar.

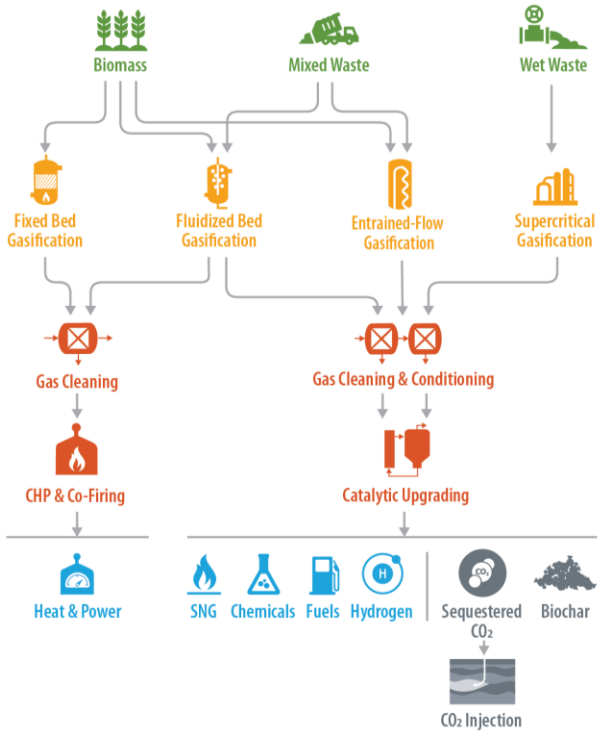


Figura 5.5: visión general de operaciones y procesos en la gasificación de biomasa y residuos.[18]

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

- Comprensión integral de los parámetros operativos (temperatura, presión, tiempo de residencia, régimen de flujo) para maximizar la conversión y minimizar pérdidas energéticas o formación de subproductos no deseados.

[18] IEA Bioenergy, Task 33 – Gasification of Biogenic and Waste Feedstocks for a Sustainable Future

- Desarrollo de gemelos digitales del gasificador, integrando simulación CFD, balances de masa y energía, comportamiento termodinámico del lecho y predicción de fallos o mantenimiento basado en datos.
- Desarrollo de catalizadores y estrategias de tratamiento del syngas (p. ej. ajuste de composiciones, limpieza para reducir el alquitrán y los contaminantes).
- Gasificación catalítica, utilizando catalizadores para mejorar la conversión, reducir alquitranes y aumentar la selectividad hacia H2 o syngas enriquecido.
- Reducción de alquitrán mediante técnicas térmicas, catalíticas y de plasma.
- Diseño de sistemas de aprovechamiento de calor residual (p. ej., mediante simbiosis industrial e infraestructuras comunes).
- Desarrollo de sistemas contenerizados, compactos y modulares de gasificación, especialmente orientados a entornos rurales o industriales aislados.
- Evaluación de nuevas materias primas y pretratamientos innovadores (peletizado, torrefacción, secado por microondas, digestatos, plásticos no reciclables) y su efecto en la estabilidad del proceso y calidad del gas de síntesis.
- Optimización mediante IA y ML del control de los parámetros de operación del gasificador frente a la variabilidad de la materia prima y la demanda energética.

L1.6 – Tecnologías de monitorización y mitigación de emisiones fugitivas de metano

Descripción y alcance de la línea tecnológica

Las emisiones fugitivas de CH_4 se producen a lo largo de toda la cadena industrial del Oil&Gas, desde las actividades *upstream* – como la exploración, perforación, producción y transporte – hasta las actividades *downstream*, que incluyen el refino de petróleo, el procesamiento de gas natural y el transporte de productos. Las fuentes de estas emisiones fugitivas incluyen, entre otras, fugas en tanques y otros equipos, pérdidas por evaporación y *flashing*, venteo de tanques, sellos, proceso, etc., y liberaciones accidentales debidas a excavaciones en oleoductos o reventones de pozos, por ejemplo. En 2022 el sector Oil&Gas emitió 80 Mt de CH_4 a la atmosfera.

El cumplimiento del escenario de emisiones netas cero de la IEA (NZE) requiere que las emisiones fugitivas procedentes de las operaciones de petróleo y gas se reduzcan hasta 17 Mt en 2030. Se estima que ello supone un coste de aproximadamente 75.000 M€, de los cuales alrededor del 65% corresponde a gastos de capital en nuevos equipos y el 35% restante a costos operativos, principalmente relacionados con programas de detección y reparación de fugas.

Por tanto, este ámbito de actuación representa una oportunidad para la investigación orientada a acelerar el desarrollo de tecnologías y soluciones para la mitigación de emisiones fugitivas que contribuyan a mejorar la fiabilidad y resiliencia de la infraestructura de petróleo y gas natural.

Los objetivos principales de esta I+D son:

- Desarrollar componentes y tecnologías avanzadas para la infraestructura relacionada con la producción, procesamiento, transporte y almacenamiento de petróleo y gas natural, con el fin de apoyar su *upgrading*; es decir, la optimización de componentes y equipos orientada a reducir las emisiones derivadas de fallos en los mismos.

- Mejorar las capacidades para detectar y monitorear las emisiones de metano mediante el desarrollo de tecnologías avanzadas de sensores y métodos más precisos de teledetección y análisis geoespacial. Estas tecnologías permitirían aumentar la accesibilidad a los datos y mejorar la cuantificación de las emisiones de metano.

Impulsar tecnologías innovadoras de inspección, que permitan a los operadores revisar componentes instalados sin necesidad de excavación ni inspección en campo, y soluciones de reparación dentro de tuberías existentes, como nuevos sistemas de recubrimiento y materiales avanzados.

Horizonte temporal: C/P

Áreas de I+D

- Investigación en métodos novedosos de detección y monitoreo (p. ej., sensores de monitoreo continuo, drones, etc.)
- Desarrollo y optimización de técnicas de captura de fugas, incluidas las provenientes de fuentes ultra-diluidas (p. ej., recompresión, adsorción, destilación criogénica, etc.)
- Nuevos diseños de equipos y componentes (válvulas, compresores, etc.)
- Desarrollo de plataformas con un mayor grado de datos objetivos confiables, tanto locales como globales (p. ej. modelos probabilísticos, uso de satélites, etc.).

5.2 Captura, utilización y almacenamiento de CO_2

L2.1 – Innovación en el diseño y optimización de soluciones escalables para la captura de CO_2

Descripción y alcance de la línea tecnológica

En la actualidad, existen diversas plantas industriales donde el CO_2 se captura como parte del proceso comercial, utilizando tecnologías de captura maduras basadas principalmente en la absorción química con aminas. Estas instalaciones consisten típicamente en dos columnas que intercambian el solvente "rico" y "pobre" en CO_2 entre ellas. Asimismo, varias tecnologías emergentes cuentan con demostradores a gran escala en marcha o planificados —incluidas tecnologías basadas en absorbentes líquidos, adsorbentes sólidos y membranas—, y varios proyectos industriales están transitando de la fase de demostración a la escala comercial, con entrada en operación prevista a corto plazo.

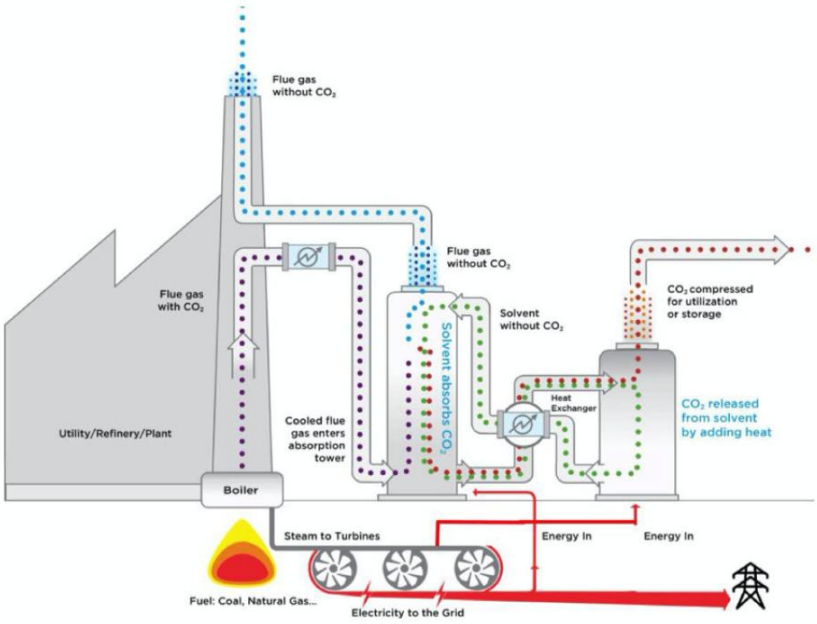


Figura 5.6: esquema de proceso basado en absorción química.[19]

Las tecnologías de captura no siempre se clasifican de la misma manera en los distintos informes, lo que dificulta la comparación directa de su nivel de TRL. En cualquier caso, en general el principal foco de desarrollo a corto y medio plazo está en su potencial de mejora en cuanto a costo, desempeño y flexibilidad.

[19] Global CCS Institute, 2021. *Technology readiness and costs of CCS*. Reproducido de Ion Engineering, 2019.

Los factores que afectan al costo de captura están principalmente relacionados con la concentración de CO_2 en la corriente, la presión y el volumen total de CO_2 a capturar, que determina el tamaño del equipo y varía entre distintos emisores. Las corrientes con presiones parciales y concentraciones más altas de CO_2 facilitan su extracción.

Como regla general, el diámetro de las columnas aumenta con el caudal de gas que circula a través de ellas. Su altura suele estar determinada por el nivel de separación requerido. En los estudios FEED, se suele considerar un porcentaje estándar de captura del 90%, aunque las tecnologías de captura actualmente alcanzan hasta un 95% de las emisiones de CO_2 y es técnicamente viable lograr tasas de captura superiores.

Las estrategias para la reducción del CAPEX incluyen las economías de escala mostradas en la siguiente figura; la disminución del volumen de los equipos mediante superficies de contacto más eficaces y ciclos de operación más rápidos; la investigación en materiales más económicos en sustitución al acero inoxidable, así como en disolventes de naturaleza menos corrosiva; o la modularización mediante soluciones contenerizadas que facilitan su instalación y reducen el tiempo de montaje; entre otros.

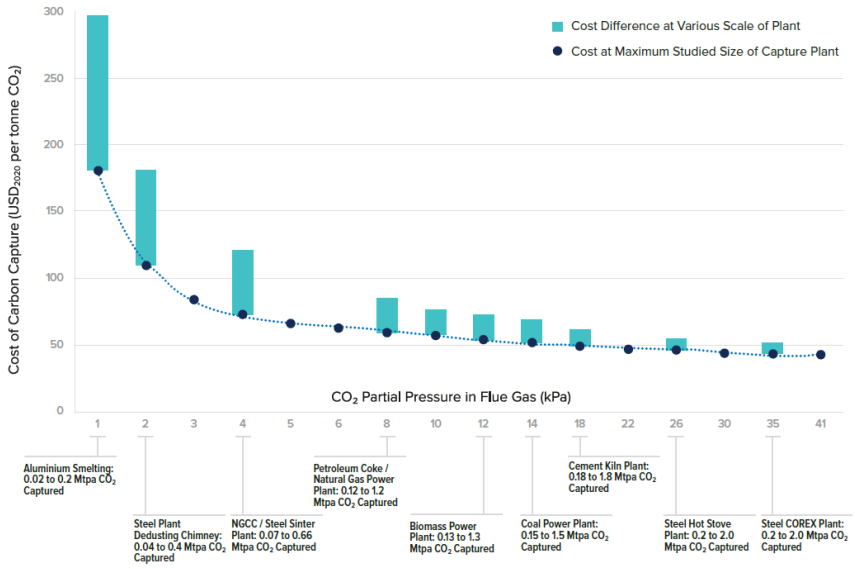


Figura 5.7: impacto de la presión parcial y la escala en el coste de captura.[20]

Por otro lado, la mayor parte del OPEX está asociado al consumo de energía necesario para la separación del CO2. Los sistemas basados en disolventes químicos requieren gran cantidad de energía térmica para su regeneración, mientras que las tecnologías criogénicas y de membranas utilizan energía eléctrica en los procesos de enfriamiento y compresión/vacío. Estos requerimientos energéticos pueden reducirse mediante

[20] Global CCS Institute, 2025. Advancements in CCS technologies and costs.

esquemas avanzados de proceso con integración energética optimizada. En este contexto, la simbiosis industrial emerge como una vía clave de innovación, permitiendo el aprovechamiento de excedentes térmicos procedentes de procesos industriales colindantes para alimentar las etapas energéticamente intensivas del proceso de captura.

Además, las impurezas en la corriente de CO_2 (NOx, SOx, PM, etc.) así como su contenido en humedad, pueden dar lugar a la generación de especies corrosivas que afectan a la eficiencia y durabilidad de las tecnologías de captura, lo que constituye otro foco clave de la actividad de I+D. En este sentido, se hace necesario un enfoque multidisciplinar que integre la caracterización de gases de proceso, la pre-purificación y el desarrollo de rutas de acondicionamiento específicas.

Finalmente, el uso de herramientas digitales como la IA, el modelado multiescala, la simulación de procesos y los gemelos digitales se vislumbra como un factor clave para optimizar la eficiencia del sistema, permitir la operación predictiva y facilitar la toma de decisiones en tiempo real.

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

- Mayor modularización de las unidades de captura para facilitar una fabricación más eficiente y/o reducir el tiempo y costo de montaje en sitio.
- Nuevas configuraciones y/o diseño paramétrico que permitan la escalabilidad desde escala piloto a aplicaciones comerciales para diversos tipos de emisores.
- Flexibilidad operativa de plantas de captura e industriales integradas, capaces de responder rápida y eficientemente a cambios en la carga.
- Desarrollo de materiales de menor costo y/o reducción de volúmenes de equipos mediante superficies de contacto más efectivas y ciclos más rápidos.
- Esquemas avanzados de proceso con integración energética optimizada para disminuir los requerimientos energéticos.
- Formación de clústeres industriales que permitan la integración energética, el uso compartido de infraestructura común y la reducción de riesgos para cada socio.
- Tecnologías para la eliminación de impurezas y/o investigación orientada a minimizar su impacto en la eficiencia y durabilidad de los sistemas de captura.

- Desarrollo de soluciones de materiales resistentes a la corrosión y a la degradación química.
- Modelado y simulación avanzada del proceso de captura (CFD, Aspen Plus, herramientas basadas en IA, etc.) para acelerar el diseño de procesos.
- Monitoreo en tiempo real y/o implementación de IA para optimizar el proceso de captura o prever necesidades de mantenimiento.
- Desarrollo de gemelos digitales de plantas de captura para pruebas virtuales, optimización dinámica y formación operativa.
- Demostración de tecnologías de captura de CO_2 a escala relevante (p. ej. mediante soluciones contenerizadas portátiles).
- Estudios de viabilidad y análisis del ciclo de vida (ACV) de las distintas soluciones para validar su sostenibilidad técnica, económica y ambiental.

L2.2 – Materiales y componentes avanzados para tecnologías de captura de CO_2

Descripción y alcance de la línea tecnológica

La captura de CO_2 mediante sorbentes sólidos constituye una de las vías más prometedoras para la reducción de emisiones en los sectores industrial y energético. Estas tecnologías comprenden aplicaciones en postcombustión, precombustión y captura directa del aire (DAC), y presentan ventajas significativas frente a los sorbentes líquidos tradicionales, como un menor consumo energético, mayor estabilidad térmica y reducción de problemas de corrosión. A continuación, se describen los principales sorbentes sólidos actualmente en desarrollo.

Tabla 5.3: tabla comparativa de sorbentes sólidos para captura de CO_2.

Sorbente sólido	Aplicación	Capacidad CO2 (mmmol/g)	Energía de Regeneración (GJ/t CO2)	TRL	Ventajas	Desventajas	Coste (€/kg)
Zeolitas	Pre/Post	1.5-3 (en seco)	1.5-2.5	8-9	Bajo coste, alta selectividad	Sensibles a la humedad	2-5
Metal Organic Frameworks (MOFs)	Pre/Post/DAC	2-5	1.5-3.0	5-7	Alta capacidad, selectividad, diseño modular	Coste alto, estabilidad limitada	10-100
Carbones activados	Pre/Post	1-2	0.8-1.5	8-9	Bajo coste, buena resistencia a humedad	Baja selectividad	1-3
Aminas soportadas	Post/DAC	2-4	2.0-3.5	6-9	Alta afinidad en bajas concentraciones	Degradación térmica/química	5-15
Líquidos iónicos soportados (SILs)	Pre/Post	1-2	2.0-3.0	3-5	Baja T de regeneración, selectividad	Alta viscosidad, coste alto	20-100
Hidrotalcitas (LDH)	Pre (SEWGS)	1-2	~0.5 (con integración térmica)	6-7	Tolerancia a alta temperatura	Sensibles a vapor excesivo	5-10
Polímeros orgánicos porosos (POPs)	Post/DAC	2-4	1.5-2.5	2-3	Bajo peso, hidrofobicidad	Baja estabilidad, baja TRL	5-15

Covalent Organic Frameworks (COFs)	Post/DAC	1-2 (DAC) / 2-4 (Post)	1.0-2.0	1-2	Alta estabilidad, regeneración a baja T	Muy baja TRL, coste elevado	>100
Óxidos metálicos (CaO, MgO)	Pre/Post/DAC	2-8	2.3-3.5	7-8	Materia prima barata, alta capacidad inicial	Alta T de regeneración, degradación cíclica	<1
Aluminofosfatos (AlPOs, SAPOs)	Post	1.6-2.5	~1.0 (PSA)	3-4	Mejor tolerancia a humedad que zeolitas	Poco comercializados	3-6
Sílices mesoporosas	Post/DAC (como soporte)	<1 (sin funcionalizar)	Muy baja	8-9 (como soporte)	Soporte excelente para aminas o ILs	Baja capacidad sin funcionalización	2-10
Híbridos/Compuestos (ej. MOF-amina, MOF-líquido iónico)	Post/DAC	2-6	Variable (1.5-3.5)	2-6	Combina ventajas de varios materiales	Complejidad de síntesis, coste elevado	Variable
Aerogeles	Pre/Post/DAC	1-4.5	2.0-4.0	3-5	Altísima porosidad y versatilidad en diseño	Baja estabilidad mecánica y alto costo	80-150

Pre = pre-combustión; Post = post-combustión; DAC = captura directa del aire; SEWGS = Water Gas Shift mejorada por sorción; PSA = Adsorción por Oscilación de Presión.

En resumen, las zeolitas, carbones y aminas soportadas lideran actualmente las aplicaciones comerciales de captura de CO_2, mientras que materiales como MOFs, SILs, COFs, híbridos y POPs se perfilan como las alternativas más prometedoras en fase de desarrollo.

Por otro lado, la tecnología de membranas también puede emplearse en aplicaciones de postcombustión y precombustión para la captura de gases. Las membranas permiten la permeación selectiva de un gas objetivo de un lado al otro, impulsada por un gradiente de concentración, es decir, una alta presión parcial en la corriente de alimentación o un vacío en el lado del permeado. Las propiedades clave que determinan la idoneidad de una membrana para sistemas de captura de CO_2 a gran escala son la selectividad y permeabilidad del material, así como su estabilidad y durabilidad bajo condiciones reales de operación.

Aunque la tecnología de separación por membranas está madura en algunas industrias, su aplicación para la captura y almacenamiento de carbono a gran escala todavía se encuentra en fase de investigación y desarrollo. Entre sus principales

desafíos se incluyen la limitada eficiencia de los sistemas de una sola etapa, que obliga a la implementación de configuraciones multietapa; el impacto del vapor de agua y otros contaminantes sobre el rendimiento y la vida útil de las membranas; y las dificultades asociadas a su fabricación a gran escala.

Horizonte temporal: C/P

Áreas de I+D

- Desarrollo de materiales sorbentes que reduzcan la penalización energética y los costos de equipo mediante la mejora de la reactividad a largo plazo, la reciclabilidad y las propiedades de robustez de los materiales.
- Durabilidad y resistencia a la corrosión de los materiales en el proceso de captura: mejora de la estabilidad de los sorbentes sólidos en presencia de humedad y gases ácidos para prevenir su degradación.
- Desarrollo de procedimientos estandarizados para la evaluación de nuevos materiales, considerando el efecto del vapor de agua y las impurezas de los gases de combustión sobre la estabilidad de los adsorbentes, así como su capacidad de captura a lo largo de múltiples ciclos de adsorción/desorción.
- Desarrollo de empaques estructurados o monolitos para la integración de nuevas familias de materiales adsorbentes, teniendo en cuenta su fragilidad, estabilidad térmica y química, y garantizando la reproducibilidad de sus procesos de fabricación.
- Diseño de configuraciones de ciclo eficientes según el tipo de interacción entre el CO_2 y el material adsorbente.
- Desarrollo de materiales con propiedades mejoradas mediante una integración híbrida de aminas, líquidos iónicos, etc., con otras superficies adsorbentes (MOF, COF, zeolitas, etc.).
- Adsorbentes mejorados mediante la adición de una superficie químicamente activa para proporcionar una interacción más fuerte con el CO_2, adecuados para gases de combustión con concentraciones bajas de carbono.
- Escalado de materiales no comerciales que han mostrado resultados prometedores a escala de laboratorio, así como diseño e implementación de sistemas a gran escala para la adsorción (p.ej., lecho fijo, lecho fluidizado, membranas, etc.).
- Desarrollo de modelos predictivos para entender los fenómenos de transporte en materiales de membrana, y para relacionar la estructura de la

membrana y los mecanismos de transporte con las propiedades de separación necesarias.

- Mejora de la permeabilidad para reducir el área de membrana requerida (costo del material), especialmente en el caso de grandes corrientes de gases de combustión.
- Mejora de la selectividad del CO_2 frente a otros componentes e impurezas presentes en los gases de combustión, lo que tiene un gran impacto en el CAPEX y la pureza del CO_2, y, por ende, en el número de etapas de membrana necesarias y en el área total requerida.
- Desarrollo de membranas de difusión facilitada para lograr tanto alta permeabilidad como selectividad.
- Mejora de la estabilidad y resistencia de las membranas frente al estrés mecánico, impurezas y ensuciamiento, y por ende su durabilidad a largo plazo.
- Gestión del agua condensada en el proceso para evitar que afecte la selectividad y provoque la degradación de las membranas.
- Diseño de arquitecturas de sistemas de membranas para optimizar el procesamiento de los materiales y apoyar la subestructura necesaria para la fabricación a gran escala.
- Desarrollo y escalado de membranas de matriz mixta que incluyan sorbentes novedosos en la matriz de la membrana (MOF, COF, etc.).

L2.3 – Desarrollo de soluciones para sistemas de transporte y distribución de CO_2 por tubería

Descripción y alcance de la línea tecnológica

El transporte y distribución de CO_2 por tubería es una tecnología fundamental para la implementación a gran escala de procesos integrados de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS). Actualmente, existen cientos de kilómetros de redes de tuberías en operación, principalmente en EE.UU., utilizadas para transportar CO_2 de alta pureza hacia aplicaciones como la recuperación mejorada de petróleo (EOR). Estas redes operan mayoritariamente en fase densa (supercrítica o líquida), lo que permite optimizar la eficiencia del transporte a largas distancias.

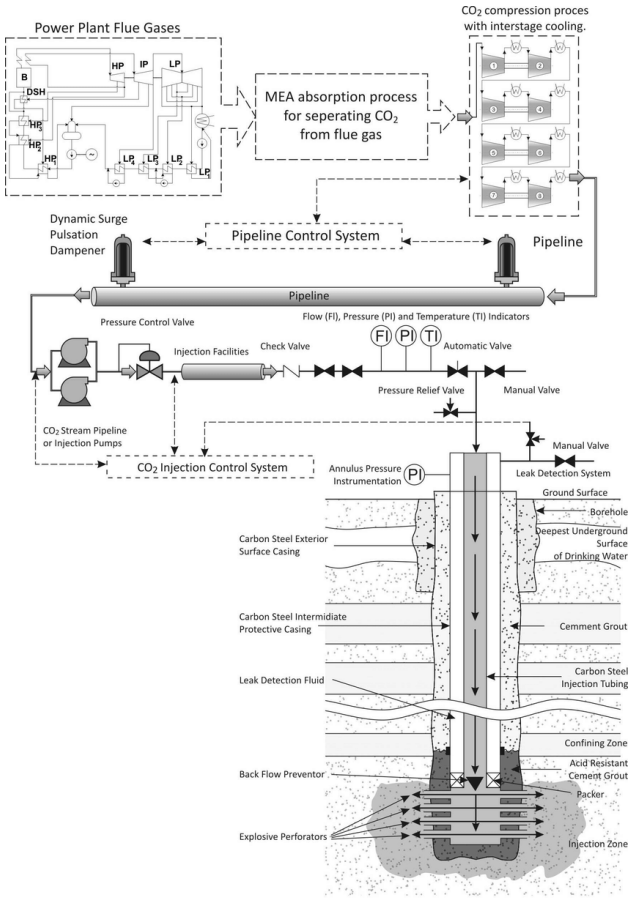


Figura 5.8: diagrama de configuración del transporte de CO_2 por tubería, incluyendo procesamiento, compresión e inyección.[21]

El nivel de madurez tecnológica del transporte de CO_2 por tubería es alto en estas condiciones comerciales estándar (TRL 8-9). Sin embargo, la expansión del sistema para admitir diversas fuentes emisoras, con calidades variables de CO_2 y longitudes de

[21] Witkowski et al., 2014, DOI:10.2478/cpe-2014-0037.

conducción mayores, implica nuevos retos tecnológicos, especialmente en materiales, control de impurezas y modelado del comportamiento del fluido.

El diseño del sistema de distribución depende de múltiples factores, entre ellos la composición del CO_2, la presión y temperatura de operación, el caudal volumétrico y la topografía del trazado. La presencia de impurezas, como agua, NOx, SOx, oxígeno o metano, puede afectar negativamente la estabilidad del CO_2 en fase densa, así como la integridad del material de la tubería, pudiendo provocar fenómenos como la corrosión o la formación de hidratos.

En términos económicos, los factores clave son los costos de los materiales (acero al carbono o aleaciones resistentes), el sistema de compresión inicial, las estaciones de bombeo intermedias y los sistemas de monitorización y seguridad. Asimismo, la densidad y viscosidad del fluido influyen directamente en la caída de presión y, por tanto, en el dimensionamiento del sistema.

Entre los principales retos se encuentra la necesidad de modelar con precisión los flujos transitorios de CO_2 rico en impurezas, para anticipar comportamientos críticos como el golpe de ariete, la formación de fases líquidas discontinuas o el riesgo de fractura frágil ante una fuga repentina.

Otro reto clave es la reutilización o adaptación de infraestructuras existentes de gas y petróleo, lo que implica evaluar la compatibilidad de los materiales frente al CO_2 y sus contaminantes. El desarrollo de materiales alternativos de menor coste, como composites compatibles, también puede reducir significativamente la inversión inicial.

En el ámbito operativo, se investigan técnicas de medición en tiempo real del caudal másico y la composición del flujo, así como estrategias de seccionamiento del trazado para mitigar riesgos ante fallos estructurales. Los estudios de optimización tecno-económica se centran en encontrar el equilibrio entre la especificación del material, la tolerancia a impurezas y la seguridad operativa.

Horizonte temporal: C/P

Áreas de I+D

- Mejora en la comprensión de las propiedades y el comportamiento de las mezclas de CO_2, incluyendo el flujo bifásico, los modelos de propiedades termofísicas y la integración de diferentes especificaciones de CO_2.

- Modelado de los flujos transitorios la composición de la mezcla rica en CO_2 durante variaciones de presión en la tubería, que pueden provocar fenómenos como la formación de hidratos, riesgo de fractura frágil, golpe de ariete de CO_2 líquido, etc.

- Investigación sobre la interacción de las impurezas en una atmósfera de CO_2 en fase densa y su posible impacto en el comportamiento del material de la tubería.

- Reutilización o reconversión de tuberías existentes de Oil&Gas.
- Identificación y evaluación de materiales que permitan reducir los costos de capital (por ejemplo, composites compatibles con CO_2).
- Evaluación del compromiso tecno-económico óptimo entre las especificaciones de los materiales de las tuberías y los niveles permisibles de impurezas en las corrientes de CO_2.
- Técnicas de medición en tiempo real para facilitar una gestión segura y eficiente del sistema de transporte y distribución.
- Sistemas precisos de medición del flujo másico para garantizar una correcta distribución de costos y volúmenes entre las distintas fuentes.
- Análisis de restricciones en el trazado debido a la densidad del CO_2 y su comportamiento de dispersión en caso de una ruptura.
- Estudio de los requisitos de seccionamiento para mitigar el riesgo en caso de una falla en la tubería.

L2.4 – Conversión de CO_2 en productos de valor añadido

Descripción y alcance de la línea tecnológica

La conversión de CO_2 en productos de valor añadido representa una vía prometedora para mitigar las emisiones de GEI, mediante la producción de diversos productos químicos y materiales. El TRL de estos procesos de conversión varía significativamente según la ruta tecnológica considerada: termoquímica, electroquímica, fotoquímica o biológica. Por ejemplo, los procesos termoquímicos, como la metanación o el reformado seco de metano, han alcanzado un TRL de 6-8, con plantas piloto y de demostración operativas. En contraste, las tecnologías electroquímicas se sitúan en un TRL de 3-6, con demostraciones a escala laboratorio y planta piloto.

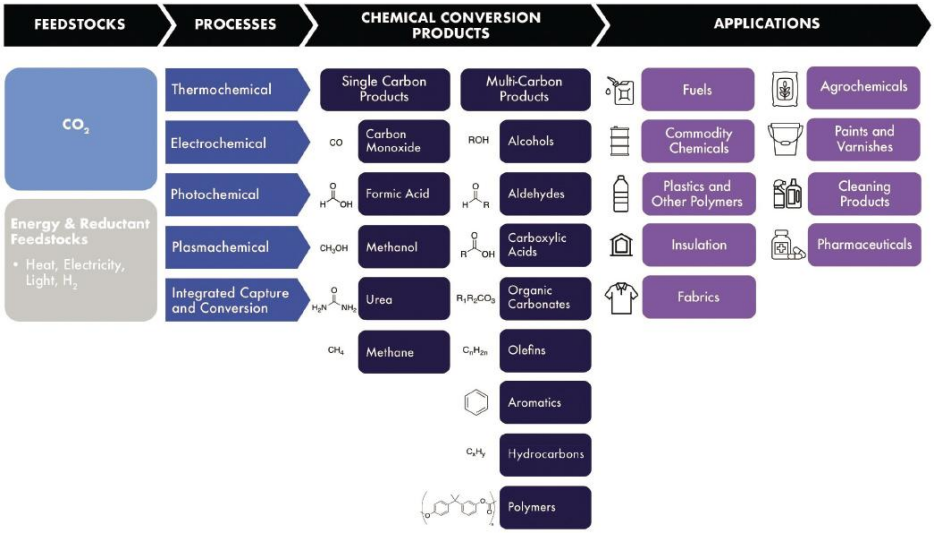


Figura 5.9: resumen de materias primas, procesos, productos y aplicaciones para el uso del CO_2 en la producción de combustibles, productos químicos y polímeros.[22]

Para una ruta tecnológica determinada, los parámetros clave de rendimiento y coste incluyen la eficiencia de conversión, la selectividad del producto, el consumo energético, la durabilidad del catalizador y la escalabilidad del sistema. En este sentido, una alta eficiencia de conversión y selectividad es fundamental para minimizar las pérdidas energéticas y los costes asociados a la separación posterior. Por ejemplo, en sistemas electroquímicos, la eficiencia de corriente para productos deseados, como etileno o etanol, impacta directamente en la viabilidad económica. El consumo energético y la fuente de energía utilizada son también factores críticos. Muchos procesos de conversión de CO_2, especialmente los basados en rutas electroquímicas, son intensivos en energía. Asimismo, la vida útil y estabilidad del catalizador,

[22] National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, 2024. Carbon Utilization Infrastructure, Markets, and Research and Development.

especialmente bajo condiciones operativas exigentes, influyen significativamente en los costes operativos y de mantenimiento.

A corto y medio plazo, los principales retos tecnológicos se concentran en tres áreas: optimización del rendimiento, escalado e integración de sistemas. En cuanto al rendimiento, es fundamental desarrollar catalizadores más activos, selectivos y estables. Respecto al escalado, el mayor reto es trasladar el rendimiento obtenido a escala de laboratorio a densidades de corriente y configuraciones de reactor relevantes para la escala industrial, manteniendo la selectividad y eficiencia. Esto es especialmente importante porque la mayoría de los sistemas de laboratorio operan a bajas densidades de corriente (aproximadamente 10-100 mA/cm^2), mientras que los sistemas comerciales requieren densidades iguales o superiores a 200 mA/cm^2. Finalmente, la integración de sistemas es de vital importancia. Los procesos de conversión deben diseñarse para integrarse con fuentes de energía renovable, unidades de captura de CO_2 y la infraestructura industrial existente. Esto implica innovaciones en intensificación de procesos, transporte y transferencia de masa y calor, así como la capacidad de operar dinámicamente bajo suministro energético variable, todo dentro del ámbito de la ingeniería (electro)química.

Por otro lado, las tecnologías de mineralización de materiales alcalinos mediante carbonatación acelerada representan también una solución innovadora para la valorización del CO_2 capturado y obtención de materiales para el sector de la construcción. La carbonatación es un lento fenómeno natural que consiste en la transformación de minerales ricos en elementos alcalinos (como Ca, Mg y algunos metales pesados como Pb, Cr o Ba) en nuevos carbonatos, lo que implica una fijación irreversible del CO_2 en su estructura cristalina. Este proceso puede reproducirse utilizando otras materias primas y residuos industriales – como cenizas, escorias siderúrgicas, residuos mineros, etc. – y su cinética puede acelerarse mediante la reducción del tamaño de partícula, la adición de aditivos y el control de las condiciones de temperatura y presión.

Aunque este proceso implica un mayor consumo energético y costes asociados al preprocesamiento, las obligaciones de reducción de emisiones, la necesidad de minimizar los residuos destinados a vertedero y la posibilidad de obtener materiales de construcción con valor comercial pueden contribuir a mejorar su viabilidad técnico-económica. Por su parte, los principales retos se centran en la reducción del consumo energético y de agua asociado al proceso. Asimismo, la presencia de impurezas como SO_2 y NO_x, que también pueden participar en las reacciones, puede afectar tanto la eficiencia de la mineralización del CO_2 como la calidad de los productos generados.

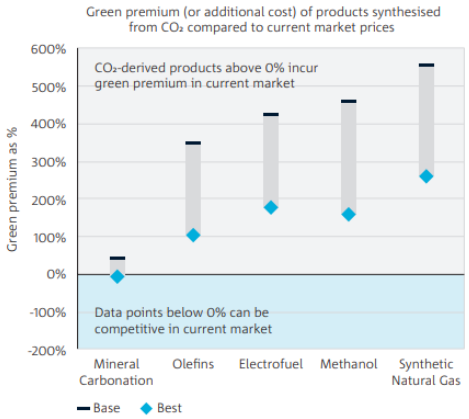


Figura 5.10: estimación del "green premium" de los productos sintetizados a partir de CO2 en comparación con los precios actuales de mercado.[23]

En última instancia, los análisis tecno-económicos y de ciclo de vida (LCA) son fundamentales para identificar las rutas de conversión más viables, incluyendo productos como CO, gas de síntesis, metanol, etanol, etileno, dimetiléter, entre otros.

Horizonte temporal: C/P

Áreas de I+D

- Herramientas avanzadas de modelado y simulación para optimizar las condiciones del proceso y aumentar las tasas de captura y conversión de CO_2.
- Identificación, caracterización y funcionalización de nuevos materiales multifuncionales (por ejemplo, catalizadores avanzados basados en materias primas abundantes) para la conversión catalítica, incluidos los fotocatalizadores.
- Desarrollo del stack y sus componentes clave para la conversión electroquímica del CO_2.
- Desarrollo de electrolitos con alta solubilidad de CO_2 para mejorar el rendimiento y la eficiencia general en la conversión electroquímica.
- Desarrollo de electrodos innovadores con menores sobrepotenciales y mejor estabilidad.
- Acondicionamiento de las corrientes que contienen CO_2 para maximizar su captura y conversión, y reducción de costes relacionados con su purificación.

[23] Australia's National Science Agency (CSIRO), 2021. *CO2 Utilisation Roadmap*.

- Desarrollo de materiales multifuncionales (catalizadores, bloques de construcción, polímeros, etc.) para la captura y conversión combinadas de CO_2.
- Desarrollo de tecnologías intensificadas novedosas que combinen diferentes etapas del proceso (p. ej., reacción y separación).
- Diseño de unidades de conversión de CO_2 modulares y escalables, y/o que permita su integración con la producción de hidrógeno.
- Desarrollo de sistemas de reacción electrificados, por microondas o inducción.
- Mejora de la comprensión de las tasas de reacción, la selectividad y el crecimiento cristalino para mejorar el control de las reacciones de carbonatación.
- Herramientas y capacidades analíticas y de modelado avanzadas que mejoren la comprensión de las relaciones estructura–propiedad de los productos de mineralización.
- Optimización de parámetros del proceso (temperatura, presión, humedad, tiempo de reacción, pH, etc.) para diferentes residuos, e investigación sobre métodos de pretratamiento para mejorar las tasas de reacción.
- Desarrollo de sensores e IA para la determinación in situ de la carbonatación.
- Evaluación y validación de productos derivados de la utilización de CO_2 para asegurar el cumplimiento de las especificaciones técnicas.
- Desarrollo de Análisis de Ciclo de Vida (ACV) para diferentes enfoques de utilización a fin de identificar los que ofrecen mayores beneficios energéticos y medioambientales.

L2.5 – Desarrollo de tecnologías de inyección y almacenamiento geológico de CO_2

Descripción y alcance de la línea tecnológica

El desarrollo de tecnologías para la inyección y el almacenamiento geológico de CO_2 constituye una línea estratégica clave para alcanzar los objetivos de descarbonización industrial. Esta área tecnológica se enfoca en el diseño, validación y despliegue de soluciones que permitan la inyección y el almacenamiento seguro y eficiente de grandes volúmenes de CO_2 en formaciones geológicas profundas, como acuíferos salinos, yacimientos agotados de hidrocarburos o formaciones basálticas.

Actualmente, el TRL de estas tecnologías varía entre 4 y 7, según el componente específico. Mientras que algunos sistemas de inyección y monitorización han sido validados en condiciones reales, otros – como los nuevos materiales resistentes al CO_2 o los modelos predictivos avanzados – aún se encuentran en fase de validación a nivel de laboratorio o planta piloto.

Los principales parámetros geológicos que condicionan el desempeño y el coste de las tecnologías de almacenamiento incluyen la capacidad y permeabilidad del reservorio, la presión de inyección, la composición del CO_2, la compatibilidad geoquímica y geomecánica, y la fiabilidad de los sistemas de monitorización.

Entre los principales retos tecnológicos a corto y medio plazo destacan:

1. *Modelado y simulación de las condiciones de operación de los sistemas CCS en contacto con gases industriales*: es necesario comprender las condiciones de operación presentes en las distintas fases de captura, transporte y almacenamiento de CO_2, identificando las impurezas en cada etapa y su evolución. Esto permite predecir la formación de subproductos corrosivos que podrían generarse durante el proceso.

2. *Desarrollo de materiales y componentes resistentes*: es necesario investigar y desarrollar nuevos materiales para tuberías, sellos, válvulas y revestimientos que puedan soportar las condiciones extremas de presión, temperatura, humedad y corrosión asociadas al manejo de CO_2.

3. *Ampliación del rango operativo de los equipos*: los sistemas actuales deben ser adaptados para operar de forma segura y eficiente bajo condiciones de baja temperatura causadas por la expansión del CO_2, sin afectar su integridad ni rendimiento.

4. *Modelización avanzada del subsuelo*: es necesario mejorar la capacidad predictiva de los modelos geológicos y geoquímicos, integrando fenómenos como la disolución del CO_2, la interacción con impurezas y los efectos de la presión dinámica a gran escala (Gt).

5. *Monitorización inteligente y en tiempo real*: se pretende integrar sensores avanzados con algoritmos de *machine learning* para detectar de manera temprana y precisa posibles fugas, deformaciones o cambios geoquímicos.

Esta línea tecnológica tiene un alto potencial de impacto en sectores industriales intensivos en emisiones y está alineada con las estrategias europeas de neutralidad climática. Su desarrollo contribuirá a posicionar al ecosistema tecnológico como referente en soluciones de almacenamiento de carbono a gran escala.

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

- Desarrollo de modelos para mejorar la comprensión y la predicción de los procesos fundamentales en los yacimientos y terrenos de recubrimiento.
- Comprensión de los límites de presión dinámica para la inyección de CO_2 a escala Gt y los efectos de las impurezas en el flujo de CO_2 en el yacimiento de almacenamiento.
- Ampliación del rango operativo y mejora de los equipos actuales para soportar temperaturas más bajas derivadas de la expansión de CO_2.
- Investigación de las condiciones operativas de los sistemas de CCS, las impurezas presentes y su influencia en los materiales presentes en el sistema: tuberías, válvulas y juntas, revestimiento del fondo del pozo, etc.
- Planes de monitorización que incluyan sensórica avanzada y monitorización en tiempo real, integradas con técnicas de aprendizaje automático.

5.3 Hidrógeno

L3.1 – Diseños innovadores de celdas y *stacks* para electrólisis de agua

Descripción y alcance de la línea tecnológica

En la actualidad, las cuatro principales tecnologías de electrólisis son: la electrólisis alcalina convencional, electrólisis PEM (*Proton Exchange Membrane*), electrólisis AEM (*Anion Exchange Membrane*) y la electrólisis SOEC (*Solid Oxide Electrolysis Cell*). Las tres primeras se consideran tecnologías de baja temperatura, con temperaturas de operación de hasta aproximadamente 100 °C, mientras que la electrólisis SOEC es una tecnología de alta temperatura, con temperaturas de operación por encima de 600°C.

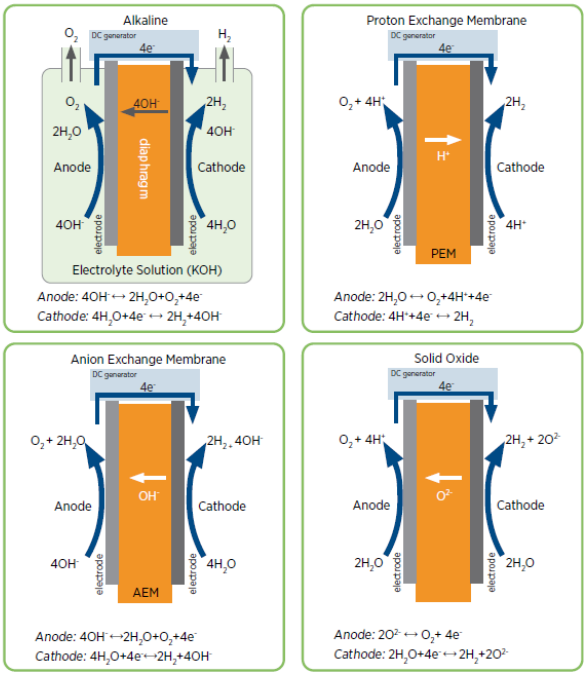


Figura 5.11: principales tecnologías de electrólisis.[24]

- La **electrólisis alcalina convencional** es una tecnología madura que, aunque ya se encuentra disponible a escala comercial para la producción de hidrógeno, todavía tiene retos que resolver a escala industrial. Se trata de los electrolizadores más antiguos y utilizados, que operan con una solución alcalina acuosa (generalmente KOH o NaOH) como electrolito. Sus principales ventajas incluyen una construcción simple, alta robustez y un coste de capital relativamente bajo. Por lo general, operan a temperaturas comprendidas entre 50 y 80 °C. Sin embargo, presentan una menor eficiencia y una respuesta dinámica más lenta en comparación con otras tecnologías, como la electrólisis

[24] IRENA, 2020. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5ºC Climate Goal.

PEM. Actualmente, existen *stacks* de electrólisis alcalina con capacidades de hasta 5–10 MW, y varios fabricantes a nivel mundial ofrecen soluciones comerciales basadas en esta tecnología, si bien muchos de estos tecnólogos tienen en su roadmap nuevas generaciones de *stacks*, lo que indica que la tecnología todavía es susceptible de mejora.

- Por otro lado, la **electrólisis PEM** ofrece una alta eficiencia, tiempos de respuesta rápidos y un diseño compacto. Es una tecnología especialmente adecuada para la integración con fuentes de energía renovable. Sin embargo, presenta como principal desventaja su elevado coste, asociado al uso de catalizadores de materiales preciosos en los electrodos (Ir, Pt) y de placas bipolares en base a Pt sobre Ti. Asimismo, presenta inconvenientes por la presencia de PFAS (sustancias perfluoroalquiladas y polifluoroalquiladas) en los componentes de sus celdas. Se encuentra disponible a escala comercial, aunque la capacidad de sus electrolizadores suele ser inferior a la de los electrolizadores alcalinos.

- Por su parte, la **electrólisis AEM** busca combinar las ventajas de la electrólisis alcalina convencional y la electrólisis PEM. No obstante, esta tecnología aún enfrenta desafíos importantes relacionados con la estabilidad y durabilidad de la membrana AEM, y se encuentra en un nivel de madurez tecnológica menor, con *stacks* en el rango de kilovatios.

- Finalmente, la tecnología de **electrólisis SOEC** resulta especialmente atractiva porque opera a alta temperatura, lo que disminuye el consumo eléctrico del electrolizador (con una mejora de eficiencia de hasta un 20%). Además, la integración con una fuente de calor permite reducir este consumo, por lo que, resulta de especial interés en aplicaciones industriales donde se dispone de calor residual, el cual puede aprovecharse en el proceso de electrólisis. En la actualidad, los *stacks* de SOEC se encuentran en fase de demostración precomercial, con capacidades típicas en el rango de 5 a 150 kW, aunque algunos desarrollos piloto alcanzan ya la escala de unos pocos megavatios, como es el caso del proyecto de Bloom Energy en California.

En el caso de las tecnologías de electrólisis más establecidas, como la alcalina y la PEM, es fundamental llevar a cabo ensayos a escala (pre)industrial para evaluar su rendimiento y durabilidad, factores directamente relacionados con el coste del hidrógeno producido. Para ello, se requieren proyectos de demostración en los que estos electrolizadores se operen bajo diferentes modos de funcionamiento, en función de su aplicación final, con el objetivo de analizar tanto su rendimiento como su degradación a lo largo del tiempo. Asimismo, es necesario desarrollar modelos predictivos que permitan estimar la vida útil de los electrolizadores en función de su modo de operación. Los electrolizadores portátiles – con capacidades del orden de

pocos megavatios –, identificados como una tecnología clave por *Net Zero Basque Industrial Super Cluster*, jugarán un papel habilitador fundamental para suministrar hidrógeno renovable a usuarios finales y facilitar la validación de sus equipos de hidrógeno (p. ej. quemadores, calderas, etc.) en una fase previa a la instalación definitiva de los electrolizadores de tamaño industrial (cientos de MWs).

Por otro lado, es necesario avanzar en el desarrollo de electrolizadores innovadores que cumplan con una serie de requisitos clave: competitividad económica, alta durabilidad, respuesta dinámica adecuada, y el uso de componentes libres de materiales críticos, entre otros. En este sentido, es fundamental abordar diversos aspectos de mejora, tales como:

- Diseño avanzado de celda y *stack*: diseño mediante CFD, desarrollo de nuevos componentes de *stack* como sellos o placas bipolares, etc.

- Nuevos conceptos de electrólisis (pulsada, *decoupling*, etc.), tanto para aumentar la eficiencia o durabilidad, como para obtener un hidrógeno producido de mayor pureza.

- Desarrollo de materiales avanzados y sostenibles: electrocatalizadores, electrodos y placas bipolares sin materiales críticos (Ir, Pt), membranas o electrodos que no tengan compuestos PFAS (perfluorados), etc.

- Reciclado y recuperación de los componentes críticos, incluyendo el desmontaje de *stacks* al final de su vida útil, la reutilización de los componentes con propiedades funcionales conservadas, la recuperación de los materiales críticos de componentes ya usados mediante técnicas como la hidrometalurgia y la fabricación de componentes con materiales críticos recuperados.

- Tecnologías de fabricación avanzadas: desarrollo y automatización de líneas de fabricación de membranas (*roll-to-roll*), electrodos, celdas (*pilot-lines* y *production lines* de deposición de membranas o sustratos, configuración CCM o CCS), ensamblado de *stack*.

Horizonte temporal: C/P

Áreas de I+D

- Nuevos diseños de celdas y *stacks* para aumentar la densidad de corriente, aumentando la presión de operación, mejorando al mismo tiempo su vida útil y eficiencia.

- Conceptos innovadores de electrólisis: p. ej. electrólisis pulsada, desacoplada, electrólisis de agua de mar, electrólisis de aguas no puras.

- Desarrollo de nuevos electrodos y membranas, reduciendo o eliminando materiales críticos (CRMs como Ir, Pt, etc.) y componentes que contienen sustancias perfluoroalquiladas y polifluoroalquiladas (PFAS).
- Evaluación de la compatibilidad de materiales con ambientes ricos en H_2 y en condiciones operativas exigentes (presión, temperatura, humedad, etc.).
- Desarrollo de tecnologías de fabricación automatizada para membranas, electrodos y celdas (líneas piloto, *roll-to-roll*) y ensamblaje de *stacks*.
- Nuevas tecnologías de fabricación (p. ej. impresión 3D, deposición física de vapor, deposición por capas atómicas) que mejoren el rendimiento estructural y eléctrico de los materiales, así como el estudio de su implementación industrial comparado con otras alternativas más tradicionales.
- Demostración de la tecnología de electrólisis a gran escala, validando nuevos casos de uso o modelos de negocio (ej. electrolizadores portátiles).
- Desarrollo de estrategias de O&M en electrolizadores basadas en sistemas inteligentes y soluciones de automatización, etc.
- Desarrollo de herramientas y métodos para monitorización, diagnóstico y control de sistemas de electrolizadores, con el objetivo, entre otros, de alargar la vida del *stack* y gestionar la degradación.
- Investigación en la degradación de electrolizadores: identificación de aquellos componentes susceptibles a la degradación y los mecanismos de degradación que tienen lugar en diferentes condiciones operativas.
- Optimización para reducir el *crossover* y flexibilizar el rango de carga de operación del electrolizador.
- Operación con carga variable y flexibilidad adecuada para acoplarse a energías renovables.

L3.2 – Optimización de balance de planta (BoP) de electrolizadores

Descripción y alcance de la línea tecnológica

El Balance de Planta (BoP) constituye un componente fundamental en los sistemas de electrólisis del agua para la producción de hidrógeno, ya que integra los subsistemas auxiliares que garantizan el funcionamiento seguro y eficiente de los *stacks* electrolíticos. Entre estos subsistemas se incluyen el tratamiento, purificación y gestión del agua de proceso, la gestión térmica, la compresión y secado del hidrógeno, la electrónica de potencia, los sistemas de control y seguridad, así como la recuperación de subproductos como el oxígeno y el calor. Aunque tradicionalmente el foco se ha centrado en el *stack* electrolítico, el BoP representa una proporción significativa del coste total del sistema y es determinante para su viabilidad operativa, especialmente en contextos de integración con fuentes de energía renovable intermitentes.

El agua, como reactivo primario en la electrólisis, requiere un tratamiento riguroso y adaptado a cada tecnología. En sistemas PEM, por ejemplo, se exige una calidad de agua ultrapura (ASTM tipo I o II), lo que implica el uso de tecnologías avanzadas de desmineralización, ósmosis inversa y pulido con resinas de intercambio iónico. En cambio, la electrólisis alcalina y AEM pueden tolerar calidades inferiores, aunque también requiere controles específicos para evitar precipitación de sales o contaminación de electrolitos. Además, la gestión eficiente del agua incluye sistemas de recirculación, purga, recuperación de calor y tratamiento de efluentes, con especial atención en entornos con limitaciones hídricas. Estos aspectos influyen directamente en la durabilidad de los *stacks*, la eficiencia del sistema, la frecuencia de mantenimiento y la sostenibilidad del proceso, por lo que deben ser considerados como un eje estratégico en el diseño y optimización del BoP.

En el contexto específico de sistemas alimentados por energía renovable, existen retos que resolver tanto a nivel de *stack* como a nivel de BoP, dependientes de la tecnología de electrolisis, la escala y la aplicación. En la electrólisis alcalina, a pesar de su alto nivel de desarrollo comercial, el BoP presenta limitaciones en términos de flexibilidad, lo que reduce su eficiencia en aplicaciones acopladas directamente a fuentes renovables. En el caso de los sistemas PEM y AEM, más adecuados para una operación dinámica, los BoP disponibles se sitúan en niveles de madurez tecnológica en torno a TRL 5-7 cuando se evalúan bajo perfiles de carga fluctuantes, como los generados por parques eólicos o solares. Por su parte, los sistemas basados en electrólisis de óxido sólido (SOEC), aún en fases tempranas de desarrollo, presentan un TRL inferior para el BoP en esquemas renovables, en torno a 5-6, debido principalmente a los desafíos asociados con la gestión térmica a alta temperatura y al escalado de componentes auxiliares compatibles con operación transitoria.

Los principales condicionantes técnicos del BoP incluyen su eficiencia energética, el tiempo de respuesta ante variaciones en la carga, la compacidad de los sistemas auxiliares, la capacidad de operar con bajo mantenimiento en condiciones variables y

la optimización del diseño para reducir el CAPEX del BoP. Estos factores impactan directamente en el coste nivelado del hidrógeno (LCOH), siendo común que el BoP represente entre un tercio y la mitad del coste total del sistema. Además, existen aspectos críticos relacionados con la seguridad operativa, entre los que destaca el fenómeno de *crossover* de hidrógeno hacia el compartimento de oxígeno (de especial relevancia en la electrolisis alcalina, siendo responsable de la menor flexibilidad de esta tecnología). Este cruce de gases puede generar mezclas explosivas si no se gestiona adecuadamente, imponiendo limitaciones al rango de operación del sistema, especialmente en situaciones de baja carga o arranques y paradas frecuentes. Esta problemática resalta la importancia de implementar estrategias de purga, sensores específicos y diseños de BoP que incorporen medidas preventivas de seguridad desde su concepción.

Esta línea de I+D tiene como objetivo desarrollar soluciones de BoP específicas para cada tipo de electrólisis, con un enfoque transversal orientado a la adaptabilidad operativa, la reducción de costes y la modularidad. Asimismo, se busca facilitar la integración funcional de subsistemas clave, tales como la purificación del hidrógeno mediante membranas o procesos electroquímicos, la valorización del oxígeno como subproducto, y la recuperación de calor para su uso industrial o residencial. El desarrollo de arquitecturas de control robustas y versátiles permitirá minimizar las pérdidas parásitas, incrementar la fiabilidad del sistema y facilitar su operación autónoma o semiautónoma en emplazamientos con limitaciones de infraestructura.

En definitiva, avanzar en la optimización del BoP en sistemas de electrólisis alimentados por energía renovable es fundamental para consolidar el hidrógeno verde como un vector energético competitivo. Esta línea de investigación se orienta a cubrir dicha necesidad mediante el diseño, validación y demostración de soluciones tecnológicas que permitan maximizar la eficiencia del sistema, reducir el LCOH y acelerar la adopción industrial del hidrógeno.

Horizonte temporal: C/P

Áreas de I+D

- Investigación en electrónica de potencia y tecnologías de conversión orientadas a la optimización de su integración con fuentes de energía renovable.

- Optimización de los componentes del BoP y del sistema de gestión térmica para minimizar pérdidas parásitas y reducir costes operativos: p. ej., rectificadores diseñados específicamente, sistemas de refrigeración integrados, calentadores eléctricos e intercambiadores de calor.

- Optimización del balance de *stack* para maximizar la eficiencia operativa y la vida útil del sistema.

- Desarrollo de herramientas y metodologías avanzadas para la monitorización, diagnóstico y control de sistemas de electrólisis.
- Evaluación y aprovechamiento del oxígeno y el calor residual como subproductos del proceso de electrólisis.
- Diseño e implementación de arquitecturas de BoP adaptadas a distintos casos de uso, incluyendo conexión directa a aerogeneradores *onshore* y *offshore*, así como integración con renovables en entornos aislados y bajo restricciones específicas.
- Desarrollo e integración de soluciones avanzadas de purificación de hidrógeno, tales como tecnologías de membranas o procesos electroquímicos, en reactores de nueva generación.
- Sistemas avanzados de detección y monitorización de emisiones de hidrógeno para garantizar la seguridad operativa y la conformidad normativa.
- Desarrollo de sistemas avanzados de tratamiento, purificación y recirculación de agua adaptados a cada tipo de electrólisis.
- Optimización del uso del agua como fluido térmico y vector energético en el BoP.

L3.3 – Otras vías de producción de hidrógeno renovable

Descripción y alcance de la línea tecnológica

El hidrógeno puede producirse a partir de una gran diversidad de fuentes de energía renovable.

Desde su concepción, los ciclos termoquímicos de división del agua (*Thermochemical Water Splitting Cycles, TWSC*) se han considerado una alternativa natural a la electrólisis para la producción de H_2 a gran escala. Una de las principales ventajas de los TWSC es que no requieren el uso de elementos costosos o raros. Estos ciclos se basan en una secuencia de reacciones químicas (de dos o múltiples etapas), en las que los reactivos se regeneran en un bucle cerrado, siendo la reacción química global la termólisis directa del agua. Hasta la fecha, se han investigado más de 300 ciclos termoquímicos; sin embargo, solo los más complejos y de múltiples etapas han alcanzado un mayor grado de desarrollo, aunque siguen presentando niveles de madurez tecnológica (TRL) relativamente bajos, generalmente entre 4 y 7.

Asimismo, se han estudiado diversos ciclos termoquímicos de dos etapas que emplean óxidos metálicos como reactivos, tales como ZnO/Zn, Fe_3O_4/FeO, MnO/Mn_3O_4, ferritas mixtas y perovskitas. Algunos de estos ciclos, en particular el basado en CeO_2, también se han ensayado en sistemas con concentración solar a pequeña escala. No obstante, el grado de madurez tecnológica de los ciclos de dos etapas es inferior al de los ciclos multietapa. El interés por estos ciclos radica en su simplicidad: en la primera etapa se reduce el óxido metálico con liberación de oxígeno; en la segunda, el óxido reducido se regenera al reaccionar con agua, generando hidrógeno. El hecho de que el oxígeno y el hidrógeno se produzcan en etapas separadas evita la necesidad de separar los gases, lo que simplifica significativamente el proceso. Por otra parte, los retos son las altas temperaturas requeridas generalmente, la estabilidad de los materiales a esas temperaturas, y la gestión y recuperación del calor, así como la mejora del diseño del reactor solar en lo que refiere a la captación y distribución de la radiación y control de la temperatura.

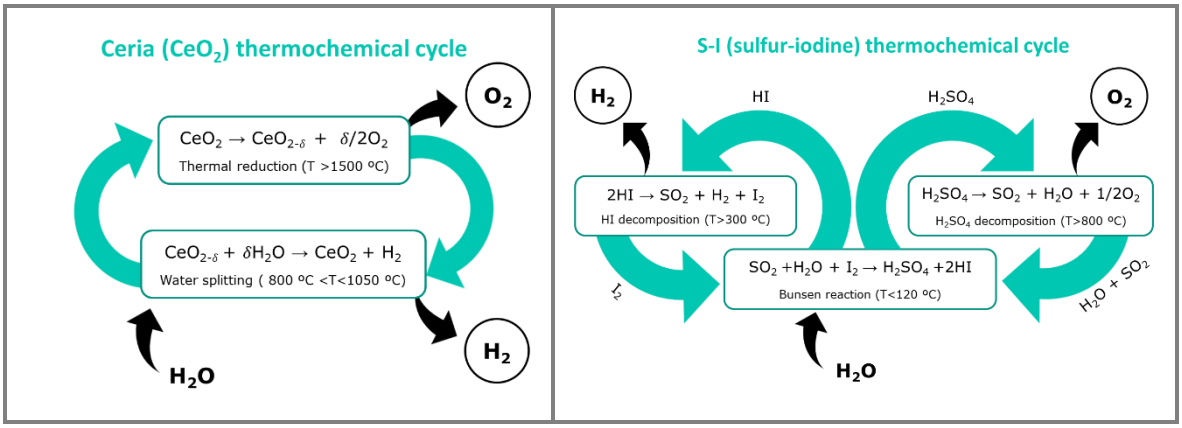


Figura 5.12: ejemplo de ciclos termoquímicos de dos etapas basados en óxidos metálicos $MO_n/MO_{n-\delta}$ (izq.) y de ciclos termoquímicos multietapas (Sulfur Iodine cycle) (dcha).

Uno de los principales obstáculos de los ciclos termoquímicos de dos etapas es que la reducción del óxido metálico generalmente requiere temperaturas muy elevadas, normalmente superiores a los 1400 °C. Estas temperaturas solo pueden alcanzarse mediante la irradiación directa de altos flujos de radiación solar concentrada, lo que limita geográficamente las ubicaciones viables para la producción y plantea importantes desafíos en el diseño y operación de los reactores termoquímicos. Por ello, uno de los grandes retos de esta tecnología es el desarrollo de ciclos termoquímicos que puedan operar a temperaturas más bajas.

Otras alternativas son los procesos de pirólisis y gasificación para la producción de hidrógeno a partir de biomasa o biogás, con carbono sólido como subproducto. Hasta el momento, algunas plantas de demostración a pequeña escala que emplean gasificación de biomasa y residuos biológicos han operado con éxito; sin embargo, aún no existen instalaciones en funcionamiento a escala de MW.

Otra posible ruta para la producción de hidrógeno renovable es la división directa del agua mediante energía solar, utilizando calor solar térmico o luz solar directa (energía fotónica). Actualmente, se están explorando diversas tecnologías a escala de laboratorio como, en el caso de uso de la luz solar, la fotocatálisis y la fotoelectrocatálisis. En los procesos fotoelectroquímicos se han alcanzado eficiencias de conversión de energía solar a hidrógeno superiores al 20 % en muestras pequeñas. No obstante, estas eficiencias disminuyen a alrededor del 10 % en celdas de algunos metros cuadrados operando bajo luz solar real. La experiencia obtenida en plantas de demostración indica que existe un amplio margen de mejora en materiales y procesos, con el fin de reducir la brecha entre la eficiencia teórica y la medida en la práctica.

Otra alternativa es la producción de hidrógeno de origen biológico, por ejemplo, a partir de algas o microorganismos. En cuanto a los procesos bioelectroquímicos, existen plantas piloto en el mundo que producen hidrógeno y otros subproductos a partir de diversos tipos de aguas residuales. Actualmente, los reactores de mayor volumen oscilan entre los 120 litros y 1 1 m^3.

En definitiva, las principales innovaciones en esta línea tecnológica se centran en el diseño y la optimización de materiales, junto con el uso de métodos tanto convencionales (calor) como no convencionales (p. ej. ondas electromagnéticas) para la activación de los ciclos, o incluso su combinación. El objetivo es maximizar la eficiencia – tanto en términos de producción de hidrógeno como de consumo energético – y/o minimizar las temperaturas de operación. Estas mejoras tienen el potencial de permitir la producción de hidrógeno a coste, con expectativas de alcanzar un LCOH inferior a 3 €/kg H_2, lo que ampliaría significativamente el abanico de aplicaciones y entornos industriales viables.

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

- Pirólisis o gasificación de biomasa y residuos biológicos para la producción de hidrógeno: nuevos diseños de reactores, materiales y procesos que mejoren la flexibilidad frente a las materias primas y los rendimientos de hidrógeno, nuevas soluciones y métodos para la limpieza y mejora del gas de síntesis (syngas), etc.

- Pirólisis de biometano para la coproducción de hidrógeno y carbono: desarrollo de conceptos avanzados de reactores térmicos y basados en plasma para la generación descentralizada de hidrógeno a partir de metano renovable, estrategias de valorización de coproductos de carbono sólido e integración con fuentes de electricidad renovable.

- Reformado de biogás para la producción de hidrógeno: desarrollo de conceptos de reactores compactos y energéticamente eficientes para el reformado de biogás crudo.

- Descomposición termoquímica del agua: nuevos materiales y soluciones para ciclos termoquímicos a bajas temperatura.

- Generación de hidrógeno mediante sistemas electrificados (por ejemplo, microondas).

- Procesos foto-inducidos para la separación del agua: desarrollo y testeo de ciclos de fotólisis y foto-(electro)catálisis, así como arquitecturas y diseños innovadores para la integración de colectores y reactores.

- Producción biológica y bioelectroquímica de hidrógeno: nuevos conceptos de biorreactores con alta tasa de producción para plantas de tamaño medio y grande, soluciones técnicas para lograr una producción estable y elevada de hidrógeno (p. ej., acondicionamiento de inóculo y pretratamiento de las materias primas).

- Captura y valorización de hidrógeno de procesos industriales (compuestos clorados, biooóxido de manganeso, recuperación de cobre, etc.).

L3.4 – Extracción de hidrógeno geológico

Descripción y alcance de la línea tecnológica

El hidrógeno natural es aquel que se genera de forma natural a través de diversos procesos geológicos. Al no requerir intervención humana para su formación, puede suponer una fuente de energía renovable y prácticamente inagotable.

La siguiente figura muestra el ciclo de vida del hidrógeno natural, desde su formación a su extracción. Este ciclo consta de las siguientes etapas: 1) Radiólisis: la descomposición de las moléculas de agua causada por la radiación emitida por materiales radiactivos presentes en la corteza terrestre puede generar H_2; 2) Serpentinización: proceso que ocurre a altas temperaturas (> 200 °C), en el cual el agua reacciona con rocas ricas en hierro produciendo H_2; 3) Fuentes profundas: algunas teorías sugieren que existe H_2 originado en el núcleo terrestre, que asciende a través del manto elevándose a lo largo de límites de placa y fallas profundas; 4) una vez generado en el interior de la tierra, el H_2 ascendería hacia la superficie mediante filtraciones por las formaciones rocosas existentes o a través de fallas y fracturas, que son más permeables y permiten un tránsito más fácil hacia el exterior. Estas filtraciones de H_2 se pueden detectar a través de los llamados círculos de hadas, que son depresiones circulares que se presentan en la superficie; 5) en las capas más superficiales, ciertos microorganismos utilizan el hidrógeno (H_2) como fuente de energía, produciendo frecuentemente metano como subproducto; 6) Reacciones abióticas roca-hidrógeno: a mayor profundidad, el H_2 reacciona con las rocas y los gases presentes en el subsuelo para formar agua, metano y compuestos minerales; 7) Trampas: el H_2 podría extraerse como el petróleo o el gas natural, perforando en formaciones de roca porosa situadas bajo capas de sal u otras rocas impermeables; 8) extracción directa de las rocas de origen ricas en hierro, si estas son poco profundas y están lo suficientemente fracturadas como para permitir la captura de H_2; 9) la producción de H_2 podría estimularse bombeando agua en rocas ricas en hierro.

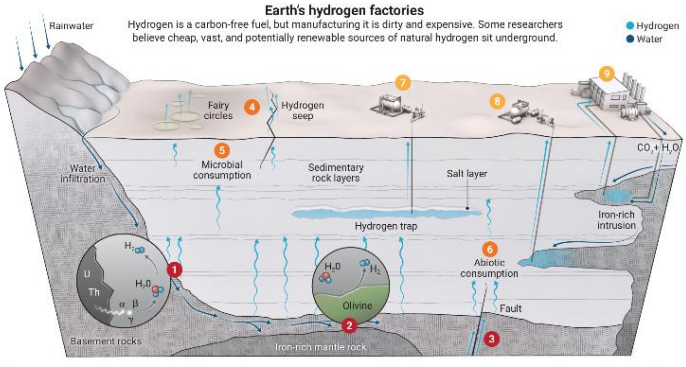


Figura 5.13: ciclo de vida del hidrógeno natural.[25]

[25] E. Hand, 2023. Hydden Hydrogen. Does earth hold vast stores of a renewable, carbon-free fuel?

Investigaciones recientes indican que su presencia es mucho más común de lo que se pensaba inicialmente, y se encuentra distribuida a lo largo de todo el mundo. A nivel local, tanto en la península ibérica como en Euskadi, se han identificado estructuras geológicas potencialmente propicias para la obtención de hidrógeno natural.

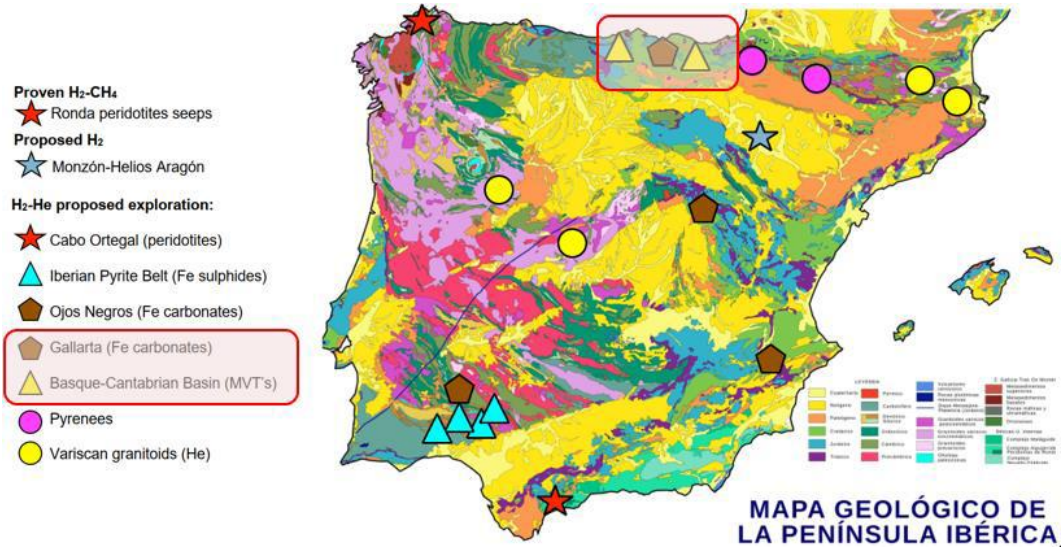


Figura 5.14: mapa del hidrógeno natural en la península ibérica.[26]

El desarrollo del hidrógeno natural se encuentra en una fase inicial, lo que requiere llevar a cabo actividades de I+D para validar su viabilidad como alternativa real para la producción de hidrógeno, tales como:

- Desarrollo de técnicas, herramientas y métodos orientados a caracterizar y comprender mejor los procesos de formación, migración y acumulación de hidrógeno en el subsuelo, así como sus emisiones naturales hacia la superficie, y a establecer un conjunto de criterios que permitan identificar áreas de forma fiable. Esto incluye el desarrollo y testeo de sensores de hidrógeno y teledetección.

- Desarrollo de tecnologías para detección de hidrógeno natural en superficie (detección de círculos de hadas).

- Realización de experimentos análogos (p. ej. en el laboratorio) para simular las condiciones que controlan la generación de hidrógeno natural (temperaturas, presiones, química de las rocas, composición de geofluidos).

- Investigación en aspectos relacionados a la construcción de pozos, la dinámica de perforación, etc., y desarrollo de herramientas y métodos para avanzar en la

[26] J. Tritlla i Cambra, 2024. Native Hydrogen. A renewable, CO2-free source of energy?

producción de hidrógeno natural de forma segura y mitigar fugas desde la prospección hasta la explotación. Esto incluye la investigación en materiales y componentes compatibles con los pozos.

- Desarrollo de tecnologías de purificación de corrientes de hidrógeno de extracción para proporcionar el hidrógeno con la pureza adecuada para el usuario final (p. ej. membranas).

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

- Identificación y exploración de emplazamientos viables con potencial acceso a recursos de hidrógeno natural.
- Definición de protocolos de seguridad que minimicen los riesgos asociados a la extracción y producción de hidrógeno.
- Profundización en el conocimiento de los procesos regenerativos implicados: condiciones de operación, etc.
- Evaluación de los materiales y componentes necesarios para la extracción adecuada de hidrógeno (p. ej. materiales de las tuberías).
- Desarrollo de tecnologías de purificación del hidrógeno extraído.

L3.5 – Nuevas tecnologías y enfoques para el reformado con vapor

Descripción y alcance de la línea tecnológica

Tradicionalmente, el hidrógeno se ha producido mediante el proceso de reformado con vapor (*Steam Reforming,* SR) de hidrocarburos como metano, nafta o alcoholes (metanol y etanol). Sin embargo, a escala industrial, la mayor parte del hidrógeno se genera actualmente mediante SR de gas natural en grandes reactores multitubulares de lecho fijo. En aplicaciones a pequeña escala, se consideran generalmente otras dos alternativas principales además del SR: las reacciones de oxidación parcial, que presentan una eficiencia significativamente menor, y el reformado autotérmico, en el cual la oxidación parcial (reacción exotérmica) y el SR (reacción endotérmica) ocurren en un mismo reactor.

Los principales inconvenientes de los reactores de SR, oxidación parcial y reformado autotérmico son que todas estas reacciones están limitadas por el equilibrio químico y, aunque se alcance una conversión completa del combustible, generan una mezcla gaseosa rica en hidrógeno pero que contiene óxidos de carbono y otros subproductos.

En consecuencia, para obtener hidrógeno puro, estos procesos químicos requieren múltiples unidades de reacción – normalmente un reformador de alta temperatura, un reactor WGS de alta temperatura y otro de baja temperatura – seguidas de unidades de separación, siendo la más común a escala industrial la *Pressure Swing Adsorption* (PSA). El elevado número de etapas reduce la eficiencia del sistema y hace que la reducción de escala no sea rentable. En la siguiente figura se muestra el proceso típico de reformado de gas natural con todas sus etapas para obtener hidrógeno de alta pureza.

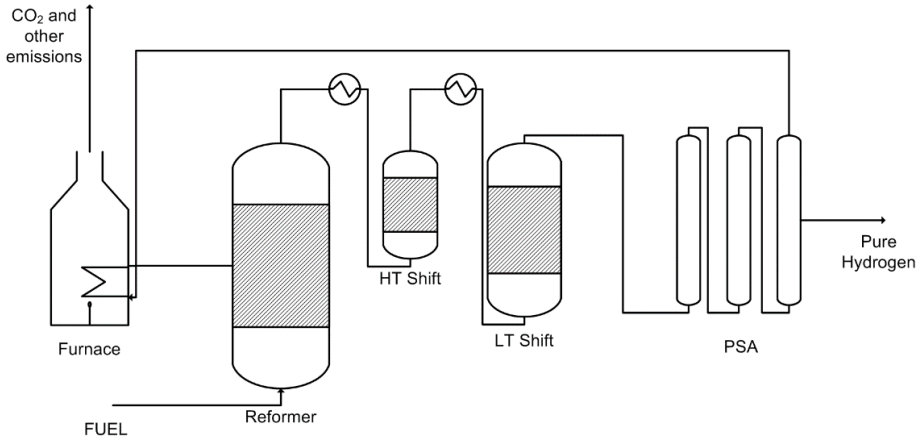


Figura 5.15: esquema del proceso convencional de reformado con vapor.[27]

[27] Gallucci et al., 2013, https://doi.org/10.1016/j.ces.2013.01.008

Con el objetivo de mejorar la eficiencia y reducir los costes del proceso de reformado, actualmente se están desarrollando diversas líneas de investigación y desarrollo:

- Por un lado, se están desarrollando mejoras en el proceso convencional de SR, abordando aspectos energéticos, como el aprovechamiento de calor residual o el suministro de energía mediante fuentes solares.

- Asimismo, se exploran modificaciones del proceso orientadas a rutas alternativas como el *dry reforming of methane* (DRM), en el que se evita el consumo de vapor de agua al emplear CO_2 como agente oxidante; la oxidación parcial de metano (*partial oxidation of methane*, POM), con menor consumo energético aunque con menor eficiencia; o el *autothermal reforming* (ATR), que combina el reformado con vapor y la oxidación parcial, utilizando aire junto con vapor de agua, lo que elimina la necesidad de un aporte externo de calor a la reacción. Además, se está analizando el uso de otras tecnologías de purificación más novedosas (p. ej. membranas) con respecto a las establecidas actualmente a escala industrial (p. ej. PSA).

- Por otro lado, se trabaja en el desarrollo de reactores avanzados para el SR. Entre ellos destacan los reactores de membrana, en los que se integran en una sola unidad las etapas de reformado, WGS y purificación. Estos reactores combinan un catalizador para la reacción de reformado con una membrana selectiva para la separación de hidrógeno, permitiendo así una intensificación del proceso al sustituir las etapas convencionales por una única operación integrada. Además, se consigue desplazar la reacción a la generación de productos por lo que se puede obtener la misma conversión a una temperatura menor (por ejemplo, entre 500-600 °C frente a los ~900 °C de un reactor convencional). Otro tipo de reactor avanzado a destacar son los *sorption enhanced reactors*, en los que se combina un catalizador para la reacción química con un sorbente que captura el CO_2 generado, facilitando así una corriente rica en hidrógeno.

  El desarrollo de catalizadores, membranas y sorbentes con propiedades óptimas de rendimiento y durabilidad es un aspecto clave para la viabilidad y competitividad de estos reactores avanzados.

Horizonte temporal: C/P

Áreas de I+D

- Desarrollo de nuevas configuraciones de reactores y catalizadores para SR (ej. reactores de membrana, SEMSR).

- Desarrollo y optimización de métodos para cubrir los requerimientos energéticos del SR, incluyendo la recuperación de calor residual, el reformado asistido por energía solar, electrificación, etc.

- Métodos de purificación de hidrógeno posteriores al SR.
- Desarrollo y demostración de nuevas tecnologías de reformado y conversión: oxidación parcial (POM), reformado seco de metano (DRM), reformado con vapor y CO_2 (CSDRM), reformado con ciclo químico (CL-DRM), etc.
- Investigación en catalizadores avanzados para el DRM: p. ej. catalizadores basados en níquel, catalizadores de cobalto, catalizadores bi y trimetálicos.
- SR sin catalizador mediante antorcha de plasma.

L3.6 – *Blending* de hidrógeno en infraestructuras de transporte y distribución de gas existentes

Descripción y alcance de la línea tecnológica

La inyección de hidrógeno en las redes existentes de gas natural se perfila como una alternativa prometedora para disminuir de forma significativa las emisiones de CO_2 tanto en el sector residencial como en el industrial. Se estima que una mezcla que contenga hasta un 20% de hidrógeno en el gas puede reducir las emisiones de CO_2 en torno a un 7%, sin necesidad de realizar modificaciones sustanciales en la infraestructura actual.

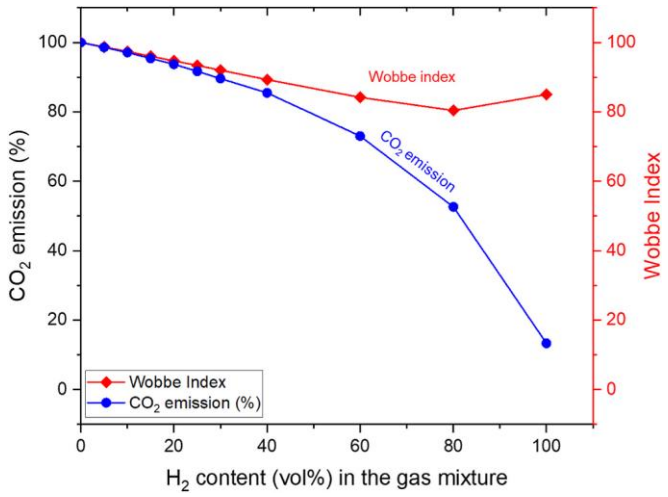


Figura 5.16: reducción de emisiones de CO_2 e índice de Wobbe debido a la mezcla con H_2.[28]

Sin embargo, las diferencias en las propiedades fisicoquímicas del gas mezclado generan desafíos operativos, materiales y de seguridad que podrían requerir modificaciones en los sistemas existentes.

El principal desafío reside en la fragilización por hidrógeno. A diferencia del gas natural, que es relativamente inerte, el hidrógeno es una molécula pequeña que puede difundirse fácilmente en la estructura cristalina de los metales, especialmente en el acero. Esta infiltración puede provocar una pérdida de ductilidad y tenacidad a la fractura, haciendo que el material se vuelva frágil y propenso a agrietarse bajo condiciones de presión y tensión. Los aceros de alta resistencia, comúnmente empleados en tuberías modernas de transmisión de alta presión (como los de grado X70 y superiores), son más vulnerables a este fenómeno que las tuberías de acero más antiguas y de menor resistencia. La concentración de hidrógeno en la mezcla con gas natural y la presión de operación son factores críticos. Incluso porcentajes bajos de

[28] Islam et al., 2024, doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.384

hidrógeno pueden provocar problemas de fragilización que se agravan al aumentar la presión.

Por otro lado, una parte significativa de la red de gas natural existente cuenta con varias décadas de antigüedad. Los materiales empleados en estas tuberías antiguas, así como la calidad de sus soldaduras, a menudo no están bien documentados, lo que genera incertidumbre sobre su susceptibilidad a la degradación inducida por el hidrógeno.

Más allá de las propias tuberías de acero, el desafío se extiende a los numerosos componentes no metálicos que forman parte integral de la red de gas, que incluyen:

- Sellos y juntas: generalmente fabricados con materiales elastoméricos o poliméricos, estos componentes están diseñados para prevenir fugas de gas natural. Sin embargo, el hidrógeno, al ser la molécula más pequeña, puede penetrar a través de muchos de estos materiales a una velocidad mucho mayor que el metano. Este fenómeno puede incrementar las fugas, lo que no solo representa una pérdida significativa de energía sino también un riesgo considerable para la seguridad, especialmente en espacios cerrados. Además, la exposición al hidrógeno puede comprometer la resistencia mecánica de algunos de estos materiales.

- Asientos de válvulas y otros componentes: al igual que en el caso de los sellos, los materiales empleados en los asientos de válvulas y otros componentes críticos pueden no ser compatibles con el hidrógeno. La fragilización o el aumento de la permeabilidad en estas piezas podrían derivar en fallos operativos, comprometiendo tanto el control del flujo como la seguridad general de la red de tuberías.

- Tuberías de plástico: aunque algunos estudios indican que ciertos tipos de tuberías de polietileno (PE), comúnmente usadas en redes de distribución a baja presión, presentan buena resistencia al hidrógeno, aún persisten dudas y preocupaciones respecto a su comportamiento y durabilidad frente a la exposición prolongada al gas.

Respecto al posible uso de otros materiales metálicos, los aceros inoxidables austeníticos y las aleaciones de aluminio presentan buena resistencia a la fragilización por hidrógeno, además de una baja solubilidad y difusividad, lo que los hace adecuados para su uso con mezclas de este gas. En definitiva, es fundamental actualizar los códigos y estándares para garantizar la operación segura de las tuberías de gas natural con hidrógeno y sus mezclas. Esto implica una correcta selección de materiales y consideraciones específicas en el diseño de la infraestructura.

Horizonte temporal: C/P

Áreas de I+D

- Modelado y validación experimental de la dinámica de mezclas de hidrógeno y gas natural a través de tuberías.
- Investigación sobre los efectos del hidrógeno en los materiales: corrosión, permeación, fragilización, etc.
- Tecnologías de mitigación para la adaptación y/o reutilización de las redes de gas existentes: por ejemplo, inhibidores, recubrimientos para tuberías, etc.
- Tecnologías para la inyección de hidrógeno.
- Herramientas para la medición de la calidad del gas.
- Tecnologías de separación de hidrógeno de mezclas de gas natural e hidrógeno.
- Investigación en seguridad para la integración del hidrógeno en las redes de gas existentes.
- Regulación para contemplar la mezcla de hidrógeno en la red de gas natural existente.
- Regulación para revisar y/o adaptar las infraestructuras de los usuarios finales ante el *blending* de hidrógeno.

L3.7 – Nuevas redes de transporte y distribución de hidrógeno

Descripción y alcance de la línea tecnológica

El transporte y la distribución del hidrógeno representan un pilar clave para su adopción masiva como vector energético, especialmente en sectores como la movilidad, la industria pesada o la generación eléctrica. Para que esta adopción sea viable, es imprescindible el desarrollo de una infraestructura adecuada, eficiente y segura que permita conectar de forma eficaz los centros de producción (electrolizadores, reformadores, etc.) con los puntos de consumo (puertos, estaciones de servicio, instalaciones industriales, etc.).

En cuanto al estado de madurez tecnológica, las redes de gasoductos dedicados al hidrógeno puro presentan un nivel de madurez tecnológica (TRL) intermedio, generalmente entre 6 y 7. No obstante, se están desarrollando proyectos de demostración a gran escala, particularmente en Europa, que buscan validar su viabilidad técnica y económica. Por ejemplo, el proyecto *H2 Backbone* o la iniciativa *European Hydrogen Backbone*. A pesar del progreso, las redes de transmisión de hidrógeno se enfrentan aún a varios retos clave para su despliegue masivo, entre los que destacan:

- Costes de desarrollo e inversión: la construcción de nuevos gasoductos dedicados al hidrógeno conlleva inversiones significativas, así como una planificación a largo plazo y una estrecha coordinación entre los distintos actores públicos y privados involucrados.

- Regulación y normalización: la ausencia de un marco regulatorio armonizado en aspectos como la seguridad, la pureza del hidrógeno, las presiones operativas y las tarifas de acceso obstaculiza la interoperabilidad entre redes y frena el desarrollo de un mercado interior del hidrógeno.

- Asegurar la pureza del hidrógeno: muchos de los usos finales, como las pilas de combustible o aplicaciones industriales sensibles, requieren hidrógeno con una pureza muy elevada. Esto implica establecer controles rigurosos durante las etapas de transporte, distribución y almacenamiento para evitar contaminaciones que comprometan el rendimiento o la seguridad del sistema, o tecnologías de purificación en las instalaciones del usuario final.

- Detección y control de fugas: es fundamental desarrollar y aplicar tecnologías avanzadas para la detección temprana y precisa de fugas de hidrógeno en redes y sistemas de almacenamiento. Tecnologías emergentes como sensores basados en fibras ópticas ofrecen una oportunidad prometedora.

En términos de viabilidad económica, se estima que para 2030 una red de hidrógeno a escala continental podría transportar el gas a un coste competitivo frente a otras formas de energía, especialmente si se consolida un mercado paneuropeo que

permita economías de escala. Según estimaciones de Hydrogen Council y la Comisión Europea, el coste de transmisión podría situarse por debajo de 0,10 €/kg H_2 por cada 100 km en redes dedicadas para 2030.

Horizonte temporal: C/P

Áreas de I+D

- Nuevos códigos de diseño y estándares técnicos que contemplen las propiedades del hidrógeno (densidad, permeabilidad, fragilización, etc.).
- Desarrollo de materiales y equipos compatibles con hidrógeno: selección de componentes metálicos y no metálicos que presenten resistencia a la fragilización y permeación del hidrógeno, garantizando durabilidad y seguridad operativa.
- Equipos de medición de calidad del hidrógeno: instrumentación precisa que permita controlar la pureza del hidrógeno transportado, fundamental para aplicaciones sensibles como pilas de combustible.
- Sistemas de medición que aseguren una medición fiable del caudal de hidrógeno en distintas condiciones de presión y temperatura.
- Tecnologías para la detección temprana de fugas de hidrógeno.
- Infraestructura de almacenamiento intermedio que permita equilibrar la red en situaciones de operación desconectada de la red de transporte.

L3.8 – Soluciones innovadoras para el almacenamiento eficiente y competitivo de hidrógeno

Descripción y alcance de la línea tecnológica

El almacenamiento de hidrógeno es fundamental para el despliegue efectivo de sistemas basados en este vector energético. Sin embargo, este almacenamiento enfrenta importantes desafíos técnicos, económicos y de seguridad. Actualmente, son varias las líneas de investigación que abordan diferentes sistemas de almacenamiento, los cuales pueden clasificarse en métodos físicos y químicos.

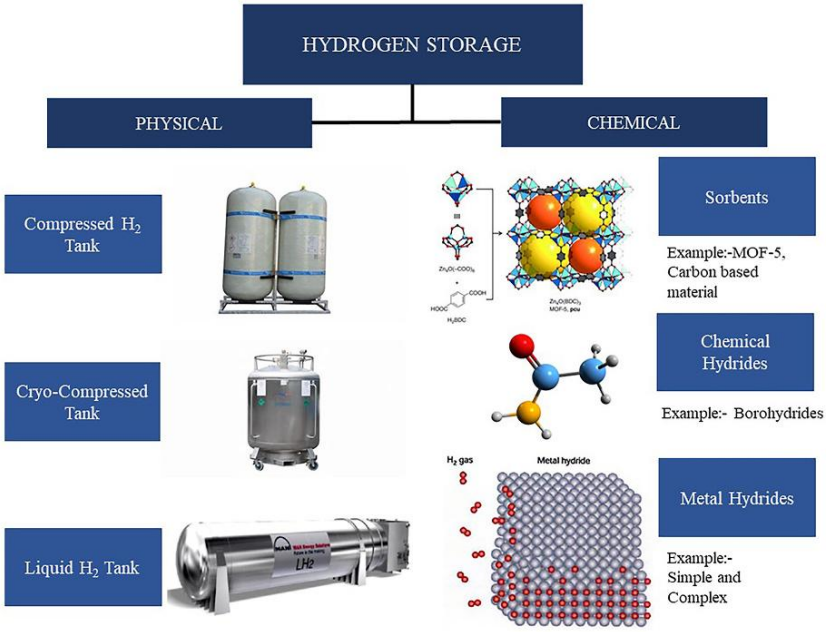


Figura 5.17: tipologías de almacenamiento de H_2.[29]

Entre los parámetros clave que influyen en el desarrollo y coste de las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno, destacan los siguientes:

- *Métodos de almacenamiento*: se requieren soluciones de almacenamiento eficientes y asequibles, considerando aspectos esenciales como la densidad energética, la seguridad operativa y la compatibilidad con la infraestructura existente.
- *Densidad energética volumétrica*: debido a la baja densidad del hidrógeno, se requieren tecnologías eficientes para lograr una alta densidad energética.
- *Compatibilidad de materiales*: es fundamental elegir materiales que sean resistentes a la fragilización por hidrógeno, ya que el contacto con este gas

[29] Mulky et al., 2024, https://doi.org/10.1016/j.matchemphys.2024.129710

puede comprometer la integridad y durabilidad de los tanques, impactando directamente en la seguridad del sistema de almacenamiento.

- *Integración con la infraestructura*: el almacenamiento de hidrógeno a gran escala debe integrarse en la infraestructura energética existente, lo que implica modificaciones significativas y elevadas inversiones económicas.

- *Impacto ambiental*: la producción y el almacenamiento de hidrógeno pueden generar impactos ambientales negativos, por lo que una transición energética verdaderamente sostenible debe contemplar la evaluación y minimización de estas posibles consecuencias

A pesar de los avances logrados, persisten diversos desafíos tecnológicos asociados al almacenamiento de hidrógeno, entre los cuales destacan los siguientes:

- *Seguridad*: el hidrógeno presenta riesgos específicos, tales como su alta inflamabilidad y la necesidad de almacenarlo a presiones elevadas. Por ello, es imprescindible implementar medidas de seguridad rigurosas y protocolos estrictos, especialmente en instalaciones de almacenamiento a gran escala.

- *Fatiga cíclica*: el llenado y vaciado repetido de los contenedores de hidrógeno puede generar desgaste y degradación de los materiales con el tiempo, afectando su integridad y seguridad.

- *Eficiencia de los materiales de almacenamiento*: la investigación en estos materiales es crucial, así como mejorar su viabilidad comercial.

- *Almacenamiento subterráneo de hidrógeno (UHS):* es necesario profundizar en esta tecnología prometedora por su alta capacidad de almacenamiento y su contribución a mejorar la seguridad al reducir ciertos riesgos asociados.

- *Huella física:* en el caso de los almacenamientos de hidrógeno a mayor escala, puede suponer un reto en determinadas localizaciones.

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

- Investigación en materiales económicamente competitivos para recipientes que aseguren la integridad del almacenamiento de hidrógeno, incluyendo el análisis del comportamiento y la compatibilidad de los materiales con el hidrógeno.

- Investigación y desarrollo de sistemas de detección de fugas de H_2 adecuados para almacenamientos a gran escala y zonas de difícil acceso,

con el objetivo de mejorar los límites de detección y los tiempos de respuesta de las tecnologías empleadas.

- Comprensión del comportamiento del hidrógeno, requisitos de presión y ciclicidad en el transporte de hidrógeno comprimido mediante camiones cisterna.
- Adaptación de los tanques de LNG a portadores de hidrógeno.
- Tecnologías de seguridad para prevenir roturas en los tanques de almacenamiento.
- Investigación en portadores sólidos de hidrógeno y su escalado: materiales microporosos, hidruros metálicos, materiales metal-orgánicos tipo MOFs, etc.
- Sistemas avanzados de almacenamiento, como baterías redox de flujo híbridas.
- Comprensión de la contaminación del hidrógeno almacenado en cavidades subterráneas.
- Tecnologías de purificación de hidrógeno para corrientes de gas provenientes de depósitos subterráneos, que pueden contener impurezas.
- Comprensión del comportamiento del hidrógeno, requisitos de presión y ciclado de grandes volúmenes para diseños de almacenamiento subterráneo sostenibles y seguros.
- Comprensión del comportamiento de materiales y su compatibilidad con el hidrógeno: diseño de materiales para sistemas de inyección y extracción.

L3.9 – Portadores líquidos de hidrógeno: soluciones innovadoras y tecnologías clave

Descripción y alcance de la línea tecnológica

La investigación y el desarrollo en portadores líquidos de hidrógeno (LHC) abarcan desde la mejora de catalizadores y sistemas de reacción, hasta la creación de nuevos portadores más ecológicos y seguros, así como la optimización de los sistemas de transporte y almacenamiento. El objetivo es lograr una cadena de valor del hidrógeno más eficiente, segura, económica y sostenible.

El amoníaco como portador de hidrógeno presenta un alto nivel de madurez en cuanto a su producción, almacenamiento y transporte (TRL 8-9), dado que la infraestructura industrial y logística está completamente desarrollada y operativa a escala global desde hace décadas. Esto lo convierte en el LHC con mayor aceptación hasta el momento. Sin embargo, el principal reto tecnológico radica en el proceso de descomposición o craqueo del amoníaco para liberar hidrógeno en el punto de uso, que es la etapa menos madura de la cadena, situándose en un TRL 6-8. Actualmente existen plantas piloto y primeros desarrollos industriales, pero aún está lejos de una adopción masiva. El desafío clave es mejorar la eficiencia, selectividad y coste de este craqueo, así como en reducir las temperaturas de la reacción de craqueo, para lo que es necesario el desarrollo de nuevos catalizadores que tengan la suficiente selectividad y eficiencia para reproducir a 400°C, las reacciones que se producen a 800°C. Estos catalizadores existen pero están basados en metales nobles. Aunque los catalizadores de níquel (Ni) resultan prometedores por su bajo coste en comparación con los de rutenio (Ru), la investigación continúa enfocada en aumentar su actividad y durabilidad.

Los líquidos orgánicos (LOHC) presentan varias ventajas que los hacen atractivos para el almacenamiento de hidrógeno, ya que son líquidos en condiciones ambientales, similares a los combustibles fósiles, lo que permite aprovechar infraestructuras existentes de transporte y almacenamiento de forma segura y económica. El TRL de este tipo de compuestos se sitúa alrededor de 5. Entre los principales retos se encuentra el desarrollo de catalizadores alternativos a los metales nobles como platino, paladio o rutenio que, aunque son altamente efectivos, resultan costosos y tienen disponibilidad limitada. Se están evaluando alternativas basadas en metales no nobles (como níquel y cobalto), que pueden optimizarse mediante el uso de soportes y promotores para mejorar su actividad y durabilidad, así como catalizadores libres de metales, basados en nitrógeno y carbono.

Una línea de desarrollo importante es la obtención de LOHC a partir de biomasa (lignina) u otras fuentes renovables, lo que permitiría reducir la huella de carbono y aumentar la sostenibilidad del sistema. El principal reto consiste en identificar y escalar moléculas bio-basadas que sean competitivas en términos de capacidad de almacenamiento, estabilidad y coste, frente a los LOHC tradicionales.

Las principales vías de hidrogenación y deshidrogenación se basan en reacciones catalíticas que requieren altas temperaturas y presiones. Como alternativas, se están explorando métodos electroquímicos y fotoelectroquímicos, los cuales permiten la hidrogenación y deshidrogenación de LOHC en condiciones ambientales (principalmente de alcoholes, aminas y compuestos aromáticos). Estos métodos facilitan el uso directo de los LOHC en pilas de combustible, mejoran la eficiencia energética y permiten una mejor integración con energías renovables. Además, reducen la necesidad de separar el hidrógeno después de su liberación.

El transporte seguro de LOHC se regula mediante normativas en desarrollo que buscan minimizar los riesgos asociados a atmósferas enriquecidas en hidrógeno y garantizar que el hidrógeno químicamente ligado al LOHC no se libere bajo condiciones normales de transporte. Para ello, es necesario controlar estrictamente el contenido de hidrógeno físicamente disuelto, que no debe exceder los 0,5 L H_2/kg de LOHC, mediante tratamientos previos y análisis comprobatorios

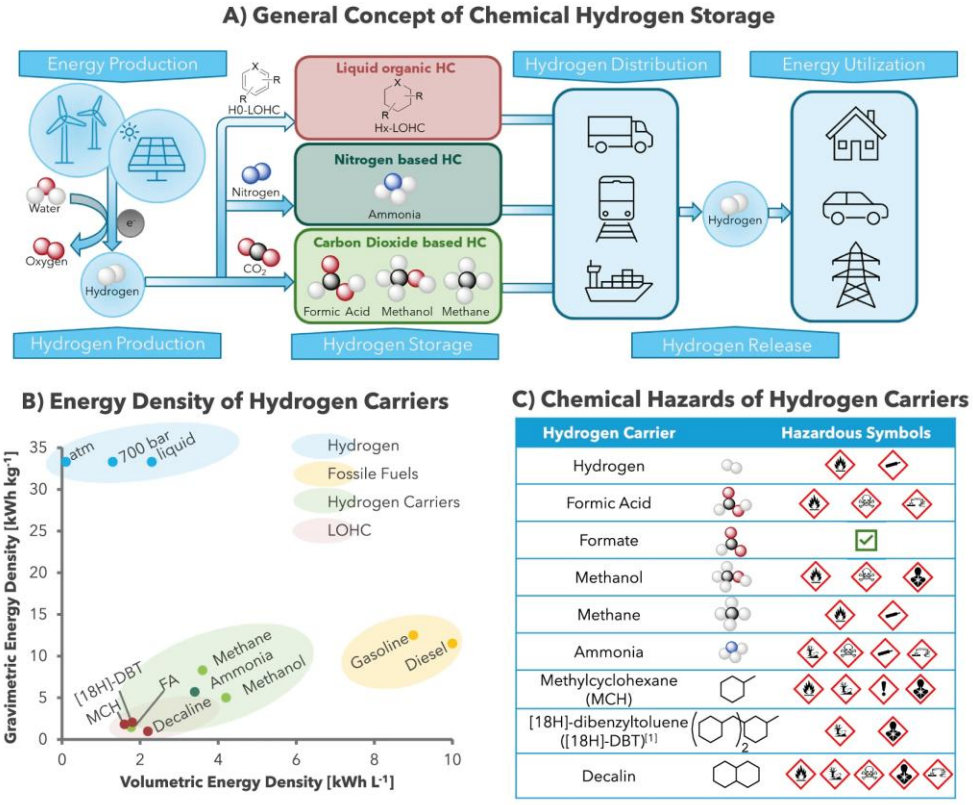


Figura 5.18: concepto principal del almacenamiento químico de H_2 considerando la densidad energética y los riesgos químicos de los portadores.[30]

[30] Sang et al., 2024, https://doi.org/10.1038/s41467-024-51658-2

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

- Investigación en tecnologías innovadoras de hidrogenación y deshidrogenación para garantizar la eficiencia, flexibilidad, seguridad y asequibilidad, incluyendo desarrollos en los componentes clave como membranas, electrodos, celdas, *stack*, catalizadores y reactores.
- Desarrollo de catalizadores para hidrogenación/deshidrogenación.
- Nuevos portadores líquidos de hidrógeno sostenibles con alta capacidad de almacenamiento de hidrógeno y baja degradación, que faciliten una disminución de CAPEX frente a otros LOHC propuestos.
- Desarrollo de portadores líquidos orgánicos de hidrógeno de origen biológico.
- Investigación sobre los requisitos de seguridad y ciclabilidad durante el transporte de líquidos portadores.

L3.10 – Estaciones de repostaje de hidrógeno

Descripción y alcance de la línea tecnológica

Las estaciones de recarga de hidrógeno (HRS) han experimentado un avance notable en la última década, consolidándose como un pilar fundamental en la transición hacia una movilidad sostenible basada en hidrógeno. Su evolución tecnológica ha permitido alcanzar niveles de madurez que hace pocos años eran impensables. En la actualidad, las HRS modernas son capaces de ofrecer repostajes rápidos, seguros y eficientes, con tiempos de recarga inferiores a los 10 minutos para vehículos pesados y presiones de operación de hasta 700 bares.

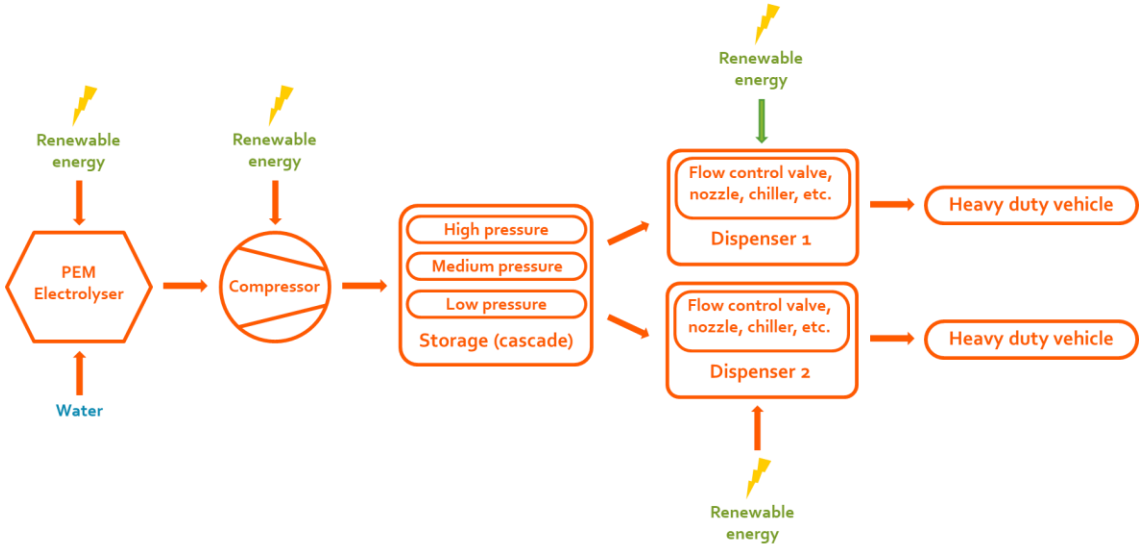


Figura 5.19: esquema básico de una estación de servicio de hidrógeno.

En términos de despliegue, Asia lidera el desarrollo de infraestructura HRS, con Japón, Corea del Sur y China a la vanguardia. Europa ha establecido marcos regulatorios ambiciosos, como el Reglamento AFIR, que exige una cobertura mínima en corredores estratégicos para vehículos de hidrógeno. Por su parte, Estados Unidos ha concentrado sus esfuerzos en California, aunque enfrenta desafíos relacionados con la fiabilidad del suministro y la sostenibilidad económica de estas estaciones. A pesar de estos avances, el despliegue global de HRS sigue siendo limitado en comparación con otras infraestructuras energéticas, reflejando barreras tanto económicas como técnicas.

Entre los principales retos pendientes se encuentran los elevados costes de instalación y operación, que dificultan la rentabilidad de las estaciones sin subsidios públicos. A diferencia del coste de producción del hidrógeno, que depende del método de generación (gris, azul o verde), el coste de dispensado se refiere a los gastos asociados al almacenamiento, compresión, refrigeración y entrega del hidrógeno al vehículo. En las estaciones que operan con hidrógeno comprimido, el proceso de dispensado requiere compresores de alta presión capaces de alcanzar los 700 bar, lo que implica

un consumo energético estimado entre 1,5 y 2 kWh por kilogramo de hidrógeno dispensado. En términos económicos, el coste de dispensado puede representar entre el 20% y el 40% del precio final del hidrógeno en surtidor, dependiendo de la escala de la estación y su eficiencia operativa. Por ejemplo, en estaciones de gran capacidad (más de 1 tonelada por día), las economías de escala permiten reducir significativamente el coste. Según estimaciones recientes, aumentar la capacidad de una estación de 50 a 500 kg/día puede reducir el coste específico del dispensado en hasta un 75%

Asimismo, la falta de estandarización en componentes y protocolos de recarga limita la interoperabilidad entre fabricantes y operadores, generando incertidumbre en los usuarios. La fiabilidad operativa es otro desafío crítico: muchas estaciones experimentan cierres temporales debido a mantenimiento o problemas técnicos, lo que afecta negativamente la confianza del consumidor y la percepción pública del hidrógeno como una alternativa viable.

No obstante, el futuro de las HRS es prometedor. La integración con fuentes renovables para la producción de hidrógeno verde, el desarrollo de modelos de negocio público-privados y la digitalización de las operaciones mediante sistemas inteligentes de gestión representan oportunidades clave para superar las barreras actuales. Asimismo, la expansión del uso del hidrógeno más allá del transporte, hacia sectores industriales y energéticos, podría mejorar la viabilidad económica de las estaciones.

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

- Mejoras en la tecnología de comunicación entre los vehículos de hidrógeno y la estación de recarga, asegurando protocolos de repostaje óptimos y seguros.
- Incremento de la flexibilidad y habilitación de presiones de suministro inferiores para permitir el uso de hidrógeno renovable producido localmente.
- Desarrollo de componentes específicos tales como boquereles flexibles para vehículos pesados, enfriadores con capacidad para vehículo pesado, protocolos de repostaje multipropósito, etc.
- Desarrollo de estaciones de alto rendimiento para grandes vehículos: barcos, flotas de trenes o grandes flotas de autobuses o camiones.
- Comunicación inalámbrica segura integrable en lazos de seguridad.
- Protocolos de carga lenta sin requerimiento de enfriamiento.

- Comunicaciones de la infraestructura y de los sistemas de la HRS, incluyendo la gestión de los datos para operación, seguridad y mantenimiento.
- Detección y monitorización de emisiones de hidrógeno.

L3.11 – Uso de hidrógeno en aplicaciones de movilidad

Descripción y alcance de la línea tecnológica

Vehículos pesados

Hoy en día, los vehículos pesados de carretera (*Heavy-Duty*) constituyen un nicho prometedor para la adopción de tecnologías de propulsión basadas en hidrógeno. En particular, las soluciones basadas en pilas de combustible proporcionan mayores autonomías y permiten almacenar mayores cantidades de energía en comparación con otras tecnologías cero emisiones como los sistemas basados en baterías. Estas características se ajustan especialmente bien a los requerimientos operativos de los vehículos pesados, que incluyen largas distancias y alta demanda energética.

Los avances tecnológicos alcanzados en el desarrollo de pilas de combustible han permitido su aplicación comercial en distintos segmentos *Heavy-Duty*, incluyendo autobuses, camiones de largo recorrido para actividades logísticas y camiones de recogida de residuos, entre otros. Como resultado, esta tecnología se encuentra actualmente en un estado de madurez tecnológica elevado, con un TRL entre 7 y 9. Tal y como muestra la siguiente figura, el número de modelos de vehículos *Heavy-Duty* basados en pilas de combustible de H_2 presentados por OEM supera los 70 a finales de 2024.

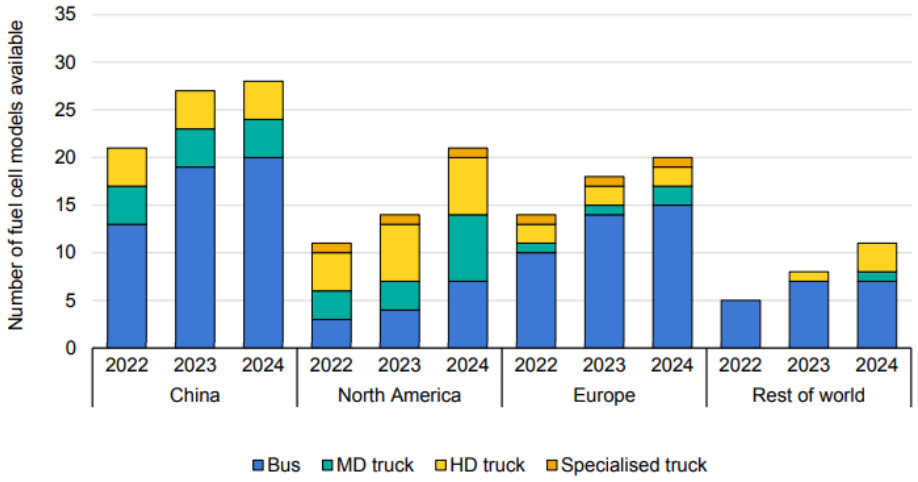


Figura 5.20: evolución 2022-2024 del número de modelos disponibles en el mercado para vehículos pesados basados en pila de H_2.[31]

No obstante, la proporción de vehículos basados en pilas de combustible dentro del mercado *Heavy-Duty* sigue siendo muy reducida, lo que evidencia que aún estamos lejos de alcanzar una adopción generalizada de esta tecnología. Al igual que en otras aplicaciones de movilidad, los principales obstáculos que limitan su implantación son

[31] IEA, 2024. Global Hydrogen Review 2024.

el elevado coste de fabricación y adquisición de los vehículos, el alto precio del H_2, y la limitada infraestructura de recarga, que requiere una expansión significativa para garantizar una cobertura adecuada y fiable.

De cara a reducir el coste de fabricación y adquisición, además de promover la economía de escala, se identifican varios retos tecnológicos clave. Entre ellos destacan el diseño optimizado de los componentes de la pila de combustible, conocido como *Balance of Plant*, y la mejora en la integración de la pila dentro del tren de tracción de estos vehículos. Asimismo, una reducción en los costes operativos (OPEX) contribuiría a compensar los elevados costes de adquisición (CAPEX), lo cual requiere incrementar la eficiencia del sistema y prolongar su vida útil.

Aplicaciones ferroviarias

La mayoría de los vehículos ferroviarios que operan actualmente funcionan con diésel o están electrificados mediante catenarias. Aunque la electrificación contribuye a reducir las emisiones, la instalación de catenarias tradicionales resulta costosa y compleja logísticamente, por lo que su implementación suele limitarse a líneas de alta capacidad. La propulsión eléctrica mediante baterías puede ser una alternativa adecuada para trenes de pasajeros que recorren distancias cortas, pero el H_2 ofrece mayor autonomía y presenta ventajas como una mayor libertad de movimiento, una infraestructura menos exigente y la posibilidad de emplear un suministro de combustible con cero emisiones. Por ello, las aplicaciones ferroviarias se perfilan como un nicho prometedor para la implementación de tecnologías basadas en pilas de combustible de H_2.

Al igual que en otros segmentos del transporte, los avances tecnológicos han permitido desarrollar soluciones ferroviarias basadas en pilas de H_2 con niveles de madurez tecnológica altos (TRL 7-9). Informes recientes destacan que, entre 2018 y 2024, se han llevado a cabo a nivel mundial un total de 15 proyectos piloto con trenes impulsados por pilas de H_2[32]. Entre estos proyectos, destacan los modelos presentados por fabricantes como Alstom, Siemens y STADLER, así como el proyecto FCH2RAIL, impulsado por CAF y RENFE.

Sin embargo, estos proyectos aún no han alcanzado una implementación comercial definitiva. El caso más avanzado es el vehículo de Alstom, que estuvo en operación con pasajeros durante varios meses en Alemania. No obstante, el operador de la red concluyó que la opción basada en hidrógeno resultaba más costosa que otras alternativas de cero emisiones, por lo que se decidió finalizar la operación de estos trenes.

[32] IEA, 2024. Global Hydrogen Review 2024.

A continuación, se detallan los principales factores que dificultan una adopción más amplia de esta tecnología, junto con los retos tecnológicos relacionados.

- Por un lado, el alto coste de fabricación y adquisición de los vehículos es un aspecto aún más crítico en el caso del transporte ferroviario. De hecho, en comparación con otros segmentos, como por ejemplo los autobuses urbanos, la inversión necesaria para adquirir una flota de trenes es considerablemente mayor, lo que dificulta todavía más la adopción de tecnologías basadas en H_2. Además de lograr economías de escala, es necesario avanzar en la optimización del diseño de los componentes de la pila de hidrógeno, mejorar su integración en los vehículos y reducir el OPEX para compensar los mayores costes iniciales.

- Por otro lado, el elevado coste del H_2 representa un importante impedimento frente a otras alternativas, como los trenes propulsados por baterías. El progreso en la producción de H_2 verde se considera clave para aumentar la competitividad de los trenes basados en esta tecnología.

- Por último, aunque una red extensa de recarga no es tan crucial en el transporte ferroviario, dado que los trenes operan en rutas predeterminadas, sí es necesario contar con estaciones de recarga de muy alta capacidad debido al elevado consumo de estos vehículos. Los avances en el almacenamiento líquido de hidrógeno contribuirán significativamente a facilitar la implementación de estaciones de recarga con esta capacidad.

Aplicaciones marítimas

Hoy en día, el sector marítimo representa una de las áreas con mayor potencial para la adopción de tecnologías basadas en H_2, especialmente en el contexto de las crecientes exigencias regulatorias internacionales para la descarbonización del transporte, como las establecidas por la IMO (*International Maritime Organization*). Tanto el H_2 como sus combustibles derivados, como el amoníaco o el metanol pueden permitir emisiones netas nulas de GEI y contribuir a una rápida reducción de la intensidad de emisiones promedio del sector.

Las tecnologías basadas en H_2 ofrecen diversas alternativas para el sector marítimo, que van desde procesos de craqueo o reformado, hasta pilas de combustible y motores de combustión adaptados. En comparación con otras soluciones cero emisiones, como las baterías, el H_2 y sus derivados presentan ventajas significativas en términos de mayor densidad energética y menores tiempos de repostaje, lo cual resulta especialmente relevante en aplicaciones con alta demanda energética y limitaciones operativas.

Fuel Type	Advantages	Disadvantages	Best Applications
Hydrogen	Zero emissions; high safety potential; renewable production pathways; rapid dispersion in open air enhancing safety.	Low volumetric energy density; flammability concerns; costly infrastructure for storage and bunkering.	Long-distance voyages requiring zero-emission compliance.
Ammonia	Zero CO_2 emissions during combustion; higher energy density than hydrogen; easier storage.	Toxic and hazardous; NO_x emissions require additional treatment; fossil-based production reduces environmental benefits.	Large-scale and long-haul shipping.
LNG	Established infrastructure; lower costs and reduced emissions compared to heavy fuel oil; cost-effective transition fuel.	Still emits greenhouse gases, making it a transitional fuel; safety risks include frost burns, asphyxiation, and explosion hazards.	Transitioning fleets to lower emissions.
Methanol	Easier handling and storage; can be produced renewably; compatible with existing fuel systems.	Low flash point and toxicity concerns; greenhouse gas benefits depend on production method.	Short-haul and domestic shipping.
Heavy Fuel Oil	Widely available and low-cost.	High emissions of SO_x, NO_x, and CO_2; subject to stringent regulations.	Limited use under stricter policies.

Figura 5.21: comparación del H_2 y derivados (amoníaco, metanol) con otros combustibles fósiles (HFO, LNG).[33]

En particular, el H_2 representa una alternativa viable para reducir las emisiones en embarcaciones que operan en rutas fijas o que requieren cero emisiones locales, tales como *ferries*, buques costeros y embarcaciones portuarias. En los últimos años se han desarrollado numerosos proyectos piloto y demostrativos a nivel internacional, que han permitido alcanzar niveles relativamente altos de madurez tecnológica (TRL 6–8) para ciertos tipos de embarcaciones, especialmente buques de menor tamaño o con rutas cortas. Sin embargo, las aplicaciones en grandes buques de carga y trayectos de largo alcance todavía enfrentan importantes retos tecnológicos relacionados con el almacenamiento a bordo, la autonomía requerida y la integración del sistema de propulsión.

Para estas aplicaciones, el amoníaco y el metanol – ambos derivados del H_2 – se perfilan como dos de los combustibles alternativos más prometedores, tanto para su uso directo en motores de combustión adaptados como para su conversión en H_2 mediante procesos de reformado o craqueo previos, con el fin de alimentar pilas de combustible o motores. Su despliegue implica la necesidad de mayores volúmenes de almacenamiento a bordo – el metanol y el amoníaco requieren aproximadamente 3 y 2,5 veces más volumen, respectivamente, que el gasóleo marino –, así como la adaptación de los motores de combustión interna comúnmente utilizados en los buques. En el caso del amoníaco, su alta toxicidad plantea retos significativos en términos de seguridad, manipulación a bordo y prevención de fugas.

[33] Alavi-Borazjani et al., 2025, https://doi.org/10.3390/en18051231

En la actualidad, el número de embarcaciones operativas que utilizan H_2 o derivados como combustible sigue siendo muy reducido, lo que refleja el carácter incipiente de su adopción en el sector. Al igual que en otras aplicaciones de movilidad, los principales impedimentos identificados son el alto coste de construcción o adaptación de los buques, el elevado precio del H_2 y la limitada disponibilidad de infraestructuras portuarias para un repostaje seguro y eficiente.

Para reducir los costes, se considera clave el desarrollo de soluciones de almacenamiento más eficientes, como tanques de H_2 líquido de alta densidad, así como la mejora en la integración energética de la pila de combustible dentro de los sistemas del buque. Un aumento en la eficiencia de los sistemas y una mayor vida útil también contribuirían a disminuir los costes operativos (OPEX), compensando la elevada inversión inicial (CAPEX).

Por último, la expansión de esta tecnología requiere del despliegue de una red adecuada de repostaje en puertos estratégicos, lo que implica también inversiones en generación, transporte y distribución del H_2 y derivados. Además, es necesaria la definición de estándares técnicos y normativos específicos que garanticen la seguridad y viabilidad de estas operaciones en entornos marítimos.

Aplicaciones aeronáuticas

Actualmente, el sector aeronáutico se encuentra en una fase temprana de exploración del H_2 como combustible alternativo, impulsado por los ambiciosos objetivos de descarbonización de la aviación civil a medio y largo plazo. En este contexto, el H_2 se perfila como una de las pocas opciones viables para alcanzar niveles de emisiones netas cero, especialmente en vuelos de media y larga distancia, donde las tecnologías basadas en baterías enfrentan importantes limitaciones debido a su baja densidad energética

Las tecnologías basadas en H_2 permiten diversas configuraciones en el ámbito aeronáutico, que van desde el uso de pilas de combustible en aplicaciones regionales y aeronaves ligeras, hasta la combustión directa en turbinas adaptadas para vuelos de mayor alcance. Ambas opciones están siendo objeto de investigación activa por parte de los principales fabricantes del sector, como Airbus, Rolls-Royce y ZeroAvia.

En los últimos años, se han logrado avances significativos en prototipos de aviones propulsados por H_2, situando la madurez tecnológica en niveles intermedios para aeronaves de pequeño tamaño (TRL 4–6). Sin embargo, para los aviones comerciales de gran capacidad, el nivel de desarrollo tecnológico sigue siendo bajo (TRL ≤ 3), y se prevé que los primeros modelos comerciales con H_2 no entren en servicio antes de 2035.

Actualmente, el número de aeronaves operativas que utilizan H_2 es extremadamente limitado, con apenas una decena de prototipos en vuelo, lo que refleja que aún nos encontramos en una etapa de validación experimental. Los principales retos para una mayor adopción de esta tecnología incluyen el diseño de tanques criogénicos ligeros

y seguros, la integración de sistemas de propulsión con H_2 en fuselajes existentes, y el rediseño completo de la arquitectura de las aeronaves.

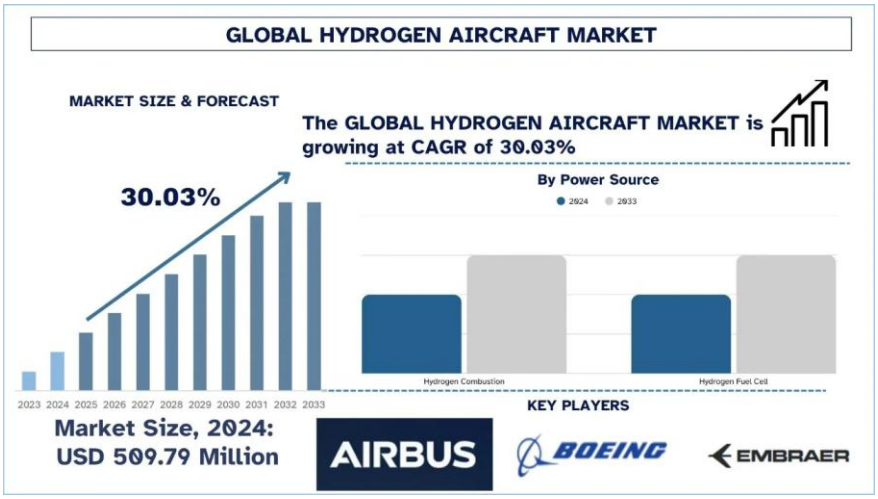


Figura 5.22: tamaño y proyección del mercado global de aeronaves impulsadas por H_2.[34]

El coste de desarrollo y certificación de nuevas aeronaves propulsadas por H_2 es significativamente más alto que el de las tecnologías convencionales, lo que representa una barrera clave para su viabilidad comercial. No obstante, se prevé que, una vez superada esta fase inicial, el coste operativo (OPEX) podría resultar competitivo, especialmente si el precio del H_2 verde se reduce a niveles cercanos a los 2–3 €/kg.

La infraestructura también representa un desafío crucial. El despliegue de una red global de aeropuertos con capacidad para producir, almacenar y suministrar H_2 líquido en condiciones seguras requiere una transformación profunda del sistema logístico y energético actual. Esta transformación implica, además, aspectos normativos, tales como la certificación de aeronaves y el establecimiento de protocolos de seguridad específicos para las operaciones tanto en tierra como en vuelo.

Por último, aunque el mercado de aeronaves impulsadas por H_2 aún está en una fase incipiente, se observa un fuerte impulso tanto institucional como corporativo para su desarrollo. Programas como ZEROe de Airbus, H2FLY, y las iniciativas financiadas por Clean Aviation JU en Europa apuntan a que el H_2 podría desempeñar un papel central en la aviación sostenible a partir de la próxima década.

Horizonte temporal: M/P

[34] UnivDatos, Hydrogen Aircraft Market: Current Analysis and Forecast (2025-2033).

Áreas de I+D

Vehículos pesados

- Mejoras en la pila en cuanto a rendimiento, durabilidad y fiabilidad, específicamente orientadas a satisfacer los requisitos de los vehículos pesados.
- Desarrollo de conceptos disruptivos orientados a mejorar la densidad de potencia y energía, tanto volumétrica como gravimétrica, así como a aumentar la durabilidad de los sistemas.
- Mejora o desarrollo de componentes estratégicos del Balance of Plant (BoP) y diseño de sistemas orientados a una fabricación escalable y de bajo coste.
- Soluciones mejoradas y de menor coste para el almacenamiento de H_2 a bordo (en estado gaseoso o líquido).
- Investigación en el uso del H_2 líquido.
- Integración de los sistemas de pila de combustible y el almacenamiento de H_2 a bordo.
- Ensayo de vehículos en condiciones reales de operación y servicio, y desarrollo de conceptos de monitorización del estado de salud para mantenimiento.

Aplicaciones ferroviarias

- Diseño de nuevos conceptos para el almacenamiento de H_2 a bordo, como el H_2 crio-comprimido o el almacenamiento en estado líquido.
- Desarrollo de arquitecturas optimizadas de sistemas bimodales que integren sistemas de pilas de combustible con electrónica de potencia y tecnología de baterías, adecuadas para operación parcialmente electrificada.
- Pruebas de estaciones de recarga de muy alta capacidad adaptadas a las particularidades de las aplicaciones ferroviarias.
- Demostración de trenes propulsados por H_2.

Aplicaciones marítimas

- Nuevas tecnologías de bajo coste y escalables con mayor densidad de potencia para pilas de combustible (*stacks*) y *Balance of Plant* (BoP): p.ej., pilas PEM de baja y alta temperatura, sistemas SOFC capaces de utilizar una variedad de combustibles, etc.

- Soluciones de almacenamiento de H_2 a bordo, integradas debajo de la cubierta.
- Mejora del proceso de reformado a bordo de los portadores de H_2.
- Soluciones de craqueo de amoníaco para buques de emisiones cero y descarbonización de puertos.
- Investigación sobre aspectos de seguridad para comprender y mitigar riesgos potenciales como la inflamabilidad y la formación de mezclas explosivas, entre otros.
- Suministro y abastecimiento (*bunkering*) de grandes cantidades de H_2, tanto líquido como gaseoso, así como de otros portadores de H_2 en entornos portuarios.

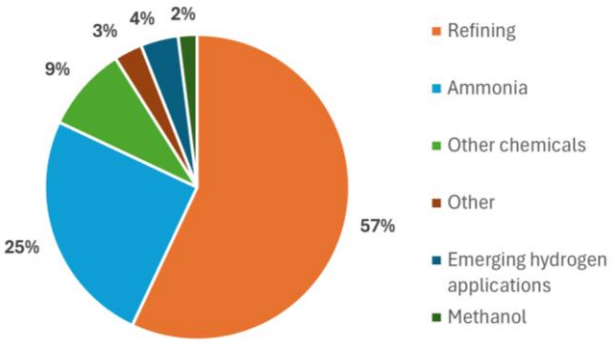
Aplicaciones aeronáuticas

- Celdas de combustible compactas y con alta densidad energética, que ofrezcan un rendimiento específico por masa y volumen extremadamente alto.
- Componentes especiales para el ensamblaje membrana-electrodo (MEA) de pilas de combustible en aplicaciones aeronáuticas.
- Diseño, ensayo e implementación de quemadores que mejoren la mezcla de H_2 y aire, aumenten la estabilidad de la llama y presenten buenas propiedades termoacústicas, entre otros aspectos.
- Componentes tecnológicos específicos para aviación: unidad de evaporación para tanque de LH_2, compresores de hidrógeno gaseoso, bombas de LH_2, válvulas y sensores, tuberías y conductos.
- Gestión del combustible: mantenimiento de temperaturas extremadamente bajas, minimización de la evaporación (*boil-off*) del H_2, prevención de fugas, etc.

L3.12 – Uso de hidrógeno en la industria

Descripción y alcance de la línea tecnológica

La descarbonización de las industrias intensivas mediante H_2 implicará tanto la reducción progresiva del uso de H_2 gris en favor del H_2 verde, como la adopción gradual del hidrógeno como fuente de calor o reactivo. Como materia prima, el H_2 gris se ha empleado extensivamente en diversos sectores industriales: (i) en la industria petroquímica, en procesos de hidrogenación para el refinado de petróleo y la producción de combustibles, representando el 57% del consumo de H_2 en Europa; (ii) en la industria química, para la producción de fertilizantes y amoniaco (25%), así como en la síntesis de metanol, la fabricación de polímeros y otros productos químicos; (iii) en la industria siderúrgica, como agente reductor en la producción de acero; y (iv) en la industria cerámica y del vidrio.



Nota: en aplicaciones de H_2 emergentes se integran la producción de e-fuels, calor industrial, calor residencial, movilidad y acero

Figura 5.23: demanda total de H_2 (%) por sector en 2023.[35]

Las primeras demandas de H_2 renovable provendrán de estas industrias que actualmente utilizan H_2 gris, dado que su uso ya está regulado, estandarizado y puede incorporarse sin requerir modificaciones sustanciales en los procesos existentes. Por ello, los retos tecnológicos asociados al uso del H_2 verde como materia prima en el corto y medio plazo estarán centrados principalmente en la sustitución progresiva del H_2 gris. En este contexto, será clave desarrollar proyectos demostrativos que aseguren un suministro continuo de H_2 verde a un coste competitivo, idealmente por debajo de 1,5–2 €/kg.

Por otra parte, y tal como avalan diversos proyectos de investigación con niveles de TRL entre 4 y 5, el H_2 renovable se perfila como un combustible alternativo al gas natural en procesos industriales de alta temperatura (superior a 650 °C) y que son difíciles de electrificar. Entre las aplicaciones industriales identificadas destacan: el horno de recalentamiento, el precalentador de cuchara, el precalentador de Tundish

[35] Datos de Hydrogen Europe, 2024.

y el horno de tratamiento térmico en el sector siderúrgico; el horno de fusión y el horno de cuchara en el sector de fundición; así como el precalcinador y el horno de cocción de materias primas en el sector cementero.

La adopción del H_2 verde en los procesos térmicos industriales anteriormente mencionados presenta un horizonte de madurez tecnológica estimado para el año 2035. Para acortar dicho plazo, resulta imprescindible impulsar la investigación en soluciones tecnológicas orientadas a la sustitución o adaptación de los equipos industriales actuales. Esto incluye el desarrollo de componentes específicos (quemadores, sistemas de dosificación aire-hidrógeno, sensores, detectores de llama, refractarios de alta temperatura, etc.), así como la definición e implementación de estrategias de calentamiento y control adecuadas para su operación con H_2.

Asimismo, es fundamental validar estos desarrollos mediante proyectos piloto o demostradores que operen en condiciones cuasi reales, de modo que se garantice la funcionalidad de los equipos, la calidad de los productos finales (aceros, aluminio, vidrio, etc.) y la seguridad de los procesos. De forma complementaria, se identifican también como líneas de investigación prioritarias el análisis de los requerimientos específicos de H_2 por instalación y el despliegue de infraestructuras de almacenamiento, transporte y distribución asociadas.

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

- Proyectos de demostración sobre la viabilidad de sustituir el H_2 gris por H_2 verde: nuevas rutas de suministro en sectores industriales (por tubería o sistemas de generación de hidrógeno in situ como p.ej. electrolizador portátil). Evaluación del riesgo de suministro discontinuo hasta que se garantice la disponibilidad.

- Craqueo de amoníaco para producir hidrógeno bajo en carbono a menor coste para la industria: catalizadores capaces de romper NH_3 a menor temperatura, con alta selectividad y mejores durabilidades, estrategias para reducir la huella de C del proceso de craqueo de NH_3, etc.

- Investigación sobre el comportamiento de la combustión del H_2. (p. ej., la comprensión de los factores que influyen en la estabilidad de la llama, como la mezcla aire-combustible, la turbulencia, el diseño del quemador, etc.).

- Desarrollo de quemadores que mejoren la eficiencia de la combustión, reduzcan las emisiones y mejoren el rendimiento general de los procesos industriales.

- Investigación sobre el posible impacto en la calidad y el rendimiento del producto: p. ej., efectos de oxidación superficial en la fabricación de acero, color en baldosas cerámicas, etc.

- Adaptación de los procesos industriales (p. ej., ajustes de hornos y quemadores) para mantener la eficiencia bajo diferentes perfiles de temperatura, mayores volúmenes de gas y altos niveles de vapor de agua, etc., al implementar H_2.
- Desarrollo de nuevos materiales: refractarios con mayor resistencia a altas temperaturas y atmósferas con mayor contenido de vapor de agua, materiales metálicos, etc.
- Uso del H_2 como agente reductor en procesos industriales sostenibles, incluyendo la sustitución del coque.
- Optimización de tratamientos térmicos en atmósfera de H_2 y reciclaje de H_2.
- Desarrollo e integración de tecnologías de separación (p.ej. membranas) para la recuperación y aprovechamiento de corrientes industriales con contenido de H_2.
- Detección y monitorización de emisiones de H_2; desarrollo de nuevos sensores y diseños que permitan disminuir el límite de detección y monitorizar zonas de difícil acceso para la detección de estas emisiones.
- Desarrollo de nuevas metodologías de análisis de procesos que permitan identificar con los límites operativos y elementos críticos antes de la toma de decisiones (modo transitorio de mezcla, nuevos equipos 100%, etc.).
- Proyectos piloto para evaluar si los parámetros calculados teóricamente y los reales son similares.

5.4 Combustibles sintéticos

L4.1 – Optimización del proceso Fischer-Tropsch

Descripción y alcance de la línea tecnológica

La tecnología de Fischer-Tropsch (FT) utiliza como alimentación un gas de síntesis o syngas (mezcla de CO y H_2) para producir combustibles sintéticos. El gas de síntesis se convierte en el reactor FT en una mezcla de hidrocarburos. El producto resultante (crudo FT) está compuesto típicamente por una mezcla de productos sólidos y líquidos formados por con diferentes pesos moleculares, que posteriormente se someten a un proceso de *upgrading* mediante etapas adicionales de hidroisomerización e hidrocraqueo (en condiciones suaves de temperatura y presión), seguido de fraccionamiento para obtener los productos deseados. Según el modo de operación, el proceso puede producir una alta proporción de diésel (modo diésel) o de queroseno (modo queroseno). Esto corresponde aproximadamente a un 60% de diésel, un 25% de queroseno y un 15% de otros productos derivados del petróleo en modo diésel; o a un 25% de diésel, un 50% de queroseno y un 25% de otros productos derivados del petróleo en modo queroseno. También se obtiene una fracción significativa de nafta parafínica sintética.

Cuando el *syngas* se produce a partir de recursos fósiles – como carbón, fracciones petrolíferas o gas natural – la tecnología FT está plenamente consolidada, alcanzando un TRL 9. Históricamente, esta tecnología se implementó en plantas en Alemania antes y durante la Segunda Guerra Mundial, así como en Sudáfrica para sortear el embargo durante el apartheid. Desde finales del siglo XX, se han desarrollado y operado plantas FT en regiones como Malasia (Bintulu, SHELL) y Qatar (Oryx GTL, SASOL, Pearl GTL, SHELL), todas ellas utilizando gas natural como materia prima.

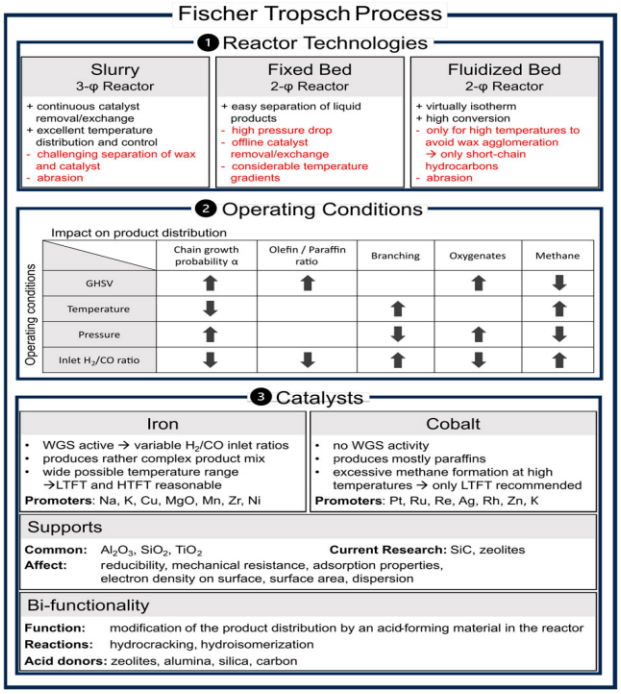


Figura 5.24: visión general del estado del arte del proceso Fischer–Tropsch.[36]

No obstante, para que los combustibles líquidos producidos mediante esta tecnología sean considerados sostenibles, el gas de síntesis debe obtenerse a partir de la gasificación de biomasa o residuos orgánicos, o bien provenir de CO_2 capturado. El hidrógeno requerido para alcanzar la proporción adecuada de H_2/CO en la alimentación debe generarse durante la gasificación o suministrarse como hidrógeno verde. En el caso de emplear CO_2 capturado, el consumo de hidrógeno aumenta significativamente, puesto que, además de en la etapa de hidrotratamiento, se precisa en las otras dos etapas del proceso: reducción del CO_2 a CO vía RWGS y síntesis FT a partir del *syngas*.

Para la producción de combustibles líquidos sostenibles mediante estos procesos, la tecnología FT alcanza niveles tecnológicos avanzados (TRL 8-9). Sin embargo, la tecnología necesaria para la etapa previa de hidrogenación del CO_2 (RWGS) se encuentra en un TRL inferior (alrededor de 5 o 6), lo que justifica el diseño, construcción y operación de plantas de demostración de tamaño reducido, como la que se está desarrollando en el Puerto de Bilbao. El reto es no solo validar el desempeño de esta etapa RWGS, sino también optimizar la integración de las tres fases del proceso y evaluar su flexibilidad para adaptarse a la demanda del mercado de combustibles líquidos sostenibles.

[36] Keunecke et al., 2024, DOI:10.3389/fenrg.2024.1344179.

Por último, en el caso particular de la gasificación con diferentes materias primas, la variabilidad de estas para la producción de *syngas* no solo impulsa áreas de I+D destinadas a las adaptaciones necesarias, sino que también fomenta desarrollos innovadores orientados a mejorar la eficiencia global de las tres etapas del proceso. Asimismo, tecnologías emergentes de FT, como aquellas que incorporan electrolizadores de alta temperatura, se encuentran aún en fases tempranas de desarrollo tecnológico (TRL bajos).

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

- Optimización y diseño de catalizadores para el proceso RWGS.
- Optimización energética del proceso RWGS. Esta reacción requiere de una elevada cantidad de energía que es fundamental integrar energéticamente en el sistema para reducir el consumo de H_2.
- Sistemas integrados de co-electrólisis de H_2O y CO_2 para la producción de *syngas*.
- Optimización de las condiciones operativas del proceso FT para maximizar la eficiencia con diferentes tipos de *syngas*.
- Desarrollo de catalizadores FT con mayor actividad, selectividad a productos de interés y estabilidad.
- Análisis de las condiciones de reacción y diseño de catalizadores orientados a optimizar el rendimiento en la producción de los hidrocarburos específicos deseados.
- Reducción de la concentración de agua en la mezcla reaccionante mediante intensificación de procesos (membrana selectiva para deshidratación, adsorción de agua simultánea, etc.).
- Integración total o parcial de dos o más etapas del proceso global en una única unidad.
- Diseño de reactores innovadores que permitan una operación eficiente a pequeña escala, facilitando la integración de esta tecnología con fuentes sostenibles distribuidas.
- Integración con procesos complementarios para formar sistemas que aprovechen el calor generado en la reacción FT y el de la corriente de salida del RWGS.
- Plantas piloto para la validación de procesos integrados.

L4.2 – Tecnologías de metanación catalítica

Descripción y alcance de la línea tecnológica

La tecnología *Power-to-X* es un enfoque innovador que permite convertir excedentes de energía eléctrica renovable en una amplia variedad de compuestos, como el metano en el caso específico de *Power-to-Gas*. El proceso de metanación catalítica del CO_2 es una reacción altamente exotérmica de gran relevancia en la transición energética, ya que posibilita la conversión de CO_2 e hidrógeno (H_2) en metano sintético (SNG), un combustible renovable apto para su inyección en la red de gas. Esta tecnología no solo favorece la valorización del CO_2 capturado, sino que también funciona como vector energético para el almacenamiento de energía proveniente de fuentes renovables intermitentes, contribuyendo así a una economía circular del carbono.

El proceso de metanación de CO_2 ha sido desarrollado comercialmente por empresas como Lurgi, Tremp, Conoco/BGC, HICOM, Linde, RMP e ICI/Koppers, utilizando reactores de lecho con diversas configuraciones, que van desde lechos fijos hasta lechos fluidizados, así como desarrollos orientados a la intensificación del proceso (monolíticos, etc.). No obstante, su implementación a gran escala aún enfrenta retos técnicos relevantes, tales como la gestión térmica de la reacción, la estabilidad del catalizador y la formación de subproductos no deseados, como hidrocarburos pesados o depósitos de carbono.

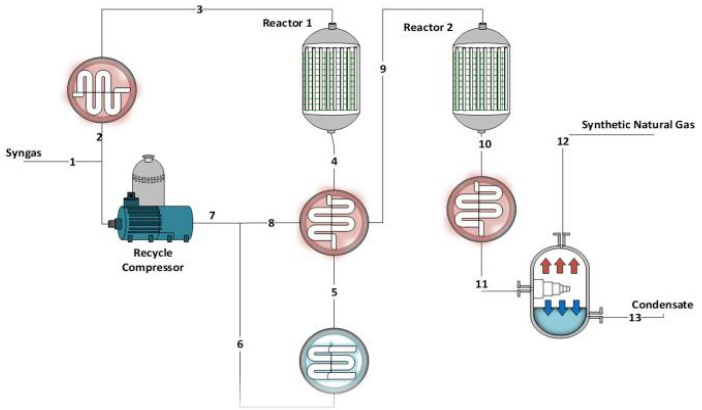


Figura 5.25: ejemplo de proceso de metanación, de la empresa Lurgi.[37]

El nivel de madurez tecnológica varía en función de la configuración del reactor y el tipo de catalizador utilizado. Los sistemas más convencionales se encuentran en fases de demostración o en despliegue comercial limitado, mientras que las opciones más innovadoras permanecen en niveles TRL 4-6.

[37] Bolt et al., 2020, https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103670

Los principales parámetros que influyen en el rendimiento del proceso incluyen la temperatura, la presión, la relación H_2/CO_2, así como la composición de la corriente de alimentación. La selectividad hacia CH_4 mejora a temperaturas moderadas (< 400 °C) y presiones elevadas, mientras que a temperaturas bajas presenta limitaciones cinéticas, lo que exige un compromiso entre equilibrio termodinámico y cinética. Además, es fundamental desarrollar catalizadores que sean económicos, estables y resistentes a la desactivación.

Otro reto clave radica en la gestión de la exotermicidad, dado que al aumentar la escala del proceso se complican la evacuación del calor generado y el mantenimiento de condiciones óptimas de operación. Por ello, el diseño del reactor debe contemplar zonas de enfriamiento o etapas intermedias que eviten la formación de puntos calientes, los cuales podrían comprometer la estabilidad del catalizador y la eficiencia global del sistema.

La integración con tecnologías de captura de CO_2, electrólisis y producción de hidrógeno renovable, junto con el diseño de sistemas modulares y versátiles, resulta fundamental para asegurar la escalabilidad futura y una adecuada integración en entornos industriales.

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

- Investigación sobre la conversión de CO_2 y la selectividad a CH_4 en función de las condiciones operativas, incluyendo temperatura, presión, relación H_2/CO_2 y contenido de vapor de agua en el gas de alimentación.
- Desarrollo de catalizadores más económicos (libres de metales nobles) con alta estabilidad y resistencia a la desactivación (sinterización, envenenamiento, etc.).
- Configuraciones de reactores que consideren un equilibrio entre rendimiento y flexibilidad ante variaciones en la composición de la alimentación, aplicable tanto a reactores termoquímicos como electroquímicos.
- Reducción de la formación de subproductos problemáticos para el sistema, como depósitos de carbono que generan *fouling* o hidrocarburos de cadena larga.
- Gestión térmica avanzada para escalar el proceso de metanación, garantizando una adecuada eliminación del calor y el desplazamiento del equilibrio hacia la formación de metano a temperaturas más bajas.

- Integración del proceso de metanación con otras tecnologías, como la captura de CO_2, el aprovechamiento del calor residual, la electrólisis o el almacenamiento de energía, para maximizar la eficiencia global del proceso y su viabilidad económica.

L4.3 – Producción de e-amoníaco mediante Haber-Bosch u otros procesos emergentes

Descripción y alcance de la línea tecnológica

En la actualidad, la producción de amoniaco está dominada por tres licenciatarias de tecnología basadas en el proceso Haber-Bosch: KBR, Haldor Topsøe y ThyssenKrupp Industrial Solutions.

La mayoría de las plantas de amoníaco diseñadas por KBR emplean un proceso de purificación que combina un reformador primario y un purificador con lavado de nitrógeno líquido aguas abajo del metanizador, para eliminar impurezas como CO, CH_4 y Ar y ajustar la relación H_2:N_2. Además, incorporan un diseño patentado de caldera de recuperación de calor, un enfriador unificado y un convertidor horizontal de síntesis de amoníaco. El amoníaco sale del convertidor con baja pérdida de carga y a una concentración del 20%, lo que reduce los requerimientos energéticos del compresor de reciclaje. La operación a baja presión utiliza una combinación de catalizadores de magnetita y un catalizador patentado de rutenio.

Por su parte, Haldor Topsøe ofrece un catalizador de síntesis patentado basado en hierro, convertidores de flujo radial con múltiples lechos y una caldera tubular de recuperación de calor patentada.

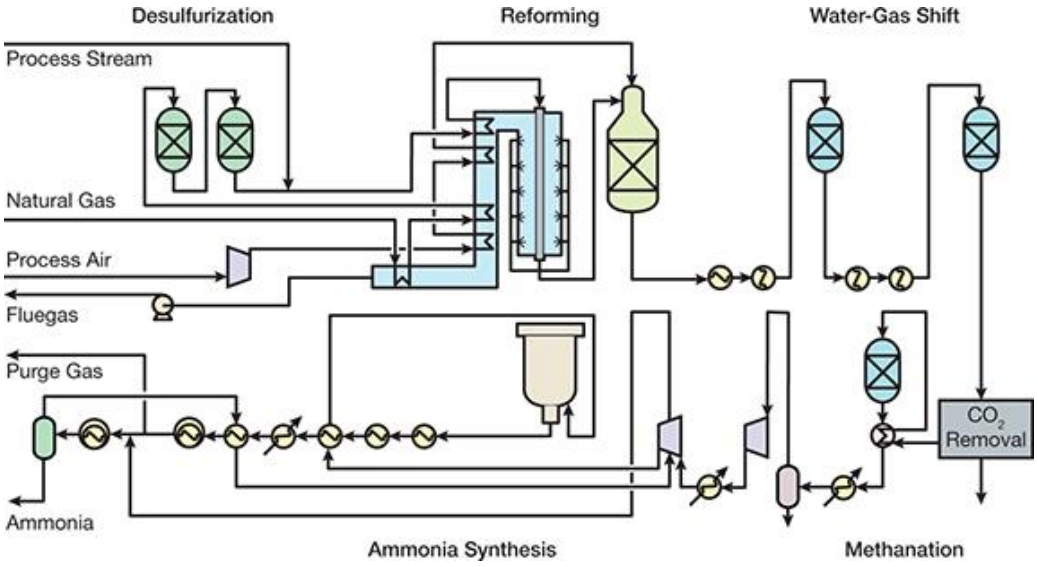


Figura 5.26: esquema de proceso de Haldor Topsøe. [38]

Finalmente, ThyssenKrupp presenta un diseño convencional que incluye un reformador secundario único, una caldera de recuperación de calor, convertidores de flujo radial y un circuito de síntesis de amoníaco de doble presión.

[38] AIChE, 2016, Introduction to Ammonia Production.

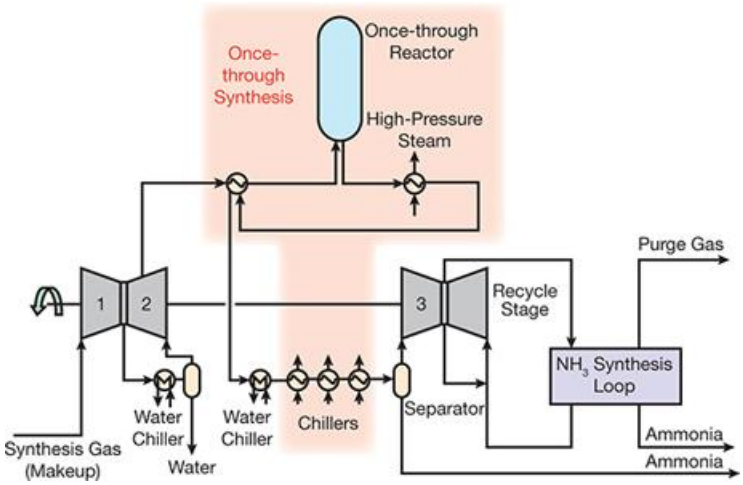


Figura 5.27: esquema de proceso de ThyssenKrupp.[39]

En términos de innovación, la planta de amoníaco de Casale, con una capacidad de producción de 2.000 toneladas diarias, incorpora una tecnología axial-radial en el lecho catalítico. En este diseño, la mayor parte del gas de síntesis fluye a través del lecho en dirección radial, lo que minimiza la caída de presión. El resto del gas circula por una capa superior del catalizador en dirección axial, eliminando la necesidad de una cubierta superior en el lecho catalítico. Esta configuración permite la utilización eficiente de convertidores de desplazamiento tanto de alta como de baja temperatura, así como en el convertidor de síntesis.

En los últimos años, la tecnología de producción de amoníaco ha experimentado avances significativos. Los diseños de planta han evolucionado desde configuraciones con múltiples trenes hacia diseños de tren único. Asimismo, la preparación del gas de síntesis en la fase inicial ha incrementado su presión desde niveles atmosféricos hasta rangos de 30 a 50 bar. Las capacidades de producción han aumentado considerablemente, pasando de aproximadamente 100 toneladas diarias a hasta 3.300 toneladas diarias en un solo tren.

La eficiencia energética ha mejorado notablemente, reduciéndose el consumo de energía desde valores superiores a 60 GJ por tonelada de amoníaco en plantas basadas en coque, hasta 40-50 GJ/T en las primeras plantas con gas natural, y llegando a 30-40 GJ/T en las plantas de tren único más recientes. Las plantas modernas incorporan sistemas avanzados de recuperación de calor que permiten generar vapor a presiones de hasta 125 bar, tanto en la sección de preparación del gas de síntesis como en el ciclo de síntesis. En cuanto a los equipos, se ha producido una transición de compresores alternativos hacia compresores centrífugos más eficientes. Además, se ha implementado un intercambiador de calor interno en el reactor de síntesis para incrementar la conversión de H_2 y N_2 en NH_3. La recuperación de hidrógeno mediante

[39] AIChE, 2016, Introduction to Ammonia Production.

sistemas PSA en el gas de purga ha contribuido a optimizar la producción y a reducir el consumo energético de la planta. También se han incorporado sistemas de desulfuración en caliente para el gas de alimentación. Finalmente, se han logrado avances significativos en el desarrollo de catalizadores para las etapas de reformado, conversión por desplazamiento, metanización y síntesis de amoníaco.

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

Proceso Haber-Bosch:

- Profundización en el proceso Haber-Bosch orientada a identificar los efectos de las fluctuaciones de temperatura y materia prima en la actividad catalítica.
- Desarrollo de modelos cinéticos para catalizadores de hierro, abarcando un amplio rango de condiciones, con el fin de facilitar una rampa más controlada hacia y desde la operación a plena carga.
- Operación del bucle de síntesis con inertes, como nitrógeno y argón, que sustituyen parcialmente al hidrógeno para reducir eficazmente el factor de carga sin disminuir la temperatura y presión estándar de operación.
- Síntesis catalítica de amoníaco a baja temperatura utilizando catalizadores innovadores para mejorar el rendimiento y reducir los requerimientos energéticos.
- Configuraciones innovadoras de reactores para mejorar el rendimiento del proceso y reducir los costes de capital y operativos.
- Estandarización de equipos y logro de eficiencias en instalación y producción para plantas de pequeña escala ubicadas cerca de centros de energía renovable y/o puntos de consumo.
- Recuperación de hidrógeno del gas de purga de amoníaco para reducir las pérdidas de hidrógeno.

Procesos emergentes para la producción de amoníaco:

- Procesos con catalizadores enzimáticos biológicos, producidos por bacterias modificadas genéticamente, que sinteticen amoníaco directamente a partir del agua y el nitrógeno del aire.
- Producción electroquímica que permite la formación directa de amoníaco a partir del agua y el nitrógeno.

- Procesos electrificados (p. ej. plasma no térmico) para sintetizar amoníaco en condiciones menos demandantes (p. ej. a bajas temperaturas y presión atmosférica).
- Enfoques de *chemical looping* para la producción de amoníaco como subproducto de reacciones químicas y electroquímicas, con reciclaje de los compuestos reactivos principales.

L4.4 – Innovación en soluciones para el craqueo de amoníaco

Descripción y alcance de la línea tecnológica

El craqueo de amoníaco (NH_3) es un proceso que descompone esta molécula a altas temperaturas mediante el uso de catalizadores, produciendo hidrógeno y nitrógeno. Aunque tradicionalmente se ha utilizado en sectores como la metalurgia y la producción de agua pesada, su relevancia ha aumentado significativamente en los últimos años. Actualmente, esta tecnología respalda una amplia variedad de aplicaciones, como la generación de hidrógeno para celdas de combustible PEM, la mezcla con gas natural en turbinas de gas, la generación de energía estacionaria y fuera de la red, el suministro de hidrógeno a bordo para transporte marítimo, soluciones de movilidad basadas en hidrógeno y la inyección en redes de tuberías en grandes terminales de importación.

Los requisitos de pureza del hidrógeno obtenido tras el crackeo dependen en gran medida de la aplicación final y, por lo general, se alcanzan mediante la integración con tecnologías consolidadas como la adsorción por cambio de presión (PSA) o sistemas de membranas.

El crackeo catalítico del amoniaco ($2NH_3 \rightleftharpoons 3H_2 + N_2$, $\Delta H = 46$ kJ mol^{-1}) es la reacción inversa de la síntesis de NH_3 de Haber-Bosch. Se trata de una reacción ligeramente endotérmica, que requiere aproximadamente 2,720 kJ por cada kilogramo de H_2 producido, lo que representa alrededor del 12% del contenido energético total del NH_3. Desde un punto de vista termodinámico, el equilibrio de la reacción se favorece a altas temperaturas y bajas presiones. Se puede lograr una conversión casi completa bajo condiciones adecuadas, tales como: >550 °C a 1 bara, >800 °C a 5 bara, y >1000 °C a 30 bara.

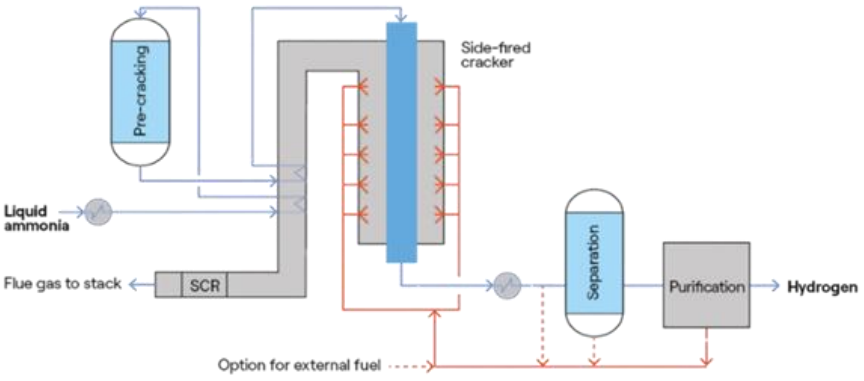


Figura 5.28: Diseño de craqueo de amoníaco de Haldor Topsoe – H2RETAKE™.[40]

En la práctica, sin embargo, los craqueadores de NH_3 a menudo operan a presiones elevadas (típicamente 30-50 bar) para reducir el tamaño del equipo y el CAPEX, y

[40] Haldor Topsoe: H2Retake™ - an ammonia cracking solution ready to go.

suministrar directamente H_2 presurizado para aplicaciones posteriores. Esta elección permite diseñar sistemas más compactos, ya que cada duplicación de la presión puede reducir el volumen del reactor y el número de tubos en aproximadamente un 30-40%, siempre que no existan limitaciones en el rendimiento del catalizador o en la conversión del NH_3. Sin embargo, el aumento de presión también desplaza el equilibrio químico, lo que exige temperaturas más elevadas para mantener altos rendimientos de H_2.

En los reactores de lecho empacado convencionales, la conversión de NH_3 se ve limitada por el bajo coeficiente de transferencia de calor dentro del lecho catalítico y la limitada gestión de los flujos de calor convectivos, lo que dificulta la productividad del reactor y reduce la vida útil del catalizador. Además, los catalizadores tradicionales presentan menor actividad, lo que exige temperaturas de reacción elevadas para lograr una conversión completa del NH_3. Alcanzar una conversión cercana al 100% impacta significativamente en el tamaño y costo de inversión de la unidad de craqueo. Por ello, los sistemas convencionales suelen operar por encima de 850°C, llegando en algunos casos a superar los 950°C, especialmente en diseños de tubo calentado.

Para reducir la penalización energética asociada a estas altas temperaturas, se están desarrollando soluciones avanzadas como catalizadores mejorados, etapas de precraqueo adiabático y estrategias mejoradas de integración térmica e intensificación de procesos. Estas innovaciones buscan maximizar la conversión mientras minimizan la demanda térmica y los costos operativos.

Horizonte temporal: C/P

Áreas de I+D

- Desarrollo de nuevos catalizadores para el crackeo de amoniaco.
- Investigación de materiales resistentes a los ambientes altamente reactivos implicados en procesos de descomposición de amoníaco para la producción de hidrógeno.
- Optimización de materiales con alta estabilidad térmica y resistencia a la nitruración.
- Configuraciones novedosas de reactores que pueden intensificar el proceso.
- Mejora de la eficiencia energética mediante tecnologías avanzadas de calentamiento del sistema.
- Reactores electrificados (por inducción, plasma, microondas o joule).
- Diseño y modelización de reactores avanzados y sus componentes.
- Membranas avanzadas para la purificación de hidrógeno a la salida del reactor.

- Inteligencia Artificial y Machine Learning aplicados al proceso de crackeo de amoniaco.
- Estudios de viabilidad de craqueadores de amoniaco a gran escala.

L4.5 – Desarrollo de tecnologías para la síntesis de e-metanol

Descripción y alcance de la línea tecnológica

La producción de e-metanol a partir de CO_2 capturado y de hidrógeno verde representa una solución clave para la descarbonización de sectores como el transporte marítimo y la industria química. Actualmente, existen diversas tecnologías disponibles que se encuentran en distintos niveles de madurez tecnológica.

- *Hidrogenación catalítica directa de CO_2 y H_2:* es la tecnología más madura para la producción de e-metanol, con algunas operaciones comerciales ya en marcha en varios países (TRL 8-9), en operación desde hace un par de años. Utiliza catalizadores heterogéneos de $Cu/ZnO/Al_2O_3$, y opera típicamente a 200–300 °C y 50–100 bar. Entre sus principales desafíos se encuentran la desactivación del catalizador debido a la presencia de agua, la necesidad de operar a altas presiones y el limitado rendimiento por conversión de equilibrio, lo que requiere la recirculación de gases no convertidos. La investigación actual se centra en el desarrollo de nuevos catalizadores heterogéneos con mayor selectividad, mayor estabilidad frente al vapor de agua y capacidad de operación a presiones más bajas.

- *Síntesis en dos etapas (RWGS + síntesis de metanol):* esta configuración permite mejorar la conversión global, pero implica una mayor complejidad operativa, un mayor consumo energético y retos asociados a la integración térmica. Con un TRL 5-6, las líneas de investigación se centran en el desarrollo de catalizadores más eficientes, la operación a temperaturas más bajas, el diseño de sistemas compactos y flexibles, y una integración térmica optimizada.

- *Captura y conversión integrada:* en este enfoque, el CO_2 se captura en un disolvente y se convierte directamente en metanol, operando a baja (alrededor de 30 bar). Esta vía tiene el potencial de reducir los costes energéticos, pero enfrenta retos relacionados con la compatibilidad entre el disolvente y el catalizador, la durabilidad y el escalado industrial. Las investigaciones actuales se centran en el desarrollo de disolventes y catalizadores compatibles (TRL 5).

- *Co-electrólisis de alta temperatura de CO_2 y H_2O* en electrolizadores de óxido sólido, para producir la mezcla de H_2 y CO que alimenta la síntesis de metanol. Aunque ofrece mayor eficiencia térmica, enfrenta desafíos como la durabilidad de los materiales a altas temperaturas y presencia de CO e H2, la degradación de los electrodos y la complejidad de integración con el reactor. Se investiga en el desarrollo de nuevos materiales resistentes a altas temperaturas y en la integración térmica eficiente (TRL 5-6).

- *Catalizadores homogéneos:* se trata de una vía innovadora que permite reducir las condiciones operativas de la hidrogenación catalítica directa a menos de

100 °C y 30 bar, mediante el uso de complejos solubles de metales de transición. Aunque estos sistemas operan en condiciones suaves, presentan limitaciones importantes, como baja productividad, difícil recuperación y reciclaje y estabilidad limitada. Se encuentran en un TRL 2-3, y la investigación actual se centra en el desarrollo de complejos metálicos solubles con alta selectividad, estabilidad y capacidad de operar eficientemente a bajas temperaturas y presiones.

- *Vía electroquímica directa de baja temperatura:* consiste en la conversión de CO_2 y H_2O en metanol en una sola etapa mediante una celda electroquímica alimentada con energía renovable, lo que elimina la necesidad de hidrógeno externo. Opera a baja temperatura (<100 °C) y presión, aunque enfrenta desafíos significativos, como una eficiencia y selectividad limitadas. La investigación actual se centra en el desarrollo de nuevos electrocatalizadores, la mejora de electrolitos y la optimización del diseño de las celdas (TRL 2-3).

Otras tecnologías emergentes incluyen sistemas con sorbentes para la eliminación de agua, microreactores modulares, procesos bioelectroquímicos, fotocatálisis e integración en plataformas *Power-to-X*.

Tabla 5.4: procesos para la generación de e-metanol a partir de CO_2 e H_2.

Tecnología	TRL	Coste estimado* (€/ton MeOH)	Ventajas	Desventajas	Investigación actual
Hidrogenación directa (CO2 + H2)	8-9	720-1.350	Tecnología madura, comercial y escalable, adaptable desde la tecnología convencional	Alta presión y temperatura; desactivación del catalizador por agua; dependencia del precio del H2, necesidad de acoplar con generación renovable de H2 y captura de CO2 (dinámica)	Desarrollo de catalizadores más selectivos y estables; reducción de condiciones operativas; mejora de la integración térmica.
Síntesis en dos etapas (RWGS + Metanol)	5-6	1.080-1.800	Mejor conversión global; control independiente de cada etapa.	Mayor consumo energético; proceso más complejo.	Optimización de catalizadores RWGS (baja T); integración térmica eficiente; reactores compactos; flexibilidad frente a la variabilidad del H2 renovable.

Captura y conversión integrada	5	900-1.620	Menor presión; ahorro energético; proceso compacto.	Compatibilidad catalizador-disolvente; estabilidad limitada; en fase prototipo.	Desarrollo de solventes compatibles; catalizadores estables en medios líquidos; optimización del proceso integrado y análisis de escalabilidad.
Co-electrólisis (SOEC + MeOH)	5-6	810-1.440	Alta eficiencia teórica; recuperación de calor; menos etapas.	Alta temperatura; degradación de materiales; alto coste del SOEC.	Desarrollo de nuevos materiales cerámicos; mejora de estabilidad; optimización de la eficiencia y la integración térmica; operación flexible.
Catalizadores homogéneos	2-3	>2.250	Condiciones suaves (T y P); potencial de alta selectividad.	Muy baja productividad; separación y reciclaje complejos; estabilidad limitada.	Desarrollo de nuevos complejos metálicos solubles; mejora de estabilidad; recuperación y reciclado de catalizadores.
Electroquímica directa (CO2 à MeOH)	2-3	>2.700	No requiere H2 por separado; posible operación a baja T y P.	Muy baja eficiencia Faradaica; baja densidad de corriente; subproductos no deseados.	Desarrollo de nuevos electrocatalizadores; optimización de celdas de flujo; nuevos electrolitos y membranas; y control de intermedios de reacción.

** tomar solo como una referencia aproximada.*

En resumen, mientras que la hidrogenación catalítica directa cuenta ya con disponibilidad comercial, las demás rutas tecnológicas deben aún superar desafíos importantes antes de alcanzar la madurez industrial. Entre ellos se encuentran la mejora de la eficiencia energética, la estabilidad de los materiales, la compatibilidad entre procesos y la reducción de costes. La investigación en catalizadores avanzados, nuevos diseños de reactores y una integración energética más eficiente es clave para el desarrollo sostenible de la producción de e-metanol a partir de CO_2.

Horizonte temporal: M/P

Áreas de I+D

- Optimización del proceso de e-metanol basado en la hidrogenación directa de CO_2.
- Modificación del diseño del proceso para gestionar la generación de mayores cantidades de agua durante la síntesis de e-metanol.
- Desarrollo de catalizadores tolerantes al agua capaces de operar a temperaturas entre 200-300°C, así como métodos anti-disolventes para la producción de catalizadores.
- Desarrollo de catalizadores que permitan funcionar bajo condiciones más suaves así como para aumentar conversión por paso y reducir recirculaciones (mayores costes, mayores purgas).
- Desarrollo de catalizadores alternativos capaces de combinar CO, CO_2 y H_2 en una misma unidad de síntesis, manteniendo alta eficiencia de conversión.
- Optimización de la combinación de producción de biometanol y e-metanol.
- Valorización del calor generado durante la síntesis de metanol.
- Capacidad de seguimiento de carga en la producción de metanol para adaptarse a la energía renovable fluctuante utilizada en el proceso.
- Síntesis electrocatalítica directa de metanol a partir de agua y dióxido de carbono: desarrollo de membranas, electrodos, celdas y stack.

6 PROPUESTAS DE INICIATIVAS SINGULARES

El proceso de contraste con la industria energética vasca ha permitido no solo definir los ámbitos prioritarios en forma de líneas tecnológicas en las que impulsar la actividad de investigación y desarrollo, sino también identificar un conjunto de iniciativas singulares – colaborativas o de interés general para el sector – que implican actuaciones que van más allá de un proyecto de I+D convencional y pueden suponer un **salto cualitativo en el desarrollo de un ecosistema en torno a los combustibles renovables en Euskadi.**

Se trata de propuestas de proyectos que ya cuentan con un cierto grado de madurez por parte de las entidades proponentes y que pueden clasificarse en dos categorías:

- Desarrollo de infraestructuras de ensayo.
- Proyectos piloto o demostradores de distintas tecnologías.

6.1 Infraestructuras de ensayo

La siguiente tabla presenta una visión general de las propuestas de infraestructuras de ensayo planteadas, las cuales se describen brevemente a continuación.

Tabla 6.1: propuestas de infraestructuras de ensayo en el marco de la Hoja de Ruta.

Propuesta		Tipología	Área relacionada	LT relacionada
1	Planta demo de combustibles sintéticos	Infraestr. Singular en Puerto	Combustibles sintéticos	L4.1
2	Centro logístico para suministro de hidrógeno	Infraestr. Singular en el EIC	Hidrógeno	L3.10
3	Bancadas de ensayos de combustibles sintéticos • Bancada de pruebas de nuevos combustibles en motores • Bancada de rodillos para ensayos de vehículos pesados y autobuses	Bancada en EIC	Combustibles sintéticos	L4.1
4	Bancada de ensayos de purificación para producción de hidrógeno	Bancada EIC	Hidrógeno	L3.3 L3.4 L3.5
5	Bancada de ensayos de combustión de hidrógeno	Bancada EIC	Hidrógeno	L3.12
6	Bancada de ensayo de *stacks* de electrolizadores	Bancada en EIC	Hidrógeno	L3.1 L3.2

7	Bancada para ensayo de aplicaciones de H2 de aviación	Bancada en EIC	Hidrógeno	L3.11
8	H2Bidea. Bancada de redes de hidrógeno y combustión de hidrógeno	Bancada en EIC	Hidrógeno	L3.7 L3.12
9	Hub experimental de innovación abierta para la escalación, validación y demostración de tecnologías	Espacio multiusos en el EIC	Todas	N/A
10	Planta piloto singular para testear tecnologías innovadoras de producción de SAF	Planta de testeo	Combustibles sintéticos	L4.1

6.1.1 Planta demo de combustibles sintéticos

Petronor, de la mano de **Synkedia**, pondrá en marcha **a finales de 2026** una **planta demo de combustibles sintéticos**, cuyos principales *e-fuels* serán el **e-diesel y el e-queroseno.**

La planta demo está diseñada para validar la conversión de CO_2 en productos líquidos (diésel, queroseno, nafta) mediante una integración secuencial de procesos catalíticos y de separación, con especial atención a la gestión de corrientes internas y la optimización de la eficiencia global.

Esta infraestructura es una instalación clave que permitirá ensayar modificaciones en distintos procesos de cara evaluar el rendimiento de la ruta de producción, RWGS-FT implementada.

6.1.2 Centro Logístico para suministro de hidrógeno

La nueva **planta logística de hidrógeno renovable ubicada en Abanto se configura como una infraestructura singular para el suministro y distribución hidrógeno** renovable en Europa. Esta planta contará con tres bahías de carga diseñadas para el llenado de MEGC (*Multiple Element Gas Containers*), lo que permitirá **el transporte eficiente del hidrógeno por carretera hasta diferentes puntos de consumo, entre ellos una futura hidrolinera que se instalará en el aeropuerto de Bilbao**.

Además del suministro a través de MEGC, en la misma parcela y aprovechando el equipamiento, adicionalmente se instalará una hidrolinera pública que permitirá **el suministro de hidrógeno renovable a vehículos ligeros y pesados**. Esta infraestructura permitirá atender tanto a flotas de transporte público como a vehículos industriales y particulares que utilicen hidrógeno como fuente de energía, fomentando así una movilidad más limpia y sostenible en la región.

6.1.3 Bancadas de ensayos de combustibles sintéticos

Uno de los objetivos que persigue esta nueva planta demo, sita en el Puerto de Bilbao, es iniciar los **procesos de homologación de estos nuevos combustibles** – entre otros – con los principales fabricantes del sector de automoción.

Con el fin de facilitar dichas pruebas, se propone dos proyectos singulares que contemplan la **instalación, en el EIC, de una bancada para ensayo de nuevos combustibles en motores y de una bancada de rodillos para ensayos de vehículos pesados y autobuses.** El objetivo principal de estas infraestructuras es validar las prestaciones de los nuevos combustibles producidos, **simulando condiciones reales de conducción** para evaluar el rendimiento de los vehículos y verificando su eficiencia en distintos tipos de motores. Estas nuevas bancadas permitirán, tanto a OEM como a los productores de los nuevos combustibles, **analizar la eficiencia de lose-fuels**, midiendo el consumo y las emisiones en diferentes escenarios.

Asimismo, facilitará la **detección de posibles problemas mecánicos y permitirá optimizar el ajuste de los motores**. Su utilidad radica en la capacidad de realizar pruebas controladas y repetibles, lo que garantiza que los nuevos combustibles sintéticos cumplan con los estándares de eficiencia y medioambientales exigidos por la industria.

6.1.4 Bancada de purificación de hidrógeno

La Bancada está diseñada para realizar pruebas avanzadas en la **obtención de hidrógeno de alta pureza a partir de diversas materias primas, como amoniaco, metano, biogás, gas de síntesis y gas natural**. Su enfoque principal es el uso de membranas para la separación y purificación del hidrógeno, una tecnología clave que ofrece eficiencia y sostenibilidad en la producción de este vector energético esencial para la transición energética.

Este espacio de ensayo no solo apoya proyectos de investigación y desarrollo, brindando a empresas la posibilidad de realizar ensayos específicos para optimizar sus procesos, sino que también funciona como una plataforma comercial de demostración. Así, las compañías interesadas pueden validar, en condiciones lo más real posible, las capacidades de separación y purificación que ofrecen las membranas, facilitando la incorporación del hidrógeno en sus cadenas productivas y promoviendo el desarrollo de tecnologías limpias y competitivas.

6.1.5 Bancada de ensayos de combustión de hidrógeno

La bancada para ensayos de combustión de hidrógeno permitirá a los fabricantes probar sus equipos en fase de desarrollo con suministro continuo de hidrógeno, dentro de un espacio acondicionado para pruebas de operación con este gas (seguridad, salida de humos, salida de calor etc.). Esta bancada se diseñará con una configuración flexible de forma que pueda dar servicio para la prueba de equipos de

funciones variadas, teniendo en común el proceso con hidrógeno como fluido principal, y pueda cubrir necesidades de diferentes entidades.

El espacio se configurará para poder realizar:

- Ensayos de combustión de H2 en cámara de combustión para el sector siderúrgico.
- Ensayos de combustión de H2 en cámara de combustión para otros sectores de elevado consumo energético (aluminio, cerámica, papel, cemento).
- Validación del desarrollo de quemadores industriales de H2, con ensayos en cámara de combustión.
- Ensayos de homologación de calderas industriales.

6.1.6 Bancada de ensayo de *stacks* de electrolizadores

La **electrólisis de baja temperatura, tanto en su modalidad PEM como alcalina**, desempeñará un papel clave en la producción de hidrógeno renovable RFNBO durante la próxima década. Para garantizar el correcto desempeño de estas tecnologías en las nuevas plantas de producción, es imprescindible contar con bancadas de ensayo que permitan evaluar su rendimiento en entornos industriales.

En este contexto, se hace necesaria la instalación de una **bancada de ensayos que permita**:

- Validar el **funcionamiento de *short stacks*** (conjunto reducido de celdas de tamaño real, con potencias de hasta 150 kW), a fin de evaluar el **rendimiento** en condiciones nominales, determinar su **degradación** y comparar **KPI** entre distintos tecnólogos.
- Analizar el comportamiento de los *stacks* bajo **condiciones de estrés** y llevar a cabo ensayos de **envejecimiento acelerado**.
- Probar diversas **estrategias de control y operación**, así como validar diferentes arquitecturas de **electrónica de potencia**.

Esta bancada complementará los bancos de ensayo de los que ya dispone la RVCTI, ampliando sus capacidades actuales.

6.1.7 Bancada para ensayo de aplicaciones de H_2 de aviación

La bancada de ensayos está diseñada para evaluar y optimizar el acondicionamiento del hidrógeno para aplicaciones aeronáuticas, centrándose en el **desempeño de intercambiadores de calor y evaporadores críticos para su uso en cámaras de combustión y pilas de combustible.** Equipada con sistemas de control preciso de presión y temperatura, permite simular condiciones operativas extremas, como rangos criogénicos y altas presiones, típicas del almacenamiento y distribución de hidrógeno líquido o gaseoso. La bancada integra la sensórica necesaria para

determinar de forma precisa la eficiencia térmica, la transferencia de masa y la integridad de los componentes, asegurando su compatibilidad con los exigentes entornos de las aplicaciones del sector de la aviación.

Además, la instalación permitirá probar la respuesta dinámica de evaporadores e intercambiadores ante variaciones bruscas de demanda, emulando condiciones reales de vuelo. Los datos obtenidos permiten validar diseños para minimizar pérdidas energéticas y garantizar un suministro estable de hidrógeno, ya sea hacia turbinas de combustión limpia o hacia pilas de combustible, contribuyendo al desarrollo de sistemas de propulsión más sostenibles en la aviación.

6.1.8 H2Bidea. Bancada de redes de H_2 y combustión de H_2

El proyecto H2BIDEA tiene un objetivo general dinamizar e impulsar la industria del País Vasco en la economía del hidrógeno mediante el desarrollo de **soluciones tecnológicas para el despliegue de las nuevas "redes de distribución 100% hidrógeno"**, en el contexto del desarrollo de los valles de hidrógeno verde y la descarbonización industrial.

La bancada está diseñada para **realizar pruebas de todos los elementos necesarios para la distribución del H2 verde desde los electrolizadores hasta los puntos de consumo.** La instalación está planteada como un circuito cerrado en el que el H2 puede circular a una presión de 30 bar y permite hacer pruebas con flujo dinámico de materiales de tuberías, elementos como válvulas o reguladores, contadores de 100%H2 a 30, 16 y 4 bar, instrumentación (transmisores de temperatura, transmisores de presión) y calderas para el 100%H2. También cuenta con una zona para la realización de pruebas estáticas, para poder probar elementos como discos en 8 o *caps* de cierre de final de tubería. Además, cuenta con un autoclave dinámico, en el que se pueden llevar materiales con defecto a fallo. La instalación está diseñada de forma que sea flexible y se adapte a las pruebas que se precise realizar.

El espacio se configurará para poder realizar:

- Ensayos de combustión de H2 de calderas domésticas.
- Ensayos de materiales con H2.
- Ensayos de nuevos desarrollos para H2: válvulas, contadores, reguladores, instrumentación.
- Ensayos de fallos de material en su uso con 100% H2.
- Ensayos de tomas en carga en redes de H2

6.1.9 Hub experimental de innovación abierta

Se propone la creación de un **espacio específico en el EIC destinado al escalado, validación y demostración de tecnologías** para la producción de combustibles renovables.

El objetivo es habilitar un **hub experimental y de innovación abierta**, orientado a **impulsar el desarrollo de plantas piloto, ensayos tecnológicos e integraciones modulares de tecnologías clave**, tales como:

- **Captura de CO_2**, tanto desde gases industriales como mediante tecnologías de captura directa del aire (DAC). Se valorará especialmente la posibilidad de transportar CO_2 desde entornos industriales hasta el EIC, con el fin de facilitar su **uso directo en procesos de síntesis** desarrollados dentro del centro.
- **Producción de hidrógeno verde** mediante **electrólisis** del agua alimentada con energía renovable. Asimismo, se tendrán en cuenta rutas emergentes como la **fotoelectrocatálisis** o la **pirólisis catalítica de biogás**.
- **Síntesis de combustibles como e-metanol, *e-fuels* o SAF**, mediante procesos termoquímicos o electroquímicos que combinan CO_2 e hidrógeno, empleando tecnologías avanzadas como reactores milicanal, reactores con membrana o de síntesis directa.

La propuesta contempla el **diseño, implantación y operación de la infraestructura** específica para la acogida y ensayo de tecnologías piloto.

6.1.10 Planta piloto singular para testear tecnologías innovadoras de producción de SAF

Esta iniciativa tiene como objetivo **captar y coordinar a los sectores de Euskadi interesados en desarrollar tecnologías flexibles de producción de SAF** utilizando residuos renovables mediante tecnologías **que combinan captura de CO2, gasificación, fermentación o procesos catalíticos.**

El sector aeronáutico es uno de los más difíciles de descarbonizar, por lo que **esta iniciativa pretende,** dadas las materias primas disponibles:

- **Analizar las principales tecnologías de producción de SAF** en base a los últimos desarrollos científicos e industriales.
- **Identificar aquella o aquellas más prometedoras en el entorno de Euskadi** y de los mercados potenciales de las empresas vascas.
- **Comparar estas tecnologías emergentes.**

Para ello, se propone el desarrollo de una **planta piloto singular** (TRL7-8) que permita testear diversas tecnologías e incorporarles innovaciones tales como nuevos **catalizadores**, la **intensificación de procesos** para reducir consumos energéticos mediante **reactores de membrana**, la integración **sistemas de separación**

innovadores, etc. El objetivo es establecer una base tecnológica sólida que permita avanzar hacia soluciones innovadoras y de carácter semi-comercial.

6.2 Proyectos piloto o demostradores

La siguiente tabla presenta una visión general de las propuestas de proyectos demostradores planteadas, las cuales se describen brevemente a continuación.

Tabla 6.1: propuestas de proyectos demostradores en el marco de la Hoja de Ruta.

Propuesta		Ubicación	Área relacionada	LT relacionada
1	Desarrollo de combustibles sintéticos: Plan experimental en planta demo de combustibles sintéticos	Puerto	Combustibles sintéticos	L4.1
2	Validación de componentes en planta logística de hidrógeno renovable	EIC, aeropuerto	Hidrógeno	L3.10
3	Sistema embarcado de producción de hidrógeno a partir de amoniaco	Sistema embarcado	Hidrógeno Combustibles sintéticos	L3.11 L4.4
4	Demostrador tecnológico para el craqueo de amoniaco en entorno portuario	Puerto	Combustibles sintéticos	L4.4
5	Integración de reactores de membrana en procesos SMR	Refinería	Hidrógeno	L3.5
6	Demostración de pirólisis de residuos	Puerto	Biocombustibles	L1.4
7	Planta demo captura de CO_2	Instalación Industrial	CCUS	L2.1
8	Demostrador tecnológico de licuefacción de oxígeno electrolítico	EIC	Hidrógeno	L3.2
9	Demostrador de infraestructura offshore autónoma para el transporte de CO2 líquido	BiMEP	CCUS	L2.3

10	Sistema de respaldo energético para data centers basado en hidruros metálicos y pila de combustible	ADI Data Center	Hidrógeno	L3.8
11	Solución integral de captura y conversión de CO2 en metano sintético	Acería	CCUS Combustibles sintéticos	L2.1 L4.2
12	Diseño de una red de transporte y la distribución de CO_2 para la descarbonización de la industria vasca	N/A	CCUS	L2.3
13	Sonoelectroquímica: Aplicación de ultrasonidos en electrolizadores alcalinos	EIC	Hidrógeno	L3.1 L3.2

6.2.1 Desarrollo de combustibles sintéticos: Plan experimental en planta demo de combustibles sintéticos

La planta demo de combustibles sintéticos que Synkedia está construyendo en el puerto permitirá realizar proyectos de I+D para avanzar en la madurez tecnológica de la ruta RWGS-FT.

De la mano de esta nueva planta demo se llevará a cabo un **plan experimental** que tiene un doble objetivo. Por un lado, se pretende producir queroseno de aviación a partir de gas de síntesis generado mediante el proceso RWGS (*Reverse Water Gas Shift*) y H_2 electrolítico. Por otro, se busca explorar modificaciones operativas que permitan la producción de otros destilados medios, como el diésel. A largo plazo, también se contempla la posibilidad de diversificar hacia la producción de bases lubricantes.

Por tanto, el plan experimental se centra en tres fases bien diferenciadas en las que se estudiarán como optimizar los procesos para:

- Maximizar producción de queroseno
- Maximizar producción de gasolina (nafta)
- Maximizar la producción de queroseno sin generación de diésel.

6.2.2 Validación de componentes en planta logística de hidrógeno renovable

Uno de los principales valores de la nueva infraestructura que se está construyendo en el EIC, el centro logístico para suministro de hidrógeno en aplicaciones de movilidad,

será su función como potencial banco de pruebas para fabricantes de equipos relacionados con el hidrógeno. En paralelo a los sistemas principales de la estación, se habilitarán espacios para la incorporación de compresores, sistemas de almacenamiento u otros componentes, permitiendo a los desarrolladores comparar el rendimiento de sus soluciones con el equipamiento estándar del centro. Esta capacidad de testeo en condiciones reales de operación convertirá a Abanto en un referente tecnológico y de innovación en el ámbito del suministro de hidrógeno renovable para aplicaciones de movilidad.

Y este es el objeto del proyecto propuesto, investigar en nuevas tecnologías que permitan tanto la fabricación de nuevo equipamiento como la implementación de estrategias de control avanzado de manera que se optimice el funcionamiento del centro logístico.

6.2.3 Sistema embarcado de producción de hidrógeno a partir de amoniaco

Esta propuesta se orienta al desarrollo de un **sistema embarcado de producción de hidrógeno a partir de amoniaco**, destinado a suministrar energía auxiliar en buques mediante un sistema de potencia de **500 kW**. El sistema integraría una tecnología de craqueo de amoniaco basada en un ***cracker* modular optimizado, junto con un quemador de alta eficiencia** para suministrar energía térmica al proceso.

Los objetivos específicos son:

- **Demostrar la viabilidad tecnológica** del craqueo de amoniaco a bordo para la generación de hidrógeno en sistemas auxiliares de buques.
- **Validar la logística de almacenamiento y suministro** de amoniaco en buques, reduciendo la huella de carbono.
- **Evaluar los costes** de producción de hidrógeno en comparación con otras fuentes de energía embarcadas, tanto renovables como tradicionales.
- Establecer contacto con navieras y operadores portuarios para la implementación de esta tecnología.
- **Contribuir a la descarbonización del transporte marítimo** mediante el uso de amoniaco verde como vector energético.

Las principales actividades incluirían el estudio de viabilidad y análisis de requisitos, el diseño y fabricación del sistema embarcado, la instalación y pruebas en un buque piloto y la validación de resultados junto con la posterior optimización del sistema.

6.2.4 Demostrador tecnológico para el craqueo de amoniaco en entorno portuario

Esta propuesta se orienta al desarrollo de un **demostrador tecnológico para el craqueo de amoniaco en entorno portuario**, con el objetivo de producir hidrógeno de alta pureza que permita abastecer tanto sistemas OPS (*Onshore Power Supply*) para la electrificación de buques en puerto, como estaciones de hidrógeno para aplicaciones de movilidad y distribución.

El demostrador se plantea con un cracker modular de capacidad **1 tonelada de H_2/día**, equivalente a una potencia cercana a **1 MW.**

Los objetivos específicos son:

- **Demostrar la viabilidad tecnológica** del craqueo de amoniaco para producción de hidrógeno puro en un entorno portuario.
- Validar la logística de transporte y uso de amoniaco como vector energético.
- **Evaluar los costes** de producción de hidrógeno en comparación con electrólisis local y suministro de hidrógeno comprimido o líquido.
- **Establecer contacto con puertos** estratégicos para implementar esta tecnología y convertir los puertos locales en referentes internacionales de descarbonización.
- Contribuir a la descarbonización de las actividades portuarias.

Las principales actividades incluirían el estudio de viabilidad y análisis de requisitos, el diseño y fabricación del sistema embarcado, la instalación y pruebas en un buque piloto y la validación de resultados junto con la posterior optimización del sistema.

6.2.5 Integración de reactores de membrana en procesos SMR

Este proyecto aspira a **validar a escala real y en entorno industrial** una tecnología innovadora para la producción de hidrógeno de bajo contenido en carbono, basada en la **integración de reactores de membrana** en procesos de **reformado con vapor (SMR)** en refinerías. Esta validación se llevaría a cabo mediante la instalación y operación de un reactor ***Water-Gas-Shift* (WGS)** con membrana integrada, en una línea de producción de hidrógeno existente.

El núcleo tecnológico del proyecto reside en la aplicación de **membranas selectivas de paladio**, que permiten la extracción directa y eficiente del hidrógeno en el mismo entorno en que se produce la reacción química, optimizando así el proceso global.

Además, el proyecto contempla la evaluación e **integración de tecnologías avanzadas de captura de carbono,** más eficientes que las actualmente utilizadas en la industria, así como la validación de nuevos catalizadores específicamente diseñados para esta configuración.

Esta tecnología no solo es **aplicable** al reformado de metano, sino **también a procesos basados en biometano, gasificación o pirólisis de biogases**, lo que abre la puerta a rutas más sostenibles para la producción de biocombustibles avanzados.

6.2.6 Demostración de pirólisis de residuos

La pirólisis se perfila como una tecnología alternativa altamente prometedora para la **valorización material de residuos y/o biomasa** mediante su conversión en **aceite pirolítico**, que puede utilizarse como base para la producción de **plásticos reciclados**, y en **char**, un subproducto sólido que, tras un proceso de acondicionamiento, podría comercializarse como **combustible equivalente al coque de petróleo**, contribuyendo así a la transición hacia una economía circular. Aunque la pirólisis de residuos ha sido ampliamente estudiada y parametrizada a nivel de laboratorio, **la tecnología aún no se encuentra madura a escala industrial** para los distintos tipos de residuos susceptibles de ser tratados mediante este proceso.

Por ello, esta propuesta contempla la **construcción de una planta piloto de pirólisis**, que permita evaluar el comportamiento de diferentes residuos a escala preindustrial. El objetivo es **verificar y optimizar los parámetros de proceso, los rendimientos y los materiales**, con el fin de reducir los riesgos tecnológicos asociados a su implementación industrial para la valorización de residuos.

Se pretende realizar ensayos con **diversas tipologías y calidades de residuos**, incluyendo mezclas de diferentes corrientes, con el fin de abarcar un espectro representativo de casos reales. En cada uno de los ensayos se analizarían los siguientes aspectos:

- La **operación**: tratamiento previo, secado, mezcla de materiales, capacidad de proceso, problemas operativos, rendimientos, etc.
- El **mantenimiento**: problemas e incidentes sufridos, materiales, tipología de equipos, etc.
- La **calidad** y los rendimientos de los productos obtenidos.

6.2.7 Planta demo de captura de CO_2

La captura de CO_2 será una tecnología clave para los sectores industriales de difícil descarbonización en Euskadi, como la siderurgia o la industria cementera. En este proyecto singular se propone realizar una **instalación demostradora de una tecnología concreta de captura de CO_2** , que permita a la industria evaluar su viabilidad y potencial de integración en sus procesos productivos.

La tecnología de captura seleccionada emplea **aminas líquidas** para extraer el CO_2 de los gases de combustión o de proceso. Se trata de una **solución modular** que ya ha sido implementada en varias instalaciones a nivel internacional.

Contar con una planta demostradora de estas características **permitiría a la industria de Euskadi familiarizarse con esta tecnología**, facilitando la validación de sus corrientes de gases y la evaluación de la viabilidad de integrar estas soluciones en sus procesos productivos.

Las principales actividades incluirían la construcción de planta demo, la realización de las pruebas FAT y puesta en marcha, y el desarrollo de un plan de divulgación que permita a las empresas vascas conocer la tecnología.

6.2.8 Demostrador tecnológico de licuefacción de oxígeno electrolítico

La producción de hidrógeno verde mediante electrólisis del agua está alcanzando un nivel de madurez tecnológica significativo. Este proceso genera oxígeno de alta pureza como subproducto, el cual, en la actualidad, no se aprovecha de manera sistemática, lo que representa una oportunidad para su valorización.

Este proyecto propone el **desarrollo de un demostrador tecnológico para la licuefacción del oxígeno electrolítico**, con el objetivo de integrarlo en aplicaciones de alto valor añadido, como el suministro hospitalario o industrial.

La solución de licuefacción planteada incluiría la **compresión inicial** del gas para mejorar la transferencia térmica, el **enfriamiento progresivo** mediante intercambiadores de calor y ciclos de refrigeración en cascada, su **almacenamiento en condiciones criogénicas**, así como los **sistemas de seguridad** necesarios para el manejo de gases criogénicos y el control de la pureza.

El demostrador se conectará, preferentemente, a una planta de electrólisis en el EIC, permitiendo la captura directa del oxígeno generado, la monitorización en tiempo real de caudal, presión y pureza, y la evaluación de la eficiencia energética del sistema completo.

Los objetivos técnicos del proyecto son:

- Diseñar y construir un **sistema modular** de licuefacción adaptado a **caudales medios** (10–50 Nm^3/h de O_2).
- Validar la **viabilidad técnica y económica** del proceso: optimizar el consumo energético del proceso mediante recuperación de calor y uso de tecnologías de refrigeración eficientes.
- Validar la **calidad del oxígeno líquido** para aplicaciones médicas (según normativa ISO 7396-1 entre otros).
- Evaluar la **escalabilidad industrial** del sistema para futuras plantas de hidrógeno verde.
- **Integrar el demostrador en el ecosistema del EIC**, fomentando sinergias con otros agentes del sector energético vasco.

Asimismo, el proyecto incluye el análisis para el desarrollo de un demostrador de licuefacción de hidrógeno (-253°C) como siguiente fase, una vez evaluados técnicamente los resultados de esta primera etapa.

6.2.9 Demostrador de infraestructura *offshore* autónoma para el transporte de CO_2 líquido

Para avanzar en la transición energética y la descarbonización, es necesario no solo contar con tecnologías de captura de carbono, sino también desarrollar infraestructuras que permitan transportar y almacenar ese CO_2 de forma segura y sostenible. En este contexto, las **infraestructuras *offshore* autónomas** desempeñan un papel clave en el despliegue del **transporte y almacenamiento de CO_2 en estado líquido.**

Estos **sistemas submarinos** deben ser **energéticamente eficientes, seguros y autónomos**. La combinación de energías renovables marinas (como la solar y la undimotriz) con **tecnologías *all-electric*** permite reducir la dependencia de embarcaciones de mantenimiento, minimizar el impacto ambiental y garantizar la continuidad operativa en tiempo real.

Este proyecto propone el desarrollo de un demostrador de infraestructura *offshore* autónoma, que integrará generación renovable, almacenamiento energético y un sistema de válvula submarina con actuador eléctrico, todo ello diseñado para operar de forma autónoma en el lecho marino.

Los objetivos técnicos del proyecto son los siguientes:

- Diseñar una infraestructura *offshore* autónoma que combine generación solar y undimotriz, con almacenamiento energético integrado.
- Desarrollar un sistema de válvula submarina con actuador eléctrico, con función *fail-safe*, capaz de operar en condiciones extremas y cerrar automáticamente en caso de fallo eléctrico.
- Integrar el sistema en una boya inteligente (*smart buoy*) que permita la recolección y transmisión de datos en tiempo real, sin necesidad de intervención humana.
- Validar el sistema en entorno real, con instalación del demostrador en el centro de ensayos marinos BIMEP, tras su desarrollo en las bancadas ubicadas en el EIC con el apoyo de la Fundación *Energy Advanced Engineering*.
- Demostrar la aplicabilidad del sistema en operaciones de carga y descarga de CO_2 líquido, así como en otras aplicaciones *offshore* remotas.

6.2.10 Sistema de respaldo energético para data centers basado en hidruros metálicos y pila de combustible

El funcionamiento continuo 24/7 de los Data Centers, infraestructuras críticas para la economía digital, requiere no solo grandes cantidades de energía, sino también garantías de suministro, estabilidad y sostenibilidad. Ante este reto, el uso de hidrógeno como sistema de respaldo emerge como una solución clave para almacenar energía y garantizar el suministro en situaciones críticas, como cortes de red o picos de demanda, sustituyendo así los tradicionales generadores diésel, altamente contaminantes, por soluciones limpias, silenciosas y eficientes.

En el marco del desarrollo del nuevo Data Center gestionado por ADI dentro del ecosistema del EIC, este proyecto busca dotar al centro de datos de un sistema de respaldo energético que combina almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos con generación eléctrica mediante pila de combustible, integrando innovación tecnológica, sostenibilidad y resiliencia energética.

Los objetivos técnicos del proyecto serían los siguientes.

- **Diseñar e implementar un sistema** adaptado a las necesidades energéticas del centro de datos, con una capacidad de respaldo de hasta 48 horas en caso de fallo eléctrico, empleando almacenamiento en hidruros metálicos y pila de combustible.

- **Integrar el sistema con la infraestructura de hidrógeno del EIC**, incluyendo la conexión a la tubería de Nortegas y la gestión de contratos PPA con garantía de origen.

- **Optimizar la eficiencia energética del sistema**, logrando un rendimiento superior al 50% en la conversión de hidrógeno a electricidad y minimizando las pérdidas térmicas gracias al diseño compacto y bien aislado del sistema.

- **Desarrollar un sistema de control inteligente** que permita la monitorización en tiempo real del estado del hidruro, presión, temperatura, nivel de carga y generación eléctrica.

- **Validar el cumplimiento de normativas europeas** (EED) y estándares de sostenibilidad (LEED), incluyendo pruebas de fiabilidad, seguridad y respuesta ante cortes de red.

- **Documentar y escalar la solución** para su replicabilidad en otros centros de datos o infraestructuras críticas, tanto en Euskadi como a nivel internacional.

Asimismo, el proyecto plantea el estudio, con vistas a su ejecución en una segunda fase, de un **sistema contenerizado de metanación** con un reactor de una sola etapa, que aproveche el hidrógeno disponible a través del ducto de Nortegas y el CO_2 generado en el Data Center para **producir metano renovable**.

6.2.11 Solución integral de captura y conversión de CO_2 en metano sintético

El objetivo del proyecto es implementar una **solución industrial** competitiva para **reducir la huella de carbono en el proceso de tratamiento térmico de lingotes de acero** en hornos alimentados con gas natural. En esta etapa del proceso productivo de la acería, los lingotes se calientan hasta alcanzar temperaturas cercanas a los 1.300 °C, condición necesaria para para pasar a las siguientes fases de forja y laminación. Estas altas temperaturas, junto con la gran capacidad de los hornos, dificultan actualmente una electrificación integral del proceso, según el estado del arte.

Bajo este escenario de partida, el proyecto busca enfocar la reducción de huella de carbono del proceso productivo mediante la captura de CO2 en las corrientes de salida de los hornos y su posterior valorización. La solución propuesta contempla una etapa de **captura de CO_2**, que incluye un **pretratamiento previo** para adecuar la corriente gaseosa a los requisitos específicos de la tecnología adoptada, seguida de una etapa de **conversión innovadora basada en termólisis catalítica** para producir combustibles sintéticos en base al CO_2 capturado y agua, sin necesidad de contar con molécula hidrógeno generada previamente.

En una primera etapa, el proyecto busca **producir metano sintético** bajo un esquema de lazo cerrado para su uso interno en la acería, evitando la necesidad de acceder al mercado para la venta del producto final, especialmente en la etapa de validación.

Entre las actividades previstas en el proyecto, se encuentran:

- Dimensionamiento óptimo de la planta e integración de las fases de captura y producción de combustible (metano sintético, por defecto).
- Análisis de tecnologías de captura según el estado del arte, estudio de demostradores en aplicaciones reales y selección de la tecnología más adecuada.
- Análisis y selección del proceso de pretratamiento de gases necesario, si procede.
- Caracterización del proceso de captura. Ingeniería conceptual y de detalle de la tecnología de captura, incluyendo el pretratamiento.
- Caracterización del proceso de termólisis catalítica. Ingeniería conceptual y de detalle de la tecnología de termólisis.
- Integración de las soluciones en un proyecto común.
- Ejecución de proyecto EPC, incluyendo gestión de permisos y puesta en operación.

6.2.12 Diseño de una red de transporte y la distribución de CO_2 para la descarbonización de la industria vasca

El proyecto se centra en la investigación de **soluciones tecnológicas para el transporte y la distribución segura y eficiente de CO_2** que permitan, en el País Vasco, conectar a las industrias emisoras de CO_2 con los potenciales usuarios y con el puerto.

El objetivo es **desarrollar una solución integral para la descarbonización de las industrias vascas** con altas emisiones de CO_2, mediante su transporte y distribución. Al mismo tiempo se busca impulsar la competitividad empresarial a través de una estrategia de diferenciación basada en productos de mayor valor añadido y en una solución conjunta que maximice las economías de escala y sinergias frente a alternativas aisladas.

Entre las actividades previstas en el proyecto, se encuentran:

- Identificación de situaciones y definición de especificaciones, con especial foco a las características específicas del País Vasco: identificación detallada de las impurezas (naturaleza y concentración) presentes en las corrientes de CO_2 según las fuentes de emisión principales en Euskadi.

- **Investigación de soluciones tubulares para el transporte y distribución de CO_2**: selección de los materiales más adecuados para el transporte y distribución de CO_2 en el caso vasco, con grandes volúmenes de CO2 y distancias cortas; fabricación de diferentes prototipos; estudio de diferentes soluciones de tratamiento térmico; caracterización de la microestructura y las propiedades mecánicas; caracterización de la resistencia a la corrosión; etc.

- **Red de transporte y distribución de CO_2:** análisis de impacto del transporte y distribución de CO_2 en los sectores industriales identificados en el Net Zero Basque Industrial Super Cluster (NZBISC), incluyendo los sectores de refino, cemento, pasta y papel, siderurgia y fundición.

En el resultado final, se integrarán los conocimientos y resultados obtenidos a partir de las distintas tareas de investigación del proyecto, con el objetivo de **diseñar una red eficiente y segura para el transporte y distribución de CO_2 en Euskadi.**

6.2.13 Sonoelectroquímica: Aplicación de ultrasonidos en electrolizadores alcalinos

Aunque la electrólisis alcalina es actualmente una tecnología madura, disponible a nivel comercial, es necesario seguir invirtiendo en I+D de cara a mejorar la eficiencia de esta ruta de producción. Entre las distintas iniciativas que se manejan, la aplicación de **ultrasonidos en la electrolisis alcalina** es una línea de investigación que se está analizando de cara a evaluar como dicha aplicación puede **mejorar la eficiencia del proceso**.

Se propone acometer un proyecto de investigación en Euskadi en este área, de manera que se pueda avanzar en la madurez tecnológica de esta prometedora tecnología y así poner las bases de un futuro escalado industrial, donde se determine el diseño óptimo de los transductores de ultrasonidos, se garantice la durabilidad de los componentes de los *stacks* y se asegure la viabilidad económica en sistemas de producción de gran escala.

7 AGRADECIMIENTOS

Bajo la coordinación de:

EIC
ENERGY INTELLIGENCE CENTER

Bizkaia foru aldundia diputación foral
ENERGIAREN EUSKAL ERAKUNDEA ENTE VASCO DE LA ENERGÍA
nortegas
Petronor
Energy Advanced Engineering
BH2C
European H2 Valley of the Year 2022

En colaboración con:

BASQUENERGY CLUSTER

Con la participación de:

Empresas

ABC COMPRESSORS
alba Emission Free Energy by Petronor
AMPO
antec
BASQUE HYDROGEN
rexroth A Bosch Company
BOSLAN Part of Accenture
CAF
CALVERA Hydrogen INNOVATION
EIA 21 Ingeniería de Soluciones
euro-cobil
FNX
H2SITE
IBAIZABAL GROUP
Iberdrola
IDOM
Ingeteam
Irizar
ITP AERO
lointek
lumiker
MUBIL
mugape
nortegas
Petronor
repsol
sarralle A Universe of Engineering
SBS Thermal Technologies
sener
SKANDIAVERKEN
Talgo
TAMOIN
team engineering consulting group
TUBACEX GROUP
TUBOS REUNIDOS GROUP
ULMA
WÄRTSILÄ

Agentes de I + D

ceit MEMBER OF BASQUE RESEARCH & TECHNOLOGY ALLIANCE
CIC energiGUNE MEMBER OF BASQUE RESEARCH & TECHNOLOGY ALLIANCE
cidetec MEMBER OF BASQUE RESEARCH & TECHNOLOGY ALLIANCE
ikerlan MEMBER OF BASQUE RESEARCH & TECHNOLOGY ALLIANCE
LORTEK MEMBER OF BASQUE RESEARCH & TECHNOLOGY ALLIANCE
tecnalia MEMBER OF BASQUE RESEARCH & TECHNOLOGY ALLIANCE
Tekniker MEMBER OF BASQUE RESEARCH & TECHNOLOGY ALLIANCE
Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea

Con el apoyo de:

EUSKO JAURLARITZA GOBIERNO VASCO
INDUSTRIA, TRANTSIZIO ENERGETIKO ETA JASANGARRITASUN SAILA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y SOSTENIBILIDAD

REFERENCIAS

Bibliografía general

National Academy of Technologies of France, 2023. *Roadmap towards the production of E-fuels*.

International Energy Agency (IEA), 2024. *World Energy Outlook 2024*.

Transport & Environment, 2023. Transport targets in the Renewable Energy Directive.

European Union, 2023. ReFuelEU aviation and FuelEU maritime explained.

Biocombustibles

EBA, 2024. Biogases towards 2040 and beyond. A realistic and resilient path to climate neutrality.

ECODES, 2024. Escenario de los biocombustibles en España.

European Biogas Association (EBA), 2024. Gasification. Diversification of biomass processing and waste utilization.

European Energy Research Alliance (EERA) Bioenergy, 2024. Bioenergy, Biogas and Biofuels: Research and innovation gaps in the EU.

European Technology and Innovation Platform (ETIP), 2023. *Strategic Research and Innovation Agenda 2023*.

IEA, 2021. Ammonia Technology Roadmap. Towards more sustainable nitrogen fertilizer production.

IEA, 2024. Renewable 2024. Analysis and forecast to 2030.

Joint Research Centre (JRC), 2024. Advanced Biofuels in the European Union.

Captura, utilización y almacenamiento de CO2

Carbon Dioxide Removal, 2022. Carbon Dioxide Removal Technology Roadmap: Innovation gaps and landscape analysis.

DNV, 2025. Energy Transition Outlook: CCS to 2050. Carbon capture and storage: from turning point in 2025 to scale by mid-century.

INNO-CCUS, 2024. Direction 2025. Danish CCUS Roadmap 2024.

IEA, 2025. Tracking Carbon Capture, Utilisation and Storage.

Global CCS Institute, 2021. Technology Readiness and Costs of CCS.

Global CCS Institute, 2025. Advancements in CCS Technologies and Costs.

Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), 2024. Carbon capture and utilization as a decarbonization lever.

Hidrógeno

CSIRO, 2019. Hydrogen Research, Development and Demonstration. Priorities and opportunities for Australia.

European Hydrogen Observatory, 2024. The European hydrogen market landscape.

European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), 2024. *European hydrogen markets. 2024 Market Monitoring Report*.

Hydrogen Council, 2024. Hydrogen Insights 2024.

Hydrogen Europe, 2024. Clean Hydrogen Monitor 2024.

Hydrogen Europe Research, 2024. Advancing Hydrogen Technologies. Key Research and Innovation Priorities.

IEA, 2024. Global Hydrogen Review 2024.

Combustibles sintéticos

European Union, 2023. ReFuelEU aviation and FuelEU maritime explained.

IEA, 2023. The Role of E-fuels in Decarbonising Transport.

IEA, 2024. Renewable 2024. Analysis and forecast to 2030.

International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021. *Innovation Outlook. Renewable Methanol*.

IRENA, 2022. Innovation Outlook. Renewable Ammonia.

Skynrg, 2024. Sustainable Aviation Fuel Market Outlook.