



Australia's National
Science Agency

Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de distribución y uso final de hidrógeno verde y azul.

Tara Hosseini, Nawshad Haque, Sarbjit Giddey,

Edición técnica, formal y traducción: Gustavo Díaz-Ferrán, Francisca Aranda y Matías Pfingsthorn

Dirección proyecto: Christian Larsen

13 de Junio de 2022

Energía

Cita: Hosseini T, Haque N and Giddey S (2022) Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de distribución y uso final de hidrógeno verde y azul para UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética) en Colombia. CSIRO, Australia.

Copyright

© Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation 2022. En la medida permitida por la ley, todos los derechos están reservados y ninguna parte de esta publicación cubierta por los derechos de autor puede ser reproducida o copiada en cualquier forma o por cualquier medio, excepto con el permiso escrito de CSIRO.

Descargo de responsabilidad importante

CSIRO advierte que la información contenida en esta publicación comprende afirmaciones generales basadas en investigaciones científicas. Se advierte al lector que debe ser consciente de que dicha información puede ser incompleta o no puede utilizarse en una situación concreta. Por lo tanto, no se debe confiar en esa información ni actuar sin buscar previamente asesoramiento profesional, científico y técnico. En la medida permitida por la ley, CSIRO (incluyendo sus empleados y consultores) excluye toda responsabilidad ante cualquier persona por cualquier consecuencia, incluyendo, pero no limitándose a todas las pérdidas, daños, costes, gastos y cualquier otra compensación, que surja directa o indirectamente del uso de esta publicación (en parte o en su totalidad) y de cualquier información o material contenido en ella.

CSIRO se compromete a proporcionar contenido accesible en la web siempre que sea posible. Si tiene dificultades para acceder a este documento, póngase en contacto con csiro.au/contacto.

Tabla de contenido

Tabla de contenidoiii

Figuras v

Tablas viii

Agradecimientos **x**

Resumen ejecutivo **xi**

Introducción **1**

1. Lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de distribución de hidrógeno verde y azul **3**

1.1 Tuberías dedicadas de transmisión..... 5

1.2 Blending en gaseoductos existentes de gas natural 8

1.3 Camiones/remolques tubulares..... 9

1.4 Embarque de hidrógeno puro o portadores de hidrógeno 10

1.4.1 Hidrógeno líquido 10

1.4.2 Hidrógeno comprimido..... 12

1.4.3 Portadores de hidrógeno 14

1.4.3.1 Amoníaco 14

1.4.3.2 Tolueno/MCH 16

1.4.4 Portadores de hidrógeno comparado con hidrógeno líquido 16

1.5 Comparación del coste de diferentes métodos de transporte de hidrógeno 19

1.6 Desafíos y necesidad inmediata de I+D 21

2 Lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de uso final de hidrógeno verde y azul como energía **23**

2.1 Tecnologías para celdas de combustible 28

2.1.1 Especificaciones y requisitos de las celdas de combustible 28

2.1.2 Pureza del hidrógeno requerida para las celdas de combustible 31

2.1.2.1 Hidrógeno por electrólisis 31

2.1.2.2 Hidrógeno producido del reformado de metano por vapor (SMR) 32

2.1.2.3 Hidrógeno de gasoductos y de almacenamiento 33

2.1.3 Vehículos eléctricos de celdas de combustible (FCEVs) para el transporte terrestre

2.1.3.1 Vehículos ligeros	36
2.1.3.2 Vehículos de pasajeros (buses).....	39
2.1.3.3 Vehículos medianos/pesados	42
2.1.3.4 Vehículos industriales/manipulación de materiales	47
2.1.4 Otros tipos de transporte	49
2.1.4.1 Aviación.....	49
2.1.4.2 Fluvial/marítimo	52
2.1.5 Estaciones de servicio de hidrógeno (HRSs)	54
2.1.5.1 Suministro de hidrógeno gaseoso	55
2.1.5.2 Hidrógeno suministrado de forma líquida	56
2.1.5.3 Infraestructura de la recarga de hidrógeno	57
2.1.5.4 Limitaciones del proceso de recarga	58
2.1.6 Barreras del transporte de hidrógeno y recomendaciones	58
2.1.7 Celda de combustible para la generación de energía estacionaria.....	59
2.1.8 Celda de combustible para la generación de energía portátil	62
2.1.9 Barreras y necesidades de I+D.....	64
2.2 Tecnologías para la generación de calor.....	65
2.2.1 Sectores residenciales y comerciales	65
2.2.1.1 Calderas de hidrógeno.....	66
2.2.1.2 Celda de combustible CHP	67
2.2.1.3 Problemas de seguridad en el uso de calderas de hidrógeno y aparatos de combustión de hidrógeno.....	70
2.2.2 Calor de procesos industriales.....	71
2.3 Uso convencional del hidrógeno en las refinerías de petróleo y gas	84
2.4 Desafíos y necesidades de I+D	85

3 Conclusiones y observaciones finales

87

Referencias 89

Figuras

Figura 1 Diferentes combinaciones de la cadena de suministro de hidrógeno [3]	4
Figura 2 Posible patrón de crecimiento futuro de la cadena de suministro de hidrógeno [4]	5
Figura 3 Desglose del coste nivelado de las tuberías nuevas y reutilizadas de 48, 36 y 20 pulgadas [5].....	7
Figura 4 Infraestructura necesaria para el transporte marítimo de hidrógeno líquido [36].....	11
Figura 5 Suiso Frontier – Barco de LH ₂ en el Puerto de Hastings en Victoria (crédito de la foto: Dr Tara Hosseini).....	12
Figura 6 Diseño ilustrativo del Desarrollo del buque de hidrógeno comprimido [37]	13
Figura 7 Cadena de suministro de hidrógeno comprimido propuesto por GEV [38]	13
Figura 8 Coste nivelado del hidrógeno (LCOH) para el hidrógeno comprimido frente al hidrógeno líquido y el amoníaco [38]	14
Figura 9 Infraestructura necesaria para el transporte marítimo de amoníaco [36].....	15
Figura 10 Infraestructura necesaria para el transporte marítimo de MCH/Tolueno [47].....	16
Figura 11 Análisis del menor coste de transporte de hidrógeno [49]	21
Figura 12 comparación del coste de transporte de hidrógeno verde por barco y por tuberías [5]	21
Figura 13 Desglose de las emisiones mundiales de CO ₂ por sector energético en 2015 [51].....	23
Figura 14 Integración de la electricidad renovable en los usuarios finales mediante el hidrógeno [52]	24
Figura 15 Prioridad de la política de hidrógeno verde [54]	25
Figura 16 Demanda mundial de hidrógeno por sector en el escenario neto cero, 2020-2030 [55]	26
Figura 17 Aplicaciones maduras y emergentes del hidrógeno [56]	26
Figura 18 Número de ayudas políticas para el despliegue del hidrógeno en diferentes sectores en 2018.....	27
Figura 19 Usos potenciales del hidrógeno en una economía con bajas emisiones de carbono en función de la preparación tecnológica y la confianza en el papel del hidrógeno [57]	28
Figura 20 Esquema simple de una celda de combustible [59]	29
Figura 21 Resumen de las etapas de purificación necesarias para el hidrógeno producido a partir de SMR antes de ser introducido en diferentes sistemas de celdas de combustible [65, 72]	33
Figura 22 Desglose del uso de energía en el sector del transporte en 2015 [65]	34

Figura 23 Segmentación del mercado del transporte en Vehículos Eléctricos de Batería (BEV), Vehículos Eléctricos de Celda de Combustible (FCEV) y combustibles sintéticos biológicos (basados en H ₂).....	34
Figura 24 Diversidad de las celdas de combustible de hidrógeno en el transporte [78]	36
Figura 25 Componentes de una FCEV [62]	38
Figura 26 Principio de operación de un vehículo con celda de combustible [62]	39
Figura 27 Distribución modal media de todos los viajes de transporte público y cuota de los tipos de flota de autobuses [83]	39
Figura 28 Tres tipos de autobuses de hidrógeno [83]	41
Figura 29 Esquema de los componentes del sistema de celdas de combustible para vehículos pesados	45
Figura 30 Cadena de suministro de hidrógeno para el transporte pesado [97].....	46
Figura 31 Nivel de preparación tecnológica de las opciones de HRS para aplicaciones pesadas [97]	47
Figura 32 Concepto general del sistema propuesto por el UWC [101]	48
Figura 33 LH ₂ cadena de suministro de combustibles de aviación [106]	50
Figura 34 Esquema del sistema eléctrico híbrido SOFC-[107]	51
Figura 35 Almacenamiento de hidrógeno comprimido (CH ₂) bajo cubierta para aplicaciones marítimas [115].....	54
Figura 36 Almacenamiento de hidrógeno líquido (LH ₂) bajo cubierta para aplicaciones marítimas [115].....	54
Figura 37 Configuraciones de estaciones de repostaje de hidrógeno impulsadas por energías renovables [118]	55
Figura 38 Configuración del equipamiento de las estaciones de repostaje de hidrógeno gaseoso [120]	56
Figura 39 Configuración del equipamiento de las estaciones de recarga de hidrógeno líquido [120]	57
Figura 40 Comparación de la capacidad de almacenamiento y el tiempo de descarga de diferentes tecnologías de almacenamiento [74]	60
Figura 41 Coste nivelado de las duraciones de almacenamiento y descarga [128]	61
Figura 42 Diagrama esquemático de las tres principales vías de suministro de hidrógeno en un sistema energético integrado de energías renovables.....	62
Figura 43 Las eficiencias de paso de diferentes vías de hidrógeno [74]	62
Figura 44 Perspectivas de los sistemas combinados de calor y electricidad con celdas de combustible [140]	66

Figura 45 Comparación de costes e intensidades de carbono de diferentes opciones tecnológicas para calentar un hogar durante un año en el Reino Unido en 2050. Los triángulos muestran la intensidad de carbono de las diferentes vías junto con un comparador de gas natural [144].....	69
Figura 46 Componentes del coste de la bomba de calor, la bomba de calor híbrida, la caldera de hidrógeno y la celda de combustible [144].....	70
Figura 47 Temperaturas de trabajo de las tecnologías de calor renovable seleccionadas y requisitos de temperatura de las industrias seleccionadas [54]	73
Figura 48 Uso final mundial del aluminio en 2019 [151]	74
Figura 49 El proceso Bayer para producir alúmina a partir de bauxita [153].....	75
Figura 50 El proceso de producción de aluminio a partir de alúmina [154]	76
Figura 51 Emisiones de CO ₂ en el proceso de producción de aluminio primario [151]	77
Figura 52 Las rutas más comunes - Del mineral de hierro al acero acabado [162].....	79
Figura 53 Principales vías de producción de acero [54]	81
Figura 54 Proceso Portland de fabricación del cemento [175].....	84
Figura 55 Uso del hidrógeno en diferentes partes de una refinería de petróleo [176]	85
Figura 56 Obstáculos y políticas de apoyo a la adopción de hidrógeno verde en el sector industrial [180].....	86

Tablas

Tabla 1 Características típicas de los conductos de hidrógeno dedicados [14]	6
Tabla 2 Supuestos básicos de costes para la construcción y el reequipamiento de la infraestructura de los conductos de hidrógeno [15]	7
Tabla 3 Rango de costes para el transporte de hidrógeno por camión.....	9
Tabla 4 Especificaciones de los portadores de energía estándar para la entrega por camión [32]	10
Tabla 5 Propiedades del combustible marino alternativo [34]	11
Tabla 6 La eficiencia y el consumo de energía de las vías de distribución de hidrógeno.....	14
Tabla 7 Condiciones de los contenedores de amoníaco líquido [46]	15
Tabla 8 Comparación de las propiedades del hidrógeno líquido con los portadores de hidrógeno [47]	16
Tabla 9 Retos, ventajas y estado de comercialización de los portadores de hidrógeno en comparación con el hidrógeno líquido [48]	17
Tabla 10 Principales métodos de transmisión de hidrógeno [50]	19
Tabla 11 Algunos de los retos y necesidades inmediatas de I+D en la distribución y el transporte de hidrógeno	22
Tabla 12 Reacciones electroquímicas y portadores de carga en las celdas de combustible [58]	30
Tabla 13 Materiales de las celdas de combustible [62-64].....	30
Tabla 14 Eficiencias, vida útil y otras características de cinco tipos diferentes de celdas de combustible [64]	30
Tabla 15 Tolerancia de las celdas de combustible a diferentes combustibles [65, 67].....	31
Tabla 16 Resumen del estado de aplicación de los FCEV, BEV e ICE en cada tipo de vehículo [62]	35
Tabla 17 Principales componentes de una FCEV [62].....	38
Tabla 18 Resumen de algunos fabricantes de FCB [83]	41
Tabla 19 Emisiones y coste relativo de los BEB y FCEB en comparación con los autobuses diésel [88]	42
Tabla 20 Comparación entre los tres tipos más comunes de vehículos pesados	43
Tabla 21 Comparación de los camiones pesados diésel y los camiones pesados de celda de combustible con el objetivo del DOE de EE.UU [96].....	43
Tabla 22 Cambios clave de los componentes de las celdas de combustible en los HDV en comparación con los LDV [78].....	44
Tabla 23 Estaciones de repostaje de hidrógeno y especificaciones de los vehículos pesados [97]	46

Tabla 24 Parámetros y propiedades de las carretillas de celda de combustible [101]	48
Tabla 25 Principales especificaciones y propiedades de los combustibles de aviación [105]	49
Tabla 26 Definiciones de tamaño de los diferentes HRS [97].....	57
Tabla 27 Requisitos para la recarga de hidrógeno en las estaciones de servicio.....	58
Tabla 28 Barreras y recomendaciones para el uso del hidrógeno en el transporte [46]	58
Tabla 29 Estimación de las eficiencias de ida y vuelta de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía [127].....	60
Tabla 30 Demanda de energía de diferentes PED [129].....	63
Tabla 31 Sistemas de celda de combustible de potencia portátil, (1 a 10 kW _e) [132].....	63
Tabla 32 Barreras para la penetración en el mercado de las celdas de combustible [133].....	64
Tabla 33 Atributos de las celdas de combustible para aplicaciones de cogeneración [143]	67
Tabla 34 Resumen del rendimiento de la cogeneración con celdas de combustible para aplicaciones residenciales y comerciales.....	68
Tabla 35 Resumen del uso del hidrógeno en aplicaciones industriales y su potencial futuro [149]	71
Tabla 36 El coste genérico del calor industrial [150]	72
Tabla 37 Principales actividades mundiales en torno a la reducción de las emisiones de carbono en los sectores del hierro y el acero [169].....	80
Tabla 38 Intensidades de energía y emisiones del proceso de fabricación de acero BF-BOF y DRI-EAF [127]	81
Tabla 39 Especificaciones de un horno típico que funciona con combustibles fósiles [150]	83

Agradecimientos

CSIRO agradece a la UPME Colombia el patrocinio de este estudio a través de CSIRO Chile.

Resumen ejecutivo

Para reducir el impacto del calentamiento global, parece necesaria la descarbonización del sector energético. La previsión de producción energética a partir de energías renovables parece insuficiente para invertir la tendencia negativa del calentamiento global. La versatilidad del hidrógeno como vector energético se perfila como el factor clave para la descarbonización. En la primera parte de este proyecto entregado a la UPME, se analizaron los métodos de producción de hidrógeno. Además, se ofreció un breve resumen de las tecnologías utilizadas en la compresión, el almacenamiento y el transporte del hidrógeno.

El presente informe se centra en los métodos de distribución de hidrógeno y en las aplicaciones finales de este. Se ha realizado un examen exhaustivo de los métodos de transporte y distribución de hidrógeno, incluidos los gasoductos dedicados, la mezcla en los gasoductos de gas natural existentes, los remolques tubulares y el envío de los portadores de hidrógeno comprimido/licuado, y se han identificado los diferentes elementos de la distribución de hidrógeno. También se debatieron las prioridades de investigación y los principales retos de cada una de estas tecnologías. Se constató que el método preferido de transporte de hidrógeno dependería de muchos factores, como la geografía, la distancia, la escala y el uso final requerido del hidrógeno.

En cuanto a la aplicación final del hidrógeno, se han tratado dos aplicaciones principales del hidrógeno como fuente de energía. Las dos aplicaciones principales son el uso del hidrógeno en las pilas de combustible y como fuente de calefacción. Cada una de estas dos categorías abarca una amplia gama de usuarios finales. En el apartado de las pilas de combustible de hidrógeno, se trató la aplicación de las pilas de combustible para el transporte y la generación de energía estacionaria y portátil. También se incluye la infraestructura necesaria para el despliegue del hidrógeno en los distintos sectores, como la estructura de reabastecimiento de hidrógeno necesaria para el sector del transporte y la situación de cada tecnología.

Las tecnologías para la generación de calor se dividieron en subcategorías de sectores residenciales/comerciales y el uso del hidrógeno como fuente de calor de proceso industrial de alta temperatura. El hidrógeno desempeña un papel importante en la descarbonización de los sectores difíciles de descarbonizar, al tiempo que facilita el acoplamiento entre la electricidad y los edificios, el transporte y la industria. El hidrógeno podría utilizarse en el sector de la energía para proporcionar flexibilidad, equilibrando la generación de energía renovable variable e intermitente, al tiempo que ofrece una oportunidad para el almacenamiento estacional de energía.

Aunque se ha hecho todo lo posible por enumerar las características esenciales de todas las tecnologías, en este informe no se ofrecen detalles de los componentes tecnológicos específicos debido a la gran cantidad de información y las variaciones existentes, por lo que dicho detalle ha sido acordado no ser parte del alcance del presente reporte. Del mismo modo, las tecnologías presentadas son aquellas que en conjunto con UPME han sido identificadas como relevantes en el contexto global. De este modo, información complementaria para tecnologías específicas seleccionadas, podrá proporcionarse en el marco de futuros reportes, fuera del alcance del presente trabajo.

Introducción

La Unidad de Planificación Minero-Energética (UPME) de Colombia solicitó a CSIRO realizar un informe de escaneo tecnológico que permitiera levantar una lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de distribución y uso final de hidrógeno verde y azul, desde un enfoque global, sin profundizar en detalle en el contexto colombiano o de otro país en particular. Los objetivos de este proyecto son:

- 1) Realizar una revisión de las tecnologías disponibles para la distribución de hidrógeno verde o azul como fuente de energía, utilizando datos públicos y no confidenciales de CSIRO y, específicamente, informar:
 - i) Descripción de cada elemento en la distribución del hidrógeno.
 - ii) Especificar la función de cada elemento en el proceso de distribución.
 - iii) Prioridades de investigación y principales desafíos.
 - Tecnologías para la distribución de hidrógeno
 - Tuberías dedicadas
 - Mezcla en gaseoductos existentes de gas natural
 - Camiones/remolques tubulares
 - Buques
 - Hidrógeno líquido
 - Hidrógeno comprimido
 - Portadores de hidrógeno

- 2) Lista y descripción del uso final del hidrógeno verde y azul como fuente de energía.
 - i) Descripción de cada una de las tecnologías de generación de energía y calor.
 - ii) Investigación y desarrollo, y principales desafíos.
 - Tecnologías para celdas de combustible:
 - Vehículos eléctricos de celdas de combustibles (FCEVs) para el transporte terrestre
 - Vehículos ligeros
 - Vehículos de pasajeros masivos
 - Vehículos de carga medianos/pesados
 - Vehículos industriales/manipulación de materiales
 - Otros tipos de transporte
 - Aviación
 - Fluvial / Marítimo
 - Celdas de combustible para la generación de energía estacionaria
 - Celdas de combustible para la generación de energía portátil

 - Tecnologías para la generación de calor
 - Sectores residenciales y comerciales
 - Calderas de hidrógeno
 - CCE de celda de combustible

 - Calor de proceso industrial
 - Alúmina y otros minerales no ferrosos
 - Hierro y acero
 - Cemento y cal

Los componentes principales de la infraestructura del hidrógeno incluyen las tecnologías de producción de hidrógeno, el almacenamiento y el sistema de distribución y suministro en las estaciones de reabastecimiento u otros puntos de entrega de uso final [1]. El informe se centra en la distribución y transmisión del hidrógeno y en las aplicaciones de uso final, así como en la infraestructura necesaria para estos componentes de la cadena de suministro de hidrógeno.

1. Lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de distribución de hidrógeno verde y azul

El transporte y la distribución del hidrógeno como combustible químico es más fácil que la electricidad. Los combustibles químicos tienen mayores densidades energéticas y no sufren pérdidas durante su transporte. También podría beneficiarse de las economías de escala y permitir la transmisión de punto a punto en toda la red. Hay algunas enseñanzas y experiencias del transporte de gas natural y petróleo por todo el mundo en oleoductos y barcos a gran escala que podrían aplicarse al hidrógeno y a la transmisión de portadores de hidrógeno. Varios componentes de la producción, transmisión y distribución de hidrógeno pueden combinarse en la cadena de valor del hidrógeno, como puede verse en la Figura 1.

El almacenamiento de hidrógeno de alta densidad es un reto para las aplicaciones portátiles y estacionarias y sigue siendo un reto importante para las aplicaciones de transporte. En base a la masa, el hidrógeno tiene casi tres veces el contenido energético de la gasolina (120 MJ/kg para el hidrógeno frente a 44 MJ/kg para la gasolina) pero en base al volumen, el hidrógeno líquido tiene una densidad de 8 MJ/L mientras que la gasolina tiene una densidad de 32 MJ/L [2]. Por este motivo, el transporte a larga distancia puede resultar caro. Debido a los problemas logísticos, es habitual que el hidrógeno se produzca y se utilice in situ en cualquier industria. Sin embargo, no siempre es así y, en este caso, puede ser necesario transportar el hidrógeno incluso a mil kilómetros de distancia. El hidrógeno tiene que llegar a los usuarios finales mediante una red de distribución segura, fiable y rentable.

Existen diferentes métodos de distribución de hidrógeno, como el gas a través de gasoductos, el comprimido y transportado en remolques tubulares, el licuado y transportado en camiones cisterna o, finalmente, el producido en estaciones de servicio o centros industriales. En muchos países, existe un extenso gasoducto de gas natural que podría reutilizarse para transportar y distribuir hidrógeno. En función de la escala de la economía del hidrógeno, también podrían desarrollarse nuevas infraestructuras con oleoductos y redes de transporte de hidrógeno específicas para un posible transporte de hidrógeno a gran escala en el extranjero. Cada una de las opciones tiene una serie de ventajas y desventajas que hacen que una opción sea preferible a las otras. Los métodos mencionados para la distribución y el transporte de hidrógeno, por ejemplo, presentan algunos retos y dificultades técnicas:

- El hidrógeno comprimido puede ser explosivo
- El hidrógeno se licua a -253°C , lo que hace que la licuefacción sea una forma de almacenamiento que requiere mucha energía;
- Mezclar hidrógeno con gas natural de forma Segura en los gaseoductos es un desafío;
- El hidrógeno puede fragilizar los componentes y materiales de almacenamiento;
- Para la selección del método de distribución, deben tenerse en cuenta algunos factores, como el método de producción de hidrógeno, la presión variable y los requisitos de pureza de los usuarios finales. La opción preferida dependerá de diversos factores, como la

geografía, la distancia, la escala y el uso final requerido del hidrógeno [3]. En esta sección se analizan las posibles opciones, las oportunidades y los problemas relacionados con cada una de las principales opciones de transmisión y distribución.



Figura 1 Diferentes combinaciones de la cadena de suministro de hidrógeno [3]

Desde el punto de vista logístico, pueden preverse cuatro etapas de desarrollo de la cadena de suministro de hidrógeno, como se muestra en la Figura 2:

- En la primera etapa, las instalaciones de hidrógeno de varios megavatios de capacidad alimentan directamente a los grandes consumidores. El hidrógeno se produce in situ y así se aprovecha el uso de la red de gas existente y su conversión en red de hidrógeno. Este planteamiento garantizaría a los promotores de los sistemas de hidrógeno una salida a largo plazo.
- En la segunda (a nivel regional) y tercera etapa (a nivel nacional), se desarrollará un enfoque semicentralizado y centralizado. Se producirán decenas y centenares de MW de energía que se transportarán por camión hasta los consumidores locales, incluidas las industrias y las estaciones de servicio.
- Una vez que el hidrógeno producido a partir de energías renovables alcance un mercado masivo, puede dar lugar a que algunas regiones con excedentes de hidrógeno exporten a las regiones con déficit. Esto puede llevar a la creación de mercados de hidrógeno continentales o intercontinentales.

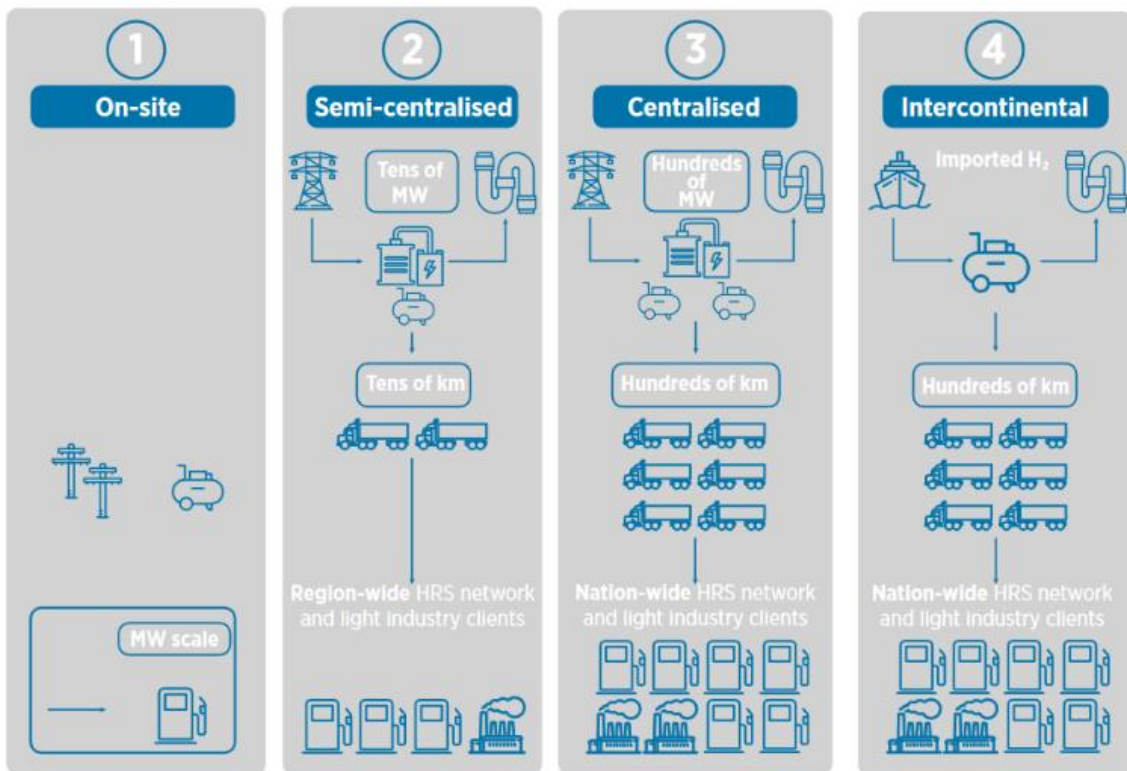


Figura 2 Posible patrón de crecimiento futuro de la cadena de suministro de hidrógeno [4]

1.1 Tuberías dedicadas de transmisión

Una red de tuberías de hidrógeno estaría formada esencialmente por los mismos componentes que las tuberías de gas natural. Sin embargo, el hidrógeno tiene propiedades diferentes a las del gas natural que deben tenerse en cuenta a la hora de diseñar o reutilizar las tuberías de gas natural existentes para convertirlas en tuberías de transporte de hidrógeno. A alta presión, el hidrógeno puede causar fragilidad si se utiliza acero desnudo como material para las tuberías. La minimización de las fluctuaciones de la presión de funcionamiento también puede evitar la fragilidad del hidrógeno. En comparación con el gas natural, el hidrógeno es una molécula más pequeña y es más propenso a las fugas y a la permeabilidad, por lo que las válvulas y los accesorios deben estar apretados y sellados [5].

Hay unos 5.000 km de conductos de hidrógeno en todo el mundo, frente a unos 3 millones de kilómetros de conductos de gas natural en todo el mundo. Estos conductos de hidrógeno existentes son explotados y poseídos principalmente por productores industriales de hidrógeno. Estos conductos se utilizan sobre todo para suministrar hidrógeno a las instalaciones químicas y a las refinerías. A cierto nivel de demanda, resulta más económico construir conductos de hidrógeno específicos para transportar el gas de hidrógeno desde el punto de producción hasta el usuario final [6]. En la distribución a gran escala, los gasoductos tienen bajos costes operativos y una vida útil de entre 40 y 80 años. Los estudios han demostrado que los gasoductos son el método más rentable y eficiente desde el punto de vista energético para transportar hidrógeno a grandes distancias y en grandes cantidades [7]. Las tuberías de hidrógeno funcionan normalmente a presiones de entre 1 y 2 MPa, pero la presión de funcionamiento puede alcanzar los 10 MPa [8]. Las nuevas tuberías de hidrógeno están hechas de acero revestido de epoxi y tienen un coste similar al de las tuberías de

gas natural [9, 10]. El coste de los conductos de hidrógeno no sólo está relacionado con los materiales de las tuberías, sino que influye sobre todo la complejidad de la instalación y el aseguramiento del acceso al terreno [11].

El transporte de hidrógeno a través de oleoductos necesita diámetros de tubería más grandes y más potencia de compresión que el gas natural para el mismo rendimiento energético [12]. Sin embargo, las estaciones de recompresión tendrían que estar espaciadas el doble, debido a las menores pérdidas de presión en el caso del hidrógeno en comparación con el gas natural. Sin embargo, hay que tener en cuenta que los actuales compresores y conductores para el gas natural no pueden reutilizarse para el hidrógeno. Debido a su bajo peso molecular, el hidrógeno requeriría que la mayoría de los compresores existentes giraran tres veces más rápido para lograr el mismo nivel de compresión [5]. Las características típicas de la construcción de gasoductos se enumeran en la Tabla 1.

Se calcula que el coste de la transmisión del hidrógeno en oleoductos dedicados al hidrógeno sería de 1,5 a 1,8 veces el del transporte de gas natural. Sin embargo, el transporte de hidrógeno en los gasoductos a distancias superiores a 1000 km es más económico que el transporte de electricidad [13]. Los principales componentes del coste de un gasoducto son el coste de capital del gasoducto, del compresor y la electricidad necesaria para alimentar los compresores. Una simulación hidráulica llevada a cabo por European Gas TSO determinó el coste de transporte nivelado para las tres configuraciones de gasoductos de gas natural más comunes en Europa. Las tres configuraciones son:

- 48- pulgadas y 80 bares
- 36-pulgadas y 50 bares
- 20-pulgadas y 50 bares

El análisis se realizó para tres tamaños y para tuberías nuevas y reutilizadas, y se partió de la base de que todas las tuberías funcionan 5.000 horas a plena carga. Los costes nivelados son presentados en la Figura 3, en la unidad de €/kg/1000 km, excepto en el caso de las tuberías de 20 pulgadas, que están en €/kg/200 km porque suelen utilizarse para distancias más cortas debido a su bajo rendimiento y a su mayor coste nivelado [5].

Tabla 1 Características típicas de los conductos de hidrógeno dedicados [14]

Características	Valor
Tamaño de la tubería	3 – 48 in (7.62-122 cm)
Grandes líneas troncales	24 – 48 in (60.96 -122 cm)
Derecho de paso	15,2 m a cada lado de la tubería, o 30,48 m en total
Servidumbre	15,2 m (50 pies)
Presión de las tuberías	200-1500 psig (13,8-103,5 barg)
Material de las tuberías	Acero al carbono con un revestimiento especial
Protección catódica	Aproximadamente cada milla (1,6 km)
Estaciones de válvulas	15 a 20 millas (24 a 32 km); válvulas de bloque o según sea necesario
Mercados de tuberías	En los cruces de carreteras y canales, y en las vallas
Esperanza de vida	40-80 años
Profundidad mínima	36 pulgadas (91,44 cm), hasta la parte superior de la tubería

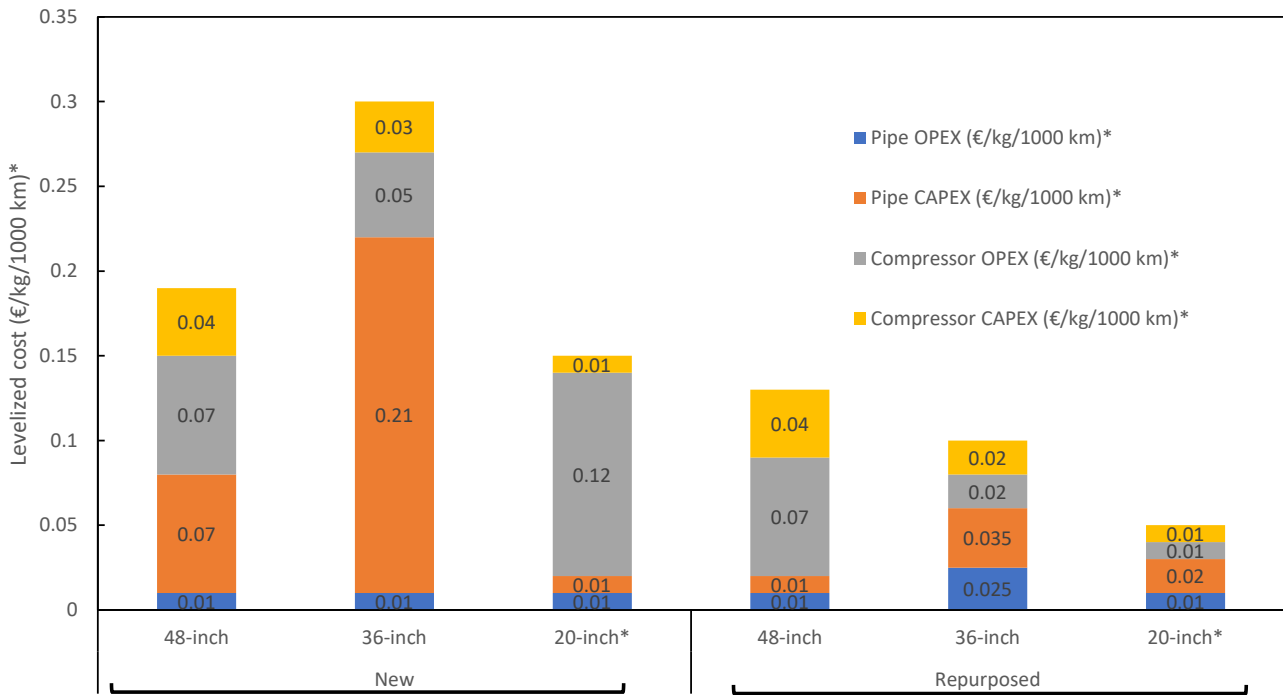


Figura 3 Desglose del coste nivelado de las tuberías nuevas y reutilizadas de 48, 36 y 20 pulgadas [5]

*Las tuberías de 20 pulgadas están en unidades de €/kg/200 km

Los supuestos básicos necesarios para construir las estimaciones de los costes de los diferentes componentes de los conductos de hidrógeno, nuevos o modernizados, presentados y desglosados en la Figura 3 se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2 Supuestos básicos de costes para la construcción y el reequipamiento de la infraestructura de los conductos de hidrógeno [15]

Parámetro de costos	Unidad	Rango estimado
CapEx de gasoductos, nuevo	% de gasoductos de gas natural con un diámetro similar	110-150%
CapEx de gasoductos, reacondicionamiento	% de nuevos gasoductos de hidrógeno con diámetro similar	10-35%
CapEx compresión, nuevo	% de compresor similar de gas natural	140-180%
CapEx de compresión, reacondicionamiento	% de la compresión de H ₂ de nueva construcción CapEx (línea superior) compresor.	100%
Estación de medición de gas, nueva	% de estación de medición de gas natural similar	110-120%
Estación de medición de gas, reacondicionamiento	% de gasoductos de gas natural similares	20-40%
Sustitución de válvulas y juntas	k€/km	~40
Revestimiento interno	k€/km	~40

1.2 Mezcla en gaseoductos existentes de gas natural

La posible reutilización de los gasoductos de gas natural o la mezcla de hidrógeno en los gasoductos de gas natural ha despertado el interés del gobierno [16], la academia [17] y la industria. El desarrollo de una nueva infraestructura de distribución y transporte de hidrógeno requiere una gran inversión. La mezcla de hidrógeno en la infraestructura de gas natural ya existente evitaría el importante coste de capital que supone el desarrollo de una nueva infraestructura de transmisión y distribución. El hidrógeno podría integrarse en la red de gas natural para reducir las emisiones totales de carbono de la calefacción y la electricidad domésticas, comerciales e industriales, a costa de un pequeño aumento del coste del suministro de gas natural a los consumidores. La reconversión de la red existente en una red de distribución de hidrógeno evitaría los importantes costes de construir una infraestructura paralela completamente nueva para el suministro de calor o de mejorar la red de distribución de electricidad [18].

Hay casi tres millones de kilómetros de tuberías de gas natural en todo el mundo. Muchas de las redes de distribución de gas existentes pueden soportar un 10-20% de mezcla de hidrógeno sin que las tuberías se fragilicen. En algunos países, como Australia, ya está en marcha la sustitución de las tuberías de distribución de hierro fundido por polietileno de alta densidad (HDPE) apto para el hidrógeno.

Sin embargo, la mezcla de hidrógeno en los gasoductos presenta algunos desafíos, como, por ejemplo:

- 1- La densidad energética del hidrógeno es aproximadamente un tercio de la del gas natural, por lo que una mezcla reduciría el contenido energético del gas suministrado.
- 2- Hay un cambio en el volumen del gas necesario para los usuarios finales para satisfacer la misma demanda de energía.
- 3- El hidrógeno arde más rápido que el gas natural, por lo que existe un mayor riesgo de propagación de las llamas.
- 4- La llama de hidrógeno no es visible, por lo que probablemente se necesiten nuevos detectores de llama para las relaciones de mezcla elevadas.
- 5- La variabilidad en el volumen de hidrógeno mezclado en la corriente de gas natural tendría un efecto adverso en el funcionamiento de los equipos diseñados para acomodar un rango estrecho de mezclas de gas y, finalmente, en la calidad del producto de algunas de las industrias.

La conversión de la red de gas para el suministro de hidrógeno deberá hacer frente a otros desafíos técnicos y operativos. Aunque es poco probable que los gasoductos de alta presión existentes (utilizados para el transporte) sean adecuados para transportar hidrógeno, la mayor parte de la inversión en la red de gas se realiza en los gasoductos de menor presión, las redes de distribución intermedias y locales, y no en los sistemas de transporte [18]. Estas tuberías de baja presión, especialmente las construidas con polietileno, se consideran adecuadas para transportar hidrógeno.

1.3 Camiones/remolques tubulares

El hidrógeno puede transportarse en camiones en forma de líquido comprimido o criogénico. El hidrógeno comprimido con un rango de presión de 200-500 bares puede transportarse en cilindros de gas o en remolques de tubos. Las bombonas o los tubos se agrupan en un contenedor de 20-40 pies montado en un remolque [19]. Hasta 25.000 litros de hidrógeno (equivalentes a 420 kg de hidrógeno) a 200 bares pueden almacenarse en remolques tubulares de acero, según informa Wystrach GmbH [19]. Para aumentar la capacidad de almacenamiento de hidrógeno, se están desarrollando depósitos de materiales compuestos más ligeros. Estos depósitos están hechos de fibra de carbono revestida de aluminio, acero o polímeros específicos [20]. Sin embargo, la compresión del hidrógeno es un proceso intensivo en energía, con una estimación de 6,0 kWh/kg para la compresión a 70 MPa [21].

El hidrógeno se licúa enfriándolo a una temperatura de al menos -253°C. El hidrógeno licuado puede almacenarse en la planta de licuefacción en grandes depósitos aislados [22]. Normalmente, el 30% del contenido energético del hidrógeno, utilizando la tecnología actual, se consume para licuar el hidrógeno. Esto supone unos 10 kWh de electricidad por kg de hidrógeno líquido [19]. Sin embargo, nuevas investigaciones han demostrado que el consumo de energía puede reducirse a 6,5-7,5 kWh/kg de hidrógeno [23]. A mayor densidad energética de la licuefacción, comparada con la del hidrógeno comprimido, implica una mayor capacidad de transporte del hidrógeno líquido. Sin embargo, durante el proceso de licuefacción se pierde una cierta cantidad de hidrógeno (alrededor del 1,65%) y durante el transporte y el almacenamiento se hierve alrededor del 0,3% del hidrógeno licuado al día [24]. Este es el caso cuando se utilizan tanques pequeños con una gran relación superficie-volumen. En la actualidad, para el transporte de hidrógeno a distancias más largas, el hidrógeno se transporta como líquido en camiones cisterna criogénicos super-aislados. Posteriormente, el hidrógeno líquido se dispensa en camiones de reparto y se transporta a los lugares de distribución. En los lugares de distribución, el hidrógeno líquido se vaporiza en un producto gaseoso a alta presión para su distribución. Es más económico transportar el hidrógeno líquido que el gaseoso en camiones a larga distancia. La razón es la mayor capacidad de los camiones cisterna de líquido para almacenar una masa mucho mayor de hidrógeno que los remolques tubulares de gas [22].

Los rangos de costes del transporte de hidrógeno por camión se resumen en la Tabla 3. Las ventajas de densidad y capacidad de carga del transporte de hidrógeno líquido se manifiestan en los menores costes de capital y de explotación. La Tabla 4 muestra los parámetros del suministro de hidrógeno líquido y comprimido a través de camiones en comparación con la gasolina, un portador de energía típico.

Tabla 3 Rango de costes para el transporte de hidrógeno por camión

Tipo de remolque	Presión (MPa)	Costo del camión (\$k/unidad)	Capacidad (kg/unidad)	Costo capital (\$/kg)	Costo de operación (\$/kg/100 km)	Referencia
Remolque con tubo de gas	20	250	250	1000	-	[25]
		200-300	200	1000-1500	0.76	[26]
		280	298	940	0.2-0.25	[27]
		626	800	783		[28]

	25	613-847	600-790	1020-1070	0.9-1.3	[29]
	54	1300	1200	1080	0.26	[30]
Remolque		718	4300	167		[28]
con tubo		1200	4000	300	0.1	[31]
líquido		370	4000	93	0.01-0.02	[27]

Tabla 4 Especificaciones de los portadores de energía estándar para la entrega por camión [32]

Portador de energía	Gasolina	Hidrógeno comprimido (186 bar/2700 psi)	Hidrógeno comprimido (483 bar/7000 psi)	Hidrógeno líquido
Entradas físicas				
Densidad (kg/m ³)	720	14	30	70
Temperatura (°C)	Ambiente	Ambiente	Ambiente	-252
Presión	Ambiente	186 bar	483 bar	Ambiente
Masa de carga (kg)	27,250	313	693	4,142
Volumen de carga (m ³)	37.9	23.4	23.0	65
Producto entregado (gal, kg)	10,000	284	665	3890
Energía entregada (MJ)	1,220,000	34,100	79,800	467,000
Entrada de energía al proceso (MJ Diesel/MJ Hidrógeno)	0.00226	0.08080	0.03450	0.00590
Entradas financieras				
Costo capital del camión (\$)	165,000	250,000	465,000	725,000
Costo del combustible diésel (\$/kg H ₂)	-	0.119	0.051	0.009
Mano de obra (hora)	4	5.5	5.5	7.5

1.4 Embarque de hidrógeno puro o portadores de hidrógeno

1.4.1 Hidrógeno líquido

El transporte de hidrógeno a través de los océanos fue estudiado intensamente desde finales de los 80 hasta finales de los 90 por dos grupos de investigación. La principal solución se individuó en el hidrógeno líquido, aunque se necesita una gran cantidad de energía para licuar el hidrógeno y se reconoció que el LH₂ tiene una menor densidad energética en comparación con su principal competidor, el GNL [33]. Las principales propiedades del hidrógeno comprimido y líquido se comparan con las del etanol, el metanol, el metano y el amoníaco líquidos como combustibles alternativos que se enumeran en la Tabla 5.

Tabla 5 Propiedades del combustible marino alternativo [34]

Combustible	Densidad energética LHV (MJ/kg)	Densidad energética volumétrica (GJ/m ³)	Costos de producción renovable sintética (MJ/MJ)	Presión de almacenamiento (Bar)	Temperatura de almacenamiento en licuado (°C)
Hidrógeno comprimido	120	4.7	1.7	700	20
Hidrógeno líquido	120	8.5	1.8	1	-253
Etanol	26.7	21.1	3.6	1	20
Metanol	19.9	15.8	2.6	1	20
Metano líquido	50	23.4	2.3	1	-162
Amoníaco líquido	18.6	12.7	1.8	1 o 10	-34 o 20

La licuefacción puede realizarse en el lugar de producción de hidrógeno o en las instalaciones portuarias antes de su transporte. Si la licuefacción de hidrógeno puede realizarse cerca del lugar de producción de hidrógeno, existe la posibilidad de integrar tanto la producción de hidrógeno como la licuefacción, de modo que se puede mejorar la eficiencia energética total de ambos procesos [35].

La Figura 4 muestra un diagrama de bloques de la infraestructura necesaria para el transporte marítimo de hidrógeno líquido. El hidrógeno, tras su producción y licuefacción, se transporta en remolques aislados hasta la terminal de carga, donde se contempla un almacenamiento temporal de hidrógeno líquido. Durante el periodo de almacenamiento, el gas de ebullición (BOG) se almacena en un depósito de hidrógeno gaseoso y se devuelve a la planta de hidrógeno líquido para su relicuefacción. Tras la acumulación y el almacenamiento temporal en el terminal de carga, el hidrógeno líquido se carga en el barco y se transporta. Posteriormente, el hidrógeno líquido se almacena en los tanques de almacenamiento situados en la terminal de recepción, listo para su entrega.

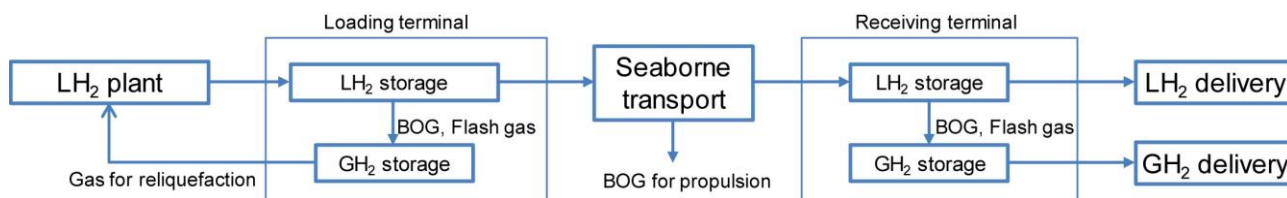


Figura 4 Infraestructura necesaria para el transporte marítimo de hidrógeno líquido [36]

El Suiso Frontier, el primer barco de hidrógeno líquido del mundo (mostrado en la Figura 5), está diseñado para transportar hidrógeno licuado. La carga de LH₂ se enfría a -253°C; a esta temperatura, el hidrógeno está a presión atmosférica y ocupa sólo 1/800 de su volumen de vapor original. Suiso Frontier dispone de un tanque de almacenamiento de tipo C aislado al vacío de 1250 m³. El primer cargamento de hidrógeno líquido del mundo salió de Australia el 28 de enero de 2022.

Aparte del proyecto piloto, el diseño final incluiría cuatro tanques esféricos (40.000 m³ cada uno) con la tasa de ebullición habitual del 0,2%/día.



Figura 5 Suiso Frontier – Barco de LH₂ en el Puerto de Hastings en Victoria (crédito de la foto: Dr Tara Hosseini)

Asuntos de seguridad

El transporte y la distribución de hidrógeno plantean problemas específicos de seguridad. Estos problemas están muy relacionados con las propiedades químicas y físicas del hidrógeno [33]:

- Su amplio rango de inflamabilidad;
- La capacidad de fragilidad de los materiales;
- Su facilidad para escapar de la contención;
- Se necesita una cantidad limitada de energía para encenderlo;

El vertido de hidrógeno líquido es muy peligroso. Se inicia con la formación de una piscina. Sin embargo, la fase líquida va acompañada inmediatamente de la presencia de vapor de hidrógeno. Este vapor de hidrógeno es muy frío y denso. Debido a la bajísima temperatura del fluido, puede provocar la solidificación de los demás componentes del aire, como el nitrógeno y el oxígeno. El oxígeno sólido puede mezclarse con el hidrógeno líquido y formar una sustancia muy explosiva que podría auto inflamarse. También podría formarse un chorro de fuego que dependería de la cantidad de hidrógeno disponible [33].

1.4.2 Hidrógeno comprimido

La empresa australiana de transporte marítimo Global Energy Ventures (GEV) ha anunciado un nuevo diseño de buque con hidrógeno comprimido (CH₂) que, según afirma, podrá almacenar hasta 2.000 toneladas de hidrógeno comprimido para el transporte marítimo. El sistema de contención incluirá hidrógeno a temperatura ambiente a una presión objetivo de 250 bares. El diseño ilustrativo del barco de hidrógeno comprimido se muestra en la Figura 6.

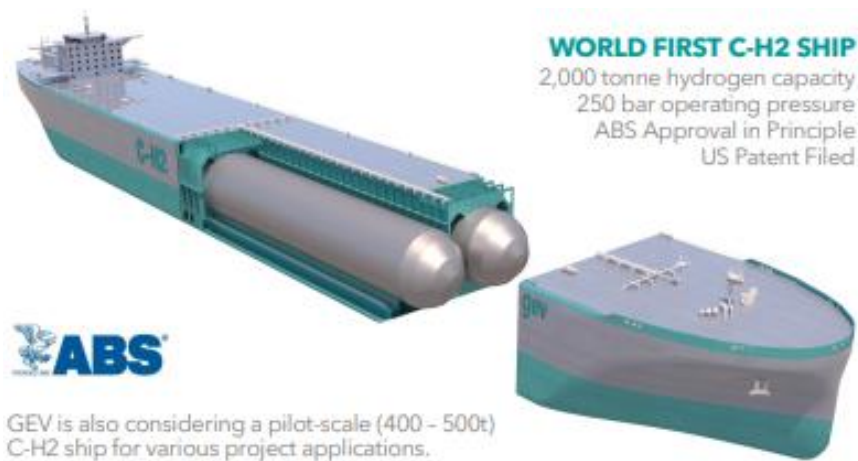


Figura 6 Diseño ilustrativo del Desarrollo del buque de hidrógeno comprimido [37]

Para este diseño se consideran 3 etapas de la cadena de suministro de hidrógeno "de tubería a tubería", como se muestra en la Figura 7 [38]:

- Compresión/carga: El gas hidrógeno del electrolizador se comprime a 250 bares y luego se carga en la nave de CH₂
- El hidrógeno comprimido en su forma de gas puro se almacenará a 250 bares y se transportará en la nave de CH₂
- El hidrógeno se suministrará a una red/tubería utilizando la presión del buque con una pequeña depuración para reducir la presión

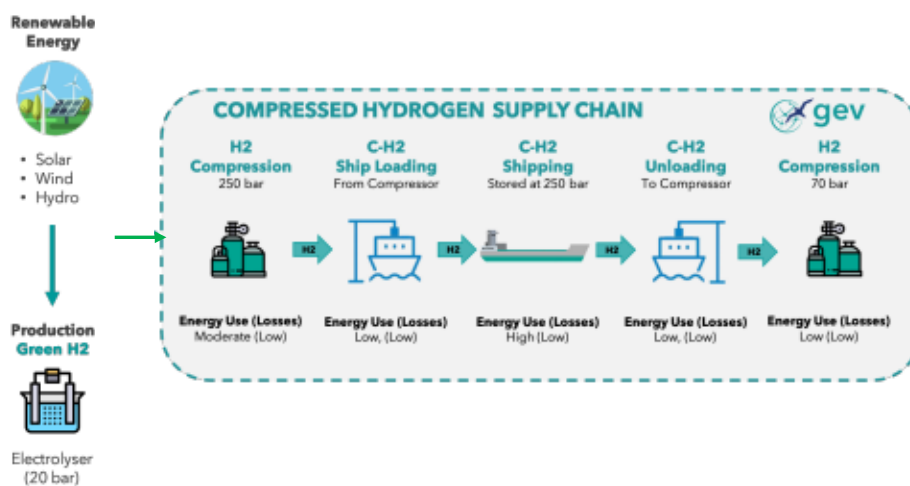


Figura 7 Cadena de suministro de hidrógeno comprimido propuesto por GEV [38]

El GEV afirma que este proceso (CH₂) es muy competitivo para una distancia de 2.000 millas náuticas (3.700 km) frente a la licuefacción (LH₂) y el amoníaco (NH₃) y sigue siendo competitivo hasta las 4.500 millas náuticas (8.300 km). El LCOH de este proceso se compara con el LH₂ y el NH₃ para las dos distancias de transporte mencionadas y los resultados se resumen en la Figura 8.

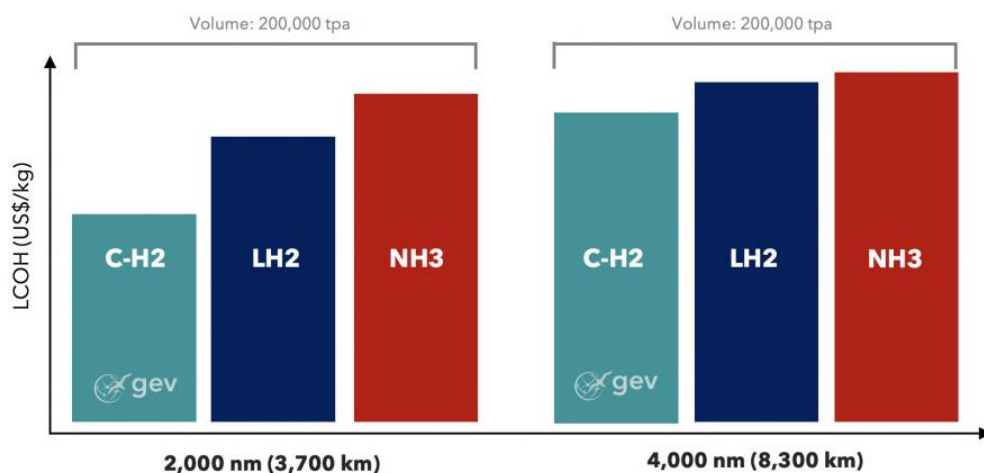


Figura 8 Coste nivelado del hidrógeno (LCOH) para el hidrógeno comprimido frente al hidrógeno líquido y el amoníaco [38]

El consumo de energía de las vías de distribución de hidrógeno comprimido y licuado se comparan en la Tabla 6. El costo energético se mide en relación con el contenido LHV del hidrógeno. Este costo se calcula a partir del requerimiento eléctrico del proceso, asumiendo que la electricidad se produce con una eficiencia del 50%. También se asume que el hidrógeno se produce a 20 bares.

Tabla 6 Consumo de energía de las vías de distribución de hidrógeno.

	Costo energético (vs LHV)	Requerimientos eléctricos (kWh/kg H ₂)
Compresión a 500 bar (incluida la refrigeración)	15% (12–24%)	2.6 (2–4)
Compresión a 900 bar (incluida la refrigeración)	21% (18–30%)	3.5 (3–5)
Licuefacción	78% (66–90%)	13 (11–15)

1.4.3 Portadores de hidrógeno

A pesar de los avances en el desarrollo de la economía del hidrógeno, su baja densidad energética volumétrica crea extensos desafíos en transporte, almacenamiento y distribución de éste [39]. Por eso, se han identificado portadores de hidrógeno para superar los problemas inherentes asociados a la manipulación y el transporte del hidrógeno [40].

Los portadores de hidrógeno se analizan en detalle en el informe previo sobre la producción y el almacenamiento de hidrógeno [41], En esta sección, se revisarán los portadores de hidrógeno desde el punto de vista del transporte a través de buques de carga como forma de transportar el hidrógeno por largas distancias.

1.4.3.1 Amoníaco

El amoníaco es un portador de hidrógeno adecuado, con un contenido de hidrógeno del 17,6% en peso, que permite un mayor almacenamiento de hidrógeno sin necesidad de almacenamiento criogénico (-33,4°C para el amoníaco en comparación con -252,9°C para el hidrógeno líquido) [42] y tiene una mayor densidad energética volumétrica en comparación con el hidrógeno líquido. El

hidrógeno es, con creces, más caro de almacenar que el amoníaco [43]. El costo energético de almacenar hidrógeno en formato líquido (1 atm, -253°C) es un 47% de su valor energético en fase gaseosa, mientras que el costo energético de almacenar amoníaco líquido es un 0,6% de su valor energético [181].

La toxicidad del amoníaco es un problema importante para el almacenamiento y el transporte a bordo. Es tres veces más tóxico que el metanol y la gasolina. El derrame de amoníaco en el mar puede suponer un grave riesgo para la vida acuática. Otra característica importante del hidrógeno que hay que tener en cuenta para su transporte es su corrosividad. El amoníaco es incompatible con algunos materiales, como las aleaciones de aluminio, bronce, cobre, magnesio y zinc [44]. Sin embargo, el amoníaco tiene un estrecho rango de inflamabilidad del 16-25% por volumen en el aire, un rango de combustión bajo y una energía de ignición más alta que la de los combustibles de hidrocarburos convencionales [45].

La infraestructura necesaria para el transporte marítimo de amoníaco líquido se muestra en la Figura 9. El amoníaco sintetizado debe ser licuado antes de ser cargado en el tanque de carga. Tras el "acondicionamiento", el amoníaco líquido se almacena en un tanque de almacenamiento costa afuera. A continuación, el amoníaco líquido se carga desde el tanque de almacenamiento al barco y se transporta hasta el usuario final. Cuando el barco de amoníaco llega a su destino, el amoníaco se descarga del tanque de carga a un tanque de almacenamiento en tierra. El gas de ebullición se produce durante la carga, el transporte, la descarga y el almacenamiento.

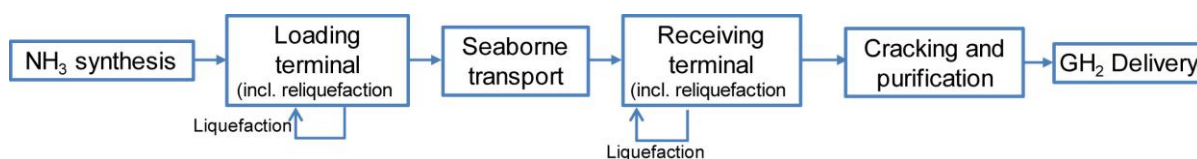


Figura 9 Infraestructura necesaria para el transporte marítimo de amoníaco [36]

Hay tres tipos de buques comúnmente utilizados para el transporte de amoníaco líquido, un portador presurizado (PC), un portador semirefrigerado (SRC) y un portador totalmente refrigerado (FRC). La Tabla 7 resume las condiciones de los tres tipos de contenedores para el transporte de amoníaco líquido. El tipo preferido depende de la cantidad de amoníaco líquido que se transporte y de la distancia de navegación.

Tabla 7 Condiciones de los contenedores de amoníaco líquido [46]

Parámetros	Portador presurizado (PC)	Portador semirefrigerado (SRC)	Portador totalmente refrigerado (FRC)
Temperatura (°C)	15	-10	-40
Presión (bar)	18	10	1
Densidad (kg/m ³)	676	610	645
Δh_{vap} (kJ/kg)	1118	1207	1392
c_p (kJ/kgK)	2.08	2.05	2.02

U (W/m ² K)	0.32	0.32	0.32
Capacidad calorífica del depósito (kJ/K)	25.2	25.2	25.2

1.4.3.2 Tolueno/MCH

Los portadores orgánicos líquidos de hidrógeno (LOHC), como el tolueno/metilciclohexano (MCH), pueden resolver muchas de las limitaciones inherentes al transporte y almacenamiento del hidrógeno líquido y gaseoso. En los LOHC, el hidrógeno producido se enlaza covalentemente al portador orgánico líquido a través del proceso de hidrogenación. El hidrógeno enlazado puede liberarse en el lugar de utilización mediante la deshidrogenación [47]. La infraestructura necesaria para el transporte marítimo de MCH/Tolueno se muestra en la Figura 10.

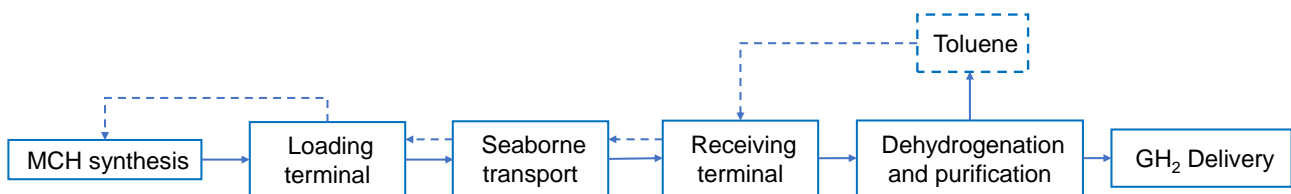


Figura 10 Infraestructura necesaria para el transporte marítimo de MCH/Tolueno [47]

1.4.4 Portadores de hidrógeno comparado con hidrógeno líquido

La Tabla 8 compara las propiedades físicas, las condiciones de infraestructura y la posible utilización de los dos portadores de hidrógeno, el amoníaco y el tolueno/MCH, en comparación con el hidrógeno líquido. El hidrógeno líquido puede ser utilizado en aplicaciones en las que se necesita hidrógeno puro. Los portadores de hidrógeno necesitan una deshidrogenación y, si se necesita hidrógeno de muy alta pureza, también es necesario un proceso de purificación. La Tabla 9 resume los desafíos, las oportunidades y el estado de comercialización de los portadores de hidrógeno en comparación con el hidrógeno líquido [48].

Tabla 8 Comparación de las propiedades del hidrógeno líquido con los portadores de hidrógeno [47]

Características	Hidrógeno líquido	Tolueno-MCH	Amoníaco
Propiedades			
Peso molecular	2.016	98.19	7.03
Densidad (kg/m ³)	70.8	769	682 (0.1 MPa)
Punto de ebullición (°C)	-252.9	101	-33.34
Densidad gravimétrica H ₂ (wt%)	100	6.16	17.8
Densidad volumétrica H ₂ (kg H ₂ /m ³)	70.9	47.1	120.3
Temperatura de liberación de H ₂ (°C)	-252.9	200-400	350-900

Temperatura de regeneración (°C)	-	100-200	400-600
Temperatura de ignición (°C)	571	535 (tolueno), 283 (MCH)	651
Cambio de entalpía durante liberación de H ₂ (kJ/mol)	0.899	67.5	30.6
Físicamente	Alta densidad de H ₂ (alrededor de 800 veces la densidad volumétrica de H ₂)	Alta densidad de H ₂ (alrededor de 500 veces la densidad volumétrica de H ₂)	Muy alta densidad de H ₂ a presiones del orden de 800 kPa o temperatura de -33 °C (alrededor de 1200 veces la densidad volumétrica de H ₂)
Infraestructura	Necesita un mayor desarrollo y construcción a gran escala	Posibilidad de utilizar la infraestructura existente de las gasolineras.	Posibilidad de utilizar la infraestructura existente del propano
Propósito (utilización)	- Combustión de H ₂ -Celda de combustible	- Combustión de H ₂ (tras deshidrogenación) - Celda de combustible (tras deshidrogenación y purificación)	- Combustión directa - Celda de combustible (tras deshidrogenación y purificación) - Celda de combustible directa

Tabla 9 Retos, ventajas y estado de comercialización de los portadores de hidrógeno en comparación con el hidrógeno líquido [48]

Características	Hidrógeno líquido	Tolueno/MCH	Amoníaco
Desafíos	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere una temperatura muy baja (alrededor de -250 °C) -Alta demanda de energía para el enfriamiento/licuefacción (47% del valor energético del H₂ gaseoso) -Requiere una reducción de costos para la licuefacción -La licuefacción consume actualmente cerca del 45% de la energía aportada por el H₂ 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere una fuente de calor de alta temperatura para la deshidrogenación (superior a 300 °C, hasta 300 kPa) -El calor necesario para la deshidrogenación es aproximadamente el 30% del total de H₂ aportado por el MCH 	<ul style="list-style-type: none"> - Menor reactividad en comparación con los hidrocarburos -Requiere tratamiento debido a su toxicidad y olor acre -Tratamiento y gestión por parte de ingenieros certificados -Consume un aporte energético muy elevado en caso de

	<ul style="list-style-type: none"> -Dificultad para almacenar a largo plazo. Requiere control de la ebullición (0,2% -0,3% al día en un contenedor bien aislado y hasta un 3% al día en un camión) -Riesgo de fuga 	<ul style="list-style-type: none"> -Como el MCH con un peso molecular de 98,19 g/mol sólo lleva tres moléculas de H₂ procedentes de la hidrogenación del tolueno, la infraestructura de manipulación tiende a ser grande -Durabilidad (número de ciclos) 	<ul style="list-style-type: none"> deshidrogenación (alrededor del 13% de la energía del H₂) y purificación
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> -Alta pureza -No requiere deshidrogenación ni purificación 	<ul style="list-style-type: none"> -Puede almacenarse en estado líquido sin enfriamiento (pérdida mínima durante el transporte) -Infraestructura de almacenamiento existente -Regulaciones existentes a nivel global -No hay pérdida 	<ul style="list-style-type: none"> -Posibilidad de uso directo -Potencialmente el portador más barato -Infraestructura y regulaciones existentes para el NH₃
Estado de desarrollo	<ul style="list-style-type: none"> -Pequeña escala: Etapa de aplicación -Gran escala: se está desarrollando infraestructura 	<ul style="list-style-type: none"> Etapa de demostración 	<ul style="list-style-type: none"> -Etapa de investigación y desarrollo -Parte ha entrado a etapa de demostración
Desarrollo requerido/ Acciones por tomar	<ul style="list-style-type: none"> -Regulación al transporte, sistema de carga y descarga -Desarrollo de motores de H₂ -Mejora de la eficiencia energética en proceso de licuefacción 	<ul style="list-style-type: none"> -Catalizadores para ambos procesos de hidrogenación y deshidrogenación -Deshidrogenación energéticamente eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> -Mayor eficiencia energética en la síntesis (>76%) -Celda de combustible directamente con NH₃

1.5 Comparación del coste de diferentes métodos de transporte de hidrógeno

No existe una única solución óptima de suministro de hidrógeno en todos los escenarios de transporte. El escenario más rentable depende de la distancia, la cantidad, el uso final y la existencia de infraestructuras. La Tabla 10 muestra el coste estimado del transporte de hidrógeno a través de diferentes métodos de transporte de hidrógeno para diferentes circunstancias. El método de transporte preferido para el transporte local y urbano será probablemente a través de tuberías o remolques tubulares. El método de transporte preferido para la exportación a nivel intercontinental será por barco. Actualmente, el debate gira en torno al transporte de hidrógeno en forma líquida o a través de portadores de hidrógeno como el amoníaco. Sin embargo, ha habido algunas innovaciones para transportar el hidrógeno como gas comprimido o como hidruro metálico [49].

Tabla 10 resume las especificaciones, capacidades, idoneidad y coste de los distintos métodos de transporte de hidrógeno.

La Tabla 10 muestra el coste estimado del transporte de hidrógeno a través de diferentes métodos de transporte de hidrógeno para diferentes circunstancias. El método de transporte preferido para el transporte local y urbano será probablemente a través de tuberías o remolques tubulares. El método de transporte preferido para la exportación a nivel intercontinental será por barco. Actualmente, el debate gira en torno al transporte de hidrógeno en forma líquida o a través de portadores de hidrógeno como el amoníaco. Sin embargo, ha habido algunas innovaciones para transportar el hidrógeno como gas comprimido o como hidruro metálico [49].

Tabla 10 Principales métodos de transmisión de hidrógeno [50]

Tipo de transmisión	Tuberías	Remolque de tubo	Líquido - terrestre	Líquido - marítimo
Idoneidad	Transferencia a corta, media y gran distancia de cantidades grandes y muy grandes en estado gaseoso (ver Figura 11 para mayores detalles)	Transferencia en estado gaseoso a corta distancia	Traslado a corta y media distancia de volúmenes de combustible	Grandes cantidades de gas para el transporte internacional
Costos de inversión	\$200,000-\$1,000,000 por km dependiendo del terreno	Alrededor de \$300,000+ por camión	\$300,00-\$400,000 por camión	\$465,000,000-\$620,000,000 por cada barcaza de LH ₂
Costos de operación y mantenimiento	Alrededor de \$0.03 por kg para compresores de tuberías	Mano de obra del conductor a unos \$18 por hora	Mano de obra del conductor a unos \$18 por hora	Los costos de la tripulación y consumo de combustible son desconocidos
Eficiencia	Sobre 99.2% cada 100 km	94% cada 100 km	99% cada 100 km (eficiencia de licuefacción)	0.3% se ebulle por día

			es alrededor de 75%)	
Capacidad	Hasta 100 ton h ⁻¹ (3.9 GW)	Hasta 400 kg por camión	Hasta 4000 kg por camión	Hasta 10,000 ton por embarco
Energía necesaria	Electricidad requerida por el compresor de tuberías	Consumo de combustible del vehículo	Combustible del vehículo y consumo energético de licuefacción	Combustible transporte
Ventajas	Se pueden transportar cantidades grandes y muy grandes a cualquier distancia con gran eficacia, bajos costes de funcionamiento y muy bajos gastos variables. Este método también ofrece posibilidades de almacenamiento y amortiguación (ver Figura 11 para mayores detalles)	Posibilidades de implantación a pequeña escala	Mayores volúmenes que el transporte de gas	Transporte internacional de grandes cantidades para largas distancias (ver Figura 11 para mayores detalles)
Desventajas	Costes de inversión relativamente altos y la necesidad de una gran cantidad de entrega de hidrógeno para justificarse	Entrega a pequeña escala por vehículo, ineficiencia energética, Transporte de corta distancia	Costes e ineficacia de la licuefacción y pérdidas de producto en ebullición	Las pérdidas por ebullición son más importantes que las del transporte por carretera
Costo de transmisión total (\$/kg.100 km)	\$0.10-\$1.00	\$0.50-\$2.00	\$0.30-\$0.50	\$1.80-\$2.00

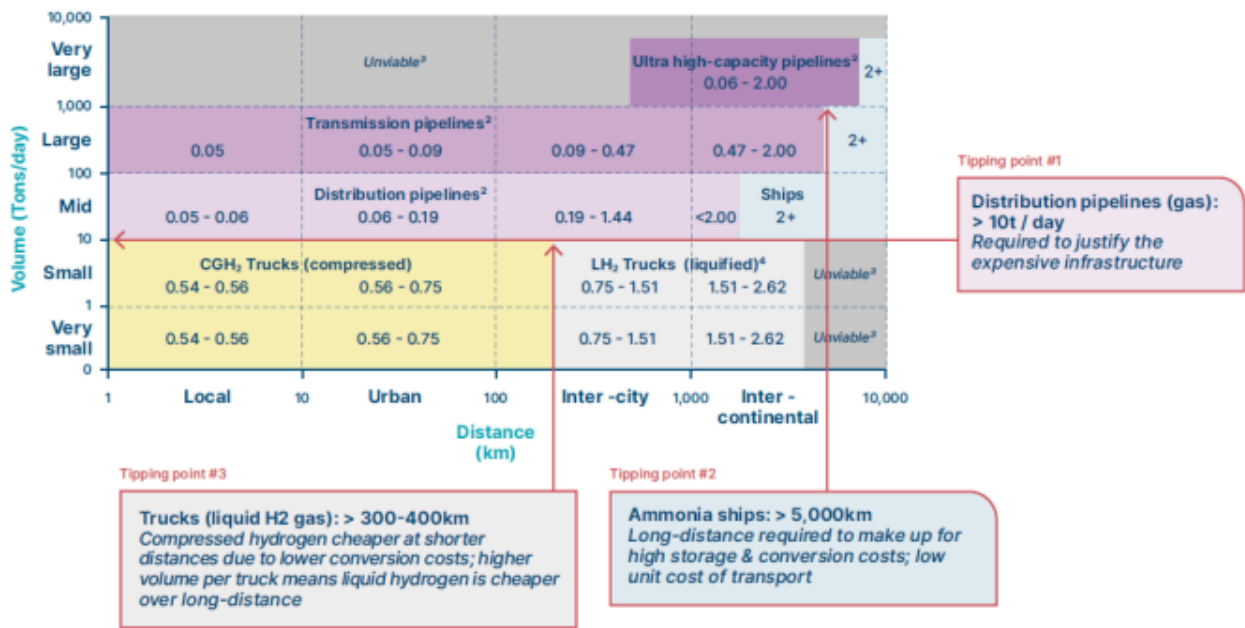


Figura 11 Análisis del menor coste de transporte de hidrógeno [49]

La Figura 12 compara el coste del transporte marítimo de (hidrógeno líquido, LOHC, amoníaco) con el de las tuberías (48 pulgadas nuevas y reutilizadas, 36 pulgadas nuevas y reutilizadas) en función de la distancia. Las tuberías reutilizadas son las opciones más baratas para distancias de hasta unos 6.000 km. Para distancias mayores, el transporte por barco pasa a ser competitivo con el transporte por tubería y el transporte por tubería deja de ser económico.

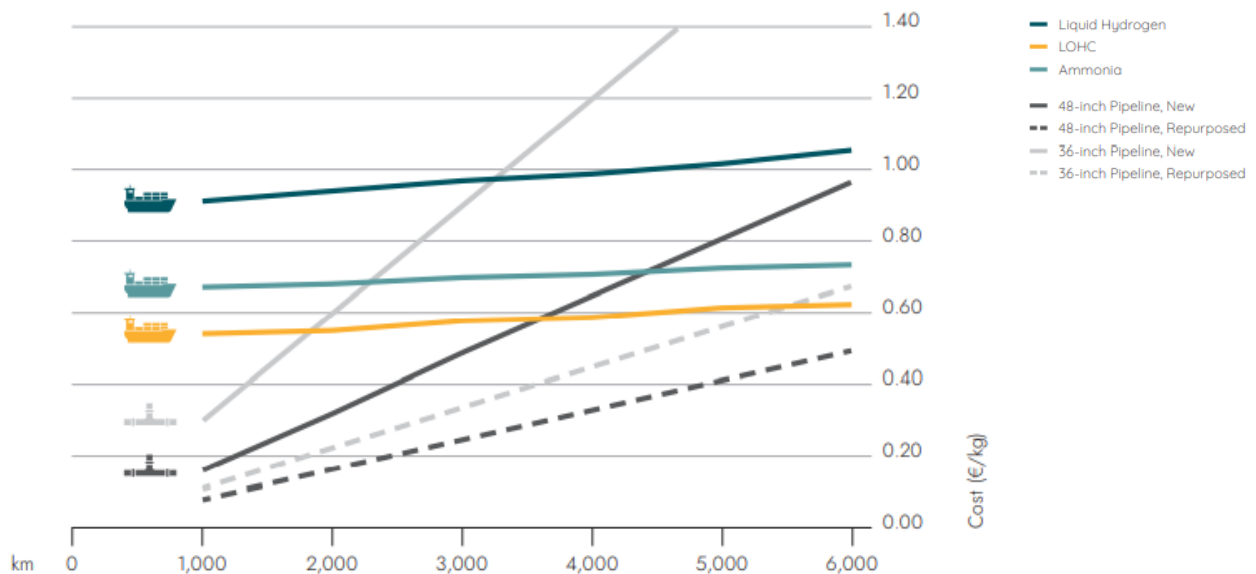


Figura 12 comparación del coste de transporte de hidrógeno verde por barco y por tuberías [5]

1.6 Desafíos y necesidad inmediata de I+D

Hay muchos retos que hay que abordar antes de incorporar el hidrógeno al sistema energético mundial. El principal reto es el elevado coste de la producción, el almacenamiento y la distribución del hidrógeno. La investigación y el desarrollo de la producción de hidrógeno deberían dar prioridad

a la investigación destinada a minimizar el coste de la producción de hidrógeno al tiempo que se minimiza el impacto medioambiental. El almacenamiento y el suministro de hidrógeno también contribuyen al elevado coste del hidrógeno suministrado, por lo que la investigación y el desarrollo deberían centrarse en el desarrollo de nuevas tecnologías para el almacenamiento y la distribución del hidrógeno. Algunos de los principales retos y la necesidad inmediata de I+D en la distribución y el transporte de hidrógeno se resumen en la Tabla 11.

Tabla 11 Algunos de los retos y necesidades inmediatas de I+D en la distribución y el transporte de hidrógeno

Desafíos	Necesidad de I+D
La licuefacción del hidrógeno requiere mucha energía y no es muy rentable	<ul style="list-style-type: none"> - El reto es encontrar nuevas formas de comprimir o licuar el hidrógeno con menos energía y más económicas - Desarrollo de nuevos métodos, como la refrigeración magnética para la licuefacción del hidrógeno, para aumentar la eficacia del proceso - Desarrollo de otros métodos de transporte de hidrógeno, como las formas crio comprimidas, manteniendo la pureza del hidrógeno - Desarrollo de nuevos portadores de hidrógeno como los hidruros metálicos o las nanoestructuras, para reducir costos
El costo de la distribución y envío del hidrógeno es alto	<ul style="list-style-type: none"> - La producción local y regional de hidrógeno puede maximizar el uso de los recursos locales y minimizar los desafíos. <p>El desarrollo de centros de hidrógeno para la demanda energética industrial/residencial y también para la exportación puede reducir costos de distribución de hidrógeno.</p>
El costo de la construcción de tuberías totalmente nuevas dedicadas al hidrógeno es muy elevado	<ul style="list-style-type: none"> - Investigación sobre la reutilización de los actuales gasoductos de gas natural sin necesidad de que estos sean totalmente sustituidos - Investigación sobre la posibilidad de una mayor concentración de hidrógeno en la red de gas natural durante el periodo de transición - La producción regional o local de hidrógeno puede maximizar el uso de recursos locales y minimizar los desafíos de distribución
La eficiencia de la conversión y reconversión del hidrógeno a partir de portadores de hidrógeno es baja	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo de nuevos catalizadores para la conversión y reconversión de hidrógeno en y desde portadores de hidrógeno
El costo de la compresión del hidrógeno es muy elevado	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo de nuevos compresores de hidrógeno para aumentar la eficiencia del proceso y disminuir los costos

2 Lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de uso final de hidrógeno verde y azul como energía

En la actualidad, alrededor de un tercio de las emisiones mundiales de carbono relacionadas con la energía provienen de algunos sectores para los que actualmente no existe una alternativa económica al uso de combustibles fósiles. Estas emisiones proceden sobre todo de los sectores industriales de alto consumo energético y del transporte de mercancías. El desglose de las emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con la energía acorde a los diferentes sectores se muestra en la Figura 13.

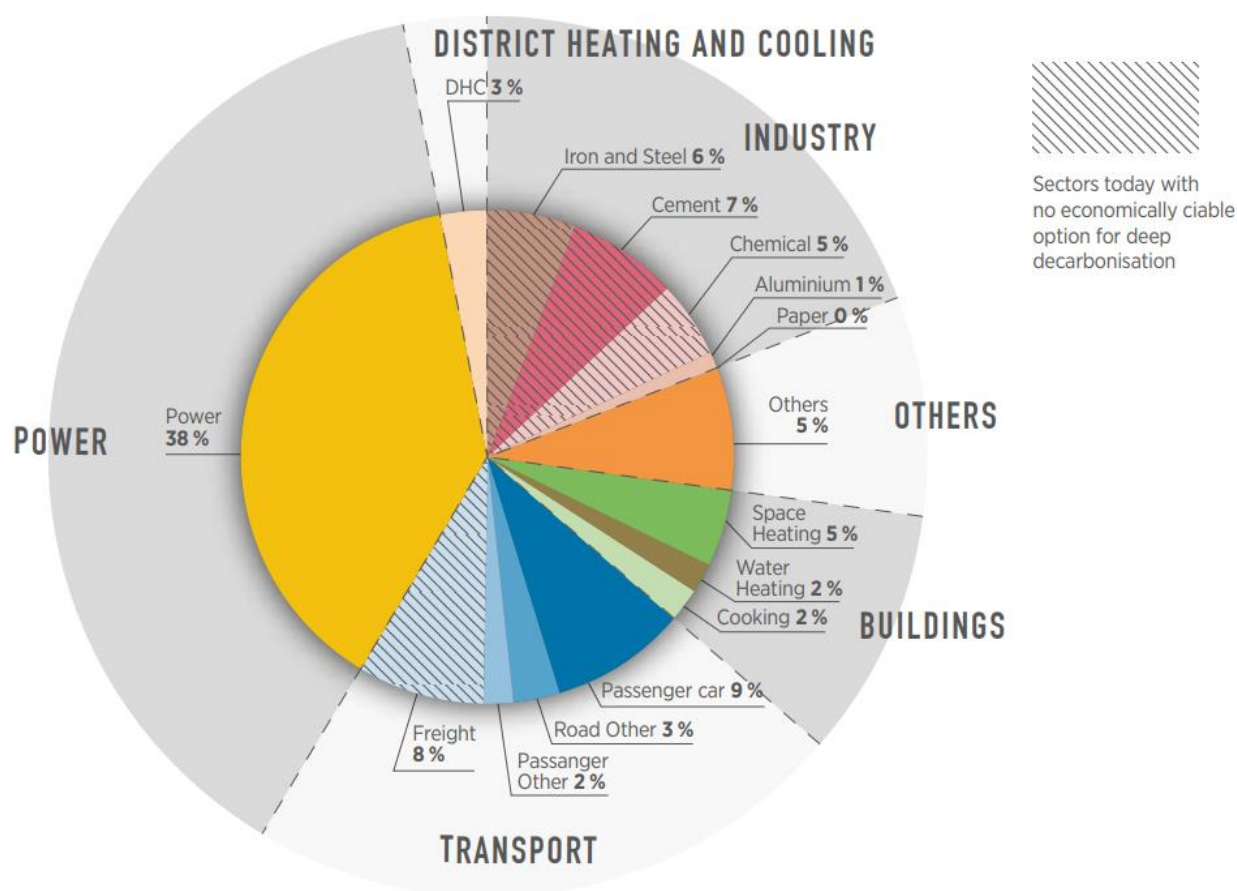


Figura 13 Desglose de las emisiones mundiales de CO₂ por sector energético en 2015 [51]

Para alcanzar el objetivo de descarbonización fijado en el acuerdo de París, el sistema energético mundial debe experimentar una transformación significativa de los combustibles fósiles a un sistema energético eficiente y renovable con bajas emisiones de carbono. Según un análisis realizado por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), más del 90% de la reducción necesaria de las emisiones de carbono podría provenir de algunas medidas [52]:

- Se espera que el 41% de las reducciones requeridas procedan de las energías renovables,
- Un 13% adicional proviene de la electrificación

- El porcentaje de energías renovables en el consumo final de energía aumentará hasta el 65% en 2050.
- La energía renovable variable en el sistema eléctrico, en particular la eólica y la solar, constituirá la gran mayoría de la capacidad de generación (es decir, el 60% de la electricidad).
- El sistema eléctrico tiene que ser más flexible para integrar económicamente una proporción tan grande de generación variable.
- El hidrógeno puede ser el "eslabón perdido" de la transición energética. El hidrógeno procedente de la electricidad renovable puede facilitar la canalización de la energía renovable del sector eléctrico hacia sectores en los que la electrificación es difícil de otra manera.
- Ejemplos de estos sectores son el transporte, los edificios y algunas industrias.

El hidrógeno puede proveer electricidad a los edificios, al transporte y a la industria. Así mismo y en el sentido opuesto, la conversión de la electricidad en hidrógeno puede dar cabida a las cuotas crecientes de energía renovable en el sistema eléctrico. Esta relación bidireccional se esquematiza en la Figura 14.

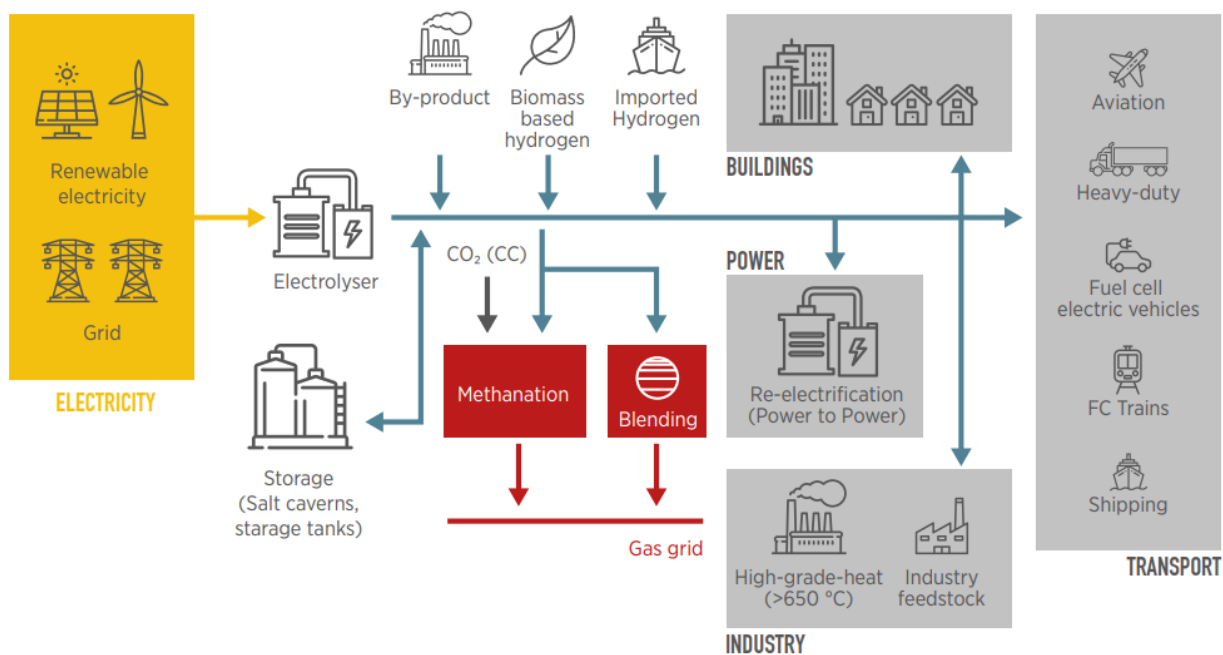


Figura 14 Integración de la electricidad renovable en los usuarios finales mediante el hidrógeno [52]

El aumento de la demanda de hidrógeno y la necesidad de desarrollar tecnologías más limpias para la producción de hidrógeno y de combustibles basados en el hidrógeno nos permitiría evitar hasta 60 Gt de emisiones de CO₂, lo que equivale al 6,5% de las reducciones totales de emisiones acumuladas en 2021-2050 [53]. El hidrógeno es crítico para reducir las emisiones de los sectores difíciles de descarbonizar en los que la electrificación es difícil de implementar. Algunos ejemplos son algunas industrias pesadas como la producción de acero, el transporte pesado por carretera, el transporte marítimo y la aviación. Además, el hidrógeno podría utilizarse en el sector de la energía para proporcionar flexibilidad, equilibrando la creciente proporción de generación de energía renovable variable e intermitente y facilitando el almacenamiento de energía estacional [53].

El establecimiento de prioridades para la estrategia del hidrógeno verde se basa en la evaluación de diferentes factores:

- Preparación tecnológica de las soluciones de descarbonización.
- El tamaño potencial de la demanda local de hidrógeno.

Estos dos factores se representan en la Figura 15, que muestra la idoneidad del hidrógeno como opción preferente de descarbonización frente a la electrificación para diversos sectores. El hidrógeno tiene la mayor prioridad para aplicaciones centralizadas como las industrias, la aviación de larga distancia y los camiones de larga distancia.

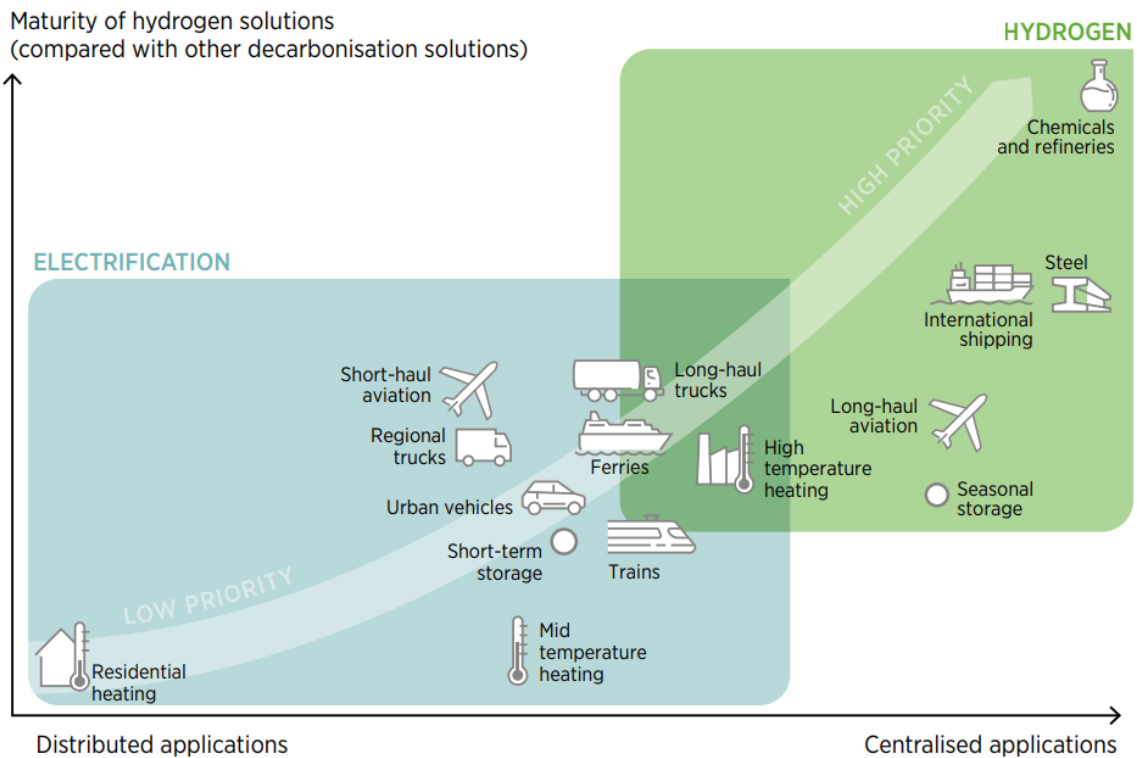


Figura 15 Prioridad de la política de hidrógeno verde [54]

La Figura 16 muestra la demanda mundial de hidrógeno por sector en millones de toneladas, en el escenario neto cero entre los años 2020 y 2030. Muestra que la demanda de hidrógeno casi se triplicará entre los años 2020 y 2030. También se prevé un aumento significativo de la demanda de hidrógeno para el transporte, la energía, el amoníaco como combustible, los edificios y la inyección a la red en los próximos diez años.

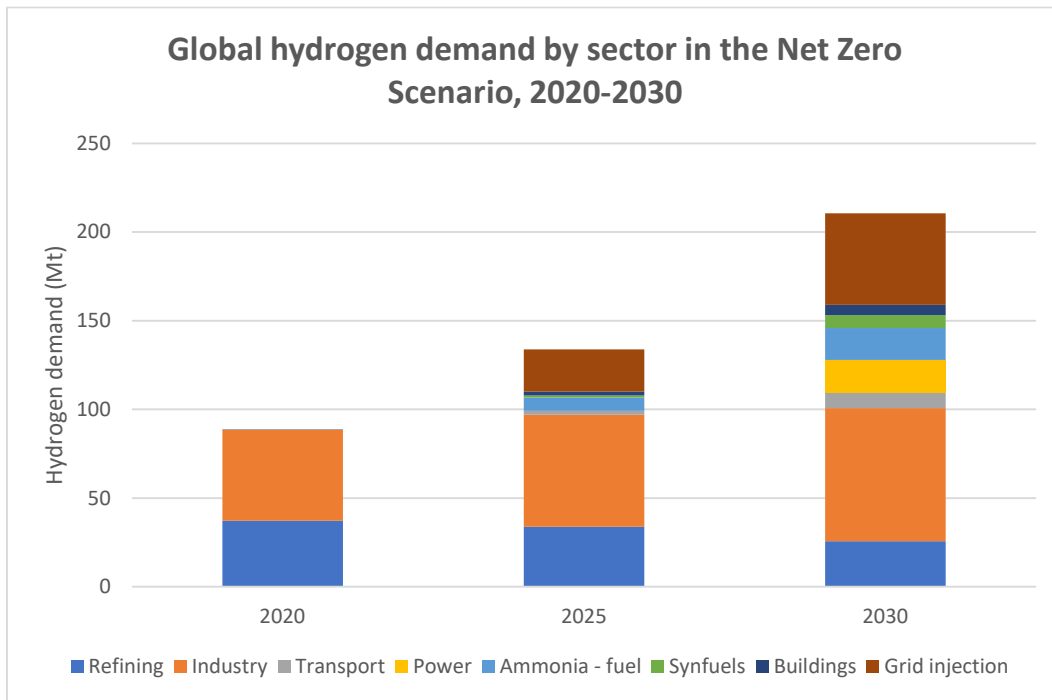


Figura 16 Demanda mundial de hidrógeno por sector en el escenario neto cero, 2020-2030 [55]

El hidrógeno podría utilizarse como fuente de energía (usos emergentes) o como materia prima para la industria (usos maduros), como se muestra la Figura 17. El hidrógeno como fuente de energía se utiliza principalmente en el transporte, la calefacción y para la estabilidad de la red eléctrica [56]. En este informe, sólo se tratará el uso final del hidrógeno como fuente de energía.

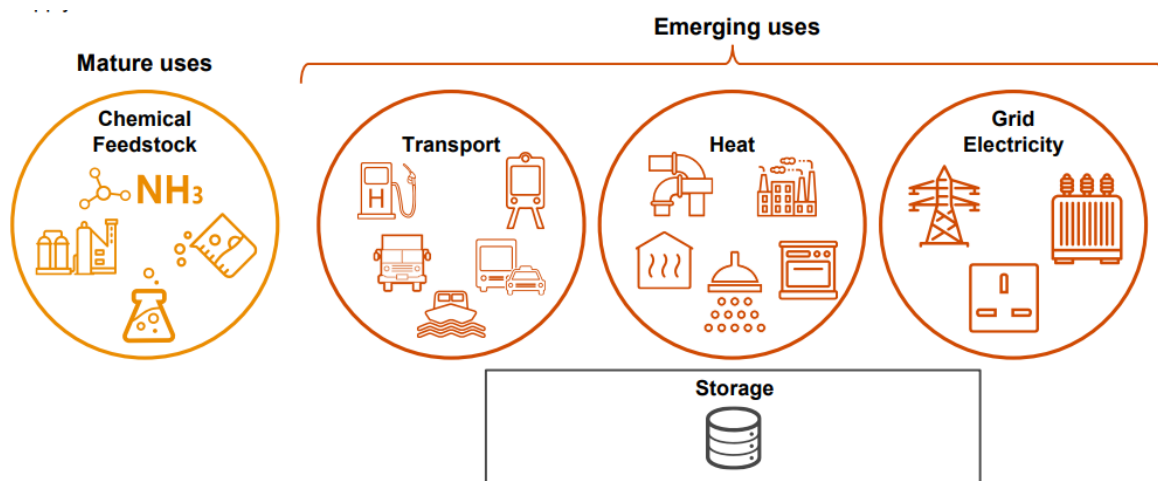


Figura 17 Aplicaciones maduras y emergentes del hidrógeno [56]

El número de países con políticas favorables a la implementación del hidrógeno en diferentes sectores está en aumento. En 2018, había alrededor de 50 objetivos, mandatos e incentivos políticos en vigor para apoyar la economía del hidrógeno, la mayoría centrada en el sector del transporte. Los apoyos políticos en vigor y el desglose a los diferentes sectores se muestran en la Figura 18.

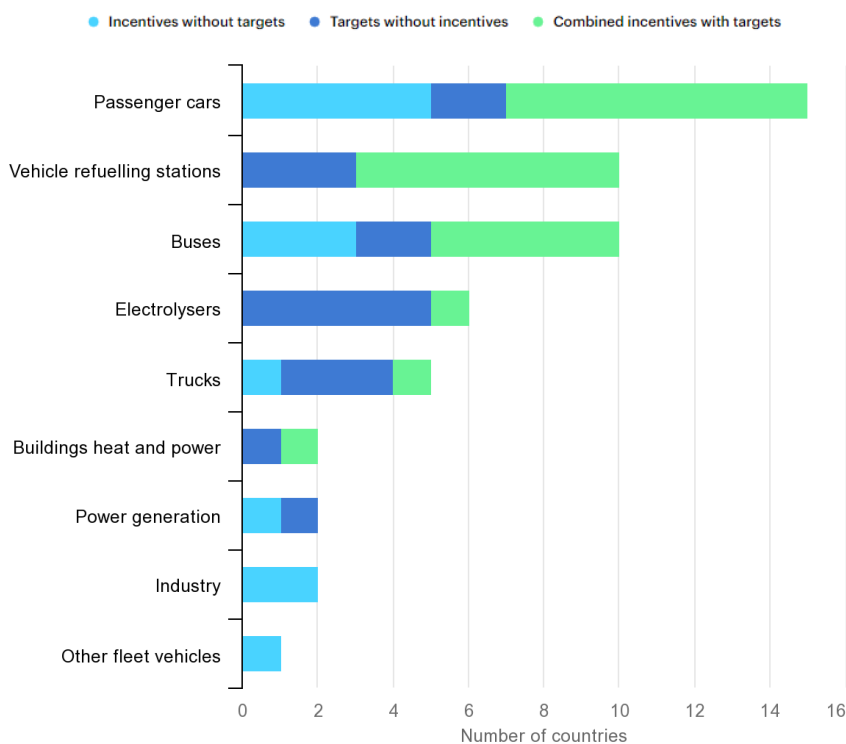


Figura 18 Número de ayudas políticas para el despliegue del hidrógeno en diferentes sectores en 2018.

El Comité de Transición Energética (ETC), la coalición mundial de líderes de todo el panorama energético ha clasificado el uso potencial del hidrógeno en una economía de carbono cero en cuatro grupos, como se muestra en la Figura 19:

- Uso actual del hidrógeno
- Demanda con alta probabilidad y a gran escala al largo plazo
- Usos transitorios al corto plazo
- Posible papel con una preferencia poco clara del hidrógeno sobre las otras opciones

Los usos del hidrógeno en la refinación, el metanol y los fertilizantes, son los usos actuales que se ajusta al objetivo de descarbonización a largo plazo. El hidrógeno será una parte crucial de la descarbonización de la aviación, el transporte marítimo, la industria del acero y el almacenamiento de energía a largo plazo. El uso completo del hidrógeno en estos sectores tardará en desarrollarse, pero hay una gran certeza de que la demanda será elevada en el futuro. Existen algunos usos del hidrógeno a corto plazo para el periodo de transición en algunos sectores, como la mezcla de hidrógeno con gas natural o la combustión conjunta de amoníaco o hidrógeno. El uso del hidrógeno ofrecerá la oportunidad de estudiar el papel y las características del hidrógeno y también podría producirse una reducción parcial de las emisiones. Existen algunos usos potenciales del hidrógeno en otros sectores, como la calefacción, el calor industrial a alta temperatura, el ferrocarril o el transporte en camiones HDV. La preferencia por el uso del hidrógeno frente a otros métodos de descarbonización, como la electrificación, en estos sectores aún no está clara y necesita más investigación.

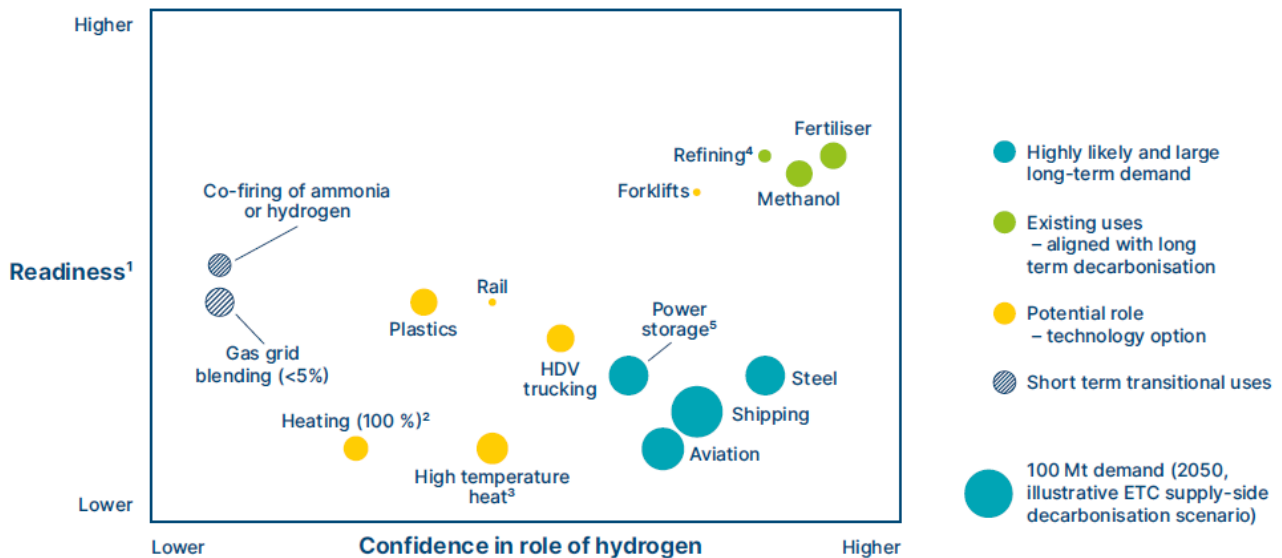


Figura 19 Usos potenciales del hidrógeno en una economía con bajas emisiones de carbono en función de la preparación tecnológica y la confianza en el papel del hidrógeno [57]

2.1 Tecnologías para celdas de combustible

2.1.1 Especificaciones y requisitos de las celdas de combustible

Las celdas de combustible son dispositivos electroquímicos que pueden convertir la energía química de una reacción química en energía eléctrica y calor [58]. En la Figura 20 se muestra un esquema sencillo de una celda de combustible de hidrógeno. En las celdas de combustible de hidrógeno, se introduce el hidrógeno y el oxígeno por separado en los electrodos. Los dos electrodos están separados por los materiales del electrolito, que actúan para evitar la mezcla directa de los reactivos de la pila y también para controlar la forma en que los iones cargados se alcanzan entre sí. La producción de electricidad a partir del hidrógeno en una pila de combustible se produce en un par de pasos:

- 1- Las moléculas de hidrógeno entran primero en el electrodo de hidrógeno (ánodo)
- 2- Las moléculas de hidrógeno reaccionan entonces con el catalizador que recubre el ánodo, liberando electrones para formar un ion de hidrógeno cargado positivamente
- 3- Los iones de hidrógeno atraviesan el electrolito y llegan al oxígeno en el cátodo
- 4- Los electrones no pueden pasar el electrolito, por lo que fluyen hacia un circuito eléctrico que genera la energía del sistema de pila de combustible
- 5- En el cátodo, el catalizador facilita la unión de los iones de hidrógeno y los electrones con el oxígeno del aire para formar vapor de agua, que es el subproducto del proceso.

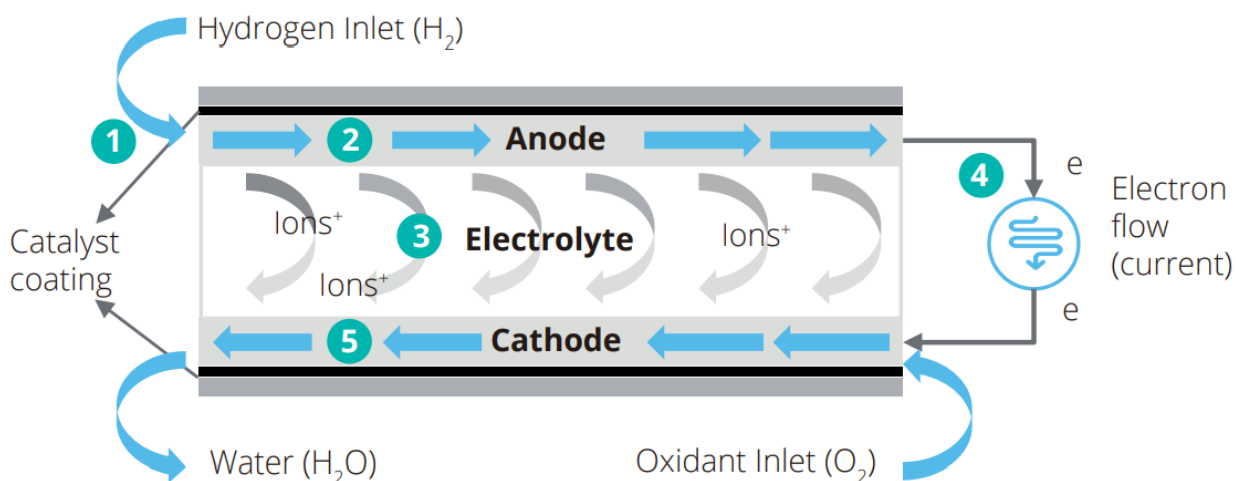


Figura 20 Esquema simple de una celda de combustible [59]

Las celdas de combustible pueden utilizarse en un amplio rango de aplicaciones, desde el suministro de energía para el transporte hasta su uso en edificios industriales, comerciales y residenciales. También pueden utilizarse como almacenamiento de energía a largo plazo para la estabilidad de la red eléctrica. Las celdas de combustible pueden producir electricidad siempre que se suministre combustible y oxidantes. La celda de combustible es una de las diversas tecnologías de conversión que pueden alimentarse con hidrógeno [60]. Las celdas de combustible pueden alcanzar eficiencias de dos a tres veces superiores a las de los motores de combustión interna [61].

La principal estructura física o bloque de construcción de una celda de combustible es una capa de electrolito, con un ánodo poroso y electrodos catódicos a cada lado. Existen diferentes tipos de celdas de combustible con diferentes rangos de condiciones de funcionamiento y rangos de combustible aceptables, como se indica a continuación:

- Celdas de combustible alcalinas (AFC)
- Celdas de combustible de membrana electrolítica de polímero (PEMFC)
- Celdas de combustible de ácido fosfórico (PAFC)
- Celdas de combustible de carbonato fundido (MCFC)
- Celdas de combustible de óxido sólido (SOFC)

La principal diferencia entre los tipos de celdas de combustible es el tipo de electrolito, el portador de carga y la temperatura de funcionamiento. Las celdas de combustible de baja temperatura (PEMFC, AFC y PAFC) requieren electrocatalizadores de metales nobles y la PEMFC es exclusiva para el hidrógeno. Las celdas de combustible de alta temperatura (MCFC y SOFC) no necesitan catalizadores y el número de combustibles potenciales se amplía.

Las tablas Tabla 12, Tabla 13 y Tabla 14 muestran las principales reacciones electroquímicas, los materiales utilizados en cada uno de los tipos de celdas de combustible mencionadas, las eficiencias, la vida útil y otras especificaciones de las celdas de combustible, respectivamente.

Tabla 12 Reacciones electroquímicas y portadores de carga en las celdas de combustible [58]

Tipo de celda de combustible	Portador de carga a través del electrolito	Reacciones en el ánodo	Reacciones en el cátodo
AFC	OH ⁻	H ₂ + 2OH ⁻ → 2H ₂ O + 2e ⁻	½ O ₂ + H ₂ O + 2e ⁻ → 2OH ⁻
PEMFC	H ⁺	H ₂ → 2H ⁺ + 2e ⁻	½ O ₂ + 2H ⁺ + 2e ⁻ → H ₂ O
PAFC	H ⁺	H ₂ → 2H ⁺ + 2e ⁻	½ O ₂ + 2H ⁺ + 2e ⁻ → H ₂ O
MCFC	CO ₃ ²⁻	H ₂ + CO ₃ ²⁻ → H ₂ O + CO ₂ + 2e ⁻ CO + CO ₃ ²⁻ → 2CO ₂ + 2e ⁻	½ O ₂ + CO ₂ + 2e ⁻ → CO ₃ ²⁻
SOFC	O ²⁻	H ₂ + O ²⁻ → H ₂ O + 2e ⁻ CO + O ²⁻ → CO ₂ + 2e ⁻ CH ₄ + 4O ²⁻ → 2H ₂ O + CO ₂ + 8e ⁻	½ O ₂ + 2e ⁻ → O ²⁻

Tabla 13 Materiales de las celdas de combustible [62-64]

Tipo de celda de combustible	Electrolito	Cátodo	Ánodo	Temperatura	Combustible
AFC	KOH	Pt- Au	Pt - Pd	0-230°C	H ₂ (Grado industrial)
PEMFC	Ácido perfluorosulfórico	Pt sobre C	Pt sobre C	40-100 °C	H ₂ (Alto grado)
PAFC	H ₃ PO ₄	Pt sobre C	Pt sobre C	150-220°C	H ₂ (Alto grado)
MCFC	Li ₂ CO ₃ K ₂ CO ₃	Li-enriquecido con NiO	Ni	600-700°C	H ₂ , CH ₄ (o cualquier combustible que contenga hidrógeno con reformado interno)
SOFC	Y ₂ O ₃ – estabilizado ZrO ₂ (YSZ)	Sr-dopado con LaMnO ₃	Ni/YSZ	500–1000 °C	H ₂ , CH ₄ (o cualquier combustible que contenga hidrógeno con reformado interno)

Tabla 14 Eficiencias, vida útil y otras características de cinco tipos diferentes de celdas de combustible [64]

	AFC	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Densidad de potencia (MW/cm)	150–400	300–1000	150–300	100–300	250–350
Eficiencia eléctrica %	60–70	40–60	40–45	45–55	40–50
Eficiencia de cogeneración (CHP)%	>80	>80	>80	>80	>80
Tamaño típico de celda, kW	10–100	1–100	100–400	300–3000	1–2000
Sensibilidad a las impurezas	CO ₂ , CO, Cl, S	CO ₂ , CO, Cl, Fl, S	CO ₂ , S	Cl, S	Cl, S
Balace de la planta	Simple	Simple	Medio	Complejo	Complejo
Vida útil en horas	5000–8000	20000–60000	30000–80000	20000–40000	Hasta 90000

La escalabilidad de las celdas de combustible las hace ideales para una gran variedad de aplicaciones, desde la generación de energía estacionaria a pequeña escala hasta la generación de energía centralizada. El hidrógeno puede utilizarse en motores de combustión interna, como los de los autos, con ligeras modificaciones. El hidrógeno se combustiona de forma más eficiente y limpia que la gasolina, por lo que los motores de combustión interna de hidrógeno son una solución a corto plazo. Sin embargo, las celdas de combustible tienen una mayor eficiencia y cero emisiones, por lo que tienden a ser más populares a largo plazo.

Las aplicaciones de las celdas de combustible cubren una amplia gama de aplicaciones, incluyendo la generación de electricidad para la red de microrredes o de servicios públicos, la calefacción de edificios residenciales, comerciales e industriales, en el sector del transporte para alimentar vehículos y aplicaciones portátiles como ordenadores portátiles o teléfonos móviles [61].

2.1.2 Pureza del hidrógeno requerida para las celdas de combustible

Para preservar la vida útil de la celda de combustible, existe una especificación muy controlada para la pureza del hidrógeno que se introduce en las celdas de combustible [65]. La norma ISO 14687-2 para el transporte de PEMFC exige un hidrógeno con una pureza del 99,97%. [66]. El límite de tolerancia de las celdas de combustible al azufre y al CO se muestra la Tabla 15. Las MCFC y SOFC de alta temperatura son las tecnologías más flexibles en cuanto a combustible y, en algunos casos, pueden utilizar directamente metano y monóxido de carbono como combustible. Las PAFC son tolerantes a alrededor de 1% CO, mientras que las PEMFC no pueden tolerar el CO, por lo que el CO en el syngas debe ser eliminado o convertido antes de ser utilizado en las PEMFC. El azufre es un veneno crítico, y la cantidad de azufre debe mantenerse por debajo de una poca ppm para todos los tipos de celdas de combustible.

Tabla 15 Tolerancia de las celdas de combustible a diferentes combustibles [65, 67]

Celda de combustible	Azufre (S, H ₂ S)	Monóxido de carbono (CO)
PEMFC	<0.1 ppm	<10–100 ^a ppm
PAFC	<50 ppm	<0.5–1%
MCFC	<1–10 ppm	Combustible
SOFC	<1–2 ppm	Combustible

2.1.2.1 Hidrógeno por electrólisis

El hidrógeno procedente del proceso de electrólisis del agua suele ser lo suficientemente puro para los vehículos eléctricos con celda de combustible, ya que un catalizador de recombinación elimina el exceso de oxígeno que atraviesa la membrana [68]. El principal contaminante en el producto de la electrólisis es el vapor de agua, aunque es necesario para la humidificación de la celda de combustible, corroe y erosiona el equipo de compresión, almacenamiento y transporte. A bajas temperaturas, el agua puede congelarse y causar daños en las tuberías y válvulas. Debido a estos problemas, los electrolizadores suelen incluir un desecante de bajo coste y bajo consumo. La torre de desecante, que es el secador más utilizado en el electrolizador, necesita una regeneración que

implica el calentamiento eléctrico o el envío de parte del gas seco de vuelta a la torre húmeda, lo que puede reducir el rendimiento en torno al 10%.

2.1.2.2 Hidrógeno producido del reformado de metano por vapor (SMR)

El hidrógeno producido a partir del reformado de vapor de gas natural requiere varias etapas de purificación si se utiliza en celdas de combustible de baja temperatura (PEMFC y PAFC). Para las celdas de combustible de alta temperatura, como la SOFC y la MCFC, bastaría con una o dos etapas de purificación. Un resumen de las posibles etapas de purificación necesarias para que el hidrógeno producido a partir de gas natural SMR sea adecuado para diferentes celdas de combustible se muestra en la Figura 21.

La adsorción por presión (PSA) es la tecnología habitual para la separación del dióxido de carbono y otras impurezas del hidrógeno. La corriente de hidrógeno que sale de la PSA tiene una pureza superior al 99,9% a costa de un rendimiento reducido. El coste de la purificación del hidrógeno del proceso SMR se ha estimado en 0,7 dólares/kg de H₂. Sin embargo, se espera que este coste se reduzca a 0,4 dólares/kg de H₂ en 2025 [69]. Existe un proceso de purificación alternativo al PSA, que es el de las membranas de difusión por presión. Las membranas de selección de hidrógeno pueden clasificarse en cuatro grupos [70]:

- Polímero (orgánico)
- Metálico (inorgánico)
- Carbono (inorgánico)
- Cerámica (inorgánica)

Actualmente, las membranas inorgánicas han despertado un mayor interés en comparación con las membranas orgánicas. La razón es la mayor tolerancia de las membranas inorgánicas a las condiciones adversas. El paladio y sus aleaciones se utilizan ampliamente como membranas metálicas; sin embargo, cada vez son más atractivas las opciones cerámicas más baratas [71].

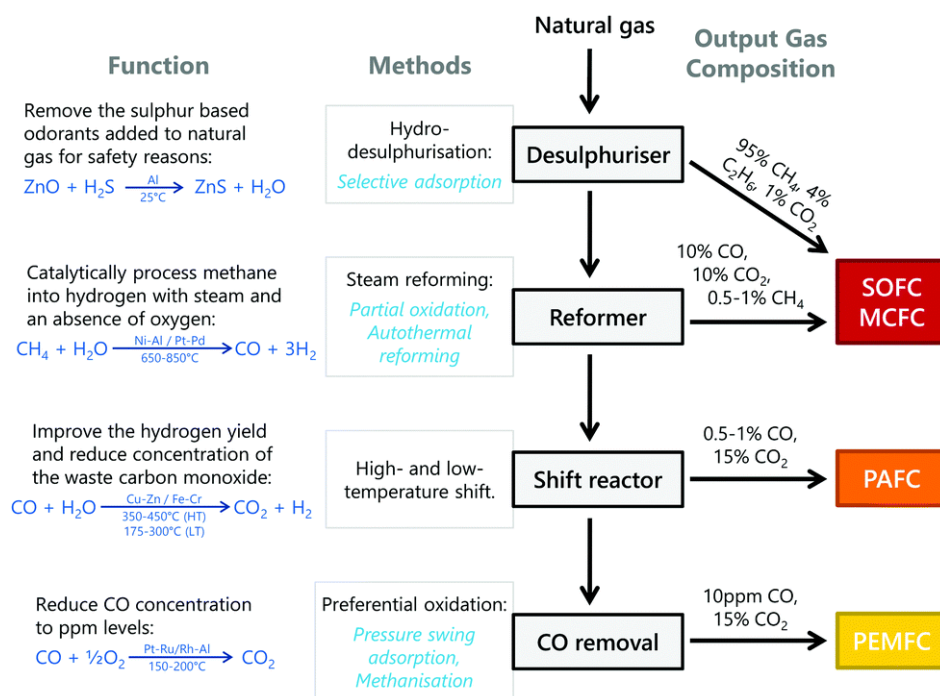


Figura 21 Resumen de las etapas de purificación necesarias para el hidrógeno producido a partir de SMR antes de ser introducido en diferentes sistemas de celdas de combustible [65, 72]

2.1.2.3 Hidrógeno de gasoductos y de almacenamiento

El hidrógeno extraído de las tuberías o de los lugares de almacenamiento subterráneo, incluidas las cavernas de sal y los depósitos de gas agotados, requiere una purificación in situ antes de ser utilizado en los FCEV. Las posibles impurezas son los lubricantes, los odorantes, los colorantes, los residuos o el polvo. Para ello se pueden utilizar los filtros PSA o de carbón activado [65].

2.1.3 Vehículos eléctricos de celdas de combustible (FCEVs) para el transporte terrestre

El desglose del uso de energía en el sector del transporte se muestra en la Figura 22. El sector del transporte cubre un uso diverso de la energía que abarca la tierra, el mar, el aire, la carga y los pasajeros. Casi la mitad de la demanda energética del sector del transporte procede de los vehículos ligeros y se prevé que el número de automóviles aumente de 1.000 a 2.500 millones en 2050 [65].

El transporte es una de las aplicaciones más críticas de la tecnología del hidrógeno y de las celdas de combustible, como afirma el Consejo del Hidrógeno [73]. El hidrógeno contiene aproximadamente tres veces más energía por unidad de masa que la gasolina. Esto hace que el hidrógeno sea un combustible atractivo para el transporte. La segmentación del mercado del transporte en Vehículos Eléctricos de Batería (BEV), Vehículos Eléctricos de Celda de Combustible (FCEV) y biocombustibles y combustibles sintéticos (basados en H₂) se muestra la Figura 23.

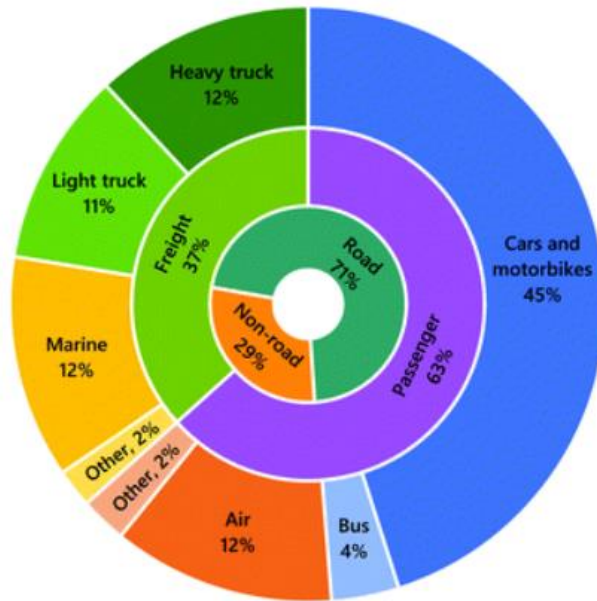


Figura 22 Desglose del uso de energía en el sector del transporte en 2015 [65]

Los vehículos de mayor tamaño, como los autobuses y los camiones, podrían beneficiarse más de las propiedades ligeras pero densas en energía del hidrógeno, que pueden suponer una ventaja frente a los vehículos eléctricos de batería, que son más adecuados para aplicaciones de turismo [56]. El hidrógeno es una de las tres opciones principales para el transporte con bajas emisiones de carbono, junto con los biocombustibles y los BEV. El hidrógeno evita el uso del suelo y el impacto de los biocombustibles en la calidad del aire, así como la limitada autonomía y el tiempo de recarga asociados a los BEV [74].

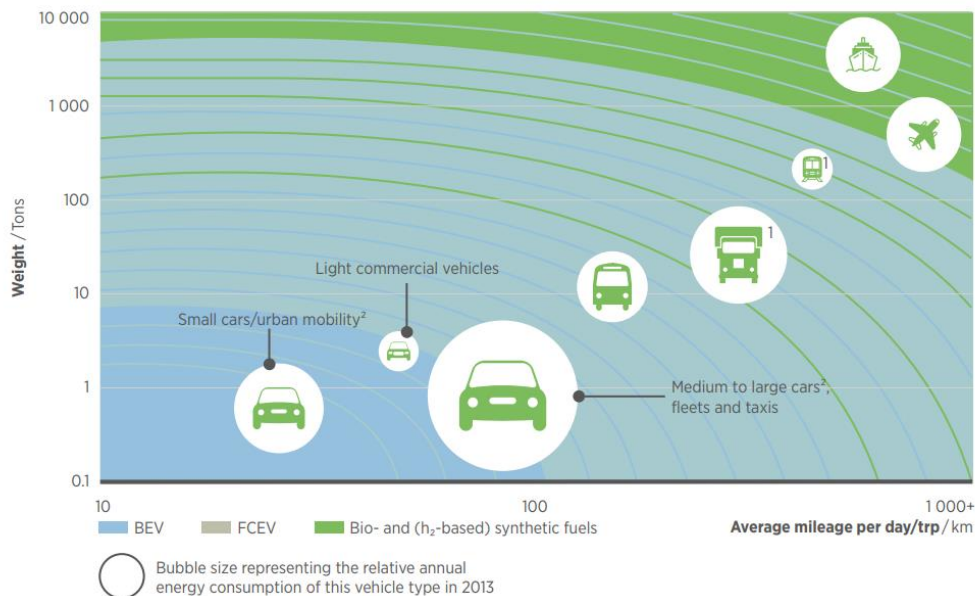


Figura 23 Segmentación del mercado del transporte en Vehículos Eléctricos de Batería (BEV), Vehículos Eléctricos de Celda de Combustible (FCEV) y combustibles sintéticos biológicos (basados en H2)

Los vehículos eléctricos de celda de combustible (FCEV) se consideran una vía fundamental para cumplir la estrategia energética y los objetivos de descarbonización. Las celdas de combustible para el transporte tienen diversas aplicaciones y los FCEV se encuentran en varias fases de creación de prototipos y producción desde principios de la década de 2000. Las celdas de combustible de hidrógeno se utilizan actualmente en programas de demostración para vehículos ligeros (LDV) y flotas de autobuses. Los LDV están ya disponibles en cantidades limitadas para el mercado de consumo en regiones localizadas. El mercado está en desarrollo para autobuses, equipos de manipulación de materiales, camiones medianos y pesados, embarcaciones y aplicaciones estacionarias [75]. Gracias a los esfuerzos realizados durante años por los gobiernos y los agentes de la industria, casi todos los tipos de vehículos cuentan con productos o prototipos de celdas de combustible, como se indica la Tabla 16. En esta tabla, se ha comparado el estado de aplicación de los distintos tipos de FCEV con los BEV y los motores de combustión interna (ICE).

Los estados de las solicitudes y sus definiciones son los siguientes:

Prototipo: Todavía no se ha lanzado ningún producto, las empresas están en la fase de desarrollo del producto

Disponible comercialmente: El producto se lanza y se vende públicamente, y se demuestra que es comercialmente viable

Incumbente: Los productos se utilizan en la mayoría de los escenarios Demostración: Un prototipo o producto se prueba o demuestra a pequeña escala Aceptado: Los productos son generalmente aceptados por los clientes finales

Tabla 16 Resumen del estado de aplicación de los FCEV, BEV e ICE en cada tipo de vehículo [62]

Modelo de ejemplo	Características	FCEV	BEV	ICE
Vehículos de pasajeros	Diseñado para transportar personas, normalmente menos de 7 asientos	Disponible comercialmente	Aceptado	Titular
Autobuses	Se utiliza para el transporte público urbano con 30-50 asientos	Disponible comercialmente	Aceptado	Titular
Furgonetas/vehículos ligeros	Utilizado en la logística urbana con un peso bruto* inferior a 4,5 toneladas (carga útil <3 toneladas, correspondiente a las clases 1 y 2 de EE.UU.)	Demostración	Aceptado	Titular
Camiones medianos	Utilizado en la logística interior e interurbana, con un peso bruto de 4,5 a 12 toneladas, (carga útil de 3 a 8 toneladas, correspondiente a las clases 3 a 6 de EE.UU.)	Demostración	Demostración	Titular
Camiones pesados	Utilizado en el transporte de larga distancia con un GVW superior a 12 toneladas métricas (carga útil >8 toneladas, correspondiente a las clases 7-8 de EE.UU.)	Prototipo	Demostración	Titular
Carretilla elevadora	Una carretilla industrial utilizada para levantar y mover materiales en una	Disponible comercialmente	Titular (almacén)	Titular (almacén)

	distancia corta		interior)	exterior)
Camión minero	Volquetes todoterreno diseñados para operaciones de minería	Prototipo	Prototipo	Titular

*GVW: Peso bruto del vehículo

Se ha producido una importante mejora en el rendimiento y la durabilidad. Las celdas de combustible que utilizan hidrógeno pueden alcanzar ahora un rendimiento cercano al 60% en los vehículos ligeros y de carga media [76]. Algunas de las aplicaciones, como los trenes, los vehículos aéreos no tripulados y las bicicletas eléctricas, aún están en fase de desarrollo [77].

Las diversas aplicaciones de las celdas de combustible en el transporte, el tamaño típico de las celdas de combustible y su kilometraje medio se ilustran en la Figura 24.

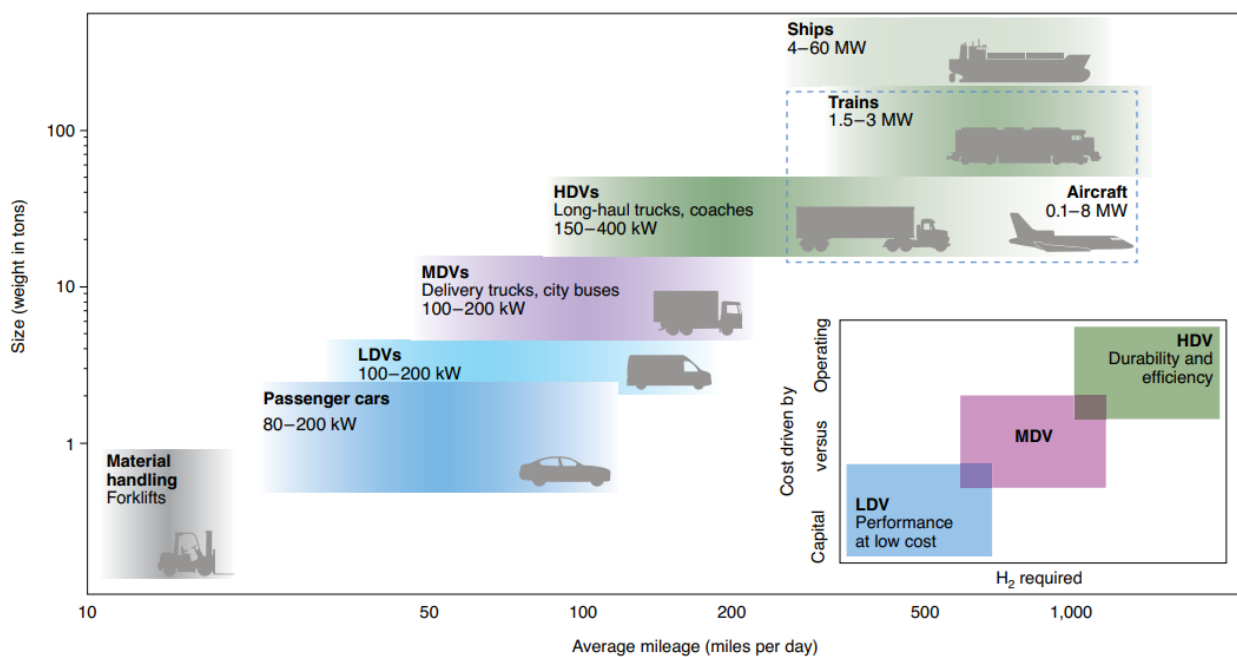


Figura 24 Diversidad de las celdas de combustible de hidrógeno en el transporte [78]

2.1.3.1 Vehículos ligeros

El sector de la logística y el transporte abarca una amplia gama de vehículos, y los vehículos ligeros representan la mayor proporción de vehículos [79]. Los vehículos ligeros se clasifican generalmente en tres tipos. El primero incluye los vehículos tradicionales con motor de combustión interna (ICEV) que utilizan diésel o gasolina como combustible, los híbridos que combinan la gasolina con un motor eléctrico, los vehículos de gas natural y los impulsados por biocombustibles [80]. El segundo tipo de LDV son los coches eléctricos, que se dividen en vehículos eléctricos de batería (BEV) y vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV), que se cargan conectándolos a una toma de corriente. La tercera categoría de vehículos de pasajeros, los vehículos eléctricos de celda de combustible (FCEV), representa actualmente un mercado muy pequeño, pero ha atraído mucha atención en algunos países como Estados Unidos, Japón y China [79].

Los FCEV están diseñados y fabricados para satisfacer diferentes demandas y requisitos de aceptabilidad para el transporte, incluyendo la autonomía, el tiempo de repostaje, la durabilidad y la facilidad de manejo. Los FCEVs ligeros para aplicaciones personales y de flota se han producido

en números limitados desde el año 2000 [81]. Toyota, Hyundai y Honda ya venden FCEVs. Otros fabricantes de automóviles, como Mercedes Benz, General Motors y Nissan, también se han asociado para desarrollar FCEV comerciales. Los FCEV de Honda, Toyota y Hyundai que se comercializan actualmente utilizan la tecnología PEMFC [82]. Los principales componentes de un FCEV pueden verse en la Figura 25. Como puede verse en esta figura, los cuatro componentes principales de los FCEV son similares a la mayoría de los IECV:

- 1- Sistema de propulsión
- 2- Chasis
- 3- Electrónica del automóvil
- 4- Cuerpo

Los principales componentes de cada una de las cuatro partes de los FCEV se resumen en la Tabla 17.

En un vehículo de celda de combustible de hidrógeno, el sistema de celda de combustible se compone de cinco partes, como se muestra en la Figura 26:

- 1- **Celda de combustible:** es la parte principal que convierte la energía química en energía eléctrica
- 2- **Sistema de suministro de hidrógeno:** transporta el hidrógeno desde el tanque de almacenamiento hasta la chimenea
- 3- **Sistema de suministro de aire:** compuesto por un filtro de aire, un compresor de aire y humidificadores proporciona oxígeno a la celda
- 4- **Sistemas de gestión del agua y el calor:** Para eliminar el calor residual y los productos de la reacción (agua) se utiliza un bucle de agua y refrigerante separado. Mediante un sistema de gestión del calor, el calor de la celda de combustible podría aprovecharse para calentar la cabina del vehículo y mejorar su eficiencia
- 5- **Tanque de hidrógeno:** Almacena el hidrógeno. Recibe las recargas de hidrógeno.

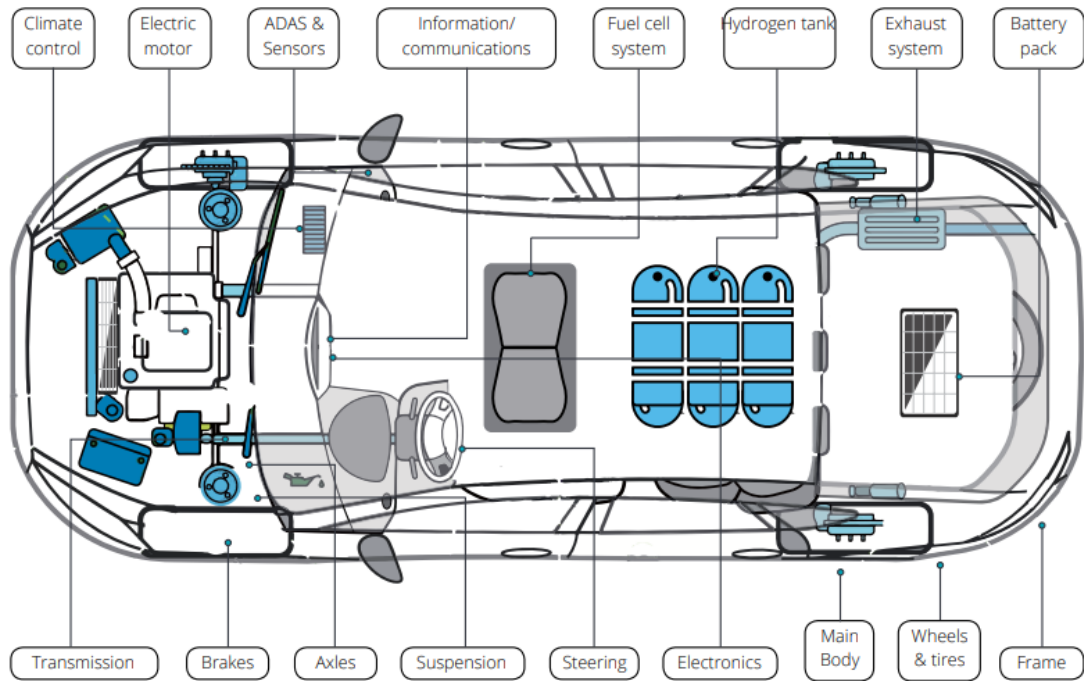


Figura 25 Componentes de una FCEV [62]

Tabla 17 Principales componentes de una FCEV [62]

Categoría	Subcategoría	Componente
Sistema de propulsión	Almacenamiento de energía	Tanque de hidrógeno
	Sistema de combustible	Sistema de celdas de combustible, paquete de baterías
	Tren de transmisión	Motor eléctrico
	Sistema de escape	Sistema de escape
Chasis	Transmisión	Transmisión
	Dirección	Dirección
	Freno	Freno
	Sistema de funcionamiento	Ruedas y neumáticos, marco, suspensión, eje
Electrónica del automóvil	Sistema de control electrónico	Electrónica
	Productos electrónicos para vehículos	Infoentretenimiento/comunicaciones, sistema avanzado de asistencia al conductor (ADAS) y sensores, climatización
Cuerpo	Cuerpo	Cuerpo principal, asientos, interior

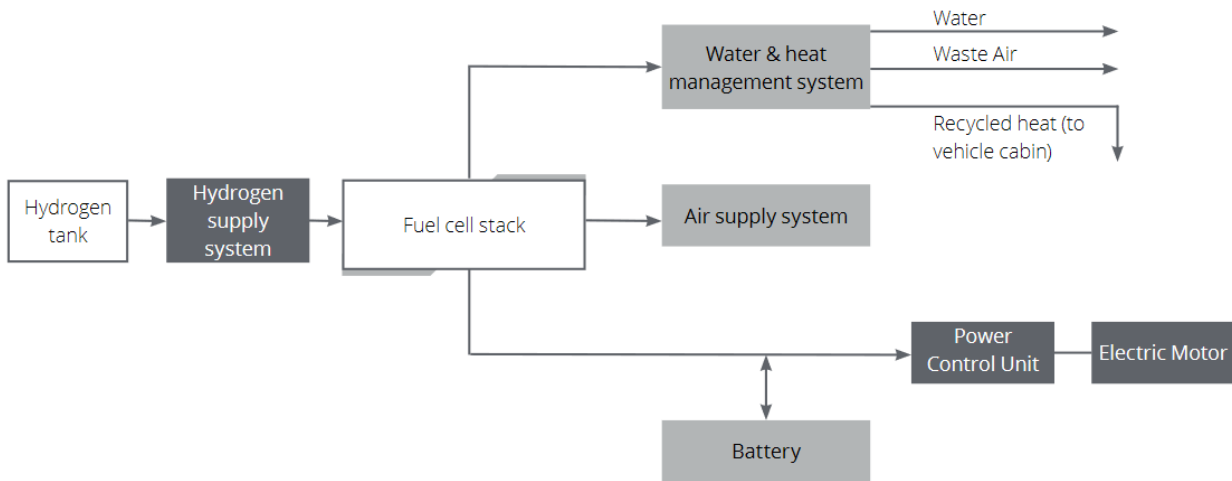


Figura 26 Principio de operación de un vehículo con celda de combustible [62]

2.1.3.2 Vehículos de pasajeros (buses)

El transporte público de masas y su desarrollo son cruciales para la movilidad urbana moderna, especialmente en las grandes ciudades con alta densidad de población. Como se muestra en la Figura 27, el autobús es el modo de transporte dominante, con una cuota del 63%. Casi el 68% de las flotas de autobuses son autobuses estándar (autobuses de 12 m) [83]. Actualmente, los autobuses diésel son más comunes y presentan el 50% de todas las flotas de autobuses. También hay un 22% de los autobuses que utilizan diésel en combinación con biodiésel o algún otro aditivo. Alrededor del 18% de los autobuses son eléctricos y utilizan diferentes tecnologías.

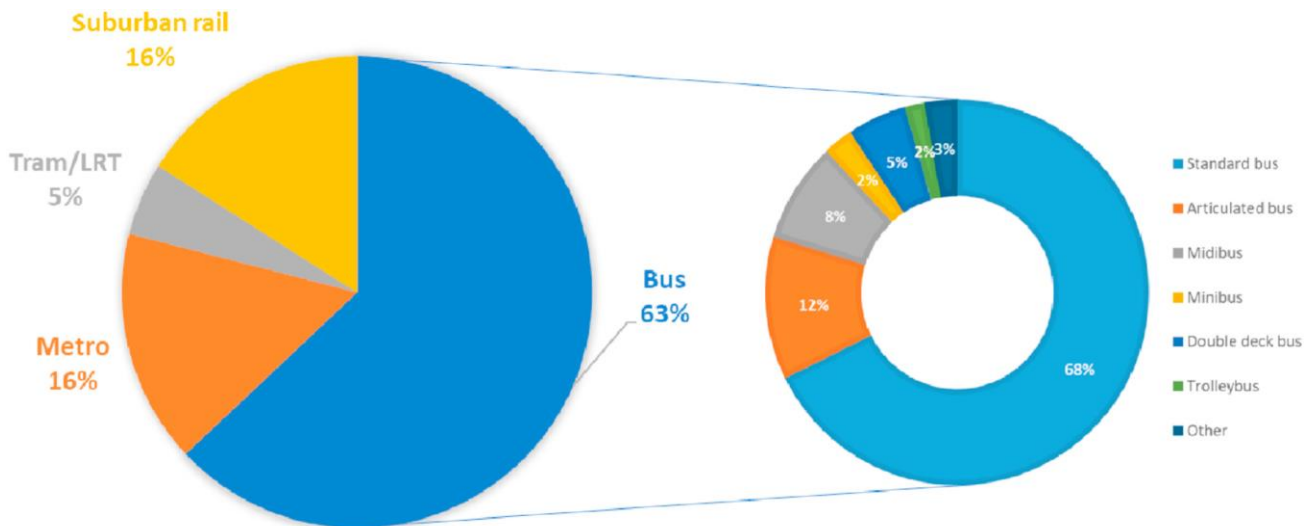


Figura 27 Distribución modal media de todos los viajes de transporte público y cuota de los tipos de flota de autobuses [83]

El despliegue de los autobuses de emisiones cero (ZEB) está cobrando impulso en muchos países. Hay dos tipos de tecnología que se utilizan para descarbonizar este importante sector. Los autobuses eléctricos de batería (BEB), son impulsados por un motor eléctrico que obtiene la energía de las baterías a bordo, y los autobuses de hidrógeno [84].

Hay tres configuraciones principales de autobuses de hidrógeno:

- 1) El autobús con motor de combustión interna impulsado por hidrógeno
- 2) Autobuses eléctricos de celda de combustible - primeras versiones (FCEB)
- 3) Autobuses eléctricos de celda de combustible - Versión híbrida (FCEBs)

Los autobuses con motor de combustión interna impulsados por hidrógeno funcionan de forma similar a los autobuses diésel, pero el motor está modificado para el uso de hidrógeno. En una primera versión de los FCEB, una celda de combustible genera electricidad que se suministra directamente al motor eléctrico. En este sistema, no hay ningún mecanismo para recuperar la energía cinética que se pierde durante el frenado. Recientemente, la mayoría de los FCEB están pasando a un diseño híbrido más avanzado. En estos FCEB, habría un dispositivo de almacenamiento de energía que puede ser baterías, ultra condensadores o una combinación de ambos [85]. La Figura 28 ilustra tres configuraciones diferentes de autobuses impulsados por hidrógeno.

Los FCEB han atraído mucha atención y están relativamente maduros en el nivel de preparación tecnológica [86]. Las principales ventajas de las celdas de combustible de hidrógeno en comparación con los motores de combustión interna son una mayor eficiencia energética y una importante reducción de las emisiones. La eficiencia en carretera de los vehículos de celda de combustible es dos o tres veces superior a la de los vehículos con motor de combustión interna. Los FCEB parecen ser una alternativa adecuada a los convencionales y a los BEB por su mayor autonomía. Debido a los beneficios medioambientales de los FCEB, las autoridades urbanas suelen ofrecer políticas favorables y subvenciones y apoyo a la demostración de los FCEB. Los autobuses de celda de combustible tienen una ventaja especial cuando se necesitan autobuses más pesados (articulados o de dos pisos). La gran autonomía de los FCEB, junto con el corto tiempo de repostaje (unos 7 minutos), da flexibilidad y productividad a este importante sector. Esta opción facilitará el repostaje en depósito y disminuirá la necesidad de una infraestructura de estaciones de servicio públicas [83]. Los FCEBs normalmente tienen tanques a bordo que suelen contener alrededor de 35-40 kg de hidrógeno almacenado en el techo del autobús. Los FCEB pueden tener un coste total de propiedad entre un 10 y un 20% superior al de los autobuses diésel convencionales en 2030 e incluso podrían ser más baratos si se despliegan a gran escala [87]. La Tabla 18 muestra un resumen de las principales características de los FCEB que se utilizan actualmente en las ciudades europeas.

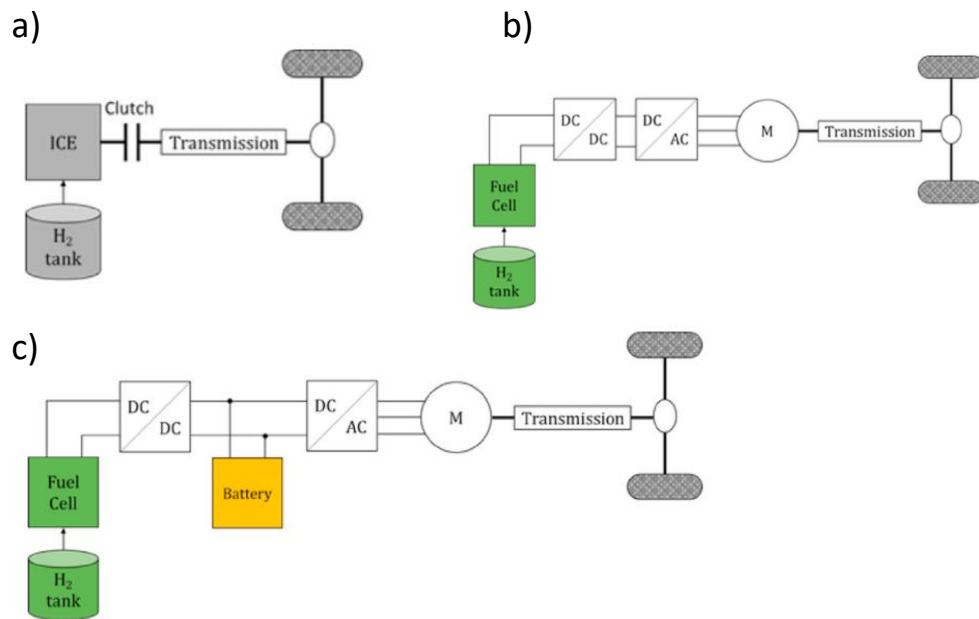


Figura 28 Tres tipos de autobuses de hidrógeno [83]

Tabla 18 Resumen de algunos fabricantes de FCB [83]

Fabricante	Van Hool bus	Evobus	Solaris	Wright bus
Tipo de autobús	FCB estándar	FCB estándar	FCB articulado	FCB con supercondensadores
Longitud del bus (m)	12/13	12/13	18.75	12
Sistema de cedas de combustible (kW)	150	120	100	75
Sistema de baterías (kW)	100	250	120	-
Sistema de supercondensadores (kW)	-	-	-	240
Sistema de almacenamiento de hidrógeno	7 tanques, 350 bar	7 tanques, 350 bar	9 tanques, 350 bar	4 tanques, 350 bar
Capacidad del depósito lleno (kg)	35	35	45	33

La Tabla 19 ofrece un resumen del consumo de combustible y energía y de las emisiones relacionadas para un autobús diésel, un BEB y un FCEB [88].

Tabla 19 Emisiones y coste relativo de los BEB y FCEB en comparación con los autobuses diésel [88]

	Diésel	Batería eléctrica			Hidrógeno, celda de combustible eléctrica		
		Carga con enchufe	Carga conductiva	Carga inductiva	Hidrógeno gris	Hidrógeno azul	Hidrógeno verde
Emisiones del ciclo de vida (gCO ₂ /kg)	1350	656	682	650	850	71	0
Porcentaje de emisiones en relación con el diésel (por km)	100%	48.6%	50.5%	48.2%	62.7%	5.3%	0%
Ahorro de costes en relación con el diésel (en el mejor de los casos) (extremo superior)	100%	75%			26.67%	-0.67%	-29.33%
Ahorro de costes en relación con el diésel (extremo inferior) (por km)	100%	37.5%			1%	-35.9%	-74.6%

2.1.3.3 Vehículos medianos/pesados

Los vehículos de carga media (MDV) y los vehículos pesados (HDV) son responsables de un gran consumo de petróleo en el mundo. Los vehículos medianos/pesados ofrecen una flexibilidad considerable para la adopción de las celdas de combustible, ya que las elevadas necesidades energéticas hacen que existan pocas alternativas de bajas emisiones. Los vehículos ligeros con trayectos cortos y de baja velocidad podrían gestionarse con baterías. Sin embargo, se prevé que los vehículos pesados de largo recorrido requieran hidrógeno [65]. Aunque las celdas de combustible para vehículos ligeros llevan más de dos décadas en desarrollo, las aplicaciones para vehículos pesados han recibido recientemente mucha atención [89]. El cambio hacia la adopción de celdas de combustible de hidrógeno para vehículos pesados está relacionado con la escalabilidad de las celdas de combustible en términos de potencia que puede lograrse aumentando el tamaño de la celda de combustible con una penalización de peso adicional mucho menor en comparación con las baterías de iones de litio. El despliegue comercial de los HDV también requiere una menor inversión en infraestructura en comparación con los turismos, ya que se necesitarían menos estaciones de servicio [78].

La comparación de los HDV de celda de combustible de hidrógeno con los HDV diésel y eléctricos se presenta en la Tabla 20. Las emisiones del tubo de escape se refieren a las emisiones liberadas debido al trabajo en el vehículo. El coste de los HDV eléctricos que utilizan baterías es más caro y la autonomía recorrida es la más corta en comparación con los otros dos tipos de vehículos diésel y de celda de combustible. La autonomía es la distancia que puede recorrer un camión determinado para cada tecnología.

Tabla 20 Comparación entre los tres tipos más comunes de vehículos pesados

Criterio	Diésel	Batería	Celda de combustible de H ₂
Emisiones del tubo de escape	Sí	No	No
Coste total del vehículo	119,000–134,000 USD	164,600–585,000 USD	135,500–249,900 USD
Eficiencia del pozo al tanque [90]	~86%	~55.3%	~76%
Eficiencia del tanque a la rueda [91]	~23%	~68%	~45%
Consumo de combustible*	2.8 km/L [92]	0.8 km/kWh [93]	8.9-14.8 km/kg H ₂ [94]
Rango [95]	1570-3140 km	100-810 km	1060-1780 km
Tiempo de repostaje	6-12 min	2.85- 20 h	10-30 min
Energía específica	42.9 MJ/kg	0.432–0.792 MJ/kg	118 MJ/kg

*Las unidades han sido convertidas de la unidad inglesa

Los conductores y los clientes se centran en el coste total de propiedad, que incluye el coste de compra, el combustible y el mantenimiento, la distancia de conducción, la vida útil y la durabilidad. Como se muestra en la Tabla 21, todavía existe un gran desfase entre el estado actual y las especificaciones de los vehículos pesados de pila de combustible y los objetivos del departamento de energía estadounidense (DOE).

Tabla 21 Comparación de los camiones pesados diésel y los camiones pesados de celda de combustible con el objetivo del DOE de EE.UU [96]

Ítem	Diésel HDV	Situación actual de los vehículos pesados con celda de combustible	Objetivos del DOE de EE.UU.
Costo del combustible	0.17	0.93	<0.17
Costo de compra	0.08	0.167	<0.08
Costo de operación*	0.11	0.16	<0.11
Capacidad de carga del combustible	800-1000 L	30-40 kg	>60 kg
Tiempo de recarga	6-12 min	10-30 min	<6 min
Kilometraje de conducción	de 1200 km	300-500 kg	>1200 km
Vida útil y durabilidad	10 años	8000-1000 h	>30000 h

*El USD/milla se convierte en USD/km.

Aunque los componentes de la celda de combustible para los HDV son bastante similares a lo que se discutió para los vehículos livianos, el equilibrio de los componentes de la planta en los HDV tiene algunas diferencias notables para acomodar el mayor número de celdas de combustible que se requieren para aumentar la eficiencia y los requisitos de durabilidad. El esquema de los componentes de la celda de combustible para los HDV se ilustra en la Figura 29.

Los cuatro componentes principales del sistema de celda de combustible y los cambios clave para los HDV en relación con los LDV y los turismos se resumen en la Tabla 22.

Tabla 22 Cambios clave de los componentes de las celdas de combustible en los HDV en comparación con los LDV [78]

Principales componentes de los sistemas de celdas de combustible	Cambios claves para HDV
Celda	<ul style="list-style-type: none"> - Cuatro veces más grande (4x100 kW frente a 1x90 kW) - La carga total de platino aumenta de 0,125 a 0,3 g
Sistema de suministro de H ₂	<ul style="list-style-type: none"> - Depósito más grande (60-80 kg frente a 5 kg) - Sensor ΔP para regular el caudal de hidrógeno
Sistema de suministro de aire	<ul style="list-style-type: none"> -Soplador de hidrógeno para una mayor durabilidad -Sistema de integración de la mano de obra -Válvulas de aislamiento individuales para manejar los transitorios
Sistemas de gestión del agua y del calor	<ul style="list-style-type: none"> - Flujo de hidrógeno recirculante -Puede ser necesario un humidificador para una vida útil de 30.000 h del PEM -Soporte de la batería para limitar la temperatura máxima a 90°C -Radiadores más grandes

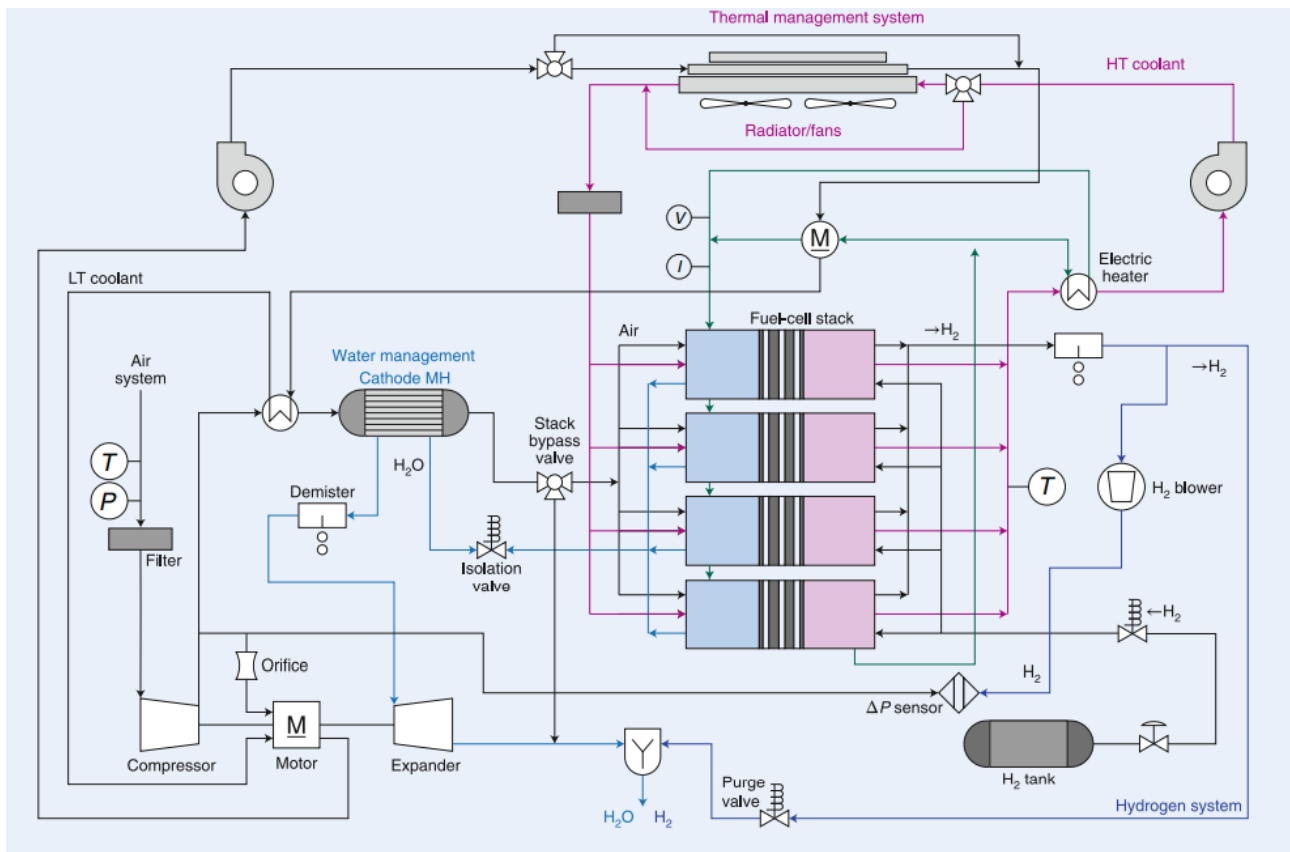


Figura 29 Esquema de los componentes del sistema de celdas de combustible para vehículos pesados

La cadena de suministro de hidrógeno para los sistemas de transporte pesado se muestra en la Figura 30. La producción, el transporte y el almacenamiento de hidrógeno ya se han tratado en los capítulos anteriores de este informe, por lo que sólo se tratarán las estaciones de repostaje y las opciones de repostaje. Dependiendo de la tecnología de repostaje, el hidrógeno puede llegar a las estaciones de repostaje de hidrógeno (HRS) en forma gaseosa o líquida. El hidrógeno se suministra a las HRS mediante tuberías (CH₂) o mediante remolques tubulares (CH₂ o LH₂). También es posible generar hidrógeno in situ. Las opciones de repostaje son:

- 1- Transporte de hidrógeno gaseoso – Recarga de hidrógeno gaseoso comprimido a 350 bares
- 2- Transporte de hidrógeno gaseoso - Recarga de hidrógeno gaseoso comprimido a 700 bares
- 3- Transporte de hidrógeno líquido - Recarga de hidrógeno gaseoso comprimido a 350 bares
- 4- Transporte de hidrógeno líquido - Recarga de hidrógeno gaseoso comprimido a 700 bares
- 5- Transporte de hidrógeno líquido - Recarga de hidrógeno criocomprimido (Cch₂) a 300 bares
- 6- Transporte de hidrógeno líquido - Recarga de hidrógeno líquido subenfriado (sLH₂) a 16 bares

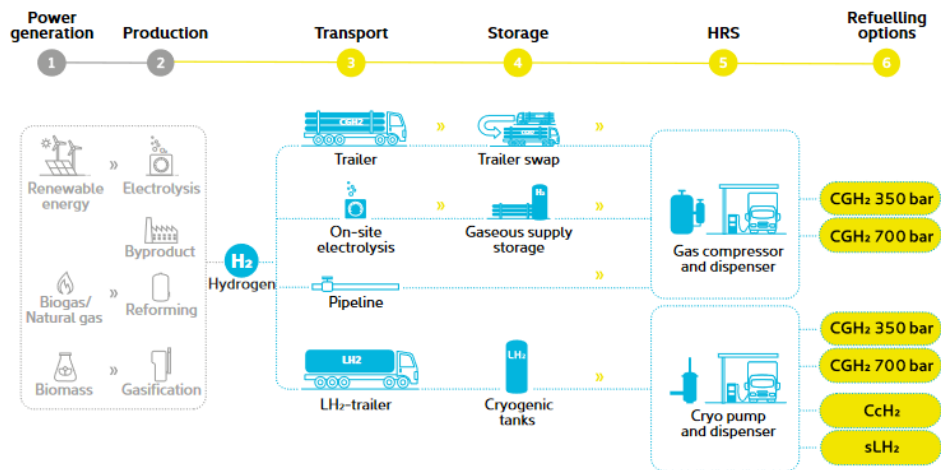


Figura 30 Cadena de suministro de hidrógeno para el transporte pesado [97]

Las opciones de repostaje de hidrógeno y las especificaciones de los vehículos para cada una de las seis opciones mencionadas se resumen en la Tabla 23.

Tabla 23 Estaciones de repostaje de hidrógeno y especificaciones de los vehículos pesados [97]

	Opción 1, 3	Opción 2, 4	Opción 5	Opción 6
Opciones de suministro	CGH ₂ , LH ₂	CGH ₂ , LH ₂	LH ₂ (CGH ₂ factible)	LH ₂
Componentes principales	H ₂ almacenamiento, compresor o criobomba, unidad de refrigeración (si hay suministro de gas), dispensador (boquilla, manguera)	H ₂ almacenamiento, compresor o criobomba, almacenamiento de alta presión, una unidad de refrigeración (si el suministro de gas), dispensador (boquilla, manguera)	LH ₂ almacenamiento, una criobomba, dispensador (boquilla, manguera)	LH ₂ almacenamiento, sLH ₂ bomba, dispensador (boquilla, manguera)
Tipos de almacenamiento HRS H ₂	Dependiendo de la especificación ' Intercambio de remolques ' Almacenamiento de suministros ' Tubería	Dependiendo de las especificaciones: ' Intercambio de remolques ' Almacenamiento de suministros ' Tubería	En función de las especificaciones: ' Almacenamiento de suministros o ' Intercambio de remolques	En función de las especificaciones: ' Almacenamiento de suministros o ' Intercambio de remolques
Presión de recarga	350 bar	700 bar	300 bar	Aproximadamente 16 bar
Caudal máximo deseado	300 g/s	300 g/s	200 - 800 kg/h	400 - 500 kg/h
Vehículo H ₂ presión del tanque (MAWP*)	350 bar (437,5 bar)	700 bar (875 bar)	≤ 300 bar (350 bar)	Aproximadamente 5 - 16 bar
Temperatura del depósito de H ₂ del vehículo	De -40 °C a +85 °C	De -40 °C a +85 °C	Aproximadamente de -240 °C a -150 °C	-248 °C a -245 °C

Capacidad de almacenamiento del vehículo	-Hoy < 42,5 kg -Previsto > 42,5 kg	Destinado: Hasta 100 kg	> 80 kg	> 80 kg
--	---------------------------------------	-------------------------	---------	---------

*MAWP: Presión máxima de trabajo permitida.

Los niveles de preparación tecnológica de cada una de las opciones de repostaje analizadas para los vehículos pesados se muestran en la Figura 31.

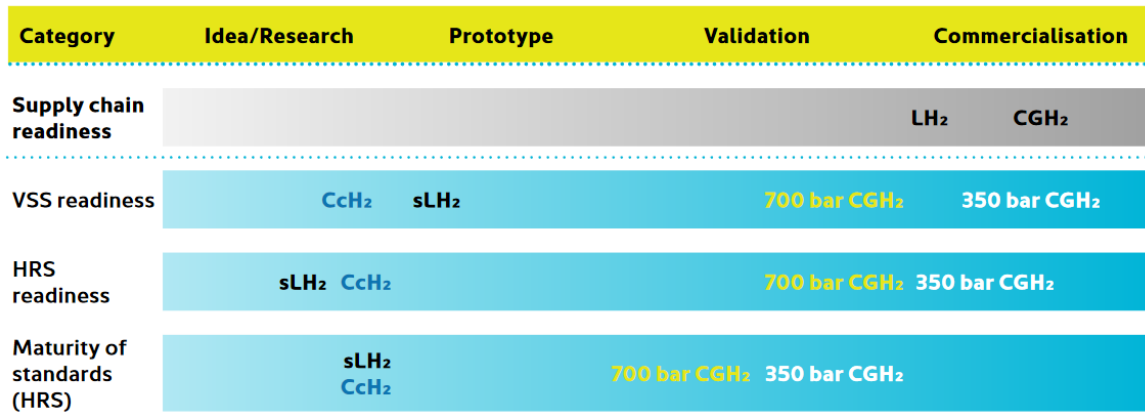


Figura 31 Nivel de preparación tecnológica de las opciones de HRS para aplicaciones pesadas [97]

Nota: VSS: Sistema de almacenamiento de vehículos.

2.1.3.4 Vehículos industriales/manipulación de materiales

El transporte pesado, incluidos los camiones de transporte pesado, las grandes flotas y los equipos de construcción y manipulación de materiales, se está convirtiendo en un sector de interés para la descarbonización [98]. El hidrógeno tiene un gran potencial en este sector, en comparación con las alternativas de las baterías. La tecnología de las celdas de combustible de hidrógeno para los vehículos de carretera está bien establecida. La tecnología de las baterías se adopta sobre todo para los coches urbanos, mientras que los camiones de largo recorrido, las furgonetas, los camiones pesados y las flotas de retorno a la base se están orientando hacia las celdas de combustible de hidrógeno. Los vehículos utilitarios pueden adaptar la tecnología de las celdas de combustible antes que otros tipos de coches. La razón es que la tecnología que compite con estos vehículos suele ser la de las baterías de ácido, que suelen requerir carga y tienen problemas de mantenimiento [99].

El mercado de las carretillas elevadoras/manipulación de materiales ha quedado demostrado en algunas empresas, como las de automoción, manipulación de alimentos y almacenes. Las celdas PEMFC son actualmente el tipo más viable para alimentar equipos industriales como las carretillas elevadoras. Los equipos de manipulación de materiales alimentados con hidrógeno ofrecen un repostaje en minutos, un mayor rendimiento y cero emisiones para su uso en almacenes y edificios. Las carretillas elevadoras alimentadas con hidrógeno suelen utilizar trenes de potencia híbridos. La celda de combustible de hidrógeno proporciona una potencia media, mientras que las baterías se utilizan en las demandas punta [100]. Las propiedades y parámetros de la celda de combustible de hidrógeno para su aplicación en una carretilla industrial se resumen en la Tabla 24.

Tabla 24 Parámetros y propiedades de las carretillas de celda de combustible [101]

Parámetro	Valor
Tiempo de recarga	En pocos minutos
Presión del hidrógeno	350 bar
Principal desafío	Transporte de hidrógeno
Capacidad de almacenamiento del tanque	0,7-3,4 kg
Tamaño del depósito (volumen)	35-170 L

Un concepto de sistema general sugerido por la UWC (Universidad del Cabo Occidental) se muestra en la Figura 32. Este sistema muestra una carretilla elevadora con celda de combustible, con almacenamiento de hidrógeno de hidruro metálico a bordo y repostaje in situ mediante gas de hidrógeno.

El sistema consiste en una carretilla con tres módulos:

- 1) Utilización de un módulo de alimentación híbrido (celda de combustible + batería)
- 2) Sistema integrado de almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos
- 3) El sistema estacionario de reabastecimiento de hidrógeno consiste en un suministro de hidrógeno a baja presión, un compresor de hidrógeno de hidruro metálico que proporciona el reabastecimiento periódico del sistema de almacenamiento de hidrógeno a bordo en el módulo 2

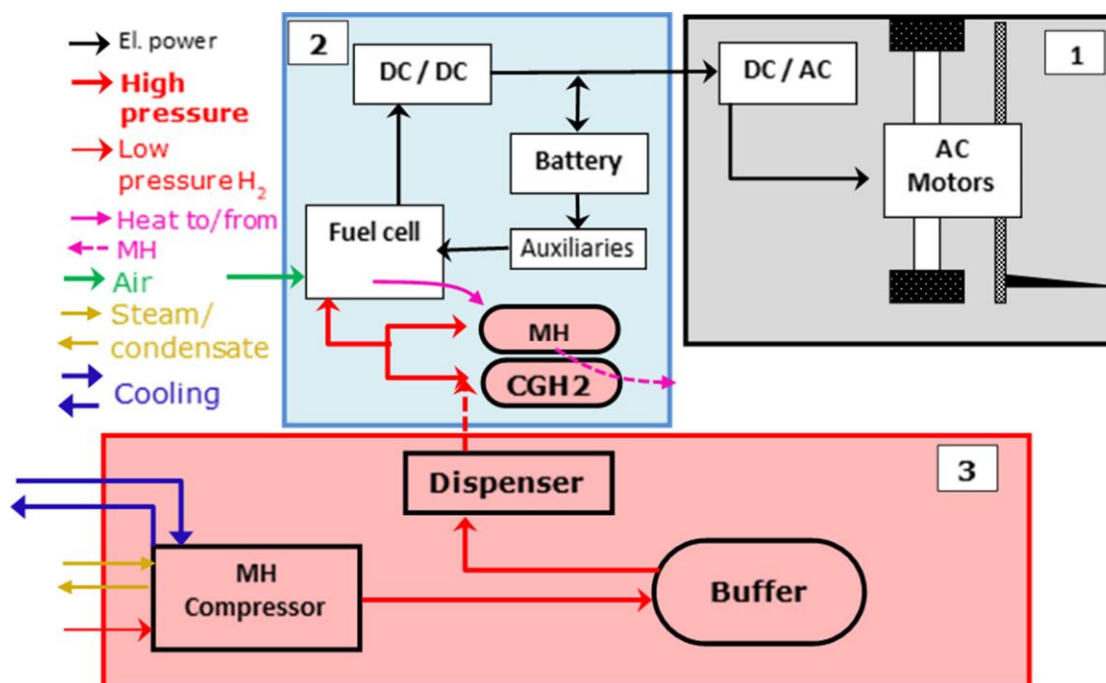


Figura 32 Concepto general del sistema propuesto por el UWC [101]

2.1.4 Otros tipos de transporte

2.1.4.1 Aviación

El hidrógeno como combustible de propulsión

Para reducir las emisiones de carbono de la industria de la aviación, es necesario desarrollar combustibles alternativos. Las investigaciones han demostrado que el hidrógeno puede ser una alternativa prometedora para el combustible de las aeronaves en el futuro, debido a su alto contenido energético y a sus favorables beneficios medioambientales [102]. Desde principios de la década de 2000, se han llevado a cabo diferentes proyectos para desarrollar aeronaves con motor de hidrógeno que lo utilizan como propulsor. El hidrógeno es también un combustible primario para los cohetes. El depósito de combustible de un cohete está lleno de hidrógeno y oxígeno líquidos que reaccionan juntos en el motor.

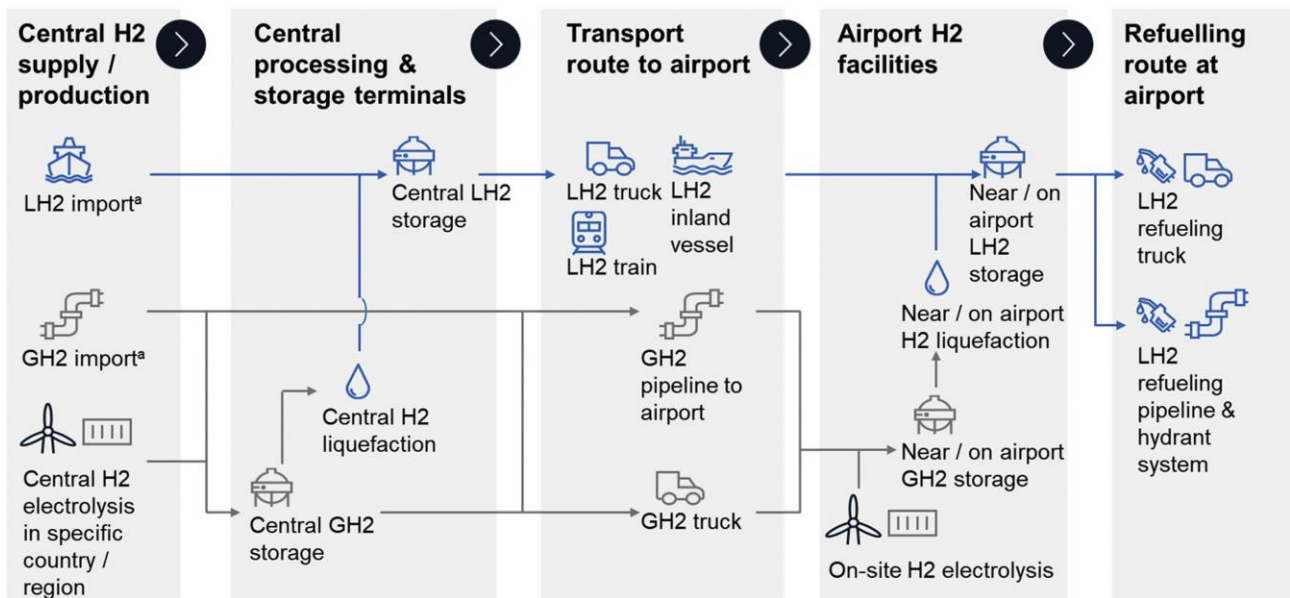
Para que el hidrógeno sea viable para la industria de la aviación, debe aumentarse su densidad volumétrica. En comparación con el queroseno, se necesita un volumen cuatro veces mayor de hidrógeno líquido para suministrar la misma cantidad de energía. A pesar de este inconveniente, las aeronaves impulsadas por hidrógeno son más eficientes en cuanto a peso y suponen menores costes de explotación en comparación con las que funcionan con queroseno [103]. El uso del hidrógeno permite una superficie y una envergadura del ala mucho menores, ya que el tamaño del ala no está limitado por su capacidad de almacenamiento de combustible [104].

Sin embargo, la formación de NOx al quemar hidrógeno con aire sigue siendo un problema [103]. Las principales especificaciones y propiedades de los combustibles de aviación se resumen en la Tabla 25.

Tabla 25 Principales especificaciones y propiedades de los combustibles de aviación [105]

Propiedad	Syn-jet	Metano	Hidrógeno
Fórmula media	C _{12.5} H _{24.4}	CH ₄	H ₂
Punto de ebullición (°C)	167-266	-161.3	-252.7
Punto de fusión (°C)	-50	-182	-259.2
Densidad en el punto de ebullición (g/cm ³)	0.8	0.423	0.071
Valor calorífico inferior (KJ/kg)	42906	48139	119970
Temperatura de la llama (°C)	2022	1973	2158
Calor de combustión (KJ/g)	42.8	50	120

La cadena de suministro de hidrógeno líquido como combustible de aviación se presenta en la Figura 33. Hay diferentes combinaciones de vías disponibles para suministrar hidrógeno líquido a las aeronaves. El hidrógeno puede producirse/suministrarse en un lugar adecuado y, a continuación, puede transportarse como hidrógeno líquido o gaseoso mediante tuberías o camiones. El hidrógeno puede almacenarse en las instalaciones de hidrógeno del aeropuerto y, cuando sea necesario, puede utilizarse el camión de reabastecimiento o el sistema de tuberías y bocas de riego para recargar la aeronave.



a. H2 import and transport in form of LOHC, NH3 or metal hydrides not shown here

Figura 33 LH₂ cadena de suministro de combustibles de aviación [106]

Celda de combustible de hidrógeno

Las celdas de combustible de hidrógeno podrían utilizarse a bordo de las aeronaves para suministrar energía a diferentes partes de la aeronave que actualmente funcionan con baterías. Esto incluye un sistema de puertas de emergencia, la iluminación de la vía de escape del suelo, el transmisor de localización de emergencia (ELT), el registrador de datos de vuelo (FDR) y el registrador de voz de la cabina (CVR) [107]. Las celdas de combustible también podrían utilizarse en lugar de la tradicional unidad de potencia auxiliar (APU) o combinarse con ellas para formar un sistema APU híbrido. La APU en la aeronave es una pequeña turbina de gas que funciona como fuente de electricidad y aire comprimido para el funcionamiento de algunos componentes de la aeronave, como los motores a reacción y los sistemas ambientales, cuando los motores principales no están funcionando [107]. El APU se utiliza como respaldo de la energía interna durante el crucero o durante la parada.

Entre los distintos tipos de celdas de combustible, las PEMFC y las SOFC se consideraron principalmente para aplicaciones de aviación. Sin embargo, la SOFC es más favorable para los aviones porque es más tolerante a las impurezas del combustible y puede funcionar con hidrógeno generado a partir del reformado del queroseno [108]. El uso de este tipo de celda de combustible en las aeronaves presenta algunos inconvenientes como, por ejemplo, que el peso de la APU alimentada por un sistema SOFC es mayor que el de su homólogo PEMFC porque requiere mayores elementos de equilibrio de la planta, como el compresor, el reformador, el intercambiador de calor, etc. La PEMFC sólo podría utilizarse para alimentar la APU si la fuente de generación de hidrógeno está instalada en la aeronave.

El uso de este tipo de pila de combustible en las aeronaves presenta algunos inconvenientes como, por ejemplo, que el peso del sistema SOFC alimentado por la APU es mayor que el de su contraparte de PEMFC, ya que requiere mayores elementos de equilibrio de la planta, como el compresor, el reformador, el intercambiador de calor, etc. La PEMFC sólo podría utilizarse para alimentar la APU si la fuente de generación de hidrógeno está instalada en el avión. Las características de la SOFC, la

convierten en un candidato adecuado para los sistemas híbridos. La razón es su alta temperatura de funcionamiento y que ofrece una mayor eficiencia cuando se combina con centrales eléctricas de turbina convencionales. En el sistema híbrido también se incluye un sistema combinado de calor y electricidad [109]. La Figura 34 muestra un ejemplo de integración de la SOFC con una turbina de gas (GT). El combustible de las alas, tras su desulfuración para evitar el envenenamiento por azufre del reformador y los catalizadores de ánodos de la SOFC, se bombea al sistema SOFC-GT. En el reformador, una mezcla de gas de salida del ánodo y combustible reacciona sobre un catalizador para generar gas reformado [107].

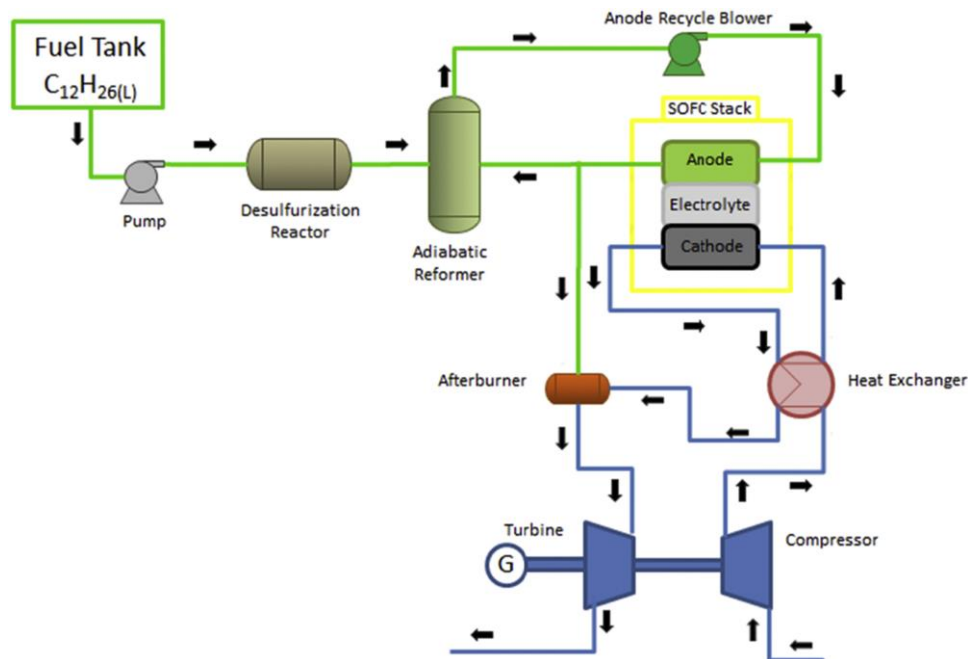


Figura 34 Esquema del sistema eléctrico híbrido SOFC-[107]

A continuación, se enumeran los principales componentes de un sistema SOFC-APU para aviones:

- Depósito de agua
- Separador de agua
- Turbina/compresor
- Aislante térmico
- Reformador
- Bomba
- Recipiente a presión
- Intercambiador de calor
- Generador
- Desulfurador
- Quemador
- Soplador

- SOFC

2.1.4.2 Fluvial/marítimo

El transporte marítimo emite alrededor de 940 millones de toneladas de CO₂ al año y representa aproximadamente una cuarta parte de las emisiones del sector del transporte y el 2,5% de las emisiones mundiales de GEI [110]. Debido a esta elevada intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero, este sector está sometido a la presión de la descarbonización en las próximas décadas. Los combustibles alternativos y de cero emisiones ofrecen una vía para la descarbonización de este sector, pero la adopción de estas nuevas tecnologías en él sigue planteando problemas. El amoníaco se produce actualmente a partir de gas natural de origen fósil, y los biocombustibles se enfrentan a problemas de sostenibilidad, altos costes y disponibilidades limitadas. La electrificación también se limita a los transbordadores y a las distancias cortas. Para las distancias largas, los transbordadores urbanos de alta velocidad no pueden depender de las baterías, porque son demasiado pesadas o pueden no ser aplicables debido a la capacidad limitada de la red local. Las celdas de combustible de hidrógeno para embarcaciones más pequeñas aún no son comerciales, pero las celdas de combustible de baja y alta temperatura y las celdas de combustible de óxido sólido son tecnologías prometedoras para este sector. A corto y medio plazo, la tecnología de las celdas de combustible de hidrógeno es adecuada para los transbordadores locales más pequeños y de corto alcance y para las flotas de transporte acuático en las ciudades [98].

La energía eléctrica en los buques se utiliza principalmente para los elementos auxiliares. Sin embargo, existe la posibilidad de que la electricidad se utilice también para la propulsión. En la actualidad, la gran mayoría de los buques utilizan motores diésel para generar electricidad [111]. En cambio, la celda de combustible podría utilizarse para convertir la energía química en energía eléctrica directamente. La ausencia de combustión a alta temperatura puede reducir la formación de NO_x, el ruido y las vibraciones y, al mismo tiempo, se pueden seguir alcanzando altas eficiencias [112]. Dado que las celdas de combustible son modulares, la producción de energía puede distribuirse por el barco sin aumentar el consumo de combustible. Al mismo tiempo, se reducen las pérdidas de transporte de electricidad y se mejora la redundancia. Por esta razón, los sistemas de celdas de combustible pueden utilizarse en sistemas de energía de reserva y en centros de datos [113].

El hidrógeno se considera una solución viable para el transporte marítimo costero y de corta distancia. Es un portador de energía más flexible, puede facilitar el almacenamiento a bordo de más energía que las baterías y también es más adecuado para el transporte a los sitios de abastecimiento de combustible. Para el transporte marítimo internacional, las soluciones basadas en el hidrógeno podrían ser la única alternativa de cero emisiones. Los puertos se encuentran en una situación ideal para convertirse en futuros centros de hidrógeno, al agregar la demanda de sus operaciones y transportes industriales, marítimos y terrestres.

El almacenamiento y el uso del hidrógeno deben seguir las normas de seguridad y las reglas internacionales establecidas por la Organización Marítima Internacional (OMI). Deben desarrollarse nuevos códigos y normas para el uso del hidrógeno en el ámbito marítimo con el fin de reducir los riesgos. El almacenamiento de hidrógeno para aplicaciones marítimas es diferente y presenta más

desafíos que el almacenamiento de hidrógeno para aplicaciones estacionarias o de automoción. En las aplicaciones marítimas, se almacenan grandes cantidades de hidrógeno en un barco aislado, mientras que, en un sitio de almacenamiento estacionario a gran escala, el aporte de energía externa puede mantenerlo en las condiciones ideales de almacenamiento. Al mismo tiempo, el almacenamiento en el barco está menos limitado por el peso y el volumen en comparación con las industrias del automóvil. También se pueden utilizar con seguridad temperaturas y presiones más extremas para el almacenamiento de hidrógeno en un gran barco que en un vehículo de pasajeros [114].

El gas hidrógeno es inflamable y altamente explosivo y sus propiedades y comportamiento relacionados con la seguridad son diferentes a los de otros gases. En un buque, el hidrógeno puro se almacenará como gas comprimido a muy alta presión (normalmente 250-700 bares) o como hidrógeno licuado a muy baja temperatura (-253 °C) y a una ligera sobrepresión (1-10 bares). Los diagramas de bloques genéricos para el almacenamiento de CH_2 en los buques bajo cubierta se presentan en la Figura 35 [115]. La estación de aprovisionamiento de CH_2 suele estar situada en tierra como instalación fija, pero el llenado desde un camión también puede ser una opción [116]. La Figura 36 esboza la disposición del sistema para el almacenamiento de hidrógeno criogénico en forma líquida.

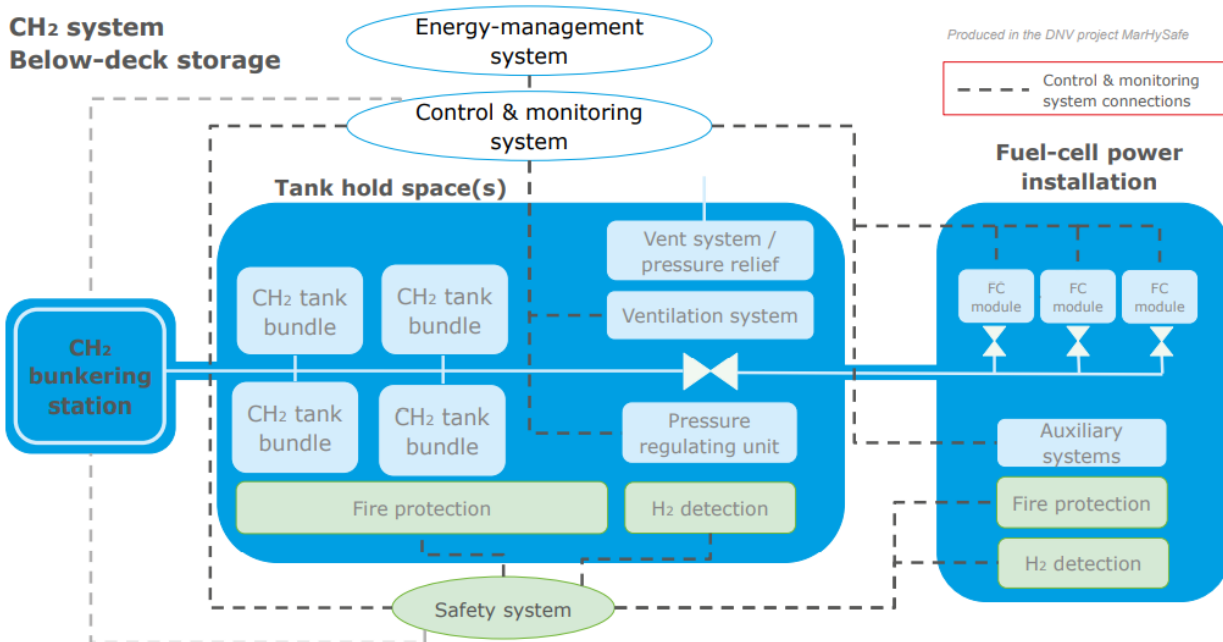


Figura 35 Almacenamiento de hidrógeno comprimido (CH₂) bajo cubierta para aplicaciones marítimas [115]

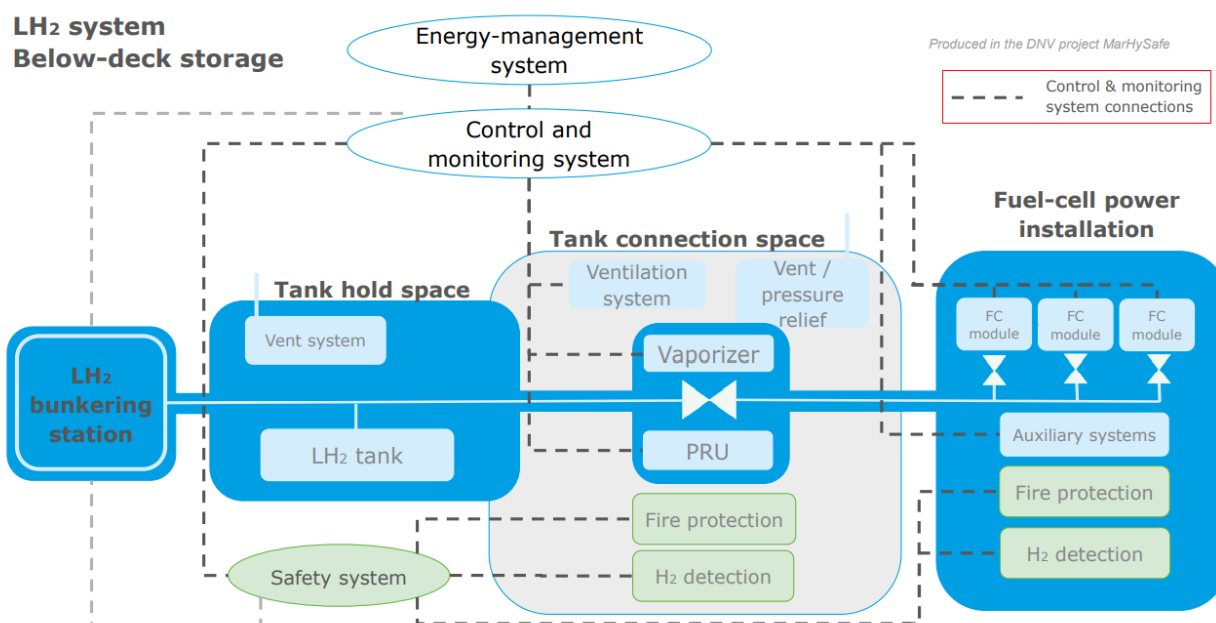


Figura 36 Almacenamiento de hidrógeno líquido (LH₂) bajo cubierta para aplicaciones marítimas [115]

2.1.5 Estaciones de servicio de hidrógeno (HRs)

Actualmente existen en todo el mundo estaciones de servicio de hidrógeno (HRS), que incluyen un almacén de gas comprimido para autobuses, turismos y vehículos especiales, en las proximidades de los proyectos de demostración de vehículos de celda de combustible. Se espera que el número de estas estaciones de servicio de hidrógeno aumente hasta alcanzar el mismo número de estaciones de servicio de gasolina y diésel [117]. Una estación de servicio de hidrógeno puede ser de cualquiera de estos tres tipos:

1. Estación de servicio de hidrógeno fuera de las instalaciones (sólo una estación de suministro)
2. Tener el hidrógeno almacenado en un depósito
3. Estación de producción y dispensación

La Figura 37 muestra diferentes configuraciones de estaciones de servicio de hidrógeno renovable.

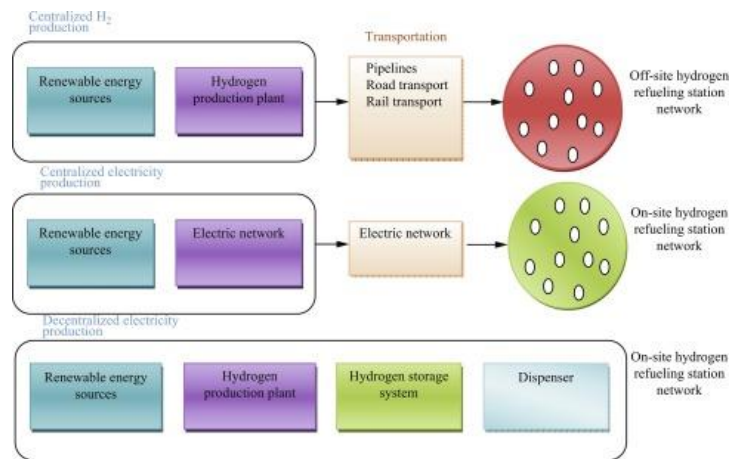


Figura 37 Configuraciones de estaciones de repostaje de hidrógeno impulsadas por energías renovables [118]

La mayoría de los HRS cuentan con sistemas de producción, compresión, almacenamiento, recarga y control de hidrógeno [119]. Las configuraciones de las estaciones de servicio de hidrógeno dependen del estado del hidrógeno (gas o líquido) suministrado a la estación.

2.1.5.1 Suministro de hidrógeno gaseoso

La posible configuración de los HRS gaseosos se muestra en la Figura 38. El hidrógeno gaseoso se suministra a través de un remolque tubular, una tubería o una unidad de producción de hidrógeno in situ. La unidad de producción de hidrógeno in situ podría ser un electrolizador o una unidad de reformado de metano al vapor. En la actualidad se utilizan remolques tubulares o unidades de producción de hidrógeno in situ, pero en el futuro el hidrógeno también podrá suministrarse mediante tuberías. Las unidades de producción in situ suministran hidrógeno a una presión de unos 20 bares y, en un futuro próximo, a una presión mayor con el desarrollo de las tecnologías de electrolizadores. Los remolques tubulares, con capacidades típicas que oscilan entre 250 y 1000 kg, suministran hidrógeno a una presión mucho más alta que oscila entre 200 y 500 bares, que se reducen a 20-50 bares antes de sustituirlo. Se espera que las tuberías den servicio a los HRS a 20 bares.

Los HRS gaseosos están dimensionados de forma conservadora para hacer frente a la capacidad de la estación con una presión de suministro de hidrógeno de 20 bares, independientemente de la fuente de suministro de hidrógeno gaseoso. Cuando el hidrógeno gaseoso se suministra a los HRS, pasa por un compresor de alta presión, que extrae el hidrógeno de la fuente de suministro y lo comprime hasta 950 bares. Posteriormente, el hidrógeno comprimido se almacena en un sistema de almacenamiento intermedio de alta presión. A continuación, el hidrógeno a alta presión pasa por

una unidad de refrigeración que lo pre-enfría a -40°C . Este sistema de refrigeración permite repostar rápidamente a través del surtidor sin sobrecalentar el depósito del vehículo. También existe una segunda configuración para los HRS gaseosos que se basa en el uso de un compresor de media presión. En esta configuración, el hidrógeno se extrae de la fuente de suministro y el compresor principal a media presión comprime el hidrógeno a unos 530 bares antes de almacenarlo en el depósito de hidrógeno a media presión. Un compresor de refuerzo extrae el hidrógeno de la unidad de almacenamiento a media presión y lo comprime a unos 900 bares. Una unidad de preenfriamiento, un acumulador y un dispensador son los siguientes componentes de los HRS antes de dispensar el hidrógeno en el depósito de a bordo del vehículo. El acumulador reduce el efecto pulsante del compresor de refuerzo en los sistemas de instrumentación que se utilizan en la estación y en los vehículos. El dispensador, mide y controla el flujo de hidrógeno en el depósito de a bordo del vehículo [120].

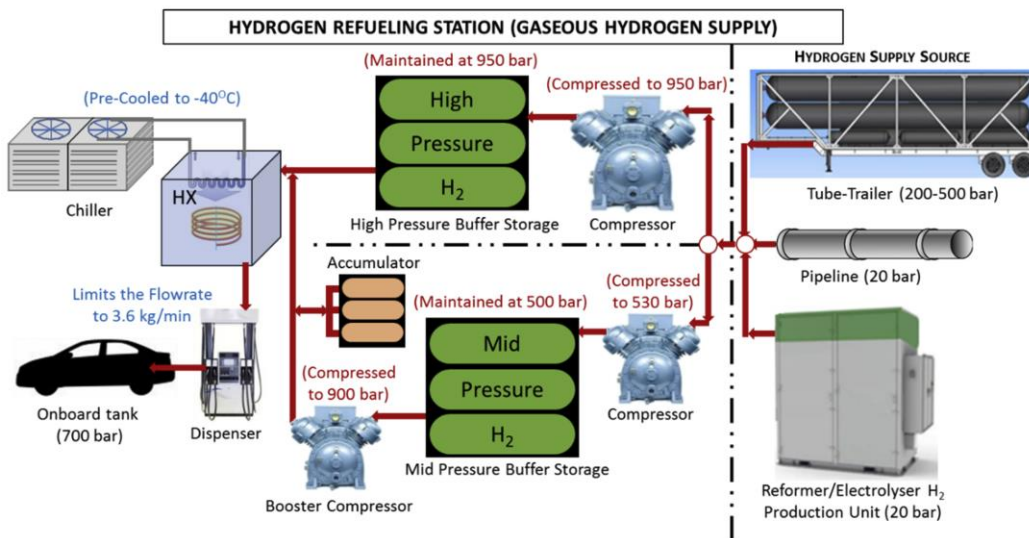


Figura 38 Configuración del equipamiento de las estaciones de repostaje de hidrógeno gaseoso [120]

2.1.5.2 Hidrógeno suministrado de forma líquida

La Figura 39 muestra una posible configuración de una estación de hidrógeno líquido con un tanque de almacenamiento criogénico in situ. El tanque de almacenamiento criogénico está lleno de hidrógeno líquido suministrado a través de camiones cisterna criogénicos. En una posible configuración, el vapor de hidrógeno "hervido" acumulado en la parte superior del tanque de almacenamiento criogénico de hidrógeno pasa por un intercambiador de calor antes de ser comprimido en un compresor de alta presión. A continuación, el hidrógeno comprimido se almacena en un depósito de almacenamiento intermedio de alta presión. Luego, un dispensador dirige el hidrógeno al depósito de a bordo del vehículo, después de pasar por un enfriador, que pre-enfría el hidrógeno a unos -40°C .

Alternativamente, el hidrógeno líquido del tanque de almacenamiento criogénico se presuriza mediante una bomba criogénica. A continuación, se dirige a un evaporador que gasifica el hidrógeno. Luego, el hidrógeno gaseoso a alta presión se almacena en un depósito intermedio de alta presión. En la siguiente etapa, el hidrógeno se pre-enfría en un refrigerador y luego se dispensa

en los depósitos del vehículo. La unidad de preenfriamiento en esta configuración utiliza hidrógeno criogénico como refrigerante.

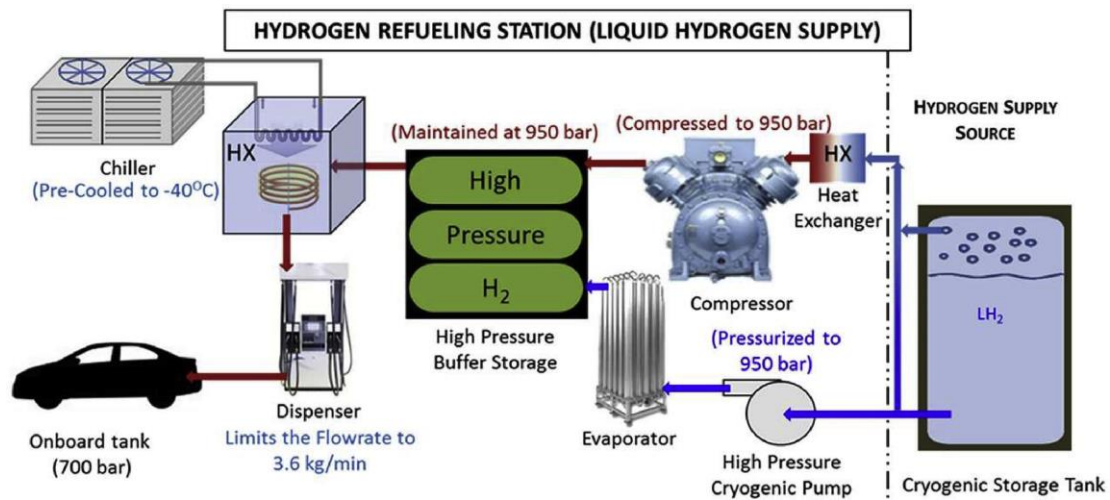


Figura 39 Configuración del equipamiento de las estaciones de recarga de hidrógeno líquido [120]

2.1.5.3 Infraestructura de la recarga de hidrógeno

Existen diferentes tamaños de estaciones de servicio que pueden recargar un solo coche particular a la vez o un par de vehículos al mismo tiempo. La definición del tamaño y las especificaciones de cada HRS se muestran en la Tabla 26. Para poder suministrar suficiente hidrógeno a los diferentes tipos de vehículos al mismo tiempo, es inevitable una mejora de las HRS. Con el aumento de la demanda de MDV y HDV, la actualización a un tamaño mayor con la posibilidad de rellenar un par de vehículos al mismo tiempo sería más económica.

Tabla 26 Definiciones de tamaño de los diferentes HRS [97]

Tamaño	s	M	L	2XL
Rendimiento máximo de hidrógeno por día	200 kg	500 kg	1000 kg	4000 kg
Vehículo	PV, LCV	(PV, LCV, buses), MDV	(PV, LCV, buses), MDV, HDV	(PV, LCV, buses), MDV, HDV
Rendimiento medio de hidrógeno por día	150 kg	350 kg	700 kg	2500 kg
Demanda anual	1-10 t	100 t+	500 t+	900 t+
Boquilla de recarga	1	2	2-3	2-4
Tamaño del área de componentes	80 - 250 m ²	200 - 350 m ²	250 - 800 m ²	Dependiendo de la tecnología HRS

2.1.5.4 Limitaciones del proceso de recarga

La calidad, el volumen y la presión del hidrógeno disponible en la estación pueden influir en el diseño y, en última instancia, repercutirán en los costes de la estación y en el coste global del suministro de hidrógeno. La práctica actual para los LDV es un llenado de gas comprimido de 5 kg a 70 MPa en 3-5 minutos. En el caso de los vehículos pesados, se necesita una presión menor, de 35 MPa, y en el caso de camiones industriales impulsados por hidrógeno se utilizan de 25 a 35 MPa.

La tabla Tabla 27 resume las directrices proporcionadas por las dos normas SAE J2719 [121] y SAE J2601 [122-124] que definen los requisitos de pureza y las orientaciones basadas en el rendimiento para la recarga de diferentes tipos de vehículos [125].

Tabla 27 Requisitos para la recarga de hidrógeno en las estaciones de servicio

Estándar	Alcance	Directrices
J2719	Pureza	H ₂ pureza >99.97%; S <4 ppbv, CO <200 ppbv
J2601 [122]	Recarga LDV	70 y 35 MPa; guía para 2–10 kg en 3–5 minutos preenfriamiento: –40°C, –30°C, –20°C, sin preenfriamiento
J2601-2 [123]	Recarga HDV	35 MPa; guía para ~20-30 kg en 5-10 minutos con varias condiciones de caudal; no se especifica el preenfriamiento
J2601-3 [124]	Recarga HPIT	25 y 35 MPa; guía para ~1 kg en 3-5 minutos; no se especifica el preenfriamiento. Drenaje de agua hasta 10 L/kg H ₂ consumido.

2.1.6 Barreras del transporte de hidrógeno y recomendaciones

Los operadores de transporte y los fabricantes de vehículos ven el potencial de descarbonización de este sector a través de la implantación de una economía del hidrógeno, pero aún queda un largo camino para la generalización del uso del hidrógeno en este sector.

Algunos de los obstáculos y recomendaciones para facilitar la adopción del hidrógeno en el sector del transporte se resumen en la Tabla 28.

Tabla 28 Barreras y recomendaciones para el uso del hidrógeno en el transporte [46]

Barreras	
No hay suficiente infraestructura para recargar	<ul style="list-style-type: none"> • La demanda de FCEVs no crecerá hasta que exista una red de recarga adecuada; • Sin embargo, la inversión en infraestructura de recarga es difícil de justificar para el sector privado si no existe un parque móvil importante que la utilice. • Por lo tanto, el desarrollo de la infraestructura de recarga y el suministro de vehículos debe producirse en gran medida de forma paralela, con flexibilidad en la planificación

La demanda del mercado es insuficiente para atraer la oferta de vehículos	<ul style="list-style-type: none"> • Los fabricantes de vehículos informan que están esperando una mayor certeza de la demanda para producir vehículos a escala. • La falta de certidumbre en la demanda se debe en gran medida a la ausencia de una política clara en torno a las normas de emisiones o de eficiencia del combustible
No hay datos de mercado sobre el coste del ciclo de vida completo de un vehículo de hidrógeno	<ul style="list-style-type: none"> • Es difícil para las agencias de compras y los operadores de flotas saber cómo considerar los costes totales de propiedad (o el retorno de la inversión), dado que la industria aún está en desarrollo y que los vehículos tienen una larga vida.
No hay mercado de segunda mano	<ul style="list-style-type: none"> • los primeros propietarios quieren poder revender los vehículos a buen precio
Costosa incoherencia con las normas de los vehículos en el extranjero	<ul style="list-style-type: none"> • Incongruencia entre la norma de tamaño en algunos vehículos de todo el mundo por lo que es necesario
Recomendaciones	
Financiar proyectos clave de transporte de interés nacional	<ul style="list-style-type: none"> • Los gobiernos deben apoyar el cierre de la brecha de inversión para el hidrógeno en el transporte
Incentivar la adopción del FCEV a través de las políticas	<ul style="list-style-type: none"> • Fijar las normas de emisiones de los vehículos • Aplicar incentivos tributarios • Establecer objetivos para los vehículos • Apoyar los procesos de adquisición coordinados

2.1.7 Celda de combustible para la generación de energía estacionaria

Para la energía estacionaria, las celdas de combustible se utilizan para la generación distribuida (sólo electricidad) y también se configuran para la producción combinada de calor y electricidad (CHP). La generación intermitente de energía a partir de tecnologías de energías renovables requiere tecnologías de almacenamiento para equilibrar el desajuste entre la oferta y la demanda [126]. Además del hidrógeno, que puede utilizarse como vector energético y medio de almacenamiento, se han investigado varias tecnologías de almacenamiento de energía, como las baterías de iones de litio, las baterías de flujo redox, el almacenamiento de energía en aire comprimido, los supercondensadores, el almacenamiento de energía térmica y los volantes de inercia.

El hidrógeno ofrece varias ventajas sobre otras opciones de almacenamiento a escala de red [74]:

- El uso de hidrógeno en la red eléctrica o de gas ofrece la oportunidad de descarbonizar todos los sectores
- El hidrógeno puede almacenar mayores cantidades de energía por unidad de volumen: tiene una densidad de almacenamiento de energía volumétrica más de 200 veces superior a la del almacenamiento hidráulico por bombeo
- El hidrógeno puede acomodar el almacenamiento diario y estacional, dando mayor flexibilidad con las variaciones de día/noche y estacionales

La comparación de las densidades de almacenamiento frente al tiempo de descarga de las diferentes opciones de almacenamiento se muestra en la Figura 40.

Hay que tener en cuenta que el almacenamiento de hidrógeno es un proceso de varios pasos que no es adecuado para ciclos rápidos o para duraciones cortas. En comparación con las baterías, la mayor parte de la electricidad utilizada en la producción de hidrógeno se pierde cuando se devuelve como energía. Las eficiencias de ida y vuelta de las diferentes opciones de almacenamiento de energía se resumen en la Tabla 29. Aunque se pierde una cantidad sustancial de energía en la conversión a hidrógeno y en la reconversión a energía, con duraciones suficientemente largas, el hidrógeno supera su desventaja de eficiencia energética en relación con otras opciones de almacenamiento de energía, como puede verse en la Figura 41.

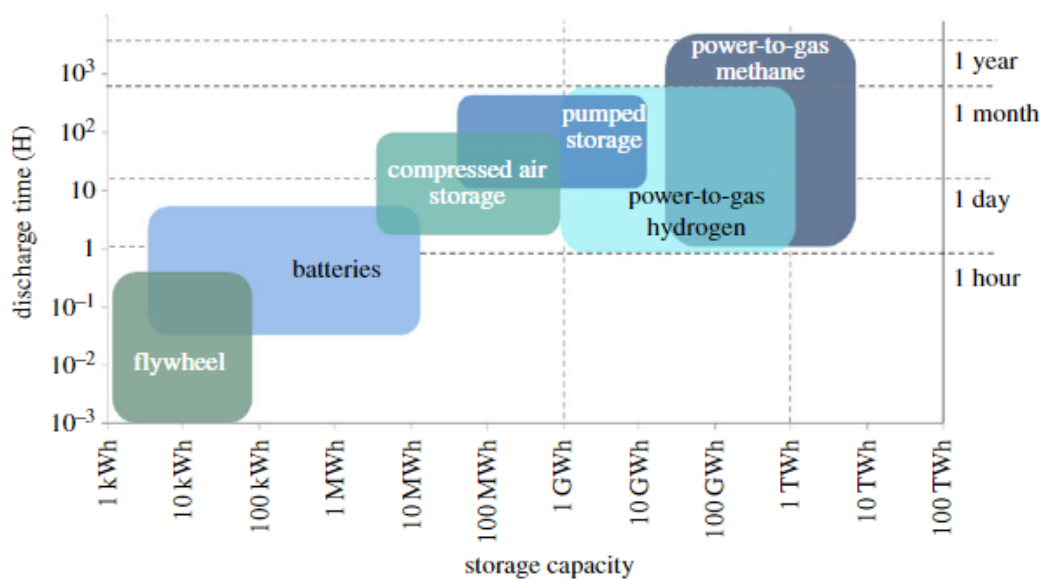


Figura 40 Comparación de la capacidad de almacenamiento y el tiempo de descarga de diferentes tecnologías de almacenamiento [74]

Tabla 29 Estimación de las eficiencias de ida y vuelta de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía [127]

Almacenamiento de energía	Eficiencia de ida y vuelta
Baterías de iones de litio	>90%
Baterías de flujo de mayor duración	70%
Energía hidroeléctrica de bombeo	80%
Almacenamiento de aire comprimido	60%
Almacenamiento de hidrógeno	40-60%

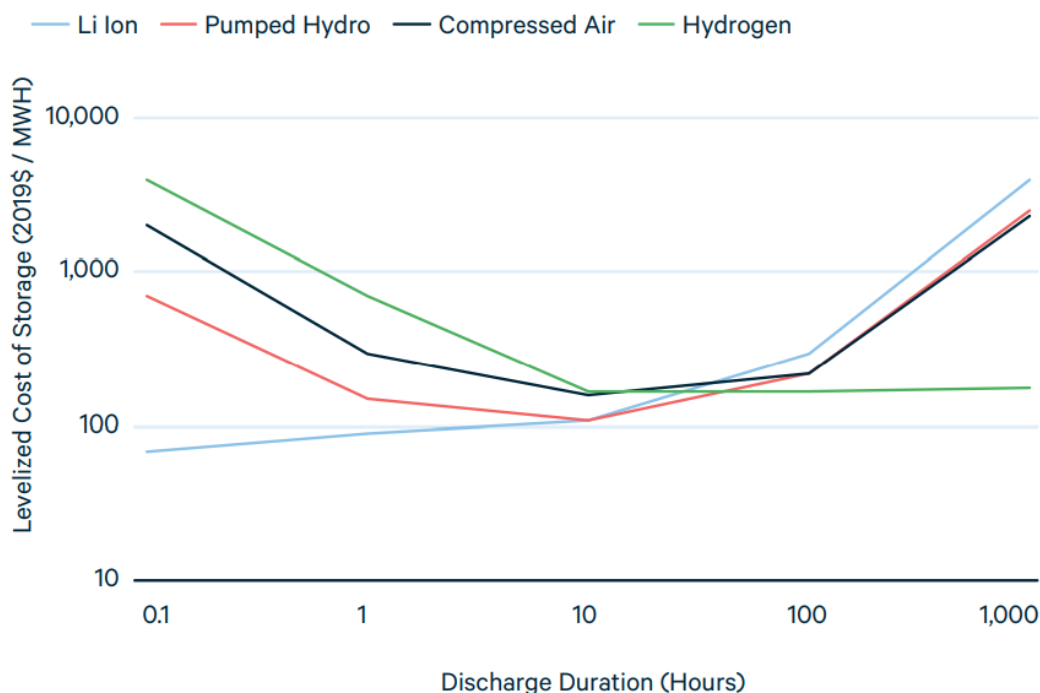


Figura 41 Coste nivelado de las duraciones de almacenamiento y descarga [128]

Existen diferentes vías de suministro para la producción, el almacenamiento, el transporte y la distribución de hidrógeno para diversas aplicaciones de uso final. Las principales vías son la electricidad-a-gas (P2G), la electricidad-a-electricidad (P2P) y la gas-a-gas (G2G), como se muestra en la Figura 42.

- Electricidad a gas (*Power-to-gas*, P2G)

En esta vía, la electricidad se utiliza para producir hidrógeno mediante el proceso de electrólisis del agua. El hidrógeno generado a partir de este proceso se utiliza para inyectarlo en la red de gas natural o se utiliza solo. El hidrógeno también podría utilizarse para producir metano sintético mediante el proceso de metanización. Esta opción está ganando interés porque puede ubicarse junto a las plantas de biogás utilizadas para la producción de biometano. El CO₂ producido en el proceso de biogás podría emplearse además para producir metano tras una reacción con hidrógeno

- Electricidad a electricidad (*Power-to-Power*, P2P)

La electricidad se utiliza para producir hidrógeno mediante un proceso de electrólisis. El hidrógeno producido se almacena en un tanque presurizado para aplicaciones a pequeña escala o en una caverna subterránea/depósito de gas agotado para aplicaciones a escala de red. El hidrógeno también se puede volver a electrificar cuando sea necesario utilizando una celda de combustible (a escala de kW a MW) o una turbina de gas de hidrógeno (a escala de varios MW).

- Gas a gas (*Gas-to-Gas*, G2G)

En esta vía, el hidrógeno se produce a partir del reformado del gas natural. El hidrógeno producido podría utilizarse para diferentes aplicaciones, incluida la generación de energía. La vía óptima del hidrógeno depende de diferentes factores, como los costes del sistema, la eficiencia, el objetivo de descarbonización, la aceptación pública, etc. Un análisis de la eficiencia energética total de las

diferentes vías se muestra en la Figura 43. Las eficiencias finales de la P2P y la P2G son bastante bajas (20-30%) debido al gran número de transformaciones. La vía G2G tiene una eficiencia de hasta el 60%.

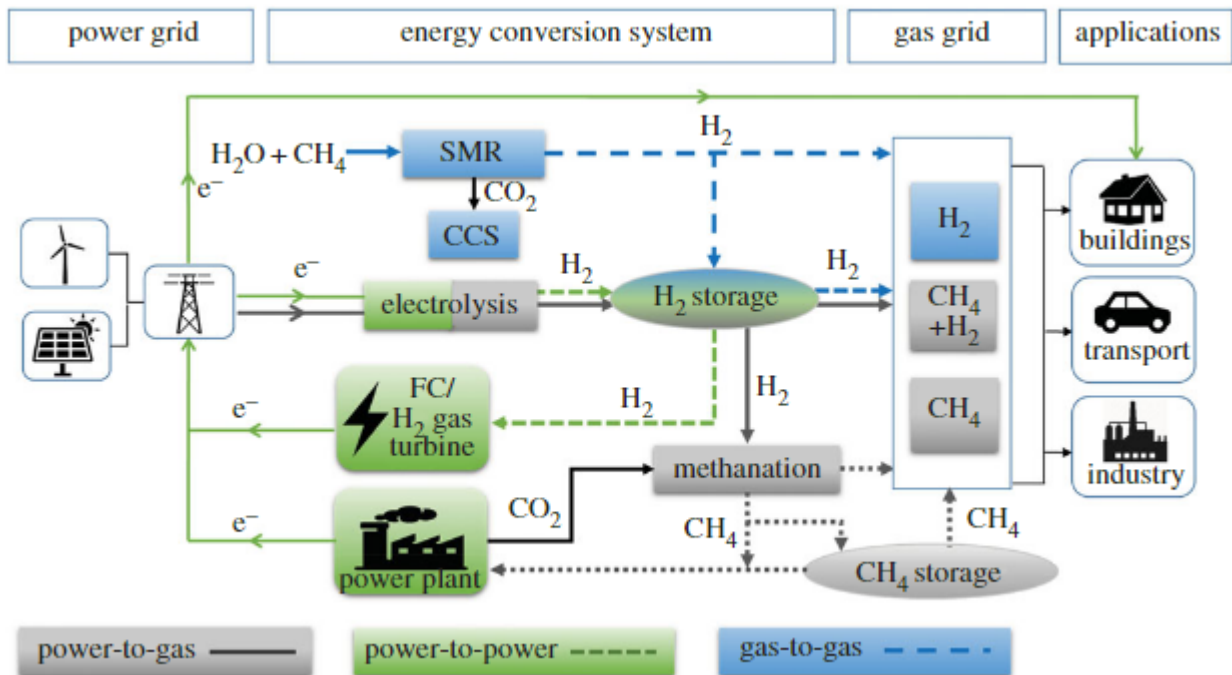


Figura 42 Diagrama esquemático de las tres principales vías de suministro de hidrógeno en un sistema energético integrado de energías renovables.

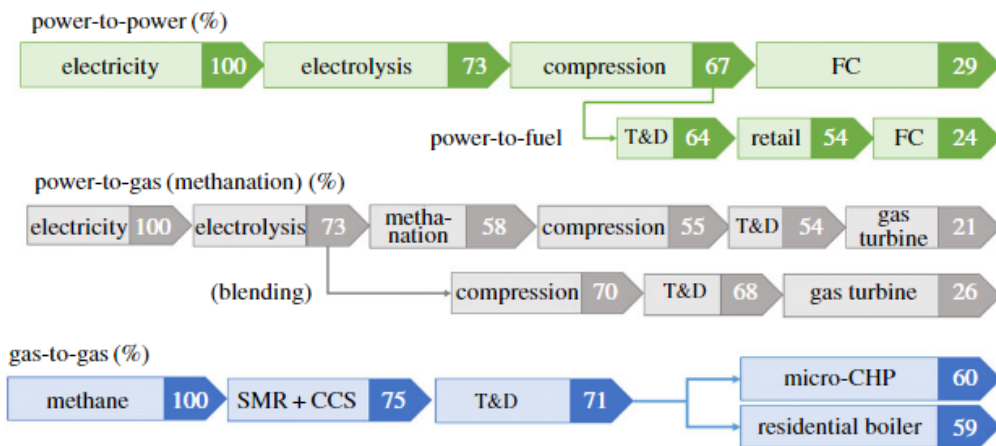


Figura 43 Las eficiencias de paso de diferentes vías de hidrógeno [74]

2.1.8 Celda de combustible para la generación de energía portátil

Las celdas de combustible compactas y portátiles pueden utilizarse para recargar baterías y alimentar directamente aparatos electrónicos de consumo, como ordenadores portátiles y teléfonos inteligentes. Las celdas de combustible portátiles también pueden suministrar energía de reserva fuera de la red, por ejemplo, para lugares remotos o para alimentar necesidades energéticas de personas mientras se desplazan. Los dispositivos electrónicos portátiles (PED) han atraído una

gran atención y demanda del mercado. Los PED disponen de baterías para satisfacer sus necesidades energéticas. La Tabla 30 enumera las demandas de energía de los distintos PED [129].

Las celdas de combustible tienen algunas ventajas sobre los sistemas de baterías, por lo que han reivindicado con fuerza su aplicabilidad en este ámbito [130, 131]:

- Recarga instantánea a través de un cartucho de combustible de repuesto o recargado
- Independencia de la electricidad
- Mayor vida útil de la célula
- Menor temperatura de funcionamiento
- Mayor contenido de energía libre del combustible
- Mayor eficiencia de conversión química a eléctrica
- Importante potencial de reducción de peso
- Comodidad y fiabilidad
- No hay emisiones en el punto de uso
- La eficiencia de las celdas de combustible no depende del tamaño, por lo que pueden ser muy eficientes incluso en sistemas pequeños
- Los factores de degradación electroquímica y de los materiales de las celdas de combustible no son un problema crítico

Tabla 30 Demanda de energía de diferentes PED [129]

Artículos	Potencia necesaria (W)
Teléfono móvil	1
Un asistente personal digital (PDA)	1
Ordenador personal portátil	20-30
Linternas y juguetes	1-10
Ordenador personal tipo Tableta	10
PlayStation portátil (PSP)	2
Teléfono receptor de emisiones multimedia digitales (DMB)	3
iPhone	2
Robot	10-15
Cámara digital	1

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) ha realizado algunos estudios sobre la aplicación de las celdas de combustible para la generación de energía auxiliar y el estado de esta tecnología en 2015 se ha comparado con el objetivo en 2020 que figura en la Tabla 31.

Tabla 31 Sistemas de celda de combustible de potencia portátil, (1 a 10 kW_e) [132]

Características	Situación 2015	Objetivo 2020
Eficiencia eléctrica a potencia nominal (% LHV)	29	40
Densidad de potencia (W/L)	16	40

Potencia específica (W/kg)	18	45
Coste de fábrica, sistema (\$/kW _e)	2100	1000
Respuesta transitoria (10% a 90% de la potencia nominal) (min)	5	2
Tiempo de arranque a partir de 20°C (min)	70	30
El tiempo de arranque desde las condiciones de espera (min)	-	5
Degradación con los ciclos (%/1000 h)	2.6	1
Vida útil (h)	3000	20000
Disponibilidad del sistema (%)	97	99

Las celdas de combustible de hidrógeno en los PED han ido ganando un impulso constante y se espera que también aumenten con nuevos avances en términos de coste global, estabilidad y longevidad de los suministros de energía a partir de combustibles fósiles. Debido al aumento de la funcionalidad y la miniaturización de los PED, es necesario desarrollar sistemas de suministro de energía pequeños y compactos. Se están llevando a cabo varias actividades de investigación sobre el desarrollo de tecnologías de vanguardia para utilizar celdas de combustible de hidrógeno en los PED. Además de los desarrollos en laboratorio, también se ha producido un considerable desarrollo industrial de las celdas de combustible de hidrógeno para los PED.

2.1.9 Barreras y necesidades de I+D

La penetración de las celdas de combustible de hidrógeno para los PED en el mercado es importante desde el punto de vista comercial y económico. Dado que existen sistemas de alimentación alternativos para los PED, las celdas de combustible deben ser fáciles de usar tanto en términos de coste como de manejo. El tamaño también es otro punto importante en la actualidad. La aplicación de las celdas de combustible en el sector de la seguridad es muy destacada. El menor tamaño, la ligereza y la fiabilidad de las celdas de combustible pueden aumentar la rapidez del trabajo y reducir la dependencia del mantenimiento y las piezas de recambio. La Tabla 32 enumera algunas barreras y consideraciones para la penetración generalizada de las celdas de combustible en el mercado de la generación de energía portátil.

Tabla 32 Barreras para la penetración en el mercado de las celdas de combustible [133]

Factores	Consideraciones
Consideraciones técnicas	<ul style="list-style-type: none"> - Todavía es necesario realizar más investigación y desarrollo técnico en la mayoría de las aplicaciones mencionadas - La tecnología debe ser validada mediante la recolección y el intercambio de datos en entornos experimentales y aplicados - Hay que aumentar la durabilidad y la fiabilidad de los distintos componentes de la celda de combustible - También hay que tener en cuenta la seguridad del hidrógeno
Competitividad de los costes	<ul style="list-style-type: none"> - Uno de los principales obstáculos para la penetración en el mercado es el elevado coste inicial asociado a las aplicaciones estacionarias de celdas de combustible - La reducción del coste de capital de las celdas de combustible hace

	que la tecnología de las celdas de combustible sea más competitiva con otras fuentes de energía
Aceptación pública	<ul style="list-style-type: none"> - El público debe saber que el hidrógeno es seguro y rentable en muchas aplicaciones - Las políticas gubernamentales innovadoras pueden acelerar la aceptación pública

El I+D es requerido en las siguientes áreas [129, 134]:

- En el caso de los dispositivos móviles, el tiempo de ejecución del dispositivo debería incrementarse entre 5 y 10 veces sin un cambio significativo en el tamaño
- Para cumplir con las densidades de energía y potencia, debe alcanzarse una energía específica de 500 Wh/kg- o superior, una densidad de energía de 1000 Wh/L o superior y una potencia específica no inferior a 50 W/kg.
- La fuente de alimentación de los futuros dispositivos móviles debe ser silenciosa, robusta, fácil de usar, operable en una amplia gama de temperaturas e incluso en un entorno reducido
- La ampliación de la fabricación en todas las aplicaciones, incluida la generación de energía estacionaria y portátil, beneficiará a todos los componentes clave de las celdas de combustible
- La resolución de los problemas de almacenamiento y suministro de combustible acabará por conducir al éxito de la tecnología de las celdas de combustible de hidrógeno como alternativa a las baterías

2.2 Tecnologías para la generación de calor

El suministro de calefacción en los edificios y la industria representa más de la mitad del consumo mundial de energía final y alrededor de un tercio de las emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con la energía [135].

2.2.1 Sectores residenciales y comerciales

La energía necesaria para los sectores residencial y comercial está relacionada con la energía consumida por los hogares y el sector de los servicios (como empresas, instituciones y organizaciones) [74], que se utiliza principalmente para la calefacción, la refrigeración, la cocina, el calentamiento del agua y la iluminación [136]. El sector residencial representa el 39% de la energía final global de los edificios y la industria [137]. La descarbonización de la energía ha recibido mucha atención en los últimos años. Sin embargo, la descarbonización del calor también se reconoce como un tema importante debido a la necesidad de sustituir los combustibles de hidrocarburos utilizados para la generación de calor, principalmente el gas natural, por alternativas bajas en carbono[138].

El principal enfoque para la descarbonización del sector residencial ha sido la electrificación del calor a través de diferentes tecnologías, como las bombas de calor de aire, las bombas de calor de suelo, la calefacción urbana con combustibles de baja emisión de carbono, la calefacción solar y la biomasa [18]. Sin embargo, como la demanda de calor es estacional y variable, estas tecnologías, con un elevado gasto de capital y sin otras funciones en los periodos de baja demanda de calefacción,

pueden no ser la mejor solución [74]. Por otro lado, el hidrógeno podría ser menos perturbador para los consumidores y potencialmente más barato que otras alternativas en lugares específicos. El hidrógeno y las celdas de combustible desempeñan un papel importante en la descarbonización de la calefacción en el futuro. Las redes de gas existentes podrían reutilizarse para suministrar hidrógeno, y el calor se produciría mediante calderas de hidrógeno o micro cogeneración de combustible [137].

Otros estudios confirman que la sustitución del gas natural por el hidrógeno en la red en zonas con una red de gas establecida podría ser potencialmente más práctica y económicamente viable que otras alternativas [139]. La disponibilidad de hidrógeno bajo en carbono a un precio asequible es muy importante. El uso de hidrógeno en la red de gas no sólo permitirá la descarbonización del calor, sino que al mismo tiempo creará una sinergia en la descarbonización del transporte, los edificios comerciales y las industrias. La figuraFigura 44 muestra un microsistema combinado de calor y electricidad para aplicaciones domésticas.

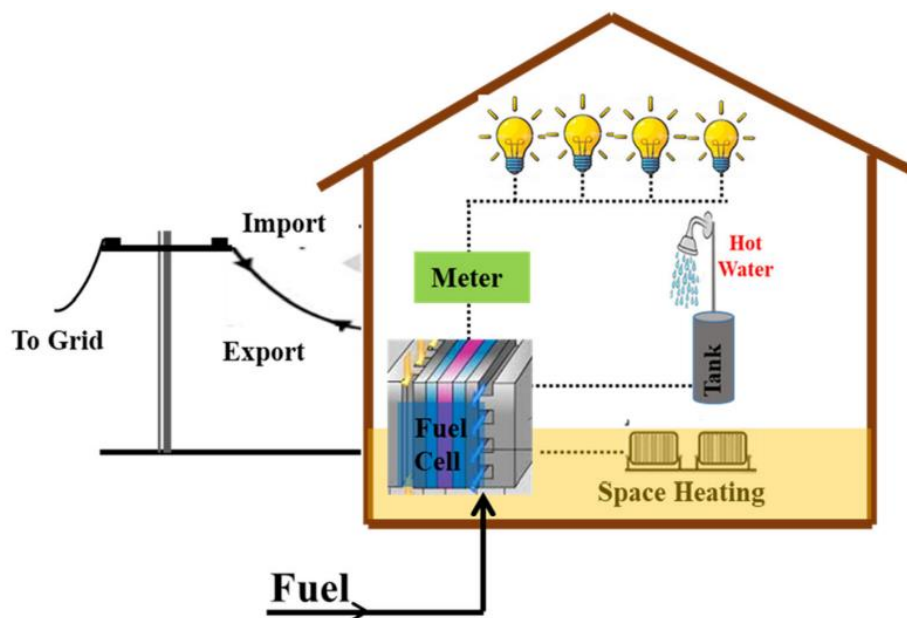


Figura 44 Perspectivas de los sistemas combinados de calor y electricidad con celdas de combustible [140]

Varias tecnologías utilizan el hidrógeno como combustible para suministrar calefacción:

2.2.1.1 Calderas de hidrógeno

Las calderas y hornos de gas existentes pueden funcionar con mezclas de hidrógeno a niveles bajos. Una mayor concentración de hidrógeno tiene un índice de Wobbe similar al del gas natural, pero se requiere un quemador diferente debido a la mayor velocidad de la llama del hidrógeno [141]. Existen quemadores catalíticos en desarrollo que eliminan la formación de NO_x , pero son menos potentes y requieren una mayor pureza del hidrógeno [142].

2.2.1.2 Celda de combustible CHP

Los sistemas de producción combinada de calor y electricidad (CHP) coproducen electricidad y calor con un alto rendimiento a través de motores o celdas de combustible. Las celdas de combustible utilizan un proceso electroquímico para convertir la energía química del combustible en electricidad. Las tecnologías de cogeneración ofrecen una mayor eficiencia combinada que las centrales eléctricas tradicionales y las calderas de condensación. Los sistemas de cogeneración con celdas de combustible ofrecen un mayor rendimiento eléctrico y menos emisiones en comparación con otros sistemas de cogeneración. La Tabla 33 ofrece una visión general del funcionamiento de las celdas de combustible en aplicaciones de cogeneración. La mayoría de los sistemas de cogeneración con celdas de combustible instalados que funcionan actualmente en Estados Unidos se utilizan en edificios comerciales e institucionales en los que coincide una demanda relativamente alta de electricidad y energía térmica [143].

Las PEMFC y las SOFC se suelen utilizar para sistemas residenciales, mientras que las SOFC, las PAFC y las MCFC se están utilizando para sistemas comerciales de mayor tamaño. Las celdas de combustible son más adecuadas para edificios bien aislados y con menor carga térmica. Los sistemas de cogeneración con celdas de combustible son actualmente caros, pero se espera que su coste disminuya con el creciente despliegue de esta tecnología en Japón y Europa. Los sistemas de cogeneración existentes funcionan sobre todo con gas natural, pero podrían pasar al hidrógeno con pocas modificaciones [65]. El resumen del rendimiento de la cogeneración con celdas de combustible para aplicaciones residenciales y comerciales figura en la Tabla 34.

Tabla 33 Atributos de las celdas de combustible para aplicaciones de cogeneración [143]

Atributos	Características
Rango de tamaños	Las celdas de combustible para la cogeneración están disponibles con capacidades de 5 a 2.800 kW
Potencia térmica	El calor de las celdas de combustible configuradas para la cogeneración puede recuperarse para producir agua caliente, vapor a baja presión (<30 psig) y agua fría (con una enfriadora de absorción)
Funcionamiento con carga parcial	Las celdas de combustible tienen un buen rendimiento con carga parcial. Al 50% de la carga completa, la eficiencia de una celda de combustible suele disminuir menos del 2% en comparación con el valor a plena carga
Combustible	La mayoría de las celdas de combustible para aplicaciones de cogeneración utilizan gas natural o biogás. El gas se transforma en hidrógeno y éste se hace reaccionar para generar electricidad.
Fiabilidad	Las celdas de combustible utilizan un proceso electroquímico con pocas piezas móviles y ofrecen una gran fiabilidad. Aunque el desgaste mecánico no es un problema, las celdas de combustible requieren la sustitución periódica o el reacondicionamiento de los catalizadores y las celdas de combustible
Otros	Las celdas de combustible son silenciosas, tienen bajas emisiones y producen energía de alta calidad

Tabla 34 Resumen del rendimiento de la cogeneración con celdas de combustible para aplicaciones residenciales y comerciales.

	Unidad	PEMFC	SOFC	PAFC	MCFC
Aplicación		Res	Res/Com	Com	Com
Capacidad eléctrica	kW	0.75–2	0.75–250	100-400	300+
Capacidad térmica	kW	0.75–2	0.75–250	110-450	450+
Eficiencia eléctrica	LHV	35–39%	45–60%	42%	47%
Eficiencia térmica	LHV	55%	30-45%	48%	43%
Vida útil prevista	'000 horas	60–80	20-90	80-130	20
	años	10	3-10	15-20	10
Tasa de degradación	Por año	1%	1-2.5%	0.5%	1.5%

Las celdas de combustible residenciales tienen la mayor cuota de mercado para los sistemas de microcogeneración. Las celdas PEMFC son la tecnología dominante que puede ofrecer una alta eficiencia, fiabilidad, durabilidad, rápida puesta en marcha y apagado y una temperatura de funcionamiento más baja, en torno a los 80°C. Las PEMFC tienen una mayor eficiencia térmica, pero una menor eficiencia eléctrica en comparación con otros tipos. La micro cogeneración con celdas de combustible podría ser competitiva en costes con otras tecnologías de calefacción entre 2025 y 2050. Los sistemas de cogeneración y las celdas de combustible MCFC y PAFC también son populares en el sector comercial. Estos dos tipos de sistemas tienen un funcionamiento estable, catalizadores más baratos y altas eficiencias. Sin embargo, sus complejos subsistemas no se adaptan bien a aplicaciones más pequeñas, como los sistemas residenciales. La Figura 45 muestra el coste y las emisiones de carbono de la calefacción de un hogar típico en el Reino Unido en 2020. Las bombas de calor y los sistemas híbridos cuestan menos que las tecnologías basadas únicamente en el hidrógeno.

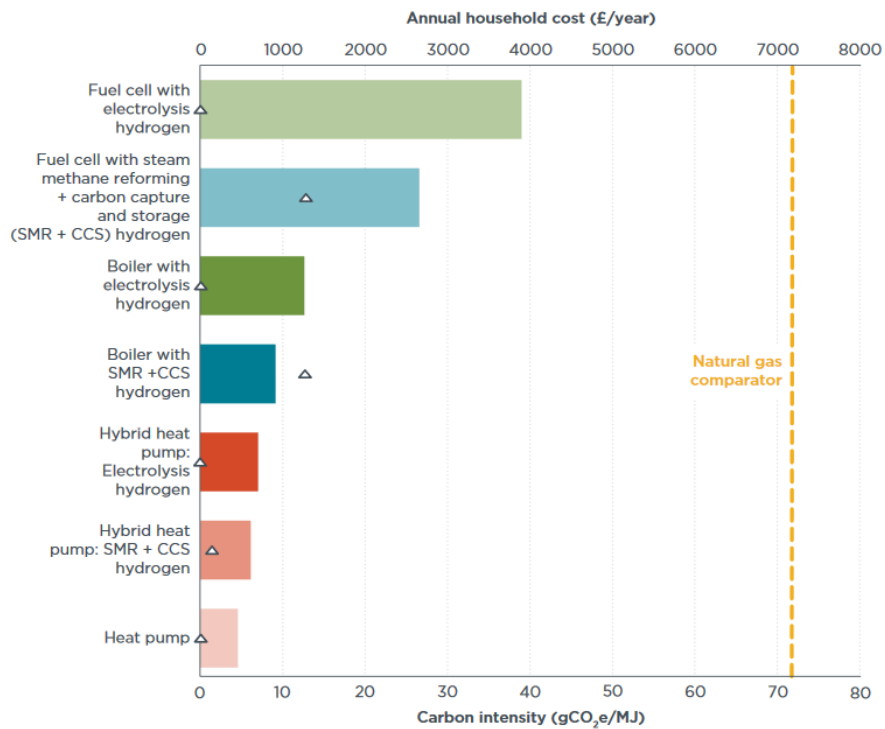


Figura 45 Comparación de costes e intensidades de carbono de diferentes opciones tecnológicas para calentar un hogar durante un año en el Reino Unido en 2050. Los triángulos muestran la intensidad de carbono de las diferentes vías junto con un comparador de gas natural [144]

El desglose de los componentes del coste de las diferentes tecnologías de calefacción para un hogar típico en el Reino Unido se muestra en la Figura 46. En el caso de la vía del hidrógeno, se supone que el hidrógeno se produce a partir del reformado de metano al vapor con CAC. El combustible de cada tecnología de calefacción constituye la mayor parte del coste. La celda de combustible es la tecnología más cara, mientras que la bomba de calor es la opción más barata.

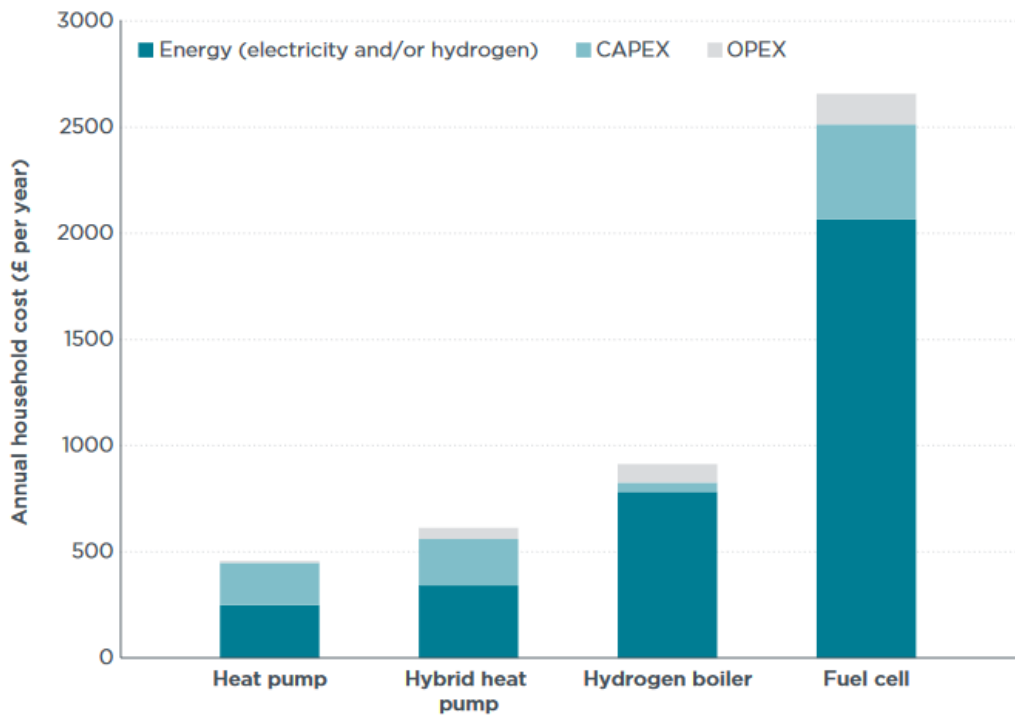


Figura 46 Componentes del coste de la bomba de calor, la bomba de calor híbrida, la caldera de hidrógeno y la celda de combustible [144]

2.2.1.3 Problemas de seguridad en el uso de calderas de hidrógeno y aparatos de combustión de hidrógeno

El hidrógeno y el gas natural tienen diferentes propiedades físicas y químicas que afectan a la forma en que se pueden manejar con seguridad. El hidrógeno no es tóxico y no produce CO cuando se quema. Esto significa que no hay riesgo de intoxicación por CO si el hidrógeno se quema en los aparatos. Sin embargo, al ser tan ligero, cuando hay una fuga, se disipa más rápidamente. Además, arde con una llama invisible, se fuga unas tres veces más rápido que el gas natural y también tiene una energía de ignición menor [145].

En cuanto a los problemas de detección de la llama, se sugieren materiales termo crómicos como medio para indicar que un aparato está encendido y detectores de rayos UV y de temperatura para su uso en calderas. Una evaluación de riesgos realizada en el marco del programa HY4Heat determinó que el uso de dos válvulas de exceso de flujo (EFV) podría reducir el riesgo de fugas al mismo nivel que el gas natural. Las EFV, una instalada arriba del contador y la otra situada dentro de la instalación del contador inteligente, limitarían el caudal hacia la tubería de servicio del edificio [146]. Cuando el hidrógeno se quema en oxígeno puro, el vapor de agua es el único producto. Sin embargo, en las calderas de hidrógeno, la combustión del hidrógeno tendrá lugar en presencia de aire. Como el hidrógeno arde con una llama muy caliente, la reacción resultante puede producir NO_x, que es un contaminante atmosférico regulado a nivel mundial. Además, las medidas de seguridad para un ensayo comunitario requerirían el cumplimiento de los reglamentos y normas actualmente vigentes para los aparatos de gas natural. Los aparatos de hidrógeno deben incluir dispositivos de fallo de llama y cumplir con la norma PAS4444. La ventilación adecuada en las

viviendas, la inspección de las tuberías internas, la inclusión de odorantes en la mezcla de gases y las alarmas de detección de hidrógeno son otras medidas recomendadas para la seguridad.

2.2.2 Calor de procesos industriales

Las industrias pesadas fabrican productos que son cruciales para nuestro estilo de vida moderno y los principales componentes de muchos productos, pero también son responsables de casi el 40% de las emisiones mundiales de CO₂. La siderurgia, los productos químicos y petroquímicos, el cemento y la cal y el aluminio representan alrededor de las tres cuartas partes de las emisiones industriales totales y se encuentran entre las más difíciles de descarbonizar [147]. Las razones por las que son difíciles de descarbonizar son factores técnicos como la necesidad de calor de muy alto grado, las emisiones de CO₂ de los procesos y factores económicos como la intensidad de capital, los bajos márgenes de beneficio, la larga vida de los activos y la exposición comercial.

Las estrategias de descarbonización profunda para las industrias pesadas como uno de los principales emisores de CO₂ pueden seguir dos vías distintas [148]:

- 1- Cambiar los procesos existentes para disminuir su dependencia de los combustibles fósiles mediante la electrificación, ya sea directamente o a través del hidrógeno producido por electrólisis.
- 2- Mantener los procesos existentes y abordar las emisiones mediante una combinación de CAC/CCSU y un cambio a fuentes renovables para la energía de proceso.
- 3- El uso del hidrógeno en la economía actual está dominado por las aplicaciones industriales. Los cuatro principales usos del hidrógeno en la actualidad, tanto en forma pura como mixta, son el refinado de petróleo (33%), la producción de amoníaco (27%), la producción de metanol (11%) y la producción de acero (3%). En esta sección se revisará el uso final del hidrógeno como calor de proceso. El uso del hidrógeno como materia prima para la producción química no se tratará en este informe, pero debido a la gran aplicación del hidrógeno en el proceso de refinado del petróleo en Colombia, se dedicará una sección adicional a la visión general de este proceso. El papel del hidrógeno en la actualidad y a largo plazo, así como las oportunidades y los retos del suministro de hidrógeno con bajas emisiones de carbono para la producción de hierro y acero y los demás sectores industriales que necesitan el hidrógeno como fuente de calor a alta temperatura se resumen la tablaTabla 35.

Tabla 35 Resumen del uso del hidrógeno en aplicaciones industriales y su potencial futuro [149]

Sector	Rol actual del hidrógeno	Demanda del hidrógeno al 2030	Demanda al largo plazo	Suministro de hidrógeno bajo en carbono	
				Oportunidades	Desafíos
Producción de hierro y acero	El 7% de la producción de acero primario se realiza por la vía de la reducción directa del hierro (DRI), que requiere hidrógeno. La ruta de los altos hornos produce un	Una duplicación con las políticas actuales, ya que la ruta DRI se utiliza más, en relación con la ruta de los altos hornos actualmente dominante	La demanda de acero sigue aumentando, incluso después de tener en cuenta la mayor eficiencia de los materiales. La producción basada al 100% en el hidrógeno podría	Reequipar las instalaciones de DRI con CCUS. Alrededor del 30% del gas natural puede sustituirse por hidrógeno electrolítico en	Todas las opciones requieren mayores costes de producción y/o cambios en los procesos. Se prevé que las aplicaciones directas del CCUS tengan costes más bajos, aunque éstos son muy inciertos.

	subproducto de hidrógeno en forma de mezcla de gases, que suele utilizarse in situ.		aumentar drásticamente la demanda de hidrógeno bajo carbono a largo plazo.	la ruta actual de DRI. Convertir completamente en las plantas siderúrgicas para utilizar el hidrógeno como agente reductor clave.	Competencia a largo plazo de la electrificación directa.
Calor de alta temperatura (excluyendo productos químicos y hierro y acero)	Prácticamente no se produce hidrógeno para generar calor. Utilización limitada de los gases residuales que contienen hidrógenos procedentes de los sectores siderúrgico y químico.	Aumento del 9% de la demanda de calor de alta temperatura con las políticas actuales. No hay usos adicionales del hidrógeno sin un apoyo político significativo.	Es probable que la demanda de calor siga aumentando, lo que supone una oportunidad para el hidrógeno si puede competir en costes en el entorno político actual.	El hidrógeno de cualquier fuente podría sustituir al gas natural, por ejemplo, en agrupaciones industriales o cerca de los conductos de hidrógeno. Las mezclas con gas natural son más sencillas, pero menos beneficiosas para el medio ambiente	Se espera que el hidrógeno compita mal con la biomasa y el CCUS directo en general, pero puede resultar competitivo con la electrificación directa. Los cambios completos de combustible, o CCUS, tienden a implicar una inversión significativa.

Calor de alta temperatura para industrias

Las industrias necesitan diferentes grados de calor para diversos procesos. El calor industrial puede clasificarse como:

- Calor de alta temperatura, >400°C
- Calor a media temperatura, 100-400°C
- Calor a baja temperatura, <100°C

Existen muchas vías de descarbonización para producir calor de baja y media temperatura sin necesidad de hidrógeno, como puede verse en la Figura 47. La combustión de hidrógeno produce un calor de alto grado que casi satisface todas las aplicaciones de la industria pesada [54]. Más del 85% del calor industrial se consume en la siderurgia, la química y el cemento. La electricidad también puede utilizarse para el calor de alta temperatura, ya que tiene las ventajas de la capacidad de regulación precisa de la temperatura y los menores costes de mantenimiento. Sin embargo, la electrificación del calor de alta temperatura requiere un rediseño del equipo industrial y, por tanto, un mayor coste de capital. El coste genérico del calor para aplicaciones industriales se resume en la Tabla 36.

Tabla 36 El coste genérico del calor industrial [150]

Opción de calor	Costo mínimo (\$/GJ)	Costo máximo (\$/GJ)
SMR de hidrógeno (sin CCUS)	8.8	12.5
SMR de hidrógeno (53% CCUS)	11.0	14.7

SMR de hidrógeno (89% CCUS)	14.2	17.9
Hidrógeno renovable	40	69
Biomasa	15	29
Nuclear avanzado	8.8	13.8
Calefacción eléctrica (60-120 \$/MWh)	16.7	33.3
Calefacción eléctrica (40-90 \$/MWh)	11.1	25

En esta sección, se discutirá el papel del hidrógeno en la descarbonización de las industrias que requieren calor de alto grado, como el aluminio, el hierro y el acero y el cemento/la cal.

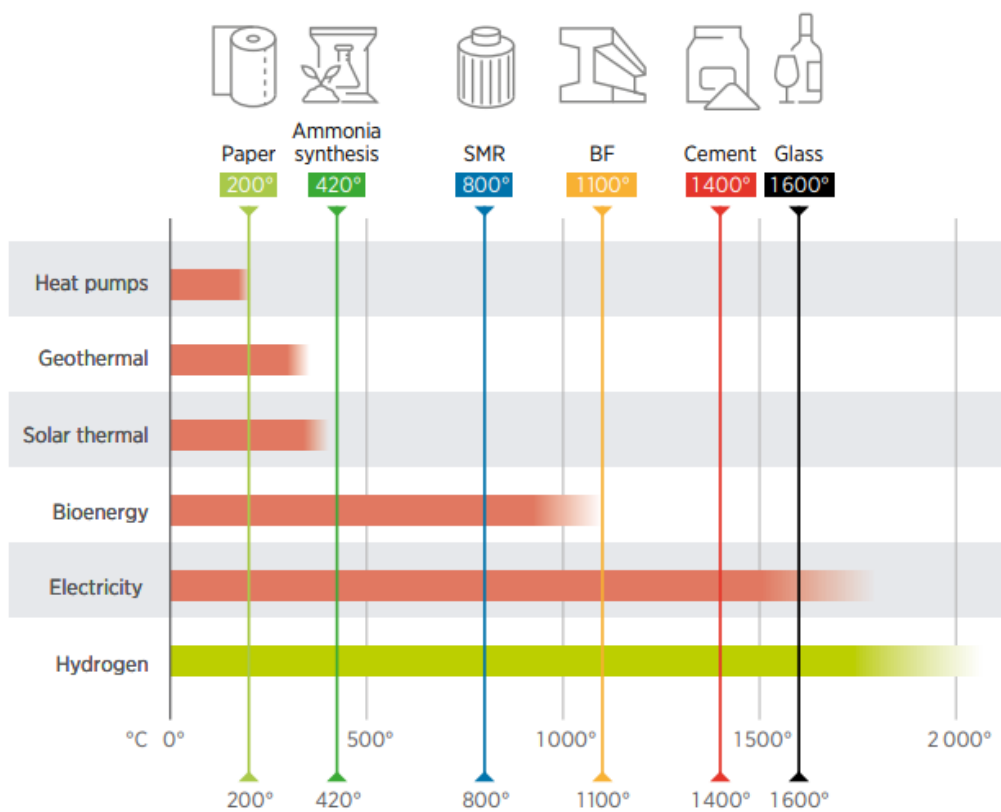


Figura 47 Temperaturas de trabajo de las tecnologías de calor renovable seleccionadas y requisitos de temperatura de las industrias seleccionadas [54]

2.2.3.1 Alúmina/aluminio y otros minerales no ferrosos

El mundo depende en gran medida del aluminio, ya que este metal es el segundo más utilizado en el mundo por su masa. El uso de este metal es fundamental para varias industrias vitales, como la construcción, el transporte y la transmisión de energía. El uso final global del aluminio por parte de diferentes sectores se muestra en la Figura 48. Los sectores del transporte y la construcción son los mayores consumidores de aluminio del mundo.

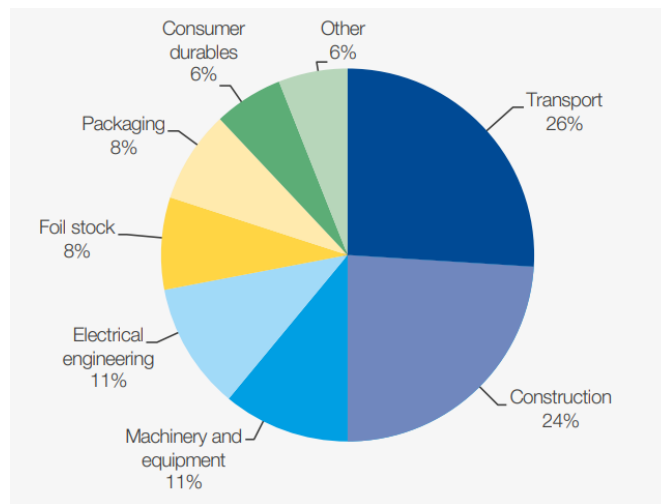


Figura 48 Uso final mundial del aluminio en 2019 [151]

En la actualidad, la industria del aluminio es responsable de la emisión de unos 1.100 millones de toneladas de CO₂e al año, lo que equivale al 2% de las emisiones antropogénicas mundiales de gases de efecto invernadero, y se prevé que aumente hasta un 50% de aquí a 2050 [152]. Mientras la industria trabaja para reducir las emisiones en un 80% aproximadamente, se prevé que la demanda de productos de aluminio crezca.

El refinado de la alúmina es un proceso que requiere mucha energía y necesita vapor a alta presión en el proceso de calcinación. La calcinación es la última etapa del proceso Bayer para producir alúmina a partir de la bauxita. A continuación, la alúmina puede convertirse en aluminio en el proceso de fundición mediante el proceso de fundición electroquímica de Hall-Héroult. La calcinación calienta el hidróxido de aluminio de la etapa de precipitación anterior a temperaturas de hasta 1100°C para formar alúmina anhidra. El combustible que predomina actualmente en este proceso es el gas natural. La alúmina tiene un punto de fusión elevado, >2050°C, y es un compuesto

químicamente estable, por lo que se requiere una cantidad de energía muy elevada para producir alúmina y aluminio a partir de la alúmina.

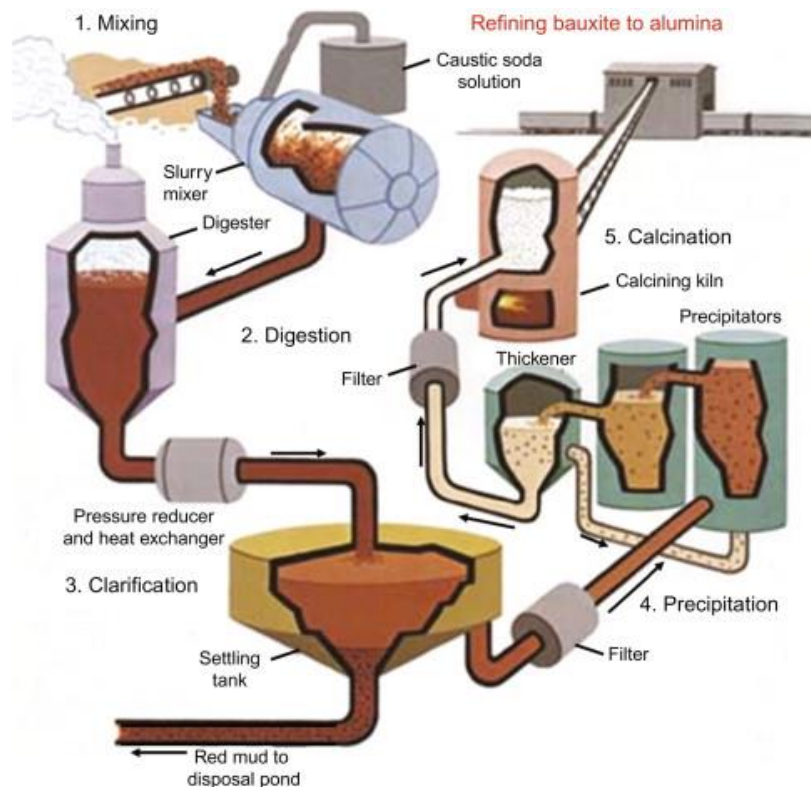


Figura 49 El proceso Bayer para producir alúmina a partir de bauxita [153]

Los cinco pasos de la producción de alúmina mediante el proceso Bayer se muestran en la Figura 49. Las 5 etapas del proceso son:

1- Trituración, molienda y des-silicación

El mineral de bauxita se pulveriza primero y se muele para reducir el tamaño de las partículas del mineral. La energía necesaria para esta parte del proceso procede de la electricidad necesaria para los molinos y de la energía de calentamiento para mantener el lodo a 90- 100°C.

2- Digestión

Se necesita una solución de hidróxido de sodio concentrado caliente a 110-270 °C bajo presión para solubilizar y extraer el compuesto que contiene aluminio. Estas condiciones se mantienen durante un tiempo que oscila entre media hora y varias horas. Sin embargo, el lodo caliente que contiene la solución de aluminato de sodio pasa por una serie de tanques de destello que reducen la presión y recuperan el calor que puede utilizarse en el proceso de refinado.

3- Aclaración

El lodo se bombea a un tanque donde la solución se clarifica, ya que las impurezas de óxido insolubles no se disuelven en la soda cáustica y se separan del líquido fértil que contiene aluminato de sodio mediante un proceso conocido

como sedimentación. El clarificador es la única parte que necesita energía para esta sección.

4- Precipitación

El líquido filtrado y enfriado procedente de la etapa de clarificación se bombea a través de tanques de precipitación. No se necesita energía para esta etapa.

5- Calcinación

En esta etapa, se utilizan hornos rotatorios, calcinadores de gas estacionarios o calcinadores de lecho fluidizado para calcinar el hidróxido de aluminio hasta el óxido de aluminio anhidro a una temperatura de hasta 1100°C. La etapa de calcinación consume alrededor del 25% de todo el proceso de Bayer.

La producción de aluminio a partir de la alúmina se lleva a cabo mediante un método de fundición conocido como proceso Hall-Héroult, como se muestra en la Figura 50. El proceso se inicia con la disolución de la alúmina en criolita, un disolvente fundido. El proceso electroquímico produce el aluminio y el dióxido de carbono a partir de la unión del carbono del ánodo con el componente de oxígeno de la alúmina. Este proceso tiene lugar a altas temperaturas, entre 940 y 980°C.

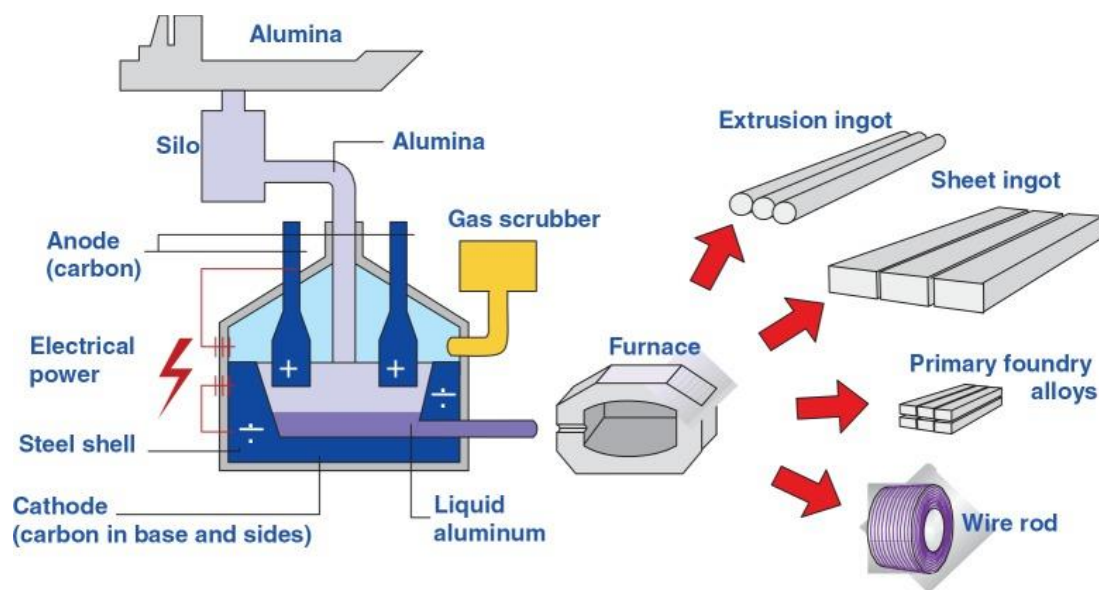


Figura 50 El proceso de producción de aluminio a partir de alúmina [154]

La huella de carbono de la industria del aluminio

La Figura 51 muestra las fuentes de emisiones de CO₂ para la industria del aluminio. Las emisiones de CO₂ procedentes del proceso se dividen en dos categorías:

- Emisiones directas (alcance 1)
 - I. consumo de ánodos de carbono durante la fundición de aluminio
 - II. generación de energía térmica para procesos de alta temperatura
- Emisiones indirectas (alcance 2): provienen principalmente del consumo de electricidad

La energía eléctrica es el mayor tipo de energía requerida para el proceso de fundición del aluminio, con un 77% del total de las emisiones de CO₂ del sector del aluminio generadas en el proceso de fundición[155]. Se necesita una gran cantidad de energía eléctrica para reducir la alúmina a aluminio. Las fundiciones más modernas necesitan cerca de 13-14 kWh de electricidad para producir 1 kg de aluminio a partir de alúmina [156]. Debido a esta gran dependencia de la electricidad, la vía de descarbonización dependerá del tipo de energía disponible. Alrededor de un tercio de la industria del aluminio depende de la red eléctrica, mientras que los otros dos tercios utilizan fuentes de energía cautivas. En la actualidad, hay una gran dependencia del uso de la energía del carbón, debido a las centrales de carbón cautivas en China [152]. Mientras que las emisiones indirectas debidas al consumo de electricidad tienen un gran potencial para reducir la huella del sector en un ~60%, las emisiones directas también deben abordarse (~30-35%).

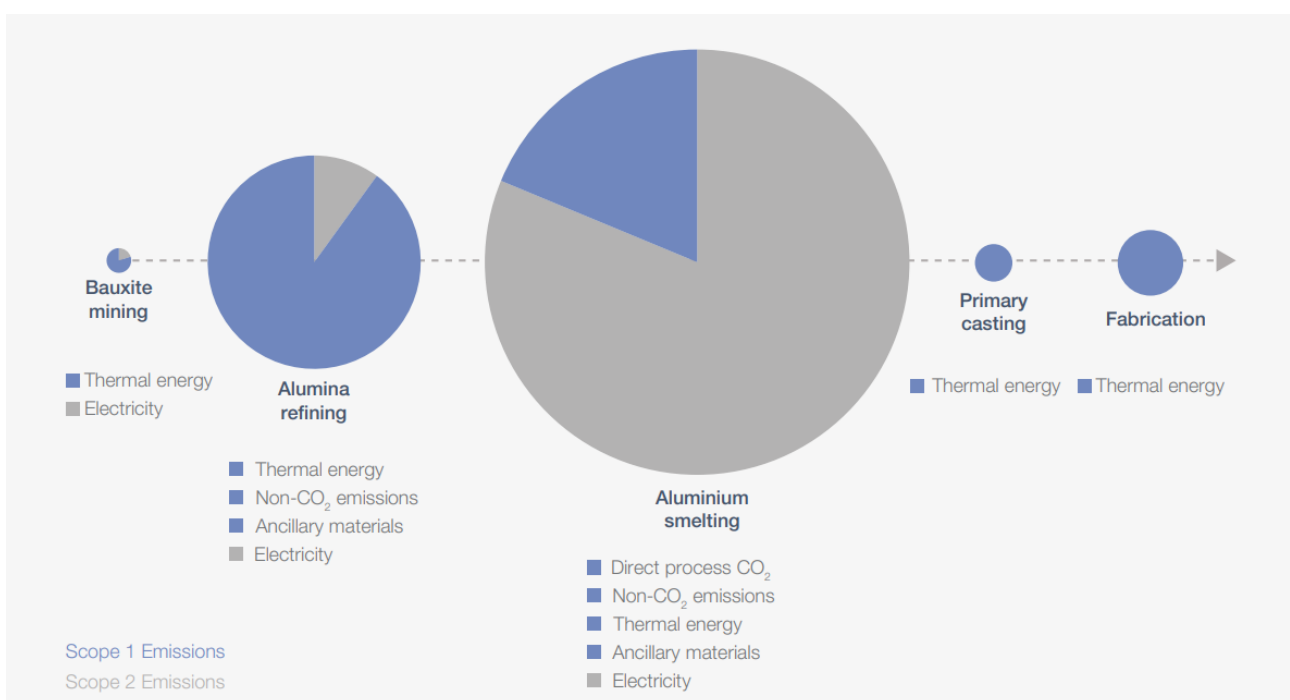


Figura 51 Emisiones de CO₂ en el proceso de producción de aluminio primario [151]

El potencial de impacto del hidrógeno en la industria del aluminio

El hidrógeno tiene el potencial de proporcionar un combustible alternativo a la industria del aluminio para reducir sus emisiones directas. El hidrógeno tiene el potencial de utilizarse en cuatro de los cinco procesos mencionados que se muestran en la Figura 51 que incluye, la extracción de bauxita, el refinado de alúmina, la fundición primaria y la fabricación [157]. Mientras que el hidrógeno podría teóricamente proporcionar energía a todos los procesos de energía térmica y podría ser beneficioso para reducir hasta 183 Mt de CO₂, en la mayoría de los casos la electrificación sigue siendo una solución más eficiente para la mayoría de los procesos de calor bajo y medio. La razón son las pérdidas de conversión de hasta un 20-40% para la conversión de electricidad en hidrógeno [57].

La producción de hidrógeno verde mediante el proceso de electrólisis está madura en el TRL de 8-

9. El uso del hidrógeno como fuente de combustible para producir calor a alta temperatura para uso industrial es teóricamente posible, aunque desde el punto de vista de la aplicación todavía se encuentra en un TRL bajo de 2-3. Incluso si se probara a escala para otras industrias, en la industria del aluminio se requerirá ingeniería y diseño adicionales para ajustar el hidrógeno como combustible.

Rio Tinto, uno de los principales productores de aluminio, se ha asociado con la Agencia Australiana de Energías Renovables (ARENA) para estudiar si el hidrógeno pudiera sustituir al gas natural en las refinerías de alúmina para reducir las emisiones. Se trata de un estudio de viabilidad de 1,2 millones de dólares financiado por ARENA y una subvención para explorar las posibilidades de sustituir el gas natural por el hidrógeno en la fase de calcinación de la producción de alúmina en la refinería de alúmina de Yarwun, en Gladstone (Australia) [158].

2.2.3.2 Hierro y acero

El acero es la materia prima más comercializada del mundo después del petróleo [159]. En 2019, el 8% del total de la energía mundial se utilizó en la industria del acero. Aproximadamente tres cuartas partes de las necesidades energéticas de las industrias siderúrgicas se cubren con carbón y coque producido a partir de carbón [160]. En la actualidad, el carbón se utiliza en la producción de hierro y acero como fuente de energía y como materia prima para la conversión del mineral de hierro en hierro. El hidrógeno puede desempeñar ambas funciones, lo que permite eliminar la mayor parte del CO₂ liberado por el uso del carbón. Sin embargo, todavía se necesitaría una pequeña cantidad de carbón para producir acero, que es una aleación de hierro y carbono [161].

El hierro se produce a partir del mineral de hierro en forma principalmente de magnetita (Fe₃O₄) y hematita (Fe₂O₃). El acero se produce a partir del hierro y se le añaden otros metales, como el carbono, para mejorar su resistencia, maleabilidad y dureza. El acero se produce por dos vías principales:

- 1) El horno alto integrado-horno básico de oxígeno (BF - BOF) y
- 2) Horno de arco eléctrico de hierro reducido directamente (DRI - EAF).

El esquema del camino del hierro al acero acabado a través de los dos métodos mencionados se ilustra en la Figura 52.

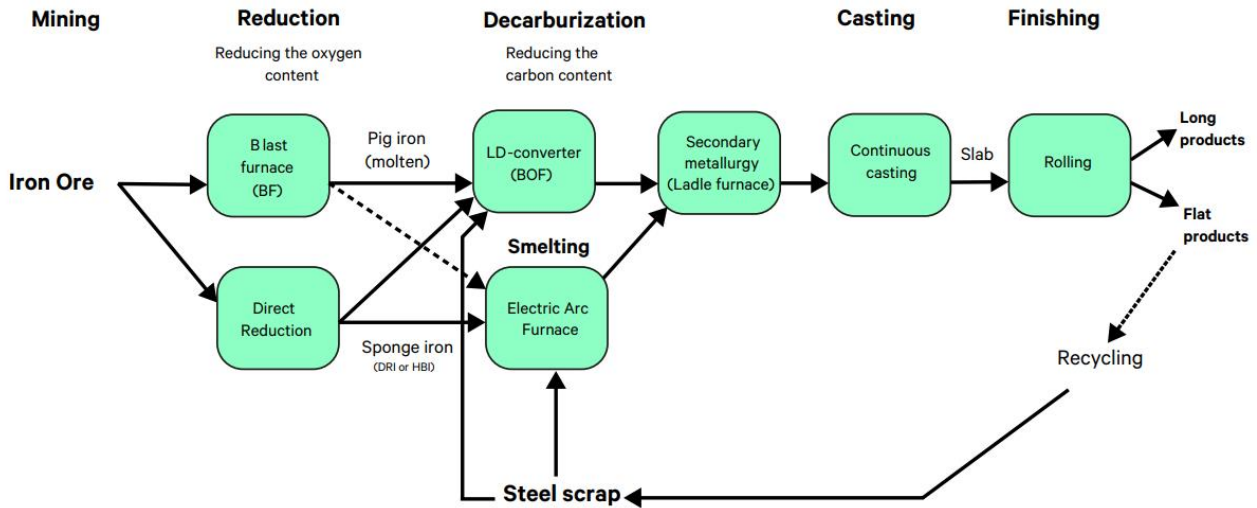


Figura 52 Las rutas más comunes - Del mineral de hierro al acero acabado [162]

La ruta BF-BOF produce acero a partir de mineral de hierro, coque, piedra caliza y acero reciclado. En esta ruta, el coque se utiliza como fuente de energía y como reductor. La emisión de CO₂ de esta ruta es de unas 2 toneladas de CO₂ por tonelada de acero [163]. En un alto horno a una temperatura de 1000°C o superior, el mineral de hierro se convierte en hierro elemental tras la ruptura del enlace entre el hierro y el oxígeno. Para completar la reacción se necesita un agente reductor que tome el oxígeno del hierro. En la siderurgia, el agente reductor suele ser el carbono. El carbono se presenta normalmente en forma de coque, carbón refinado que ha sido calentado para eliminar las impurezas y aumentar el contenido de carbono puro. El óxido de hierro y el coque entran en el alto horno junto con el óxido de calcio como fundente. El arrabio fundido, la escoria fundida y el CO₂ salen del horno. El CO₂ producido en este proceso procede de dos fuentes, la combustión de combustible para el suministro de calor al horno y la producción química del proceso químico. El arrabio que sale del alto horno contiene más carbono que el acero acabado. A este paso le sigue un horno de oxígeno básico. El exceso de carbono y otras impurezas se eliminan en esta fase calentando el arrabio en presencia de una pequeña cantidad de chatarra con oxígeno puro [164, 165].

En el sector del acero, hay dos vías principales para el uso del hidrógeno como reactivo:

- 1- El hidrógeno puede inyectarse en el alto horno existente para crear calor y eliminar el oxígeno del mineral de hierro en bruto. Sin embargo, como la materia prima con alto contenido en carbono permanece en el proceso, este uso del hidrógeno sólo supondrá una reducción del 20% en comparación con el proceso normal de fabricación de acero [166]
- 2- En la segunda vía, a través de la reducción directa del hierro (DRI) en un horno de cuba, se puede utilizar el hidrógeno como principal agente reductor [167]. La esponja de hierro producida se utiliza entonces en el horno de arco eléctrico para producir acero. Este método podría proporcionar una reducción significativa de las emisiones de hasta el 90-95% si el hidrógeno utilizado en el proceso es totalmente neutro en carbono [168]. Aunque se podría conseguir una importante reducción de las emisiones en la primera fase de este proceso, sigue siendo necesario añadir algunos materiales que contienen carbono durante la segunda fase de la reacción en el horno de arco eléctrico.

El segundo método tiene una gran posibilidad de reducir las emisiones utilizando hidrógeno en el proceso. Sin embargo, si se utiliza el hidrógeno renovable, se necesita una cantidad importante de electricidad renovable para:

- Producir el hidrógeno necesario para la reducción directa del mineral de hierro
- Para alimentar el horno de arco eléctrico y otros componentes del proceso de fabricación del acero

En 2016, las empresas suecas LKAB, SSAB y Vattenfall desarrollaron un proceso de producción de acero sin combustibles fósiles en Suecia. El proceso Hydrogen Breakthrough Ironmaking Technology (HYBRIT) sustituye el carbón por el hidrógeno para la reducción directa del hierro combinada con un EAF. Se espera que este proceso reduzca las emisiones de CO₂ en todas las fases de la siderurgia, incluidas la peletización, la reducción y la producción de acero bruto [162]. Algunas de las principales actividades mundiales dedicadas a la reducción de las emisiones de CO₂ en las industrias siderúrgicas se resumen en la Tabla 37.

Tabla 37 Principales actividades mundiales en torno a la reducción de las emisiones de carbono en los sectores del hierro y el acero [169]

Proyecto	Inventores	Tecnología	Resultados
Vinculado a GrInHy (Green Industrial Hydrogen) para producción de hidrógeno	Salzgitter AG, Fraunhofer.	Basado en la fabricación de acero DRI-EAF a base de hidrógeno. El proyecto está vinculado al proyecto GrInHy, para la producción de hidrógeno industrial verde	La reducción de CO ₂ estimada es: -26% de CO ₂ en comparación con la producción actual de BF-BOF. -82% de CO ₂ si se opera con un 55% de H ₂ ; -95% de CO ₂ si se opera con el 100% de H ₂ .
Vinculado a H ₂ futura tecnología del hidrógeno	Grupo Voestalpine, Centro de Competencia Metalúrgica K1-MET, Primetals, MUL	Basado en la fabricación de acero DRI-EAF a base de hidrógeno (proceso de fundición por plasma de hidrógeno: HPSR) El proyecto está vinculado a la futura tecnología del hidrógeno H ₂	-
Tecnología de fabricación de hierro con hidrógeno (HYBRIT)	LKAB, SSAB y Vattenfall	No hay decisión sobre el tipo de producción de hidrógeno	La demanda energética estimada es -menor demanda de energía primaria: de aprox. 5200 a 600 kWh por tonelada de acero -mayor demanda de electricidad, de aproximadamente 200 a 3500 kWh

La reducción directa del mineral de hierro para el proceso de fabricación de acero mediante la ruta DRI-EAF se denomina ruta DRI-EAF de hidrógeno verde. El esquema del proceso se compara con los otros métodos convencionales de producción de acero como se muestra en la Figura 53.

La Tabla 38 muestra las intensidades energéticas de los procesos BF-BOF y DRI-EAF utilizando diferentes fuentes de combustible y materia prima.

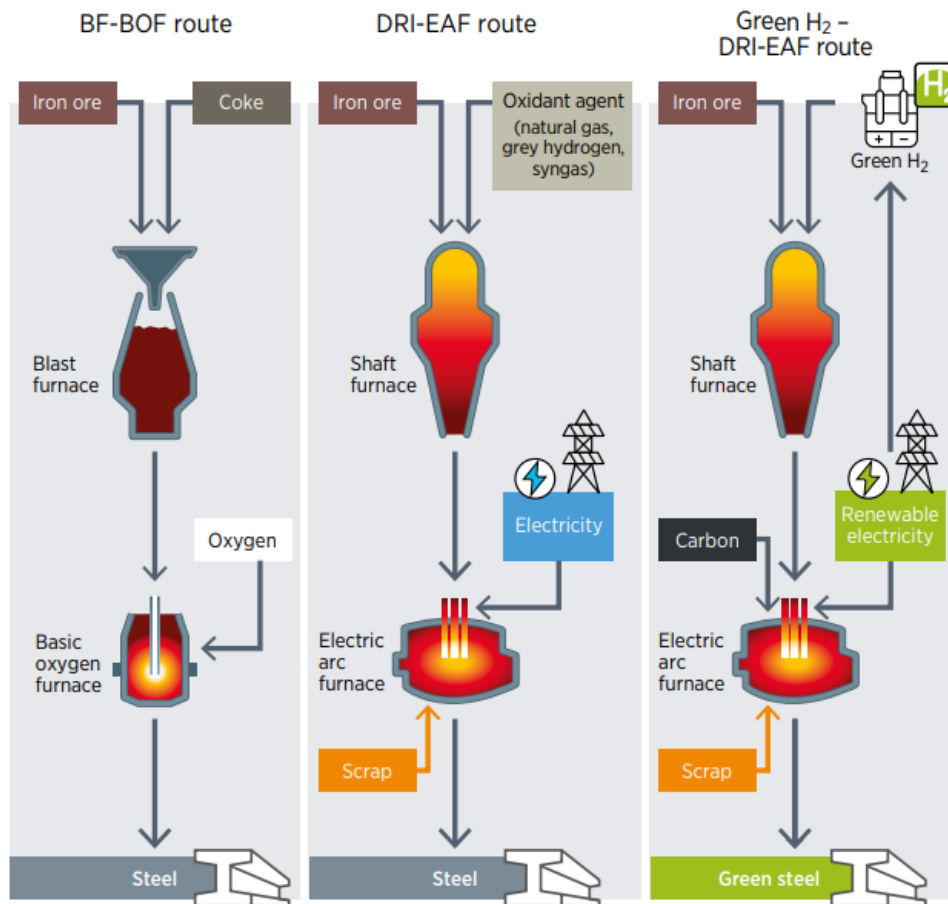


Figura 53 Principales vías de producción de acero [54]

Tabla 38 Intensidades de energía y emisiones del proceso de fabricación de acero BF-BOF y DRI-EAF [127]

Insumos y materias primas	BF-BOF		Gas natural DRI-EAF		H ₂ DRI-EAF
	Energía (GJ/ton de acero)	Emisiones (kgCO ₂ / ton de acero)	Energía (GJ/ton de acero)	Emisiones (kgCO ₂ / ton de acero)	Energía (GJ/ton de acero)
Electricidad	0.7	87	2.5	312	2.9
Carbón	18	1592	0.5	44	-
Gas natural	1.0	50	10.1	508	
Hidrógeno					8.2
Biomasa					2
Total	19.7	1730	13.1	864	13.1

2.2.3.3 Cemento y cal

El cemento es el material artificial más utilizado y es el ingrediente clave del hormigón. El hormigón y el cemento son materiales clave en edificios, carreteras y otras infraestructuras. La fabricación de cemento es el segundo mayor emisor industrial de gases de efecto invernadero, después de la siderurgia, y representa el 7% del uso total de energía industrial (10,7 hexaJoules (EJ)) [170]. Como las economías siguen creciendo, se espera que la demanda de hormigón y cemento aumente entre un 12 y un 23% para 2050 en comparación con 2014. El hormigón suele tener entre un 10 y un 15% de cemento y el cemento une la arena y la grava en el hormigón [171].

El cemento Portland, el tipo más común de cemento, implica una reacción química que produce CO₂. Aparte de esta reacción, hay algunas emisiones derivadas del uso de energía en el proceso. El proceso de fabricación del cemento implica varias etapas:

1. El aporte de piedra caliza y otros minerales
2. Molienda y precalentamiento
3. Calcinación de piedra caliza a 900°C
4. Producción de clinker en un horno a 1450°C
5. Enfriamiento, mezcla y almacenamiento del cemento

El hidrógeno tiene un uso limitado en la industria del cemento como materia prima, ya que no puede utilizarse como reactivo o ingrediente en la fabricación de cemento. Sin embargo, dado que aproximadamente el 85% del calor necesario para este sector es calor de alto grado, el hidrógeno ofrece una gran oportunidad de descarbonización para este sector [172]. Con las modificaciones adecuadas en los equipos, el hidrógeno de bajas emisiones podría sustituir a los combustibles fósiles para reducir las emisiones de calor en la producción de cemento. BNEF (2020) descubrió que el hidrógeno con cero emisiones de carbono a un precio de entrega de 1 dólar/kg de H₂ sería una fuente de calor rentable para la producción de cemento si hubiera un precio del carbono de 60 dólares/t de CO₂ [173].

En los últimos años, los expertos han estado trabajando en el desarrollo de algunos hornos de cemento de alto grado utilizando combustibles alternativos para reducir algunas emisiones procedentes de la industria del cemento. Por ejemplo, Heidelberg Cement, en el Reino Unido, participa en un proyecto de investigación sobre el uso de combustibles neutros (sin aporte de carbono) en la producción de cemento. El proyecto investiga el potencial de reducción de las emisiones de carbono pasando de los combustibles fósiles a la tecnología de hidrógeno y plasma [174].

Sin embargo, existen algunas limitaciones y desafíos en el uso del hidrógeno en los hornos de cemento:

1. La dispersión de la llama y las propiedades del hidrógeno son diferentes a las de los demás combustibles utilizados actualmente.
2. El hidrógeno podría no ser suficiente para calentar el horno de cemento o ser adecuado para el quemador utilizado en la producción de clinker.

3. Para superar algunas de estas limitaciones, los investigadores se centran actualmente en combinar el hidrógeno con otros combustibles bajos en carbono, como la biomasa.

La reacción fundamental en la producción de cemento consiste en calentar la piedra caliza (CaCO_3) en un horno a una temperatura de 1400-1500°C para producir CaO y CO_2 . El 60% de las emisiones de CO_2 de todo el proceso procede de la calcinación de la piedra caliza, y el resto de las emisiones procede de los combustibles fósiles utilizados para calentar el horno [165]. Se están desarrollando tecnologías para capturar el CO_2 del proceso de calcinación mediante CCUS de bajo coste y utilizar un combustible bajo en carbono, como el hidrógeno para la combustión.

Las especificaciones clave de un horno de proceso seco típico basado en combustibles fósiles se muestran en la Tabla 39.

Tabla 39 Especificaciones de un horno típico que funciona con combustibles fósiles [150]

Categoría	Especificaciones
Reactantes	Minerales de carbonato de calcio/sílice
Combustible actual	Carbón, petróleo pesado, gas natural, etc.
Temperatura	Pico 1450°C, la mayoría de las partes 1000 a cerca de 1200°C
Tipo de transferencia de calor	Transferencia de calor radiante (prefiere la llama brillante y caliente)
Proceso en seco	Pre calentadores (calor del gas del horno y del clinker enfriado)
Temperatura de la llama	Carbón 2000°C y gas natural 900°C El carbón es mejor en términos de calidad de calor; es más brillante y más caliente

Las etapas de producción del cemento Portland se muestran en la Figura 54.

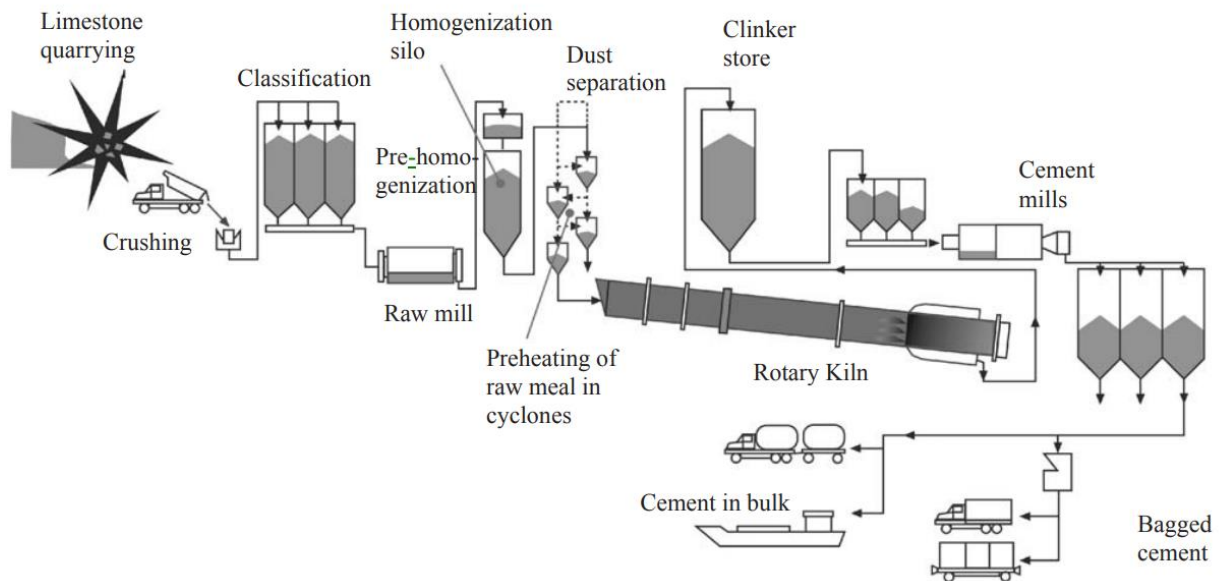


Figura 54 Proceso Portland de fabricación del cemento [175]

2.3 Uso convencional del hidrógeno en las refinerías de petróleo y gas

La refinería de petróleo es uno de los mayores consumidores de hidrógeno del mundo. Las refinerías consumen alrededor de 38 millones de toneladas de hidrógeno, es decir, el 33% de la demanda mundial total de hidrógeno, tanto en forma pura como mixta. El hidrógeno en las refinerías se utiliza como materia prima, reactivo y fuente de energía. Alrededor del 20% de las emisiones totales de las refinerías proceden del hidrógeno utilizado en ellas, lo que equivale a unas 230 Mt de CO₂ al año. El hidrotratamiento y el hidrocrackeo son los dos principales consumidores de hidrógeno en las refinerías de petróleo. El hidrotratamiento o desulfuración se utiliza para eliminar las impurezas, especialmente el azufre, del petróleo crudo para fabricar gasolina, diésel y otros productos químicos. En esta reacción, el hidrógeno se une al azufre para formar sulfuro de hidrógeno que puede ser capturado y procesado posteriormente en el proceso Claus [176].

La demanda de hidrógeno en las refinerías de petróleo va a crecer debido a la preocupación por la calidad del aire que limita el límite de azufre permitido en los productos del petróleo [128]. El hidrógeno en el proceso de hidrocrackeo se utiliza para convertir los aceites residuales pesados en productos petrolíferos de mayor valor. Además de los dos procesos principales de hidrotratamiento e hidrocrackeo, una parte del hidrógeno producido in situ no puede recuperarse económicamente y se quema como combustible. El diagrama de flujo de bloques para el uso del hidrógeno en diferentes partes de las refinerías de petróleo se muestra en la Figura 55.

Aceptación social y barreras de seguridad

Una educación pública eficaz será un primer paso importante para lograr la aceptación social generalizada de las tecnologías del hidrógeno. El hidrógeno se utiliza actualmente en la industria y no es más peligroso que otros combustibles inflamables. Sin embargo, en condiciones específicas, el hidrógeno puede comportarse de forma más peligrosa que otros. La combustión o la explosión del hidrógeno pueden provocar accidentes más graves, por lo que el desarrollo de una infraestructura de hidrógeno requiere consideraciones de seguridad y medidas de prevención de accidentes para mantener la visión positiva del público sobre el hidrógeno [180].

Riesgo de fuga de carbono

La "fuga de carbono" describe una situación en la que los emisores de CO₂ trasladan sus instalaciones a jurisdicciones con menos restricciones de emisiones para evitar el mayor coste de cumplir con las políticas climáticas. Esto puede aumentar las emisiones totales. La tarificación del carbono o los mandatos dirigidos a la industria son algunos de los ejemplos que pueden provocar el problema de la fuga de carbono.

Para que el mundo logre una emisión neta de carbono cero en 2050, la inversión en hidrógeno verde debe comenzar cuanto antes. Se necesitarán nuevas medidas para superar algunos de los obstáculos mencionados anteriormente, como se indica en la Figura 56.

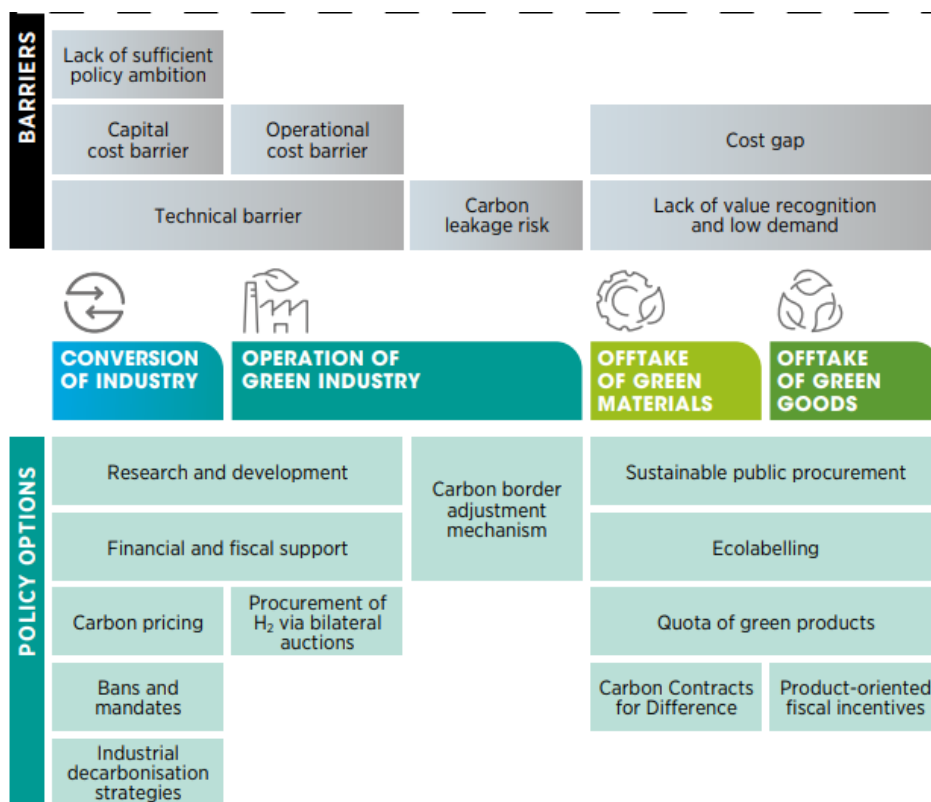


Figura 56 Obstáculos y políticas de apoyo a la adopción de hidrógeno verde en el sector industrial [180]

3 Conclusiones y observaciones finales

Los componentes principales de la infraestructura del hidrógeno incluyen la producción, el almacenamiento y la distribución del hidrógeno y el sistema de suministro en las estaciones de servicio u otros puntos de entrega de uso final. Este informe se ha dividido en dos componentes principales de la cadena de suministro de hidrógeno (i) la transmisión y distribución de hidrógeno y (ii) las aplicaciones de uso final. Además de la revisión de las tecnologías actuales, también se analizaron los principales componentes de cada vía y la infraestructura necesaria para cada aplicación de uso final.

El hidrógeno tiene una densidad energética volumétrica muy baja y, por esta razón, el transporte de hidrógeno a larga distancia es caro. Existen diferentes métodos de distribución de hidrógeno, como el gas a través de tuberías y el comprimido o licuado a través de camiones y barcos. Cada uno de los métodos de transmisión y distribución de hidrógeno tiene una serie de ventajas y desventajas que hacen que una opción sea preferible a otras para un caso concreto. La opción más plausible depende de la distancia, la cantidad, el uso final y la existencia de infraestructuras. Es probable que el método preferido de distribución de hidrógeno para el transporte local y urbano sea a través de tuberías o remolques tubulares. Las tuberías podrían utilizarse para el traslado a corta, media y larga distancia de grandes y muy grandes cantidades de hidrógeno en estado gaseoso. Los remolques tubulares que transportan hidrógeno en estado gaseoso sólo son viables para una distancia corta, mientras que los remolques tubulares líquidos podrían utilizarse para distancias cortas y medias y pueden transferir grandes volúmenes de hidrógeno líquido. Es probable que el transporte intercontinental/internacional de hidrógeno se realice a través de barcos. Los barcos de hidrógeno líquido o de hidrógeno comprimido son adecuados para transportar cantidades muy grandes de hidrógeno a una distancia muy larga. Se están llevando a cabo nuevas investigaciones y desarrollos en este ámbito para minimizar el riesgo del transporte de hidrógeno, al tiempo que se mejora la eficiencia y se reduce el coste total.

El hidrógeno desempeña un papel importante en la descarbonización de algunos sectores de gran peso. Podría ser un eslabón perdido en la transición energética desde la energía de los combustibles fósiles a la energía renovable. El hidrógeno procedente de la electricidad renovable puede facilitar la canalización de la energía renovable del sector eléctrico hacia sectores en los que, de otro modo, es difícil la electrificación. El hidrógeno tiene la máxima prioridad para las aplicaciones centralizadas, como las industrias pesadas y los transportes de alto voltaje.

Durante mucho tiempo, el hidrógeno se ha utilizado como materia prima para la industria. El hidrógeno tiene un uso emergente como fuente de energía. El hidrógeno como fuente de energía se utiliza en las celdas de combustible y como fuente de calor. La celda de combustible es una de las diversas tecnologías de conversión que pueden alimentarse con hidrógeno. La escalabilidad del hidrógeno lo hace adecuado para una amplia variedad de aplicaciones, desde la generación de energía portátil a pequeña escala hasta la generación de energía centralizada de mayor tamaño. El transporte es una de las principales aplicaciones de la tecnología de las celdas de combustible de hidrógeno. Además de los biocombustibles y los vehículos eléctricos de batería, los vehículos eléctricos de celda de combustible (FCEV) son una de las principales opciones para el transporte con bajas emisiones de carbono, especialmente para los coches de tamaño medio y grande, las flotas de autobuses y los vehículos medianos y pesados. Los FCEVs evitan el gran uso de suelo y el impacto de los biocombustibles en la calidad del aire y el tiempo de recarga

asociado a los EVs. Los FCEV se están desarrollando para autobuses, equipos de manipulación de materiales, camiones medianos y pesados y embarcaciones. Existen algunos obstáculos para la amplia implantación de las celdas de combustible de hidrógeno en el sector del transporte. No hay suficiente infraestructura de recarga, y es difícil justificar que el sector privado invierta en la construcción de nuevas infraestructuras para la recarga, sin que haya tantos FCEV en el mercado y en funcionamiento. Hay algunas incertidumbres en torno al futuro de los FCEV, por lo que los fabricantes no están dispuestos a aumentar su escala de producción. Se recomienda que los gobiernos apoyen y cierren la brecha de inversión para el hidrógeno en el transporte. Además, los incentivos mediante el establecimiento de políticas serían otros pasos que deberían darse.

Para la generación de energía estacionaria, las celdas de combustible de hidrógeno se utilizan para la generación distribuida o la producción combinada de calor y electricidad (CHP). El hidrógeno ofrece varias ventajas en este sector. Ofrece la oportunidad de descarbonizar todos los sectores cuando el hidrógeno se utiliza en la red eléctrica o de gas, puede almacenar mayores cantidades de energía por unidad de volumen y también puede adaptarse a las variaciones diarias y estacionales de la electricidad renovable. Las celdas de combustible de hidrógeno también podrían utilizarse para la generación de energía portátil para dispositivos electrónicos o para suministrar respaldo fuera de la red en lugares remotos. Las celdas de combustible de hidrógeno en este sector deberían ser fáciles de usar tanto en términos de coste como de manejo para ser competitivas con otras alternativas disponibles actualmente. Todavía es necesario realizar más investigación y desarrollo técnico en la generación de energía portátil para aumentar la durabilidad y fiabilidad de los diferentes componentes de las celdas de combustible. La competitividad de los costes y la aceptación por parte del público son otros factores que hay que tener en cuenta para que esta tecnología sea más competitiva con otras fuentes de energía.

El hidrógeno y las celdas de combustible desempeñan un papel importante en la descarbonización del calor en los sectores residencial y comercial en el futuro. Las redes de gas existentes podrían reutilizarse para suministrar hidrógeno, y el calor se produciría mediante calderas de hidrógeno o celdas de combustible de microgeneración. Las celdas de combustible residenciales tienen la mayor cuota de mercado de los sistemas de microgeneración. Las celdas de combustible de tipo PEM son la tecnología dominante que puede ofrecer una alta eficiencia, fiabilidad, durabilidad, rápida puesta en marcha y apagado y una temperatura de funcionamiento más baja, en torno a los 80°C.

Más del 85% del calor industrial se consume en la siderurgia, la química y el cemento. La electricidad también puede utilizarse para el calor de alta temperatura, ya que tiene las ventajas de la capacidad de regulación precisa de la temperatura y los menores costes de mantenimiento. Sin embargo, la electrificación de la calefacción de alta temperatura requiere un rediseño de los equipos industriales y, por tanto, un mayor coste de capital. El hidrógeno puede utilizarse como fuente de calor para las industrias pesadas cuando se necesita calor de alto grado. El hidrógeno tiene el potencial de proporcionar un combustible alternativo a la industria del aluminio para reducir sus emisiones directas. El hidrógeno puede utilizarse en cuatro de los cinco procesos mencionados, que son la extracción de bauxita, el refinado de alúmina, la fundición primaria y la fabricación.

En el sector siderúrgico, hay dos vías principales para el uso del hidrógeno como reactivo: el hidrógeno puede inyectarse en un alto horno existente para crear calor y extraer el oxígeno del

mineral de hierro en bruto. En la segunda vía, a través de la reducción directa del hierro (DRI) en un horno de cuba, el hidrógeno puede utilizarse como principal agente reductor. La esponja de hierro producida utiliza entonces en el horno de arco eléctrico para producir acero. Este método podría proporcionar una reducción significativa de las emisiones de hasta el 90-95% si el hidrógeno utilizado en el proceso es totalmente neutro en carbono. El hidrógeno tiene un uso limitado en la industria del cemento como materia prima, ya que no puede utilizarse como reactivo o ingrediente en la fabricación de cemento. Sin embargo, dado que aproximadamente el 85% del calor necesario para este sector es calor de alto grado, el hidrógeno ofrece una gran oportunidad de descarbonización para este sector.

Referencias

1. Li, F.G.N., et al., *14 - Designing optimal infrastructures for delivering hydrogen to consumers*, in *Compendium of Hydrogen Energy*, R.B. Gupta, A. Basile, and T.N. Veziroğlu, Editors. 2016, Woodhead Publishing. p. 345-377.
2. Office, H.a.F.c.T. *Hydrogen Storage*
3. (IEA), I.E.A., *World Energy Outlook 2019*.
4. Agency, I.R.E., *Hydrogen: A renewable Energy Perspective in 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting*. 2019.
5. Wang, A., et al., *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen*. 2021.
6. Yang, C. and J. Ogden, *Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode*. International Journal of Hydrogen Energy, 2007. **32**(2): p. 268-286.
7. Leighty, W., et al. *Compressorless hydrogen transmission pipelines deliver large-scale stranded renewable energy at competitive cost*. in *Proceedings of the 16th World Hydrogen Energy Conference, Lyon, FR, June*. 2006. Citeseer.
8. Gielen, D. and G. Simbolotti, *Prospects for hydrogen and fuel cells*. 2005: International Energy Agency Paris.
9. Decourt, B., et al., *Leading the energy transition: hydrogen-based energy conversion*. Paris, France: Schlumberger Business Consulting (SBC) Energy Institute, 2014.
10. Van der Zwaan, B., et al., *The cost of pipelining climate change mitigation: An overview of the economics of CH₄, CO₂ and H₂ transportation*. Applied Energy, 2011. **88**(11): p. 3821-3831.
11. Mintz, M., et al. *Hydrogen distribution infrastructure*. in *AIP Conference Proceedings*. 2003. American Institute of Physics.
12. Nejat Veziroglu, T., S.A. Sherif, and F. Barbir, *CHAPTER 7 - Hydrogen Energy Solutions*, in *Environmental Solutions*, F.J. Agardy and N.L. Nemerow, Editors. 2005, Academic Press: Burlington. p. 143-180.
13. Öney, F., T. Veziro, and Z. Dülger, *Evaluation of pipeline transportation of hydrogen and natural gas mixtures*. International Journal of Hydrogen Energy, 1994. **19**(10): p. 813-822.
14. Chen, T.-P., *Hydrogen delivery infrastructure option analysis*. 2010, Nexant, Inc., 101 2nd St., San Francisco, CA 94105.
15. Wang, A., et al., *European hydrogen backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created*. 2020.
16. DECC, U., *The future of heating: A strategic framework for low carbon heat in the UK*. Department of Energy and Climate Change London, 2012.
17. Dodds, P.E. and W. McDowall, *The future of the UK gas network*. Energy Policy, 2013. **60**: p. 305-316.

18. Dodds, P.E., et al., *Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review*. International Journal of Hydrogen Energy, 2015. **40**(5): p. 2065-2083.
19. Rödl, A., C. Wulf, and M. Kaltschmitt, *Assessment of selected hydrogen supply chains—factors determining the overall ghg emissions*, in *Hydrogen supply chains*. 2018, Elsevier. p. 81-109.
20. Sheffield, J.W., K.B. Martin, and R. Folkson, *5 - Electricity and hydrogen as energy vectors for transportation vehicles*, in *Alternative Fuels and Advanced Vehicle Technologies for Improved Environmental Performance*, R. Folkson, Editor. 2014, Woodhead Publishing. p. 117-137.
21. Di Profio, P., et al., *Comparison of hydrogen hydrates with existing hydrogen storage technologies: Energetic and economic evaluations*. international journal of hydrogen energy, 2009. **34**(22): p. 9173-9180.
22. Energy, O.o.E.E.a.R., *Liquid Hydrogen Delivery* the US department of Energy (DOE).
23. Cardella, U., et al., *Process optimization for large-scale hydrogen liquefaction*. International Journal of Hydrogen Energy, 2017. **42**(17): p. 12339-12354.
24. Essler, J., et al., *Integrated design for demonstration of efficient liquefaction of hydrogen (IDEALHY)*. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), Grant Agreement, 2012(278177).
25. Reddi, K., et al., *Challenges and opportunities of hydrogen delivery via pipeline, tube-trailer, LIQUID tanker and methanation-natural gas grid*. Hydrogen science and engineering: materials, processes, systems and technology, 2016: p. 849-874.
26. Aceves, S. and T. Brunner, *Hydrogen Storage Tests for Cryo-Compressed Vessels, CRADA No. TC02119. 0*. 2021, Lawrence Livermore National Lab.(LLNL), Livermore, CA (United States).
28. Ruth, M., M. Laffen, and T.A. Timbario, *Hydrogen pathways: cost, well-to-wheels energy use, and emissions for the current technology status of seven hydrogen production, delivery, and distribution scenarios*. 2009, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
29. Reddi, K., et al., *Techno-economic analysis of conventional and advanced high-pressure tube trailer configurations for compressed hydrogen gas transportation and refueling*. International journal of hydrogen energy, 2018. **43**(9): p. 4428-4438.
30. J, S. *Hexagon launches TITAN53 with the lar-gest composite cylinder tanks in the world*.
31. Technologies., H., *Hydrogen—Stored as an Oil*, in *Marketing Communication*,. 2017.
32. Chen, T.-P., *Hydrogen Delivery Infrastructure Options Analysis*. 2010, US Department of Energy (DOE).
33. Gerboni, R., *11 - Introduction to hydrogen transportation*, in *Compendium of Hydrogen Energy*, R.B. Gupta, A. Basile, and T.N. Veziroğlu, Editors. 2016, Woodhead Publishing. p. 283-299.
34. Cheliotis, M., et al., *Review on the safe use of ammonia fuel cells in the maritime industry*. Energies, 2021. **14**(11): p. 3023.
35. Ozcan, H. and I. Dincer, *Thermodynamic modeling of a nuclear energy based integrated system for hydrogen production and liquefaction*. Computers & Chemical Engineering, 2016. **90**: p. 234-246.
36. Ishimoto, Y., et al., *Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers*. International Journal of Hydrogen Energy, 2020. **45**(58): p. 32865-32883.

37. Ventures, G.E., *Development of world first compressed hydrogen ship to export zero carbon energy* 2020.
38. (GEV), G.E.V., *GEV Scoping study delivers zero emission supply chain for green hydrogen* 2021.
39. Nazir, H., et al., *Is the H2 economy realizable in the foreseeable future? Part II: H2 storage, transportation, and distribution*. International Journal of Hydrogen Energy, 2020. **45**(41): p. 20693-20708.
40. Arnaiz del Pozo, C. and S. Cloete, *Techno-economic assessment of blue and green ammonia as energy carriers in a low-carbon future*. Energy Conversion and Management, 2022. **255**: p. 115312.
41. Dhawale D, R.M., Haque N, Beath A, Kaksonen A H, Cousins A, Sage V, Yin J, Hla S, Yamaguchi D, Zhu H, Tang L, Ennis-King J and Giddey S *Technology scan report of hydrogen production, compression, storage, and transportation technologies for UPME (Mining and Energy Planning Unit) in Colombia*. 2022, CSIRO, Australia.
42. Mallouppas, G., C. Ioannou, and E.A. Yfantis, *A Review of the Latest Trends in the Use of Green Ammonia as an Energy Carrier in Maritime Industry*. Energies, 2022. **15**(4): p. 1453.
43. Inal, O.B., B. Zincir, and C. Deniz, *Investigation on the decarbonization of shipping: An approach to hydrogen and ammonia*. International Journal of Hydrogen Energy, 2022.
44. Klüssmann, J.N., et al., *Ammonia application in CI engines*. Special report, a report from the advanced motor fuels technology collaboration programme, 2020.
45. De Vries, N., *Safe and effective application of ammonia as a marine fuel*. 2019.
46. Kim, J., C. Huh, and Y. Seo, *End-to-end value chain analysis of isolated renewable energy using hydrogen and ammonia energy carrier*. Energy Conversion and Management, 2022. **254**: p. 115247.
47. Wijayanta, A.T., et al., *Liquid hydrogen, methylcyclohexane, and ammonia as potential hydrogen storage: Comparison review*. International Journal of Hydrogen Energy, 2019. **44**(29): p. 15026-15044.
48. Shiozawa, F., *Energy carrier towards the creation of hydrogen society*, IEEL.
49. Council, A.H., *Unlocking Australia's hydrogen opportunities* 2021.
50. Balat, M., *Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems*. International journal of hydrogen energy, 2008. **33**(15): p. 4013-4029.
51. (IRENA), I.R.E.A., *Accelerating the Energy Transition through Innovation*. 2017.
52. Taibi, E., et al., *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*. 2018.
53. IEA, *Global Hydrogen Review 2021*, I.E. Agency, Editor. 2021.
54. (IRENA), I.R.E.A., *Green hydrogen for industry A.g.t.p. making*, Editor. 2022.
55. (IEA), I.E.A., *Global hydrogen demand by sector in the Net Zero Scenario, 2020-2030*. 2020.
56. Coopers, P.W., *Embracing clean hydrogen for Australia-How the journey towards decarbonisation can be fuelled by Hydrogen*. Price Waterhouse Coopers, 2020.
57. Commission, E.T., *Making the hydrogen economy possible: accelerating clean hydrogen in an electrified economy*. 2021.
58. Williams, M.C., *Chapter 2 - Fuel Cells*, in *Fuel Cells: Technologies for Fuel Processing*, D. Shekhawat, J.J. Spivey, and D.A. Berry, Editors. 2011, Elsevier: Amsterdam. p. 11-27.
59. Deloitte and a. Ballard, *Fueling the Future of Mobility Hydrogen and fuel cell solutions for transportation* D. China, Editor. 2020.
60. office, H.a.F.c., *Fuel cells* 2021.

61. Iulianelli, A. and A. Basile, *Advances in hydrogen production, storage and distribution*. 2014: Elsevier.
62. China, D., *Fueling the Future of Mobility*. 2020.
63. Baroutaji, A., et al., *Materials in PEM fuel cells. Reference module in materials science and materials engineering*. 2016, Elsevier.
64. Zhang, X., *Current status of stationary fuel cells for coal power generation*. *Clean Energy*, 2018. **2**(2): p. 126-139.
65. Staffell, I., et al., *The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system*. *Energy & Environmental Science*, 2019. **12**(2): p. 463-491.
66. International Organisation for standardisation, I., *ISO 14687-2*. 2012.
67. Kilner, J.A., et al., *Functional materials for sustainable energy applications*. 2012: Elsevier.
68. Grigoriev, S.A., et al., *Hydrogen safety aspects related to high-pressure polymer electrolyte membrane water electrolysis*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2009. **34**(14): p. 5986-5991.
69. Hart, D., et al., *Hydrogen and fuel cells: opportunities for growth, a roadmap for the UK*. E4tech and Element Energy, 2016.
70. Huang, F., A.T. Pingitore, and B.C. Benicewicz, *Electrochemical hydrogen separation from reformat using high-temperature polybenzimidazole (PBI) membranes: the role of chemistry*. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 2020. **8**(16): p. 6234-6242.
71. Adhikari, S. and S. Fernando, *Hydrogen Membrane Separation Techniques*. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2006. **45**(3): p. 875-881.
72. Ellamla, H.R., et al., *Current status of fuel cell based combined heat and power systems for residential sector*. *Journal of Power Sources*, 2015. **293**: p. 312-328.
73. Council, H., *Hydrogen scaling up: A sustainable pathway for the global energy transition*. 2017.
74. Brandon, N. and Z. Kurban, *Clean energy and the hydrogen economy*. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 2017. **375**(2098): p. 20160400.
75. Centre, A.F.D., *Hydrogen basics* T.U.d.o.E. (DOE), Editor. 2021.
76. Kim, J.W., et al., *1 - Key challenges in the development of an infrastructure for hydrogen production, delivery, storage and use*, in *Advances in Hydrogen Production, Storage and Distribution*, A. Basile and A. Iulianelli, Editors. 2014, Woodhead Publishing. p. 3-31.
77. Fuelcelltoday, *About Fuel Cells*. 2019. p.
78. Cullen, D.A., et al., *New roads and challenges for fuel cells in heavy-duty transportation*. *Nature energy*, 2021. **6**(5): p. 462-474.
79. Wong, E.Y.C., et al., *Life cycle assessment of electric vehicles and hydrogen fuel cell vehicles using the greet model—A comparative study*. *Sustainability*, 2021. **13**(9): p. 4872.
80. Albrahim, M., et al., *An overview of key evolutions in the light-duty vehicle sector and their impact on oil demand*. *Energy Transitions*, 2019. **3**(1): p. 81-103.
81. Kurtz, J.M., et al., *On-road fuel cell electric vehicles evaluation: overview*. 2019.
82. Üçok, M., *Hydrogen fuel cell vehicles-IICEC energy and climate research paper*. *İstanbul*. 2019.
83. Ajanovic, A., A. Glatt, and R. Haas, *Prospects and impediments for hydrogen fuel cell buses*. *Energy*, 2021. **235**: p. 121340.
84. Hensher, D.A., E. Wei, and C. Balbontin, *Comparative assessment of zero emission electric and hydrogen buses in Australia*. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 2022. **102**: p. 103130.
85. Živanović, Z., *Perspectives of application of fuel cell electric buses—some experiences from their operation*. 2017.

86. Eudy, L. and M. Post, *Fuel cell buses in us transit fleets: Current status 2017*. 2017, National Renewable Energy Laboratory (US).
87. Buses, F.J.-U., *Alternative Powertrains for Europe*. A Fact-based analysis of the role of diesel hybrid, hydrogen fuel cell, trolley and battery electric powertrains. McKinsey & Company, 2012.
88. Hensher, D.A., E. Wei, and C. Balbontin, *Comparative Assessment of Zero Emission Electric and Hydrogen Buses*.
90. Edwards, R., J. Larivé, and J. Beziat, *Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; European Commission, Joint Research Centre*. Institute for Energy and Transport, 2011.
91. Huang, W.-D. and Y.P. Zhang, *Energy efficiency analysis: biomass-to-wheel efficiency related with biofuels production, fuel distribution, and powertrain systems*. PLoS One, 2011. **6**(7): p. e22113.
92. Schoettle, B., M. Sivak, and M. Tunnell, *A survey of fuel economy and fuel usage by heavy-duty truck fleets*. No. SWT-2016-12, org/wpcontent/uploads/2016/10/2016_ATRI-UMTRI_FuelEconomyReport_Final_.pdf, 2016.
93. Kalghatgi, G., *Is it really the end of internal combustion engines and petroleum in transport?* Applied energy, 2018. **225**: p. 965-974.
94. Kast, J., et al., *Clean commercial transportation: Medium and heavy duty fuel cell electric trucks*. International Journal of Hydrogen Energy, 2017. **42**(7): p. 4508-4517.
95. Cunanan, C., et al., *A review of heavy-duty vehicle powertrain technologies: Diesel engine vehicles, battery electric vehicles, and hydrogen fuel cell electric vehicles*. Clean Technologies, 2021. **3**(2): p. 474-489.
96. Tan, X., W. Chen, and F. Pan, *Fuel Cell Heavy-Duty Trucks: Application and Prospect*. Engineering.
97. Mobility, H., *Overview Hydrogen Refuelling For Heavy Duty Vehicles*. 2021.
98. ARUP, *Hydrogen Transport - Fuelling the Future*
99. C., S. *Fuel Cell Buses, Utility Vehicles and Scooters*.
100. Zhang, Z., et al. *Fuel cell and battery powered forklifts*. in *2013 IEEE vehicle power and propulsion conference (VPPC)*. 2013. IEEE.
101. Yartys, V.A., et al., *HYDRIDE4MOBILITY: An EU HORIZON 2020 project on hydrogen powered fuel cell utility vehicles using metal hydrides in hydrogen storage and refuelling systems*. International Journal of Hydrogen Energy, 2021. **46**(72): p. 35896-35909.
102. Zhang, F. and J. Maddy, *Investigation of the Challenges and Issues of Hydrogen and Hydrogen Fuel Cell Applications in Aviation*. 2021.
103. Cecere, D., E. Giacomazzi, and A. Ingenito, *A review on hydrogen industrial aerospace applications*. International journal of hydrogen energy, 2014. **39**(20): p. 10731-10747.
104. Verstraete, D., *Long range transport aircraft using hydrogen fuel*. International Journal of Hydrogen Energy, 2013. **38**(34): p. 14824-14831.
105. Contreras, A., et al., *Hydrogen as aviation fuel: a comparison with hydrocarbon fuels*. International Journal of Hydrogen Energy, 1997. **22**(10-11): p. 1053-1060.
106. Hoelzen, J., et al., *Hydrogen-powered aviation and its reliance on green hydrogen infrastructure – Review and research gaps*. International Journal of Hydrogen Energy, 2022. **47**(5): p. 3108-3130.
107. Baroutaji, A., et al., *Comprehensive investigation on hydrogen and fuel cell technology in the aviation and aerospace sectors*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019. **106**: p. 31-40.

108. Fernandes, M., et al., *SOFC-APU systems for aircraft: A review*. international journal of hydrogen energy, 2018. **43**(33): p. 16311-16333.
109. Zabihian, F. and A. Fung, *A review on modeling of hybrid solid oxide fuel cell systems*. International journal of engineering, 2009. **3**(2): p. 85-119.
110. Organization, I.M. *International maritime Organization (IMO) 3rd GHG study 2021*; Available from:
111. van Biert, L., et al., *A review of fuel cell systems for maritime applications*. Journal of Power Sources, 2016. **327**: p. 345-364.
112. Singhal, S.C., *Advances in solid oxide fuel cell technology*. Solid state ionics, 2000. **135**(1-4): p. 305-313.
113. Riekstin, A.C., et al., *No more electrical infrastructure: Towards fuel cell powered data centers*. ACM SIGOPS Operating Systems Review, 2014. **48**(1): p. 39-43.
114. Van Hoecke, L., et al., *Challenges in the use of hydrogen for maritime applications*. Energy & Environmental Science, 2021. **14**(2): p. 815-843.
115. Phase, M.J., *HANDBOOK FOR HYDROGEN-FUELLED VESSELS*. Energy conversion. **5**: p. 0.
116. Integration, R.H., *RH2INE Kickstart Study - Scenario Building 2021*.
117. Sørensen, B. and G. Spazzafumo, *5 - Implementation scenarios*, in *Hydrogen and Fuel Cells (Third Edition)*, B. Sørensen and G. Spazzafumo, Editors. 2018, Academic Press. p. 273-411.
118. Dagdougui, H., et al., *Chapter 5 - Deployment of a Hydrogen Supply Chain*, in *Hydrogen Infrastructure for Energy Applications*, H. Dagdougui, et al., Editors. 2018, Academic Press. p. 53-93.
119. Weinert, J.X., *A near-term economic analysis of hydrogen fueling stations*. 2005.
120. Reddi, K., et al., *Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen*. International Journal of Hydrogen Energy, 2017. **42**(34): p. 21855-21865.
121. Mobilus, S., *Hydrogen Fuel Quality for Fuel Cell Vehicles J2719_201109*. 2019.
122. SAE International, *J2601-1. (R) Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Power Light Duty Vehicles*. 2016, Warrendaloe, PA.
123. International, S., *J2601-2. Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Power Heavy Duty Vehicles*. 2014, Warrendaloe, PA.
124. SAE International, *J2601-3. Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Power Industrial Trucks*. 2013, Warrendaloe, PA.
125. Li, X.J., et al., *Paths to low-cost hydrogen energy at a scale for transportation applications in the USA and China via liquid-hydrogen distribution networks*. Clean Energy, 2020. **4**(1): p. 26-47.
126. Castagneto-Gissey, G. and P. Dodds, *Regulatory challenges to energy storage deployment: realising energy storage technologies in low-carbon energy systems (Working Paper 1)*. UCL Energy Institute, 2016.
127. Bartlett, J. and A. Krupnick, *Decarbonized Hydrogen in the US Power and Industrial Sectors: Identifying and Incentivizing Opportunities to Lower Emissions*. December). rff.org/publications/reports/decarbonizing-hydrogen-us-power-and-industrial-sectors, 2020.
128. IEA for the G20, J., *The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities*. 2019.
129. Kundu, P.P. and K. Dutta, *6 - Hydrogen fuel cells for applications*, in *Compendium of Hydrogen Energy*, M. Ball, A. Basile, and T.N. Veziroğlu, Editors. 2016, Woodhead Publishing: Oxford. p. 111-131.
130. Inman, K., et al., *Design of a proton exchange membrane fuel cell system for the 1st international association for hydrogen energy design competition*. 2011, Elsevier.
131. Scott, D.S., *Until something better comes along!* International journal of hydrogen energy, 2004. **14**(29): p. 1439-1442.

132. (DOE), U.D.o.E., *DOE Technical Targets for Fuel Cell Systems for Power and Auxiliary Power Applications*, in *Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office*. 2018.
133. Cottrell, C.A., et al., *Strategies for stationary and fuel cell markets*. International Journal of Hydrogen Energy, 2011. **36**(13): p. 7969-7975.
134. Narayan, S. and T.I. Valdez, *High-energy fuel cell power sources*. The Electrochemical Society Interface, 2008. **17**(4): p. 40.
135. Brown, A. and A. Eisentraut, *Heating Without (Global) Warming*. Market Developments, 2014.
136. Outlook, S.A.E., *World energy outlook special report*. International Energy Agency, 2015. **135**.
137. Dodds, P.E., et al., *The role of hydrogen and fuel cells in providing affordable, secure low-carbon heat*. 2014.
138. Skea, J., *Research and evidence needs for decarbonisation in the built environment: a UK case study*. Building Research & Information, 2012. **40**(4): p. 432-445.
139. Heap, R., *Potential Role of Hydrogen in the UK Energy System*. Energy Research Partnership: London, UK, 2016.
140. Hawkes, A., et al., *Fuel cells for micro-combined heat and power generation*. Energy & Environmental Science, 2009. **2**(7): p. 729-744.
141. Hodges, J., et al., *Injecting hydrogen into the gas network-a literature search*. 2015.
142. Dorrington, M., et al., *Desk study on the development of a hydrogen-fired appliance supply chain*. Kiwa & E4 Tech, 2016.
143. Efficiency, E. and R. Energy, *Advanced Manufacturing Home*. Advanced Manufacturing, 2020.
144. Baldino, C., et al., *Hydrogen for heating? Decarbonization options for households in the United Kingdom in 2050*. 2020, Retrieved from the International Council on Clean Transportation [https ...](https://www.ictc.org/)
145. Trask, A., R. Hanna, and A. Rhodes, *The future of home heating: The roles of heat pumps and hydrogen*. 2022.
146. ARUP, *Hy4Heat - WORK PACKAGE 7 : Safety Assessment Precip*, E.I. Department for Business and Strategy, Editors. 2021.
147. IRENA, *Reaching Zero with Renewables: Eliminating CO2 Emissions from Industry and Transport in Line with the 1.5° C Climate Goal*. 2020, IRENA Abu Dhabi, United Arab Emirates.
148. Bataille, C., et al., *A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the Paris Agreement*. Journal of Cleaner Production, 2018. **187**: p. 960-973.
149. I.E.A., *The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities*. 2019, I.E.A.,.
150. S. J.FRIEDMANN, Z.F., K. TANG, *LOW-CARBON HEAT SOLUTIONS FOR HEAVY INDUSTRY: SOURCES, OPTIONS, AND COSTS TODAY*. 2019, Ceneter on Global Energy Policy, Columbia, SIPA: US.
151. *Aluminium for climate: Exploring pathways to decarbonize the aluminium industry 2020*: World Economic Forum
152. Institute, I.A., *Aluminium Sector Greenhouse Gas Pathways to 2050*. 2020.
153. Tabereaux, A.T. and R.D. Peterson, *Chapter 2.5 - Aluminum Production*, in *Treatise on Process Metallurgy*, S. Seetharaman, Editor. 2014, Elsevier: Boston. p. 839-917.
154. Kvande, H. and P.A. Drabløs, *The Aluminum Smelting Process and Innovative Alternative Technologies*. Journal of Occupational and Environmental Medicine, 2014. **56**: p. S23-S32.
155. Gautam, M., B. Pandey, and M. Agrawal, *Carbon footprint of aluminum production: emissions and mitigation*, in *Environmental carbon footprints*. 2018, Elsevier. p. 197-228.

156. Grjotheim, K., *Introduction to aluminium electrolysis: understanding the Hall-Héroult process*. 1993: Aluminium-Verlag.
157. *Closing the Gap for aluminium emissions: technologies to accelerate deep decarbonisation of direct emissions in Aluminium for climate 2021: Mission possible partnership*
158. Congress, G.C., *Energy, Technologies, issues and policies for sustainable mobility 2021*.
159. Pooler, M., *Cleaning Up Steel Is Key to Tackling Climate Change*. Financial Times, 2019.
160. Vass, T. and P. Levi, *A policy framework for accelerating sustainable energy transitions in heavy industry*.
161. Group, P.b.t.H.S., *Hydrogen for Australia's future 2018*.
162. Åhman, M., et al., *Hydrogen steelmaking for a low-carbon economy*. 2018: Stockholm Environment Institute.
163. Palmer, G., *Australia's Hydrogen Future*. Energy Transition Hub: Melbourne, Australia, 2018.
164. Lechtenböhmer, S., et al., *Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification—Implications for future EU electricity demand*. Energy, 2016. **115**: p. 1623-1631.
165. Gross, S., *The challenge of decarbonizing heavy industry*. 2021.
166. Yilmaz, C., J. Wendelstorf, and T. Turek, *Modeling and simulation of hydrogen injection into a blast furnace to reduce carbon dioxide emissions*. Journal of Cleaner Production, 2017. **154**: p. 488-501.
167. Ramakgala, C. and G. Danha, *A review of ironmaking by direct reduction processes: Quality requirements and sustainability*. Procedia Manufacturing, 2019. **35**: p. 242-245.
168. Energiewende, A., *No-regret hydrogen: Charting early steps for H2 infrastructure in Europe*. 2021.
169. Cavaliere, P., *Hydrogen Assisted Direct Reduction of Iron Oxides*. Springer Nature.
170. Agency, I.E., *Technology Roadmap: Low-Carbon Transition in the Cement Industry*. 2018, International Energy Agency Paris.
171. Hasanbeigi, A., C. Springer, and E. Global, *Deep Decarbonization Roadmap for the Cement and Concrete Industries in California*. Report. San Francisco: Global Efficiency Intelligence, September, 2019.
172. BELLONA, *Hydrogen use in industry 2020*.
173. ENF, B., *Hydrogen Economy Outlook: Key Messages*. 2020.
174. Cement, H. HeidelbergCement researches use of climate-neutral fuels in the United Kingdom.
175. Kääntee, U., et al., *Cement manufacturing using alternative fuels and the advantages of process modelling*, in *R'02 Recovery Recycling Re-integration, Geneva (Switzerland), Feb. 12-15 2002*. 2002. p. paper 216.
176. Engineering, L., *Meeting refinery needs for hydrogen in Linde's technologies help to valorise heavy oil*. 2021.
177. Ochoa Robles, J., S. De-León Almaraz, and C. Azzaro-Pantel, *Chapter 1 - Hydrogen as a Pillar of the Energy Transition*, in *Hydrogen Supply Chains*, C. Azzaro-Pantel, Editor. 2018, Academic Press. p. 3-35.
178. Cantuarias-Villesuzanne, C., et al., *Social cost-benefit analysis of hydrogen mobility in Europe*. International Journal of Hydrogen Energy, 2016. **41**(42): p. 19304-19311.
179. Council, H., *How hydrogen empowers the energy transition*. 2017.
180. Kim, J. and I. Moon, *Strategic design of hydrogen infrastructure considering cost and safety using multiobjective optimization*. International Journal of Hydrogen Energy, 2008. **33**(21): p. 5887-5896.

181. Véronique Dias, Maxime Pochet, Franceso Contino, Hervé Jeanmart. *Energy and Economic Costs of Chemical Storage*.

Como Agencia Nacional de Ciencia y Catalizador de la Innovación de Australia, CSIRO resuelve los mayores desafíos mediante ciencia y tecnología innovadoras.

CSIRO. Desbloqueando un mejor futuro para todos

Contáctanos

1300 363 400
+61 3 9545 2176
csiro.au/contact
csiro.au

Para mayor información

Energy

Dr Nawshad Haque
+61 3 95458931
Nawshad.Haque@csiro.au
csiro.au/energy