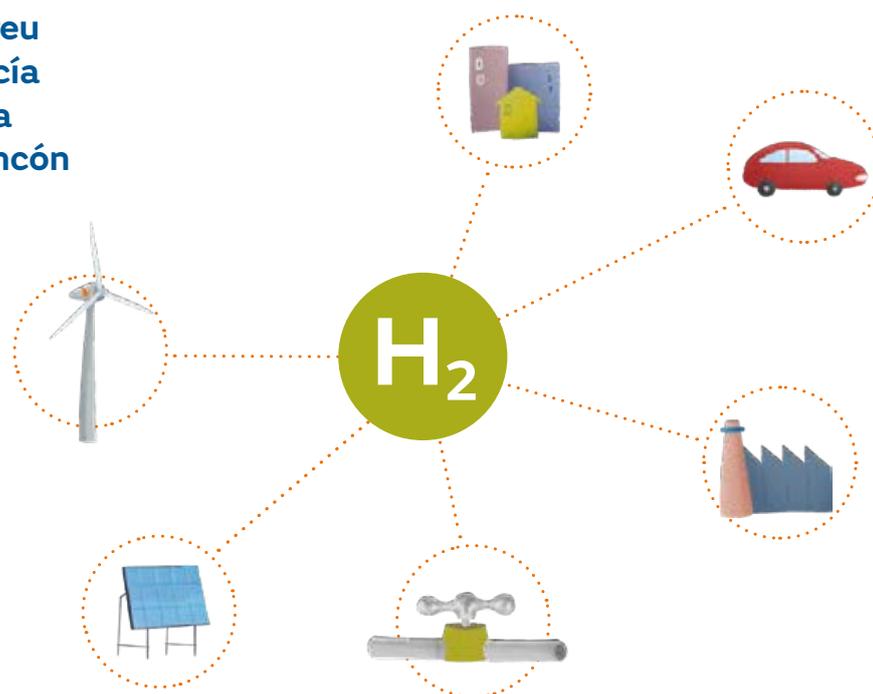


35

Hidrógeno

Vector energético de una economía descarbonizada

Juan Ramón Morante
Teresa Andreu
Gotzon García
Jordi Guilera
Albert Tarancón
Marc Torrell



Publicaciones de Fundación Naturgy

Guías técnicas de energía y medio ambiente

- 1 Depuración de los gases de combustión en la industria cerámica
- 2 Generación eléctrica distribuida
- 3 La degradación y desertificación de los suelos en España
- 4 El uso del gas natural en el transporte: fiscalidad y medio ambiente
- 5 La protección jurídica de los espacios naturales
- 6 Los jóvenes españoles ante la energía y el medio ambiente. Buena voluntad y frágiles premisas
- 7 La fiscalidad ambiental de la energía
- 8 Las energías renovables en España. Diagnóstico y perspectivas
- 9 Guía de la eficiencia energética en edificios para Administradores de Fincas
- 10 Las tecnologías de la información y las comunicaciones y el medio ambiente
- 11 El papel de los bosques españoles en la mitigación del cambio climático
- 12 Recuperación energética ecoeficiente de residuos. Potencial en España
- 13 El consumo de energía y el medio ambiente en la vivienda en España.
Análisis de ciclo de vida (ACV)
- 14 El periodismo ambiental. Análisis de un cambio cultural en España
- 15 La electricidad solar térmica, tan lejos, tan cerca
- 16 Redes energéticas y ordenación del territorio
- 17 Empresa, tecnología y medio ambiente. La aplicación de la norma IPPC en la Comunidad Valenciana
- 18 La contribución del gas natural a la reducción de emisiones a la atmósfera en España
- 19 El CO₂ como recurso. De la captura a los usos industriales
- 20 Casos prácticos de eficiencia energética en España
- 21 La energía de los vegetales. Contribución de las plantas y los microorganismos a la producción de energía
- 22 Las redes eléctricas inteligentes
- 23 La eficiencia energética en el alumbrado
- 24 La energía eólica
- 25 Eficiencia energética en la rehabilitación de edificios
- 26 El almacenamiento de electricidad
- 27 La creación de valor compartido en el sector energético
- 28 Energía y agua
- 29 Re-habilitación exprés para hogares vulnerables. Soluciones de bajo coste
- 30 La calidad del aire en las ciudades. Un reto mundial
- 31 La fiscalidad energética. Sentido, objetivos y criterios de aplicación
- 32 La pobreza energética en España. Aproximación desde una perspectiva de ingresos
- 33 La tarifa del gas. De los costes al precio final
- 34 Los gases renovables. Un vector energético emergente

Estudios e Informes de energía y medio ambiente

- 1 La descarbonización del mercado energético europeo
- 2 Situación económico-financiera de las principales empresas del Sector Eléctrico en España 2016-2018
- 3 Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España 2005-2018
- 4 El sector español del gas natural en números. Informes 2018 y 2019
- 5 El sector eléctrico español en números. Informes 2018 y 2019
- 6 Integración de las Tecnologías Renovables en la Transición energética

Edita
Fundación Naturgy
Avda. San Luís, 77
28033 Madrid

www.fundacionnaturgy.org

2ª edición
© 2020 Fundación Naturgy

ISBN: 978-84-09-22546-0
Depósito legal: M-21111-2020

Impreso en España

Adaptación comunicativa: Antoni París
Diseño y maquetación: Joan Jubany y Xevi Riera

Reservados todos los derechos. Está prohibido, bajo las sanciones penales y el resarcimiento civil previstos en las leyes, reproducir, registrar o transmitir esta publicación, íntegra o parcialmente, por cualquier sistema de recuperación y por cualquier medio, sea mecánico, electrónico, magnético, electroóptico, por fotocopia o por cualquier otro, sin la autorización por escrito de la Fundación Naturgy.



Este libro se ha impreso utilizando papel estucado de 125 gramos con certificación forestal PEFC de la Asociación Española para la Sostenibilidad Forestal

Hidrógeno

Vector energético de una economía descarbonizada

Juan Ramón Morante

Teresa Andreu

Gotzon García

Jordi Guilera

Albert Tarancón

Marc Torrell

Prólogo

María Eugenia Coronado
Directora General
Fundación Naturgy
www.fundacionnaturgy.org

La lucha contra el cambio climático y la protección del medio ambiente tiene sus principales puntos de partida en los acuerdos mundiales conseguidos en el Protocolo de Kyoto, en vigor desde 2005, y en el Acuerdo de París, de 2015. Desde entonces, se han ido sucediendo diferentes políticas y estrategias para dar continuidad a los objetivos allí marcados y asegurar así su cumplimiento. Recientemente, a finales del año 2019, la Comisión Europea presentó el Pacto Verde Europeo como la hoja de ruta a seguir para conseguir los objetivos ambientales marcados para 2030 y 2050, que ha sido definido por la presidenta de la Comisión, Ursula Von Der Leyen, como la nueva estrategia para que Europa crezca “*Europe’s New Growth Strategy*”; teniendo en cuenta diferentes propuestas para actuar en todos los sectores económicos. El sector de la energía es uno de ellos, con el objetivo de conseguir su descarbonización y de avanzar en una transición energética que, entre otras medidas, facilite el impulso de las energías renovables y reduzca el papel de las fuentes de origen fósil.

A nivel de cada Estado Miembro, la Unión Europea ha solicitado los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima 2021-2030, que permiten ver más en detalle las estrategias planteadas por cada país y el grado de cumplimiento en su conjunto. En este contexto, España ha presentado un PNIEC ambicioso, con cinco ejes de actuación: descarbonización, incluidas las energías renovables; eficiencia energética; seguridad energética; mercado interior de la energía; e investigación, innovación y competitividad. El plan español resalta la descarbonización del sistema energético como elemento central sobre el que se desarrollará la transición. Y uno de los componentes destacados que aparece en varios de los cinco ejes a seguir es

el hidrógeno bajo en emisiones de CO₂ o renovable, como vector energético con un gran potencial.

Con el fin de fomentar el desarrollo de esta tecnología, la Comisión Europea aprobó la Estrategia Europea del Hidrógeno y el Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico del Gobierno de España publicó el borrador de La Hoja de Ruta del Hidrógeno, ambos el pasado mes de julio.

La Fundación Naturgy, con la voluntad de aportar un mayor conocimiento sobre el hidrógeno, encargó la elaboración del presente libro al *Institut de Recerca en Energia de Catalunya (IREC)*, que ha realizado una compilación de la información existente desde sus propiedades, potencial, fuentes y tipologías, hasta la regulación, estrategias de despliegue y casos prácticos, pasando por la gestión y tecnologías, aplicaciones y potencial en nuevos sectores.

No cabe duda de que el hidrógeno renovable será un elemento esencial en el camino hacia los objetivos energéticos para 2050, pero precisa de una adecuada regulación y de un impulso para implementar el conocimiento y desarrollo tecnológico sobre su producción, almacenamiento y usos.

Quisiera por último trasladar mi reconocimiento a los 6 expertos que han participado en la redacción del libro: Juan Ramon Morante (coordinador), Teresa Andreu, Gotzon García, Jordi Guilera, Albert Tarancón y Marc Torrell, y también a los colaboradores que han aportado su conocimiento y experiencia. A todos ellos, muchas gracias por hacer posible esta publicación.

Contenidos

Resumen ejecutivo	10
Glosario y unidades	20
1. El hidrógeno	24
1.1. Propiedades físicoquímicas	26
1.2. El hidrógeno como vector energético	28
1.3. El rol de la infraestructura de gas	31
1.4. Cambio climático, transición energética e hidrógeno	33
2. La producción de hidrógeno	44
2.1. Procesos a partir de gas natural	47
2.1.1. Reformado	47
2.1.2. Pirólisis	56
2.2. Procesos a partir de agua	57
2.2.1. Electrólisis	57
2.2.2. Procesos basados en la interacción con fotones	72
2.2.3. Termólisis y fotólisis	74
2.3. Otros procesos	75
2.3.1. Gasificación	75
2.3.2. Reformado de fuentes renovables	82
2.3.3. Subproducto de procesos químicos	85
2.4. Clasificación ambiental del hidrógeno	87
2.4.1. El hidrógeno gris	87
2.4.2. El hidrógeno azul	88
2.4.3. El hidrógeno verde	90
3. Almacenamiento, transporte y distribución	94
3.1. Almacenamiento y compresión	96
3.1.1. Formas de almacenamiento	98
3.1.2. Tanques de almacenamiento	102
3.1.3. Almacenamiento en materiales químicos	104
3.1.4. Depósitos a gran escala	107
3.2. Transporte y distribución	109
3.2.1. Marítimo	109
3.2.2. Terrestre	112

3.2.3. Red actual de gas natural.....	114
3.2.4. Red específica de hidrógeno.....	121
3.3. Las garantías de seguridad y su regulación.....	122
3.4. Almacenamiento en forma de gas sintético.....	126
3.4.1. Concepto <i>Power-to-Gas</i>	127
3.4.2. Gas sintético.....	129
4. Tecnologías para el uso.....	134
4.1. Pilas de combustible.....	137
4.1.1. Componentes de una pila de combustible.....	137
4.1.2. Tecnologías existentes para pilas de combustible.....	138
4.1.3. Pila de combustible alcalina (AFC).....	141
4.1.4. Pila de combustible de membrana de intercambio protónico (PEM).....	141
4.1.5. Pila de combustible de óxido sólido (SOFC).....	141
4.1.6. Pila de combustible de carbonatos fundidos (MCFC).....	142
4.1.7. Pila de combustible de ácido fosfórico (PAFC).....	142
4.2. Quemadores.....	143
4.2.1. Caldera catalítica.....	143
4.2.2. Bombas de calor.....	145
4.3. Turbinas.....	146
4.3.1. Turbinas de gas.....	146
4.3.2. Sistemas combinados de calor y electricidad (CHP).....	153
4.3.3. Motores de combustión interna (MCI).....	155
5. Usos finales y aplicaciones.....	158
5.1. Materia prima.....	160
5.1.1. Refinerías.....	160
5.1.2. Fertilizantes.....	163
5.1.3. Metalurgia.....	167
5.1.4. Metanol.....	170
5.1.5. Hidrocarburos sintéticos.....	172
5.1.6. Productos químicos.....	174
5.1.7. Polímeros.....	176
5.2. Transporte y movilidad.....	177
5.2.1. Transporte terrestre.....	180
5.2.2. Transporte marítimo y fluvial.....	184
5.2.3. Transporte ferroviario.....	187
5.2.4. Otras aplicaciones en movilidad.....	188

5.2.5. Estaciones de repostaje de hidrógeno	190
5.3. Generación de calor	193
5.3.1. Doméstica	193
5.3.2. Industrial	197
6. Potencial del hidrógeno	200
6.1. Potencial de implementación	202
6.1.1. Unión Europea	203
6.1.2. España	205
6.2. Viabilidad económica	209
6.2.1. Costes de producción	209
6.2.2. Nicho de mercado	215
6.3. Barreras a superar	217
6.3.1. Estratégicas	218
6.3.2. Tecnoeconómicas	219
6.3.3. Regulatorias	220
6.3.4. Sociales	221
6.4. Oportunidades	222
6.4.1. Creación de empleo	222
6.4.2. Los <i>hubs</i> o centros de hidrógeno	224
7. Realidad actual y estrategias de desarrollo	228
7.1. Fuentes de energía renovable y infraestructura de gas existente	230
7.2. Políticas de emisiones de CO ₂	235
7.3. La realidad hoy en cifras, en Europa y en el mundo	238
7.4. La regulación en Europa	240
7.5. Estrategia y objetivos de la Unión Europea 2030-2050	242
Conclusiones	246
Casos prácticos	260
▪ Jupiter 1000 (Fos-sur-Mer, Francia)	262
▪ HyDeploy (Universidad de Keele, Reino Unido)	264
▪ Central hidroeléctrica IBAarau (Aarau, Suiza)	267
▪ Planta de producción de alcoholes a partir de residuos (El Morell, Tarragona)	269
▪ Planta de producción de amoníaco para fertilizantes (Neom, Arabia Saudí)	270
▪ Planta de hidrógeno líquido (La Lloseta, Mallorca)	271

Resumen ejecutivo

Hace ya décadas que el hidrógeno fue identificado como una solución potencial para disponer de un combustible limpio de futuro. Los anteriores intentos se vieron frustrados debido a la abundancia de reservas de petróleo, los bajos precios de los combustibles fósiles y el progreso de los vehículos eléctricos ligeros con batería, lo cual, entre otras cuestiones, frenaron las expectativas del despliegue del hidrógeno.

Estamos viviendo una transición hacia una era de gases energéticos sostenibles (ver Figura 1), y se prevé que durante la segunda mitad del siglo XXI su consumo superará tanto al carbón como al petróleo y, a fines del siglo XXI, los gases energéticos — metano e hidrógeno — habrán consolidado, como el carbón en su apogeo, más del 75 % del mercado energético mundial.

Un nuevo escenario para el despliegue del hidrógeno

Existen múltiples razones que se refuerzan mutuamente para definir un nuevo panorama para el despliegue exitoso del hidrógeno, entre las que conviene reseñar la disponibilidad de una red gasista que facilita su transporte, así como la interconexión entre redes energéticas de gas y de electricidad. Por tanto, el hidrógeno bajo en emisiones de CO₂ se considera ya en los diferentes planes nacionales, así como en el Pacto Verde Europeo, como una pieza importante en la descarbonización de la economía. Aunque los avances tecnológicos han permitido disminuir sus costes de producción e

utilización, previéndose aún futuras mejoras que se están consolidando, sigue siendo también fundamental escalar las tecnologías para su eficaz comercialización, y definir una hoja de ruta que optimice el plan de inversiones requerido para la implementación del hidrógeno.

El hidrógeno tiene características que le confieren propiedades para ser un elemento renovable capaz de proporcionar energía segura, económicamente competitiva y libre de emisiones de dióxido de carbono (CO₂). No obstante, la penetración actual del hidrógeno bajo en carbono en el panorama energético mundial es todavía incipiente, por lo que cabe preguntarse cuáles son los motivos y si las tendencias están cambiando, y cuál es la ruta tecnológica que puede hacer posible su consolidación como vector energético en los próximos años.

Lo cierto es que el cambio climático, vaticinado por los científicos desde hace más de 50 años, está impactando directamente en nuestra sociedad, y las expectativas de futuro no son esperanzadoras. La temperatura del planeta ya se ha incrementado 1,1 °C con respecto al periodo pre-industrial (ver Figura 1), muy cerca del límite de 1,5-2,0 °C acordados como límites admisibles. A pesar de los compromisos mundiales en las cumbres de Kyoto y París, la brecha entre las buenas intenciones y la realidad en la lucha contra el cambio climático es demoledora, y los niveles de CO₂ en la atmósfera siguen creciendo de forma continua, a un ritmo

de un 1 % anual, y su concentración se sitúa ya por encima de las 417 ppm¹. A consecuencia de estas evidencias, las demandas sociales para disminuir las emisiones de dióxido de carbono son ya generalizadas, y van desde movimientos juveniles que han detonado recientemente de forma globalizada, como la huelga por el clima², hasta la elaboración de documentos estratégicos a escala europea y nacional, como el Pacto Verde Europeo o el recientemente enviado por el Gobierno Español a la Comisión Europea para su aprobación Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021-2030)³ o los planes corporativos de empresas e instituciones que se suman a las acciones para reducir las emisiones.

Cinco pilares del sistema energético futuro

Según la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA)⁴, el sistema energético del futuro se construirá a partir de 5 pilares:

- Electrificación, para convertir la electricidad en el principal vector energético, con una alta penetración de las fuentes solares y eólicas.
- Mayor flexibilidad del sistema energético, para aumentar la participación de las distintas fuentes de energía renovables en el mix eléctrico.
- Energías renovables convencionales, para aprovechar el gran potencial de la biomasa y la hidroeléctrica a la hora de cubrir la demanda energética.
- Hidrógeno verde, como una solución para demandas que son difíciles de electrificar directamente como en el transporte o en la industria.
- Innovación tecnológica, para abordar los desafíos en sectores complejos con grandes emisiones como el transporte marítimo, la aviación y la industria.

Actualmente, la producción de hidrógeno, no verde, es ya un proceso industrial muy relevante y maduro. Se estima que se producen mundialmente más de 70 Mt/año de forma pura⁵, y su demanda proviene principalmente de la refinería y el sector de los fertilizantes.

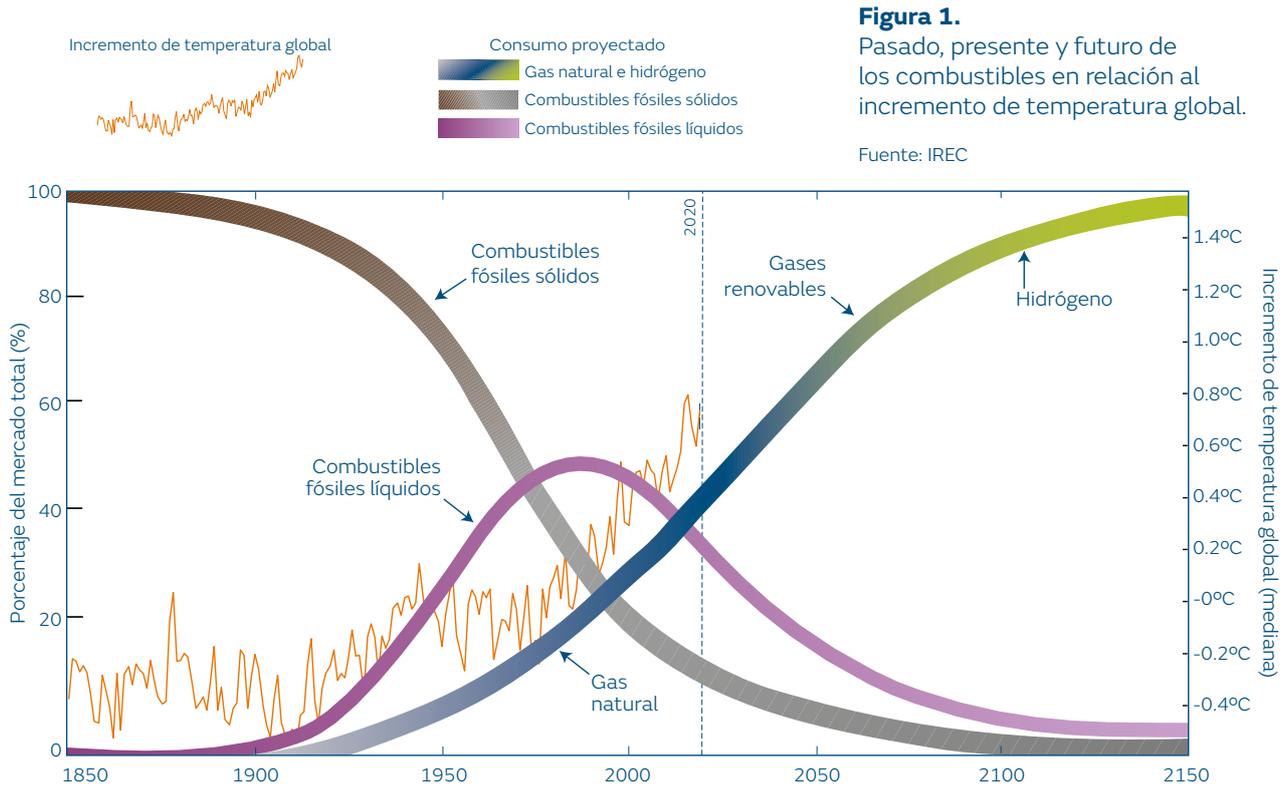
1 IPCC, Global Warming of 1.5°C, 2018. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_High_Res.pdf.
W.M. Organization, Global Climate in 2015-2019: Climate change accelerates, 2019. <https://public.wmo.int/en/media/press-release/global-climate-2015-2019-climate-change-accelerates>.

2 E. Rebellion, Rebélate por la vida, (2020). <http://www.extinctionrebellion.es/portal/>.
N. Organization, Global Climate Strike, (2020). <https://globalclimatestrike.net/>.

3 I. para la D. y ahorro de la Energía, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, 2019. <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>.

4 IRENA, Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050, 2020. <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>.

5 IRENA, Hydrogen: A renewable energy perspective, 2019.



También son consumidores importantes las industrias del metanol, del vidrio, la metalurgia, los semiconductores y la alimentaria y, en menor medida, el transporte espacial y determinadas técnicas analíticas. Hoy en día, el mercado del hidrógeno es exclusivamente industrial y no interacciona con el consumidor final, de ahí que sea una materia prima poco conocida para el público en general a pesar de su relevancia en el mercado mundial.

Un mercado del hidrógeno en continua expansión

Según la Agencia Internacional de la Energía, se espera que el consumo de hidrógeno todavía crezca a medio plazo en el refinado de hidrocarburos (+7 %) a causa de las nuevas legislaciones que limitan el porcentaje de azufre, especialmente en el transporte marítimo. El incremento de dicho consumo

va a ser incluso mayor por parte del segundo consumidor, la producción de amoníaco (+17 %), ya que la demanda de fertilizantes para agricultura no para de crecer a nivel global con el fin de alimentar a una población creciente. Finalmente, también va a aumentar, aunque en menor medida, la demanda para la producción de metanol (+4 %). Por lo tanto, las perspectivas para 2030 indican que el mercado del hidrógeno va a seguir creciendo de manera importante, incluso independientemente de que se incorporen o no nuevos mercados como la movilidad⁶ o los gases renovables.

Entre estos sectores, los que tienen un mayor potencial de utilización del hidrógeno son el de la movilidad (como alternativa a la batería eléctrica por exigencias de autonomía, tiempos de carga o por razones de la capacidad de toneladas de carga), la producción de combustibles sintéticos (para la industria y para la movilidad pesada esencialmente marítima y aérea) y la generación de calor tanto doméstica como industrial. Ello contribuirá, en la medida que avance su incorporación a las redes actuales, no sólo a la descarbonización del sector gasista (que, actualmente, aporta más de 320 TWh/año en forma de gas metano fósil), sino a la de todos los sectores del consumo. En este punto conviene observar que ello implica

un cambio radical en el “mix” de fuentes energéticas utilizadas en un país. El crecimiento y la incorporación de estas nuevas aplicaciones tiene que venir necesariamente acompañado también de un uso más eficiente de la energía. En términos generales, hasta día de hoy hemos utilizado la energía de forma muy ineficiente, especialmente en el sector del transporte. Los vehículos de combustión interna actuales tan sólo utilizan el 20-25 % de la energía total consumida para moverse, mientras que el resto se disipa en forma de calor⁷. La eficiencia de los motores de combustión interna puede aumentarse hasta el 30 % con tecnología híbrida, pero para sobrepasar dicho umbral se debe optar por tecnologías alternativas.

La eficiencia se incrementa enormemente en vehículos eléctricos, y puede llegar alrededor del 80 % considerando las eficiencias de la batería y del motor eléctrico. En vehículos de pila de combustible de hidrógeno dicha eficiencia está en torno al 60 %, sin embargo, hay que considerar que previamente se ha tenido que convertir la electricidad en hidrógeno. Todo ello da una eficiencia global todavía ligeramente superior a la del motor de combustión interna, y estas ventajas se pueden trasladar también al resto de sectores.

6 IEA, The future of hydrogen, 2019.

7 Hisashi Ishitani, Well-to-Wheel Efficiency Analysis, 2005. S.J. Curran, R.M. Wagner, R.L. Graves, M. Keller, J.B. Green, Well-to-wheel analysis of direct and indirect use of natural gas in passenger vehicles, Energy. 75 (2014) 194–203. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.07.035>.

La gran mayoría del hidrógeno producido actualmente proviene de fuentes no renovables, básicamente del gas natural y del carbón, denominado hidrógeno gris. Se estima que el porcentaje de hidrógeno producido a partir de estas fuentes es del 95 %. El 5 % restante proviene de subproductos de procesos químicos, como el del cloro. La generación de hidrógeno mediante electrólisis del agua es todavía poco significativa, pero la posibilidad de obtenerlo a partir de agua y electricidad renovables, el denominado hidrógeno verde, es la piedra angular del hidrógeno limpio.

Dos de los puntos importantes para la incorporación del hidrógeno como un agente relevante en la transición energética serán la transformación del modelo de producción a procesos basados en energía renovable que generen los llamados “hidrógeno verde” e “hidrógeno azul”. Así como la incorporación de nuevas aplicaciones de éste en sectores estratégicos donde actualmente es simplemente testimonial. Asimismo, la posibilidad de almacenar energía durante un período de sobreproducción de energía renovable, y reutilizarla en períodos de déficit,

elimina la necesidad de una generación flexible basada en fósiles y las emisiones de carbono correspondientes.

Dentro de las principales tecnologías de almacenamiento de energía, el hidrógeno o su derivado, el metano sintético usando carbono (también producido a partir de hidrógeno), se presentan como las opciones más prometedoras para almacenar grandes cantidades de electricidad renovable durante periodos más largos⁸ merced a la disponibilidad de la infraestructura gasista actual, e incluso considerando su potencial de crecimiento. Los electrolizadores pueden ofrecer almacenamiento estacional a las energías solar y eólica, y se contempla que en determinadas regiones éstos podrían producir hidrógeno de forma ininterrumpida mediante electrólisis, por ejemplo, cada verano. Este hidrógeno se acumularía en cavernas de sal o campos de gas agotados, y el siguiente invierno se convertiría de nuevo en electricidad utilizando celdas de combustible⁹. En cambio, el almacenamiento de ciclo corto se podría lograr también mediante baterías o bombeo hidráulico, entre otras opciones.

8 E. Commission, Energy storage—the role of electricity, (2017) 1–25.

9 DNV-GL, The Promise of Seasonal Storage, 2020. <https://www.dnvgl.com/publications/the-promise-of-seasonal-storage-172201>.

Un vector energético con múltiples ventajas

En general, las ventajas del uso del hidrógeno como vector energético se podrían resumir en los siguientes puntos:

- No es una fuente de energía primaria, sino es un vector energético almacenable y transportable.
- Su uso no genera gases de efecto invernadero, sino sólo vapor de agua en cantidades equivalentes al producido por los motores de combustión interna a gasolina.
- En el caso del hidrógeno verde es renovable porque se obtiene a partir de agua y electricidad que también tenga este origen, por lo que entonces su obtención no emite gases de efectos invernadero, ni hay que resolver el secuestro del CO₂. También se puede obtener biohidrógeno verde a partir del reformado de biometano.
- En el caso del hidrógeno azul puede estar libre de emisiones netas de CO₂ si se obtiene a partir de gas natural con captura, transporte y secuestro del CO₂.
- Las eficiencias de las tecnologías de uso asociadas al hidrógeno como la pila de combustible son mucho mayores que la combustión.

El vector hidrógeno comprende la generación, transporte y uso del mismo. Siempre y cuando la generación provenga de energías renovables, este vector representa una solución competitiva y complementaria a la electrificación para alcanzar un futuro sin emisiones, pudiendo sustituir a los combustibles fósiles en los principales ámbitos de consumo energético: residencial,

industrial y transporte. Sin menoscabo de soluciones basadas en el uso directo (o previo almacenamiento en baterías) de la electricidad renovable, el hidrógeno permite cubrir las necesidades energéticas de dichos sectores incluso cuando éstas son de gran magnitud, requieren de almacenamiento estacional o, simplemente, no admiten electrificación.

El hidrógeno se considera, además, un elemento clave en el despliegue masivo de las energías renovables, puesto que puede compensar la intermitencia de las mismas al actuar como portador energético transportable y almacenable en las infraestructuras de gases que ya existen en la mayoría de países desarrollados. En este sentido, tiene especial interés evaluar tanto la capacidad de almacenamiento de la red de transporte de gas actual como las modificaciones necesarias para albergar hidrógeno o hidrógeno combinado con gas natural.

El papel fundamental del hidrógeno en un futuro de energía limpia

Finalmente, aparte de su consideración como vector energético para la descarbonización de la electricidad, el calor, el transporte y determinados procesos industriales, el hidrógeno renovable representa una materia prima de alto valor añadido para múltiples industrias que actualmente lo emplean como tal en sus procesos de producción. Por ejemplo, la siderúrgica, la refinera o la industria química, en donde el hidrógeno se utiliza como reductor reemplazando a otros

reductores como el carbono, lo que evita emisiones de CO₂.

Los avances tecnológicos en toda la cadena de valor del hidrógeno han sido también importantes durante la última década, por lo que los costes de producción renovable están cayendo incluso antes de lo esperado, además de que su creciente uso lleva todavía a una mayor reducción de costes. De este modo, la producción de hidrógeno renovable puede llegar a ser competitiva, paritaria a los costes de los procesos no renovables, en ciertas ubicaciones a medio plazo¹⁰.

Consecuentemente, cada vez más, todos los indicadores muestran que un futuro de energía limpia, en donde el hidrógeno renovable desempeñe un papel esencial, está más cerca de lo que se piensa, y ello permitirá disponer de vías de gran valor para la efectiva descarbonización de la economía¹¹. En este sentido, las demandas sociales y los avances tecnológicos van de la mano para impulsar el papel del hidrógeno como alternativa real para disminuir las emisiones de CO₂, y todo parece indicar además que no se podrán conseguir los objetivos climáticos sin la penetración del hidrógeno renovable en nuestra sociedad.

El contenido de este libro pretende, en este contexto, exponer todas las ventajas y los

desafíos del despliegue de la tecnología del hidrógeno. En primer lugar, en el Capítulo 1 se presentan las propiedades fisicoquímicas y como vector energético del hidrógeno, además de su rol en la transición energética y ambiental. A continuación, en el Capítulo 2, se presentan las posibles fuentes y tecnologías de obtención del hidrógeno, ya que este no se encuentra de forma natural en nuestro planeta, y se describen las definiciones de colores del hidrógeno en función de su procedencia e impacto ambiental.

Posteriormente, en el Capítulo 3 se exponen todas las formas factibles de almacenarlo, transportarlo y distribuirlo hacia el usuario final. Se sigue en el Capítulo 4 con una descripción de las tecnologías existentes para utilizarlo, desde las formas tradicionales de su uso como combustibles en quemadores, hasta los sistemas más eficientes, como la generación de energía eléctrica en pilas de combustible.

A continuación, en el Capítulo 5 se exponen las posibles aplicaciones y ámbitos de uso, así como el mercado presente y el potencial de penetración en nuevos sectores, como la movilidad o materia prima de combustibles o compuestos químicos de valor añadido. En el Capítulo 6, se describen las perspectivas de un amplio uso del hidrógeno en función

10 IRENA, Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050, 2020. <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>.

11 H. Council, Path to hydrogen competitiveness A cost perspective, 2020.

de los costes económicos que conlleva una transición energética que utilice este vector, las barreras a superar para que esto ocurra y las oportunidades de negocio y empleo que puede generar.

Luego en el Capítulo 7 se discute intensamente la situación actual del hidrógeno, las regulaciones y la estrategia de despliegue para convertirlo en un vector decisivo.

Y para finalizar, se presentan después de las conclusiones y propuestas finales, seis casos prácticos de Francia, Reino Unido, Suiza, España y Arabia Saudí, como ejemplos representativos de implementación de tecnologías de hidrógeno.

Glosario

En el siguiente glosario, se definen los términos utilizados en el libro, siempre bajo el contexto de su uso en el campo de las tecnologías relacionadas con el hidrógeno.

Blending: mezcla que contiene una cantidad determinada de hidrógeno para ser inyectada a la red de tuberías de gas existentes.

Caldera: dispositivo doméstico o industrial que combustiona gas, en este caso hidrógeno, para calentar agua y distribuirla mediante un circuito de tuberías.

Economía descarbonizada: conjunto de actividades económicas con bajas o nulas emisiones de dióxido de carbono con el fin de minimizar las causas del cambio climático.

Electrólisis: proceso electroquímico para la obtención de hidrógeno a partir del agua.

Electrolizador: dispositivo electroquímico donde tiene lugar la electrólisis.

Gasificación: método termoquímico para la obtención de gas de síntesis (hidrógeno y monóxido de carbono) en el que se usa un sustrato sólido mediante una serie de reacciones en presencia de un agente oxidante (oxígeno y/o agua).

Gas natural sintético: gas combustible con una composición similar al gas natural, mayoritariamente compuesto por metano, que se genera mediante la reacción de hidrógeno con una fuente de carbono (CO₂ o CO).

Gas de síntesis: gas combustible compuesto por monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂) obtenido mediante distintos procesos químicos.

Hidrógeno: el elemento químico de estructura más simple de la tabla periódica y el más abundante del universo. En nuestro planeta sólo se encuentra de forma combinada con otros elementos, cómo es el caso del agua y el metano. Su forma molecular (H₂) se encuentra normalmente en forma de gas incoloro, inodoro, muy reactivo e inflamable.

Hidrógeno azul: hidrógeno generado a partir de recursos fósiles con bajas emisiones de dióxido de carbono.

Hidrógeno gris: hidrógeno generado a partir de recursos fósiles con altas emisiones de dióxido de carbono.

Hidrógeno verde: hidrógeno generado a partir de fuentes renovables con bajas emisiones de dióxido de carbono.

Hidrogenera: estaciones de servicio que generan, almacenan y dispensan hidrógeno para su uso en movilidad.

Hidrolinera: estaciones de servicio que almacenan y dispensan hidrógeno para su uso en movilidad. A diferencia de una hidrogenera, el hidrógeno no se genera en la propia estación de servicio.

Pila de combustible: dispositivo electroquímico que generalmente utiliza hidrógeno”, las SOFC tienen versatilidad en uso de combustibles (metanol, etanol, metano...) para generar electricidad.

Power-to-Gas: proceso electroquímico que utiliza energía eléctrica para generar hidrógeno mediante la electrólisis del agua, y posteriormente permitiendo convertir el hidrógeno generado en otros combustibles sintéticos gaseosos como el gas natural.

Power-to-Liquid: proceso electroquímico que utiliza energía eléctrica para generar hidrógeno mediante la electrólisis del agua, y convierte el hidrógeno generado a un hidrocarburo sintético líquido.

Reformado: método termoquímico para la obtención de hidrógeno a partir de hidrocarburos, principalmente a partir de gas natural fósil, alcoholes o residuos.

Turbina: máquina motora que combustiona un gas, en este caso hidrógeno, en una cámara de combustión y lo introduce en una turbina de gas que aprovecha la expansión del gas para generar corriente eléctrica. Se utiliza en centrales eléctricas.

Vector energético: sustancia como el hidrógeno, o dispositivo, que permite almacenar energía y liberarla de forma controlada posteriormente.

Vehículo eléctrico de pila de combustible: tipo de vehículo eléctrico que usa una pila de combustible para hacer funcionar el motor eléctrico usando hidrógeno como combustible.

Acrónimos

ACV: análisis de ciclo de vida

AEC: electrolizador alcalino

AEM: membranas de intercambio aniónico

AFC: pila de combustible alcalina

ATR: reformado autotérmico

CCU: captura y utilización de carbono

CAPEX: compra de un activo fijo

CHP: sistema combinado de calor y electricidad

CCHP: sistema combinado de enfriamiento, calor y electricidad

CO: monóxido de carbono

CO₂: dióxido de carbono

CH₄: metano

DRI: reducción directa del hierro

EOR: recuperación de petróleo

ETS: mercado de emisiones GEI

GEI: gases de efecto invernadero

GNL: gas natural licuado

HDS: hidrosulfuración

HCl: ácido clorhídrico

H₂S: sulfuro de hidrógeno

H₂O₂: peróxido de hidrógeno

IRENA: Agencia Internacional de Energías Renovables

ISO: Organización Internacional de Estandarización

KOH: hidróxido de potasio

KPI: Indicador clave de rendimiento

MCE: motor de combustión externa

MCFC: pila de combustible de carbonatos fundidos

MCI: motor de combustión interna

NaOH: hidróxido de sodio

NO: óxido nítrico

NO₂: dióxido de nitrógeno

O&M: operación y mantenimiento

PAFC: pila de combustible de ácido fosfórico

PET: tereftalato de polietileno

PCI: poder calorífico inferior

PCS: poder calorífico superior

PEM: electrolizador de membrana de intercambio de protones

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

POX: oxidación parcial

PS: poliestireno

PSA: unidad adsorción con presión oscilante

PVC: cloruro de polivinilo

P2G: *Power-to-Gas*

Q: antraquinona

S: azufre

SMR: Reformado de metano con vapor de agua (del inglés, *Steam Methane Reforming*)

SOEC: electrolizador de estado sólido o alta temperatura

SOFC: pila de combustible de óxido sólido

STH: *solar-to-hydrogen*

VEB (BEV): vehículo eléctrico a batería

VEPC (FCEV): vehículo eléctrico de pila de combustible

VCI: vehículo de combustión interna



1. El hidrógeno

- 1.1. Propiedades fisicoquímicas
- 1.2 El hidrógeno como vector energético
- 1.3 El rol de la infraestructura de gas
- 1.4 Cambio climático, transición energética e hidrógeno

Preguntas clave del capítulo

- ¿Qué es el hidrógeno? ¿Cuáles son sus propiedades?
- ¿Qué es un vector energético?
- ¿Cómo contribuye el hidrógeno en la descarbonización de la economía?
- ¿Cómo interactúa el hidrógeno con la infraestructura gasista?
- ¿Por qué el hidrógeno es una oportunidad en los futuros modelos energéticos?

1.1. Propiedades fisicoquímicas

El hidrógeno (H) es el elemento químico más simple y pequeño, y está formado por un solo protón y un solo electrón (ver Figura 2). Por su simplicidad estructural, es el elemento más abundante del universo, presente de forma masiva en las estrellas y los planetas gaseosos.

Ahora bien, al contrario de lo que podríamos esperar, en nuestro planeta no lo encontramos de forma libre, sino formando compuestos como el agua (de ahí su nombre de “generador de agua”) o como componente de la mayoría de moléculas orgánicas. Por este motivo, para disponer de él es preciso desarrollar tecnología que sea capaz de separarlo de dichos compuestos de forma eficiente.

En condiciones normales, el hidrógeno se encuentra en forma de molécula de gas diatómica, H_2 . Tiene un elevado valor de energía por unidad de masa (densidad energética), mucho más que los combustibles tradicionales. Sin embargo, es un gas muy ligero, con una densidad de tan sólo $0,09 \text{ kg/m}^3$, lo que no permite almacenar una cantidad másica importante en un volumen razonable. En resumen, tiene una alta densidad energética en masa y una baja densidad energética en volumen. Asimismo, su compresión, licuación o transformación en otros combustibles requiere una energía adicional que debe ser tenida en cuenta en el balance energético.

Tal como se describe a lo largo de este libro, las propiedades energéticas del hidrógeno son decisivas para toda su cadena de valor: producción, distribución y consumo. Así, cuando se llena el depósito de un vehículo de hidrógeno se hace en base volumétrica, lo que implica que se dispone de menor cantidad de combustible almacenado –en comparación a los combustibles convencionales– y por tanto, de menor autonomía de desplazamiento. Por tanto, para obtener una cantidad suficiente en un volumen razonable, el hidrógeno se comprime o se licua (ver Figura 2).

Figura 2. Símbolo del elemento químico hidrógeno.



Primer elemento de la tabla periódica con número atómico 1; masa atómica de $1,008 \text{ g/mol}$; y configuración electrónica en su estado fundamental de $1s^1$

Aunque las propiedades fisicoquímicas del hidrógeno puedan no ser las ideales para su incorporación simple, directa y de forma masiva en nuestra economía, los beneficios potenciales que podría aportar son lo suficientemente importantes como para considerar su significativo papel en la cadena de valor,

siempre que se tomen las oportunas medidas de seguridad. Sus principales ventajas son:

- Es el único combustible que no genera dióxido de carbono durante su utilización, ya que su combinación con oxígeno produce únicamente agua.
- Las reservas son inagotables, ya que es un combustible renovable.

- Se puede almacenar físicamente de forma relativamente sencilla, como gas presurizado o como líquido.

Estas propiedades únicas hacen que sea fundamental superar los desafíos que existen con el fin de construir una economía basada en hidrógeno renovable.

Las propiedades del hidrógeno con respecto a las del gas natural.

El hidrógeno tiene una densidad entre 6 y 10 veces menor que el gas natural. Es decir, para conseguir la misma cantidad de masa se requiere más volumen de almacenamiento. No obstante, una misma cantidad másica aporta el doble de energía en el caso del hidrógeno. Como resultado de ambas propiedades, se puede decir que el hidrógeno precisa 3 veces el volumen que el gas natural para aportar la misma cantidad de calor. Si se precisa licuación para su almacenamiento o transporte, el punto de ebullición del hidrógeno es muy bajo (-253°C), lo que requiere retos tecnológicos y energéticos importantes. Finalmente, en cuanto al índice de Wobbe, que mide el grado de combustión en un quemador, es ligeramente inferior al del gas natural. Por todo ello, la intercambiabilidad entre hidrógeno y gas natural no puede ser total sin modificar sus aplicaciones.

Figura 3

Propiedades físicas del hidrógeno y del gas natural.

Propiedad	Hidrógeno	Respecto al gas natural
Densidad (gas)	0.089 kg/m ³ (0 °C, 1bar)	1/10
Densidad (líquido)	70,79 kg/m ³ (-253 °C, 1bar)	1/6
Punto ebullición	-253°C (1 bar)	-90 °C
Densidad energética (masa)	120 MJ/kg	x2
Densidad energética (volumen)	10,8 MJ/Nm ³	1/3
Índice de Wobbe	11,29 kWh/Nm ³	5/6

En todo caso, interactúa el hidrógeno, su manejo requiere un equipamiento y unos procedimientos específicos. Si bien el hidrógeno no es un compuesto tóxico, se trata de una molécula muy pequeña que presenta elevados coeficientes de difusión, lo que aumenta el riesgo de fugas, así como de debilitamiento de los materiales usados en sus instalaciones, como tuberías de acero, conectores y sellados. Es también altamente inflamable debido a sus condiciones de ignición y a la baja temperatura requerida para que ésta se produzca, aunque este hecho se mitiga parcialmente por su alta flotabilidad y difusividad, que facilitan su rápida dispersión en el aire. Su llama, además, es incolora e inodora, lo que dificulta su detección en incendios y fugas.

En resumen, el hidrógeno requiere de protocolos específicos de manejo, lo cual es un desafío importante, pero no más complejos que los que requieren otros combustibles. Estos protocolos están disponibles y regulados por las agencias internacionales de normativas, como se explica más adelante.

1.2. El hidrógeno como vector energético

El hidrógeno no se considera una fuente de energía primaria como los combustibles fósiles o las energías solar, hidráulica o eólica -ya que se encuentra básicamente en forma de agua-, sino un medio para almacenar y transportar energía; es decir, un vector energético.

Es un vector energético similar a la electricidad, que también se considera un vector y no una energía primaria, por lo que se deben poner en el mismo nivel de valor como vectores energéticos de futuro. Ambos son versátiles y se pueden utilizar en múltiples aplicaciones, su utilización no genera gases de efecto invernadero, partículas, óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, ni tampoco ozono troposférico. No obstante, tanto la producción de hidrógeno como la de electricidad pueden generar emisiones significativas, en especial de dióxido de carbono, por lo que es importante realizar un inventario exhaustivo desde la etapa inicial de obtención de los materiales y componentes utilizados hasta su recuperación, aplicando los principios de la economía circular (desde la cuna a la tumba o *cradle to grave*)¹².

El hidrógeno, como vector energético, se puede producir comercialmente mediante distintos procesos, la mayoría de los cuales implican la extracción de la parte “hidro” de los hidrocarburos. El método más común y económico es el reformado con vapor, en el cual

12 I. Staffell, D. Scamman, A. Velazquez Abad, P. Balcombe, P.E. Dodds, P. Ekins, N. Shah, K.R. Ward, The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system, *Energy Environ. Sci.* 12 (2019) 463–491. <https://doi.org/10.1039/c8ee01157e>.

Figura 4

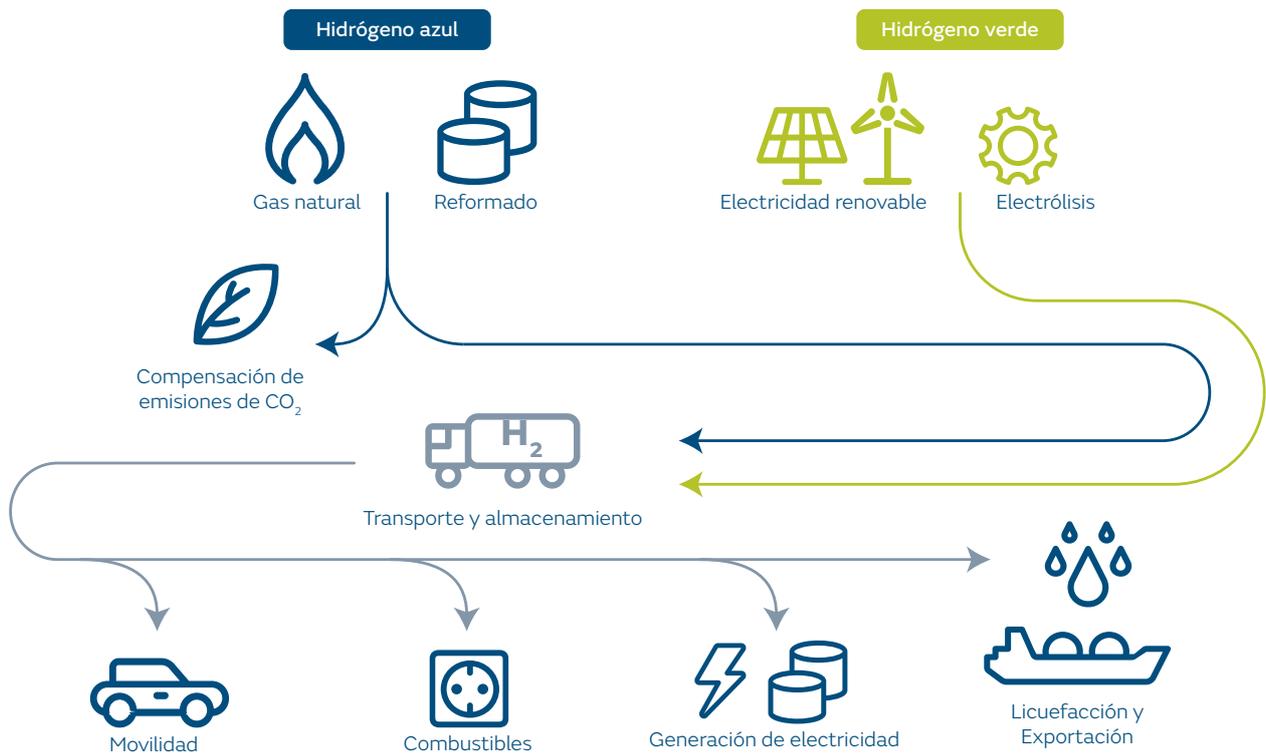
Métodos de obtención de hidrógeno.

Método	Proceso	Materia prima
Térmico	Reformado con vapor	Gas natural
	Termólisis	Agua
	Pirólisis	Biomasa/Gas natural
	Gasificación	Biomasa/Carbón
Electroquímico	Electrólisis	Agua
	Fotoelectroquímico	Agua
Biológico	Fotobiológico	Agua y algas
	Fermentación	Productos/Bacterias
	Digestión anaerobia	Biomasa

Hidrógenos gris, verde y azul.

Recientemente, se ha popularizado el uso de colores para referirse al origen de producción del hidrógeno. El hidrógeno “gris” se refiere a la producción a partir de combustibles fósiles, principalmente gas natural, con emisiones asociadas de dióxido de carbono. El término “azul” se usa comúnmente para la producción a partir de combustibles fósiles, gestionando las emisiones de CO₂ mediante el uso de tecnologías de captura/ secuestro (CCS) u otras formas de compensación (ver Figura 5). Se han propuesto nuevas vías azules para la obtención de hidrógeno a partir de la pirólisis de metano fósil, lo que genera productos sólidos de carbono más fáciles de secuestrar que el dióxido de carbono, pero que continúan planteando un serio problema de residuos. El término “verde” se aplica a la producción generalmente a partir de agua, empleando electricidad renovable, aunque también se refiere a otras fuentes renovables como la biomasa. En determinados informes, a veces se usan términos como “negro” o “marrón” para referirse a la producción de hidrógeno a partir de carbón; sin embargo, en este libro se incluyen dentro del término “gris”, de la misma forma que el concepto “verde” también considera distintas materias primas. Actualmente, la producción mundial de hidrógeno es de unas 70 Mt, de las cuales el 99 % es gris, que genera unas emisiones anuales de 830 MtCO₂, incluyendo todas las etapas del proceso. Así, para alcanzar los objetivos mundiales de descarbonización será necesaria la inmediata transición de hidrógeno gris al azul, neutro en carbono, y focalizar los esfuerzos en el despliegue de las tecnologías de hidrógeno verde, renovable y sin emisiones directas de CO₂ (ver Figura 5).

Figura 5.
Fuentes y métodos de obtención de hidrógeno.



Fuente: Elaboración propia

Las dos rutas de producción de hidrógeno: el azul a partir de gas natural, sin emisiones asociadas, y el verde a partir de la electrólisis. Los hidrógenos, azul y verde, se transportarán hasta el usuario final mediante diferentes métodos: infraestructura de gas natural, específica de hidrógeno, transporte marítimo o transporte terrestre.

el gas natural (metano, CH₄) se hace reaccionar con vapor de agua para liberar el hidrógeno. Dado que la materia prima contiene carbono, se producen inevitablemente emisiones de CO₂. En el caso de emplear biomasa, las emisiones se consideran neutras, ya que de una forma u otra también se liberarían a la atmósfera. El

agua es, pues, la única fuente de hidrógeno inagotable y libre de emisiones de gases de efecto invernadero. En la Figura 4 se resumen los métodos principales de obtención de hidrógeno.

1.3. El rol de la infraestructura de gas

El hidrógeno se puede producir a partir de diferentes tecnologías y a continuación debe ser almacenado, transportado y distribuido hacia el usuario final. La conexión entre el productor y el consumidor pueden considerarse una dificultad añadida a las de producción, ya que involucra distintas tecnologías, sectores industriales y aplicaciones. Por ello, es preciso poner en valor aquella infraestructura que ya está disponible para transportar hoy en día una gran cantidad de hidrógeno, por delante de otras que debieran de construirse. En este sentido, la importancia del concepto *Power-to-Gas* (o electricidad a gas), aplicado sólo al hidrógeno verde, es que permite conectar, de forma eficiente y reversible, las dos redes principales de distribución de energía: la eléctrica y la gasista. De este modo, se puede almacenar la energía renovable del sol, del viento o de otras fuentes en forma de hidrógeno, y consumirlo cuándo y dónde se precise.

El rol de la infraestructura de gas para el hidrógeno verde es clave. Las tuberías que transportan hidrógeno puro son técnicamente factibles y existen varias en operación en países como Estados Unidos, Alemania, Países Bajos, Francia y Bélgica. Sin embargo, la cantidad de hidrógeno que distribuyen es muy reducida en comparación con la de gas natural. Por este motivo, la extensa infraestructura de gas natural

que hay en la mayoría de países, como España, proporciona una base sólida para el despliegue del hidrógeno y se puede aprovechar:

- Para transportarlo a bajo coste económico y ambiental, y con mínimas pérdidas.
- Como medio de almacenamiento transitorio o estacional.
- Para facilitar el suministro al usuario final.
- Para aumentar la eficiencia en la utilización de los recursos energéticos mediante la interacción entre las redes de gas y eléctrica.

En concentraciones bajas, el hidrógeno se puede mezclar con el gas natural sin desafíos técnicos significativos. Actualmente, la legislación española limita el porcentaje de introducción de hidrógeno en la red de gas a un 5 %, pero únicamente si forma parte de un gas no convencional procedente de una fuente renovable. Considerando los grandes volúmenes que transporta esta infraestructura, a día de hoy ya se podría inyectar una cantidad elevada de hidrógeno mezclándolo con otros gases renovables, como el biometano o el gas sintético. El hidrógeno también se puede convertir a gas metano, el principal componente del gas natural, mediante una simple reacción de metanación, siguiendo el proceso de Paul Sabatier¹³. El gas natural resultante, denominado gas sintético, es 100 % compatible con el que se distribuye por la red actual, su obtención no implica un mayor consumo energético y permite incorporar un 5 % de hidrógeno no convertido. Previsiblemente

13 En el proceso de Sabatier consiste en hacer reaccionar hidrógeno (H_2) y dióxido de carbono (CO_2) a altas temperaturas y moderadas presiones para transformarlos, con ayuda de un catalizador, en metano (CH_4) y agua (H_2O).



Figura 6.
Construcción de gasoducto en
A Mariña (Lugo).

Fuente: Naturgy

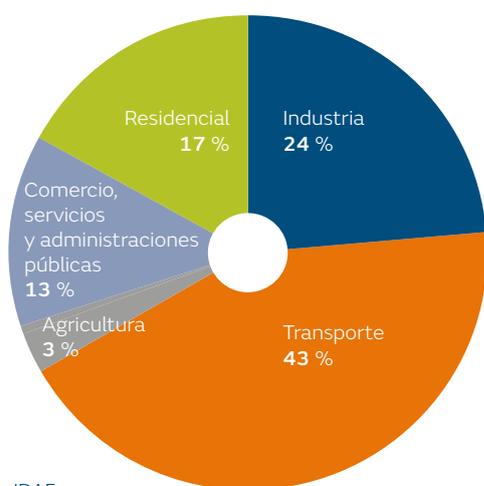
la actual normativa va a ser revisada con el fin de facilitar la inyección de hidrógeno puro en la red, como ya es factible en otros países, sin la necesidad de incorporarlo conjuntamente con otros gases.

Técnicamente, se estima que es posible llegar a valores del 10-20 % de hidrógeno en red sin grandes inversiones a medio plazo¹⁴. El sistema de tuberías puede transformarse paulatinamente de gas natural a hidrógeno con unas inversiones relativamente bajas. Por ejemplo, las tuberías poliméricas ya son adecuadas para el transporte de hidrógeno. Es curioso que el principal desafío no proviene propiamente de la infraestructura de gas, sino

de las aplicaciones que lo utilizan, donde los equipos deberían ser ajustados o reemplazados.

En resumen, la infraestructura de gas va a jugar un papel relevante en el despliegue del hidrógeno. A día de hoy, la red ya está preparada para transportar cantidades importantes, como mínimo en forma de gas sintético, y en un futuro cercano se pueden realizar las modificaciones necesarias para doblarlas o cuadruplicarlas. A medida que el hidrógeno vaya substituyendo al gas natural de origen fósil, existen dos opciones complementarias: adaptar las aplicaciones para que puedan consumir hidrógeno puro o convertir este hidrógeno en metano sintético.

Figura 7.
Consumo de energía primaria en España
por sectores en 2018.



Fuente: IDAE

La disponibilidad de ambas infraestructuras, la de gas y la de electricidad, va a ser beneficiosa en la transición energética y con efectos sinérgicos. Para la electricidad, la disponibilidad de la red de gas permitiría la continua penetración de las energías renovables en el mix eléctrico, y evitaría que se viera frenada por los problemas de ajuste entre producción aleatoria y demanda que debe cubrirse de forma obligada. Para el hidrógeno, la disponibilidad de una infraestructura de transporte facilitaría la conexión entre electrolizadores y consumidores.

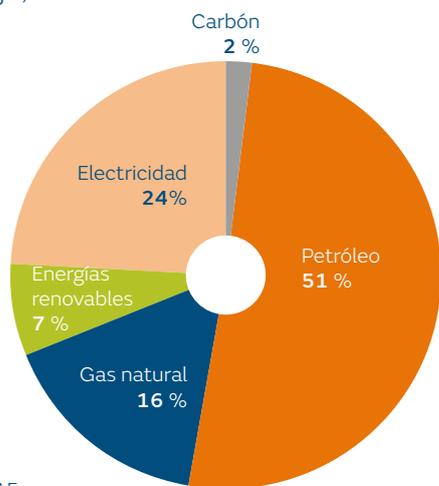
1.4. Cambio climático, transición energética e hidrógeno

El escenario energético en España

El consumo de energía en las sociedades modernas ha ido evolucionando al alza, especialmente en el sector del transporte. Según datos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, (IDAE, ver Figura 7), en el año 2018 más del 43 % del consumo en España correspondía a dicho sector, cuando hace sólo algunas décadas atrás este porcentaje era 10 puntos inferior. El segundo sector más consumidor es el industrial, seguido por el residencial y comercial y, a mayor distancia, el de la agricultura y la pesca.

Así, a pesar del incremento experimentado en fuentes eléctricas renovables, el consumo de energía continúa dominado por las fuentes fósiles (ver Figura 8), mayoritariamente petróleo, con el 51 %, y gas natural, con el 16 %. Entre las renovables no eléctricas, que cubren el 7 % de la energía primaria, se encuentran por orden de relevancia: la solar térmica, los biocarburantes, el biogás, los residuos renovables, la biomasa, el carbón vegetal y la geotermia. La contribución de la energía eléctrica en 2018 fue sólo de una cuarta parte, lo cual muestra que con sólo la descarbonización del sector eléctrico no se puede lograr una descarbonización global de la economía.

Figura 8.
Consumo de energía primaria en España por fuentes de energía, 2018.



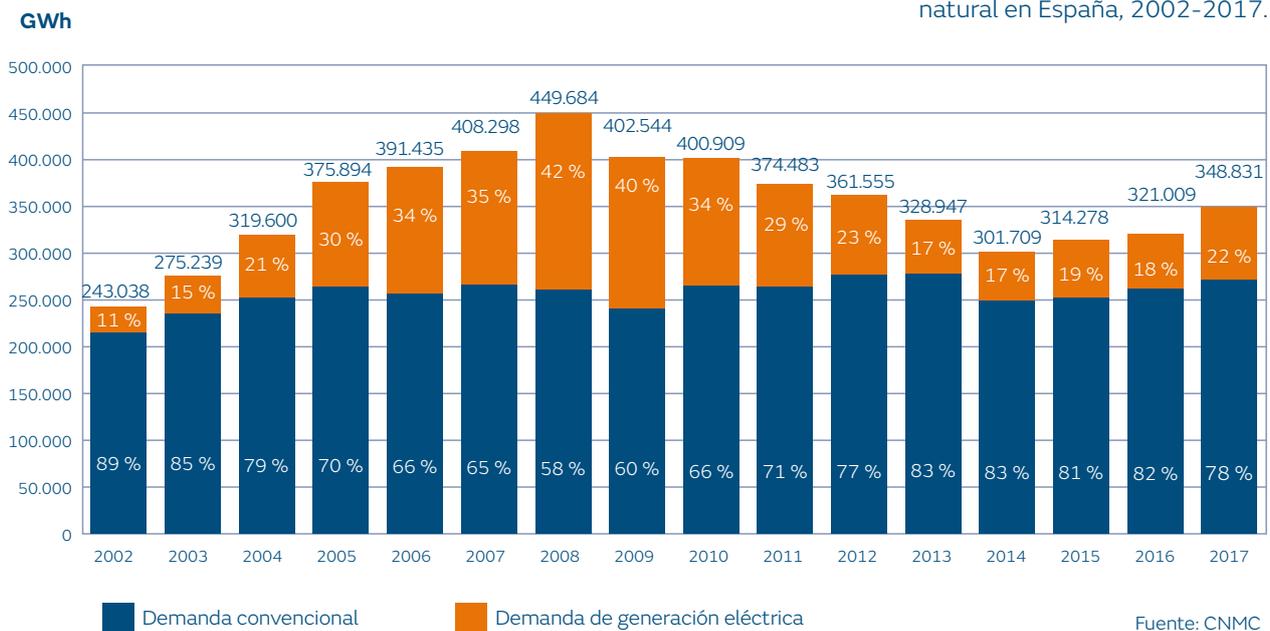
Fuente: IDAE

Figura 9.
Estructura de la generación eléctrica en España, 2019.

■ Nuclear	22,0 %	■ Eólica	20,9 %
■ Carbón	4,2 %	■ Hidráulica	9,7 %
■ Ciclo combinado	20,1 %	■ Solar fotovoltaica	3,5 %
■ Cogeneración	11,8 %	■ Solar térmica	2,0 %
■ Residuos no renovables	0,8 %	■ Otras renovables	1,4 %
■ Turbinación bombeo	0,6%	■ Residuos renovables	0,3 %
		■ Saldo importador de intercambios internacionales	2,7 %

Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

Figura 10.
Evolución del consumo de gas natural en España, 2002-2017.

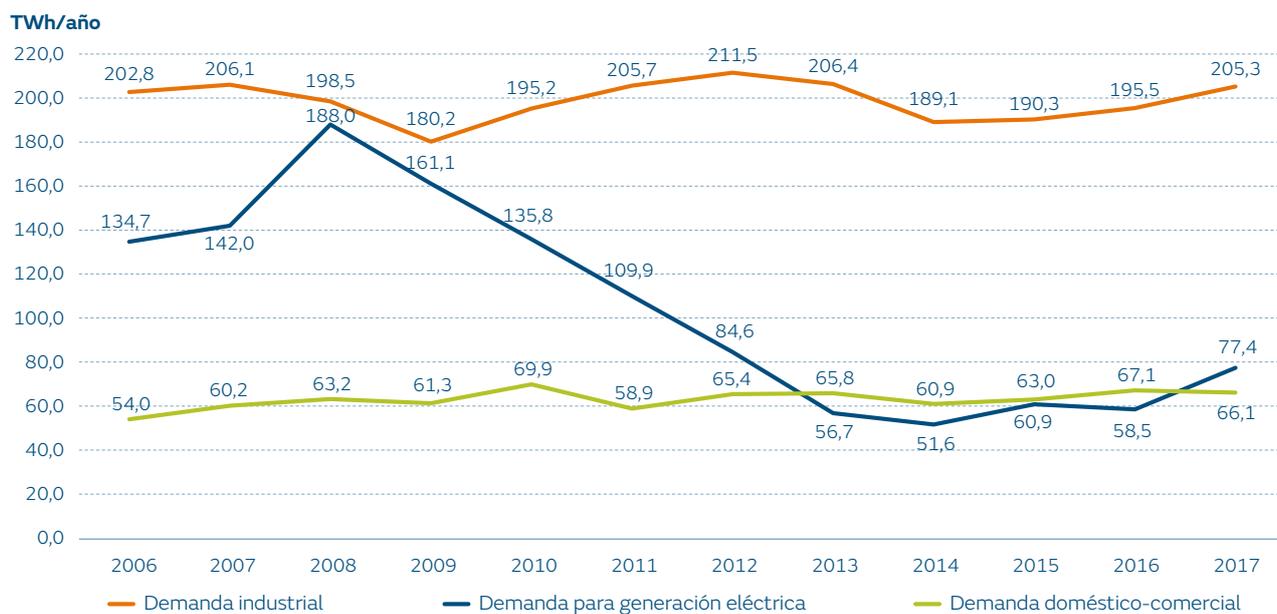


En lo que se refiere al origen de la energía eléctrica, en 2019 el 39 % de la generación fue cubierto por energías renovables (eólica, 21 %; hidráulica, 10 %; solar, 14 %; otras, 4 %). La contribución de estas energías en el mix de electricidad muestra valores variables pero estables durante los últimos 5 años, entre 34-41 %. En generación de electricidad, el gas tuvo un papel muy importante, con el 20 %, desplazando rápidamente a otras fuentes fósiles, cómo el carbón (ver Figura 9).

En la Figura 10 se muestra la evolución del consumo de gas natural en España, donde puede observarse el importante papel que desempeña el gas natural en la estructura energética española. La evolución durante los últimos años ha presentado un máximo en 2008, si bien se puede considerar estabilizada. Teniendo en cuenta los datos de 2013 a 2018, ligeramente por debajo de los 350 TWh anuales. Este consumo se distribuyó en 2018 entre generación de energía eléctrica, con 61 TWh/año, consumo doméstico-comercial, 75 TWh/año, y consumo industrial, con 212 TWh/año (ver Figura 11).

Figura 11.

Evolución de la demanda de gas natural en España por segmento de consumo, 2006-2017.



Fuente: CNMC

El contexto energético europeo

En este escenario energético, basado esencialmente en energías fósiles, la Unión Europea (UE) ha acordado una actualización integral de su marco de política energética para facilitar la transición de los combustibles fósiles hacia una energía más limpia, cumpliendo de este modo también con los compromisos del Acuerdo de París para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y asegurando al mismo tiempo la calidad del aire con la reducción de las emisiones de CO y NO_x.

Según las propuestas de la Comisión Europea publicadas en noviembre de 2016, el paquete “Energía limpia para todos los europeos” consta de ocho actos legislativos. Después del acuerdo político del Consejo y el Parlamento Europeo en 2018 y principios de 2019, que permite que todas las nuevas normas entren en vigencia a mediados de 2019, los países de la UE tienen 1-2 años para transponer las nuevas directivas a la legislación nacional. La finalización de este nuevo reglamento de energía, incide de forma significativa en la implementación de la estrategia de unión energética empezada en 2009 con los objetivos 2020, reiterada en 2015 con el

Las prioridades de la política energética europea.

Para responder a estos desafíos y continuar liderando la transición energética global, la Comisión Europea mantiene su atención sobre las 5 dimensiones de la Unión sobre energía: la seguridad energética, el mercado interior de la energía, la eficiencia energética, la descarbonización de la economía y la investigación, innovación y competitividad. Asimismo, pone el énfasis en las siguientes medidas para reducir las emisiones de CO₂:

- a) Un aumento de la eficiencia energética: para un mismo horizonte de consumo energético, la directiva renovada sobre eficiencia establece un objetivo más alto para 2030 del 32,5 %. Además, la nueva directiva sobre rendimiento energético de los edificios maximiza el potencial de ahorro de los más inteligentes y ecológicos.
- b) Más energías renovables: se ha fijado un objetivo ambicioso de, al menos, un 32 % en fuentes renovables para 2030, con disposiciones específicas para fomentar la inversión pública y privada y que la UE mantenga su liderazgo mundial.
- c) Una mejor gobernanza de la Unión con relación a la energía: un nuevo reglamento en virtud del cual cada Estado miembro elabora Planes Nacionales de Energía y Clima (NECP) para el período 2021-2030 en los que se establece cómo alcanzar los objetivos de unión energética y, en particular, los de 2030 sobre eficiencia, energía renovable y reducción de emisiones de CO₂. Estos proyectos de NECP son analizados y controlados por la Comisión, con recomendaciones específicas para cada país.
- d) Más derechos para los consumidores: las nuevas reglas hacen que sea más fácil para las personas producir, almacenar o vender su propia energía, y fortalecen los derechos de los consumidores con más transparencia en las facturas y una mayor flexibilidad de elección del sistema.
- e) Un mercado eléctrico más inteligente y eficiente: las nuevas leyes aumentan la seguridad del suministro al ayudar a integrar las energías renovables en la red y gestionar los riesgos, y al mejorar también la cooperación transfronteriza.

acuerdo climático de París, confirmada mediante la propuesta del paquete de medidas llevada a cabo en 2016, y reafirmada con los objetivos aprobados por el Parlamento en 2018 y 2019.

Los cambios acordados traerán considerables beneficios, tanto desde la perspectiva del consumidor, como desde las perspectivas ambiental y económica. También subraya el liderazgo de la Unión Europea en la lucha contra el calentamiento global y proporciona

una contribución importante a la estrategia a largo plazo de la UE para lograr la neutralidad de carbono para 2050. La UE fue la primera potencia en el mundo en establecer, en 2009, ambiciosos objetivos energéticos y climáticos para 2020: 20 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, 20 % de incremento en energía renovable y 20 % de aumento en eficiencia energética. Diez años después, la UE está en camino de alcanzar estos objetivos, lo que demuestra que es posible

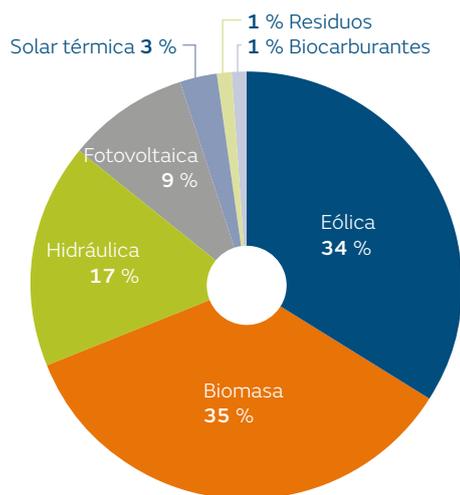


Figura 12. Fuentes de energía renovables primaria en España, 2019.

Fuente: IDAE

reducir las emisiones y mantener el crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB) al mismo tiempo. Mientras tanto, los costes de generación de energía renovable se han vuelto mucho más baratos.

En este nuevo escenario social y político en que se exige y plantea una paulatina y progresiva descarbonización, la sustitución de las fuentes de energía de origen fósil constituye un punto clave. En muchos países, el carbón ya está siendo reemplazado por otras fuentes, pero no así los productos petrolíferos y el gas natural, que en lugares con limitadas fuentes de energía hidráulica precisan de nuevas fuentes de energía renovables. En España, las fuentes fósiles de energía primaria representan casi el 75 % del consumo, con el transporte y la industria (principal consumidor de gas natural, incluyendo la generación directa de calor como consumo eléctrico), a la cabeza.

Esta sustitución, dejando aparte el uso de la energía nuclear, se plantea en base al incremento de fuentes de energía renovables. En España, estas fuentes contribuyeron durante 2019 en un 16,4 % de su consumo primario. De ellas, la eólica (34 %) y la biomasa (35 %), lo hicieron en dos terceras partes, seguidas por la hidráulica (17 %) y la fotovoltaica (9 %). El resto fueron la solar térmica, los biocarburantes, la biomasa y los residuos, principalmente (ver Figura 12).

Consecuentemente, para que los diferentes países de la Unión Europea puedan cumplir sus Planes Nacionales de Energía y Clima (NECP) para 2021-2030, (tal y como establecen sus objetivos de unión energética), debe procederse a un ambicioso plan de inversiones o transición energética que facilite el impulso de las energías renovables y reduzca el papel de las fuentes de origen fósil al 69 % del consumo de energía

primaria (petróleo, 51 %; gas natural, 16 %; y carbón, 2 %). Ello tendría efectos positivos sobre la balanza de pagos exteriores al reemplazar la importación de energía fósil por alternativas de generación autóctonas.

El mayor potencial de crecimiento en energía renovable reside esencialmente en fuentes generadoras de electricidad, como la fotovoltaica, la eólica y la termoeléctrica; otras fuentes como la hidráulica tienen su capacidad de crecimiento restringida a criterios ambientales y geográficos. Con relación a las fuentes renovables de calor, o tienen una capacidad de crecimiento limitado, como la biomasa; su potencial es minoritario y en sectores restringidos (como el residencial o el de servicios), como la geotérmica; o son alternativas todavía incipientes a pesar de ser prometedoras, como la producción de combustibles líquidos sintéticos verdes (los biocarburantes, por ejemplo) o la producción de gases renovables, que incluyen el biometano o metano sintético verde, el biogás o el hidrógeno.

La descarbonización de la economía y la transición energética

En este punto, se plantean varias cuestiones esenciales para la definición de la hoja de ruta de la transición energética. Ésta debe acometer las necesidades de todos los sectores, tanto del industrial, transición energética en la industria, 22 % del consumo, como del transporte, transición energética en el transporte, 41-45 %, como de los sectores residencial, servicios y otros, transición energética en sectores

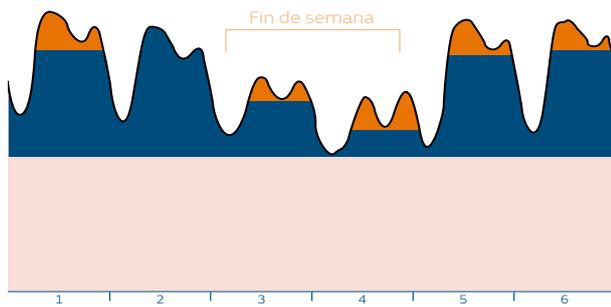
varios, 33 %. Estas necesidades, exceptuando las particularidades del transporte, precisan tanto de energía eléctrica como de energía térmica. Sin embargo, la mayor perspectiva de crecimiento en fuentes renovables hace prever, hoy en día, un mayor aumento de la generación eléctrica que térmica, a pesar de las fluctuaciones e intermitencias causadas por la no constancia de disponibilidad de irradiación solar o viento. Para compensar estos inconvenientes y asegurar un adecuado suministro energético a la red, la introducción de fuentes renovables conlleva una alta probabilidad de exceso en la generación a lo largo de un año, a medida que la penetración de éstas vaya en aumento (ver Figura 13).

Este exceso precisa ser aprovechado, aunque para ello hay que poder almacenar la energía eléctrica. Existen distintas opciones (ver Figura 14):

- utilizar principios físicos como el aprovechamiento de la energía potencial en sistemas hidráulicos, o de la energía mecánica en sistemas de aire a presión,
- el uso de moléculas químicas como transportadores de energía, ya sean en base a baterías electroquímicas (por ejemplo, utilizando litio u otros pares redox), o en base a moléculas simples como el hidrógeno o el metano sintético (capaces de ser almacenadas en forma de gas), o a moléculas más complejas (capaces de ser almacenadas como líquidos, desde metanol a gasolina sintética), técnicamente posibles pero que presentan niveles de eficiencia muy diferentes y están todavía en proceso de investigación.

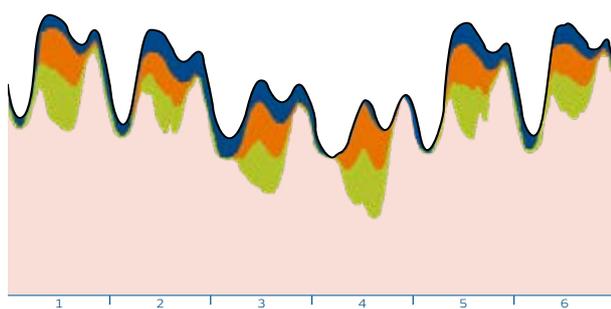
Consumo de energía durante la semana

0 % renovables



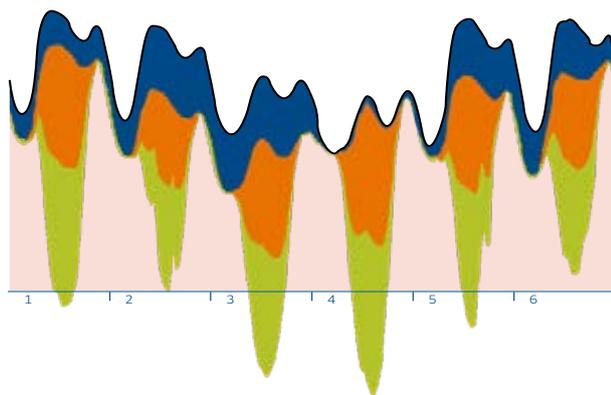
- Carga
- Punta
- Intermedia
- Base

21 % renovables



- Carga
- Eólica
- Solar concentración
- Solar fotovoltaica
- Base

60 % renovables



- Carga
- Eólica
- Solar concentración
- Solar fotovoltaica
- Base

Figura 13.

Incremento de la generación de energía en exceso en función del porcentaje de penetración de renovables en la red eléctrica (0 %, 21 %, 60 %)¹⁵.

Fuente: Elaboración propia

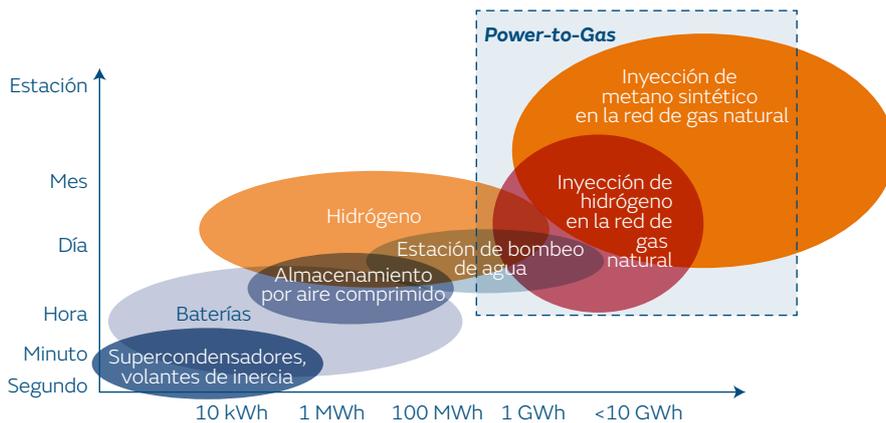


Figura 14. Capacidad de almacenamiento de energía de diferentes tecnologías.

Fuente: Elaboración propia

Dado que las capacidades de las baterías electroquímicas o de los sistemas no alcanzan, hoy en día, las prestaciones técnicas buscadas y sus costes no son aún comparativamente competitivos, el uso de moléculas químicas simples en forma de gas constituye una clara alternativa, con el valor añadido de que en la mayoría de países ya existen infraestructuras disponibles para su almacenamiento como gas renovable. Esta conversión de energía eléctrica en energía química en fase gas es conocida como *Power to Gas* y constituye la alternativa más clara para impulsar fuentes renovables eléctricas con capacidad de acumular energía bajo la forma de gas. El único sistema capaz de almacenar energía eléctrica de forma masiva y durante largos periodos de tiempo es el hidrógeno (ver Figura 14). Si se utiliza la infraestructura gasista ya instalada, se pueden almacenar varios GWh durante meses e incluso años. En caso de ser necesario, el gas sintético, derivado del hidrógeno, permite ampliar aún más

la capacidad de almacenamiento debido a una mayor compatibilidad con la infraestructura y una mayor densidad energética.

Esto constituye también una clara opción para acometer la transición energética en la industria, así como en los sectores residencial y de servicios. Las dos moléculas químicas que dan pie a gases renovables son el hidrógeno y el metano, aunque este último, para ser realmente renovable, precisa utilizar carbono no proveniente de energía fósil. Por el contrario, el hidrógeno como gas renovable, al no implicar ninguna emisión de CO_2 y teniendo la opción de utilizarlo en procesos sin emisiones de CO o NO_x , constituye una clara alternativa para ayudar en la transición energética.

Hay que señalar también los aspectos relativos al transporte de la energía en forma de gas. Usualmente, las instalaciones más grandes de fuentes renovables no suelen estar cerca

de las zonas de consumo, por lo que hay que prever el transporte de la energía. En este sentido, la comparativa entre una red eléctrica y una tubería de gas no deja lugar a dudas. Si quisiéramos transportar energía 100 km, el coste medio se estima del orden de unos 200 €/kW para el tendido y de sólo 10 €/kW para la tubería, 20 veces más barato. Por tanto, el hidrógeno se erige de nuevo como una clara alternativa.

El hidrógeno en la transición

El hidrógeno es uno de los combustibles más seguros. Su seguridad es comparable a la del gas natural. Por este motivo ha sido utilizado mundialmente desde hace décadas en aplicaciones convencionales en la industria química y petroquímica, y también como combustible antes de que el gas natural se hiciera con este mercado. Actualmente, se producen en el mundo más de 70 millones de toneladas, de las cuales más del 90 % son para uso industrial, ya sea para la producción de amoníaco, en refinerías, en alimentación, en la fabricación de vidrio o en las industrias metalúrgicas o de procesos térmicos especiales. Es, por tanto, una *commodity*, una mercancía que adicionalmente sirve como combustible, ya sea mediante pilas de combustible, motores o turbinas de gas. Además, se puede transportar y almacenar, tanto en forma de hidrógeno comprimido como combinado en otras moléculas, como el amoníaco o el metanol.

La producción, transporte, almacenamiento y usos del hidrógeno se continúan desarrollando

previando su utilización en nuevas áreas que darán lugar a grandes mercados impulsados por las nuevas normativas para afrontar el cambio climático y la transición energética, como, por ejemplo, el sector de la movilidad y el almacenamiento de energía eléctrica renovable en combustibles o *Power-to-X*.

En lo que se refiere al transporte basado en movilidad eléctrica, el uso de hidrógeno puede ser discutido frente al uso directo de electricidad procedente de baterías, ya que tiene más sentido que realizar el proceso de transformar la energía química del hidrógeno en energía eléctrica. Esta segunda opción es más viable por motivos de autonomía y potencia. De hecho, las enormes necesidades del transporte se pueden agrupar en tres grandes grupos con líneas de separación difusas pero que permiten prever en qué casos el hidrógeno está llamado a desempeñar un papel esencial: vehículos eléctricos con baterías (BEV); vehículos eléctricos con pilas de combustibles de hidrógeno (FCV); y vehículos eléctricos en base a bio o sintetizados combustibles líquidos.

En el primer caso, los BEV, teniendo presente las previsible prestaciones que pueden alcanzar las baterías, es la solución recomendable para vehículos de pocas toneladas y con un rango diario de kilometraje inferior a los 100 kilómetros. Estas prestaciones corresponden a la movilidad urbana con pequeños vehículos. A medida que aumenta el kilometraje diario o el peso de los vehículos, como por ejemplo autobuses o camiones de carga, esta solución se hace menos conveniente.

Con relación a los vehículos FCV, constituyen la solución para cubrir mayores rangos de distancia, así como el transporte de mayores pesos; autobuses largos de más de 12 metros, autobuses interurbanos, camiones de carga, camiones funcionales como los de recogida de basuras, camiones utilizados en empresa de minería, de construcción, de repartos de mercancías, grúas, etc., así como trenes sin necesidad de catenarias y transporte fluvial e incluso marítimo.

En el caso de los bio y combustibles sintéticos, a medida que los límites en las potencias de las pilas de combustibles se van superando, la disponibilidad de hidrógeno y carbono capturado de origen no fósil abre alternativas para la síntesis de combustibles renovables líquidos que son contemplados como la mejor solución sostenible para el transporte aéreo y marítimo pesado. Por consiguiente, el hidrógeno, también en el área del transporte, constituye un pilar para

las soluciones sostenibles complementándose con las soluciones basadas en el uso de baterías.

En resumen, el hidrógeno, y los productos basados en hidrógeno como el metano sintético, constituyen una vía para la transición energética que permita ir reemplazando el uso de energías fósiles, que actualmente representan el 75 % de la energía primaria, por fuentes renovables. Su uso no únicamente debe permitir reemplazar en gran medida los usos actuales del gas natural, unos 350 TWh/año, sino que abre enormes perspectivas de ampliación de mercado en base a la introducción del hidrógeno en el transporte terrestre pesado, en el ferrocarril, en el transporte fluvial y marítimo ligero e incluso en el aéreo ligero. Esto incrementa el potencial de futuro del mercado de hidrógeno en España teniendo muy presente las actuales infraestructuras disponibles de la industria gasista.

2. La producción de hidrógeno

2.1 Procesos a partir de gas natural

2.1.1 Reformado

2.1.2 Pirólisis

2.2 Procesos a partir de agua

2.2.1 Electrólisis

2.2.2 Procesos basados en la interacción con fotones

2.2.3 Termólisis y fotólisis

2.3 Otros procesos

2.3.1 Gasificación

2.3.2 Reformado de fuentes renovables

2.3.3 Subproducto de procesos químicos

2.4 Clasificación ambiental del hidrógeno

2.4.1 El hidrógeno gris

2.4.2 El hidrógeno azul

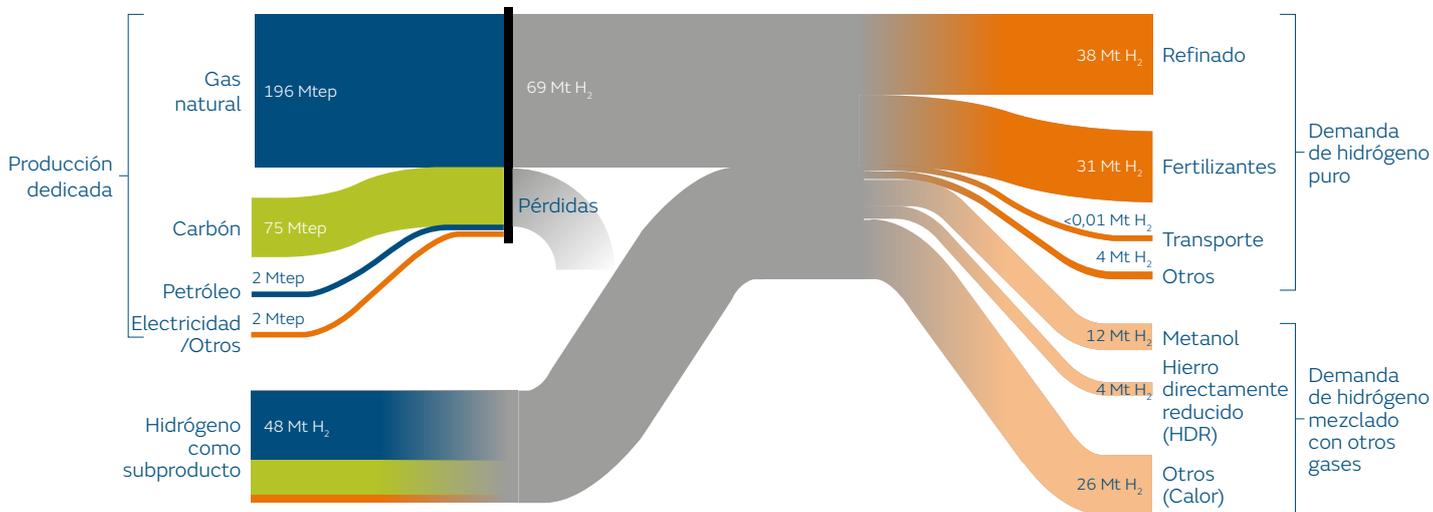
2.4.3 El hidrógeno verde

Preguntas clave del capítulo

- ¿De dónde se obtiene el hidrógeno?
- ¿Cómo se produce hidrógeno a partir de gas natural? ¿Y a partir del agua?
- ¿De qué otras fuentes se puede obtener también el hidrógeno?
- ¿Qué son los procesos de reformado, la electrólisis y la gasificación?
- ¿Qué son el hidrógeno gris, el azul y el verde?

En este capítulo se describen las tecnologías con mayor relevancia actual y potencial de futuro para producir hidrógeno de forma masiva: la producción a partir de gas natural, mediante electrólisis, por un lado, y con fuentes alternativas como la biomasa, por el otro. También se presenta la definición del hidrógeno en colores, establecida a partir de la fuente de energía y el proceso de producción aquí descritos.

Figura 15.
Cadena de valor actual del hidrógeno.



Fuente: Agencia Internacional de la Energía (IEA)

2.1. Procesos a partir de gas natural

La principal fuente de obtención de hidrógeno es el gas natural, formado principalmente por metano. La combinación de tres factores: grandes reservas mundiales, su relativo bajo coste y su composición química, hace que el gas natural sea actualmente la fuente de hidrógeno más interesante para el mercado mundial. La molécula de metano consiste en una ratio de 4 átomos de hidrógeno (H) por cada átomo de carbono (C). En términos de masa atómica, el metano es un 25 % hidrógeno, por lo que la extracción de su estructura química genera una mayor cantidad de hidrógeno en comparación con otros hidrocarburos de cadena más larga, como las naftas, y mucho más que en comparación con el carbón o la biomasa, en las cuáles el hidrógeno proviene de utilizar agua como agente oxidante.

En el contexto europeo y estadounidense, el porcentaje de producción de hidrógeno a partir de gas natural es superior al 95 % del mercado. La producción a partir de carbón es un proceso con más relevancia en China. En este sentido, se puede afirmar que el hidrógeno que consumimos a día de hoy en España proviene, prácticamente en su totalidad, del gas natural. Tal es la magnitud del proceso, que el 6 % del consumo total de gas natural se destina exclusivamente a la producción de hidrógeno. El gas natural restante se destina a aplicaciones

mucho más conocidas como la generación de calor, tanto a nivel doméstico como industrial, y a la producción de electricidad en centrales de ciclo combinado.

El proceso de extracción del hidrógeno del gas natural se conoce cómo reformado. En este proceso se producen óxidos de carbono como subproducto en forma gaseosa lo que constituye su principal hándicap, al generarse del orden de 11 toneladas de CO₂ por cada tonelada de hidrógeno. Alternativamente, existe una tecnología en fase de desarrollo, la pirólisis de metano, que da lugar como subproducto a carbón en forma sólida, y en la que se producen como residuo 3 toneladas de carbono por tonelada de hidrógeno.

2.1.1 Reformado

El reformado de gas natural se basa en descomposición de la molécula de metano para dar lugar a hidrógeno y óxidos de carbono (CO y CO₂). Para que tenga lugar este proceso se requiere la combinación de tres condiciones¹⁶: alta temperatura (700-1.100 °C), presencia de un catalizador (en base níquel), y presencia de un agente oxidante (agua y/o aire)

Existen tres métodos de producción en función del agente oxidante (ver Figura 16):

- Vapor de agua: reformado con vapor.
- Oxígeno o aire: oxidación parcial.
- Una combinación de ambos: reformado autotérmico.

16 U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, Hydrogen Production: Natural Gas Reforming, (n.d).

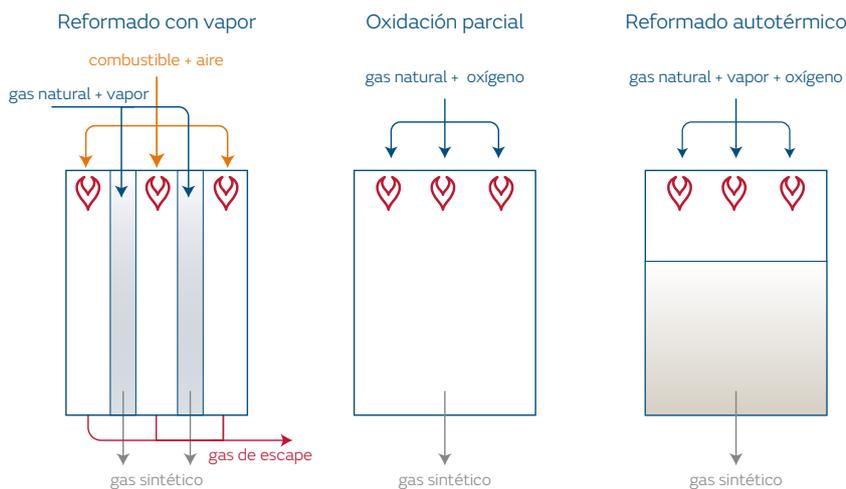
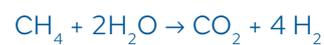
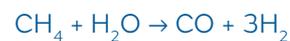


Figura 16.
Tipos de reformadores.

Fuente: Elaboración propia

El agente oxidante más utilizado en el proceso de reformado de gas natural es vapor de agua (conocido en inglés como “steam methane reforming, SMR”) ¹⁷, y consta básicamente de dos reacciones. La primera es la descomposición parcial del metano en monóxido de carbono (CO) y agua (H₂O), reacción altamente endotérmica ($\Delta H_r = 206$ kJ/mol), que tiene lugar a altas temperaturas y consume una gran cantidad de energía. La segunda es el desplazamiento del agua y gas (*water-gas shift*) que se utiliza para incrementar la cantidad de hidrógeno generado, que es ligeramente exotérmica ($\Delta H_r = -41$ kJ/mol) y tiene lugar a temperaturas inferiores.

Reformado de metano:



El reformado de gas natural, es decir la producción de gas de síntesis, se puede realizar mediante otro agente oxidante, el aire. En este caso se denomina oxidación parcial (POX), ya que si fuera completa se produciría únicamente dióxido de carbono, agua y energía. La oxidación con aire se utiliza principalmente para producir gas de síntesis a partir de material sólido como el carbón o la biomasa. Otra propuesta

tecnológica son las unidades de reformado autotérmico (ATR) en las que se emplean conjuntamente ambos agentes oxidantes, aire y agua. La inyección de un contenido controlado de aire reduce el consumo de combustible externo en la unidad de reformado debido a que una parte del calor necesario para romper el metano proviene de la oxidación con oxígeno. Este proceso se utiliza principalmente para el reformado de hidrocarburos, pero también se realiza a partir de gas natural¹⁸.

Independientemente del agente oxidante, el proceso global de producción de hidrógeno actual se basa en 4 etapas en serie (ver Figura 18): desulfuración del gas natural, reformado, desplazamiento de gas y purificación del hidrógeno. De todas ellas, la unidad central del proceso es el reformado, pero antes de entrar en el reformador, el gas natural pasa por un proceso de desulfuración, en el que se elimina más de un 99 % del azufre que contiene el gas convencional. Después de la etapa de desulfuración, se obtiene un gas limpio por debajo de las 0,1 ppm de H₂S. Este proceso consta de dos unidades: la primera convierte todo el azufre en su forma reducida mediante hidrogenación y un catalizador en base cobalto y molibdeno; la segunda elimina el azufre con un catalizador de óxido de zinc. La desulfuración es una etapa clave para reducir el “envenenamiento” del catalizador en el reformado.

Figura 17.
Planta de hidrógeno y de gas de síntesis.



Fuente: Linde Group

Una vez limpio, el gas natural se mezcla con vapor de agua, se incrementa la temperatura a unos 700-900 °C y se introduce en un lecho catalítico en base níquel. Las altas temperaturas requeridas en el reformador se consiguen con la quema de un combustible externo, ya sea una parte del gas natural u otro hidrocarburo. Cabe destacar que las instalaciones modernas han

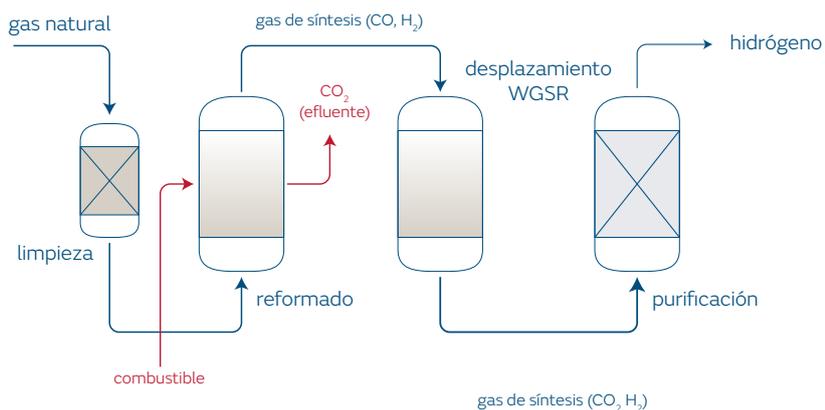


Figura 18. Proceso de fabricación de hidrógeno por reformado.

Fuente: Elaboración propia

permitido aumentar la eficiencia energética del proceso de reformado entre un 10-20 %. Una vez se consigue la mezcla de gas de síntesis (CO e H_2), se pasa a la unidad de desplazamiento para convertir el monóxido de carbono (CO) a dióxido de carbono (CO_2) e incrementar la cantidad de hidrógeno final. Los catalizadores utilizados en la unidad de desplazamiento se basan en hierro, cromo y cobalto. Esta unidad consiste en dos reactores en serie: un primero a alta temperatura y un segundo a más baja temperatura.

El producto obtenido a partir del reformado es una mezcla de dióxido de carbono (CO_2) e hidrógeno (H_2), con trazas de metano (CH_4) y monóxido de carbono (CO). Para obtener una corriente de hidrógeno puro se debe proceder a una etapa final de purificación, es decir, de separación de los otros compuestos del gas de síntesis. Esta etapa puede constar de varias

unidades en función de la tecnología utilizada con el objetivo de suministrar hidrógeno de elevada pureza al final del proceso. En el de Air Liquide¹⁹, el hidrógeno se separa de los otros componentes con una unidad adsorción con presión oscilante (PSA) que utiliza un material sólido absorbente. Otra estrategia complementaria es eliminar el dióxido de carbono mediante su absorción con una solución de aminas. Este proceso puede beneficiarse de la integración de intercambios de calor de las distintas unidades de reformado. Finalmente, también se pueden eliminar las trazas de óxidos de carbono mediante una metanación catalítica, generando de nuevo metano. Las unidades de metanación de las trazas de óxidos se utilizan en los sistemas de producción de amoníaco, ya que estos compuestos envenenan el catalizador utilizado.

La estequiometría de la reacción indica que el producto final consiste en 4 moles de H_2 por cada mol de CO_2 . Sin embargo, como se ha apuntado previamente, el hidrógeno tiene un peso molecular muy bajo y en cantidades másicas se genera, como mínimo, una cantidad 5,5 veces mayor de dióxido de carbono que de hidrógeno. En otras palabras, el proceso de reformado de gas natural produce más subproducto indeseado (dióxido de carbono) que el producto deseado (hidrógeno), con el impacto en emisiones de gases de efecto invernadero que ello representa.

Para ser rigurosos hay que considerar que el proceso emite otra cantidad adicional de dióxido de carbono durante la quema de combustible (un tercio aproximadamente) para conseguir las altas temperaturas requeridas en el reformado, o en la combustión parcial si se inyecta oxígeno. De este modo, se estima que por cada tonelada de hidrógeno se emiten 9-11 toneladas de dióxido de carbono²⁰. A nivel mundial, la generación de hidrógeno a partir de gas natural supone unas emisiones de 630 Mt anuales. A modo comparativo, esta cifra es del mismo orden de magnitud que todas las emisiones de gases invernaderos que emiten Francia e Italia juntos durante el mismo periodo²¹. A partir de estas cifras demoledoras, aparece el interés general en secuestrar el dióxido de carbono del proceso de reformado en lugar de emitirlo en la atmósfera. Como se discutirá al final de

este apartado, el hidrógeno obtenido a partir de metano fósil se clasifica como gris y azul en función de si el proceso incorpora o no captura de dióxido de carbono.

Proceso de secuestación de CO_2 en el reformado

La concentración de dióxido de carbono en el proceso de reformado (SMR) es muy alta, próxima al 25 % en volumen. Este contenido es mucho más elevado que en un proceso convencional de combustión, que está entorno al 4-15 %. Otra ventaja de esta corriente es que las impurezas indeseadas en un proceso de captura, como el sulfuro de hidrógeno (H_2S), ya han sido eliminadas previamente con el objetivo de no envenenar los catalizadores del reformado. De la propia naturaleza del proceso, se desprende que la introducción de un proceso de captura de dióxido de carbono permite satisfacer al mismo tiempo dos necesidades: el suministro de gas CO_2 a nivel industrial a costes bajos, y la reducción del impacto ambiental de la generación de hidrógeno.

El término secuestación se refiere a la captura, transporte y almacenamiento durante un periodo largo, ya que únicamente la captura no reduce las emisiones directas si se libera a continuación. En una planta convencional, el dióxido de carbono debe ser capturado antes de la unidad de purificación de hidrógeno y

20 Praxair, Analysis of CO_2 emissions, reductions, and capture for Large-scale hydrogen production plants, 2010

21 T.U. of C. Scientists, Each Country's Share of CO_2 Emissions, (n.d.).

así facilitar su operación, ya que el gas tendrá un porcentaje mayor de hidrógeno. Una composición representativa en este punto es: H₂ (70-80 %), CO₂ (15-25 %), CH₄ (3-6 %), CO (0,5-3 %). La captura en este punto se denomina “captura de pre-combustión”, en la que el combustible, en este caso metano, no ha sido combustionado propiamente. Las tecnologías disponibles para extraer el dióxido de carbono de la mezcla son las mismas que en procesos análogos, como el procesamiento de gas natural, el mejorado de biogás (*upgrading*), la captura de dióxido de carbono post-combustión o la captura directa del aire. Las operaciones unitarias que se proponen para este proceso son ampliamente conocidas: absorción (agua, orgánica o con reacción química con aminas), adsorción con presión oscilante, separación con membranas, separación criogénica o carbonatación de óxido de calcio²². Las plantas de producción de hidrógeno son plantas con una economía de escala favorable y con disponibilidad de calor residual. Por estos motivos, la tecnología más utilizada hasta hoy para la captura del dióxido de carbono es la absorción con aminas²³, si bien nuevos desarrollos basados en adsorción están irrumpiendo de forma competitiva en el mercado.

El principio de funcionamiento de la unidad de captura es la absorción y reacción química entre las aminas y el dióxido de carbono (ver Figura 19). La ingeniería del proceso consiste en poner en contacto una solución comercial de aminas con el gas a baja temperatura para retener el dióxido de carbono en la solución. Una vez la solución está saturada, se incrementa la temperatura de la solución (120-160°C) para desorber el dióxido de carbono. De este modo, se obtienen dos corrientes: un gas limpio con menos impacto ambiental y una corriente de dióxido de carbono que puede ser comercializada. La eficiencia de captura de las plantas de hidrógeno está en el rango de 87-95 %²⁴. Esta corriente de dióxido de carbono capturada no tiene valor comercial hasta que se acondiciona para la futura aplicación. Para su comercialización, el dióxido de carbono debería ser acondicionado; es decir: limpiado, comprimido y licuado para su distribución.

Con el proceso de captura del dióxido de carbono del proceso, denominado pre-combustión, se puede conseguir una reducción de emisiones gases de efecto invernadero muy relevante, entorno al 60-75 %. Una vez capturado, el CO₂ no puede emitirse de nuevo a la atmósfera, así que debe ser almacenado. El

22 D.P. Harrison, Calcium enhanced hydrogen production with CO₂ capture, *Energy Procedia*. 1 (2009) 675–681. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.01.089>.

23 M. Voldsund, K. Jordal, R. Anantharaman, Hydrogen production with CO₂ capture, *Int. J. Hydrogen Energy*. 41 (2016) 4969–4992. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.01.009>.

24 S.M. Nazir, J.H. Cloete, S. Cloete, S. Amini, Efficient hydrogen production with CO₂ capture using gas switching reforming, *Energy*. 185 (2019) 372–385. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.07.072>.

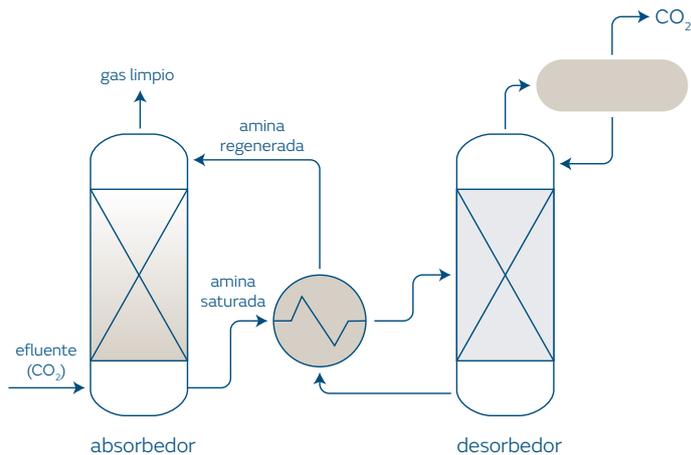


Figura 19. Proceso de captura de CO₂ por tecnología de absorción.

Fuente: Elaboración propia

horizonte temporal que se utiliza en la mayoría de estudios de impacto ambiental es de 100 años²⁵. Esto implica que, una vez capturado, el CO₂ deberá permanecer almacenado durante, al menos, este período de tiempo (CCS). Aquí entran en juego el número de reservas geológicas disponibles, las posibles fugas de CO₂ y los potenciales impactos ecológicos del almacenamiento subterráneo²⁶. Es decir, de forma general, el hidrógeno bajo en emisiones implica la captura de CO₂, pero también el transporte y almacenamiento geológico para que la reducción de emisiones sea realmente efectiva.

Las emisiones restantes de CO₂ (25-40 %), no son del propio proceso químico, sino que provienen básicamente de la combustión de combustible para generar las altas temperaturas requeridas en el proceso de reformado con vapor. Para conseguir una reducción más significativa de las emisiones, se debería instalar una segunda unidad de captura de dióxido de carbono adicional (ver Figura 20), en este caso de naturaleza post-combustión. Los costes de captura de esta segunda unidad son superiores debido a la menor concentración de dióxido de carbono y la presencia de impurezas. El coste de capturar el dióxido de carbono en una planta de producción de hidrógeno es claramente asimétrico en las dos posibles

25 L.A. Wright, S. Kemp, I. Williams, 'Carbon footprinting': towards a universally accepted definition, Carbon Manag. 2 (2011) 61-72. <https://doi.org/10.4155/cmt.10.39>.

26 C. Delft, Feasibility study into blue hydrogen, 2018. www.cedelft.eu/publications/download%0A.

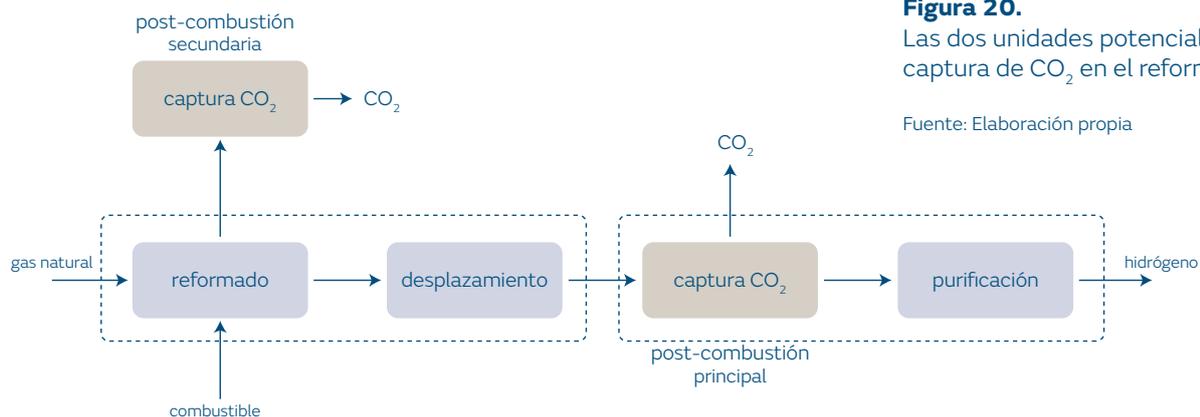


Figura 20.

Las dos unidades potenciales de captura de CO₂ en el reformado.

Fuente: Elaboración propia

unidades. En una pre-combustión, el sobrecoste de captura del dióxido proviene básicamente de la compresión del gas obtenido, ya que la propia unidad es necesaria para la propia purificación del hidrógeno. Puede estar entorno a los 13-25 €/tCO₂, lo cual representa un aumento del coste de producción del hidrógeno del 18-33 %. En general, estos costes son muy inferiores a otros procesos, aunque casi igual de competitivos. Por ejemplo, el coste de emisión de gases de efecto invernadero estaba a nivel europeo entorno a los 25 €/tCO₂ a principios de 2020. En cambio, el coste de capturar el dióxido de carbono de la post-combustión es significativamente superior, entorno a los 35-65 €/tCO₂. En definitiva, capturar el dióxido de carbono propio del proceso es muy favorable (pre-combustión), mientras que el indirecto del reformado es el

mismo que en cualquier proceso centralizado de combustión (post-combustión)²⁷.

Como ya se ha comentado, el hidrógeno obtenido con el reformado de gas natural con captura de dióxido de carbono y almacenamiento (CCS, “Carbon Capture & Storage”) se denomina “hidrógeno azul”²⁸. Todas las tecnologías necesarias para obtenerlo están ya maduras. Sin embargo, para su implementación generalizada son necesarias dos premisas: una mayor demanda industrial por hidrógeno con bajas emisiones de efecto invernadero, y una infraestructura disponible para el secuestro del dióxido de carbono (CCS). Como también se ha mencionado, el secuestro de CO₂ consiste en su captura, transporte e inyección a un lugar de almacenamiento

27 E.S. Rubin, J.E. Davison, H.J. Herzog, The cost of CO₂ capture and storage, *Int. J. Greenh. Gas Control.* 40 (2015) 378–400. <https://doi.org/10.1016/j.jggc.2015.05.018>.
IPCC, Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005.



Figura 21.
Planta de reformado de gas natural con unidad de captura.

Fuente: Photo by Ramsey Martin from Pexels

geológico para aislarlo de la atmósfera a largo plazo, por un tiempo que debería ser superior a los 100 años. La inyección de CO_2 en formaciones geológicas es una tecnología también madura. Por ejemplo, hay una planta en Alberta (Canadá) para la producción de hidrógeno para refinería que captura 1 Mt/año de dióxido de carbono mediante absorción con aminas; en ese caso, el dióxido de carbono se almacena en una formación salina.

En otras instalaciones, el dióxido de carbono capturado se utiliza para la recuperación mejorada de petróleo (EOR), como en la refinería de Valero (Estados Unidos). Otro caso de éxito es la planta de reformado de gas natural de Port Jerome (Francia, ver Figura 21), que tiene un proyecto piloto de captura de CO_2 en una planta de producción de hidrógeno de 4.500 kg/h. En

ese caso, el hidrógeno se usa en refinería y el dióxido de carbono en la industria alimentaria y tratamiento de aguas (control pH). En cualquier caso, hay que asegurar que la cantidad inyectada de CO_2 permanece realmente almacenada. En el caso de la tecnología EOR, se estima que un 90-95 % permanece fijada geológicamente y el resto se libera otra vez a la atmósfera²⁹.

En resumen, para asegurar que se reducen las emisiones de CO_2 en el proceso de producción de hidrógeno a partir de gas natural, y así convertirlo en “hidrógeno azul”, se deben cuantificar de forma precisa las emisiones evitadas considerando todo el proceso: el propio de captura, el transporte, la inyección y las posibles fugas durante su almacenamiento. Los estudios que permiten esta cuantificación

29 V. Núñez-López, E. Moskal, Potential of CO_2 -EOR for Near-Term Decarbonization, *Front. Clim.* 1 (2019) 5. <https://doi.org/10.3389/fclim.2019.00005>.

se denominan “Análisis del Ciclo de Vida”. La definición cuantitativa de los colores del hidrógeno se realiza al final del capítulo.

2.1.2 Pirólisis

La pirólisis del gas metano es una tecnología incipiente que permite la descomposición del metano en hidrógeno y carbón (ver Figura 22). Este proceso también es conocido como craqueo térmico del metano o descomposición del metano, y ciertos autores denominan el hidrógeno producido como turquesa. A diferencia del reformado, la pirólisis no utiliza ningún agente oxidante como el agua o el oxígeno. De este modo, no se añade ningún compuesto químico que contenga oxígeno en su estructura y que favorezca la producción de óxidos de carbono (CO₂ o CO)³⁰. En el proceso de pirólisis del gas, el subproducto carbón se produce en forma sólida mediante la siguiente reacción:



El proceso es endotérmico ($\Delta H = +74.85 \text{ kJ/mol}$) y tiene lugar a temperaturas muy altas de 800-1.200°C³¹. La reacción produce dos moles de

hidrógeno por cada molécula de carbón sólido. La eliminación del carbón sólido del reactor genera un importante reto tecnológico, clave para la viabilidad del proceso, ya que puede bloquear tanto los poros del catalizador como la hidrodinámica del propio reactor. Para superar este desafío, en la literatura se propone el uso de metales o sales fundidas que son estables a temperaturas altas del orden de 1.200°C. En este proceso, el metano se inyecta en un reactor de borboteo y se descompone en la fase líquida. El carbón producido tiene una menor densidad y flota en la superficie de líquido fundido, lo que evita la desactivación del líquido catalítico y favorece la separación del carbón³². El carbón se obtendría de forma pura y podría ser utilizado en varias aplicaciones como pigmentos o polímeros. También se propone obtener la energía necesaria para la reacción mediante corriente eléctrica en lugar de térmica, favoreciendo que la procedencia de la energía sea renovable. En todo caso, es importante mencionar que estas tecnologías están todavía en fase de desarrollo³³.

30 J.D. Holladay, J. Hu, D.L. King, Y. Wang, An overview of hydrogen production technologies, *Catal. Today*. 139 (2009) 244–260. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.cattod.2008.08.039>.

31 C. Guéret, M. Daroux, F. Billaud, Methane pyrolysis: thermodynamics, *Chem. Eng. Sci.* 52 (1997) 815–827. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0009-2509\(96\)00444-7](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0009-2509(96)00444-7).

32 C. Palmer, D.C. Upham, S. Smart, M.J. Gordon, H. Metiu, E.W. McFarland, Dry reforming of methane catalysed by molten metal alloys, *Nat. Catal.* 3 (2020) 83–89. <https://doi.org/10.1038/s41929-019-0416-2>.

33 T. Geißler, A. Abánades, A. Heinzl, K. Mehravaran, G. Müller, R.K. Rathnam, C. Rubbia, D. Salmieri, L. Stoppel, S. Stückrad, A. Weisenburger, H. Wenninger, T. Wetzel, Hydrogen production via methane pyrolysis in a liquid metal bubble column reactor with a packed bed, *Chem. Eng. J.* 299 (2016) 192–200. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.cej.2016.04.066>.

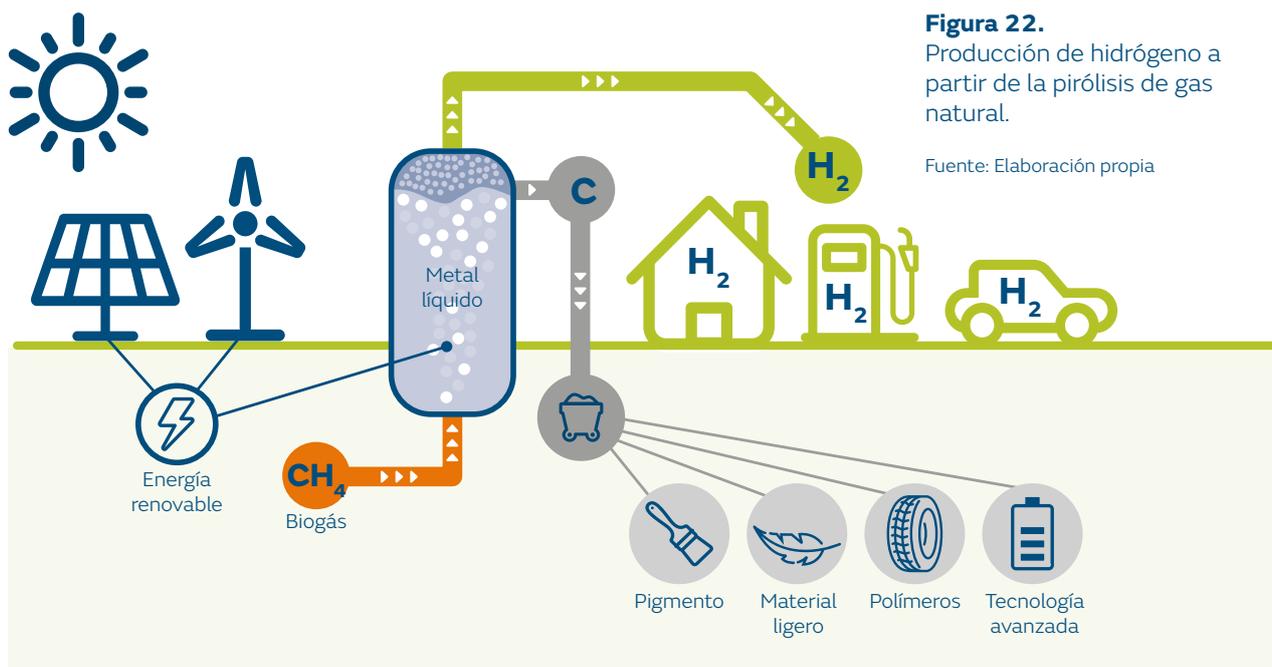


Figura 22.
Producción de hidrógeno a partir de la pirólisis de gas natural.

Fuente: Elaboración propia

2.2 Procesos a partir de agua

2.2.1 Electrólisis

La expresión griega “lysis” significa descomposición o rotura, por lo que la electrólisis describe un proceso en el que la energía eléctrica constituye la fuente principal para realizar las reacciones químicas participantes, y que dan lugar a la rotura molecular. En el caso de la electrólisis de agua,

mediante la aplicación de un voltaje –diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos– y una corriente continua al agua, se promueve la disociación de las moléculas del agua (H₂O) en hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂), que se liberan en estado gaseoso. Por tanto, un electrolizador es un dispositivo electroquímico que convierte la energía eléctrica en energía química, en algunos casos combinada también con energía térmica al no trabajar a temperatura ambiente³⁴. De este modo, en casos de producción excedente de

34 M. Lehner, R. Tichler, H. Steinmüller, M. Koppe, Power-to-Gas: Technology and Business Models. Springer Briefs in Energy, 2014. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-03995-4>.

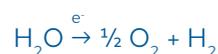
energía eléctrica renovable (cuando la red eléctrica se encuentra saturada; en casos de baja demanda eléctrica; o simplemente con la intencionalidad de producir un combustible renovable), se puede almacenar la energía renovable en forma de hidrógeno. Como se apunta más adelante con detalle, si esta energía proviene de fuentes renovables –eólica, solar, marina, etc.– se denomina hidrógeno verde, ya que no se genera ninguna emisión de CO₂ en toda la cadena de producción.

Origen del proceso de electrólisis.

El proceso de electrólisis se remonta al siglo XVIII, cuando el físico y químico británico Henry Cavendish obtuvo en 1766 hidrógeno por primera vez y lo nombró “aire inflamable”, como resultado de la reacción de un ácido fuerte con ciertos metales como el cinc. Antoine Lavoisier lo bautizó en 1783 con el nombre de hidrógeno, que significa “creador de agua” en griego. Demostró que cuando el agua se quema genera hidrógeno, ya que ésta no era un elemento sino un compuesto formado por hidrógeno y oxígeno³⁵. Desarrollos posteriores de Johann Wilhelm Ritter permitieron usar la batería de Volta para separar los gases producidos en la electrólisis. El desarrollo industrial lo llevó a cabo en 1888 el ingeniero ruso Dmitry Lachinov³⁶.

Proceso de electrólisis del agua

La reacción básica de electrólisis o disociación del agua se representa a través de la siguiente ecuación:



Las tecnologías de electrólisis han llegado a su mayor desarrollo comercial en esta última década y actualmente existen, principalmente, tres tipos de electrolizadores que difieren entre ellos en el material de electrolito utilizado. De mayor a menor madurez tecnológica, se ordenan en: electrolizadores alcalinos (AEC); de membrana de intercambio de protones (PEM); y de estado sólido o de alta temperatura (SOEC) (ver Figura 23).

Para optimizar sus características, hay varios parámetros, a parte del propio diseño o configuración de celda, que los diferentes fabricantes procuran optimizar, básicamente con el uso de distintos materiales catalíticos en los electrodos como son:

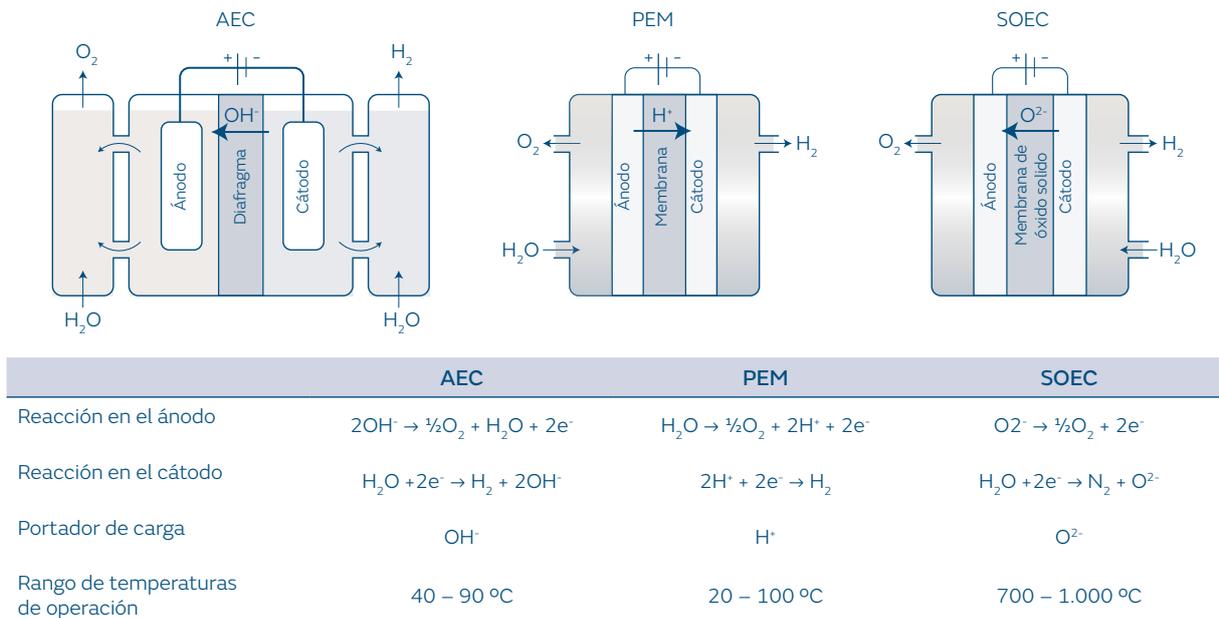
- la eficiencia faradaica, ~100 %, para garantizar la utilización de la corriente eléctrica inyectada en producir hidrógeno y no en otras reacciones químicas secundarias,
- y la eficiencia energética en condiciones de trabajo de alta productividad, es decir usando una alta densidad de corriente por unidad de área del

35 R.M.D. D A J Rand, Hydrogen energy: challenges and prospects, Royal Society of Chemistry, 2008. <https://doi.org/10.5860/choice.46-1504>.

36 L.C. Greig Chisholm, Hydrogen From Water Elecrolisis, Elsevier Inc., 2016. <https://doi.org/10.1201/9781315153292>.

Figura 23.

Esquema de funcionamiento y reacciones de diferentes tipos de electrolizadores.



Fuente: Elaboración propia

electrodo para garantizar una alta productividad de hidrógeno, y una mínima polarización de celda, V_{cell} , que dé una máxima eficiencia energética electroquímica (definida como $1,23/V_{\text{cell}}$, siendo 1,23 V la diferencia de potencial mínima requerida para separar el hidrógeno del agua).

El aumento de temperatura en el rango de operación contribuye a disminuir V_{cell} , aunque también puede hacer disminuir la eficiencia faradaica. Los sistemas de electrolizadores ya comercializados están basados en las tecnologías AEC o PEM. Con respecto a la

tecnología PEM, los fabricantes prometen mejoras significativas en un futuro próximo, unas mayores densidades de corriente (500-2.000 mA/cm²) que los electrolizadores alcalinos (200-500 mA/cm²) o los electrolizadores SOEC (300-600 mA/cm²), lo que les hace más compactos aunque presentan una menor vida media que los alcalinos.

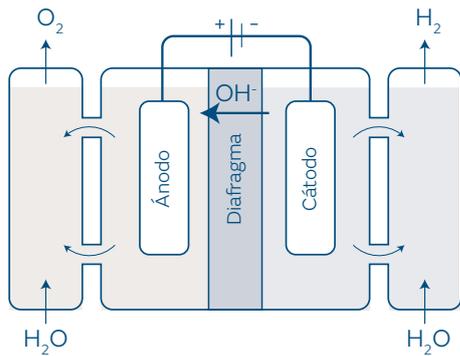


Figura 24.
Esquema de electrolizador alcalino (AEC).

Fuente: Elaboración propia

Electrolizadores alcalinos (AEC)

Los electrolizadores alcalinos representan la tecnología de electrólisis de agua más desarrollada hasta la fecha, principalmente en aplicaciones industriales a escala MW. Una celda AEC (ver Figura 24) está compuesta por dos electrodos completamente inmersos en un electrolito del 20-40 % de hidróxido de potasio (KOH), y con un separador de diafragma microporoso. Se utiliza KOH en vez de hidróxido de sodio (NaOH) debido a su mayor conductividad. El gas producto que sale de la celda se separa del electrolito restante, y posteriormente se bombea de vuelta a la celda. El líquido electrolito no se consume durante la reacción, pero debe reponerse con el tiempo debido a diferentes tipos de pérdidas.

La conexión entre las celdas de electrólisis individuales que forman una pila puede hacerse en paralelo (electrolizador unipolar), o puede

llevarse a cabo como una conexión en serie de células individuales adyacentes (electrolizador bipolar). Aunque los electrolizadores bipolares son más complejos y exigen una mayor precisión de fabricación, hoy en día se prefieren sobre los unipolares debido a sus pérdidas óhmicas significativamente más bajas. Esto se debe a que el flujo de electrones durante la electrólisis de una celda a la siguiente es a través de toda la placa bipolar y, por lo tanto, las pérdidas óhmicas son mínimas. En el diseño unipolar en cambio, el flujo de corriente está en la dirección longitudinal en los electrodos y por tanto, las pérdidas óhmicas son mayores.

En resumen, los electrolizadores alcalinos son la tecnología de mayor madurez y de menor coste de inversión. Sin embargo, debido a las características del electrolito utilizado, responde lentamente a la entrada de energía, lo que limita la eficiencia de la reacción electroquímica y, en consecuencia, produce bajas densidades



Figura 25.
Planta de electrolizadores AEC
de 9 MW.

Fuente: H2 Symposium³⁹

de corriente, dando bajas producciones en comparación a otras tecnologías de electrólisis.³⁷ (ver Figura 25, un ejemplo de electrolizador alcalino industrial).

Los indicadores clave de rendimiento KPI (del inglés *Key Performance Indicator*), son un conjunto de medidas cuantificables que pueden ser utilizadas en una tecnología para medir su rendimiento a lo largo del tiempo. Permiten determinar el progreso de desarrollo de la tecnología respecto al logro de sus objetivos

estratégicos y operativos, y también para comparar su desempeño con otras tecnologías que proporcionan servicios similares. A continuación, se mostrarán los KPI para las diferentes tecnologías de electrólisis, donde se puede observar el objetivo de reducción de costes de aproximadamente del 50 % para el 2030 en comparación con los costes actuales³⁸ (ver Figura 26, evolución temporal de los KPI's de la tecnología de electrólisis alcalina).

37 M. Lehner, R. Tichler, M. Koppe, Power-to-Gas : Technology and Business Models, 2014.

38 H. Europe, Strategic Research & Innovation Agenda, (2019) 103.

39 N. Hydrogen, No Title, (2019). <http://www.h2symposium.no/wp-content/uploads/2019/04/Nel-Hydrogen-Norsk-Hydrogensymposium-23.04.2019.pdf>.

Figura 26.

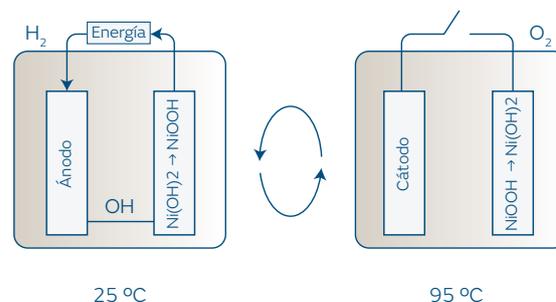
KPI's de tecnologías de electrólisis AEC⁴⁰.

Producción de hidrógeno vía electrólisis AEC			actual	2024	2030
Sistema genérico					
1	Consumo eléctrico a capacidad nominal	kWh/kg	51	49	48
2	Coste capital	€/kW	750	480	400
3	Costes de O&M	€/(kg/día)/año	32	20	16
Stack					
3	Tasa de degradación	%/1.000 h	0,13	0,11	0,10
4	Densidad de corriente	A/cm ²	0,5	0,7	0,8
5	Uso de materias primas críticas como catalizadores	mg/W	7,3	2,1	0,7

Los avances más recientes en tecnologías de electrólisis alcalina están siendo en membranas de intercambio aniónico (AEM, por sus siglas en inglés) y la separación de agua vía activación térmica electroquímica E-TAC. Ésta última se basa en dos etapas de electrólisis alcalina: en la primera etapa se genera hidrógeno electroquímicamente, y en la segunda oxígeno a través de una reacción química espontánea. Asimismo, el proceso E-TAC no requiere de un separador poroso (los cuales exigen que la presión de la mitad de las celdas sea igual en todo momento para evitar el cruce de gases entre las celdas), y por tanto libera de esta limitación a los electrolizadores alcalinos existentes (ver Figura 27).

Figura 27.

Esquema de electrolizador E-TAC.



Fuente: Elaboración propia⁴¹

40 H. Europe, Strategic Research & Innovation Agenda, (2019) 103.

41 Datos elaborados a partir de A.L. Hen Dotan, Decoupled hydrogen and oxygen evolution by a two-step electrochemical–chemical cycle for efficient overall water splitting VL - 4 DO - 10.1038/s41560-019-0462-7 JO - Nature Energy ER -, Nat. Energy. 4(9):786-7 (2019).

Electrolizadores de electrolito de membrana polimérica (PEM)

Los electrolizadores PEM representan la segunda tecnología más importante de electrólisis del agua. En general, está menos desarrollado en comparación con los sistemas AEC. La conexión de células individuales, formando una pila, se realiza exclusivamente en serie (electrolizador bipolar) mediante el método de construcción de filtro de prensa.

Figura 28.

Esquema de electrolizador de electrolito de membrana polimérico (PEM).

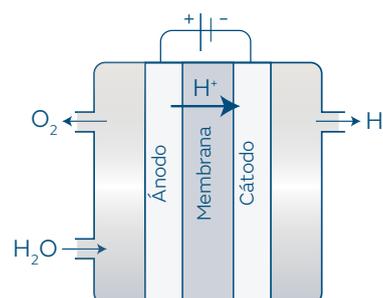


Figura 29.

KPI's de tecnologías de electrólisis PEM⁴².

Fuente: Elaboración propia

Producción de hidrógeno vía electrólisis PEM			actual	2024	2030
Sistema genérico					
1	Consumo eléctrico a capacidad nominal	kWh/kg	55-70	52	50
2	Coste capital	€/kW	1.200-2.000	700	500
3	Costes de O&M	€/(kg/día)/año	58	30	21
Sistema específico					
4	Tiempo de rampa inactiva en caliente	seg	10	1	1
5	Tiempo de rampa de arranque en frío	seg	120	10	10
6	Espacio requerido	m ² /MW	120	80	45
Stack					
7	Tasa de degradación	%/1.000 h	0,250	0,125	0,12
8	Densidad de corriente	A/cm ²	2,0	2,4	2,5
9	Uso de materias primas críticas como catalizadores del grupo platino	mg/W	5,0	1,25	0,4
10	Uso de materias primas críticas como catalizadores Pt	mg/W	1,0	0,4	0,1

42 H. Europe, Strategic Research & Innovation Agenda, (2019) 103.



Figura 30. Electroizador PEM de 1,2 MW del proyecto HyBalance, Dinamarca⁴³.

Fuente: HyBalance Project

Debido a la falta de un electrolito líquido y todo el equipo asociado al mismo (bombas, separación de gases, etc.), un electroizador de electrolitos sólidos generalmente permite un diseño de sistema más compacto (ver Figura 28).

Las ventajas principales de esta tecnología (ver Figura 29), son sus altas eficiencias de celdas, altas densidades de corriente y la capacidad de proporcionar hidrógeno comprimido. Además, la

tecnología PEM permite un modo de operación altamente flexible, junto con un arranque rápido⁴⁴. Sin embargo, los costes de inversión son más altos en comparación con los sistemas AEC, debido a que utilizan componentes más costosos⁴⁵ (ver Figura 30, ejemplo de electroizador PEM).

43 <https://hydrogeneurope.eu/project/hybalance>.

44 M. Lehner, R. Tichler, M. Koppe, Power-to-Gas : Technology and Business Models, 2014.

45 O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, S. Few, Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study, Int. J. Hydrogen Energy. 42 (2017) 30470–30492. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>

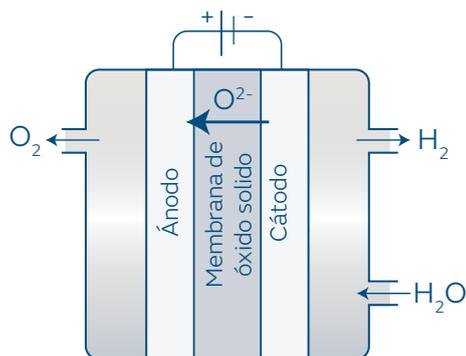


Figura 31. Esquema de electrolizador de electrolito de óxido sólido (SOEC).

Fuente: Elaboración propia

Electrolizadores de electrolito de óxido sólido (SOEC)

Los electrolizadores SOEC representan la tecnología de electrólisis de agua menos madura de los tres principales para este proceso, pero la que presenta mejores eficiencias. Estos electrolizadores utilizan un electrolito compuesto de un material cerámico en forma sólida, lo que permite que el electrolito conduzca selectivamente iones de oxígeno que se hayan cargado negativamente a altas temperaturas.

Los electrolizadores de óxido sólido producen hidrógeno de manera diferente a los electrolizadores convencionales, porque el agua reacciona en el cátodo y se combina con electrones para generar gases de hidrógeno, junto con iones de oxígeno que están cargados negativamente (ver Figuras 31 y 32, principales KPI, presentes y futuros).

Figura 32.KPI's de tecnologías de electrólisis SOEC⁴⁶

Producción de hidrógeno vía electrólisis SOEC			actual	2024	2030
Sistema genérico					
1	Consumo eléctrico a capacidad nominal	kWh/kg	41-40	39	37
2	Disponibilidad	%	95 %	98 %	99 %
3	Coste capital	€/(kg/día)	12.000-4.500	2.400	1.500
4	Costes de O&M	€/(kg/día)/año	600-225	120	75
Sistema específico					
5	Eficiencia reversible	%	50-54 %	57 %	60 %
6	Capacidad de reversibilidad	%	20-25 %	30 %	40 %
Stack					
7	Tasa de degradación	%/1.000 h	2,8-1,9	1,2	0,5

Los sistemas SOEC generalmente funcionan en un rango de temperatura media a alta, del orden de 650-1.000°C. Las altas temperaturas de operación son beneficiosas en términos termodinámicos (bajo voltaje de electrólisis), por lo que una parte importante de los esfuerzos de investigación actuales apuntan a que los sistemas funcionen a temperaturas más bajas, del orden de 500-700°C. Las principales ventajas de los sistemas SOEC es la alta

eficiencia energética, y que pueden funcionar en modo reversible (RSOC), tanto en modo de electrólisis (SOEC) como en modo pila de combustible (SOFC), similar a una batería pero que pueden generar energía utilizando diferentes combustibles como hidrógeno, hidrocarburos, alcoholes, entre otros (ver Figura 33). Un ejemplo de este tipo de dispositivo reversible (RSOC) se muestra en la Figura 34.

Figura 35.Resumen de las principales características de distintos tipos de electrolizadores⁴⁸.

Stack			
Electrolito	Solución de KOH	Membrana polimérica	Óxido sólido
Portador de carga	OH ⁻	H ⁺	O ₂ ⁻
Densidad de corriente (A/cm ²)	0,5	2,0	2,0
Voltaje (V)	1,75 - 2,4 V	1,6 - 2,0 V	1,2 - 1,3 V
Temperatura de operación (°C)	60 - 80	50 - 80	650 - 1.000
Presión de trabajo (bar)	1 - 30	30 - 80	1
Eficiencia eléctrica (kWh/Nm ₃ de H ₂ producido)	4,3 - 5,5	4,5 - 5,4	3,2 - 3,7
Eficiencia eléctrica (% PCI)*	63 - 70	56 - 60	74 - 81
Sistema genérico			
Consumo eléctrico a capacidad nominal (kWh/kg)	51	55-70	41-40
Coste capital (€/kW)	750	1.200-2.000	12.000-4.500
Costes de O&M (€/(kg/día)/año)	32	58	600-225

*PCI: Poder calorífico inferior

En la Figura 35 se resumen las principales características de los electrolizadores AEC, PEM y SOEC descritos anteriormente, donde se observa el potencial de cada una de las tecnologías. La tecnología AEC, aun siendo la que posee una mayor madurez está viendo el crecimiento de la tecnología PEM, que con unos rendimientos parecidos pero una mayor flexibilidad para adaptar su operación a fuentes renovables, y un

menor volumen por la misma capacidad, está siendo una de las tecnologías más probadas en proyectos de demostración, tanto en aplicaciones industriales como de movilidad. Por otra parte, la tecnología SOEC ofrece mejores rendimientos debido a su operación a elevadas temperaturas que le confiere claras ventajas termodinámicas, pero todavía se encuentra en un estado de madurez tecnológica inferior y requiere

48 H. Europe, Strategic Research & Innovation Agenda, (2019) 103.

O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, S. Few, Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study, Int. J. Hydrogen Energy. 42 (2017) 30470–30492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>.

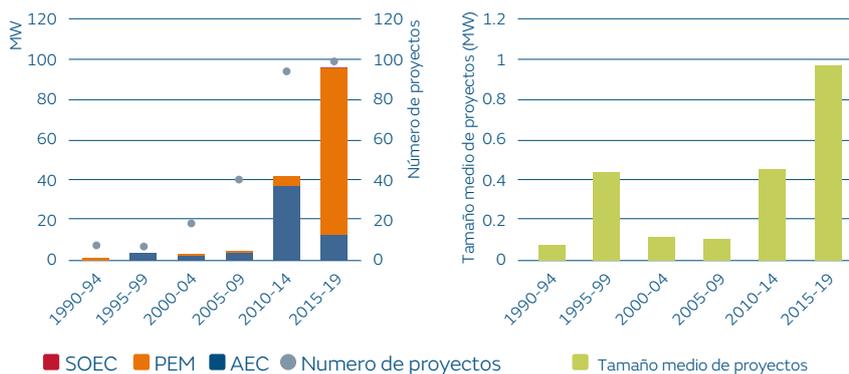


Figura 36.

Desarrollo global de electrolizadores para fines energéticos en términos de capacidades acumulativas y tamaño medio de proyecto, 1990-2019⁴⁹.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA)

de una inversión inicial mayor, especialmente para aplicaciones que requieran presurización del hidrógeno obtenido.

Por otro lado, el incremento de proyectos de electrólisis para fines energéticos ha crecido globalmente de manera significativa en los últimos años, con una tendencia exponencial. El tamaño de unidad promedio de estos proyectos ha aumentado en los últimos años de 0,1 MWe entre 2000-2009 a 1,0 MWe entre 2015-2019, lo cual indica una evolución de proyectos piloto y demostrativos a escala comercial, pero también de aplicaciones industriales (ver Figura 36). Esta tendencia ha propiciado el efecto de economías de escala que ayudarán a reducir el capital de costes y ampliar la cadena de suministro de la industria de electrolizadores.

En cuanto a proyectos de tecnologías de electrólisis más relevantes en Europa, en la Figura 37 se resumen algunos de ellos, donde se observa el incremento significativo de potencia instalada desde 2014 a 2018, de 1 MW a 10 MW de potencia, respectivamente. Cabe destacar el proyecto REPHYNE en la refinería Shell Rheinland, en Alemania, donde se instalará el electrolizador más grande de Europa de 10 MW, para producir 1.300 t/año de hidrógeno. El proyecto utilizará el hidrógeno producido para el procesado y *upgrade* de productos dentro de la refinería de Wesseling, permitirá probar la tecnología PEM a la mayor escala alcanzada hasta la fecha, y explorar aplicaciones en sectores industriales, generación de energía, calefacción para edificios y transporte. Asimismo, en Japón –concretamente en Fukushima– también hay experiencias en

49 IEA, The future of hydrogen, 2019.

Figura 37.

Principales desarrollos de proyectos de electrólisis en Europa.

Proyecto	País	Tecnología	Fabricante	Potencia instalada
Audi e-gas (2013)	Werlte, Alemania	AEL	McPhy	6 MW
Jupiter 1000 (2014-2019)	Fos sur Mer, Francia	AEL + PEM	McPhy	0,5 MW AEL + 0,5 MW PEM
HyBalance (2017-2032)	Hobro, Dinamarca	PEM	Hydrogenics	1,25 MW
BigHIT (2016-2021)	Orkney, Reino Unido	PEM	ITM Power	1,5 MW
H2FUTURE (2017-2021)	Linz, Austria	PEM	Siemens	6 MW
REFHYNE (2018-2022)	Wesseling, Alemania	PEM	ITM Power	10 MW
GrInHy2.0 (2019-2022)	Salzgitter, Germany	SOEC	Sunfire	0,7 MW

marcha de 10 MW de producción que utilizan parques fotovoltaicos como fuente energética⁵⁰.

Por otra parte, en 2017 comenzó el proyecto H2Future, que utilizará electricidad renovable para producir hidrógeno verde dentro de la fábrica de acero Voestalpine en Austria (ver Figura 39). Siemens instalará y operará el sistema de electrólisis de tecnología PEM de 6 MW, donde el hidrógeno producido será alimentado directamente a la red interna de gas, permitiendo la prueba del uso de hidrógeno en varias etapas del proceso de producción de acero.

50 H. View, "World's largest" hydrogen production plant completed, (2020). <https://www.h2-view.com/story/worlds-largest-hydrogen-production-plant-completed>.



Figura 38.
Vista aérea de la refinería Godorf, Rheinland Raffinerie, Luftaufnahme (2019)⁵¹.

Fuente pública

Figura 39.
Planta piloto del proyecto H2Future, Austria⁵².



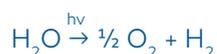
Fuente: Voestalpine

51 https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Godorf,_Rheinland_Raffinerie_-_006.jpg.

52 H2Future project photos, (n.d.) <https://www.voestalpine.com/group/en/media/press-releases/2019-11-11-h2future-worlds-largest-green-hydrogen-pilot-facility-successfully-commences-operation>.

2.2.2. Procesos basados en la interacción con fotones

En las tecnologías de electrolizadores expuestas en los apartados previos, la energía para forzar la “lysis” de la molécula de agua proviene esencialmente de la energía eléctrica, por lo que se describen como tecnologías de electrólisis. No obstante, dado que la fuente básica de energía renovable es el Sol, muchos esfuerzos han sido destinados a utilizar los fotones directamente para romper la molécula de agua (fotólisis). Usualmente, la irradiación solar es utilizada por los módulos fotovoltaicos para producir energía eléctrica, y ésta se aplica a los electrolizadores, pero muchos esfuerzos han sido destinados en las últimas décadas a disponer de materiales que permitieran reactores de producción de hidrógeno activados mediante la irradiación solar.



En 2021 se cumplirá el 50 aniversario de la primera publicación de Fujishima y Honda⁵³, en que reportaron que ciertos materiales pueden absorber fotones, generando pares electrón-huecos, y que estos portadores pueden ser empleados en reacciones de oxidación-reducción en la superficie de dichos materiales con o sin la ayuda de catalizadores. Estos caminos imitan a los procesos que ocurren

en el proceso de fotosíntesis, por lo que esta estrategia se describe, de forma genérica, como fotosíntesis artificial.

La principal dificultad que ha limitado una amplia utilización de estos procesos de “fotocatálisis”, en que la energía del fotón absorbido permite generar portadores (los cuales, mediante un proceso de catálisis, dan pie a una reacción química de reducción que es balanceada por una reacción química de oxidación), es la apreciable probabilidad de recombinación entre los propios productos obtenidos, en lugar de mantenerse estos separados, lo que hace disminuir las eficiencias de conversión de la energía solar en energía química.

De hecho, la fotocatalisis se conoce desde hace más de un siglo. La primera evidencia de fotocatalisis heterogénea fue reportada en 1913⁵⁴, que muestra la reducción inducida por la luz de CO₂ a formaldehído usando coloides de óxido de hierro. Sin embargo, los mayores esfuerzos han sido destinados a la fotoreducción del agua para obtener hidrógeno y oxígeno, habiéndose diseñado diferentes configuraciones de reactores y obteniéndose prometedores resultados, aunque las eficiencias de producción consideradas, como la capacidad de convertir energía solar en energía química, hidrógeno, STH (*solar-to-hydrogen*), son mucho menores que las obtenidas por otras tecnologías. Esta limitación

53 En Bull. Chem. Soc. Japón 44, 1148, abril de 1971; la publicación en la revista Nature llegó un año después A. Fujishima, K. Honda, Electrochemical photolysis of water at a semiconductor electrode, Nature. 238 (1972) 37–38.

54 [B. Moore, T.A. Webster, Synthesis by sunlight in relationship to the origin of life. Synthesis of formaldehyde from carbon dioxide and water by inorganic colloids acting as transformers of light energy, Proc. R. Soc. London. Ser. B, Contain. Pap. a Biol. Character. 87 (1913) 163–176.

sobre el rendimiento del proceso ha impedido su escalado para su explotación industrial.

Para evitar estos mecanismos de recombinación que tienen lugar al suceder los procesos de oxidación y reducción en sitios próximos sobre la superficie del material absorbedor de fotones, en estas últimas décadas se ha propuesto una vía intermedia entre la fotocatalisis y la electroquímica⁵⁵. Partiendo de una configuración similar a la de un electrolizador alcalino, con su ánodo, cátodo y membrana de separación entre anolitos y catolitos, se introduce el concepto de fotoelectrodo. En este caso, el fotoelectrodo, además de gestionar el uso de energía eléctrica para los procesos de “lysis”, es capaz de absorber fotones, generar pares electrón-hueco, gestionar dichos portadores hacia la superficie del fotoelectrodos y hacia el otro electrodo e inducir las reacciones catalíticas pertinentes. Dado el aporte de energía fotónica directa obtenida de la iluminación del fotoelectrodo, se precisa menos energía eléctrica para el proceso de “lysis” pudiéndose llegar a prescindir incluso del uso de energía eléctrica si el aporte de energía fotónica es suficiente.

Bajo estas condiciones, el sistema funciona de manera similar e imitando a un proceso de fotosíntesis de la naturaleza, en que directamente la energía del Sol se almacena en determinadas moléculas químicas. De ahí el nombre de “artificial leaves” dados genéricamente a este tipo de configuraciones.

Aunque las configuraciones propuestas admiten la utilización de fotoelectrodos en el ánodo y en el cátodo, en la práctica se utiliza mayormente un solo fotoelectrodo, con el fin de facilitar la concentración de la iluminación solar en el área del electrodo.

Si bien esta tecnología no es todavía comercial, su aplicación para la producción de “hidrógeno solar” ha dado resultados muy prometedores, con eficiencias electroquímicas superiores al 80 %, y se han validado como factibles voltajes de celda incluso inferiores a 1,5 V, lo que permite predecir para esta tecnología factores de conversión energía solar a energía química hidrógeno (STH) superiores al 15 %, pero que pueden superar incluso el 18 %. Es interesante observar, tomando los datos de eficiencia conversión de energía eléctrica a energía química para los electrolizadores dados anteriormente, y considerando que la energía eléctrica es obtenida de una planta de energía fotovoltaica con una eficiencia del 20 %, que los valores STH para los electrolizadores comerciales son inferiores.

No obstante, hay dos diferencias esenciales entre las tecnologías de electrolizadores y las de foto-electroquímica:

- Mientras los electrolizadores pueden trabajar 24 horas diarias, los sistemas fotoelectroquímicos solo pueden trabajar durante las horas de

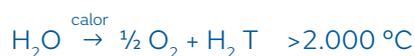
55 I. Dincer, C. Acar, Review and Evaluation of Hydrogen Production Methods for Better Sustainability, *Altern. Energy Ecol.* 12 (2016) 14–36. <https://doi.org/10.15518/isjaee.2016.11-12.014-036>.

irradiación solar efectiva, aunque pueden ser diseñados para tener un funcionamiento mixto.

- Mientras los electrolizadores son un ejemplo de un sistema electroquímico centralizado trabajando a muy alta densidad de corriente, los sistemas foto-electroquímicos lo son de sistema electroquímico distribuido, compuesto por muchas celdas electroquímicas; tantas como celdas fotovoltaicas estén disponibles.

2.2.3. Termólisis y ciclos termoquímicos

En los procesos de fotólisis y fotocatalisis descritos anteriormente, la energía para romper la molécula de agua se obtiene mediante la absorción directa de fotones; sin embargo, en procesos termoquímicos la fuente de energía es térmica. De este modo, la energía vibracional obtenida por las altas temperaturas es suficiente para romper la molécula, transformando así la energía térmica en energía química. De este modo, el proceso de termólisis consiste en la disociación del agua en un solo paso, utilizando fuentes de calor con temperaturas superiores a 2.000° C.



Para que la termólisis se lleve a cabo, se precisa alcanzar estas elevadas temperaturas sin desequilibrar el balance energético. Por ello, los procesos de termólisis se realizan principalmente en hornos solares ligados a

infraestructuras muy costosas, lo que dificulta obtener una previsión de costes competitivos de producción de hidrógeno.

De manera similar, hay procesos termoquímicos que consisten en reacciones químicas endotérmicas y exotérmicas cíclicas donde se aplica calor para la descomposición del agua en etapas diferenciadas. Los compuestos químicos utilizados en la reacción se reciclan, con excepción del agua, ya que ésta se descompone para obtener hidrógeno. Este proceso no requiere de catálisis para estimular las reacciones químicas individuales, como tampoco membranas para la separación de O₂-H₂. La temperatura requerida es inferior a la de los procesos de termólisis, siendo del orden de 300-900° C. Sin embargo, estos ciclos termoquímicos reducen el rendimiento total del proceso debido a la irreversibilidad asociada a cada una de las etapas⁵⁶.

En la Figura 40 se resumen los procesos descritos en los últimos apartados, y la combinación de ambos, para la producción de hidrógeno utilizando como materia prima el agua.

Figura 40.

Otros procesos de producción de hidrógeno a partir de agua.

Procesos	Detalles	Materia prima	Fuente de energía
Termólisis	Descomposición de vapor de agua	Agua	Térmica
Termoquímicos	Descomposición de agua por reacciones cíclicas – sin catálisis	Agua	Térmica
Fotocatálisis	Descomposición de agua a través de fotocatalizadores	Agua	Fotónica (radiación solar/luz artificial)
Fotoelectroquímico	Descomposición de agua a través de foto electrodos	Agua	Fotónica (radiación solar/luz artificial)

2.3. Otros procesos de obtención de hidrógeno

En los apartados anteriores se han descrito los dos procesos más relevantes de obtención de hidrógeno: reformado de gas natural, y electrólisis de agua y algunas de sus variantes. En este apartado, se van a describir los procesos que permiten generar hidrógeno a partir de otras fuentes alternativas al agua y el gas natural.

En principio, la lista de materias primas que pueden producir hidrógeno es extensa. Cualquier compuesto orgánico o inorgánico que contenga hidrógeno en su estructura química puede ser una posible fuente. De la misma forma que se propone la utilización de hidrógeno para generar diversos compuestos, éste también se puede extraer de todos ellos. En la práctica, sin embargo, el número de compuestos es limitado, por el coste de la materia prima, la cantidad de hidrógeno en su estructura y la dificultad del proceso de extracción asociado.

Hay que destacar el proceso de gasificación, tanto de fuentes fósiles como el carbón y las naftas, como de fuentes renovables como la biomasa.

2.3.1. Gasificación

La gasificación es un proceso que convierte materia orgánica en gas de síntesis (mezcla CO , CO_2 e H_2). Durante el proceso, se realiza una oxidación parcial de un material sólido a una cierta temperatura para romper sus compuestos y trasladarlos a la fase gaseosa, facilitándose así su uso como combustible (gas de síntesis) o para obtener compuestos de forma separada (hidrógeno).

El principio de operación de la gasificación clásica consiste en poner en contacto una fuente de hidrocarburos de cadena larga -como fueloil, carbón, biomasa o residuos-, con oxígeno y/o agua. La cantidad de oxígeno siempre está en defecto para evitar la oxidación

completa a dióxido de carbono y agua. El oxígeno debe ser introducido de la forma más pura posible para aumentar la concentración de hidrógeno en la salida y evitar la formación de compuestos con nitrógeno. El proceso de gasificación tiene lugar a alta temperatura (1.200-1.400 °C)⁵⁷ y, si las condiciones de oxidación son muy reducidas, se transforma más bien en un proceso de piro-gasificación. Estas altas temperaturas se consiguen y mantienen por la propia exotermicidad de la reacción y no requieren de un combustible externo como en el caso del reformado. La presión empleada en la gasificación varía en función de la tecnología. En principio, el rendimiento se incrementa con el aumento de la presión, pero puede tener lugar a presión atmosférica.

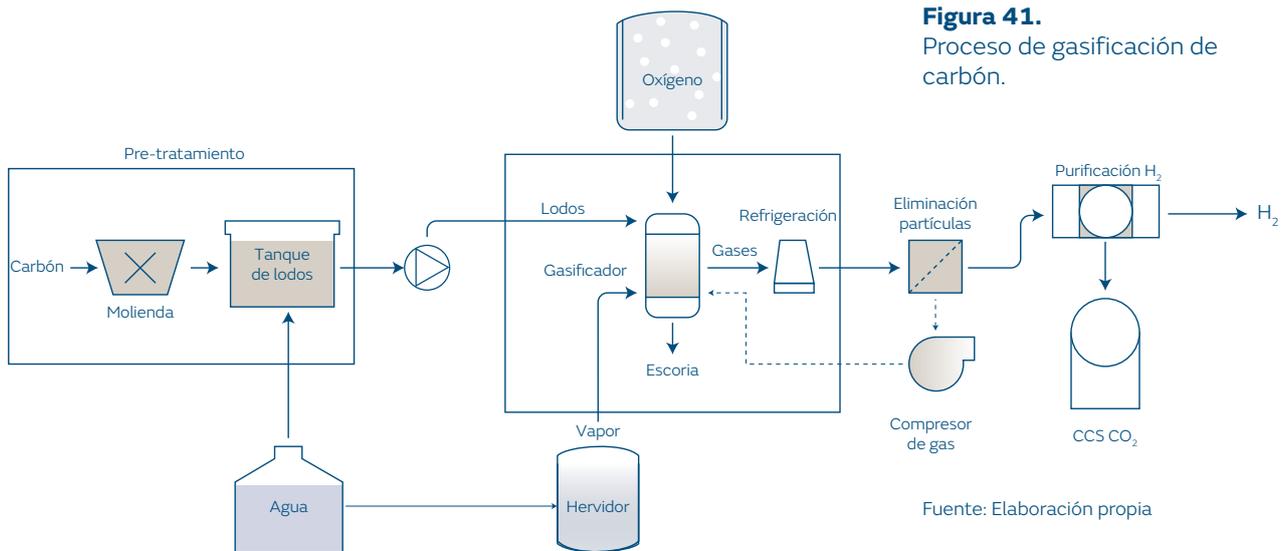
Gasificación de carbón

A día de hoy, la gasificación de carbón es el segundo proceso más utilizado para obtener hidrógeno, después del reformado de gas natural. En total, hay unas 130 plantas de gasificación de carbón en el mundo, el 80 % en China. Este proceso no sólo se emplea con el fin de obtener hidrógeno, sino también el gas de síntesis. La mezcla producida contiene monóxido de carbono, hidrógeno, dióxido de carbono, gas natural y vapor de agua. Históricamente, esta mezcla era conocida como gas ciudad y se empleaba directamente como combustible antes de que el gas se utilizara de forma masiva.

No existe una estequiometría concreta de la reacción de gasificación del carbón, ya que el carbón está compuesto por una gran variedad de compuestos orgánicos. Por ejemplo, si se utilizan carbones con alto contenido de agua, como la lignina, se evita la introducción de agua como agente oxidante. La estequiometría más simplificada de la reacción es la siguiente:



El gas de síntesis obtenido se puede introducir en un proceso de Fischer-Tropsch para producir hidrocarburos de cadena más larga. Si el producto deseado es el hidrógeno, el gas de síntesis se introduce en un proceso de desplazamiento de agua y gas (*water-gas shift*) para incrementar la cantidad de hidrógeno generado, de la misma forma que se realiza con



el reformado de gas natural. La purificación del hidrógeno se lleva a cabo análogamente al proceso de reformado:



Este proceso se utiliza hoy en día a gran escala debido a las grandes reservas existentes de carbón, a pesar de ser un proceso con un elevado impacto ambiental y que utiliza fuentes no renovables. Estados Unidos y China lo utilizan para garantizar su independencia energética, ya que tienen importantes reservas de carbón. En principio, la ventaja de hacer una gasificación

centralizada de carbón es evitar la emisión de partículas, óxidos de azufre o de nitrógeno de forma distribuida. Sin embargo, el proceso de producción de hidrógeno mediante carbón tiene el mayor impacto en emisiones de efecto invernadero de todas las rutas descritas en este libro. Hay que considerar que se generan 19 tCO₂/tH₂, lo cual es aproximadamente el doble de lo que se produce en el caso del SMR a partir del gas natural.

Existen una multitud de procesos, tecnologías y tipos de gasificadores⁵⁸. En la Figura 41 se muestra un diagrama de flujo de una planta

58 G.J. Stiegel, M. Ramezan, Hydrogen from coal gasification: An economical pathway to a sustainable energy future, Int. J. Coal Geol. 65 (2006) 173–190. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.coal.2005.05.002>.

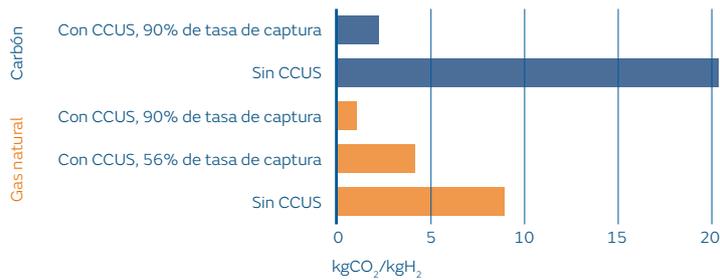


Figura 42. Intensidad de CO₂ en la producción de hidrógeno⁶⁰.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA)

típica de gasificación de carbón. El carbón primero se pulveriza (<0,1 mm), se mezcla con agua y se introduce por la parte superior del gasificador. Conjuntamente, se introducen vapor y oxígeno. Estos reaccionan a alta temperatura para formar gas de síntesis, el cual se desplaza posteriormente para incrementar la producción de hidrógeno. Los procesos actuales de limpieza del gas de síntesis se basan en captura por aminas⁵⁹.

Para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones, el CO₂ puede ser capturado de los gases de combustión y almacenado

como en el reformado de gas natural. En este caso, los procedimientos serían similares a los mencionados anteriormente, con la diferencia que en el proceso de gasificación de carbón se produce una cantidad mayor de CO₂ que en el reformado. La intensidad de CO₂, es decir, los kg de CO₂ que se producen por cada kg de H₂ generado, son aproximadamente el doble en el caso del carbón (ver Figura 42). De este modo, los esfuerzos en la secuestación de este CO₂ deberían ser mayores en la generación de hidrógeno mediante el proceso de gasificación.

59 C. Breton, P. Blanchet, B. Amor, R. Beauregard, W.-S. Chang, Assessing the climate change impacts of biogenic carbon in buildings: A critical review of two main dynamic approaches, Sustainability. 10 (2018) 2020.

Gasificación de biomasa

Otra forma de producir hidrógeno renovable es a partir de la gasificación de fuentes renovables sólidas, como la biomasa. La definición de biomasa es “materia orgánica que se utiliza como fuente energética”. Dado que la biomasa captura dióxido de carbono de la atmósfera durante su crecimiento, el impacto de las emisiones netas durante su combustión no se considera. En otras palabras, la combustión de biomasa devuelve a la atmósfera el mismo dióxido de carbono que ha capturado durante su crecimiento. En los análisis de ciclo de vida convencionales que plantean un horizonte temporal de 100 años, se considera que el carbón biogénico (el de origen biológico), tiene tasas de rotación entre la atmósfera y la biosfera inferiores a esta cifra. En cambio, en términos de tiempo humano, la emisión de carbono fósil es una adición unidireccional a la atmósfera. A nivel medioambiental, hay que evitar que el uso de biomasa como fuente de carbono biogénico reduzca el área, o calidad, de la masa forestal total⁶¹.

El proceso de obtención de hidrógeno a partir de biomasa es especialmente interesante si se captura el dióxido de carbono, como ocurre en el proceso de reformado de gas natural. Como se verá más adelante, en el caso de capturar el dióxido de carbono, el hidrógeno generado de

este modo también se clasifica como “verde” ya que proviene de fuentes renovables. La variedad de biomasa que se puede utilizar es muy heterogénea, tanto por su origen como por su composición química (ver Figura 43): residuos agrícolas, forestales y cultivos especiales; residuos municipales (sólidos urbanos, fracción orgánica o lodos depuradora); y defecaciones de animales.

Para la gasificación se requiere que la materia orgánica tenga un porcentaje de agua por debajo del 35 %. En caso de tener un porcentaje superior, se considera que hay mejores tecnologías disponibles para su valorización energética, como la digestión anaerobia para la generación de biogás y fertilizante líquido. Todos los recursos orgánicos secos mencionados pueden utilizarse para producir hidrógeno. En la realidad, la generación de hidrógeno a partir de biomasa ha sido irrelevante hasta ahora a escala global. En todo caso, no se descarta que tenga un potencial futuro para producir combustibles neutros en dióxido de carbono. En esta dirección, el Departamento de Energía de los Estados Unidos anticipa que la gasificación se desplegará a corto plazo.

A pesar de su poca presencia, la gasificación de biomasa es una tecnología madura que consiste en exponerla a temperaturas altas en presencia de una concentración de oxígeno por debajo del

61 C. Breton, P. Blanchet, B. Amor, R. Beauregard, W.-S. Chang, Assessing the climate change impacts of biogenic carbon in buildings: A critical review of two main dynamic approaches, Sustainability. 10 (2018) 2020.

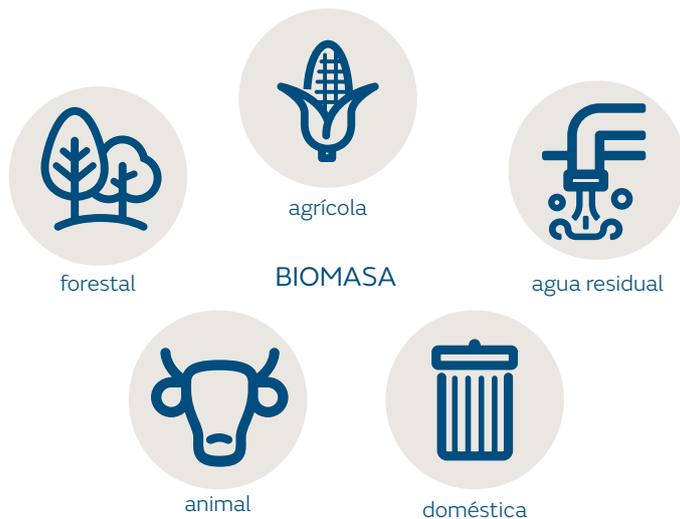


Figura 43.
Fuentes de biomasa útiles para producir hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia

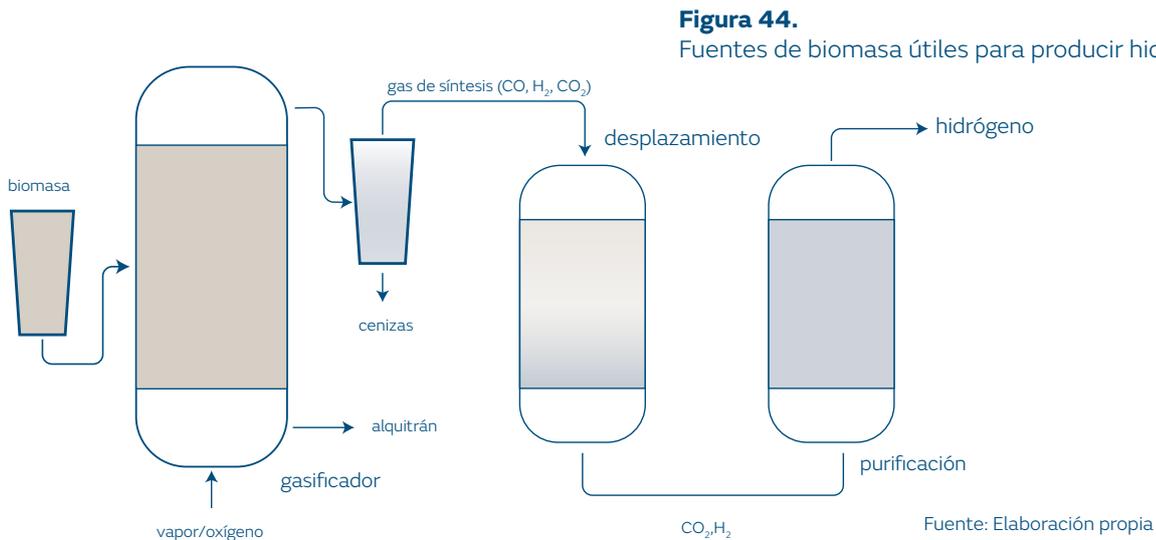
valor estequiométrico o con vapor de agua⁶². Sin presencia de oxígeno, el proceso se denomina pirólisis y se puede utilizar conjuntamente con la gasificación. En la gasificación, las partículas de biomasa se oxidan parcialmente dando lugar a gas de síntesis y otras especies sólidas como cenizas o líquidas como el alquitrán. Posteriormente, el carbón se transforma para producir gas de síntesis. Este proceso de conversión se puede expresar de forma simplificada como⁶³:



A continuación, el monóxido de carbono reacciona con el agua para formar más hidrógeno y dióxido de carbono. El proceso de gasificación de biomasa (ver Figura 44) es más complejo que el del carbón, ya que también produce una serie de hidrocarburos como subproductos debido a la heterogeneidad de la materia prima. Uno de los principales inconvenientes es la formación de alquitrán y cenizas durante la gasificación. Los tres métodos más efectivos para minimizar la formación de

62 R. Ruan, Y. Zhang, P. Chen, S. Liu, L. Fan, N. Zhou, K. Ding, P. Peng, M. Addy, Y. Cheng, E. Anderson, Y. Wang, Y. Liu, H. Lei, B. Li, Chapter 1 - Biofuels: Introduction, in: A. Pandey, C. Larroche, C.-G. Dussap, E. Gnansounou, S.K. Khanal, S.B.T.-B.A.F. and C.P. for the P. of L. and G.B. (Second E. Ricke (Eds.), Biomass, Biofuels, Biochem., Academic Press, 2019: pp. 3–43. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816856-1.00001-4>.

63 E.E. and R.E. Office, Hydrogen Production: Biomass Gasification, (2020). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-biomass-gasification>.



alquitrán son el diseño del gasificador, el control del proceso y el uso de aditivos o catalizadores⁶⁴.

La biomasa se considera como fuente potencial de hidrógeno debido a su abundancia y su carácter renovable. Los principales desafíos para su implementación son la reducción de los costos de inversión de las plantas mediante un proceso más económico de producir oxígeno, para separar el hidrógeno de los productos, y la intensificación del proceso para reducir el número de unidades necesarias⁶⁵.

64 M. Ni, D.Y.C. Leung, M.K.H. Leung, K. Sumathy, An overview of hydrogen production from biomass, *Fuel Process. Technol.* 87 (2006) 461–472. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2005.11.003>.

65 E.E. and R.E. Office, *Hydrogen Production: Biomass Gasification*, (2020). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-biomass-gasification>.

Gasificación de residuos

Estos procesos de gasificación/pirogasificación han ido implantándose no únicamente para producir hidrógeno, sino para dar salida al tratamiento de ciertos residuos, ya sean agrarios o urbanos. Así, otra ruta en fase de comercialización es la gasificación de plásticos y otros residuos no reciclables. Estos materiales, como otras fuentes de carbón no-biogénicas, no están dentro del concepto biomasa puesto que tienen origen fósil.

Sin embargo, la tecnología de gasificación de residuos permite dar una segunda vida al producto que, de otra forma, no se podría reciclar y así contribuir a la economía circular. El proceso de gasificación de residuos plásticos genera gas de síntesis (hidrógeno y óxidos de carbono). Como se ha apuntado anteriormente, se podría destinar esta corriente exclusivamente al suministro de hidrógeno para el mercado. No obstante, a día de hoy, se utiliza también para producir combustibles sintéticos, como el metanol y el etanol a partir del gas de síntesis, o bien para otros procesos Fischer-Tropsch que generan hidrocarburos de una composición similar a la gasolina o al diésel.

La tecnología de gasificación de residuos permite dar una segunda vida al producto que,

de otra forma, no se podría reciclar, y así puede contribuir a la economía circular.

2.3.2 Reformado de fuentes renovables

Otra ruta prometedora para producir hidrógeno es el reformado de compuestos renovables que ya se encuentran en fase líquida o gaseosa. Se basa en realizar un proceso de reformado similar al del gas natural, pero con el uso de materias primas renovables para conseguir un hidrógeno con bajas emisiones de dióxido de carbono.

Reformado de alcoholes

Entre las posibles fuentes, están el etanol y el metanol⁶⁶. El etanol se suele producir a partir de fuentes renovables y, además, es un compuesto con un alto contenido relativamente alto en hidrógeno (13 % respecto al 25 % del metano), de aquí su interés como fuente renovable. El reformado de etanol tiene la siguiente estequiometría:



En principio, produce 6 moles de hidrógeno por cada mol de etanol. Sin embargo, el reformado de etanol es un sistema reactivo más complejo y la selectividad se ve afectada por muchas más reacciones indeseables⁶⁷. Así, el rendimiento del

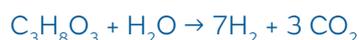
66 T. Hou, S. Zhang, Y. Chen, D. Wang, W. Cai, Hydrogen production from ethanol reforming: Catalysts and reaction mechanism, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 44 (2015) 132–148. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.023>.

67 M. Ni, D.Y.C. Leung, M.K.H. Leung, A review on reforming bio-ethanol for hydrogen production, *Int. J. Hydrogen Energy.* 32 (2007) 3238–3247. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.04.038>.

proceso viene determinado por las condiciones y la composición del catalizador; los catalizadores más selectivos son en base níquel y rodio, soportados en óxidos metálicos⁶⁸.

Reformado de residuos

Otro ejemplo de fuente renovable para producir hidrógeno es el glicerol. Este compuesto es el mayor subproducto en la producción de biodiesel (10 %). La generación de este biocombustible ha conducido a que el precio del glicerol colapse y se considere un residuo. Por ese, este motivo, hay interés en proponer el mayor número de usos posibles. El reformado del glicerol procede de forma similar a los otros compuestos, es decir, se puede realizar mediante reformado con vapor, oxidación parcial o autotérmica⁶⁹. En el reformado con vapor, se lleva a cabo primero un reformado térmico seguido por la reacción de desplazamiento. La estequiometría ideal viene dada por la siguiente reacción:



En general, se puede usar una gran variedad de subproductos para producir hidrógeno mediante el reformado (ver Figura 45). En este sentido, los residuos orgánicos municipales, lodos de depuradora, licor negro, combustibles derivados de desechos y desechos agrícolas pueden ser materias primas. En el actual contexto, el

desarrollo tecnológico ha permitido aportar nuevas rutas para satisfacer la demanda de hidrógeno verde. No obstante, la selección de las mejores materias primas debe responder a una estrategia global, ya que cada etapa de conversión de un producto a otro está asociada a pérdidas, lo que afecta negativamente al balance general del producto y, especialmente, a su coste. Además, hay que considerar que el reformado es una reacción endotérmica que consume mucha energía -normalmente en forma de combustible-, para proporcionar el calor necesario para la reacción.

Reformado en seco de biogás

El reformado en seco (*dry reforming*) convierte dos moléculas muy estables, como son el metano y el dióxido de carbono, en gas de síntesis. La reacción tiene lugar a temperaturas elevadas de 700-900 °C y bajas presiones mediante el uso de un catalizador, habitualmente en base níquel. La reacción es muy endotérmica ($\Delta H = +247$ kJ/mol) a causa de la alta estabilidad química de las dos moléculas implicadas.



El reformado en seco tiene especial interés para convertir el biogás, compuesto principalmente por metano y dióxido de carbono, en gas de

68 J. Comas, F. Mariño, M. Laborde, N. Amadeo, Bio-ethanol steam reforming on Ni/Al₂O₃ catalyst, Chem. Eng. J. 98 (2004) 61–68. [https://doi.org/10.1016/S1385-8947\(03\)00186-4](https://doi.org/10.1016/S1385-8947(03)00186-4).

69 P.D. Vaidya, A.E. Rodrigues, Glycerol Reforming for Hydrogen Production: A Review, Chem. Eng. Technol. 32 (2009) 1463–1469. <https://doi.org/10.1002/ceat.200900120>.

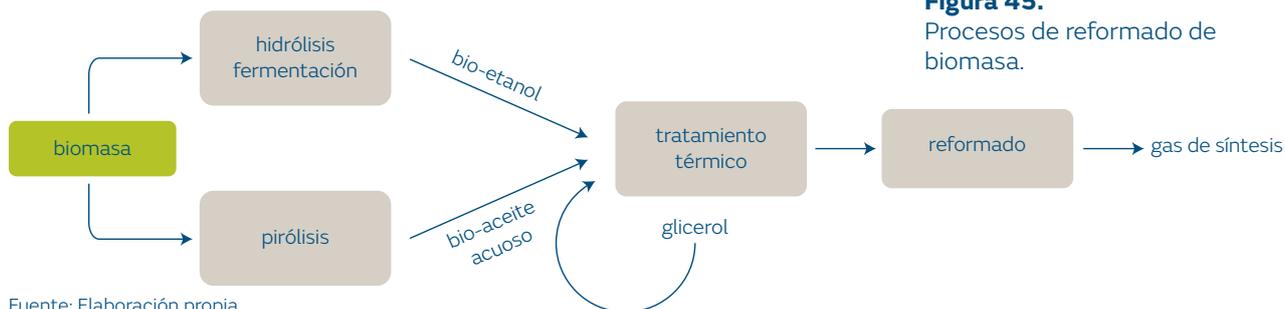


Figura 45. Procesos de reformado de biomasa.

Fuente: Elaboración propia

síntesis. El metano presente en el biogás (50-75 %) es un compuesto ideal para producir hidrógeno: tiene un alto contenido de hidrógeno y además proviene de fuentes renovables. Las dos moléculas de carbón, la del metano y la del dióxido de carbono, se incorporan en el monóxido de carbono, que puede ser utilizado para sintetizar moléculas más complejas, como hidrocarburos líquidos o compuestos químicos de interés industrial. Una de las ventajas del proceso es que se puede utilizar el gas metano del biogás sin necesidad de una unidad de separación. Sin embargo, en el biogás hay generalmente una mayor presencia de metano que de dióxido de carbono, así que para ajustar la composición de entrada se propone combustionar una parte del metano, lo que genera una mayor cantidad de dióxido de

carbono y, en paralelo, la energía térmica que requiere la reacción⁷⁰.

En el reformado de biogás se utiliza como materia prima un metano que también tiene su propio mercado, ya sea para la generación de calor (combustión), de electricidad (cogeneración) o como combustible. Sin embargo, el precio de mercado superior del hidrógeno que el de biogás puede hacer viable el proceso industrialmente⁷¹. A nivel estratégico, no parece eficiente utilizar de forma generalizada el biogás para producir hidrógeno, y a la vez, utilizar el hidrógeno para producir metano como combustible sintético, por lo que estas cuestiones se desarrollan con más detalle en los capítulos 6 y 7.

70 L. Yang, X. Ge, Chapter Three - Biogas and Syngas Upgrading, in: Y. Li, X.B.T.-A. in B. Ge (Eds.), Elsevier, 2016: pp. 125–188. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/bs.aibe.2016.09.003>.

71 L.B. Braga, J.L. Silveira, M.E. da Silva, C.E. Tuna, E.B. Machin, D.T. Pedroso, Hydrogen production by biogas steam reforming: A technical, economic and ecological analysis, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 28 (2013) 166–173. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.060>.

2.3.3. Subproductos de procesos químicos

Proceso cloro-alkalino

El 5 % del hidrógeno que se consume se genera como subproducto de diferentes procesos químicos, ya sea de forma pura o mezclada con otros compuestos, por lo que no es el producto principal de dichos procesos. La industria que produce la mayor cantidad de hidrógeno es la de fabricación de cloro mediante electrólisis, conocido como proceso cloro-alkalino. La generación de cloro se basa en un proceso de electrólisis de cloruro de sodio que da lugar a hidróxido de sodio, cloro e hidrógeno. Es conocido como un proceso electro-intensivo, ya que la fuente energética principal, como en la electrólisis del agua, es la electricidad.

Los principales métodos para la electrólisis del cloruro de sodio se realizan mediante celdas de mercurio, diafragma y membranas, de las cuales esta última tecnología está ganando mercado por cuestiones medioambientales⁷². Se trata del primer proceso que utilizó la tecnología de electrólisis de forma industrial (ver Figura 46, una imagen donde se aprecia que la tecnología de electrólisis tiene una larga historia).



La estequiometría de la reacción dice que por cada molécula de cloro se produce 1 molécula de hidrógeno en el cátodo (ver Figura 47). Debido a la gran demanda de cloro a nivel industrial, se estima que la producción de hidrógeno en este proceso está entorno a las 2 Mt/año. Una de las ventajas de los procesos electrolíticos en comparación con los térmicos es que generan un hidrógeno de alta pureza y permiten utilizar electricidad renovable en sus procesos.

Producción de hidrógeno en refinerías

En las refinerías, tanto la producción como el consumo de hidrógeno tienen un papel relevante en múltiples procesos. El hidrógeno se obtiene, además de reformado, a partir de la recuperación de subproductos, de la recuperación de hidrógeno no convertido en reactores, de la gasificación de naftas pesadas, en el craqueo de vapor o en la producción de estireno o cianuro⁷³.

En líneas generales, se puede considerar que la producción de hidrógeno como subproducto es muy relevante en la refinería. Por ejemplo, los procesos de craqueo con vapor y de deshidrogenación de propano para la fabricación de productos químicos de alto valor generan alrededor de 18 MtH₂/año. Sin lugar a dudas, se trata de una cantidad muy importante en comparación con otras tecnologías descritas en

72 Ercros, Puesta en marcha de la nueva capacidad de producción de cloro con membrana y cese de la tecnología de mercurio en Ercros, 2017. (n.d.).

73 G. Maisonnier, J. Perrin, R. Steinberger-Wilckens, Hydrogen Infrastructure Atlas and Industrial Excess Hydrogen, 2007.

Figura 46.
Proceso histórico de producción de cloro e hidrógeno mediante electrolizadores, 1920.

Fuente: McGraw-Hill Pub. Co. (Albany, N.Y.)

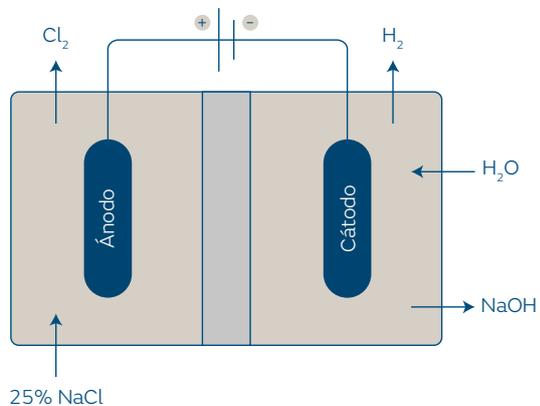


Figura 47.
Producción de hidrógeno como subproducto de la fabricación de cloro.

Fuente: Elaboración propia

este libro. No obstante, el consumo de hidrógeno en las refinerías también es significativo en procesos de desulfurización, isomerización, desaromatización y hidro-craqueo. Por ello, y a pesar de que se genera en varios procesos, no se pueden considerar las refinerías como

productores netos de hidrógeno, sino todo lo contrario, consumidoras de hidrógeno. Por este motivo, la mayoría de refinerías tienen unidades de reformado de metano para cubrir su demanda interna.

2.4. Clasificación ambiental del hidrógeno

Hasta ahora, se han descrito las diferentes fuentes potenciales de hidrógeno y sus procesos asociados. Para distinguir los tipos de hidrógeno, éste se clasifica en colores en función de su impacto ambiental⁷⁴. Esta clasificación es simple, pero permite la fácil identificación del tipo de hidrógeno. Además, la definición de cada tipología está perfectamente establecida y cuantificada.

2.4.1. El hidrógeno gris

El término hidrógeno gris se usa para definir al hidrógeno generado con recursos fósiles y que libera a la atmósfera el dióxido de carbono producido durante la reacción de reformado, como el generado a partir de gas natural. También, se puede usar el término hidrógeno negro cuando se hace referencia al hidrógeno que se obtiene a partir de carbón, y de hidrógeno marrón cuando se genera a partir de lignito (un

tipo de carbón mineral)⁷⁵, si bien el término más habitual para englobar todo el hidrógeno fósil es el de hidrógeno gris.

El hidrógeno gris es el que se consume mayoritariamente en Europa, obtenido en grandes reformadores de gas natural. Sin embargo, el 95 % del hidrógeno que se produce actualmente no utiliza secuestro de dióxido de carbono. Las emisiones durante el proceso ascienden a unos 9 kgCO_{2eq}/kg de hidrógeno producido, a las que se suman un 25 % adicionales procedentes del suministro de la materia prima, en este caso gas natural. Sin entrar en detalle en las diferentes tecnologías de reformado, se puede considerar que la producción de hidrógeno gris tiene unas emisiones superiores a 10-11 kgCO_{2eq}/kgH₂ generado⁷⁶. De las emisiones del proceso, 2/3 partes proceden de la propia reacción química de reformado más la reacción de desplazamiento, y 1/3 de la quema de combustible para obtener la temperatura necesaria para el reformado. La emisión de 10-11 kgCO_{2eq}/kgH₂ no está para nada alineada con los objetivos climáticos. A modo comparativo, la

74 C. Koroneos, A. Dompros, G. Roumbas, N. Moussiopoulos, Life cycle assessment of hydrogen fuel production processes, *Int. J. Hydrogen Energy*. 29 (2004) 1443–1450. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2004.01.016>.

75 IEA, *The future of hydrogen*, 2019.

76 P.D. Vaidya, A.E. Rodrigues, Glycerol Reforming for Hydrogen Production: A Review, *Chem. Eng. Technol.* 32 (2009) 1463–1469. <https://doi.org/10.1002/ceat.200900120>.
E. Cetinkaya, I. Dincer, G.F. Naterer, Life cycle assessment of various hydrogen production methods, *Int. J. Hydrogen Energy*. 37 (2012) 2071–2080. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.10.064>.
P.L. Spath, M.K. Mann, *Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming*, United States, 2000. <https://doi.org/10.2172/764485>.

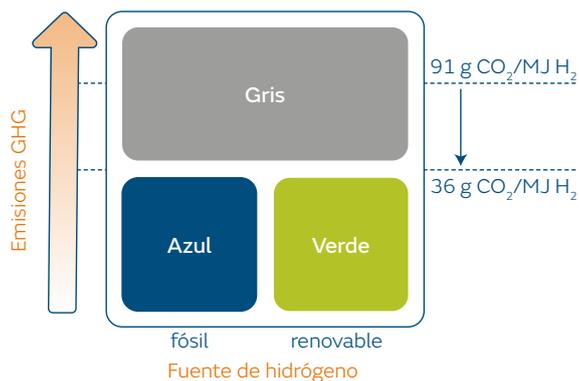


Figura 48. Clasificación del hidrógeno en función de su impacto ambiental y procedencia.

Fuente: Elaboración propia

combustión de 1 kg de gasolina genera unos 3-4 kg de CO_2 ⁷⁷.

El hidrógeno gris se define, según la recomendación de CertifHy⁷⁸ (una plataforma de empresas que proponen un Certificado de Origen para el mercado de hidrógeno en la Unión Europea) como: “el hidrógeno generado de fuentes no renovables que emite más de $4,37 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kgH}_2$ ($36,4 \text{ CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$)”. Se trata, a día de hoy, de una sugerencia, y los criterios pueden verse alterados o modificados en el futuro. En todo caso, para minimizar su impacto ambiental, el método de obtención de hidrógeno debe incorporar un proceso de secuestro de dióxido de carbono, lo que lo transformaría en hidrógeno azul, o bien producir directamente hidrógeno verde.

2.4.2. El hidrógeno azul

En el hidrógeno azul gran parte de las emisiones de dióxido de carbono se secuestran. El término secuestro de CO_2 se define inequívocamente como captura (separación físico-química de la corriente de hidrógeno), transporte y almacenamiento o fijación durante un periodo de tiempo largo, que por normativa ambiental debería ser de igual o superior a 100 años. Una de las ventajas de la producción centralizada de hidrógeno a partir de la reacción de reformado es que la captura del dióxido de carbono es más favorable que una captura difusa. En el concepto de hidrógeno azul también se puede incorporar el obtenido a partir de pirólisis de gas natural, a veces referido individualmente como hidrógeno turquesa.

77 E. Furuholt, Life cycle assessment of gasoline and diesel, Resour. Conserv. Recycl. 14 (1995) 251–263. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0921-3449\(95\)00020-J](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0921-3449(95)00020-J).

El proceso se denomina captura del dióxido de carbono de pre-combustión, ya que el gas natural no ha sido combustionado como tal. La instalación de unidades de captura en este punto es interesante debido a la alta concentración del compuesto y a la economía de escala. Por el contrario, la captura de un proceso de combustión y distribuido es costosa e ineficiente. En esta dirección, es más eficiente ambientalmente combustionar hidrógeno obtenido a partir de gas natural, cuando se ha capturado el dióxido de carbono en los reformadores, que quemar directamente gas natural de forma distribuida (ver Figura 49).

El hidrógeno azul se define como: “el hidrógeno generado de fuentes no renovables que emite menos de $4,37 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kgH}_2$ ($36,4 \text{ CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$)”.

Como se muestra en la Figura 49, las emisiones de $36,4 \text{ CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$ máximas suponen una reducción del 60 % respecto al proceso de referencia actual, es decir, una planta convencional de reformado de gas natural. Este valor máximo de emisión es el mismo para el hidrógeno azul que para el verde. Por ello, se puede afirmar con rotundidad que el hidrógeno azul es un combustible bajo en carbono o, como mínimo, tan bajo como el hidrógeno verde. Hay que señalar que todos los procesos, incluso los más verdes, tienen unas emisiones asociadas, ya sea en la fase de construcción, transporte, operación o desmantelamiento de las instalaciones donde se obtiene. De ahí la importancia de cuantificar el impacto asociado

mediante la metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV). Cuando se compara la procedencia del hidrógeno (gris, azul o verde), se utiliza la aproximación *cradle-to-gate* (de la cuna a la puerta), que tiene en cuenta todos los impactos del proceso de generación del hidrógeno hasta que se entrega al cliente, pero no la aplicación final, ya que se trata exactamente del mismo producto con las mismas propiedades.

El proceso más relevante que permite obtener hidrógeno azul es mediante el reformado de gas natural con captura de dióxido de carbono. Para conseguir una reducción del 60 % sólo es necesario capturar el de la propia reacción y no es necesario reducir las otras emisiones asociadas al proceso; por ejemplo, durante la quema de parte del combustible para conseguir las temperaturas necesarias del reformador. En cambio, la producción de hidrógeno azul mediante la gasificación de carbón es compleja técnicamente, ya que se debe hacer una captura de las emisiones mucho mayor para llegar al mismo impacto ambiental.

No obstante, la propia definición de hidrógeno azul no excluye otros procesos a partir de combustibles fósiles que tengan margen para reducir significativamente sus emisiones, como por ejemplo⁷⁹: reformado o pirólisis de gas natural; electrólisis con electricidad no renovable (nuclear, gas natural, mix); gasificación (carbón, mezcla residuos, plásticos); craqueo térmico (naftas); o producción de cloro (electricidad no renovable).

79 CertifHy, Definition of Green Hydrogen, outcome & scope LCA analysis, 2015.

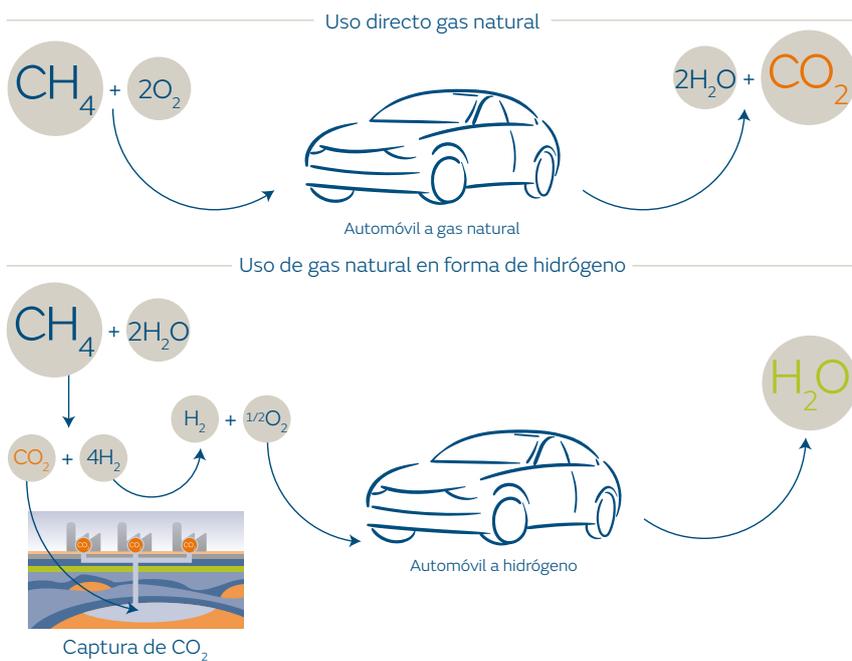


Figura 49. Utilización de metano de forma directa o mediante hidrógeno con captura de CO₂ (hidrógeno azul).

Fuente: Elaboración propia

2.4.3 El hidrógeno verde

El “hidrógeno verde” se define como aquel bajo en carbono que se obtiene a partir de fuentes renovables. Esta definición lleva implícita, al igual que el azul, que el proceso debe tener un impacto ambiental menor que el actual. Por ello, la definición técnica de hidrógeno verde es: “el hidrógeno generado a partir de fuentes renovables que emite menos de 4,37 kgCO_{2eq}/kgH₂ (36,4 CO_{2eq}/MJ)”.

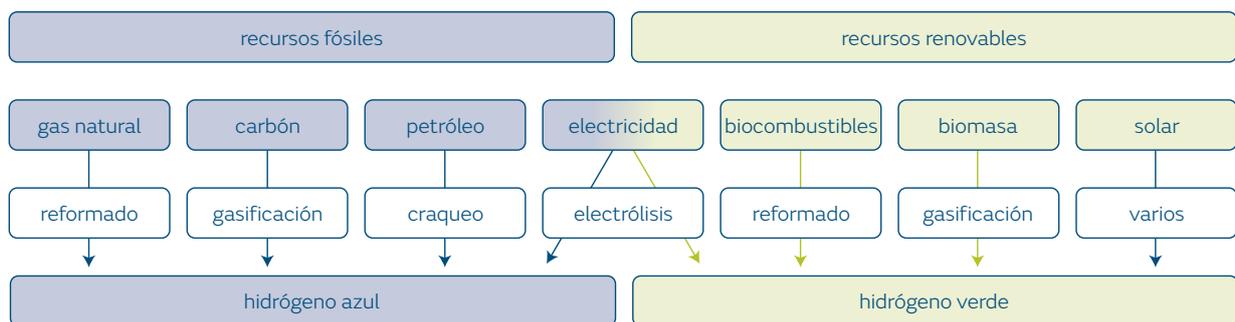
En este sentido, el hidrógeno verde debe cumplir estas dos premisas: proceder de fuentes renovables y tener un bajo impacto ambiental. Es importante tener en cuenta que la diferencia entre el hidrógeno azul y el verde es que uno

proviene de fuentes fósiles y el otro de fuentes renovables inagotables, pero la definición de ambos no tiene implícita ninguna diferencia en el impacto en emisiones de gases de efecto invernadero. Es decir, los dos hidrógenos se obtienen con bajas emisiones de dióxido de carbono, aunque en el caso del hidrógeno azul hay que gestionar el CO₂ capturado, mientras que en el hidrógeno verde esto se evita y además tiene un potencial de reducción de emisiones superior al azul. Obviamente, ambos aspectos determinan los costes de producción, aspectos que serán tratados en futuros capítulos.

El concepto de hidrógeno verde fue creado específicamente para la producción hidrógeno

Figura 50.

Rutas de producción de hidrógeno potencialmente bajo en emisiones en función de la procedencia del recurso.



a partir de electrólisis del agua y mediante electricidad renovable, en clara contraposición al proceso actual de producción a partir de recursos fósiles y con alto impacto ambiental.

Este hidrógeno es una forma de transformar la electricidad en un producto almacenable, transportable y con múltiples aplicaciones. No obstante, el concepto es más amplio, ya que existen otras fuentes renovables e inagotables que pueden ser utilizadas en procesos elegibles: electrólisis del agua (electricidad renovable); reformado de biogás (tratamiento aguas, residuos o vertedero); reformado de compuestos orgánicos (renovables); gasificación (biomasa forestal, residuos orgánicos); y producción de cloro (electricidad renovable).

Varios procesos aquí descritos generan una cantidad importante de emisiones de dióxido de carbono, como la gasificación. No obstante, en un Análisis de Ciclo de Vida (ACV) sólo se consideran las emisiones de dióxido de carbono

procedentes de combustibles fósiles, mientras que las procedentes de biomasa se consideran neutras. Es importante decir que durante el proceso de electrólisis del agua no se emite directamente dióxido de carbono, ni fósil ni neutro. Como en todas las tecnologías, hay que evaluar las emisiones indirectas en fases de construcción, operación y desmantelamiento de los distintos equipos.

El potencial de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis es muy elevado, ya que se puede obtener en cualquier instalación que disponga de un sistema que genere electricidad renovable (eólica, solar, hidráulica, geotérmica) y disponga de agua. El hidrógeno verde, por tanto, contribuye a un mayor despliegue de dichas fuentes renovables. La electrólisis permite el almacenamiento de la energía eólica y la radiación solar, y no depender de centrales de generación eléctricas contaminantes. Los beneficios del hidrógeno verde son muy conocidos, como también que el principal

obstáculo es su coste de producción, aunque, como se apunta más adelante, dichos costes se están reduciendo a gran velocidad.

En este capítulo se han descrito los diferentes procesos de producción de hidrógeno: reformado, gasificación, pirólisis, craqueo térmico, electrólisis y los procesos incipientes de conversión de fotones a hidrógeno. Dichos procesos pueden ser aplicados a fuentes fósiles o renovables. En todas ellas, si el proceso tiene una elevada huella de carbono (definida por parte de algunos organismos reconocidos, como CertifHy, de $4,37 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kgH}_2$), se clasifica como hidrógeno gris. Este valor límite podría variar en el futuro, pero el principio fundamental es que todas las alternativas tengan un impacto en gases de efecto invernadero, por lo menos, un 60 % inferior al actual. Para este cálculo, es preciso realizar el ACV durante un horizonte temporal de 100 años, periodo de tiempo

definido por la normativa ISO 14044:2006, y no tendría ningún sentido emitirlo una vez finalizado este periodo de almacenamiento.

Una vez definido, mediante un ACV, si el hidrógeno se define como azul o verde, se procede a clasificarlo en función de la fuente de origen. Si ésta es renovable, como electricidad eólica, biocombustibles, biomasa o solar, se clasifica como verde. Si, por el contrario, la fuente es fósil, como el gas natural, el carbón, las naftas o la electricidad no renovable, éste se clasifica como azul. Ambos son considerados como hidrógenos bajos en emisiones (ver Figura 50), siempre que se demuestre que cumplen los objetivos de emisión. Para conseguir tales objetivos en el caso del hidrógeno azul, es necesario una secuestación del CO_2 emitido como subproducto durante un periodo de tiempo significativo.



3. Almacenamiento, transporte y distribución

3.1. Almacenamiento y compresión

- 3.1.1. Formas de almacenamiento
- 3.1.2. Tanques de almacenamiento
- 3.1.3. Almacenamiento en materiales químicos
- 3.1.4. Depósitos a gran escala

3.2. Transporte y distribución

- 3.2.1. Marítimo
 - 3.2.2. Terrestre
 - 3.2.3. Red actual de gas natural
 - 3.2.4. Red específica de hidrógeno
- ### 3.3. Las garantías de seguridad y su regulación
- ### 3.4. Almacenamiento en forma de gas sintético
- 3.4.1. Concepto *Power-to-Gas*
 - 3.4.2. Gas sintético

Preguntas clave del capítulo

- ¿Cómo se puede almacenar el hidrógeno?
- ¿Cómo se transporta hasta el usuario final?
- ¿Cuáles son las medidas de seguridad en la utilización del hidrógeno?
- ¿Cuál es la función de la red gasista en el uso del hidrógeno?
- ¿Qué es el *Power to Gas*? ¿Cómo funciona?
- ¿Se puede fabricar metano sintético a partir del hidrógeno?

3.1. Almacenamiento y compresión

El almacenamiento de energía constituye un elemento clave para proporcionar flexibilidad en la distribución de la electricidad y en la integración de energías renovables en el sistema energético, pero contribuye especialmente en la seguridad energética. Asimismo, la posibilidad de almacenar energía durante un período de sobreproducción de energía renovable, y de reutilizarla durante períodos de déficit, elimina la necesidad de una generación flexible basada en fósiles y las emisiones de carbono correspondientes (ver Figura 51, correlación entre demanda de electricidad y generación solar en Europa).

Dentro de las principales tecnologías de almacenamiento de energía, el hidrógeno y el metano sintético (también producido a partir de hidrógeno) se presentan como las opciones más prometedoras para almacenar grandes cantidades de electricidad renovable durante largos periodos⁸⁰. Los electrolizadores pueden ofrecer almacenamiento estacional a la energía solar y eólica. El almacenamiento estacional contempla que en determinadas regiones se podría producir hidrógeno de forma ininterrumpida cada verano mediante electrólisis, el cual se almacenaría en cavernas de sal o campos de gas agotados, y el invierno

siguiente se convertiría de nuevo en electricidad utilizando celdas de combustible⁸¹. En cambio, el almacenamiento diario se podría lograr mediante baterías y bombeo hidráulico, entre otras opciones.

La producción de hidrógeno a partir de electricidad renovable, permite almacenar la energía para utilizarla posteriormente cuando el usuario final la precise, además de alimentar motores de combustión interna, calentar edificios o, incluso, como materia prima industrial. Por ejemplo, el hidrógeno se puede combinar con CO₂ para producir metano sintético (CH₄), principal constituyente del gas natural. Como ya se ha comentado anteriormente, en el caso de utilizar CO₂ capturado de un proceso biogénico, el metano sintético contiene carbono “libre”, por lo que quemarlo no aumenta el dióxido de carbono en la atmósfera más de lo que hubiera producido en el caso de no haber sido capturado.

En términos de densidad energética – cantidad de energía contenida en un mismo volumen– de las principales tecnologías de almacenamiento (ver Figura 52), el metano contiene 9,81 kWh/ Nm³; el hidrógeno, 3 kWh/Nm³; el bombeo hidráulico, del orden de 0,5-1,5 kWh/ Nm³; y las baterías de ion-litio, alrededor de unos 500 kWh/Nm³. El almacenamiento por bombeo hidráulico es la tecnología más madura y tiene costes

80 E. Commission, Energy storage—the role of electricity, (2017) 1–25.

81 DNV-GL, The Promise of Seasonal Storage, 2020. <https://www.dnvgl.com/publications/the-promise-of-seasonal-storage-172201>.

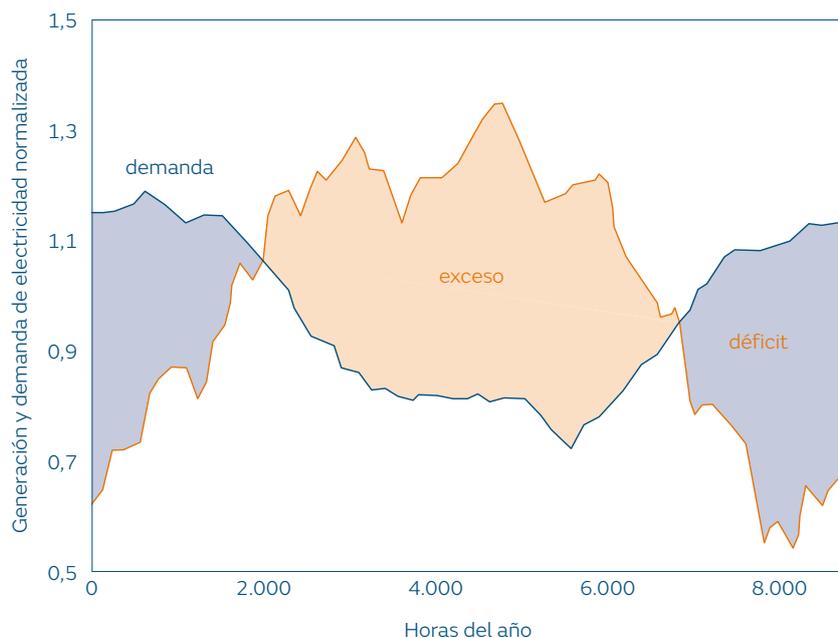


Figura 51. Correlación estacional de la demanda de electricidad (línea azul) y la generación solar (línea naranja) en Europa.

Fuente: Renew. Sustain. Energy Rev.⁸²

competitivos para la mayoría de las necesidades actuales de almacenamiento. Sin embargo, debido a su baja densidad energética y disponibilidad limitada de ubicación para su instalación, se requiere de nuevas tecnologías que permitan almacenar el excedente proveniente de fuentes de energía renovable, por ejemplo.

Figura 52. Densidad energética de las principales tecnologías de almacenamiento de energía.

Tecnología de almacenamiento	kWh/Nm ³
Bombeo hidráulico	0,5-1,5
Hidrógeno	3
Metano sintético	10
Batería litio	250-670

82 P. Gabrielli, A. Poluzzi, G.J. Kramer, C. Spiers, M. Mazzotti, M. Gazzani, Seasonal energy storage for zero-emissions multi-energy systems via underground hydrogen storage, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 121 (2020) 109629. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109629>. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119308366?via%3Dihub>

En este contexto, el hidrógeno se presenta como solución indiscutible. En ausencia de una red de distribución, el almacenamiento de hidrógeno, el almacenamiento del gas producido, es una cuestión clave y todavía en discusión abierta. De las alternativas tecnológicas disponibles, el almacenamiento de hidrógeno puro en tanques de alta presión es una opción preferente⁸³. Las otras alternativas son la inyección en la infraestructura gasista actual, de manera limitada, directamente en forma de hidrógeno o, de manera ilimitada, en forma de gas metano sintético.

3.1.1. Formas de almacenamiento

Existen varios sistemas de almacenamiento de hidrógeno, los cuales permiten acumular energía a largo plazo y prácticamente sin pérdidas en el tiempo. Sin embargo, el principal reto que presenta dicho almacenamiento proviene de su baja densidad por unidad de volumen –a diferencia de su alta energía por unidad de masa–, ya que cuando se almacena un producto se considera principalmente el volumen que ocupa y no la masa. Por ello, para incrementar la densidad volumétrica se utilizan diferentes métodos, como son la compresión, la licuefacción o la incorporación del hidrógeno

en la superficie o interior de otros compuestos químicos.

Los primeros proyectos piloto con sistemas renovables de hidrógeno en los años noventa demostraron el potencial de usar hidrógeno para el almacenamiento estacional del excedente de energía de los meses de verano a invierno⁸⁴. Sin embargo, no siempre es posible generar y almacenar hidrógeno in situ. El almacenamiento a gran volumen –en cavernas de sal, por ejemplo– requiere de formaciones geológicas específicas, lo que implica la necesidad de transporte desde el punto de producción hasta el lugar de almacenamiento⁸⁵.

as técnicas de almacenamiento se dividen en dos grandes grupos: en forma de hidrógeno o incorporado en otros compuestos (ver Figura 53). El hidrógeno se puede almacenar en estado gaseoso, líquido, en la superficie e interior de sólidos o en compuestos químicos portadores de hidrógeno (metano sintético, metanol, amoníaco, entre otros). El almacenamiento de hidrógeno como gas generalmente requiere tanques de alta presión (350-700 bar), mientras que el almacenamiento en estado líquido requiere temperaturas criogénicas, debido a que el punto de ebullición del hidrógeno a presión atmosférica es de -252,8 °C. El almacenamiento en sólidos

83 I. Staffell, D. Scamman, A. Velazquez Abad, P. Balcombe, P.E. Dodds, P. Ekins, N. Shah, K.R. Ward, The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system, *Energy Environ. Sci.* 12 (2019) 463–491. <https://doi.org/10.1039/c8ee01157e>.

84 E. Reliability, Development and Testing of Hydrogen Storage System (s) for Capturing Intermittent Renewable Energy Sources for Peak Demand Utilization on the Grid, (2008).

85 R. Van Gerwen, M. Eijgelaar, T. Bosma, HYDROGEN IN THE ELECTRICITY VALUE CHAIN, n.d.

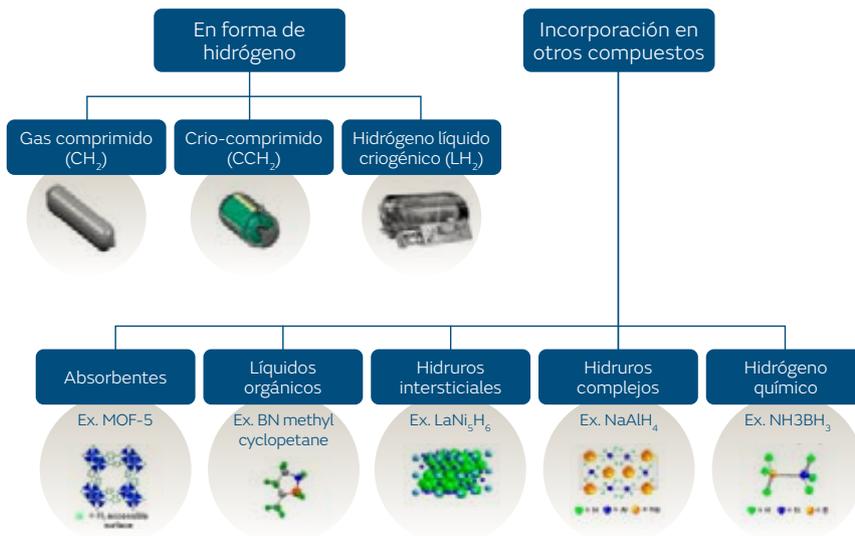


Figura 53. Clasificación de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno⁸⁶.

Fuente: IREC

en cambio, se realiza en las superficies de los sólidos (por adsorción) o dentro de los sólidos (por absorción).

El hidrógeno comprimido se utiliza principalmente en el almacenamiento a bordo de vehículos donde las estaciones de reabastecimiento de combustible disponen de tanques de alta presión (825-950 bar). Como contrapartida, la energía utilizada en la compresión es significativamente alta, de alrededor del 7 % del contenido energético del hidrógeno.

La licuefacción de hidrógeno, en cambio, aumenta enormemente la densidad de energía almacenada y permite el transporte a gran escala por camión cisterna o barco, lo cual es especialmente atractivo para largas distancias, donde las tuberías no son económicamente factibles. Por ejemplo, más del 90 % del hidrógeno comercial en EEUU se transporta en estado líquido, hecho éste que demuestra una madurez en tecnologías de licuefacción. Sin embargo, el consumo energético en almacenamiento líquido es incluso superior al de compresión, respecto al poder calorífico inferior (PCI) del hidrógeno (ver Figura 54).

86 Datos elaborados a partir de Viswanathan Balasubramanian, Energy Sources - Chapter 10 Hydrogen Storage, 2017. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogenstorage>.

Figura 54.

Consumo energético en los procesos de compresión y licuefacción del hidrógeno.

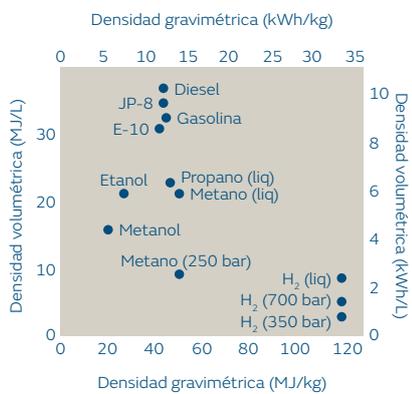
	Energía primaria consumida en el proceso	Consumo eléctrico (kWh/kgH ₂)
H ₂ comprimido a 500 bar (incluyendo enfriamiento)	15 %	2,6
H ₂ comprimido a 900 bar (incluyendo enfriamiento)	21 %	3,5
Licuefacción	78 %	13

Si se compara la energía gravimétrica (energía por masa) y la densidad volumétrica (energía por volumen) del hidrógeno frente a otros combustibles (ver Figura 55), se comprueba que en términos de masa el hidrógeno tiene casi tres veces el contenido de energía de la gasolina (120 MJ/kg frente a 44 MJ/kg, respectivamente). Sin embargo, el hidrógeno tiene menor energía por volumen que la gasolina, y en función de las condiciones de almacenamiento del hidrógeno, se pueden alcanzar volúmenes similares a la gasolina (ver Figura 56). Por ejemplo, el hidrógeno líquido tiene una densidad volumétrica de 8 MJ/L frente a 32 MJ/L de la gasolina. Esto implica que se requiera un volumen superior en hidrógeno para almacenar el mismo contenido energético que la gasolina.

El almacenamiento de hidrógeno sigue siendo un desafío, especialmente para aplicaciones de transporte, donde el volumen disponible es limitado, en comparación a las aplicaciones estacionarias, donde la huella de los tanques (es decir, el espacio ocupado) de gas comprimido

puede ser menos crítica. En la Figura 56 se ilustra visualmente el volumen necesario de hidrógeno en distintas condiciones, y se compara con un depósito convencional de gasolina.

A continuación, se describen cada uno de los sistemas de almacenamientos en más detalle: tanques de almacenamiento de hidrógeno comprimido, tanques de almacenamiento de hidrógeno líquido criogénico, almacenamiento mediante la incorporación en materiales químicos y depósitos a gran escala.



Fuente: Elaboración propia

Figura 55.

Comparación de energía gravimétrica y densidad volumétrica para varios combustibles y diferentes sistemas de almacenamiento de hidrógeno.

Forma de almacenamiento	Densidad energética		Densidad kg m^{-3}
	kJ kg^{-1}	MJ m^{-3}	
Hidrógeno gas (ambiente 0,1 MPa)	120.000	10	0,090
Hidrógeno gas a 20 MPa	120.000	1.900	15,9
Hidrógeno gas a 30 MPa	120.000	2.700	22,5
Hidrógeno líquido	120.000	8.700	71,9
Hidrógeno en hidruros metálicos	2.000 - 9.000	5.000 - 15.000	
Hidrógeno en hidruro de metal característico	2.100	11.450	5.480
Metano (gas natural) a 0.1 MPa	56.000	37,4	0,688
Metanol	21.000	17.000	0,79
Etanol	28.000	22.000	0,79

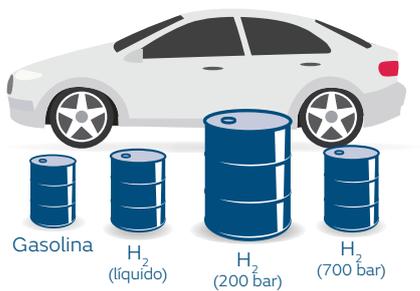


Figura 56.

Comparación de la densidad de energía contenida en la gasolina y en el hidrógeno compactado en diferentes condiciones.

Fuente: Elaboración propia

3.1.2. Tanques de almacenamiento

Hidrógeno comprimido

El almacenamiento de hidrógeno gaseoso en tanques es la tecnología más madura. Consiste en recipientes de hidrógeno comprimido (ver Figura 57) a presión de trabajo nominal de 350 y 700 bar. El hidrógeno comprimido generalmente se almacena alrededor de temperatura ambiente, mientras que otros tipos de almacenamiento, como el hidrógeno criocomprimido, que se encuentra a temperaturas superiores a -123 °C , están siendo investigados ya que se obtienen mayores densidades de hidrógeno a bajas temperaturas.

Asimismo, los tanques de almacenamiento de hidrógeno comprimido se clasifican en función de los materiales de fabricación y la máxima presión admitida (ver Figura 58).

Figura 57.

Tanques de almacenamiento de hidrógeno gaseoso presurizado, y componentes del tanque presurizado (TPRD: dispositivo de descarga de presión de activación térmica)⁸⁷.

Fuente: Linde Group

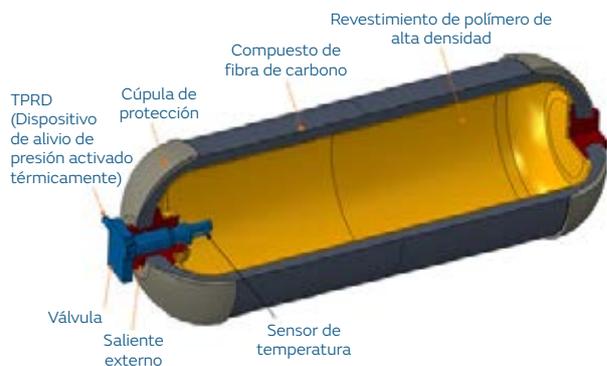


Figura 58.

Clasificación de diferentes tipos de tanques de almacenamiento de hidrógeno^{88, 89}.

Fuente: Elaboración propia

Tipo de tanque	Presión admitida (bar)	Características
 Tipo I Acero o Aluminio (sin costuras ni revestimiento)	150 - 300	Muy pesados y de paredes gruesas. Utilizados principalmente en vehículos de GNC y en aplicaciones estacionarias industriales.
 Tipo II Metálicos sin costuras envueltos en aros de fibra de vidrio y resina	450 - 800	Muy pesados. Se utilizan principalmente como <i>buffer</i> o tanque intermedio en aplicaciones estacionarias.
 Tipo III Revestimiento de aluminio sin costuras y envueltos con fibra de vidrio y resinas compuestas.	350 - 700	Más ligeros y de paredes más finas respecto a los de Tipo I y II. Se utilizan principalmente para aplicaciones de movilidad y transporte de H ₂ en trailers.
 Tipo IV Revestimiento no-metálico envueltos con fibra y revestimiento polimérico.	350 - 700	

Hidrógeno líquido

El almacenamiento de hidrógeno líquido es una tecnología madura y constituye la base de la red de infraestructura industrial existente y de distribución. Debido a las bajas temperaturas requeridas para el almacenamiento de hidrógeno líquido (-253 °C), su aplicación automotriz a bordo de vehículos está en fase de desarrollo.

Sin embargo, un tanque de hidrógeno líquido no está diseñado para soportar presiones internas, sino para retener un líquido criogénico. Por tanto, el tanque debe estar adecuadamente aislado para restringir la transferencia de calor al mínimo (ver Figura 59). Cuando existe una transferencia de calor desde el exterior, la presión interior aumenta y el hidrógeno puede escapar a través de una válvula de alivio, que a

88 Hydrogen storage systems, (n.d.). <https://hub.wsu.edu/ise/design/hydrogen-storage/>.

89 L. Pagan and K. Lake, "Modal Analysis: A Comparison between Finite Element Analysis (FEA) and Practical Laser Doppler Vibrometer (LDV) Testing," Proc. - 2017 UKSim-AMSS 19th Int. Conf. Model. Simulation, UKSim 2017, pp. 75–80, 2018, doi: 10.1109/UKSim.2017.27.

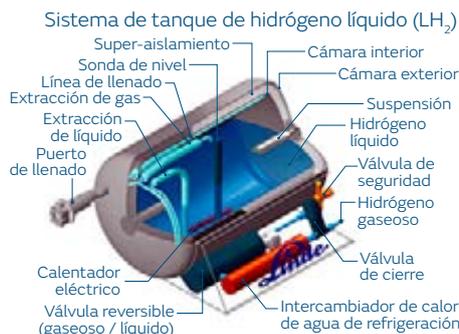


Figura 59.

Componentes de un tanque de almacenamiento de hidrógeno líquido⁹⁰.

Fuente: Linde Group

veces se denomina “hervir”, más comúnmente *boil-off* en inglés. Debido a que el aislamiento térmico nunca es perfecto, un depósito de hidrógeno estacionario y no utilizado durante un periodo largo y situado en ambientes cálidos eventualmente terminará agotándose.

Por otro lado, si se comparan las densidades gravimétricas y volumétricas del hidrógeno sobre los diferentes modos de almacenamiento, se puede ver que el criogénico es el sistema más eficiente en términos de densidad energética por volumen. Por ello, el hidrógeno líquido a baja presión se utiliza habitualmente para el almacenamiento y transporte de hidrógeno en grandes cantidades.

3.1.3. Almacenamiento en materiales químicos

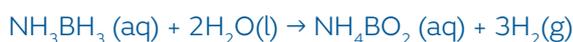
El almacenamiento en materiales químicos se refiere a la unión covalente, en forma sólida o líquida, en compuestos que contienen gran densidad de hidrógeno. Es así como la naturaleza almacena y utiliza el hidrógeno, a través de procesos biológicos catalizados por enzimas y donde el hidrógeno se libera y se une (deshidrogenación e hidrogenación, respectivamente) para formar compuestos químicos necesarios para las células⁹¹.

La deshidrogenación del hidrógeno en materiales químicos se puede realizar hidrolíticamente por reacción con agua, o termolíticamente aportando calor al compuesto. Por ejemplo, el borano de amoníaco (NH_3BH_3) ha atraído mucha atención como material de almacenamiento

90 S. Akbayrak, S. Özkar, Ammonia borane as hydrogen storage materials, *Int. J. Hydrogen Energy*. 43 (2018) 18592–18606. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.02.190>.

91 D.Y. Xie, P.P. Hu, A Reversible Liquid Organic Hydrogen Carrier System Based on Methanol-Ethylenediamine and Ethylene Urea, *Angew. Chemie Int. Ed.* 58 (2019).

de hidrógeno químico por su alta densidad de hidrógeno (del 19,6 % en peso), alta estabilidad en condiciones ambientales, no toxicidad, y alta solubilidad en solventes comunes. Asimismo, la hidrólisis del borano de amoníaco es una manera eficiente de liberar hidrógeno almacenado, ya que es relativamente estable frente a la hidrólisis en solución acuosa, y su deshidrogenación hidrolítica (liberación de hidrógeno) se realiza a temperaturas que oscilan entre los 100 °C y 400 °C o en presencia de un catalizador a temperatura ambiente, tal y como se muestra en la ecuación:



Por otro lado, diversos metales y aleaciones como las de magnesio, titanio, hierro, manganeso, níquel o cromo forman hidruros metálicos en presencia de hidrógeno. Los átomos de hidrógeno se empaquetan dentro de la estructura metálica y por ello se obtienen mayores densidades de almacenamiento volumétricas respecto al hidrógeno comprimido y líquido (ver Figura 60)⁹².

Para formar hidruros metálicos se requiere calor para la absorción de hidrógeno, el cual se distribuye de manera compacta en toda la red de hidruros. La reacción es reversible y viene determinada por la presión del gas hidrógeno. Si la presión está por encima de la presión de equilibrio, se forma el hidruro metálico; si la presión cae por debajo del equilibrio, se libera hidrógeno y la aleación vuelve

a su estado original. Esta presión de equilibrio depende de la temperatura, ya que se incrementa con el aumento de ésta y viceversa (ver Figura 61).

Por lo tanto, los hidruros metálicos pueden adsorber y liberar hidrógeno reversiblemente sin un deterioro significativo. Sin embargo, estos hidruros son sensibles a compuestos como el oxígeno y monóxido de carbono, los cuales hacen disminuir la capacidad de absorción de hidrógeno de los hidruros.

Figura 60.

Densidades gravimétricas y volumétricas de diferentes hidruros frente a los de hidrógeno gaseoso y líquido⁹³.

Material	Densidad gravimétrica (% masa)	Densidad volumétrica (kg/m ³)
H ₂ gas a 700 bar	100	50
H ₂ líquido	100	70
LaNi ₅	1,5	120
FeTi	1,5	110
MgH ₂	7,6	105
LiH	12,6	100
NaAlH ₄	7,5	95
NH ₃ BH ₃	19,6	100
LiBH ₄	18,4	120

92 S. Al-Hallaj, K. Kiszynski, Hybrid hydrogen systems: Stationary and transportation applications, Green Energy Technol. 79 (2011). <https://doi.org/10.1007/978-1-84628-467-0>.

93 Densidades gravimétricas y volumétricas de diferentes hidruros, (n.d.). <https://www.norvento.com/almacenamiento-hidrogeno/>.

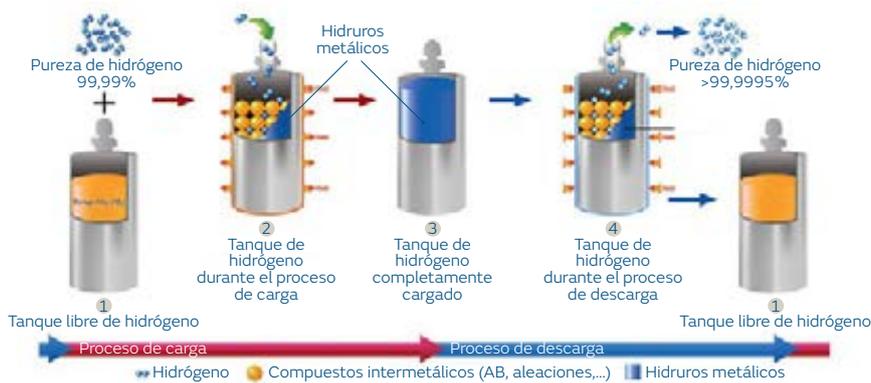


Figura 61. Proceso de carga y descarga de hidrógeno utilizando almacenamiento en hidruros metálicos⁹⁴.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Mabelite

Existen otros métodos más novedosos basados en nanotubos de carbono, que consisten en unas redes hexagonales de carbono curvadas y cerradas, formando tubos a escala nanométrica (ver Figura 62). Son sistemas ligeros, porosos y muy resistentes, que permiten almacenar hidrógeno en grandes cantidades, tanto adsorbido en la superficie como dentro del nanotubo.

En términos de capacidad de almacenamiento de hidrógeno, las nanoestructuras de carbono permiten almacenar incluso hasta el doble de densidad que las que actualmente presentan los tanques de hidrógeno líquido. No obstante, el almacenamiento en nanotubos es posible a temperaturas extremadamente bajas (inferiores a -196°C), ya que a temperatura ambiente la mayor parte de hidrógeno se evapora⁹⁵.

De momento, la principal ventaja de estos sistemas, como es la mayor seguridad de almacenamiento utilizando hidruros o nanoestructuras de carbono, no ha compensado sus desventajas, como la baja densidad de almacenamiento en el caso de los hidruros, su potencial degradación con el tiempo en ambos casos, sus mayores costes o su falta de fiabilidad a largo plazo. Por ello, el uso de estas opciones continua a nivel de desarrollo, y las diferentes industrias implicadas han optado por las vías de hidrógeno comprimido o licuado.

94 Adaptado a partir de: <http://www.mabelite.com/mh-storage-technology>

95 M.-G.F.J. Martín-Gil J, Sistemas de almacenamiento del hidrógeno en nanotubos de carbono : nuevos métodos de síntesis de nanotubos de carbono, (2005). <https://doi.org/10.13140/2.1.3619.9360>.

3.1.4. Depósitos a gran escala

El almacenamiento presurizado en cavernas de sal o yacimientos de gas agotados permite almacenar hidrógeno a grandes volúmenes y con pérdidas bajas. Las cavernas de sal ya se utilizan para almacenar gas natural y también se han utilizado para almacenar hidrógeno. Operan a presiones alrededor de 50-200 bares, las cuales están por debajo de la presión de formación de la caverna. Se considera el método de almacenamiento a gran escala más prometedor debido a su seguridad operacional, bajo costo y capacidad de sellado⁹⁶.

Figura 62. Representación del modelo de adsorción de hidrógeno en nanotubos de carbono.

Fuente: Elaboración propia

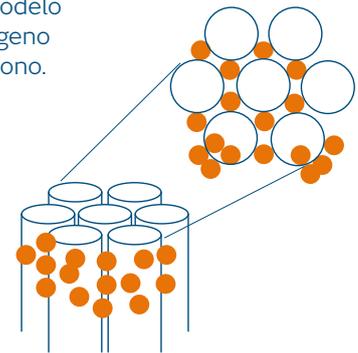
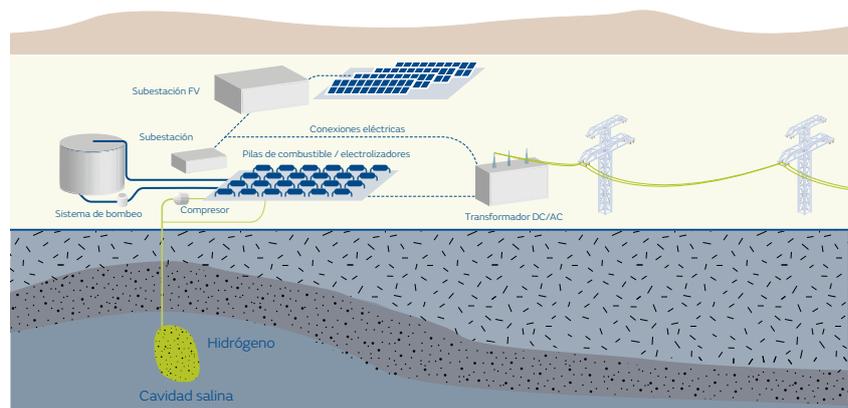


Figura 63. Diagrama ilustrativo de una planta de almacenamiento de hidrógeno en cavernas de sal.

Fuente: Elaboración propia



96 S. Al-Hallaj, K. Kiszynski, Hybrid hydrogen systems: Stationary and transportation applications, Green Energy Technol. 79 (2011). <https://doi.org/10.1007/978-1-84628-467-0>.

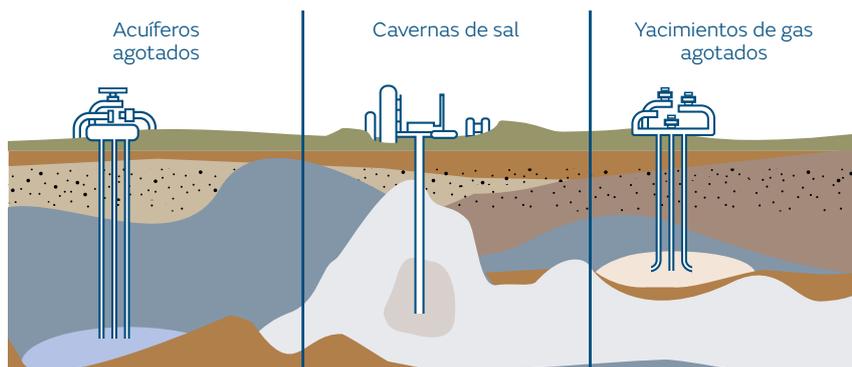


Figura 64.
Opciones de almacenamiento subterráneo de hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia

Otros sitios potenciales de almacenamiento subterráneo son los yacimientos agotados de petróleo o gas. Los campos de gas ofrecen costes de capital más bajos en comparación con las cavernas de sal, y generalmente con capacidades muy altas. Los problemas más significativos residen en las tasas de fuga y, al igual que las cavernas de sal, esta opción depende de la disponibilidad local. Los acuíferos agotados tienen similitudes geológicas a los yacimientos de gas, aunque sólo en aquellos lugares donde la formación de roca sedimentaria que contiene agua se superpone con una capa de roca impermeable. Estos acuíferos no forman parte de los de agua potable y son los menos desarrollados de los depósitos a gran escala.

convertirá parte de la electricidad en hidrógeno, el cual podría almacenarse en cavernas de sal y luego utilizarse para alimentar una flota de autobuses públicos. El proyecto se desarrollará en varias fases, con una primera prevista para finales de 2021 y una final en 2027. Existen regulaciones estrictas en Europa con respecto a la planificación, diseño, construcción y posterior operación de los depósitos subterráneos de gas, las cuales estipulan el uso obligatorio de sistemas de detección de fugas permanentes. Además, las válvulas de seguridad subterráneas también han sido obligatorias desde hace muchos años para sellar automáticamente el almacenamiento subterráneo en caso de daño accidental en la caverna⁹⁷.

En Francia, el proyecto HyGreen Provence desarrollará una planta fotovoltaica que

97 H. Landinger, U. Bünger, T. Raksha, W. Weindorf, J. Simón, L. Correas, F. Crotogino, "Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe": Update of Benchmarking of large scale hydrogen underground storage with competi,

3.2. Transporte y distribución

Una vez producido, el hidrógeno debe ser transportado hasta el usuario final, ya sea industrial, doméstico o para usos en movilidad. Básicamente, hay tres formas de transportarlo, análogas a las que se utilizan actualmente en el sector del gas natural: vía marítima para cubrir largas distancias o zonas aisladas; de forma terrestre mediante camiones cisterna o cilindros para distancias más cortas; y mediante tuberías. Esta última opción es la más económica, una vez la infraestructura ya está construida. Como es sabido, en la actualidad existe una red muy extensa de transporte y distribución de gas natural. La idoneidad de utilizar esta red o construir una nueva, específica para el hidrógeno, se discuten en los siguientes apartados.

3.2.1. Marítimo

El transporte de hidrógeno por mar tiene la ventaja de cubrir distancias muy largas, poder llegar a zonas aisladas y poder diversificar los países proveedores o exportadores de hidrógeno. También favorece la generación de hidrógeno a partir de energías renovables en determinados puntos del planeta más favorables, y exportarlo grandes distancias hasta países con alta demanda energética. Esta estrategia sería

similar a lo que ocurre desde hace décadas con los combustibles fósiles que se exportan desde los países productores hacia el resto del planeta. En el caso del hidrógeno, se deslocalizarían los puntos donde se encuentran los recursos fósiles por zonas con gran potencial de generación de electricidad renovable; por ejemplo, en grandes desiertos mediante la tecnología fotovoltaica, o en zonas con condiciones muy favorables de viento como la Patagonia, la zona más austral de América⁹⁸.

En la actualidad, el hidrógeno no se transporta todavía a grandes distancias, sino todo lo contrario, se consume muy cerca de los puntos de producción. El mejor ejemplo son las refinerías, productoras y consumidoras a la vez, donde el transporte es mínimo. Debido a esta cercanía entre los puntos de producción y consumo, no existe todavía una estructura de transporte de hidrógeno marítimo desarrollada.

La estrategia de transporte de hidrógeno en buques es similar a la que se utiliza con el transporte de gas natural licuado (GNL). Primero el hidrógeno se debe licuar (LH_2), luego transportar y finalmente regasificar en el punto de recepción⁹⁹ (ver Figura 65). Por este motivo, la infraestructura necesaria asociada al transporte marítimo es muy importante y costosa: tanques de almacenamiento,

98 C. Wulf, M. Kaltschmitt, Hydrogen Supply Chains for Mobility—Environmental and Economic Assessment, Sustainability, 10 (2018). <https://doi.org/10.3390/su10061699>.

99 M. Ball, M. Wietschel, The Hydrogen Economy: Opportunities and Challenges, 2009.



Figura 65.
Transporte de hidrógeno marítimo.

Fuente: Elaboración propia

unidades de licuación, terminales de carga/descarga, barcos de transporte y plantas de regasificación.

Como se ha descrito con anterioridad, la licuación del hidrógeno es mucho más compleja que la del gas natural y consume alrededor del 30 % de la energía contenida en el líquido, en comparación con el 7 % en el caso del gas natural¹⁰⁰. Durante el transporte, parte del líquido es vaporizado de forma controlada para mantener las condiciones criogénicas de temperatura. Este proceso se llama hervir o *boil-off*, e implica una pérdida de material alrededor de un 0,2-0,3 % diario. De forma general, un transporte implica unos 15 días de promedio y unas pérdidas adicionales del 3 %. El gas liberado se podría recuperar y aprovechar internamente con facilidad si el método de propulsión de los buques fuera también hidrógeno, y también

sería favorable su recuperación en un buque con propulsión a gas natural¹⁰¹.

Otro aspecto negativo a considerar en la eficiencia global del proceso de transporte marítimo es que los buques deben volver a su lugar de origen vacíos. Una alternativa para evitar las pérdidas en el transporte de larga distancia o durante periodos largos de tiempo, es incorporar el hidrógeno en otros compuestos químicos. Los compuestos más adecuados son el amoníaco o compuestos líquidos orgánicos, como el metanol y el tolueno. El almacenamiento químico del hidrógeno, es decir, su conversión a otro producto distinto al gas metano sintético, está descrito en el capítulo de uso de hidrógeno como materia prima. La idea es hidrogenar el compuesto, transportarlo y finalmente deshidrogenarlo. En distancias superiores a 5.000 km, este concepto puede ser

100 U. Petersen, G. Würsig, R. Krapp, Design and safety considerations for large-scale sea-borne hydrogen transport, *Int. J. Hydrogen Energy*. 19 (1994) 597–604. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0360-3199\(94\)90218-6](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0360-3199(94)90218-6).

101 J. Ahn, H. You, J. Ryu, D. Chang, Strategy for selecting an optimal propulsion system of a liquefied hydrogen tanker, *Int. J. Hydrogen Energy*. 42 (2017) 5366–5380. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.01.037>.



Figura 66.

El primer barco de transporte de hidrógeno líquido en Japón.

Fuente: Kawasaki Heavy Industries¹⁰⁴

competitivo, ya que estos compuestos son más fáciles de transportar que el hidrógeno puro¹⁰².

En cuanto al transporte de hidrógeno líquido, uno de los retos tecnológicos sin precedentes es el diseño del aislamiento de los buques. La diferencia de temperatura entre el líquido y el exterior es muy elevada. Esto implica unas mayores pérdidas de calor y, en consecuencia, una mayor pérdida por ebullición. El hidrógeno líquido se encuentra a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$, el gas natural licuado a $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ y los gases licuados del petróleo a temperatura ambiente. Las propuestas son utilizar acero

para bajas temperaturas con baja fragilidad y un aislamiento multicapa, aislamiento con vacío o espumas de poliuretano¹⁰³.

Con respecto al nivel de madurez del transporte de hidrógeno mediante buques, el primer barco que transportará hidrógeno líquido comprimido (CCH_2) entra en funcionamiento en 2020. El barco tiene una capacidad de 1.250 m^3 de hidrógeno a 800 bar y $-243\text{ }^{\circ}\text{C}$. El proyecto piloto tiene como objetivo transportar hidrógeno desde la costa sur de Australia hasta Japón. Los motores del barco utilizan diésel y el hidrógeno proviene de gasificación de carbón.

102 M. Niermann, S. Drünert, M. Kaltschmitt, K. Bonhoff, Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) – techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain, *Energy Environ. Sci.* 12 (2019) 290–307. <https://doi.org/10.1039/C8EE02700E>.

103 H. You, J. Ahn, S. Jeong, D. Chang, Effect of ortho-para conversion on economics of liquid hydrogen tanker with pressure cargo tanks, *Ships Offshore Struct.* 13 (2018) 79–85.

104 <https://newatlas.com/marine/kawasaki-worlds-first-liquid-hydrogen-transport-ship/>
<https://ecoinventos.com/primer-buque-transporte-hidrogeno-liquido/>

A nivel europeo, la empresa noruega Moss Maritime ha diseñado un buque con capacidad de transporte de 9.000 m³ de hidrógeno licuado¹⁰⁵. A nivel español, hay planes de desarrollo de transporte de hidrógeno marítimo en los próximos años, como los de la empresa Enagás, para enviar hasta tres cargamentos por semana a destinos como Francia y Holanda vía la terminal de Rotterdam¹⁰⁶.

3.2.2. Terrestre

La distribución del hidrógeno en distancias pequeñas (< 300 km) se realiza de forma terrestre mediante camiones, aunque también se podría utilizar el ferrocarril. El transporte en camiones se realiza igual que otros gases industriales como el nitrógeno, el argón, el dióxido de carbono, etc. Sin embargo, la estructura actual responde a necesidades industriales específicas, y no está preparada para el uso generalizado como vector energético de futuro.

Una de las desventajas del transporte terrestre es su ineficiencia energética. Por cada unidad másica de hidrógeno transportado, se requiere una cantidad muy superior de material asociado

y se consume mucha energía para transportarlo. Por este motivo, una economía basada en el hidrógeno no podría utilizar el camión como medio de distribución habitual por su ineficiencia económica y energética, como sí ha sido útil para el caso de los hidrocarburos líquidos, debido a su mayor densidad.

Para transportar el hidrógeno se puede optar por utilizar cilindros comprimidos o tanques criogénicos, en función de las necesidades del cliente. Cuando el consumo es muy alto se opta por tanques criogénicos, mientras que si es más reducido, por gas comprimido. Para volúmenes muy pequeños, la entrega se realiza en cilindros convencionales (10-50 L). Para aumentar la capacidad y mantener el estado gaseoso, los cilindros son de grandes dimensiones y se transportan agrupados en un remolque de tubos de CH₂ o en forma de módulos compactos¹⁰⁷ (ver Figura 67). Para seguir incrementando la capacidad, se opta por transportarlo en forma líquida¹⁰⁸. El transporte en camión-cisterna es más beneficioso para largas distancias.

Las propiedades particulares del hidrógeno impactan en el coste y eficiencia energética de su transporte terrestre. Es un gas muy ligero, y para aumentar la cantidad transportada en

105 MossMaritime, Liquid Hydrogen Bunker Vessel, 2019.

106 Eleconomista.es, Enagás impulsa inversiones de 2.250 millones para exportar hidrógeno, (2020). <https://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/10284271/01/20/Enagas-impulsa-inversiones-de-2250-millones-para-exportar-hidrogeno.html>.

107 W. GmbH, GAS TRANSPORT MODULE - CNG / H2, (2020).

108 L. Engineering, Powered by hydrogen, (2020).



Figura 67.
Transporte de hidrógeno en tráiler de tubos.

Fuente: Linde Gas España

un volumen razonable, se comprime a altas presiones o se licúa. Por ejemplo, las densidades del hidrógeno gas a 200 bares, a 500 bares y del hidrógeno líquido son de 16, 33 y 71 kg/m³, respectivamente; es decir, que para un mismo volumen la cantidad de hidrógeno varía en función del sistema de almacenamiento utilizado. Sin lugar a dudas, el incremento de la densidad del hidrógeno se hace a expensas de aumentar los costes de procesado. A pesar de estos esfuerzos en comprimirlo, los valores de densidad quedan muy lejos de los hidrocarburos líquidos, 750-850 kg/m³. En paralelo, para almacenarlo de forma comprimida, se requieren unos cilindros con alto espesor metálico que aumenta el peso total de cilindros y cisternas. Es decir, cuando se aumenta la densidad del hidrógeno, también aumenta el peso de los depósitos a trasladar, por lo que se requiere más energía para transportarlo vía terrestre.

En general, un camión que lleva gas comprimido a 200 bar puede transportar unos 420 kg de producto. Si se utilizan materiales avanzados para su almacenamiento, esta cifra puede aumentar hasta los 650 kg. En caso de transportarse a 500 bar, se pueden cargar unos 1.100 kg; y hasta 3.500 kg en forma líquida en una cisterna¹⁰⁹. A nivel medioambiental, el transporte de LH₂ mediante cisterna está justificado en distancias superiores a 500 km¹¹⁰, debido al impacto de su licuación. Para distancias menores, el transporte de forma comprimida CH₂ mediante contenedores o tubos de acero está justificado; por ejemplo, en un transporte de 200 km, el transporte en fase gas tiene la mitad de impacto en emisiones de gases de efecto invernadero (30 y 60 gCO_{2eq}/MJ H₂, respectivamente). En todos los casos estudiados (ver Figura 68), el transporte terrestre tiene un impacto ambiental superior al del gasoducto, de modo que para transportar cantidades masivas

109 H. Europe, Hydrogen transport & distribution, (n.d).

110 A. Rödl, C. Wulf, M. Kaltschmitt, Chapter 3 - Assessment of Selected Hydrogen Supply Chains—Factors Determining the Overall GHG Emissions, in: C.B.T.-H.S.C. Azzaro-Pantel (Ed.), Academic Press, 2018; pp. 81–109. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-8111197-0.00003-8>.

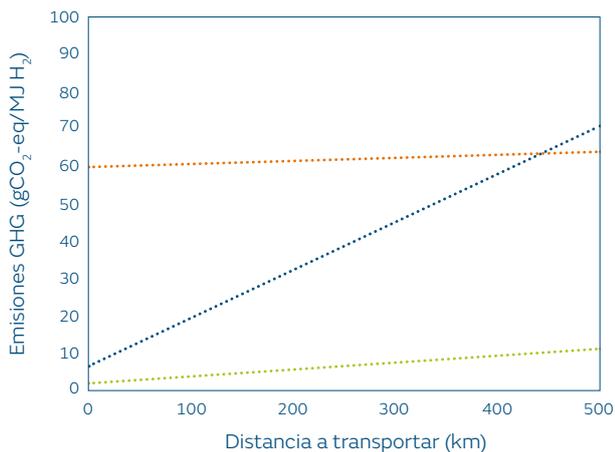


Figura 68. Impacto medioambiental del transporte de hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia

● Terrestre líquido
● Terrestre comprimido
● Tubería

de hidrógeno, es conveniente la utilización de una infraestructura de tuberías.

3.2.3. Red actual de gas natural

Una red de distribución de hidrógeno mediante una red tubería que conecte el productor con el consumidor parece la mejor opción para un transporte generalizado. Sin embargo, un sistema de este tipo requiere un nivel de inversión inicial muy alto y sólo puede ser rentable si se cumplen dos premisas: transporte de cantidades muy altas, y de forma continuada en el tiempo.

En general, la elevada inversión que requiere la infraestructura gasista sólo se recupera con el transporte de grandes cantidades. En la mayoría de países, como España, existe una infraestructura muy extensa de gasoductos

diseñada para transportar gas natural, la cual se podría considerar un activo interesante para transportar también hidrógeno. A continuación, se describen las posibilidades de incorporar hidrógeno en la infraestructura ya construida y las posibilidades de construir una infraestructura específica para este gas.

Según un informe reciente del potencial de los gases renovables por parte de la Comisión Europea¹¹¹, la infraestructura actual de gas natural de la Unión Europea consiste en más de 200.000 km de tuberías de transporte, más 2.000.000 de km de líneas de distribución y 20.000 compresores. La disponibilidad inmediata de esta infraestructura sugiere que la opción más fácil a corto plazo sería inyectar hidrógeno en dicha infraestructura hasta el usuario final. Esta acción consiste en introducir un cierto porcentaje de hidrógeno en la tubería

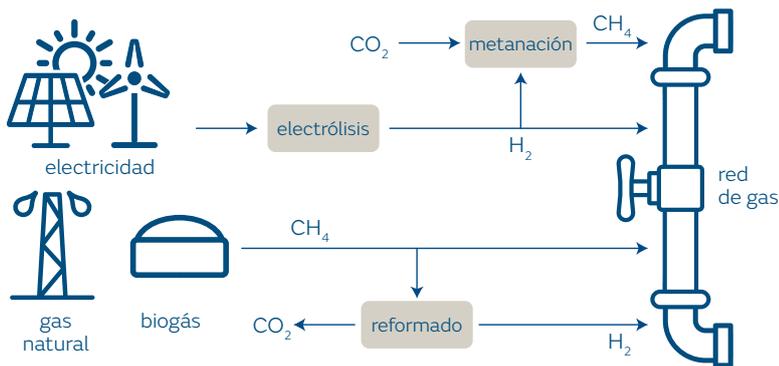


Figura 69.
Gases transportables en la
infraestructura de gas actual.

Fuente: Elaboración propia

de gas natural, compuesto principalmente por metano y, en menor medida, por etano (ver Figura 69). La acción de introducir hidrógeno en la red actual de gas natural es conocida como *blending* de hidrógeno¹¹². Actualmente, el gas no convencional que se inyecta mayoritariamente en la red de gas natural no es hidrógeno, sino biometano, ya que tiene una composición muy parecida (95-99 % CH₄). Se estima que en Europa hay unas 500 plantas de producción de biometano, la gran mayoría inyectando ya el compuesto en la red¹¹³.

Las previsiones actuales europeas de sustitución total del gas natural de origen

fósil por gases renovables son a largo plazo (2050)¹¹⁴. Para asegurar que el gas recibido es de origen renovable, se están promocionando los certificados de origen, de forma análoga a la compra/venta de electricidad renovable¹¹⁵. Estos certificados permiten poner en contacto un usuario con interés por consumir gas renovable con un productor de biometano que inyecta en la red. De este modo, se incentiva la progresiva introducción del gas en dicha red. Las ventajas del sistema de certificación son múltiples: no es necesario que el consumidor y el productor estén próximos, se evitan procesos de compresión y tanques de almacenamiento, se

112 N.R.E. Laboratory, Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues, 2013.

113 M. Prussi, M. Padella, M. Conton, E.D. Postma, L. Lonza, Review of technologies for biomethane production and assessment of Eu transport share in 2030, J. Clean. Prod. 222 (2019) 565–572. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.271>.
Maggioni, Pieroni, Report on the biomethane injection into national gas grid, 2016.

114 EUROPEAN COMMISSION, Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure, 2019.

115 ERGaR, The European Renewable Gas Registry, (2020).

evita el transporte terrestre y se incentiva una fiscalidad diferente del gas renovable.

Inyección de hidrógeno - *blending*

La inyección de gases no convencionales en la red es más simple cuando el gas está compuesto más por metano que por hidrógeno. El biometano tiene una composición muy parecida al gas natural porque, como su nombre indica, consiste básicamente en metano. De forma análoga, el gas sintético también tiene una composición parecida al gas natural, por lo que por lo que este último se podría substituir completamente por biometano o gas sintético. En cambio, la introducción de hidrógeno en la red de gas supone una clara modificación de la composición del producto transportado y entregado al cliente. En esta dirección, las regulaciones estatales limitan la mezcla de hidrógeno en la red de gas a ciertos porcentajes. La introducción de hidrógeno presenta algunas incertidumbres, ya que éste puede dañar la red de transporte y tener efectos indeseables en los equipos que utilizan el gas.

La concentración permitida de hidrógeno en la red varía significativamente entre los distintos estados miembros de la Unión Europea (entre un

0,1-10 % en volumen), y en un gran número de países no se permite todavía su inyección (ver Figura 70)¹¹⁶. Ni las normas internacionales ni las europeas definen reglas para la concentración admisible de hidrógeno en la red de gas natural. En España, se limita al 5 % en volumen, mezclado con gases no convencionales¹¹⁷, por lo que no se puede inyectar hidrógeno puro a día de hoy. Otros países europeos son más permisivos, como Francia, Alemania y los Países Bajos, ya que permiten un porcentaje de hasta el 10-12 %, mientras que otros lo son menos, como Suecia, Reino Unido y Bélgica. En todo caso, las regulaciones estatales actuales no son útiles para los futuros escenarios energéticos¹¹⁸.

Las propiedades químicas del hidrógeno difieren de las del gas natural, especialmente en densidad, reactividad, poder calorífico, energía de ignición, inflamabilidad y velocidad de combustión. En consecuencia, no se puede transportar únicamente hidrógeno por la red de gas natural sin modificaciones técnicas. La pregunta clave entonces es ¿cuánto hidrógeno puede soportar técnicamente la red actual? La respuesta es compleja, ya que implica cambios tanto en la red de transporte/distribución de gas como en las aplicaciones del usuario final. En otras palabras, también hay que añadir la duda ¿cuánto hidrógeno

116 H. Europe, Hydrogen Europe Vision on the Role of Hydrogen and Gas Infrastructure on the Road Toward a Climate Neutral Economy, 2019.

117 BOE-A-2013-185 y BOE-A-2018-14557. Normas de la gestión técnica del sistema NG-TS06 y NG-TS07 y los protocolos de detalles PD-01 y PD-02.

118 La norma EN 16726:2015 del Comité Europeo de Normalización lo describe claramente “en la actualidad no es posible especificar un valor límite de hidrógeno que sea válido de forma general para todas las partes de la infraestructura europea del gas y, como consecuencia, se recomienda análisis caso por caso”.

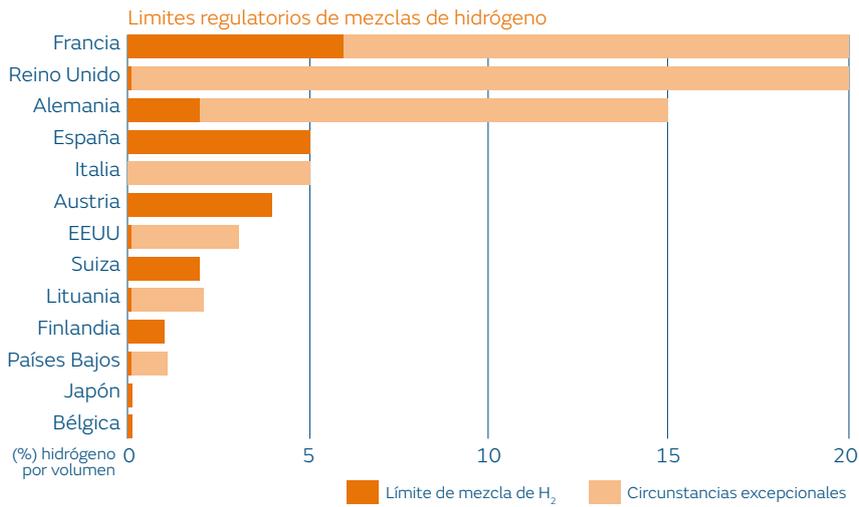


Figura 70.

Límites legales de la concentración de hidrógeno admisible en la red de gas natural para diferentes países de la Unión Europea y el resto del mundo.

Fuente: Elaboración propia

pueden soportar las aplicaciones del usuario final que han sido diseñadas para gas natural?

Según un informe reciente de Marcogaz (la Asociación técnica de la industria europea del gas natural)¹¹⁹, se considera que, a día de hoy, los elementos principales de la infraestructura de transmisión, almacenamiento y distribución de gas pueden aceptar el 10 % de hidrógeno sin modificaciones. A nivel doméstico, los aparatos admiten un 10 %, que puede aumentar hasta un 20%; de hecho, algunas aplicaciones domésticas ya están preparadas para estos porcentajes. Sin embargo, para para sobrepasar el 20 % doméstico se requiere todavía de estudios aplicados (ver Figura 71).

En el caso de los procesos industriales, la admisibilidad es menor. La mayoría admiten un 5 % sin modificación. El porcentaje es incluso menor en ciertas aplicaciones específicas, pero de gran relevancia, como las turbinas. Si se utiliza gas natural para producir calor, en quemadores y hornos, se puede inyectar hasta un 15 % sin modificación, y aumentar este porcentaje en el futuro. Como se ha expuesto, los porcentajes son distintos en cada situación y, en líneas generales, éstos se podrán incrementar con nuevos estudios e I+D.

119 Marcogaz, Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use, 2019.

Figura 71.Tolerancia general de hidrógeno en la red de gas¹²⁰.

	Sin modificaciones	Con modificaciones	I+D
Estructura gasista	10	20	> 20
Usos domésticos	10-20	20	> 20
Usos industriales	0-15	15	> 15

Figura 72.Tolerancia actual de los elementos de la red de gas natural a mezclas de hidrógeno¹²¹.

Infraestructura de gas	
Tuberías	50 % (100 %)
Medidores de gas	50 %
Transmisión	20 %
Compresores	10 %
Almacenamiento	2 %
Uso final	
Caldera	30 %
Cocina	30 %
Motor	5 %
Turbinas*	2 – 30 % (100 %)
Tanques CNG	2 % (30 %)

* En el apartado 4.3. (Turbinas) se detallan los porcentajes de hidrógeno admisibles para diferentes modelos de turbinas de gas, ya que cada modelo y fabricante marca unos límites y rangos diferentes.

120 Marcogaz, Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use, 2019.

Nuevos proyectos para potenciar el hidrógeno en redes de gas.

En 2018, ya había 25 proyectos para evaluar la interacción del hidrógeno en redes de gas¹²². La gran mayoría consistían en una micro-red paralela para evaluar el efecto en las tuberías y las aplicaciones finales. En algunos casos, utilizaban la red para distribuir hidrógeno puro y, en otras ocasiones, mezclado con gas natural (hasta un 20 %). En otros proyectos, también se ha evaluado la inyección de hidrógeno en la red de gas natural. En Falkenhagen (Alemania) se inyecta un 2 % de hidrógeno en una red de transporte de 55 bar mediante un electrolizador alcalino de 2 MW. En Mainz, se inyectan mezclas de hasta el 15 % en la red de distribución, a 6-8 bar y con un electrolizador de 3,75 MW. En Italia, Snam también introduce una mezcla con el 5 % de hidrógeno y lo distribuye exclusivamente para el sector industrial¹²³. En el caso de inyección de metano, existen al menos 10 proyectos, el más importante de los cuales sigue siendo el de Wertle, en funcionamiento desde 2013 con una capacidad de 6,3 MW. En esta planta se produce hidrógeno con tecnología alcalina y electricidad procedente del viento, y el gas metano obtenido a partir de biogás se inyecta en la red. Los proyectos piloto en redes aisladas (islas) son clave para responder a estas cuestiones tan importantes, y la Unión Europea los está financiando activamente. En total hay más de 37 proyectos de demostración relacionados con este objetivo. En general, las experiencias son positivas y se observa que la introducción de un 10 % no tiene ningún impacto relevante. En el proyecto Ameland se concluyó que no había ningún efecto negativo en introducir hasta un 30 %. Por otro lado, el proyecto H21 en Reino Unido está evaluando los cambios necesarios para reconvertir la red actual en 100 % hidrógeno¹²⁴. Según Hydrogen Europe, la tolerancia máxima del sistema está limitada por el dispositivo más restrictivo. Por ejemplo, las tuberías de polietileno admiten un 100 % de hidrógeno. En cambio, las aplicaciones domésticas podrían admitir hasta un 20 %¹²⁵; en este caso concreto, pues, la limitación correspondería a dicho porcentaje. Por contra, en los motores de gas se recomienda no superar el 2 % de H₂¹²⁶. La tolerancia a la concentración de hidrógeno requerirá un análisis por parte de cada fabricante. En todo caso, las experiencias piloto indican que se podría sustituir un 10-20 % del gas natural por hidrógeno sin grandes modificaciones estructurales. La Agencia Internacional de la Energía (IEA) sugiere unos límites detallados para cada elemento de la infraestructura gasista que se resumen en la Figura 72. Considerando los volúmenes de producción actual, todo el hidrógeno obtenido actualmente podría ser transportado en la red existente. No obstante, habría que gestionar el porcentaje introducido a nivel local para no excederse de los límites definidos en la legislación.

122 C.J. Quarton, S. Samsatli, Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling?, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 98 (2018) 302–316. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.007>.

123 Snam, Snam: Europe's first supply of hydrogen and natural gas blend into transmission network to industrial users, 2019.

124 G. Engineering, Hydrogen in the gas distribution networks, 2019.

125 H. Europe, Hydrogen Europe Vision on the Role of Hydrogen and Gas Infrastructure on the Road Toward a Climate Neutral Economy, 2019.

126 Según la norma UNE-EN 16726, Anexo E.

La hoja de ruta climática indica que el 75 % de la energía final consumida en Europa debe ser renovable para 2050; un 97 % para el caso eléctrico. La estrategia de muchos países es incluso más ambiciosa; por ejemplo, los planes de Alemania (Energiewende) y de España (PNIEC, durante la escritura de este libro todavía como borrador), tienen como objetivo alcanzar la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero, descarbonizando casi por completo toda la cadena de suministro energética. Esta ambición climática no es compatible con mantener un combustible de 5, 20 o 30 % de hidrógeno mezclado con gas natural fósil, ni incluso con la inyección de todo el biometano disponible en España (15 % respecto al consumo actual). Para seguir descarbonizando la red de gas natural, se plantean dos opciones: adaptar la infraestructura para que pueda gestionar mezclas de 80-100 % de hidrógeno, y/o convertir el hidrógeno a metano sintético antes de inyectarlo.

Para adaptar la infraestructura, las tuberías y las soldaduras no deben aumentar su fragilidad con la presencia de hidrógeno. Una opción es utilizar materiales poliméricos para la distribución, lo cual sería un inconveniente para la red de transporte de gas, que no puede

utilizar materiales poliméricos. Hay que controlar también la permeabilidad y las posibles fugas. Una opción es aplicar un odorante y un colorante específicos para el hidrógeno¹²⁷. Asimismo, dentro de los sistemas de compresión, se pueden clasificar en dos tipos: los centrífugos y los de pistón. En los compresores de pistón, el gas utilizado no influye en su operación pero, en cambio, el uso de hidrógeno en compresores centrífugos requiere una velocidad de rotación superior para obtener la misma relación de presión. Esta velocidad viene limitada por la resistencia del material, lo cual puede causar problemas debidos a su fragilidad frente a la acción del hidrógeno. Finalmente, hay que considerar la energía contenida en el hidrógeno, aproximadamente tres veces inferior a la contenida en el metano para el mismo volumen. Por tanto, para satisfacer la misma demanda de energía el volumen de hidrógeno a transportar debe ser tres veces mayor que el del gas natural¹²⁸.

Si el hidrógeno se convierte a metano antes de ser inyectado, podría substituir el 100 % del gas natural sin ninguna modificación en la infraestructura de transporte y distribución, ni en los dispositivos de consumo. La conversión de hidrógeno a metano se realiza mediante

127 E.E.& R. Energy, Hydrogen pipelines, (2020). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-pipelines>.

M. Melania, O. Antonia, M. Penev, Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: a review of key issues, 2013.

128 D. Haeseldonckx, "The Use Of The Natural-Gas Pipeline Infrastructure For Hydrogen Transport In A Changing Market Structure Dries Haeseldonckx , William D ' haeseleer."

la reacción de metanación. La tecnología ya está validada en entornos representativos¹²⁹, e incluso se ha construido alguna planta a escala industrial. El detalle de la tecnología de metanación de hidrógeno se describe al final de este capítulo. A nivel medioambiental, se basa en incorporar dióxido de carbono para su producción y liberarlo durante su aplicación, por lo cual se considera neutra en carbono, como el biometano. Como en cada proceso de transformación de un producto a otro, se producen pérdidas energéticas, y en este caso la metanación libera un 17 % del poder calorífico del hidrógeno en forma de calor, el cual debería ser utilizado en otras aplicaciones demandantes de dicho calor como la electrólisis a alta temperatura o la digestión anaerobia, con el fin de aumentar la eficiencia global del proceso adicional.

En resumen, desde un punto de vista técnico, la infraestructura actual puede admitir una cantidad elevada de hidrógeno, con la excepción de determinados elementos que se tendrían que evaluar y modificar si fuera necesario para permitir cierto *blending* de hidrógeno. Una legislación común y clara podría definir un límite porcentual de admisión de hidrógeno para toda Europa. Cuando la demanda por hidrógeno supere estos límites (10-20 %), ya sea de forma generalizada o local, se puede optar por las siguientes medidas: adaptar la infraestructura

con el fin de que admita un porcentaje mayor de hasta el 100 %; introducir este hidrógeno, parcialmente, en forma de gas sintético; o crear una red específica de hidrógeno. Con gran probabilidad, la solución tecnológica pasará por una combinación de las anteriores propuestas: *blending* de hidrógeno, gas sintético y biometano; y podrá ser transportada mediante la adaptación de la red de gas existente.

3.2.4. Red específica de hidrógeno

En determinados casos, puede resultar más interesante construir tuberías para transportar únicamente hidrógeno. Como muchos otros aspectos relacionados con el mundo del hidrógeno, los gasoductos de este gas no son una cosa novedosa. A día de hoy, existen más de 5.000 km de tuberías que transportan 100 % de hidrógeno en entornos industriales, más de la mitad en Estados Unidos. Estas tuberías, denominadas hidroductos, se utilizan para transportar el hidrógeno entre grandes productores y consumidores, como refinerías y plantas químicas. Es importante mencionar que, en este caso, se transporta hidrógeno como producto químico, aunque también existen grandes infraestructuras que transportan otros compuestos como el etileno. En todo caso, estas experiencias nos indican que la tecnología de hidroductos está madura.

129 Naturgy, Gas Natural Fenosa pone en marcha un proyecto piloto de producción de gas renovable en Catalunya, 2018. (n.d.). <https://prensa.naturgy.com/gas-natural-fenosa-pone-en-marcha-un-proyecto-piloto-de-produccion-de-gas-renovable-en-catalunya/>.
C.R. ENERGIA, La unitat de metanación del proyecto CoSin genera un gas sintético con la misma calidad que el gas natural fósil, (2019). <https://ris3catenergia.wordpress.com/2019/02/11/la-unitat-de-metanacio-del-projecte-cosin-genera-un-gas-sintetic-amb-la-mateixa-qualitat-que-el-gas-natural-dorigen-fossil/>.



Figura 73. Infraestructura de tubería de hidrógeno en el mundo.

Fuente: Elaboración propia

El transporte de gas por tubería tiene unos costos de operación relativamente bajos, pero muy altos de inversión. Se estima que se necesitan unos 40-80 años para que las nuevas infraestructuras sean rentables, aunque estas autopistas de hidrógeno pueden serlo ya en determinados casos con periodos inferiores; por ejemplo, para transportar hidrógeno producido en parques eólicos o fotovoltaicos remotos. No obstante, desdoblarse de forma generalizada la infraestructura gasista en una para gas natural y otra para hidrógeno no parece razonable, ni económicamente ni ambientalmente.

3.3. Las garantías de seguridad y su regulación

La seguridad en el uso de cualquier combustible se basa en prevenir situaciones en las que estén presentes los tres factores de combustión: fuente de ignición, agente oxidante y combustible. Algunas de las propiedades del hidrógeno requieren sistemas de control adicionales para garantizar su uso seguro. Específicamente, el hidrógeno tiene una amplia gama de concentraciones inflamables en el aire y una energía de ignición más baja que la gasolina o el gas natural, lo que significa que puede inflamarse con mayor facilidad. En consecuencia, una ventilación adecuada y la detección de fugas son elementos importantes en el diseño de sistemas de hidrógeno seguros.

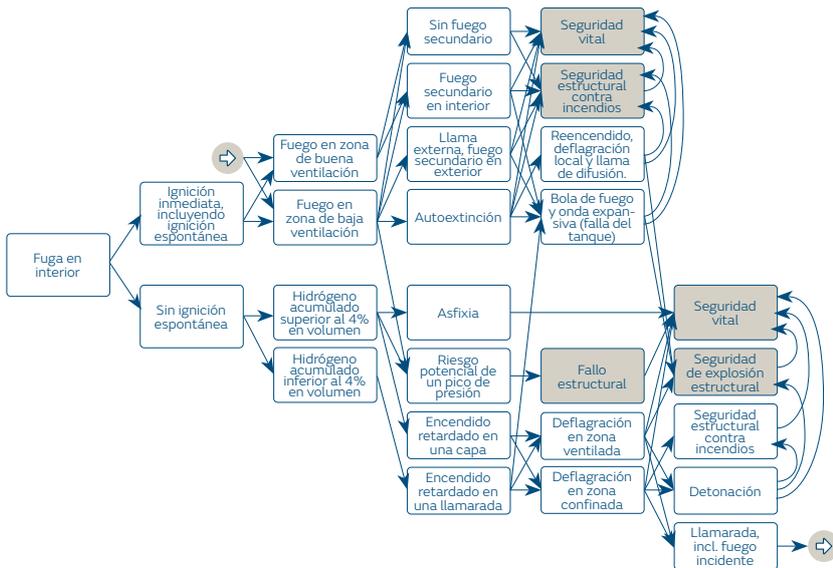


Figura 74.

Diagrama de posibles accidentes y consecuencias en interiores que involucran sistemas de hidrógeno e infraestructura, comenzando con una fuga.

Se puede observar que, comenzando con una fuga de hidrógeno sin ignición inmediata (ramificación inferior), la cadena de eventos posteriores puede conducir a un retraso de ignición y, por tanto, a una transición a la ramificación superior, tal y como indican las flechas curvas del diagrama.

Fuente: Elaboración propia¹³¹

La asociación internacional de seguridad del hidrógeno HySafe se ha establecido como punto de referencia para todas estas cuestiones. Su misión se centra en facilitar la coordinación internacional y proporcionar apoyo a organizaciones, industrias y gobiernos¹³⁰. Las normas de seguridad para el uso del hidrógeno se diferencian en función de si se trata de espacios abiertos o cerrados. Debido a la baja densidad energética por unidad de volumen, el hidrógeno es extremadamente volátil y tiende a difundirse a gran velocidad hacia arriba, impidiendo que se formen grandes concentraciones. Esto lo convierte

en un combustible especialmente seguro cuando se trabaja en espacios abiertos.

Las regulaciones y estándares tienen diferentes objetivos. Mientras que las regulaciones son restricciones legales y de cumplimiento obligatorio, los estándares son voluntarios y se basan en criterios técnicos de seguridad, consensuados por la industria en cuestión. Con las tecnologías emergentes, la estandarización puede preceder a la regularización, una vez existe un conocimiento considerable sobre la tecnología (ver Figura 75).

130 HySafe - Safety of Hydrogen as an Energy Carrier, (n.d.). <http://www.hysafe.org/>.

131 Reelaborado a partir de datos propios y del trabajo de B. Fuster, D. Houssin-Agbomson, S. Jallais, E. Vyazmina, G. Dang-Nhu, G. Bernard-Michel, M. Kuznetsov, V. Molokov, B. Chernyavskiy, V. Shentsov, D. Makarov, R. Dey, P. Hooker, D. Baraldi, E. Weidner, D. Melideo, V. Palmisano, A. Venetsanos, J. Der Kinderen, Guidelines and recommendations for indoor use of fuel cells and hydrogen systems, Int. J. Hydrogen Energy. 42 (2017) 7600–7607. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.05.266>.

Figura 75.
Normas internacionales en tecnologías y uso del hidrógeno.

Norma	Descripción
ISO/DIS 13985.3	Hidrógeno líquido -Tanques para vehículos terrestres.
ISO/CD 13986	Tanques para transporte de hidrógeno líquido.
ISO/DIS 17268	Hidrógeno gaseoso - Conectores para carga de combustible para vehículos terrestres.
ISO/DIS 15869/1-5	Hidrógeno gaseoso y mezclas - Tanques de combustible para vehículos terrestres.
ISO/WD 20012	Hidrógeno gaseoso - Estaciones de abastecimiento.
ISO/CD 16110.1/2	Generación de hidrógeno usando tecnologías de procesamiento de combustibles.
ISO/CD 22734	Generadores de hidrógeno que emplean procesos de electrólisis de agua.
IEC/CD 62282	Tecnologías de celdas de combustible.
ISO/WD 16111	Dispositivos transportables para almacenamiento de gas. Absorción reversible de hidrógeno en hidruros metálicos.
ISO/CD 16110-1	Generación de hidrógeno utilizando tecnologías de procesamiento de combustibles - Parte 1: Seguridad
ISO/CD 16110-2	Generación de hidrógeno utilizando tecnologías de procesamiento de combustibles - Parte 2: Procedimientos de determinación de la eficiencia.
ISO 13984: 1999	Hidrógeno líquido - Interfaz del sistema de suministro a vehículos terrestres.
ISO 14687: 1999/ 2001	Hidrógeno combustible – Especificaciones del producto.
ISO/PAS 15594:2004	Instalaciones de abastecimiento de hidrógeno en aeropuertos.
ISO/TR 15916:2004	Consideraciones básicas para la seguridad en sistemas de hidrógeno

El trabajo de estandarización en tecnologías del hidrógeno se lleva fundamentalmente a cabo a nivel internacional por la Organización Internacional de Estandarización (ISO, por sus siglas en inglés) y la Comisión Internacional Electrotécnica (IEC). Los estándares internacionales pueden finalmente convertirse en estándares europeos, con o sin modificaciones, que reemplazarían cualquier estándar nacional en Europa.

El proyecto europeo HyLAW.

El proyecto europeo HyLAW comenzó en enero de 2017 con el objetivo de impulsar el mercado de las tecnologías de hidrógeno y celdas de combustible, proporcionar a los desarrolladores una visión clara de las regulaciones aplicables, y ofrecer a las autoridades públicas puntos de referencia y recomendaciones específicas de cada país sobre cómo eliminar las barreras para impulsar tecnologías de hidrógeno. HyLAW reúne a 23 socios de Austria, Bélgica, Bulgaria, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Hungría, Italia, Letonia, Noruega, Polonia, Rumania, España, Suecia, Portugal, Países Bajos y Reino Unido, y está coordinado por Hydrogen Europe. La base de datos HyLAW se estructura en ocho categorías (ver Figura 76), y cubre las aplicaciones relevantes de hidrógeno y diferentes procesos legales y administrativos. Asimismo, se puede consultar el estado actual de regulaciones de uso del suelo, distancias de seguridad y procesos y requerimientos de solicitud de permisos.

Figura 76.

Categorías incluidas en la base de datos HyLAW.

Categoría	Descripción
Producción de hidrógeno	Centralizado y descentralizado: electrólisis, licuefacción de hidrógeno, reformado de metano con vapor.
Almacenamiento estacionario	Gas, líquido, hidruros metálicos.
Transporte y distribución	En cilindros y en remolque: gas comprimido, líquido, hidruros metálicos.
Infraestructura de reabastecimiento de hidrógeno en movilidad	Origen del hidrógeno, calidad, hidrolineras.
Vehículos	Coches, autobuses, camiones, motos, barcos.
Especificaciones de conexión eléctrica a electrolizadores	Plantas <i>Power-to-Gas</i> , mercado de balance de electricidad.
Inyección de gas en red	Nivel transmisión y distribución vía inyección de hidrógeno y metano sintético por metanación.
Potencia estacionaria	Pilas de combustible estacionarias en ámbito residencial a través de microproducción combinada de calor y electricidad (mCHP).

Fuente: Hydrogen Europe

La organización *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU), ha realizado un progreso considerable hacia el despliegue del mercado del hidrógeno. Sin embargo, el marco legal y los procesos administrativos actuales, que cubren áreas como planificación, seguridad, instalación y operación, sólo reflejan el uso de las tecnologías existentes. El conocimiento limitado de dichas tecnologías provoca demoras y costes adicionales, lo que afecta negativamente las decisiones de los inversores.

El hidrógeno se ha utilizado en aplicaciones industriales durante décadas y se ha desarrollado una infraestructura para producir, almacenar, transportar y utilizarlo de forma segura. Los códigos y estándares proporcionan la información necesaria para construir, mantener y operar equipos, sistemas e instalaciones de manera segura. Sin embargo, su uso como combustible para vehículos o para la generación de energía estacionaria es relativamente nuevo. Como tal, los códigos y estándares de hidrógeno se están adoptando, revisando y desarrollando para celdas de combustible estacionarias y portátiles, así como en sistemas de producción de hidrógeno.

3.4. Almacenamiento en forma de gas sintético

En las secciones anteriores, se ha descrito el almacenamiento, transporte, distribución y garantías de seguridad del hidrógeno puro. El hidrógeno puede ser usado directamente en múltiples aplicaciones, pero también se puede incorporar a otros productos, es decir, a productos basados en hidrógeno. La conversión hacia otras moléculas puede ser útil en determinados casos, como se ha mostrado con el amoníaco, que podría ser práctico para el transporte marítimo, con el fin de facilitar el almacenamiento y transporte del hidrógeno. Sin embargo, cabe destacar que cada etapa de conversión de un producto a otro implica un consumo añadido de materiales y energía, ya sea de forma directa o indirecta.

Un aspecto relevante a destacar es que en determinadas aplicaciones es más interesante utilizar compuestos basados en hidrógeno que de forma directa, del mismo modo que en determinadas ocasiones es más interesante utilizar hidrógeno procedente de energías renovables que directamente electricidad renovable. La transición energética ha de basarse en las energías eólica y fotovoltaica, pero la forma en cómo el usuario final las recibe puede ser diferente: electricidad, hidrógeno verde o en forma de compuestos basados en hidrógeno. Una de las ventajas de estos últimos es que tienen densidades energéticas mayores, son más fáciles de almacenar y también de utilizar por el consumidor final.

Antes de escribir sobre la idoneidad de almacenar hidrógeno en forma de gas sintético, se va a describir con detalle el concepto *Power-to-Gas*, ya que la producción de gas sintético y este concepto están totalmente ligados.

3.4.1. Concepto *Power-to-Gas*

El concepto *Power-to-Gas* consiste en la conversión de energía eléctrica en energía química utilizando la molécula de un gas -por ejemplo, hidrógeno o metano-, que pueda ser transportado mediante la infraestructura gasista. Este concepto tiene especial relevancia en un contexto de alta penetración de las energías eólica y fotovoltaica. Hasta ahora, este concepto sólo se ha llevado a la práctica en plantas pilotos de modo experimental, ajustando y regulando la producción de electricidad renovable en función del consumo. Este ajuste constante se realiza por parte de los operadores de la red eléctrica poniendo en funcionamiento o deteniendo plantas de ciclo combinado o hidráulicas. El margen para estos operadores cada vez es más reducido, ya que el mix energético está evolucionando hacia el mayor uso de fuentes renovables, por lo que la generación depende de las condiciones meteorológicas, que son aleatorias y fluctuantes.

Enfrentarse a este desafío a largo plazo pasa por el almacenamiento de la electricidad.

Las opciones tecnológicas disponibles están basadas en la conversión de la electricidad en energía mecánica, química, electromagnética o térmica¹³². La forma más económica de almacenar una cantidad importante de electricidad es mediante el bombeo hidráulico entre embalses. Cuando se detecta un exceso de generación eléctrica se bombea agua de un embalse inferior a otro superior, es decir, se mantiene almacenada en forma de energía potencial. Estos embalses se describen como “baterías de agua”¹³³ (ver Figura 77). Cuando hay demanda de electricidad se aprovecha la energía potencial del agua y se genera de nuevo electricidad mediante una turbina.

Este sistema está en expansión en países con una orografía favorable, como España, pero es difícilmente aplicable en países llanos como Dinamarca, Suecia o el norte de Alemania. A nivel mundial, se estima que se pueden almacenar 9.000 GWh mediante este sistema, es decir, el consumo de electricidad mundial durante 3,5 h, tiempo ridículo si se compara con las otras fuentes energéticas primarias: hidrocarburos, gas natural y carbón. A pesar de la expansión de estas mega-infraestructuras, su potencial es limitado debido a las condiciones geográficas que se requieren y a su alto impacto ambiental, así como a una pluviometría cada vez más cambiante y fluctuante, lo que no permite garantizar ninguna planificación.

132 Juan Ramón Morante, El almacenamiento de la electricidad, 2014.

133 C. Fernández-Bolaños Badía, Energética del hidrógeno. Contexto, Estado Actual y Perspectivas de Futuro, n.d.



Figura 77.

Instalación de energía hidráulica de bombeo La Muela.

Fuente pública¹³⁵

No disponer de suficiente capacidad de almacenaje de electricidad ya es una realidad. A modo de ejemplo, en febrero de 2020, tanto Alemania como Dinamarca produjeron más electricidad sólo con aerogeneradores que la que consumieron (140 %)¹³⁴. Este problema se resolvió con la parada de parques eólicos, con el colapso de varios aerogeneradores y mediante conexiones internacionales. Como resultado, los precios de la electricidad cayeron por debajo de los 15 €/MWh. La continua penetración de energías renovables en el sistema energético va a implicar que estos hechos se repitan con más asiduidad si no se toman las medidas oportunas.

En este contexto, el *Power-to-Gas* permite almacenar la electricidad de forma masiva

mediante la interconexión entre la red eléctrica y la red gasista (ver Figura 78), lo que permite obtener beneficios sinérgicos de ambas infraestructuras. De este modo, cuando haga sol, viento o llueva, se puede generar gas sintético y consumirlo cuando las condiciones climáticas no sean tan favorables. Como se infiere, el concepto *Power-to-Gas* va estrechamente relacionado con el hidrógeno verde y, más concretamente, con el hidrógeno procedente de electrólisis, ya que es la tecnología que permite convertir electricidad a hidrógeno.

134 E.P. de la Energía, 'Supersábado' eólico en Dinamarca y Alemania: ambos países han producido más energía de la que consumen, (2020). <https://elperiodicodelaenergia.com/supersabado-eolico-en-dinamarca-y-alemania-ambos-paises-han-producido-mas-energia-de-la-que-consumen/>.

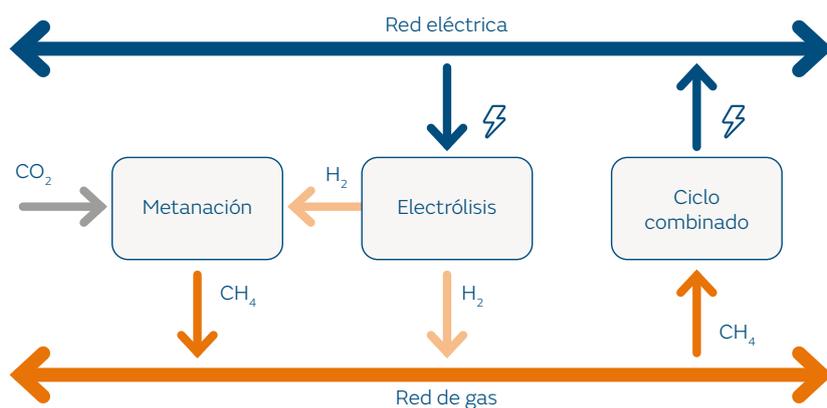


Figura 78.
Concepto *Power-to-Gas*.

Fuente: Elaboración propia

3.4.2. Gas sintético

La conversión de electricidad a hidrógeno se realiza mediante la electrólisis de agua. Como se ha descrito en este capítulo, la red actual de gas admite cierto porcentaje de hidrógeno, pero básicamente transporta metano. Para que el gas producido sea totalmente compatible con la red se puede realizar un segundo paso, que consiste en convertir el hidrógeno en metano. La reacción de combinación de este hidrógeno con dióxido de carbono es conocida como metanación o proceso Paul Sabatier.

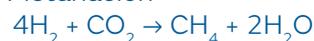
Conviene remarcar que mientras la eficiencia energética del proceso de conversión de energía eléctrica a hidrógeno en el actual grado de madurez tecnológico se estima plausible en un rango superior al 60 %, la eficiencia correspondiente a la conversión de energía eléctrica a metano tiene su límite actual ligeramente por debajo de este mismo

porcentaje. Esto indica que la mayor parte del consumo energético tiene lugar en el proceso de electrólisis del agua, y a pesar del mayor coste energético de la producción de metano sintético, la diferencia puede compensar y justificar dicha producción, siempre que se minimicen las fugas al ambiente causadas por el uso de metano, dado sus importantes efectos sobre el cambio climático.

Paso 1: Electrólisis



Paso 2: Metanación



Las rutas de *Power-to-Gas* que permiten la conversión de la electricidad en combustibles gaseosos no se limita a estos dos pasos en serie. La coelectrólisis de dióxido de carbono e hidrógeno conjuntamente, o la utilización de la energía solar en el propio electrolizador, son



Figura 79
Planta industrial de producción de gas sintético en Wertle, Alemania.

Fuente: Audi¹³⁷

dos ejemplos representativos¹³⁶. La estrategia es reducir el número de etapas en serie (fotovoltaica + electrólisis + metanación) con el fin de mejorar la eficiencia global del proceso.

A día de hoy, el proceso *Power-to-Gas* de referencia es la electrólisis y metanación en dos unidades separadas. La electrólisis ya se ha descrito ampliamente en el Capítulo 2. En cuanto a la metanación, la reacción tiene lugar a temperaturas de 250-500 °C, a presiones de 5-20 bar y en presencia de un catalizador

en base níquel¹³⁸. La viabilidad técnica de este proceso está validada a nivel industrial. El ejemplo más representativo es la planta de Audi para producción de gas metano en Wertle (Alemania), que se construyó en 2013; tiene una capacidad de electrólisis de 6 MW y una producción de 325 Nm³/h de metano sintético. (ver Figura 79). La eficiencia real de este proceso de *Power-to-Gas* es del 54 %¹³⁹. En Europa, fuera de Alemania, existen otros proyectos de referencia, entre los que destaca por sus

136 F. Urbain, P. Tang, N.M. Carretero, T. Andreu, L.G. Gerling, C. Voz, J. Arbiol, J.R. Morante, A prototype reactor for highly selective solar-driven CO₂ reduction to synthesis gas using nanosized earth-abundant catalysts and silicon photovoltaics, *Energy Environ. Sci.* 10 (2017) 2256–2266. <https://doi.org/10.1039/C7EE01747B>.

M. Torrell, S. García-Rodríguez, A. Morata, G. Penelas, A. Tarancón, Co-electrolysis of steam and CO₂ in full-ceramic symmetrical SOECs: a strategy for avoiding the use of hydrogen as a safe gas, *Faraday Discuss.* 182 (2015) 241–255. <https://doi.org/10.1039/C5FD00018A>.

137 <http://prensa.audi.es/2013/07/03/audi-inaugura-la-planta-de-produccion-de-audi-e-gas-en-wertle/audi-e-gas-anlage/>

138 A. Alarcón, J. Guilera, J.A. Díaz, T. Andreu, Optimization of nickel and ceria catalyst content for synthetic natural gas production through CO₂ methanation, *Fuel Process. Technol.* 193 (2019) 114–122. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2019.05.008>.

139 R. Otten, The first industrial PtG plant - Audi e-gas as driver for the energy turnaround, 2014. <http://www.cedec.com/files/default/8-2014-05-27-cedec-gas-day-reinhard-otten-audi-ag.pdf>.



Figura 80

Planta piloto de gas natural sintético en Sabadell, en el marco del proyecto COSIN.

Fuente: IREC

características el proyecto Jupiter 1000, con una planta piloto de 1 MWh.

A nivel español, los dos proyectos más representativos de esta tecnología son el de Renovagas, en Jerez de la Frontera, liderado por Enagás con una capacidad de 15 kW, y el de Cosin, en Sabadell, liderado por Naturgy con una capacidad de 37 kW. Ambos fueron instalados en depuradoras con el fin de utilizar biogás como fuente de carbono biogénico (ver Figura 80). En el segundo proyecto se demostró que esta tecnología permite obtener un gas totalmente compatible con la red, de forma rápida y estable en el tiempo¹⁴⁰. El principal reto es la reducción de los costes de producción de gas sintético para que pueda competir directamente con el gas de origen fósil¹⁴¹. En este camino se deben reducir tanto los costes de inversión del electrolizador y del reactor de metanación, como aumentar

la eficiencia global del proceso. En paralelo, factores externos como una mayor variabilidad de precios de la electricidad, incentivos para el almacenaje de la electricidad, o el previsible y paulatino aumento de las tasas de emisiones de CO₂ favorecerán progresivamente su penetración. Los objetivos de descarbonización estatales para 2050 pasan por la sustitución del gas fósil por gas renovable, y este no puede proceder en su totalidad de biometano, dado que acumulando todas las fuentes posibles no se llega a garantizar como gas renovable mucho más del 15-20 % del consumo actual.

Las ventajas de utilizar el hidrógeno indirectamente en forma de metano o bien directamente se citan en la Figura 81. A modo general, se puede decir que es mucho más práctico utilizar metano que hidrógeno, ya que tiene una mayor densidad energética, su

140 J. Guilera, T. Andreu, N. Basset, T. Boeltken, F. Timm, I. Mallol, J.R. Morante, Synthetic natural gas production from biogas in a waste water treatment plant, *Renew. Energy*. 146 (2020) 1301–1308. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.044>.

141 J. Guilera, J. Ramon Morante, T. Andreu, Economic viability of SNG production from power and CO₂, *Energy Convers. Manag.* 162 (2018) 218–224. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.037>.

temperatura de licuación es más alta (+90 °C) y es 100 % compatible con la infraestructura actual, incluyendo transporte, distribución y aplicaciones. Por contra, se requiere de una etapa adicional que condiciona la ubicación de las plantas de metanación. Para ello, siempre es preciso disponer de una fuente de CO₂, lo que también condiciona la implantación adicional de una instalación de captura de este gas. La decisión de aplicar una ruta u otra de *Power-to-Gas* depende de muchos factores, pero seguramente tanto hidrógeno como metano sintético u otros gases renovables están llamados a jugar un papel relevante en la continua penetración de energías renovables en el sistema energético.

Figura 81.

Ventajas de uso directo o indirecto de hidrógeno en forma de metano.

CH ₄	H ₂
Mayor densidad energética, más autonomía en movilidad.	Mayor flexibilidad de ubicación de sus plantas, no requieren de disponibilidad de CO ₂ .
Mayor facilidad para su licuación, facilidad de transporte y distribución.	No requiere consumo energético en la captura de CO ₂ .
Compatibilidad total con la infraestructura actual.	Evita la etapa de metanación, más eficiencia global y más sencilla.

4. Tecnologías para el uso del hidrógeno

4.1. Pilas de combustible

- 4.1.1. Componentes de una pila de combustible
- 4.1.2. Tecnologías existentes para pilas de combustible
- 4.1.3. Pila de combustible alcalina (AFC)
- 4.1.4. Pila de combustible de membrana de intercambio protónico (PEM)
- 4.1.5. Pila de combustible de óxido sólido (SOFC)
- 4.1.6. Pila de combustible de carbonatos fundidos (MCFC)
- 4.1.7. Pila de combustible de ácido fosfórico (PAFC)

4.2. Quemadores

- 4.2.1. Caldera catalítica
- 4.2.2. Bombas de calor

4.3. Turbinas

- 4.3.1. Turbinas de gas
- 4.3.2. Sistemas combinados de calor y electricidad (CHP)
- 4.3.3. Motores de combustión interna (MCI)

Preguntas clave del capítulo

- ¿Qué es una pila de combustible?
- ¿Cómo se produce electricidad a partir del hidrógeno?
- ¿Puede utilizarse el hidrógeno como combustible?
- ¿En qué se diferencia el hidrógeno de otros combustibles convencionales?
- ¿Cuáles son las eficiencias de los procesos de obtención de energía a partir del hidrógeno como vector energético?

Con relación a las tecnologías disponibles, las pilas de combustible constituyen una de las de más alta eficiencia, lo que permite una amplia implementación del uso del hidrógeno en muchos sectores, como la movilidad, o en sistemas de cogeneración de electricidad y calor para industrias o edificios. En otros casos, el hidrógeno puede ser utilizado en turbinas convencionales (hasta un 60 %) o en turbinas específicas (hasta el 100 %).

Asimismo, el uso del hidrógeno en base a diferentes tipos de pila de combustible, y en algunos casos en quemadores, también permite alcanzar un alto nivel de descarbonización en los procesos industriales. El estado del arte y las bases de estas distintas tecnologías y sus variantes se definen en las siguientes secciones, mientras que sus aplicaciones concretas por sectores se tratan en el siguiente capítulo.

Figura 82.

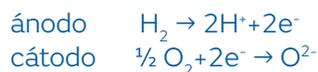
Esquema de generación verde, distribución y uso final del hidrógeno.



4.1. Pilas de combustible

La generación de potencia eléctrica a partir de hidrógeno, por su vía electroquímica, se basa en el uso de unidades llamadas pilas de combustible. Una pila de combustible (*Fuel Cell*) es un dispositivo que permite generar electricidad a partir de la energía química del hidrógeno y el oxígeno sin que exista combustión. En su lugar, se produce la reacción electroquímica de oxidación del hidrógeno, cuya principal ventaja es que presenta eficiencias mucho más elevadas que la combustión.

Las moléculas de hidrógeno con las que se alimenta la pila de combustible, reaccionan con los átomos de oxígeno para formar agua. En este proceso electroquímico, representado por las siguientes reacciones, se liberan electrones que son colectados por un circuito externo y utilizados como corriente eléctrica.



Para valorar estos procesos conviene recordar que la capacidad energética asociada se define mediante el valor calorífico neto, es decir, la cantidad de calor liberado al quemar una cantidad específica (inicialmente a 25 °C) y devolver la temperatura de los productos de combustión a 150 °C, lo que supone que no se recupera el calor latente de vaporización del agua en los productos de reacción. Para el hidrógeno es de 119,96 MJ/kg, que corresponde a 1,23 eV por átomo. Alternativamente, se utiliza el mayor valor de calentamiento de un combustible, definido como la cantidad de calor liberado por

una cantidad específica (inicialmente a 25 °C) una vez quemada y los productos han vuelto a una temperatura de 25 °C, que tiene en cuenta el calor latente de vaporización del agua en los productos de combustión. Su valor en el caso del hidrógeno es 141,88 MJ/kg que corresponde a 1,45 eV por átomo.

4.1.1. Componentes de una pila de combustible

Hoy en día, existen en el mercado desde sistemas de pilas de combustible que permiten obtener unos pocos watts, hasta sistemas tipo central eléctrica que producen MW, pero todos se basan en la misma tecnología, una celda electroquímica. La celda está formada por dos electrodos, ánodo y cátodo, separados por un electrolito que puede ser sólido o líquido. El combustible, hidrógeno, se suministra al ánodo, donde ocurre la reacción de oxidación, mientras que el oxígeno (normalmente en forma de aire) se suministra al cátodo, donde ocurre la reacción de reducción. El flujo de electrones que se origina, desde los liberados en el ánodo a los colectados en el cátodo, produce la corriente eléctrica. Entre los dos electrodos de la celda, ánodo y cátodo, se encuentra el electrolito, un aislante electrónico que permite el transporte de iones óxido o protones, u otras especies iónicas que los contengan, entre los electrodos (ver Figura 83).

Al igual que sucede con las baterías, las celdas individuales se apilan en los llamados *stacks* (ver Figura 84) que ofrecen mayores voltajes y potencias, y que se adaptan a la aplicación deseada. Para realizar dicho apilamiento,

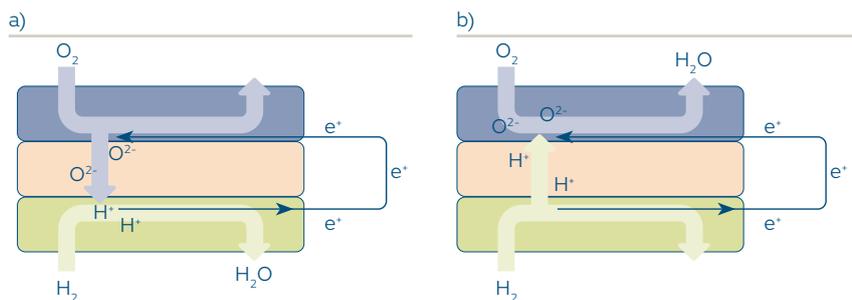


Figura 83. Esquema de funcionamiento de una pila de combustible con un conductor aniónico (a) y un conductor protónico (b).

Fuente: Elaboración propia

se requiere del uso de placas bipolares o interconectores, que conectan eléctricamente en serie las celdas, y que separan, con ayuda de un sello, los flujos de gases que se dirigen a las cámaras catódica y anódica. Para ello, los interconectores deben presentar buenas conductividades eléctricas, una buena estabilidad bajo las atmosferas, tanto oxidante como reductora de las dos cámaras (anódica y catódica), y ser estancos a los gases, además de tener propiedades mecánicas para adaptarse a las dilataciones del resto de los componentes de la celda.

Algunas de las principales ventajas del uso de pilas de combustible son:

- Contribuyen a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y de contaminantes atmosféricos, como NO_x , SO_x o partículas, ya que usando hidrógeno como combustible y a baja temperatura sólo se emite agua.
- La elevada eficiencia de los procesos electroquímicos en los que se basan; en comparación a los procesos de combustión, donde se transforma la energía química en energía térmica que se convierte finalmente en energía

mecánica o en energía eléctrica, lo que produce una pérdida de eficiencia en cada transformación.

- Son silenciosas y seguras, ya que los dispositivos no poseen partes móviles.
- Son versátiles, dado que las celdas pueden adaptarse para producir energía, ya sea en forma de electricidad o calor, en diferentes cantidades, y pueden usarse en aplicaciones muy diversas, que van desde los vehículos hasta plantas de generación o cogeneración, tanto a nivel doméstico como industrial.

4.1.2. Tecnologías existentes para pilas de combustible

Existen varios tipos de pilas de combustible. Una forma de clasificarlas es según su temperatura de operación, aunque también se pueden clasificar según la naturaleza del ion transportado por el electrolito. En la actualidad, se definen 5 grupos principales de pilas de combustible (ver Figuras 85 y 86):

- Las pilas de combustible de membrana polimérica (PEM, *Proton Exchange Membrane*), que trabajan a las temperaturas más bajas.

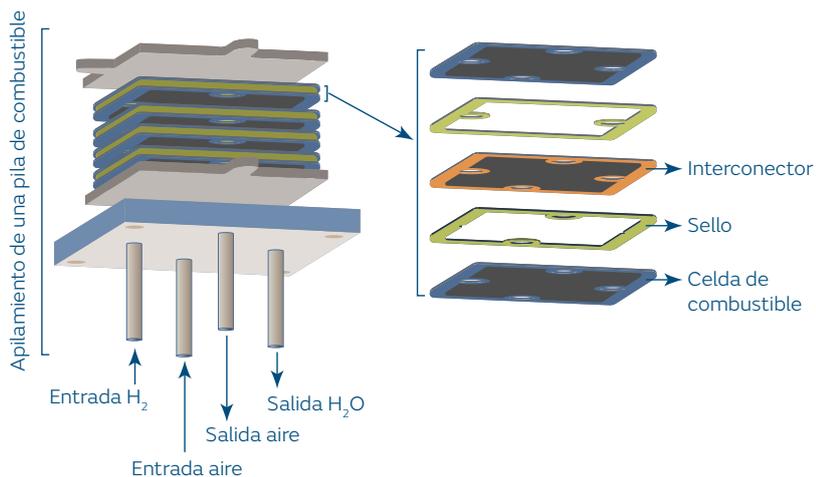


Figura 84. Esquema de los componentes de un típico apilamiento o stack de una pila de combustible.

Fuente: Elaboración propia

	Ánodo	Electrolito	Cátodo	
PEM	$H_2 \rightarrow$	H^+	$\leftarrow H_2O$ $\leftarrow O_2$	40-80 °C
AFC	$H_2 \rightarrow$ $\leftarrow H_2O$	OH^-	$\leftarrow O_2$	150-210 °C
SOFC	$H_2 \rightarrow$ $\leftarrow H_2O$	O^{2-}	$\leftarrow O_2$	500-950 °C
MCFC	$H_2 \rightarrow$ $\leftarrow H_2O$ $\leftarrow CO_2$	CO_3^{2-}	$\leftarrow O_2$ $\leftarrow CO_2$	600-700 °C
PAFC	$H_2 \rightarrow$	H^+	$\leftarrow H_2O$ $\leftarrow O_2$	65-220 °C

Figura 85. Resumen del modo de operación y rango de temperatura de distintas tecnologías.

Fuente: Elaboración propia

- Las pilas de combustible alcalinas (AFC, *Alkaline Fuel Cells*), basadas en un electrolito líquido alcalino (hidróxido potásico, KOH), y que operan a temperaturas ligeramente más elevadas.
- Las celdas basadas en ácido fosfórico como electrolito (PAFC, *Phosphoric Acid Fuel Cells*), que fueron las primeras celdas en comercializarse.
- Las pilas de carbonatos fundidos (MCFC, *Molten Carbonates Fuel Cell*) que trabajan a temperaturas más elevadas y exclusivamente con metano como gas de alimentación.
- Las basadas en óxidos sólidos cerámicos (SOFC, *Solid Oxide Fuel Cells*) que deben operar a temperaturas en un rango entre 700-950 °C dada la naturaleza cerámica de sus componentes, aunque gracias a esto ofrecen las mayores eficiencias.

Figura 86. Principales parámetros de cada una de las tecnologías de pilas de combustible y sus principales aplicaciones comerciales.

Tipos de pilas de combustible					
	PEFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC
Combustible utilizado	Hidrógeno o metano	Hidrógeno	Hidrógeno	Metano	Hidrógeno o metano
Rango de potencia (kW)	1-100	1-100	5-400	300-3.000	1-2.000
Eficiencia (%) H ₂ /CH ₄	60/40	60/-	40/-	-/50	70/60
Temperaturas de operación (°C)	40-80	65-220	150-210	600-700	600-900
Aplicación	Transporte Electricidad Cogeneración Generación distribuida	Electricidad Aplicaciones espaciales	Electricidad Cogeneración	Generación estacionaria a gran escala	Electricidad Cogeneración Generación distribuida

4.1.3. Pila de combustible alcalinas (AFC)

Las pilas de combustible alcalinas (AFC) fueron desarrolladas inicialmente en los años 50 del siglo XX. Su desarrollo las llevó a ser las escogidas para proporcionar energía auxiliar y agua en el programa espacial Apolo. Aunque pueden trabajar a un rango de temperatura entre los 65-250 °C, su operación habitual se centra entre 150 °C-200 °C. En estas temperaturas pueden alcanzar sus máximas eficiencias que pueden llegar al 70 %, lo cual depende básicamente de las partículas de platino depositadas como centros activos en uno de sus electrodos. Algunos de los principales distribuidores actuales son McPhy, AFC Energy, Delphi o Nel.

4.1.4. Pila de combustible de membrana de intercambio protónico (PEM)

Las pilas de combustible de membrana de intercambio protónico (PEM) son conocidas también como pilas poliméricas dado que se basan en el uso de un electrolito de polímero, normalmente en forma de capa fina. Aunque su desarrollo empezó también alrededor del año 1955, no fue hasta la aparición del Nafion™ por DuPont en 1970, que empezó su penetración al mercado, permitiendo una reducción importante de la cantidad de platino presente en los electrodos.

Los electrodos, a día de hoy, siguen estando basados en partículas de platino soportadas en carbono dentro de matrices de base polimérica. Aunque sus eficiencias, entorno al 50 %, no son

comparables con otras tecnologías existentes, su operación a bajas temperaturas, entre 40-80°C (que implica también una puesta en marcha más inmediata, y su relativamente sencilla arquitectura) las han hecho la opción actualmente escogida para las aplicaciones en movilidad, así como una de las opciones más extendidas para el uso doméstico como cogeneradores de calor y electricidad. Algunos de los principales fabricantes actuales de pilas de combustible PEM son Hydrogenics, ITM-Power, Ballard, Siemens y NEL.

4.1.5. Pila de combustible de óxido sólido (SOFC)

También conocidas como pilas SOFC, están basadas en óxidos metálicos cerámicos. La naturaleza de estos materiales hace que sea una pila completamente en estado sólido, y eso requiere el uso de temperaturas elevadas para su operación, entorno a los 500 °C-950 °C dependiendo del tipo de arquitectura de la celda y de los materiales utilizados. Estas temperaturas tan elevadas de operación le reportan una de las mayores eficiencias para las tecnologías de pila de combustible, alcanzando valores superiores al 70 %. Además, la operación a estas temperaturas permite evitar el uso de platino como catalizador, por lo que se basan en materiales cerámicos como las perovskitas y materiales compuestos (cermets) como mezclas de cerámicos y partículas metálicas, habitualmente de níquel. Su electrolito es también una membrana cerámica, de óxido de circonio dopado con ytrio, que permite conducir los iones oxígeno en el rango de

temperaturas de operación. El calor excedente puede ser aprovechado para cogeneración, lo que permite alcanzar una eficiencia por encima del 80 %. Son ideales para su uso estacionario, tanto en aplicaciones domésticas como para generación centralizada. Actualmente, los principales fabricantes son SolidPower, Convion, Hexis, CeresPower o Elcogen, a nivel europeo, y BloomEnergy en Estados Unidos. Otros fabricantes basados en Asia como Kyocera, Fuji, Mitsubishi o SofcMan.

4.1.6. Pila de combustible de carbonatos fundidos (MCFC)

Las pilas de combustible MCFC están basadas en el uso de una mezcla de carbonatos fundidos fijados a una matriz cerámica inerte de LiAlO_2 como electrolito. Tienen varias cosas en común con la tecnología SOFC, ya que operan a una elevada temperatura, entre 600 °C-700 °C, y usan electrodos basados en níquel, en este caso tanto para el ánodo en forma metálica, como para el cátodo en forma oxidada. También en este caso, las elevadas temperaturas de operación les confiere unas elevadas eficiencias por encima del 60 %, que pueden llegar a superar el 80 % con cogeneración. La principal característica de las pilas de carbonato fundido es la capacidad de operación utilizando directamente metano, o

incluso biogás (metano mezclado con dióxido de carbono). Habitualmente, se instalan en plantas de generación a grandes escalas, del orden de los MW, con esquemas de cogeneración e incluso trigeneración, ya que según el modo de operación pueden ser utilizadas simplemente como un reformador de metano a hidrógeno. El principal distribuidor a nivel mundial es Fuel Cells Energy.

4.1.7. Pila de combustible de ácido fosfórico (PAFC)

Las pilas de combustible PAC fueron las primeras en comercializarse, utilizando ácido fosfórico concentrado fijado en una matriz de carburo de silicio como electrolito. Sus electrodos están basados en matrices de carbono poroso y platino como catalizador. Su volumen y el uso de platino como electrodo han hecho que su instalación haya perdido mercado en comparación con otras tecnologías, aunque todavía se encuentra entre las tecnologías con mayor capacidad instalada, especialmente en sistemas estacionarios para generación y cogeneración. Algunos de los principales suministradores de esta tecnología son Doosan Fuel Cell America y Fuji electric entre otros.

4.2. Quemadores

El hidrógeno es un combustible que puede proveer calor en distintas aplicaciones, principalmente industriales, como las del acero o cemento, aunque su introducción y mayor competitividad se espera a partir del 2030. Para ello, los quemadores y hornos específicos de gas natural deberían ser remplazados por quemadores de hidrógeno. Una de las ventajas es que estas aplicaciones no requieren de hidrógeno de alta pureza. Sin embargo, hay distintos factores ingenieriles que determinan su compatibilidad, el más conocido de los cuales es el índice de Wobbe. Este índice da un valor comparativo del poder calorífico producido por distintos gases cuando se combustionan, y se utiliza incluso para comparar las distintas composiciones del gas natural entre países con el fin de evaluar las compatibilidades para la importación¹⁴².

El hidrógeno presenta un valor medio de índice de Wobbe¹⁴³ de 48 MJ/m³, mientras que el del gas natural es superior a 53 MJ/m³. El uso de dispositivos con gases que se encuentran fuera del rango aceptado puede causar daños en los dispositivos, combustión incompleta, apagado de la llama inesperado o sobrecalentamiento de los quemadores. Este no es el caso del

hidrógeno, que se encuentra dentro del rango del gas natural. Aun así, la velocidad de combustión (también conocida como velocidad de llama) es mucho más elevada para el hidrógeno, lo que obliga a un rediseño de los quemadores, ya que su control es mucho más complejo. En resumen, las principales diferencias entre el gas natural y el hidrógeno que pueden afectar a los quemadores son:

- El hidrógeno tiene una velocidad de combustión muy alta y una llama no luminosa.
- La llama de hidrógeno tiene una transferencia de calor por radiación relativamente baja.
- El hidrógeno causa corrosión y fragilidad cuando entra en contacto con algunos metales, que requieren de nuevos recubrimientos y medidas adicionales de protección.
- El manejo y almacenamiento de hidrógeno requiere de medidas adicionales de seguridad debido a sus propiedades explosivas.

A continuación, se describen dos tipos de quemadores: calderas catalíticas para aplicaciones domésticas e industriales y bombas de calor.

4.2.1. Caldera catalítica

Para solventar los inconvenientes en quemadores descritos anteriormente, están

142 P.E. Dodds, I. Staffell, A.D. Hawkes, F. Li, P. Grünewald, W. McDowall, P. Ekins, Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review, *Int. J. Hydrogen Energy*. 40 (2015) 2065–2083. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.11.059>.

143 J.L. Zachariah-Wolff, T.M. Egyedi, K. Hemmes, From natural gas to hydrogen via the Wobbe index: The role of standardized gateways in sustainable infrastructure transitions, *Int. J. Hydrogen Energy*. 32 (2007) 1235–1245. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.07.024>.

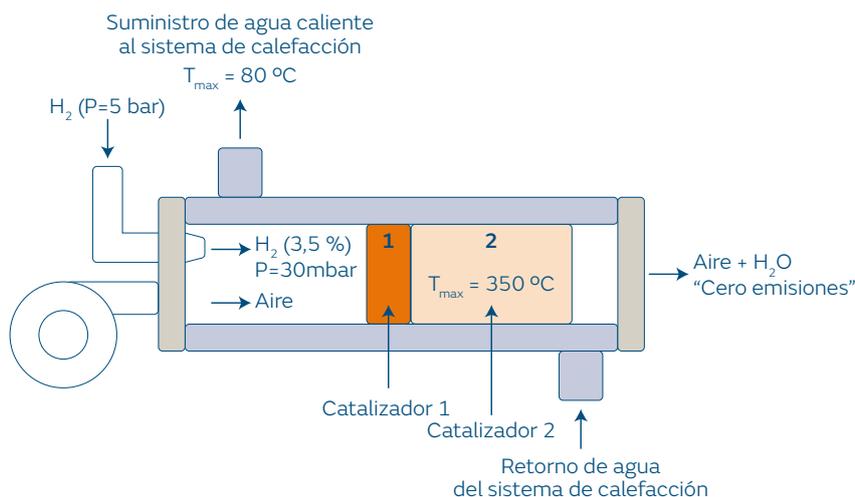


Figura 87.
Esquema de una caldera doméstica de hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia

apareciendo en el mercado calderas domésticas e industriales que se basan en quemadores catalíticos alimentadas por gas hidrógeno. En un quemador de este tipo, el gas pasa por un catalizador metálico altamente reactivo que reacciona para producir calor y agua caliente, en caso de una caldera sin llama (ver Figura 87). Desde la perspectiva del consumidor, las calderas de hidrógeno catalítico funcionan de manera muy similar a las de gas natural existentes, excepto por la ausencia de una luz piloto¹⁴⁴.

Las ventajas de los quemadores catalíticos son¹⁴⁵ que el proceso emite poca cantidad de óxidos nitrosos, y que el calor es más fácil de controlar que un quemador de llama.

Para producir calor industrial también están apareciendo en el mercado dispositivos que permiten operar en plantas químicas para calentar agua a presión (1.500 kW a 25 bar)¹⁴⁶. Los quemadores de hidrógeno evitan que el hidrógeno y el oxígeno se mezclen por completo en zona inicial (ver Figura 88).

144 Giacomini, H₂ydroGEM, the hydrogen boiler, (2020). <https://www.giacomini.com/en/hydrogen-systems/h2ydrogem-hydrogen-boiler-giacomini>.

145 PE. Dodds, I. Staffell, A.D. Hawkes, F. Li, P. Grünewald, W. McDowall, P. Ekins, Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review, *Int. J. Hydrogen Energy*, 40 (2015) 2065–2083. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.11.059>.

146 EMcombustion, E & M Combustion develops a hydrogen burner for a chemical plant in Portugal, (2020). <https://emcombustion.es/en/hydrogen-burner/>.

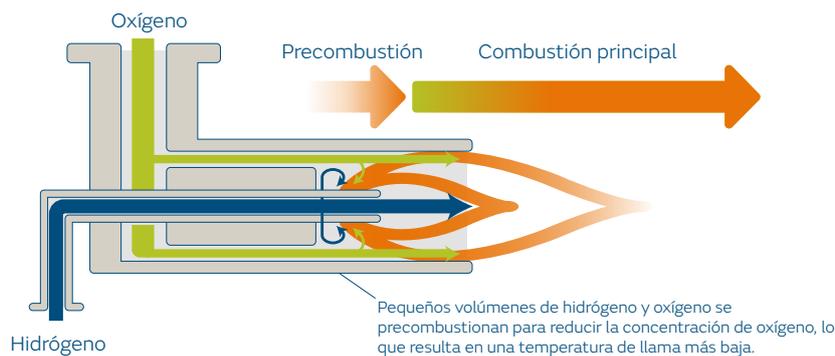


Figura 88.
Esquema de un quemador industrial de hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia

Si el hidrógeno y el oxígeno están en un estado completamente mezclado cuando se enciende, la mezcla arde violentamente con una temperatura de llama demasiado alta. En los quemadores de hidrógeno, ambos gases fluyen uno al lado del otro y se encienden sin mezclarse completamente, lo que conduce a una combustión más lenta y una temperatura de llama más baja. Los dispositivos tienen pequeños orificios a través de los cuales las tuberías suministran paulatinamente hidrógeno al quemador para conseguir el nivel óptimo de 19 % en la combustión principal¹⁴⁷. Los principales usos de estos quemadores son para calentadores de agua, domésticos o industriales, alimentados por hidrógeno, y hornos de combustión de gas.

4.2.2. Bombas de calor

Las bombas de calor a hidrógeno funcionan con principios similares a los de las bombas de calor eléctricas, ya que aprovechan el calor ambiental de baja calidad de la fuente de aire, tierra o agua. Se utiliza un fluido de trabajo que cambia de fase para absorber el calor ambiental y transferirlo al sistema de calefacción del edificio. En lugar de un compresor de vapor eléctrico, el gas se quema para proporcionar la energía de calentamiento para el cambio de fase. Las bombas de calor de gas utilizan este ciclo de refrigeración para aumentar la energía térmica entregada, más allá de lo que se habría obtenido sólo de la combustión directa de gas. Se han desarrollado principalmente para edificios comerciales, aunque los modelos residenciales también se han implementado con éxito en el mercado alemán¹⁴⁸.

147 G.C. Congress, Toyota develops general-purpose hydrogen burner for industrial use; NOx emissions below natural gas burner levels, zero CO₂, (2018). <https://www.greencarcongress.com/2018/11/20181109-toyotah2.html>.

148 PE. Dodds, I. Staffell, A.D. Hawkes, F. Li, P. Grünewald, W. McDowall, P. Ekins, Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review, *Int. J. Hydrogen Energy*. 40 (2015) 2065–2083. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.11.059>.

4.3. Turbinas

Una turbina consiste en un motor que convierte la energía de un fluido (aire, gas, vapor, agua) en energía mecánica o eléctrica. Dentro de las tecnologías de uso del hidrógeno se encuentran las turbinas convencionales de gas. Su principal aplicación es en centrales donde se genera energía eléctrica para equilibrar la demanda y disponibilidad de energía cuando lo precisa la red. El término generación despachable se utiliza para las centrales donde se puede utilizar a demanda, de modo que se genera electricidad en el momento en que se precisa. De las distintas centrales existentes, las hidroeléctricas y las de gas natural de ciclo combinado son las que ofrecen mayor velocidad de respuesta a la variación de demanda. Por contra, ejemplos de centrales no-despachables serían las nucleares, las fotovoltaicas y las eólicas.

Estas tecnologías, en la actualidad, son necesarias para la regulación de la red. Sin embargo, su uso en un contexto futuro de energía libre de carbono es sólo posible adaptándolas para que puedan utilizar nuevos combustibles bajos o libres de carbono, como el hidrógeno. Por lo tanto, las turbinas de gas que funcionan con hidrógeno podrían proporcionar la estabilidad necesaria a la red y, al mismo tiempo, generar significativamente menos emisiones de CO₂ utilizando la tecnología existente de generación de potencia (ver Figura 89).

4.3.1. Turbinas de gas

Las turbinas de gas son máquinas térmicas con un sistema rotativo de combustión interna donde, a partir de la energía aportada por el combustible, se produce energía mecánica a través de la expansión de los gases. A su vez, se genera gran cantidad de energía térmica en forma de gases calientes, que se pueden recuperar mediante un intercambiador de calor y generar vapor de agua para utilizarlo en una turbina. A este reaprovechamiento que implica combinar el uso de una turbina de gas con una turbina de vapor se le conoce como ciclo combinado.

Actualmente, la mayoría de las turbinas de gas admiten un cierto porcentaje de hidrógeno mezclado en el combustible, mayoritariamente gas natural. En esta línea, en enero de 2019, los miembros de la asociación europea industrial EUTurbines firmaron un acuerdo para aumentar gradualmente la capacidad de H₂ en turbinas de gas de, al menos, un 20 % para 2020 y un 100 % para 2030, con el objetivo de contribuir a la transición hacia una economía neutra en carbono para 2050¹⁴⁹.

Por ejemplo (ver Figura 90), el porcentaje máximo admitido por las turbinas de gas fabricadas por Siemens permiten utilizar hidrógeno desde un 2 % al 60 % en volumen para los sistemas secos de baja emisión (DLE), y hasta el 100 % de hidrógeno para sistemas

149 <https://powertheeu.eu/>

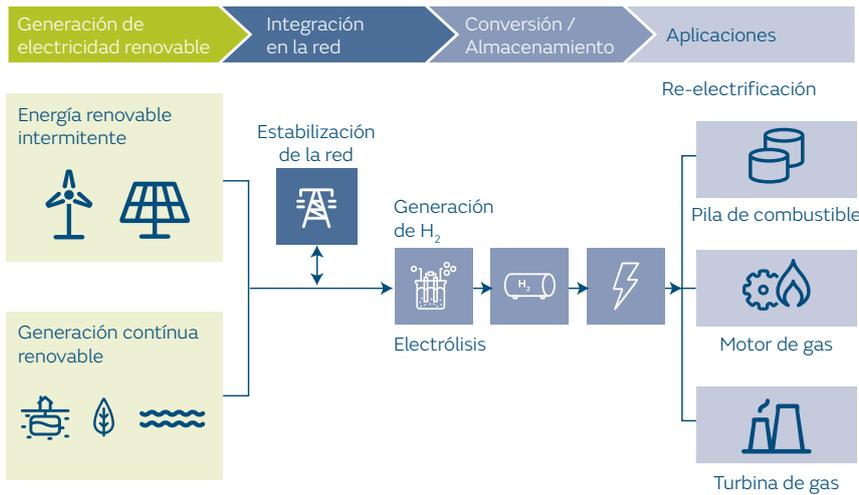


Figura 89. Usos de hidrógeno en generación de potencia.

Fuente: Elaboración propia

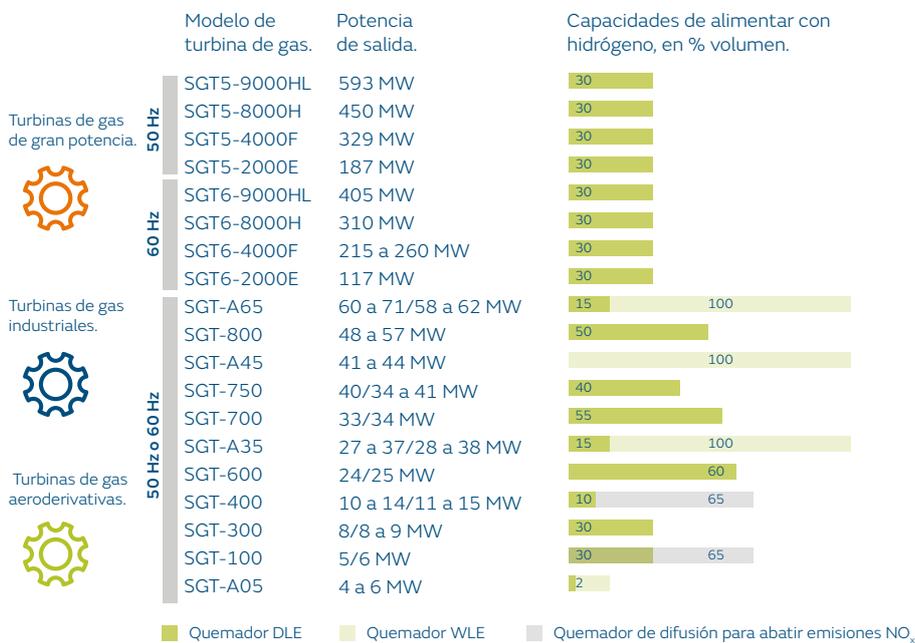


Figura 90. Turbinas de gas Siemens y sus capacidades de admisión de hidrógeno en % vol.

Fuente: Siemens AG 2019¹⁵⁰

húmedos de baja emisión (WLE). En los sistemas DLE, el diseño del combustor de la turbina de gas permite que los gases de combustión a alta temperatura sean enfriados con dilución de aire antes de entrar al quemador. Esto contribuye a reducir significativamente las emisiones de partículas NO_x sin hacer uso de agua o vapor de agua (para reducir la temperatura de combustión), tal y como ocurre en los sistemas WLE. Las previsiones del fabricante alemán se centran en aumentar gradualmente la capacidad de hidrógeno admisible en todas sus turbinas de gas, proponiendo modelos que llegaran ya al menos a un 60 % en sistemas DLE y que podrían alcanzar el 100 % para 2030.

Otros grandes fabricantes, como General Electric (GE), Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS) y Ansaldo Energía, por citar algunos de los principales, permiten el uso de hidrógeno en porcentajes entre el 30 % y el 60 %, dependiendo del modelo, dentro de su portfolio de turbinas de gas (ver Figura 91, máximo porcentaje admisible de hidrógeno y modelo de turbina con sistema DLE de dichos fabricantes).

Figura 91.

Máximo porcentaje de H₂ admisible en la actualidad de los principales fabricantes de turbinas de gas con sistema DLE.

	MHPS	GE	Ansaldo Energía	Siemens
% volumen de H ₂ admisible	30 %	33 %	50 %	60 %
Modelo de turbina	M501JAC	6B, 7E, 9E	GT36-H	SGT-600

Las emisiones de dióxido de carbono asociadas al uso de 100 % de hidrógeno en una turbina de gas se consideran nulas y, por tanto, el uso de mezclas de hidrógeno con gas natural reduce las emisiones totales atribuidas al gas natural.

La cantidad o porcentaje de hidrógeno en el combustible se puede medir en base al volumen, masa o entrada de calor. Hay una diferencia significativa en los flujos requeridos de hidrógeno, debido a la diferencia entre la densidad de energía (llamada poder calorífico inferior, PCI, o poder calorífico superior, PCS) del hidrógeno y del gas natural en términos de masa y volumen (ver Figuras 92 y 93). De forma práctica, los dispositivos a hidrógeno requieren, en volumen, 3 veces más de combustible que los de metano.

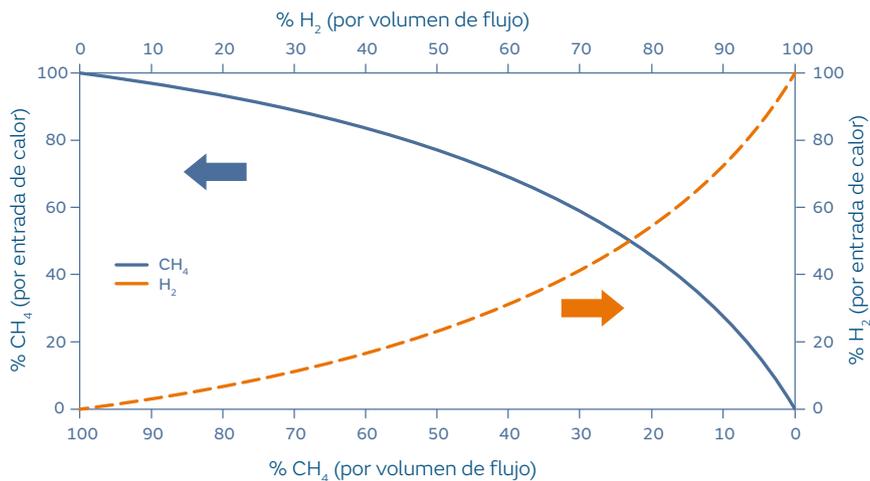


Figura 92.

Relación de flujo de masa y flujo volumétrico para una mezcla de combustible de hidrógeno y metano.

Fuente: Elaboración propia

Figura 93.

Comparación de las propiedades de combustible del metano del hidrógeno.

Parámetro	Unidades	Metano	Hidrógeno
Fórmula química		CH ₄	H ₂
Peso molecular	g/mol	16	2
PCI (por volumen)	MJ/Nm ³	35,8	10,8
PCS (por masa)	MJ/kg	50	120

El poder calorífico inferior (PCI) o el poder calorífico superior (PCS) de un gas es un parámetro importante al seleccionar un motor de gas, una turbina o una planta de cogeneración. La eficiencia de los motores de

gas generalmente viene dada en función del PCI del gas. Cuando se quema un combustible de hidrocarburos, parte del producto de la combustión es agua. La cantidad de agua producida depende de la de hidrógeno en el combustible. Debido a las altas temperaturas de combustión, esta agua se encuentra en forma de vapor y almacena una pequeña fracción de la energía liberada durante la combustión como calor latente de vaporización. En algunas aplicaciones, es posible condensar este vapor de nuevo a su estado líquido y recuperar una proporción de dicha energía¹⁵¹.

En la Figura 94 se muestra la reducción de emisiones de dióxido de carbono en relación con el contenido de hidrógeno en una mezcla de combustible con gas natural. La proporción

151 G.C. Congress, Toyota develops general-purpose hydrogen burner for industrial use; NOx emissions below natural gas burner levels, zero CO₂, (2018). <https://www.greencongress.com/2018/11/20181109-toyotah2.html>.

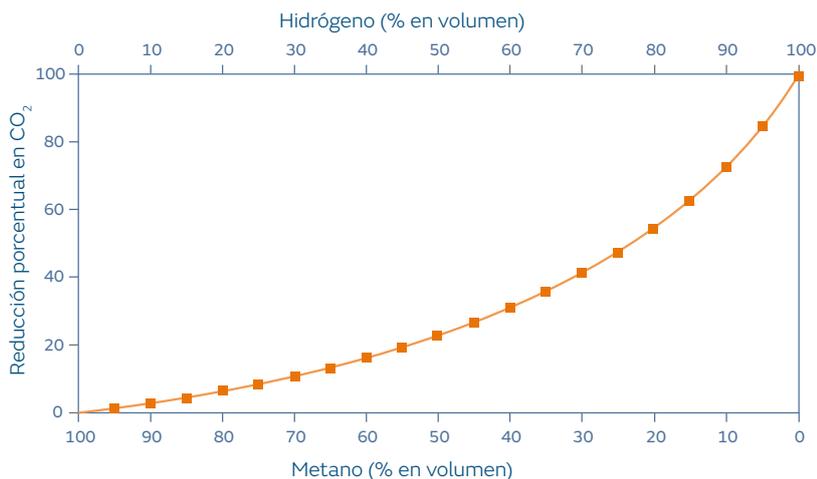


Figura 94. Relación entre emisiones de CO₂ y contenido de H₂ en una mezcla de combustible con gas natural.

Fuente: Elaboración propia

hidrógeno/metano es un factor clave para evaluar la reducción de emisiones de dióxido de carbono frente a la potencia que se puede generar – debido a la diferencia de densidad energética del hidrógeno y gas natural. Esto a su vez genera desafíos técnicos en términos de adaptación de la tecnología existente para uso de mezcla de combustibles hidrógeno/metano.

Por ejemplo, en la actualidad las turbinas de gas Siemens permiten mezclas del 10 % hasta el 60 % en turbinas con sistemas de combustión de bajas emisiones secas. En cambio, los

sistemas de combustión de bajas emisiones húmedas están basados en tecnología de quemadores de difusión y requieren de agua para reducir las de NO_x (conjunto de gases muy reactivos como el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO₂)). En la Figura 95 se puede observar que el aumento de emisiones NO_x con respecto al porcentaje de hidrógeno se atribuye al aumento de la temperatura máxima en ambas llamas y al enriquecimiento activo de la mezcla hidrógeno/metano.

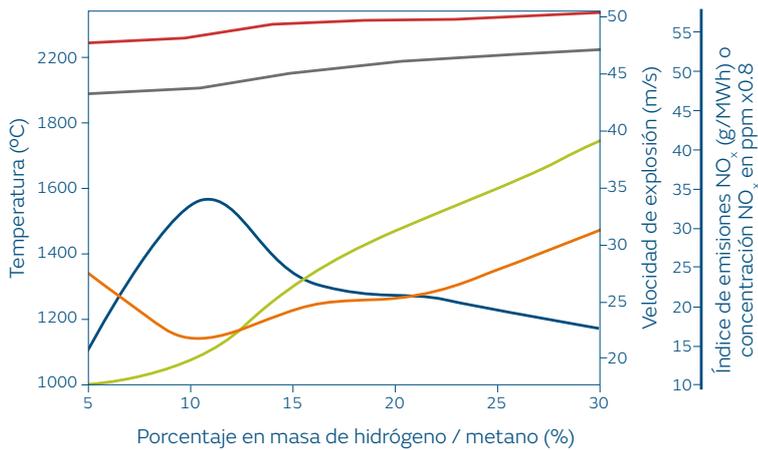


Figura 95.

Características de las emisiones de NO_x de las llamas de metano-aire con un flujo cruzado de hidrógeno e índice de emisión de NO_x con respecto al porcentaje de masa de hidrógeno metano.

Fuente: Elaboración propia

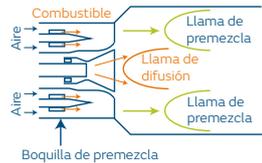
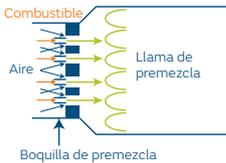
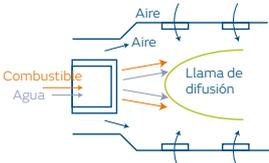
- Índice de emisiones NO_x.
- Velocidad de explosión.
- Temperatura de la llama de hidrógeno.
- Concentración NO_x.
- Temperatura de la llama de metano.

Por otra parte, la velocidad de combustión del hidrógeno es mayor que la del gas natural, lo que genera retos tecnológicos para el uso de mezclas de hidrógeno superiores al 30 %, en las que se producen retrocesos de llamas dentro de la cámara de combustión, fluctuaciones de presión, y la generación de emisiones NO_x. El retroceso es un fenómeno que ocurre cuando el hidrógeno se quema rápidamente y las llamas dentro de la cámara de combustión viajan por el combustible entrante y salen al exterior. Para superar estos desafíos técnicos, las mejoras en las turbinas se centran en las boquillas del inyector, reduciendo la zona de baja velocidad al

centro de éstas, mejorando significativamente el efecto de retroceso. En la Figura 96 se resumen los efectos de retroceso y de generación de emisiones NO_x para diferentes tipos de combustores en turbinas de gas. Empresas como Siemens, GE, Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS) y Ansaldo Thomassen, están trabajando activamente en mezclas de gas combustible de gas natural e hidrógeno que pueden reducir y, finalmente, eliminar las emisiones de carbono en las turbinas de gas actuales.

Figura 96.

Diferentes tipos de combustores de turbinas de gas compatibles con hidrógeno.

Cámara de combustión	Cámara de combustión de boquillas múltiples	Cámara de combustión de agrupación múltiple	Cámara de combustión de difusión
Método de combustión	Combustión de llama de premezcla	Combustión de llama de premezcla	Combustión de la llama de difusión
Estructura			
NO _x	Baja concentración de NO _x debido a la temperatura uniforme de la llama en la boquilla de premezcla	Baja concentración de NO _x debido a la temperatura uniforme de la llama en la boquilla estrecha de premezcla	Se inyecta combustible en el aire. Existe una región de alta temperatura llama y de alta concentración de NO _x
Retroceso de la llama	Alto riesgo de retroceso de la llama en el caso de combustión única de hidrógeno debido al amplio área de propagación de la llama	Bajo riesgo de retroceso debido al reducido área de propagación de la llama	Sin riesgo de retroceso debido a la llama de difusión
Eficiencia del ciclo	Sin caída de eficiencia debido a que no hay inyección de vapor o de agua	Sin caída de eficiencia debido a que no hay inyección de vapor o de agua	La caída de eficiencia ocurre porque se inyecta vapor o agua para reducir la concentración de NO _x
Proporción de combustión conjunta con hidrógeno	Hasta 30% en vol.	Hasta 100% en vol. (en desarrollo)	Hasta 100% vol.

Fuente: Elaboración propia a partir de fuentes diversas¹⁵²

152 Datos elaborados considerando la información facilitada en <https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2019/hydrogen-capable-gas-turbine.html>
<https://etn.global/wp-content/uploads/2020/01/ETN-Hydrogen-Gas-Turbines-report.pdf>
<https://kraftwerkforschung.info/en/hydrogen-gas-turbines/>
<https://www.ansaldoenergia.com/Pages/High-Hydrogen-Gas-Turbine-Retrofit-to-Eliminate-Carbon-Emissions.aspx>
<http://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e552/e552160.pdf>

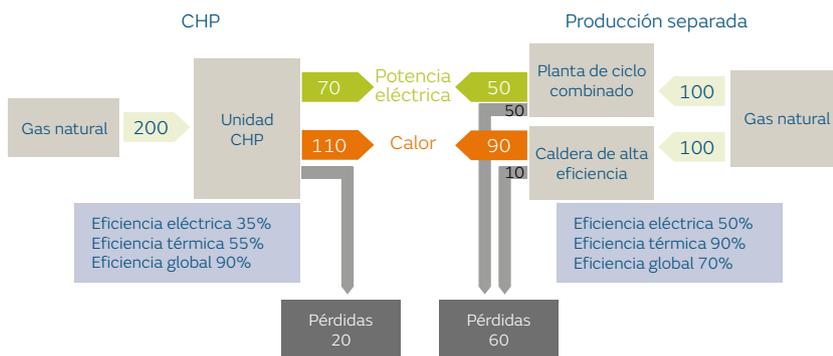


Figura 97. Comparación de producción de calor y electricidad por separado y por CHP.

Fuente: Elaboración propia

4.3.2. Sistemas combinados de calor y electricidad (CHP)

La cogeneración mediante sistemas combinados de calor y electricidad (CHP) consiste en la producción simultánea de electricidad y calor a partir de una misma fuente energética. La cogeneración permite utilizar diferentes combustibles (gas natural y biogás, entre otros), y es una forma altamente eficiente de conversión de energía, ya que puede lograr reducciones de pérdidas de aproximadamente el 40 % en comparación con sistemas de generación de calor y electricidad por separado (ver Figura 97).

Los sistemas combinados de calor y electricidad en un motor de gas se clasifican en función de la eficiencia de conversión del gas combustible. En primer lugar, la energía en la entrada de este gas se convierte en energía mecánica mediante la

combustión en la cámara donde tiene lugar, la cual se utiliza para activar un alternador del motor y producir electricidad. Hay una pequeña cantidad de pérdidas inherentes en este proceso, en el que la eficiencia eléctrica del motor es del 40 %¹⁵³.

El desarrollo de la cogeneración permite aumentar la eficiencia del uso de la energía. Asimismo, la trigeneración, también conocida como sistemas combinados de enfriamiento, calor y electricidad (CCHP), agrega una tercera energía: la de refrigeración. La poligeneración extiende el principio de trigeneración, un proceso integrado que proporciona tres tipos o más de producción a partir de uno o varios recursos de energía primaria, incluyendo las energías renovables. Por ejemplo, se puede configurar un sistema de poligeneración para producir electricidad y calor para calefacción y agua caliente, y también agua de enfriamiento.

153 G.C. Congress, Toyota develops general-purpose hydrogen burner for industrial use; NOx emissions below natural gas burner levels, zero CO₂, (2018). <https://www.greencarcongress.com/2018/11/20181109-toyotah2.html>.

Figura 98.Máximo porcentaje de H₂ admisible en la actualidad de los principales fabricantes

Tecnologías	Motores de combustión íntera (MCI)	Motores de combustión externa (Stirling)	Turbinas de gas	Turbinas de vapor
Rango de capacidad	Decenas de kW a unos pocos MW	Pocas decenas de kW	Varios cientos de kW a varios cientos de MW	Algunas decenas de kW a varios cientos de MW
Relación de potencia/calor	0,4 - 0,9	0,3 - 0,4	0,3 - 0,8	0,1 - 0,33
Eficiencia eléctrica	0,25 - 0,45	0,20-0,30	0,25-0,40	0,07 - 0,25
Eficiencia general	0,8 - 0,9	0,5 - 0,7	0,5 - 0,8	0,85 - 0,90
Combustibles	Gas natural, propano, gasoil, biogás	Todo tipo	Gas natural, biogás, gasoil	Diferentes tipos de combustibles utilizados en la caldera
Costes de inversión	400 - 6.800 (€/kW instalados)	5.000 - 10.000 (€/kW instalados)	400 - 900 (€/kW instalados)	900 - 2.100 (€/kW instalados)
Costes de mantenimiento	0,44 - 3,25 (€cent/kWh)	0,35 - 1,7 (€cent/kWh)	0,48 - 0,53 (€cent/kWh)	0,15 - 0,23 (€cent/kWh)
Durabilidad	80.000 - 100.000 h	50.000 - 60.000 h	130.000 h	175.000 h
Ruido	Alto	Moderado	Alto	Alto
Aplicaciones	Necesidades de calor a baja temperatura, instalaciones de tamaño pequeño (residenciales, comerciales, hospitales, edificios...)	Aplicaciones de tamaño pequeño (residencial, comercial, pequeñas industrias...)	Industrias y sector terciario	Altas necesidades en vapor (industrias alimentarias, papeleras...)

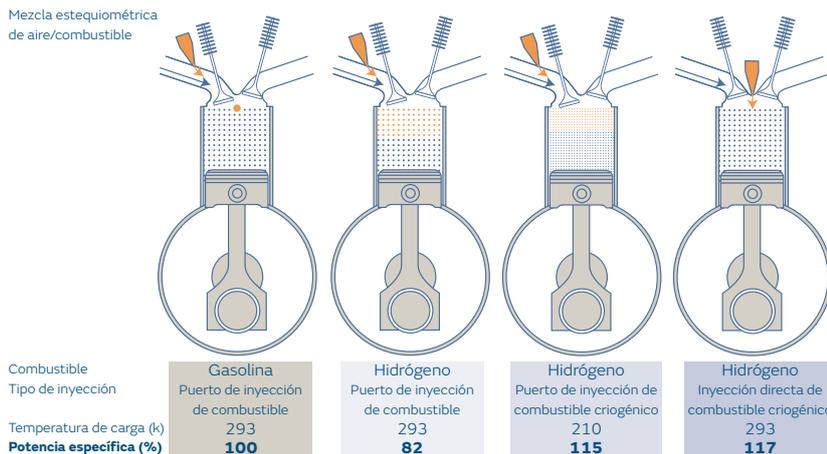


Figura 99. Sistemas de inyección de hidrógeno en motores de combustión interna (MCI)¹⁵⁴.

Fuente: Elaboración propia

Entre las principales tecnologías de generación de potencia, se encuentran los motores de combustión interna (MCI), los motores de combustión externa (MCE), las turbinas de combustión, las turbinas de vapor, y las de ciclo combinado (ver Figura 98).

4.3.3. Motores de combustión interna (MCI)

El hidrógeno se puede usar como combustible principal en motores de combustión interna (MCI), o como combustible adicional, mezclándolo con otros combustibles. El principio de funcionamiento de los MCI de hidrógeno (MCI-H₂) se basa en la naturaleza inflamable de este gas, y la potencia obtenida en un MCI-H₂

depende de la relación aire/combustible y del sistema de inyección de dicho combustible. Si la inyección de hidrógeno se realiza en el conducto de admisión aire/combustible, la potencia obtenida es inferior a la obtenida en motores de gasolina. Sin embargo, si se realiza directamente después de cerrarse la válvula de admisión, la potencia máxima a la salida del motor es aproximadamente un 15 % superior a la de los motores de gasolina (ver Figura 99).

Debido a que la combustión del hidrógeno con el aire también puede producir óxidos de nitrógeno (NO_x), los motores se diseñan para trabajar con mezclas de aire/combustible (Φ) pobres y no en relación estequiométrica (ver Figura 100, emisiones de un motor de combustión interna de

154 Procesado a partir del trabajo: https://www.udc.es/export/sites/udc/gem/_galeria_down/congresos/Copinaval_2011_103_-_USO_DE_HIDRxGENO_de_Troya_Calatayud_y_otros_.pdf_2063069294.pdf

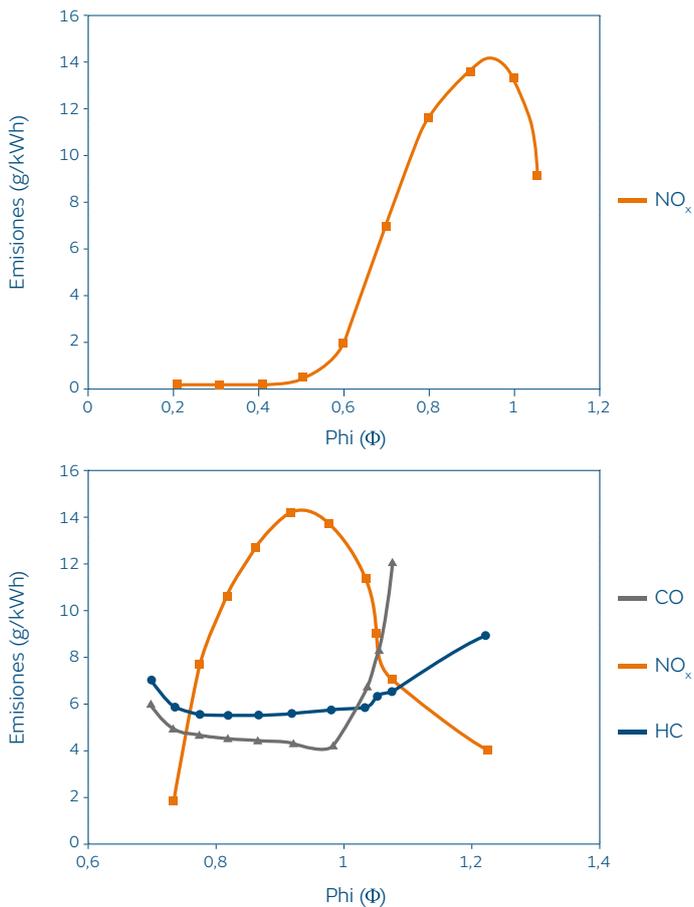


Figura 100.
Emisiones de un motor de combustión interna de hidrógeno (superior) y de un motor de gasolina (inferior).

Fuente: Elaboración propia

hidrógeno y de gasolina en función de la relación de mezcla de aire/combustible).

Hasta ahora la investigación y uso de MCI-H₂ se ha centrado en el ámbito del transporte terrestre. Sin embargo, su incorporación al sector marítimo se presenta como una alternativa a

los sistemas de pila de combustible y de batería eléctrica actuales.

Las tecnologías descritas en esta sección han sido utilizadas durante décadas con combustibles de origen fósil. Es ahora cuando el hidrógeno se presenta como combustible alternativo y con un enorme potencial de



Figura 101.

Motor de combustión interna de hidrógeno para aplicaciones espaciales.

Fuente pública
Autor: Les Chatfield

descarbonización. Sin embargo, como se ha explicado anteriormente, el hidrógeno puede quemarse en el aire como los combustibles convencionales y, aunque esto no produce CO_2 , las altas temperaturas hacen que el nitrógeno del aire forme óxidos (NO_x) muy reactivos y contaminantes. Por ello, el uso de pilas de combustible se puede presentar como una

alternativa de utilización del hidrógeno para generar electricidad y calor, en el caso de pilas de óxido sólido. No obstante, la tecnología de pilas de combustible en la actualidad se presenta como una alternativa a menor escala que el ámbito de aplicación en el que se mueven las turbinas de gas, de MW y GW en término de costes¹⁵⁵.

155 Mitsubishi Hitachi Power Systems, Hydrogen Power Generation Handbook, 2018.



5. Usos finales y aplicaciones

5.1. Materia prima

- 5.1.1. Refinerías
- 5.1.2. Fertilizantes
- 5.1.3. Metalurgia
- 5.1.4. Metanol
- 5.1.5. Hidrocarburos sintéticos
- 5.1.6. Productos químicos
- 5.1.7. Polímeros

5.2. Transporte y movilidad

- 5.2.1. Transporte terrestre
- 5.2.2. Transporte marítimo y fluvial
- 5.2.3. Transporte ferroviario
- 5.2.4. Otras aplicaciones en movilidad
- 5.2.5. Estaciones de repostaje de hidrógeno

5.3. Generación de calor

- 5.3.1. Doméstica
- 5.3.2. Industrial

Preguntas clave del capítulo

- ¿Cuáles son los usos actuales y potenciales del hidrógeno?
- ¿Cuál es el papel del hidrógeno como materia prima en la industria?
- ¿Cuál es el futuro que se le espera en movilidad?
- ¿Cuál es el consumo de hidrógeno para recorrer 100 km?
- ¿Qué eficiencia tiene un vehículo de hidrógeno?
- ¿Cómo se recarga el hidrógeno en el vehículo?

El interés que despierta actualmente la economía del hidrógeno proviene de las enormes oportunidades de penetración de este recurso en el sector energético, especialmente en dos áreas: la movilidad y el almacenamiento químico de la energía eléctrica renovable. Por tanto, el mercado potencial futuro es diverso e implica nuevos sectores como el residencial, el logístico, el industrial, el energético y el del transporte, los cuales, a diferencia de los usos actuales, tendrán un impacto directo en el usuario final; de ahí la importancia que el hidrógeno tenga una buena aceptación social.

Las distintas aplicaciones se han clasificado en este capítulo en tres apartados: como materia prima para sintetizar compuestos químicos, como combustible para movilidad, y, finalmente, para la generación de calor, tanto industrial como doméstica.

5.1. Materia prima

La producción de hidrógeno ha ido incrementándose en estos últimos años hasta 100-120 Mt de 2019, 70 de las cuales producidas en su forma pura, según datos de la Agencia Internacional de la Energía (ver Figura 102). De la demanda actual de hidrógeno, dos terceras partes se emplean en la fabricación de amoníaco, como fertilizante nitrogenado y otros productos químicos, así como en la industria del refino del petróleo para la producción de combustibles.

5.1.1. Refinerías

El crudo de petróleo es una sustancia basada en una mezcla compleja de hidrocarburos que también contiene impurezas como azufre, oxígeno, nitrógeno y metales pesados, principalmente hierro, níquel y vanadio. El proceso de refino permite la separación y clasificación de las distintas fracciones de hidrocarburos, obteniendo productos de valor añadido como gas natural licuado, gasolina, diésel, jet fuel, lubricantes y ceras.

El hidrógeno se utiliza en distintos procesos de las refinerías (ver Figura 103), entre los cuales el hidrotratamiento es uno de los más importantes, con la finalidad de eliminar los productos nocivos para el medio ambiente. El proceso consiste en la adición de hidrógeno para inducir las reacciones de hidrogenación e hidrogenólisis, saturando los compuestos aromáticos o eliminando elementos como el azufre, el nitrógeno o los metales. Otros

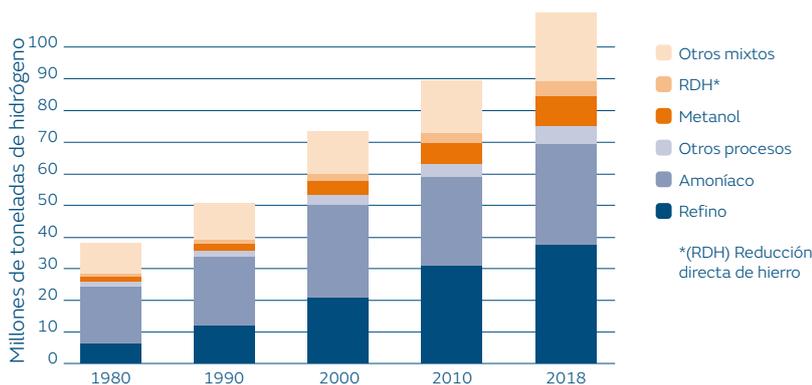


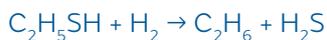
Figura 102.
Evolución de la demanda anual de hidrógeno, 1980-2018.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), 2019.

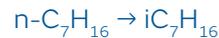
*(RDH) Reducción directa de hierro

procesos reactivos en los que el hidrógeno es una materia prima son:

- Hidrodesulfuración (HDS), en la que se eliminan los compuestos que contienen azufre para producir sulfuro de hidrógeno o ácido sulfhídrico (H₂S) por hidrogenación catalítica del gas natural, del petróleo bruto o de los derivados del petróleo (gasolina, diésel, naftas, etc.). El H₂S, posteriormente, alimenta el proceso de Claus para transformarse en azufre elemental y separarse de la corriente gaseosa como, por ejemplo, en la desulfuración del compuesto etanotiol.



- Hidroisomerización (ISO), donde las parafinas se convierten en isoparafinas para mejorar las propiedades del producto final como, por ejemplo, el número de octanos (RON). En esta reacción el hidrógeno primero se consume y luego se libera, una vez el isómero está formado.



- Desaromatización, donde los compuestos aromáticos se hidrogenan a cicloparafinas o alcanos.



- Hidrocraqueo, donde los hidrocarburos de cadena larga se rompen para formar cadenas más cortas en el rango de la gasolina.

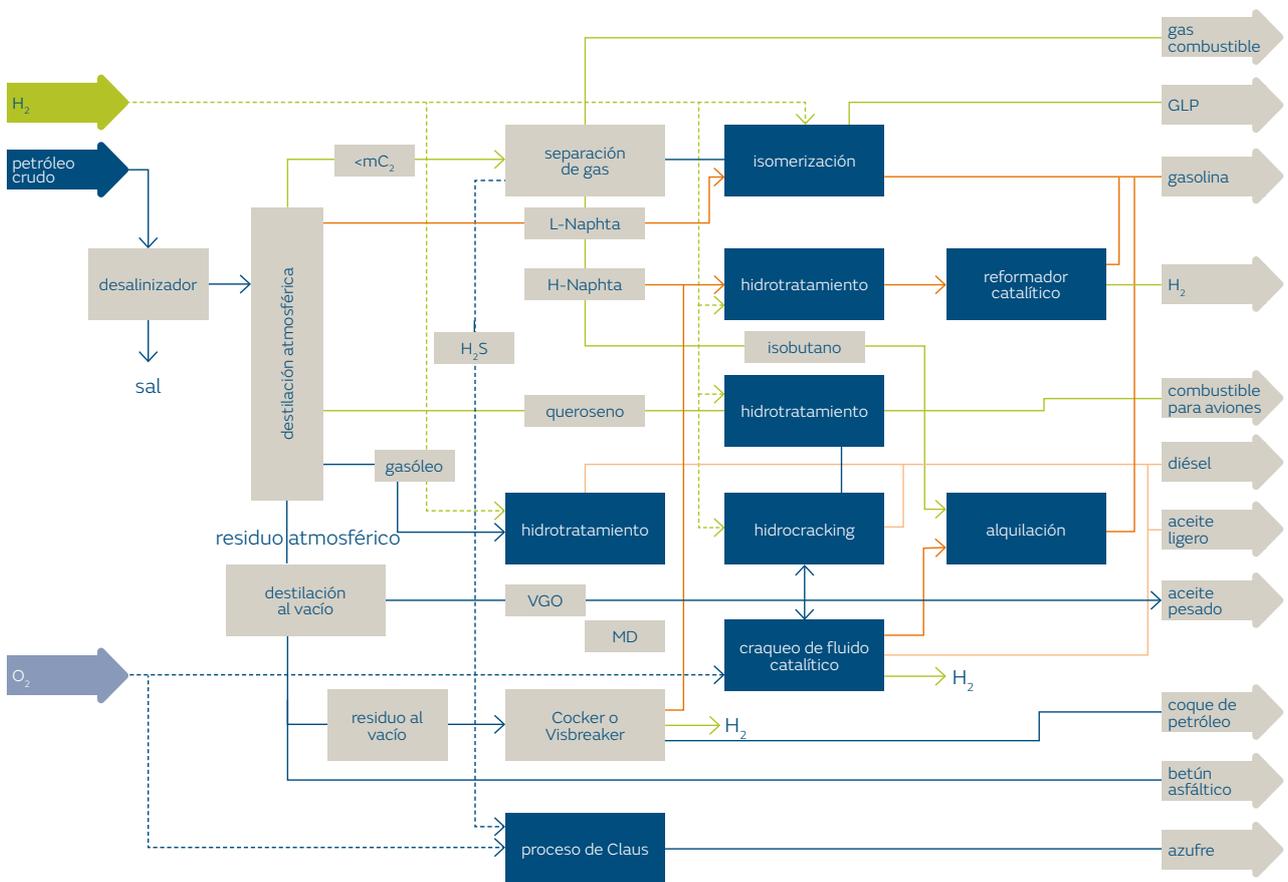


En las últimas décadas, la demanda de hidrógeno para refinerías ha ido en aumento debido al incremento del consumo de productos de refino, y lo continuará haciendo a medida que las especificaciones de los productos exijan disminuir todavía más los contenidos de azufre de los combustibles para el transporte.

Figura 103.

Balance de planta de una refinería donde se consume y produce hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia



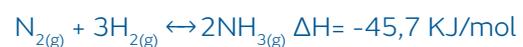
Siguiendo la tendencia actual, la demanda aumentaría en un 7 % para 2030¹⁵⁶, aunque a partir de entonces se estabilizaría o incluso bajaría como consecuencia de una mayor eficiencia de los motores y la electrificación del sector del transporte.

La mayor parte del hidrógeno necesario en refinería se obtiene, por un lado, como subproducto de otros procesos de la propia refinería, y por el otro, de la generación in situ por reformado del gas natural, con costes de producción muy bajos. Para descarbonizar este sector, teniendo en cuenta las instalaciones actuales, una opción es instalar unidades de captura de dióxido de carbono. Se estima que aplicando tasas de CO₂ superiores a 50 €/tCO₂ podría ser viable la implantación de un sistema de secuestro, aunque habría que prever almacenamientos masivos. Son habituales los ejemplos en los que el CO₂ capturado se emplea para favorecer la recuperación de petróleo (EOR, *enhanced oil recovery*). También existe un cierto potencial para la sustitución del hidrógeno proveniente de electrólisis, y algunas refinerías han impulsado proyectos para iniciar la transición ambiental, como Shell (10 MW), Heide (30 MW) y BP (250 MW procedentes de eólica).

5.1.2. Fertilizantes

El proceso de Haber, es decir, la síntesis de amoníaco a partir de nitrógeno del aire e hidrógeno, fue demostrado por primera vez en

1909, empleando un catalizador metálico a elevada presión y temperatura. Esta reacción es reversible y exotérmica, requiriendo 1,5 moléculas de H₂ por cada amoníaco formado:



De la mano de Carl Bosch se desarrollaron los catalizadores de hierro y se industrializó este proceso, y se construyó una primera planta operativa en 1913 con una capacidad diaria de 30 toneladas (BASF). El amoníaco producido se puede neutralizar con ácido nítrico, en una reacción espontánea e irreversible para obtener nitrato amónico, empleado como fuente de nitrógeno en fertilizantes. Este hecho revolucionó la industria agroalimentaria, ya que la fabricación de fertilizantes sintéticos incrementó la productividad de los campos y contribuyó a producir suficientes alimentos para abastecer a la creciente población mundial. Hoy representan alrededor de dos tercios de los fertilizantes del mercado.

La producción de amoníaco constituye un 27 % de la demanda actual de hidrógeno. Entorno a un 80 % del que se fabrica en el mundo se utiliza como fuente de nitrógeno para sintetizar fertilizantes, y existe una amplia gama de productos derivados de la síntesis de amoníaco como aporte de nitrógeno agrícola: nitrato amónico, nitrato amónico cálcico, urea, sulfato amónico, soluciones de urea-nitrato amónico...

156 IEA, The future of hydrogen, 2019.

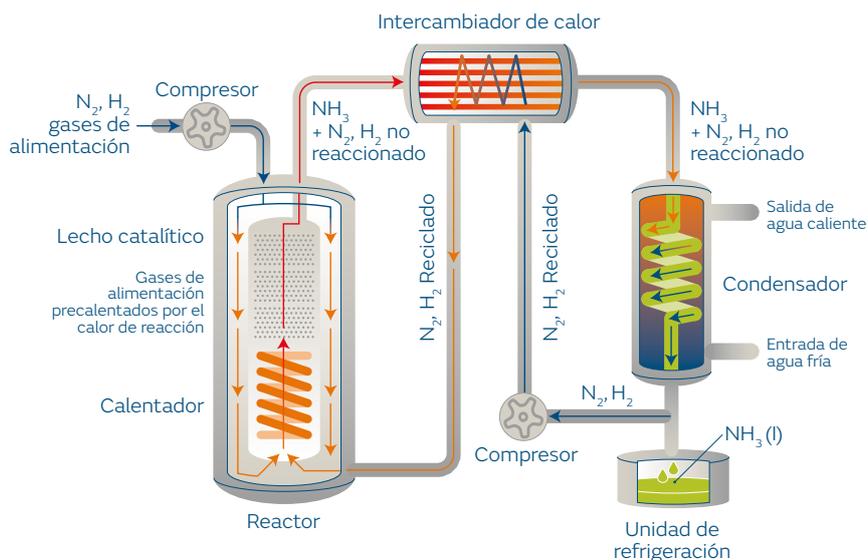


Figura 104.

Proceso de Haber-Bosch para la producción de amoníaco.

Fuente: Elaboración propia

El actual sistema alimentario intensivo del planeta se sustenta en el uso de fertilizantes nitrogenados, que ha experimentado un aumento del 800 % en las últimas décadas.

La producción de amoníaco es una reacción que tiene lugar a elevadas temperaturas (500-600°C) y presiones distintas (100-1.000 bar), y se ve potenciada en presencia de un catalizador de hierro. En la mayoría de los casos, la planta industrial se diseña incluyendo las siguientes unidades (ver Figura 104):

- Unidad de limpieza para purificar el gas de síntesis (H_2/N_2) de oxígeno y otros componentes que puedan dañar el catalizador (SO_x , CO, CO_2 , etc.).
- Unidad de compresión, incluyendo uno o varios compresores para alcanzar la presión de operación del reactor.

- Unidad de conversión, formado por uno o varios reactores catalíticos, con control de temperatura y aprovechamiento del calor liberado por la reacción.
- Unidad de intercambio de calor para la separación del gas, recuperación del calor y condensación del amoníaco.
- Una o más unidades de recirculación del hidrógeno no convertido.

Además del proceso de Haber-Bosch, se han desarrollado otros procesos industriales basados en la misma reacción, con mejoras en el rendimiento o consumo energético (ver Figura 105, parámetros de operación de los distintos procesos que se encuentran actualmente en el mercado).

Figura 105.

Procesos más comunes para la síntesis de amoníaco.

Proceso	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Conversión (%)	Reciclaje (S/N)
Haber-Bosch	250	550	15-20	S
Kellogg	300	500	20-30	S
Uhde	300	500	18-22	S
Claude	1.000	600	40-85	N
Casale	600	600	20-22	S
Fausser	300	530	18-20	S
Mont Cenis	100	400	10-20	S

De la Figura 105 se deduce que el proceso tiene unos requerimientos energéticos elevados por las altas presiones y temperaturas de operación, los cuales, sumados a las necesidades de hidrógeno, hacen que el impacto ambiental del proceso estándar a partir del reformado de gas natural sea muy significativo en lo que se refiere a emisiones de gases de efecto invernadero. Es por ello que, a nivel fundamental, se está investigando en procesos electroquímicos para la síntesis directa en condiciones más suaves y más eficientes energéticamente que la transformación catalítica.

A nivel tecnológico, ya existen distintas iniciativas que han incorporado unidades de captura, o que han sustituido las plantas de

reformado por hidrógeno verde, como solución para la descarbonización de la producción de amoníaco. Por ejemplo, Yara y Engie están desarrollando un proyecto piloto en Pilbara, Australia¹⁵⁷, de incorporación de hidrógeno verde procedente de un electrolizador de 50-60 MW alimentado por 100 MW de paneles fotovoltaicos, el cual entrará en operación en 2021 para producir 28.000 toneladas anuales. La utilización de este hidrógeno supone no sólo una reducción de las emisiones de dióxido de carbono, sino un incremento de la eficiencia, con un rendimiento un 20 % superior al reformado de metano (ver Figura 106). También la compañía de electrolizadores noruega NEL, junto con la química productora de fertilizantes Yara, han

157 <https://ammoniaindustry.com/ammonia-plant-revamp-to-decarbonize-yara-pilbara/title>, (n.d.).

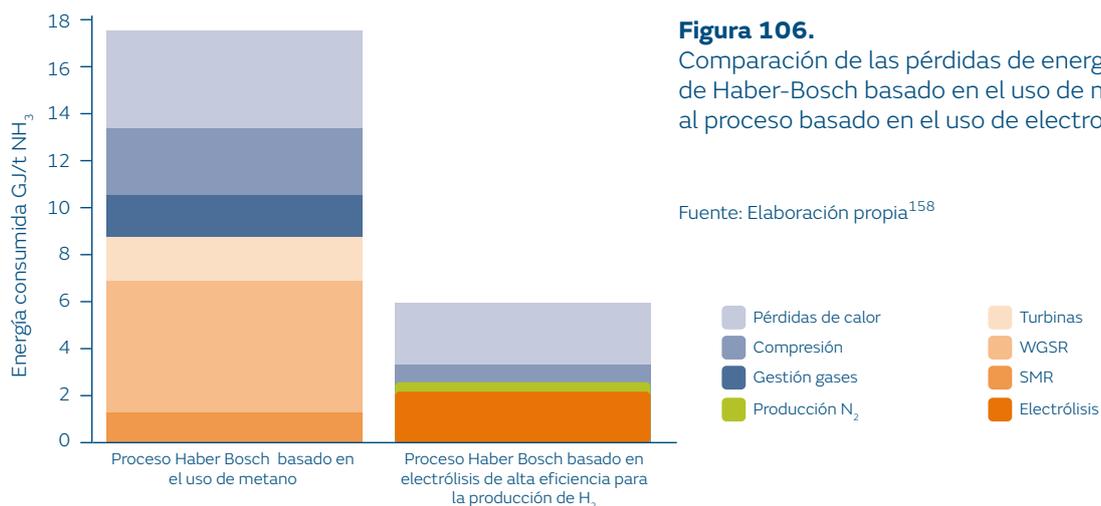


Figura 106.

Comparación de las pérdidas de energía del proceso de Haber-Bosch basado en el uso de metano respecto al proceso basado en el uso de electrolizadores.

Fuente: Elaboración propia¹⁵⁸

desarrollado en Europa otra planta basada en el uso de hidrógeno verde.

El amoníaco tiene otras aplicaciones industriales alternativas a la fabricación de fertilizantes, que constituyen un 20 % de la demanda. El amoníaco se utiliza directamente en medidas de protección para el medio ambiente como, por ejemplo, para eliminar los NO_x de los gases de combustión, o bien como disolvente en productos de limpieza o refrigerantes. El amoníaco líquido es un disolvente destacado, se utiliza como refrigerante y también como materia prima en la producción de plásticos, fibras sintéticas, explosivos, tintes y productos farmacéuticos. Entre los productos

inorgánicos que se fabrican a partir del amoníaco destacan el ácido nítrico, la urea y el nitrato amónico.

Además de sus propiedades como disolvente, refrigerante o portador de nitrógeno, el amoníaco tiene una densidad energética de 18,6 GJ/t, aproximadamente la mitad de la del petróleo y comparable a la de la biomasa, por lo que se está valorando también su uso como vector energético. En este caso, se trataría de un combustible sin emisiones de carbono, como el hidrógeno, y permitiría el almacenamiento químico de excedentes de energía renovable, como el metano y el metanol, además también del hidrógeno (ver Figura 107). No obstante,

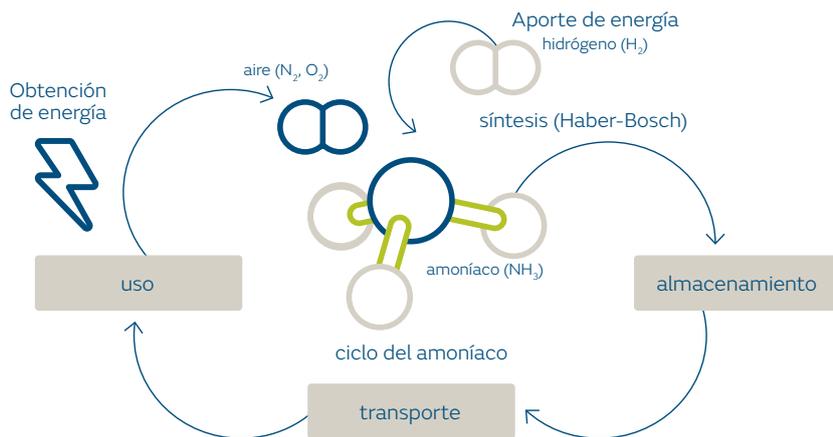


Figura 107.
Potencial de almacenar el hidrógeno en forma de amoníaco.

Fuente: Elaboración propia

existen barreras técnicas como su toxicidad en seres vivos y aguas, o potenciales emisiones de NO_x durante el reformado o combustión, que limitan hoy en día su implementación.

5.1.3. Metalurgia

La reducción directa del hierro (DRI, por sus siglas en inglés) es el método de obtención de acero a partir de la mena del hierro -es decir, óxidos de hierro como la magnetita o hematita-, empleando un agente reductor sólido (carbón) o gaseoso (hidrógeno, gas de síntesis) a temperaturas significativamente inferiores a los altos hornos tradicionales (800-1.200 °C). Este método constituye

actualmente la cuarta fuente de demanda de hidrógeno (4 MtH₂ anuales), representando un 3 % del consumo total, ya sea en forma pura o como mezcla de gases. Teniendo en cuenta el crecimiento global y la necesidad de nuevas infraestructuras en los países en desarrollo, se estima que la demanda de acero aumentará un 6 % hasta el 2030¹⁵⁹.

159 IEA, The future of hydrogen, 2019.

Figura 108.

Reacciones químicas que intervienen en la reducción directa del hierro.

Con H ₂	Con CO	Con C
$3\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{H}_2 \rightarrow 2\text{Fe}_3\text{O}_4 + \text{H}_2\text{O}$	$3\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{CO} \rightarrow 2\text{Fe}_3\text{O}_4 + \text{CO}$	$\text{CO}_2 + \text{C} \rightarrow \text{CO}$
$\text{Fe}_3\text{O}_4 + \text{H}_2 \rightarrow 3\text{FeO} + \text{H}_2\text{O}$	$\text{Fe}_3\text{O}_4 + \text{CO} \rightarrow 3\text{FeO} + \text{CO}_2$	
$\text{FeO} + \text{H}_2 \rightarrow \text{Fe} + \text{H}_2\text{O}$	$\text{FeO} + \text{CO} \rightarrow \text{Fe} + \text{CO}_2$	

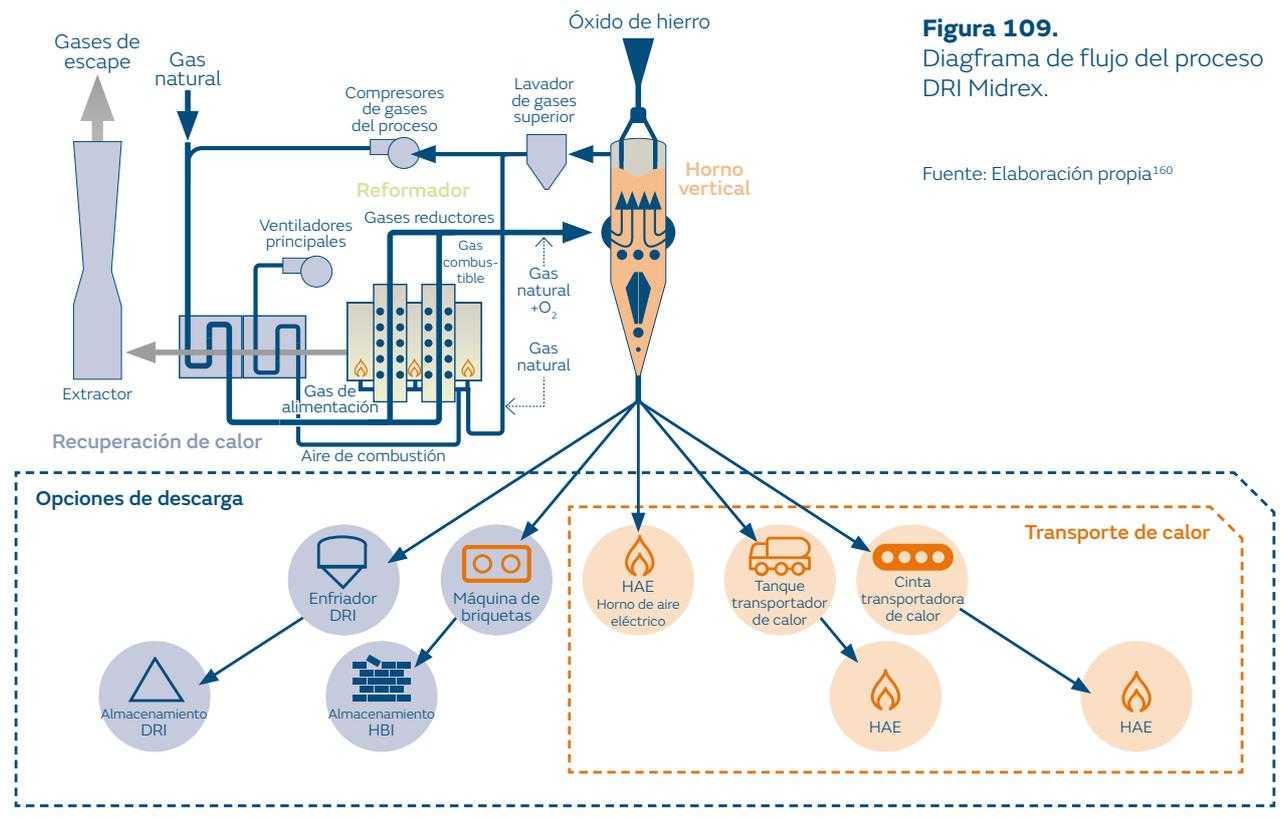




Figura 110.
Planta metalúrgica que utiliza hidrógeno verde.

Fuente pública¹⁶²

La mayoría de procesos de reducción directa se llevan a cabo en hornos de cuba donde el mineral de hierro se pone en contacto con el gas reductor a contracorriente, con un alto contenido en hidrógeno y monóxido de carbono (ver Figura 108). El 60 % se obtiene con el proceso Midrex¹⁶¹, donde para generar el gas el 80 % de sus instalaciones emplean un reformador de gas natural (ver Figura 109).

Dado que el sector del acero es uno de los principales emisores de gases de efecto invernadero, el interés por los procesos de reducción directa acompañando los procesos

de horno de arco eléctrico continua en aumento -teniendo en cuenta las fuentes de energía renovable disponibles-, lo que contribuye a la electrificación del sector metalúrgico. Se estima que se requieren 100 kg de hidrógeno para producir 1 tonelada de acero¹⁶³. Si del consumo anual de acero, 1.800 Mt en 2018¹⁶⁴, el método de obtención hubiera sido totalmente DRI empleando hidrógeno, la demanda hubiera ascendido a 180 MtH₂ anuales. Teniendo en cuenta que 1 tonelada de hidrógeno puede sustituir 5 toneladas de carbón (coque), esta medida tendría un gran alcance en lo que se refiere a reducir las emisiones directas de CO₂.

161 <https://www.midrex.com>, (n.d.).

162 <http://news.bio-based.eu/arcelormittal-commissions-midrex-to-design-demonstration-plant-for-hydrogen-steel-production-in-hamburg/>

163 https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/sa172_elgowainy_2019_o.pdf, (n.d.).

164 <http://www.worldsteel.org>, (n.d.).

En este sentido, el proceso MidrexNG está evolucionando a MidrexH₂, pudiendo incorporar hasta un 30 % de hidrógeno externo procedente, por ejemplo, de electrólisis, sin ninguna modificación en la instalación. De este modo, el proceso es más flexible, con menos emisiones de gases de efecto invernadero y permite acomodar distintos flujos de hidrógeno, añadido en periodos de exceso de producción eléctrica asociada a fuentes renovable. También es posible alcanzar un 100 % de sustitución del gas por hidrógeno con modificaciones menores en la instalación, eliminando o adecuando el reformador.

En esta línea, ArcelorMittal anunció en septiembre de 2019 la construcción de una planta de demostración en Hamburgo con tecnología MidrexH₂ para producir 0,1 Mt de acero mediante DRI, empleando únicamente hidrógeno verde con electricidad proveniente de un parque eólico de la costa norte de Alemania. De este modo, se convirtió en la primera planta de producción industrial que emplea 100 % hidrógeno (ver Figura 110). Thyssenkrupp está trabajando también en su introducción en los altos hornos, y pronto dispondrá de una planta DRI alimentada con hidrógeno como paso previo a la reducción directa y horno de arco eléctrico, que tendría lugar en 2025¹⁶⁵.

5.1.4. Metanol

El metanol es un producto químico básico, que se fabrica a gran escala para satisfacer los mercados globales. Es el alcohol más simple y se encuentra en fase líquida a temperatura ambiente. Se utiliza como disolvente, anticongelante y como precursor de muchas otras sustancias de interés industrial, como el formaldehído, el ácido acético, el metil tertbutil éter, el dimetil éter y otros productos químicos. Además de sus usos como materia prima, también se valora energéticamente como combustible (40 % del consumo total), al igual que los hidrocarburos líquidos descritos anteriormente, con una densidad energética un 80 % superior a la del hidrógeno líquido. Recientemente, se están proponiendo nuevas rutas para que el metanol sea precursor de olefinas, aromáticos y químicos de valor añadido. En este sentido, se puede considerar la producción de metanol como la puerta de entrada del hidrógeno para la generación de una gran variedad de compuestos.

El proceso de síntesis de metanol consiste en la reacción de gas de síntesis, con una estequiometría de dos moles de hidrógeno por cada mol de monóxido de carbono¹⁶⁶. La reacción tiene lugar en presencia de un catalizador, habitualmente en base cobre y óxidos de cinc, a muy altas presiones de

165 <https://www.thyssenkrupp-steel.com/en/company/sustainability/climate-strategy/>, (n.d.).

166 K. Klier, Methanol Synthesis, in: D.D. Eley, H. Pines, P.B.T.-A. in C. Weisz (Eds.), Academic Press, 1982: pp. 243–313. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0360-0564\(08\)60455-1](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0360-0564(08)60455-1).



Figura 111.
Planta productora de metanol renovable.

Fuente pública¹⁶⁷

50-100 atm, y a temperaturas moderadas de 250°C. El dióxido de carbono presente en el gas de síntesis también reacciona con tres moléculas de hidrógeno para dar lugar a metanol. Se estima que se destinan alrededor de 12 MtH₂/año (11 % de la demanda) únicamente para la síntesis de metanol:



El precursor gas de síntesis se obtiene de la gasificación, y puede proceder tanto de recursos fósiles como de residuos no reciclables. Un ejemplo es el proceso de producción de

metanol renovable de Enerkem en Canadá, en operación desde 2016¹⁶⁸. El metanol también se puede obtener combinando directamente una fuente de dióxido de carbono y otra de hidrógeno. En este caso, se denomina metanol sintético. Un ejemplo de este segundo proceso es la planta de Grindavik en Islandia, en operación desde 2012 con tecnología de Carbon Recycling International, donde está instalado un electrolizador de 6 MWe que permite una producción anual de 4.000 toneladas¹⁶⁹. Se estima que la demanda de metanol crecerá a corto y medio plazo, por lo que continuará siendo recurso fundamental para los usos de hidrógeno como materia prima.

167 <http://www.ecoindus.com/hn/noticias/canada-cuenta-con-la-primer-biorefineria-comercial-que-usa-en-exclusiva-residuos-solidos-municipales/831>

168 Enerkem, Methanol, (2020). <https://enerkem.com/products/methanol/>.

169 La planta se denomina como George Olah en honor al científico premio Nobel que planteó el concepto de la nueva economía del metanol. G.A. Olah, Beyond Oil and Gas: The Methanol Economy, Angew. Chemie Int. Ed. 44 (2005) 2636–2639. <https://doi.org/doi:10.1002/anie.200462121>.

5.1.5. Hidrocarburos sintéticos

Como en el caso del metano sintético o el metanol, una de las mayores ventajas de convertir el hidrógeno en otros productos es el aumento de su densidad energética. Esta propiedad es muy importante para las aplicaciones de movilidad, ya que el carburante también se desplaza transportado con el vehículo. Cuanto mayor es la densidad, mayor cantidad se puede transportar, lo que se incrementa la autonomía. La densidad energética de un combustible aumenta exponencialmente si se utilizan líquidos en lugar de gases, ya que, como norma general, los líquidos ocupan físicamente hasta 1.000 veces menos espacio que los gases no comprimidos.

Los hidrocarburos sintéticos se definen como combustibles basados en hidrógeno que son líquidos a temperatura ambiente. También se les denomina electrocombustibles y los compuestos que se proponen son en forma de metanol, gasolina, queroseno, diésel ligero (transporte terrestre), y diésel pesado (transporte marítimo)¹⁷⁰. El nicho de mercado más previsible de los combustibles líquidos sintéticos son los transportes más difícilmente electrificables, como el aéreo y el marítimo. Hay que tener en cuenta que, al utilizar estos combustibles líquidos en motores de combustión interna, sólo se evita el problema de las emisiones netas de

CO₂, pero no el de las emisiones contaminantes, como el NO_x o el monóxido de carbono.

Existen múltiples rutas para producir combustibles líquidos, la más conocida de las cuales es la de Fischer-Tropsch, en la que una mezcla de gases de síntesis se convierte en hidrocarburos líquidos. La síntesis se produce a temperaturas moderadas, entre 150-300 °C, con la presencia de catalizadores, habitualmente cobalto y hierro. Este proceso no es selectivo hacia un producto, sino que combina moléculas simples para dar lugar a moléculas de cadena más larga, muy parecidas a las que se encuentran en el petróleo. La obtención del gas de síntesis puede provenir de la gasificación de biomasa o carbón. Para que sea considerado un proceso de *Power-to-Liquid*, tiene que utilizarse la reacción inversa de desplazamiento de agua para producir el monóxido de carbono y la electrólisis para producir el hidrógeno.

Otra ruta posible es mediante la conversión de óxidos de carbono en metanol, para producir posteriormente cadenas más largas mediante síntesis de dimetiléter, oligomerización o hidrotratamiento. La compañía que también lidera el desarrollo de los combustibles líquidos por Fischer-Tropsch es Audi, que tiene la mayor planta de demostración en Dresden (ver Figura 112) y está construyendo una nueva planta en



Figura 112.
Planta piloto de producción de
Power-to-Liquid.

Fuente: Sunfire GmbH ¹⁷²

Zurich¹⁷¹. En todo caso, los combustibles líquidos sintéticos no están todavía en el mercado.

El principal inconveniente de los electrocombustibles es la baja eficiencia global del proceso debido a dos factores: número elevado de etapas necesarias para obtenerlos, y baja eficiencia energética en la tecnología final de uso que es la combustión. En el primer caso, los avances tecnológicos van a ser claves para proponer un proceso lo más eficiente posible y reducir el número de etapas. En el segundo

caso, la eficiencia en los motores de combustión interna tiene poco margen de mejora. Dicho de otra manera, la producción de un compuesto químico para después combustionarlo, y utilizar este calor para mover un vehículo, no parece la opción más eficiente del futuro. Desde una perspectiva global, el uso de combustibles líquidos sintético se debe restringir a los transportes difícilmente electrificables y/o que no puedan utilizar directamente hidrógeno o gas sintético.

171 Audi, El combustible del futuro: la planta de Dresden produce la primera partida de Audi e-diesel, (2015). <http://prensa.audi.es/wp-content/uploads/2015/04/La-planta-de-Dresden-produce-la-primera-partida-de-Audi-e-diesel.pdf>.

172 <https://www.greencarcongress.com/2020/03/20200306-sunfire.html>

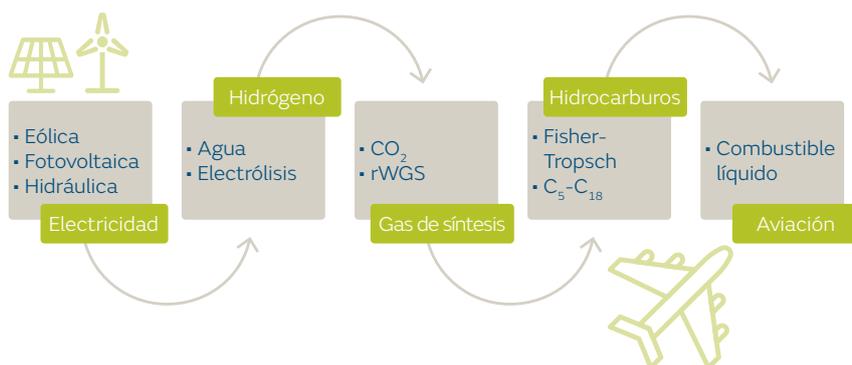


Figura 113. Proceso de fabricación de combustibles líquidos a partir de electricidad.

Fuente: Elaboración propia

En este escenario, el nicho de mercado principal de los combustibles líquidos es la aviación (ver Figura 113)¹⁷³, ya que la posibilidad del uso de hidrógeno para transporte marítimo es mucho más factible; existe el ejemplo de los servicios de ferris en Noruega y en Escocia. Por este motivo, las compañías aéreas han mostrado su interés por este tipo de combustibles, como es el caso de Lufthansa¹⁷⁴, dado que el objetivo es no aumentar las emisiones a pesar del incremento de los vuelos comerciales, reduciéndolas a la mitad en 2050 respecto a 2005. De la poca ambición de estos objetivos, comparada con otros sectores que persiguen la neutralidad climática, se desprende la dificultad técnica de descarbonizar el sector del transporte aéreo. Si no hay ningún cambio tecnológico disruptivo, se espera que la reducción de emisiones se deba a

la utilización de combustibles líquidos neutros en carbono. A día de hoy, tienen un coste entre 4-6 veces superior, sin considerar las tasas por emisiones de CO₂, y en el mejor escenario este incremento de coste se va a reducir sólo entre 1,5-2.

5.1.6. Productos químicos

Los dos productos químicos básicos más importantes que se obtienen a partir de hidrógeno son el amoníaco (55 %) y el metanol (10 %), además de todos los compuestos orgánicos que se producen en las refinerías mediante reacciones de hidrogenación expuestos con anterioridad (25 %)¹⁷⁵. El hidrógeno también se utiliza como materia prima para otros productos químicos básicos

173 G.E. Agency, Power-to-Liquids Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel, 2016. http://www.lbst.de/news/2016_docs/161005_uba_hintergrund_ptl_barrierefrei.pdf.

174 T.& Environment, Lufthansa takes first steps towards non-fossil kerosene, (2019). <https://www.transportenvironment.org/news/lufthansa-takes-first-steps-towards-non-fossil-kerosene>.

174 | 175 H. Europe, Hydrogen in Industry, (2017). <https://hydrogeneurope.eu/hydrogen-industry>.

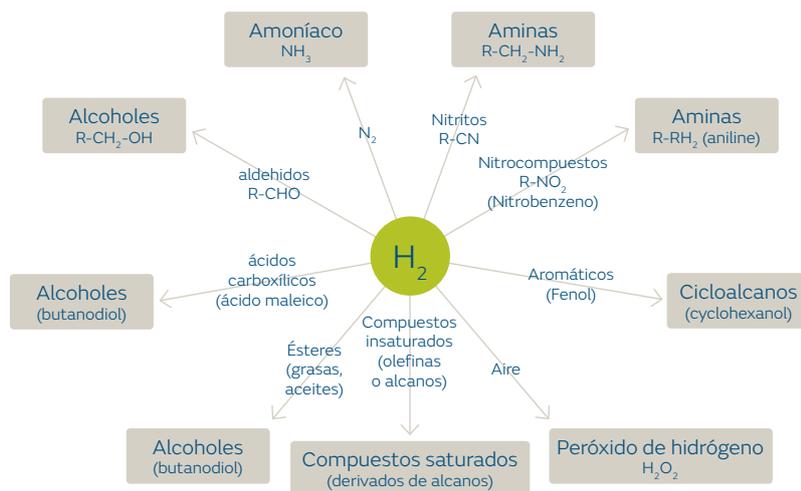


Figura 114. Vías de producción de compuestos químicos a partir de hidrógeno.

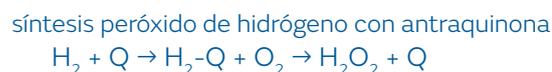
Fuente: Elaboración propia

inorgánicos (ver Figura 114). A continuación, se detallan algunos ejemplos.

El ácido clorhídrico (HCl) históricamente se ha obtenido a partir de ácido sulfúrico y cloruro de sodio, pero también se genera en la industria cloro-alcalina¹⁷⁶. En este proceso, el hidrógeno se obtiene como subproducto de electrólisis del cloruro de sodio, por lo que no es necesario generarlo a partir de otras fuentes.



proceso de antraquinona. Este proceso implica la reacción de hidrógeno con oxígeno atmosférico utilizando la molécula de antraquinona como portadora de hidrógeno. En un primer paso, se introduce el hidrógeno en la antraquinona (Q), y en un segundo paso ésta se oxida generando peróxido de hidrógeno mediante catalizadores de paladio. El producto se separa mediante una extracción líquido-líquido y se concentra por destilación en vacío¹⁷⁷.



La producción de peróxido de hidrógeno (H₂O₂) se ha realizado históricamente a partir del

176 J.G. Speight, Chapter Three - Industrial Inorganic Chemistry, in: J.G.B.T.-E.I.C. for E. Speight (Ed.), Butterworth-Heinemann, 2017: pp. 111–169. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-849891-0.00003-5>.

177 Andy Brown, Uses of Hydrogen, Part 1: Industry, AFICHEM. (2019). <https://www.thechemicalengineer.com/features/uses-of-hydrogen-part-1-industry/>.

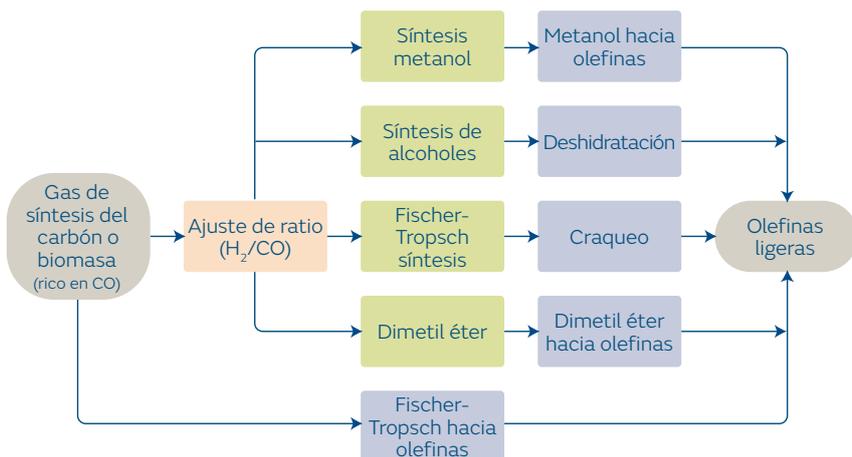


Figura 115. Procesos alternativos de obtención de olefinas a partir de gas de síntesis.

Fuente: Elaboración propia

5.1.7. Polímeros

Las olefinas C_2-C_4 (etileno, propileno, butileno, etc.) son compuestos básicos que se utilizan a gran escala en la industria química para producir moléculas más complejas como plásticos, poliestireno (PS), tereftalato de polietileno (PET) y cloruro de polivinilo (PVC), productos de uso cotidiano. A modo de ejemplo, el etileno es el producto petroquímico más consumido en el mundo. Tradicionalmente, se han obtenido de las refinerías utilizando el petróleo como materia prima. Sin embargo, la elevada demanda mundial de olefinas no se podrá cubrir a largo plazo mediante el craqueo térmico de hidrocarburos. Una parte de los futuros plásticos vendrá de rutas biológicas (bioplásticos), productos que

derivan de biomasa como la caña de azúcar o la celulosa, y que se obtienen mediante procesos biotecnológicos dentro del concepto de biorefinería¹⁷⁸. Dichos procesos no requieren hidrógeno de forma directa.

En cambio, otros procesos alternativos para la fabricación de plásticos neutros en carbono se basan en la reacción de Fischer-Tropsch, en la que el monóxido de carbono se combina con hidrógeno para generar moléculas más complejas, como las olefinas (ver Figura 115). Los productos que requieren de hidrógeno se denominan químicos sintéticos; en este caso, plásticos sintéticos. Para dirigir el producto hacia olefinas, en lugar de hidrocarburos sintéticos, es necesario aumentar la temperatura de la

reacción ligeramente por encima de los 300°C y utilizar catalizadores basados en hierro. Los procesos indirectos de obtención de olefinas a partir de gas de síntesis se basan primero en la generación de metanol, alcoholes, hidrocarburos sintéticos o dimetiléter como paso intermedio; y posteriormente se obtienen las olefinas. El proceso de producción de olefinas mediante metanol es comercial y utiliza zeolitas como catalizadores¹⁷⁹.

Análogamente a los hidrocarburos sintéticos, las moléculas de carbono necesarias para construir los polímeros pueden provenir directamente de dióxido de carbono¹⁸⁰. Estos procesos están atrayendo un interés creciente, pero la mayoría aún están en fase de desarrollo. A diferencia de los bioplásticos, los polímeros sintéticos, ya sea a partir de monóxido o dióxido de carbono, requiere de grandes cantidades de hidrógeno.

5.2. Transporte y movilidad

El hidrógeno es uno de los tres vectores energéticos para descarbonizar el transporte, compitiendo y complementándose con el gas natural vehicular (GNC y GNL), los biocombustibles (como el biometano), el gas natural vehicular u otros, generados a partir de hidrógeno verde y captura de CO₂, y la electrificación¹⁸¹. Comparado con la electrificación, el hidrógeno supera las limitaciones de autonomía y elevados tiempos de recarga asociados a los vehículos eléctricos a batería¹⁸². Comparado con los biocombustibles, evita el uso de grandes extensiones de terreno y el impacto en la calidad del aire, especialmente en las zonas urbanas de elevada concentración de población.

La Agencia Europea para la Calidad del Aire ha estimado en más de medio millón las muertes prematuras ocasionadas en Europa¹⁸³ debido a los elevados niveles de partículas y NO_x, por encima de los recomendados por la Organización Mundial de la Salud (OMS),

179P. Tian, Y. Wei, M. Ye, Z. Liu, Methanol to Olefins (MTO): From Fundamentals to Commercialization, *ACS Catal.* 5 (2015) 1922–1938. <https://doi.org/10.1021/acscatal.5b00007>.

180 International Energy Agency, Putting CO₂ to Use, 2019.

181 I. Staffell, D. Scamman, A. Velazquez Abad, P. Balcombe, P.E. Dodds, P. Ekins, N. Shah, K.R. Ward, The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system, *Energy Environ. Sci.* 12 (2019) 463–491. <https://doi.org/10.1039/c8ee01157e>.

182 N.P. Brandon, Z. Kurban, Clean energy and the hydrogen economy, *Philos. Trans. A. Math. Phys. Eng. Sci.* 375 (2017). <https://doi.org/10.1098/rsta.2016.0400>.

183 E.E. Agency, Air quality in Europe — 2016 report, 2016.

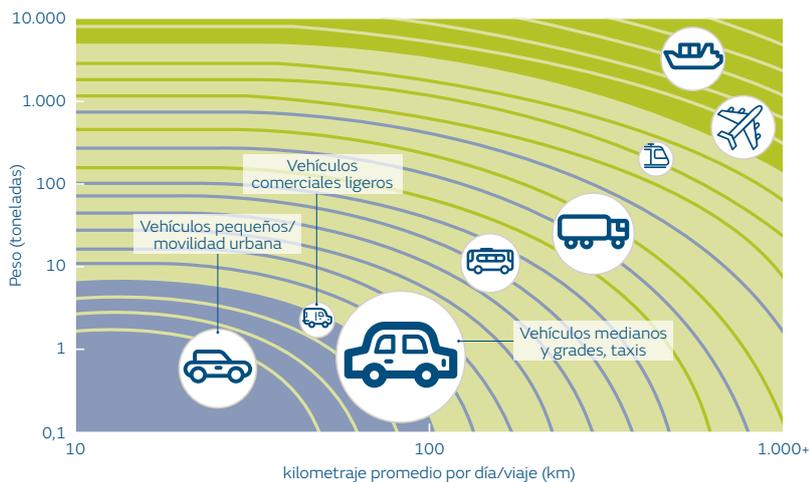


Figura 116.
Aplicaciones del hidrógeno en movilidad.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Hydrogen Council

- El tamaño de la burbuja representa el consumo anual relativo de energía en 2013.
- Vehículos eléctricos de batería.
- Vehículos eléctricos de pila de combustible.
- Combustibles sintéticos bio y en base de H₂.

a los que está expuesta más del 90 % de la población mundial¹⁸⁴. El uso de hidrógeno para el transporte puede garantizar el futuro suministro de energía minimizando este impacto ambiental. Como ya se ha comentado en el Capítulo 2, el hidrógeno verde se genera a partir de fuentes de energía renovable utilizadas para la electrolisis del agua, lo que cambia la forma en que se obtiene la energía para una amplia gama de aplicaciones, tanto estacionarias como móviles.

El uso de hidrógeno bajo en emisiones en pilas de combustible, como en las aplicaciones en movilidad, genera agua como único residuo, lo que contribuye a resolver dos grandes cuestiones: el calentamiento global y la calidad

y salubridad del aire. Su uso está allanando el camino para una economía energética sostenible, especialmente en el transporte (responsable de aproximadamente un 20 % del consumo global de energía), ya que es uno de los primeros sectores en adoptar soluciones basadas en el hidrógeno mediante distintos proyectos de demostración. La falta de madurez de las tecnologías que lo utilizan, los costes asociados y la falta de infraestructura disponible han jugado, hasta ahora, en su contra, pero este escenario está cambiando. El mercado de las pilas de combustible ha superado la capacidad de 1,1 GW, de la cual más del 65 % pertenece a Toyota y Hyundai, que las utilizan en la fabricación de sus vehículos¹⁸⁵. La idoneidad

184 W.H. Organization, WHO releases country estimates on air pollution exposure and health impact, (2016). <https://www.who.int/news-room/detail/27-09-2016-who-releases-country-estimates-on-air-pollution-exposure-and-health-impact>.

185 E4tech, Fuel Cell Industry Review 2019 - The Year of the Gigawatt, (2020). <https://www.e4tech.com/news/2018-fuel-cell-industry-review-2019-the-year-of-the-gigawatt.php>.

de las soluciones basadas en el hidrógeno dependen en gran medida de cada medio de transporte, aunque puede implementarse, mediante distintas soluciones, al transporte ligero o pesado, tanto terrestre como marítimo e incluso aéreo.

Una de las estrategias que mejor ha funcionado para el despliegue de la tecnología de hidrógeno en aplicaciones para movilidad ha sido la construcción de infraestructuras para flotas de servicio público local, en ocasiones denominadas flotas de anclaje. Estas soluciones permiten evaluar la viabilidad de las infraestructuras de generación y suministro y, de este modo, garantizan un consumo asegurado al disponer de un número determinado de vehículos; al mismo tiempo, minimizan el número de puntos de suministro, ya que estas flotas suelen realizar recorridos cíclicos y conocidos, reduciendo el costo de la movilidad en las zonas urbanas y permitiendo el uso de la infraestructura a vehículos privados, tanto ligeros como pesados.

El debate sobre la implementación del vehículo de hidrógeno (conocido también como vehículo eléctrico de pila de combustible, VEPC o FCEV) como solución para la movilidad, va ligado al despliegue y uso del vehículo eléctrico a batería (VEB o BEV). Según las previsiones de los principales actores del sector, el vehículo basado en la batería consistiría en unidades ligeras con necesidades de autonomía por debajo de los 100 km/d (ver Figura 116). Para el resto de la movilidad pesada, que incluye también los vehículos ligeros con un uso intensivo, el FCEV se presenta como la opción de futuro clave, tanto para camiones como para trenes. En el caso de

los aviones comerciales y grandes buques, el escenario energético también reserva un papel al hidrógeno, ya que las soluciones a medio-largo plazo pasan por el uso de biocombustibles o la generación de combustibles sintéticos.

Figura 117.

Ventajas e inconvenientes de la electrificación de vehículos de combustión interna (VCI) mediante vehículos a batería (VEB) o de pila de combustible (VEPC), según condiciones económicas anteriores a 2019.

Método	VCI	VEPC	VEB
Coste de inversión	€	€€€	€€
Coste de combustible	€€	€€€	€
Coste de mantenimiento	€€€	€	€
Infraestructura requerida	€	€€€	€€
Emisiones			
Eficiencia	★	★★	★★★
Autonomía	★★★	★★★	★
Velocidad de recarga	★★★	★★★	★
Tiempo de vida	★★★	★★★	★★
Aceleración	★★	★★★	★★★

Las ventajas e inconvenientes de la electrificación de la movilidad, ya sea con vehículos a baterías (VEB) o con pila de combustible (VEPC), se comparan con el vehículo de combustión interna (VCI) en la Figura 117. Se han tenido en cuenta las condiciones económicas estimadas en estos últimos años

(<2019), puesto que los diferentes modelos, previsiones y resultados de los desarrollos y mejoras tecnológicas están contribuyendo a modificar los costes. Las principales ventajas del hidrógeno son las bajas emisiones, la autonomía y su velocidad de recarga, así como también su eficiencia y coste de mantenimiento.

5.2.1. Transporte terrestre

Movilidad en transporte terrestre ligero

La descarbonización del transporte tiene que focalizarse de forma obligada en la transición del vehículo privado, ya que sus emisiones suponen alrededor de la mitad de las generadas por el sector.

Hoy en día, el ejemplo más claro de movilidad ligera basada en hidrógeno es el coche eléctrico impulsado por pila de combustible. Como se ha descrito en la introducción, el transporte ligero a pila de combustible tiene, para los próximos años, un rango de aplicación muy específico cuando se requieran autonomías que justifiquen una elevada inversión inicial. Sin embargo, no se descarta un despliegue más extensivo a largo plazo, ya que diversos análisis sugieren una reducción clara del coste del vehículo

cuando sean fabricados de forma masiva¹⁸⁶. La reducción esperada en el precio del hidrógeno hará que el coste total del propietario (*Total cost of ownership*, TCO) converja con las otras alternativas existentes para movilidad¹⁸⁷.

En el mercado ya hay varios modelos comerciales, entre los que destacan el Honda Clarity, el Hyundai Nexu y, especialmente por su difusión mediática, el Toyota Mirai, con más de 10.000 unidades fabricadas y una línea de producción de 30.000 unidades anuales. Estos modelos, y otros en desarrollo o en fase de penetración, como los de Mercedes o Audi, están basados en una pila de combustible que alimenta un motor eléctrico, y presentan la oportunidad de reducir la dependencia de hidrocarburos fósiles de importación, así como las emisiones que contribuyen al cambio climático y a la contaminación ambiental¹⁸⁸.

Aunque externamente, y en su conducción, son exactamente como un coche eléctrico de baterías, el núcleo de la ingeniería de estos vehículos es un apilamiento, o *stack*, de una pila de combustible tipo PEM (*Proton Exchange Membrane*). Este apilamiento de celdas de combustible convierte el hidrógeno en agua, combinándolo con el oxígeno del aire y liberando

186 [H. Council, Path to hydrogen competitiveness A cost perspective, 2020.

187 IEA, Technology Roadmap - Hydrogen and Fuel Cells, 2015.

188 L. Mearian, Hydrogen refueling stations for cars to reach 5,000 by 2032, (2017). <https://www.computerworld.com/article/3159642/hydrogen-refueling-stations-for-cars-to-reach-5000-by-2032.html>. N. Mobility, Toyota moves to expand mass-production of fuel cell stacks and hydrogen tanks towards ten-fold increase post-2020, (2018). <https://www.newmobility.global/e-mobility/toyota-moves-expand-mass-production-fuel-cell-stacks-hydrogen-tanks-towards-ten-fold-increase-post-2020/>.

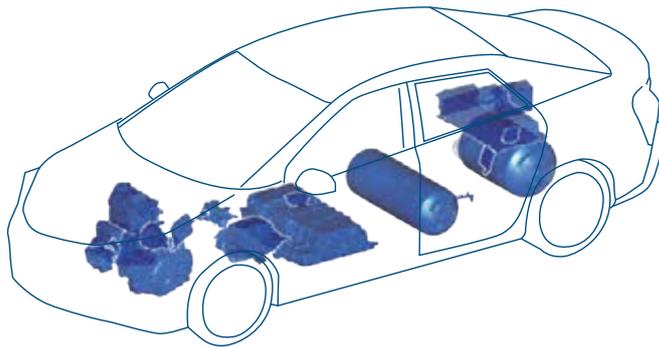
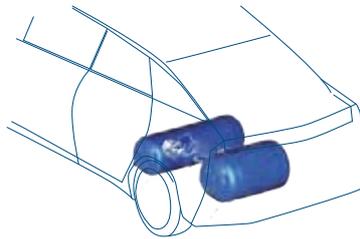
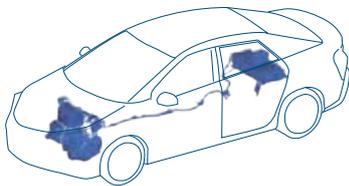


Figura 118.

Funcionamiento de un vehículo de pila de combustible¹⁸⁹.

Fuente: Elaboración propia



los electrones que darán la potencia necesaria para mover el motor eléctrico. Todos los diseños incluyen también una batería que permite almacenar la energía generada durante la desaceleración, así como gestionar la generación de la pila de combustible frente a la demanda de los motores (Ver Figura 118). Los depósitos almacenan alrededor de 5 kg de hidrógeno a 700 bar, lo que aporta una autonomía aproximada

de 500 km. Los depósitos de hidrógeno se basan en tanque fabricado con varias capas de compuestos poliméricos de diferente naturaleza y fibras de carbono entrelazadas en varias direcciones que aseguran la estanqueidad y seguridad del mismo.

189 <https://graphics.reuters.com/GLOBAL-ENERGY-FUELCELL/010041ZY4BQ/ENERGY-FUEL%20CELL-01.jpg>

Transporte terrestre pesado

En movilidad pesada y transporte de uso intensivo, como autobuses y camiones de carga, se impone el vehículo eléctrico con pila de combustible (VEPC) por encima del vehículo a batería (VEB). Este tipo de transporte supone alrededor de un 25 % del consumo de energía del sector. Su funcionamiento es muy similar al descrito para el vehículo privado de pasajeros, pero, en este caso, y debido a que su consumo se contempla como de 10 a 15 veces mayor, se utilizan depósitos de unos 40-50 kg de hidrógeno presurizados a 350 bar.

En el caso de los autobuses, existe todavía un rango de utilización para el vehículo eléctrico (en ciudades con un despliegue importante de cargadores), donde el vehículo pueda realizar periódicamente recargas breves cada 20 km, aproximadamente, para poder asegurar un rango de autonomía de 16 horas de trabajo diarias (2 turnos), incluyendo la climatización del vehículo. Para el resto de los casos, vehículos con mayor tonelaje o con exigencias mayores de autonomía, los vehículos con pila de combustible son la opción más viable. Como se ha comentado, los autobuses o los camiones de recogida de

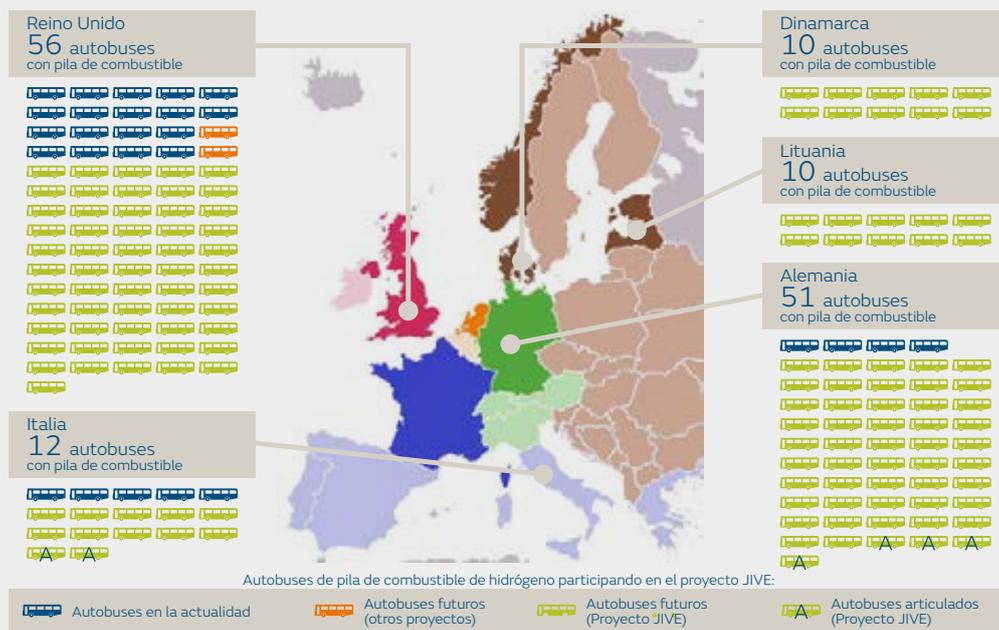
residuos, como vehículos que operan siempre en un circuito cerrado y conocido volviendo siempre a la misma base, son un caso ideal para impulsar la infraestructura de hidrogenas con una mínima inversión, lo que permite desplegar una flota importante de vehículos. Su impacto y visibilidad social, al ser muy utilizados por la población, son factores que favorecen su desarrollo, situándose hoy en día en un grado de madurez tecnológica muy elevado y con muchos casos de éxito en distintos lugares del mundo, principalmente Europa, EEUU y Japón.

En Asia, aunque China es el líder en número de unidades de autobús, Corea del sur y Japón están preparando también la entrada de estos vehículos, con el objetivo a corto plazo de alcanzar los 1.000 autobuses de hidrógeno en cada uno de los países. Las tecnologías utilizadas son las pilas PEM de Hydrogenics y Ballard, para los modelos europeos, y Toyota y Hyundai, para los asiáticos y americanos. Además de los autobuses urbanos, también se han impulsado experiencias interurbanas, como las de la empresa Flexbus, que plantea tener una flota inicial de 30 autobuses para recorrer trayectos de hasta 500 km, o los camiones de recogida de residuos ofertados por E-Truck Europe.

Despliegue de autobuses de hidrógeno en Europa a través del proyecto JIVE.

El proyecto JIVE¹⁹⁰, financiado por la Unión Europea, tiene como objetivo general avanzar en la comercialización de autobuses con celdas de combustible de hidrógeno mediante el despliegue a gran escala tanto de vehículos como de infraestructura. El proyecto ha alcanzado casi los 300 autobuses, financiando la diferencia de precio entre los vehículos estándar y los vehículos de pila de combustible. Se calcula que esta diferencia de coste total se irá reduciendo a medida que el volumen de producción de vehículos se vaya incrementando, pudiendo llegar a igualarse en los próximos 10 años. Esto ha hecho que Europa siga liderando la implantación de autobuses de hidrógeno. En Estados Unidos, la llegada del bus de hidrógeno la lidera el estado de California, con una apuesta política clara en favor de esta solución para el transporte público.

Figura 119.
Despliegue de autobuses de hidrógeno en Europa. Proyecto JIVE¹⁹¹.



Fuente: Elaboración propia

190 E. Project, JIVE: Joint Initiative for hydrogen Vehicles across Europe, (2017). <https://cordis.europa.eu/project/id/735582>.

191 Elaborado a partir de http://hydrogenvalley.dk/wp-content/uploads/2018/04/11_FCB-OSLO18_ELEMENT-ENERGY.pdf



Figura 120.
Camión de hidrógeno HDC-6
Neptune de Hyundai.

Fuente: Hyundai Europe

En el caso de camiones de carga o transporte pesado, existe un elevado potencial para la adopción de la tecnología de pila de combustible alimentada por hidrógeno, ya que sus requerimientos de elevadas autonomías y elevado consumo de combustible hace que las alternativas para su descarbonización sean reducidas. Si bien para el transporte de carga ligera en distancias cortas o bajas velocidades se puede pensar en vehículos híbridos, o incluso eléctricos en algunos casos concretos, la solución para la descarbonización de vehículos pesados va a ser el hidrógeno.

Algunos de los principales fabricantes que han optado por desarrollar camiones basados en pila de combustible son Toyota, Hyundai (ver Figura 120) y Nikola. Cabe destacar también que el uso de hidrógeno en las unidades auxiliares de potencia en camiones para alimentar la refrigeración, la calefacción, los dispositivos electrónicos, etc., ha sido desarrollado mediante

diferentes proyectos e instalado en varias unidades sin implicar específicamente ninguna casa comercial en concreto, ya que se trata de una adaptación de la cabina¹⁹².

5.2.2. Transporte marítimo y fluvial

Las aplicaciones marítimas del hidrógeno han sido ya probadas en propulsión de embarcaciones de mediana y pequeña envergadura, incluyendo ferris¹⁹³, pero la realidad es que su despliegue a nivel comercial se encuentra todavía en una fase muy inicial. Existen excepciones, como la zona del Báltico o el Mar del norte, donde algunos países han empezado a regular los ferris para exigir que sean propulsados con energía 100 % renovable, lo que ha promovido la aparición de embarcaciones propulsadas por pila de combustible.

192 E. Project, Sofc Apu For Auxiliary Road-truck Installations, (2014). <https://cordis.europa.eu/project/id/325323>.



Figura 121.
Embarcación de remolque a hidrógeno del proyecto FlagShips.

Fuente: EU Project.
IxMaster / Shutterstock

Uno de los principales problemas para la transición de grandes embarcaciones es que éstas tienen tiempos de vida muy largos y su volumen de producción es relativamente pequeño, lo que ralentiza el despliegue. El elevado consumo de combustible, que puede alcanzar e incluso doblar la tonelada de hidrógeno diario, exigiría adoptar el almacenamiento criogénico a bordo, lo que constituye un factor en contra de la transición. Su uso como unidad de potencia auxiliar, al igual que en los camiones, ha sido mucho más sencilla y ya se ha llevado a cabo, como el proyecto Methapu promovido por Wärtsilä¹⁹⁴.

En lo que se refiere al transporte fluvial, uno de los principales proyectos de demostración (FlagShips) se encuentra en el río Ródano, en

Francia, donde se ha probado una embarcación de remolque de mercancía (ver Figura 121).

Los puertos y aeropuertos ofrecen una oportunidad incomparable para la transición energética a modelos basados en el uso de hidrógeno. Normalmente se trata de infraestructuras participadas tanto por entidades públicas como privadas, que en muchos casos involucran empresas del ámbito energético y del transporte, principales desarrolladores y promotores de este tipo de tecnología. La demanda de energía es muy elevada, funcionando las 24 horas del día durante 365 días al año, y conforman grandes núcleos logísticos y de abastecimiento de mucha actividad. Todas estas características, si bien los hacen responsables de una gran parte de las

194 <https://flagships.eu/2020/04/03/using-river-power-in-river-boats-proves-the-value-clean-waterborne-operations/>



Figura 122. Potencial del hidrógeno en la descarbonización de puertos y aeropuertos¹⁹⁵.

Fuente: FCH-H2ports

emisiones y de la baja calidad del aire en algunos núcleos urbanos, también los convierten en escenarios ideales para la aplicación de nuevas tecnologías. Su transición a modelos energéticos basados en la producción y uso del hidrógeno puede tener un gran impacto ambiental, así como mejorar su aceptación social (ver Figura 122).

Las oportunidades de descarbonización en puertos y aeropuertos son variadas debido a la diversidad de actividades que se llevan a cabo. Los tres tipos de grúas o remolcadores de contenedores que se utilizan habitualmente, los pórticos con ruedas que los levantan y desplazan, los apiladores de contenedores y

las tractoras que los arrastran, son algunos ejemplos. A día de hoy, la mayoría de estas grúas son diésel, eléctricas o híbridan las dos anteriores. Sin embargo, existen una serie de operadores de puertos que ya han impulsado proyectos de demostración utilizando hidrógeno, como el de Valencia, con el H2Ports.¹⁹⁶

Otro tipo de proyectos, como los de las Islas Orcadas (Surf'n'turf) o Finlandia (Demo 2013), están más enfocados a dar electricidad a los buques atracados en el puerto y a las instalaciones del mismo mediante pilas de combustible que aprovechan el hidrógeno generado por energías renovables, mayoritariamente eólica¹⁹⁷. También se han

195 <https://h2ports.eu/dissemination/>

196 FC. and H. 2 J. Undertaking, H2 Ports, (2019). <https://h2ports.eu/>.

197 C.E. Scotland, SURF "N" TURF, (2020). <http://www.surfturf.org.uk/>.
 Mynewsdesk, Demo₂₀₁₃ project begins at Vuosaari Harbour, (2011).
<http://www.mynewsdesk.com/news/demo₂₀₁₃-project-started-in-vuosaari-harbour-33302>.



Figura 123.

Tren de hidrógeno Coradia iLint, desarrollado por Alstom.

Fuente pública²⁰⁰

impulsado proyectos de demostración en aeropuertos, algunos con maquinaria específica, como el proyecto HyLift¹⁹⁸, en Alemania, que testeó más de 200 vehículos de transporte de equipaje y material diverso basados en pilas de combustible, convirtiéndose en la mayor demostración de este tipo de vehículos y el principal proyecto focalizado en aeropuertos realizado en Europa. Las pilas de combustible se han probado también en vehículos dentro de los mismos aeropuertos para el transporte entre terminales¹⁹⁹.

5.2.3. Transporte ferroviario

El potencial de futuro del tren con pila de combustible de hidrógeno se encuentra en las nuevas rutas o en rutas no electrificadas. Es difícil imaginar que el tren de hidrógeno vaya a sustituir los miles de km de transporte ferroviario electrificado que ya existen, pero sí supone una oportunidad para generar nuevas rutas a un coste más económico que la electrificación, como en zonas urbanas.

Una de las primeras demostraciones se ha llevado a cabo en Alemania, donde Alstom ha desarrollado el tren llamado Coradia iLint (ver Figura 123). Desde el año 2018 realiza la ruta de pasajeros entre las ciudades de Cuxhaven, Bremerhaven, Bremervörde y Buxtehude, de la Baja Sajonia, y se han fabricado decenas de unidades. Alstom también ha desplegado trenes en el Reino Unido para evaluar su competitividad

198 E. Project, HyLIFT-EUROPE - Large scale demonstration of fuel cell powered material handling vehicles, (2014). <https://cordis.europa.eu/project/id/303451>.

199 Craig Lawson, eTaxi Fuel Cell System - Feasibility for Low Cost Carriers, 2016.

200 https://commons.wikimedia.org/wiki/File:iLint_654_601_RB33_Gro%C3%9F_Aspe.jpg



Figura 124.
Bicicletas de pilas de combustible de hidrógeno.

Fuente: Pragma Industries. The fuel cell company

con respecto a la electrificación, aunque ésta dependerá del precio del combustible; parece que puede ser viable a partir de los 7 €/kg, si bien algunos estudios lo sitúan ya como una opción competitiva en términos de coste total. El uso del tren de hidrógeno no es exclusivo de Europa, ya que existen algunas experiencias también en China, donde Ballard ha desarrollado su modelo llamado FCveloCity, utilizado para trenes ligeros como los tranvías²⁰¹.

5.2.4. Otras aplicaciones en movilidad

Una de las aplicaciones más interesantes en el campo de los vehículos de hidrógeno son los toros mecánicos o carretillas elevadoras, conocidas también por el término anglosajón *forklifts*. Estas carretillas, de uso intensivo pero consumos relativamente bajos, fueron de los

primeros vehículos de pila de combustible que se desarrollaron, y se encuentran, hoy en día, en un estado de madurez que los sitúa a un nivel completamente comercial y de despliegue que llega a superar las 12.000 unidades operativas, tanto en Europa como en EEUU, con un precio inferior a los 15.000 €. Con una ingeniería parecida a la del resto de vehículos, almacenan alrededor de 1 kg de hidrógeno a 350 bar, lo que les permite realizar una jornada laboral completa de 8 horas sin repostar²⁰².

Otros vehículos de gran interés son los camiones de recogida de residuos, dada sus particulares características y uso. Estos vehículos presentan cierta dualidad en sus trayectos diarios: la recogida urbana a baja velocidad y el transporte por carretera a mayores velocidades. Tienen un consumo elevado del combustible debido a la maquinaria de elevación y compresión de

201 Ballard, Ballard Signs Framework Agreement for Fuel Cell Module Development to Power Trams in China, (2015). <https://www.ballard.com/about-ballard/newsroom/news-releases/2015/06/10/ballard-signs-framework-agreement-for-fuel-cell-module-development-to-power-trams-in-china>.

202 R. Berger, Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities, 2017. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH_Docs/171127_FCH2JU_BC%20Regions%20Cities_Consolidated_Tech_Intro_Rev_Final_FCH_v11_%28ID%202910585%29.pdf.



Figura 125.
Camión de hidrógeno equipado con pila de combustible y un sistema de baterías de litio.

Fuente pública

los residuos, lo que ha llevado en muchos casos al desarrollo de soluciones duales basadas en camiones híbridos, en los que la pila de combustible se utiliza sólo para la maquinaria o como una solución para aumentar la autonomía. La transición de estos vehículos a soluciones basadas en motor eléctrico, ya sea mediante batería o pila de combustible, tiene una elevada aceptación social y por parte de los responsables municipales, no sólo por su aporte a la mejora ambiental, sino también por ser una solución más silenciosa, ya que el ruido es uno de los principales hándicaps de este tipo de vehículos, impulsados habitualmente por motores de combustión diésel. Una variante a medio camino entre este tipo de vehículos y las carretillas, son los de barrido de calles (*sweepers*), entre los que existen ejemplos de vehículos propulsados y alimentados completamente por pila de

combustible y otros en los que la pila sólo contribuye al movimiento de las escobas y la bomba de succión²⁰³.

De forma más anecdótica, existen también motocicletas y bicicletas propulsadas por hidrógeno, como las pruebas de una motocicleta desarrollada por Suzuki que está siendo testeada en el Reino Unido²⁰⁴, o las bicicletas Alpha desarrolladas por AMS Composite Cylinders (ver Figura 124). Las principales ventajas son que se pueden recargar con pequeñas botellas de hidrógeno comprimido, las cuales se podrían vender como latas en máquinas de *vending* y ofreciendo autonomías de más de 100 km. Su penetración en las grandes ciudades podría promover una mejora de la calidad del aire y, sobre todo, reducir la contaminación acústica de las motocicletas con motor de combustión.

203 R. Berger, Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities, 2017. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH_Docs/171127_FCH2JU_BC%20Regions_Cities_Consolidated_Tech_Intro_Rev_Final_FCH_v11_%28ID_2910585%29.pdf.

204 T.A.P.C. UK, Metropolitan Police trials cutting edge hydrogen-powered scooters supported by the APC, 2018. <https://www.apcuk.co.uk/news/metropolitan-police-trials-cutting-edge-hydrogen-powered-scooters-supported-apc/>.

También son interesantes las experiencias en vehículos mineros, de gran tamaño que requieren grandes potencias (ver Figura 125). La empresa Komatsu ya ha realizado una experiencia pionera en la que, además, el hidrógeno producido se genera directamente en una instalación fotovoltaica en la propia mina²⁰⁵. Finalmente, durante los próximos años, se va a desarrollar el uso de pilas de combustible para drones, lo que permitirá aumentar de forma importante su autonomía, reduciendo su peso en comparación a los basados en baterías, si bien esta solución todavía se encuentra en una fase muy inicial de desarrollo.

5.2.5. Estaciones de repostaje de hidrógeno

La distribución de hidrógeno para su uso en movilidad se realiza -o más bien se espera que se realice de forma masiva en el futuro-, mediante una red de estaciones de repostaje. Las hidrogeneras o hidrolineras son estaciones de servicio que almacenan y dispensan el hidrógeno para transporte, y que habitualmente se localizan en carreteras. La construcción de dichas estaciones de servicio ha sido una de las principales barreras para el despliegue de la movilidad basada en hidrógeno que garantice la suficiente libertad de movimientos, cuestión especialmente crítica para el vehículo privado de pasajeros, dada la imprevisibilidad de sus trayectos y menores autonomías.

Existen diferentes soluciones técnicas para la construcción de una estación de recarga de hidrógeno, como las estaciones diseñadas para la producción in situ del hidrógeno mediante electrólisis (hidrógeno verde) o mediante reformado de metano (hidrógeno azul o gris, en función de la gestión del CO₂ generado). Estas estaciones, a criterio de los autores del presente documento, deberían ser llamadas hidrogeneras, ya que no sólo abastecen hidrógeno, sino que también lo generan. Un segundo tipo de estaciones serían aquellas diseñadas como únicamente punto de recarga de hidrógeno. A estas estaciones, o hidrolineras, el hidrógeno (verde, azul o gris) llega por canalización del gas desde el lugar de generación o por transporte rodado en depósitos a presión (habitualmente 220 bar).

La presión a la que se abastecen los vehículos es también un punto de diferenciación de las estaciones de recarga de hidrógeno existentes. Las estaciones pensadas para ser utilizadas por vehículos pesados (camiones, autobuses, etc.) proporcionan una recarga de hidrógeno a 350 bar, mientras que las estaciones destinadas al vehículo ligero deben proporcionar el hidrógeno a 700 bar. La compresión y almacenamiento representa, por tanto, uno de los puntos más importantes para una estación de recarga de hidrógeno, sea hidrogenera o hidrolinera.

Independientemente de las diferencias que existen sobre el método de producción y entrega de hidrógeno, así como las presiones

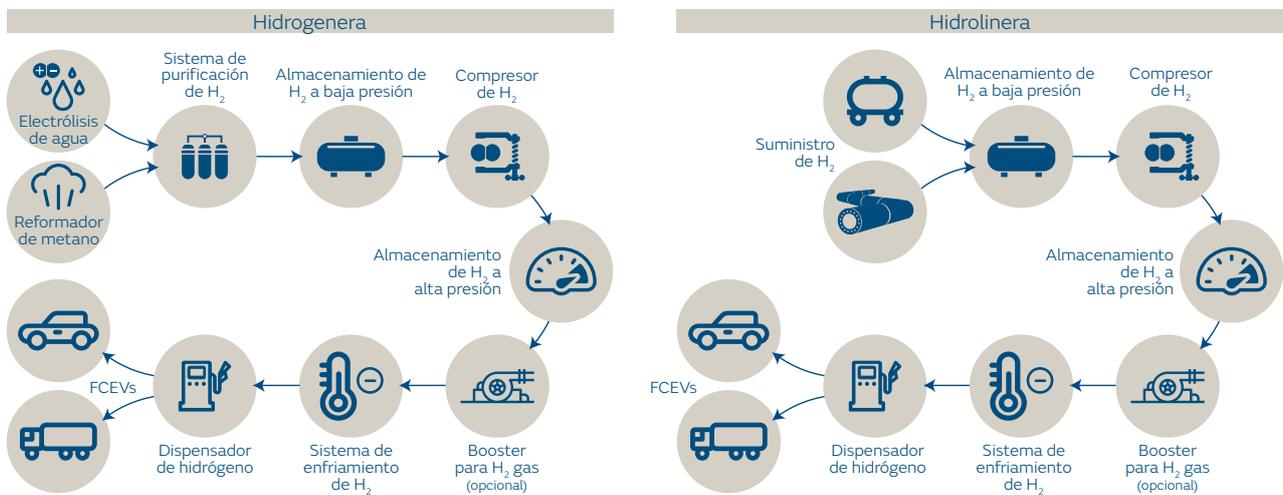
de abastecimiento, la mayoría de las estaciones de recarga constan de los siguientes componentes²⁰⁶:

- Unidad de producción de hidrógeno (electrolizador/reformador).
- Unidad de purificación²⁰⁷ (>99,97 %).
- Compresor de hidrógeno para el sistema de almacenamiento.
- Depósitos de almacenamiento de hidrógeno (gas o líquido).

- Sistema de mantenimiento y regulación de la presión de entrega (*booster*) a 700 o 350 bar.
- Sistema de refrigeración del hidrógeno (>-40 °C) que asegura un repostaje seguro (<85 °C).
- Sistema de válvulas, tuberías, panel de control, sistema de seguridad, etc.
- Dispensador para abastecer los vehículos a la presión requerida desde los tanques presurizados de almacenamiento.

Figura 126.

Esquema de las estaciones de distribución de hidrógeno para uso en movilidad: hidrogeneras e hidrolíneas.



Fuente: Elaboración propia

206 D. Apostolou, G. Xydís, A literature review on hydrogen refuelling stations and infrastructure. Current status and future prospects, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 113 (2019) 109292. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109292>.

207 U.S. Department of Energy, *Hydrogen Fuel Quality Specifications for Polymer Electrolyte Fuel Cells in Road Vehicles*, 2016.

Figura 127.

Costes de instalación de una estación de distribución de hidrógeno.

Capacidad de la estación de servicio de hidrógeno (kg H ₂ /día)	Tipo de HRS			
	Con reformado con vapor (SMR) in situ (M€)	Con electrólisis in situ (M€)	Con suministro de H ₂ gas (M€)	Con suministro de H ₂ líquido (M€)
100	0,9-2,6	1,0-2,6	1,1-1,8	0,7-2,1
480	1,9-4,6	1,9-5,4	1,9-2,4	1,59-2,9
1.000	3,2-4,8	4,0-7,9	3,2	2,4

Estas unidades conforman distintos tipos de estación de recarga de hidrógeno (ver Figura 126).

Si se analizan los costes de instalación de una estación de recarga de hidrógeno se observa que, dependiendo del tipo de estación y de su capacidad de repostaje, éstos pueden variar en un rango entre los 1-8 M€, si bien la mayoría se sitúan entre 1,6 M€ y 2,4 M€ (ver Figura 127).

El despliegue de las estaciones de distribución de hidrógeno (HRS) ha comenzado en todo el mundo, y ya existen más de 400 en funcionamiento, además de otras 200 más planificadas (ver Figura 128). Países como Alemania han establecido objetivos ambiciosos que anuncian que se construirán 400 estaciones hasta 2023, mientras que Corea del Sur también tiene previsto impulsar

310 estaciones para 2022²⁰⁸. Las previsiones del Hydrogen Council prevén una flota de 15 millones de VEPC para pasajeros y 500.000 vehículos pesados (autobuses y camiones) alimentados con hidrógeno para 2030, mientras que para 2050 estos números alcanzan los 400 millones y 20-25 millones, respectivamente²⁰⁹. Estas cifras se pueden traducir en un número mínimo de al menos 15.000 estaciones de recarga para 2030 y 59.000 en 2050 a nivel global. Las previsiones parecen muy optimistas considerando la situación actual, pero confirma la tendencia en el despliegue y el rol del hidrógeno como solución de futuro para la movilidad.

El dimensionamiento para la instalación de infraestructura se puede valorar, tanto a nivel global como local, utilizando fórmulas

208 H. Council, Path to hydrogen competitiveness A cost perspective, 2020.

209 A. Mayyas, Insights from Hydrogen Refueling Station Manufacturing Competitiveness Analysis, 2015.



Figura 128.

Mapa de distribución de estaciones de hidrógeno a principios de 2020. Construidas en la parte superior y planificadas en la inferior.

Fuente: H2stations.org ²¹¹

sencillas como las propuestas en las siguientes ecuaciones²¹⁰:

- Periodicidad repostaje = Autonomía/km·día
- Número de estaciones = (nº de vehículos en la flota/periodicidad de repostaje) / (Capacidad en kgH₂ de la estación/kgH₂ por repostaje).

5.3. Generación de calor

5.3.1. Doméstica

El uso residencial de pilas de combustible se basa principalmente en los sistemas de cogeneración de electricidad y calor conocidos como sistemas CHP (*Combined Heat and Power*, ver Figura 129) y, más concretamente, como micro-CHP cuando se trata de sistemas domésticos por debajo de los 20 kW. Estos sistemas presentan elevadas eficiencias comparados con sistemas de combustión, tienen cierta flexibilidad de combustible y destacan

²¹⁰ H. Council, Path to hydrogen competitiveness A cost perspective, 2020.

²¹¹ Datos procesados a partir de <https://www.h2stations.org/stations-map/?lat=49.763948&lng=12.582221&zoom=4>

MicroCHP
Cómo funciona

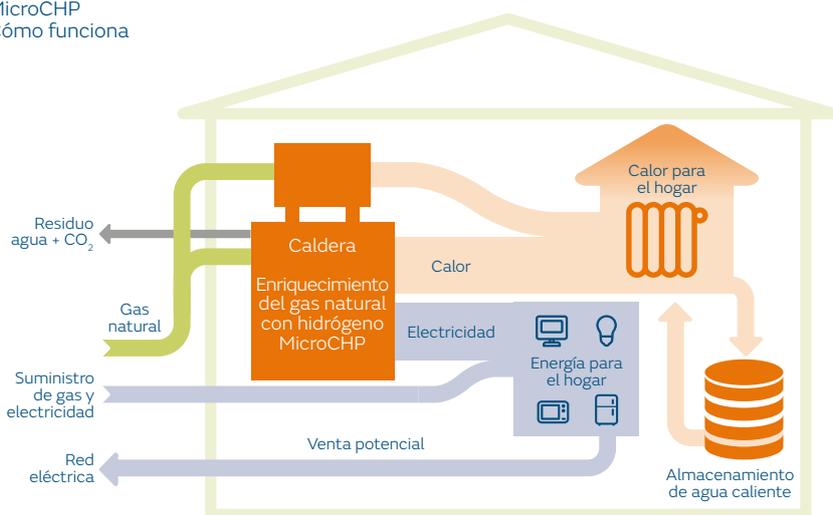


Figura 129.

Uso residencial de pilas de combustible de hidrógeno en sistemas de cogeneración de electricidad y calor conocidos como sistemas CHP.

Fuente: Elaboración propia

por ser completamente silenciosos. Los micro-CHP están típicamente basados en tecnología PEM o SOFC, a diferencia de los sistemas CHP industriales que utilizan tecnología SOFC, PAFC o MCFC.

El despliegue masivo de estos sistemas, y la consiguiente reducción de costes, ha tenido lugar principalmente en Japón y Europa, con dos proyectos de gran alcance llamados ENE.FARM y ENE.FIELD²¹², respectivamente. El proyecto ENE-FARM, liderado por empresas japonesas en busca de una solución al problema de la

demanda energética después del accidente de Fukushima, ha desplegado en 10 años más de 300.000 unidades de micro-CHP, con potencias nominales por debajo de 1 kW. La réplica europea, con el proyecto Ene-Field, liderado por los principales fabricantes de calderas domésticas y tecnologías de pilas de combustible, con el apoyo de los principales centros de investigación en energía, también ha conseguido la instalación de decenas de miles de sistemas micro-CHP en los hogares europeos. En ambos casos los sistemas son principalmente alimentados por gas natural

212 E. Project, ene.field, (2014). <http://enefield.eu/>.

H.R. Ellamla, I. Staffell, P. Bujlo, B.G. Pollet, S. Pasupathi, Current status of fuel cell based combined heat and power systems for residential sector, *J. Power Sources*. 293 (2015) 312–328. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2015.05.050>.

FC. Works, 300,000 Ene-Farms, (2019). <https://fuelcellworks.com/news/fcw-exclusive-tokyo-fuel-cell-expo-2019-300000-ene-farms/>.

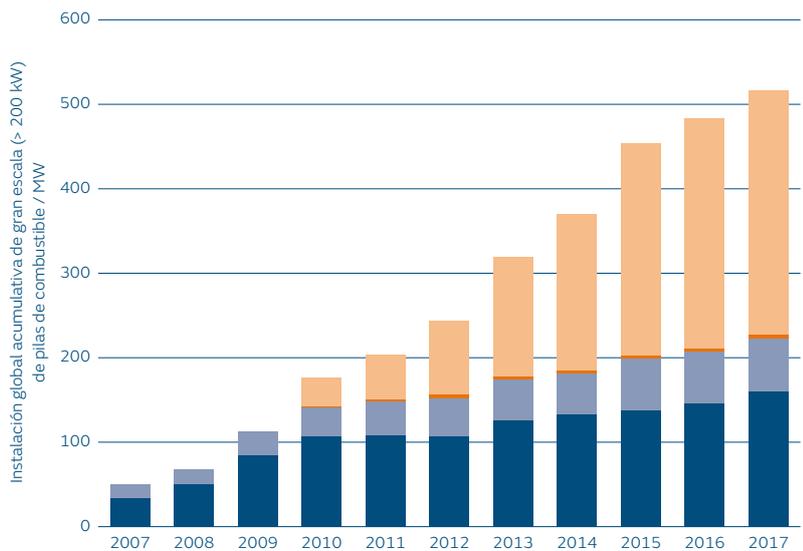


Figura 130.

Evolución en capacidad y número de instalaciones para diferentes tipos de pilas de combustible de hidrógeno en el mundo.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Comisión Europea ²¹⁴



reformado, pero podría ser sustituido muy fácilmente por hidrógeno cuando su suministro sea más fácil y asequible. Actualmente, la principal barrera a superar es el precio de estos sistemas, que todavía se encuentra alrededor de los 9.000 €/kW. Se calcula que en 2025 podrán ser competitivos²¹³.

Sistemas estacionarios de generación o redundancia energética

Actualmente, existen en el mundo más de 800 MW de generación estacionaria distribuida, y aplicaciones de cogeneración de calor y electricidad basadas en pilas de combustible. Todos estos sistemas tienen potencias superiores a los 200 kW instalados, principalmente en EEUU y Corea de Sur. La Figura 130 muestra el incremento de las

213 R. Berger, Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities, 2017. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH_Docs/171127_FCH2JU_BCs_Regions_Cities_Consolidated_Tech_Intro_Rev_Final_FCH_v11_%28ID_2910585%29.pdf. A.H.S.W. Paper, The role of hydrogen and fuel cells in providing affordable, secure low-carbon heat, 2014. <http://www.h2fcsuperger.com/wp-content/uploads/2014/05/H2FC-SUPERGEN-White-Paper-on-Heat-May-2014.pdf>.

214 Datos obtenidos de <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/d5b49b34-6a28-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-en>



Figura 131.
Pila de combustible para
generación de potencia
residencial.

Fuente pública²¹⁵

instalaciones de elevada capacidad existentes en el mundo y las diferentes tecnologías instaladas. De éstas, aproximadamente un 60 % se encuentran en Estados Unidos y más de un 30 % en Corea del Sur, seguidos por Japón y Europa, con un porcentaje alrededor del 3 %.

Estas instalaciones están dominadas por las tecnologías de alta temperatura SOFC y MCFC, debido a su elevado rendimiento y bajo coste por kW cuando se instalan a gran escala para su uso en continuo. Si bien una gran cantidad de las unidades generan calor y electricidad, también existe un mercado para los sistemas que generan únicamente electricidad; por ejemplo, los instalados para proporcionar sistemas redundantes de seguridad energética en ciertos

edificios. En los Estados Unidos, Bloomenergy tiene instalados sistemas de redundancia energética desde 21 MW en las instalaciones de AT&T hasta los de menor capacidad en empresas como Apple (10 MW), eBay (6 MW), Adobe (1,6 MW) o Nokia (400 kW).

Figura 132.

Requerimientos de temperatura y energía por tonelada de producción de procesos industriales²¹⁶.

Aplicación y proceso	Temperatura (°C)	Requerimientos energéticos (GJ/t producto)
Vidrio: fusión de la sílice	1.600	3
Cemento: producción de clinker	1.450	4
Acero: operación alto horno	1.100	11-14
Producción H ₂ : reformado SMR	820	16
Fertilizante: producción NH ₃	450	36
Petroquímica: síntesis de metanol	300	33

5.2.7. Industrial

Aproximadamente, el 10 % de las emisiones de gases de efecto invernadero provienen de la producción de calor para procesos industriales. Por este motivo, para alcanzar los límites de emisión del Acuerdo de París será necesaria una descarbonización del sector que hasta el momento ha recibido mucha menos atención que la del transporte o la producción de electricidad.

El sector industrial dispone de distintas opciones para descarbonizar el calor de baja y media calidad, como las bombas de calor o resistencias eléctricas, si bien existen menos opciones en el

rango alto de temperaturas (>400 °C), donde las aplicaciones son más específicas, como hornos de inducción o de arco eléctrico en el sector metalúrgico. Teniendo en cuenta que el hidrógeno se puede quemar o emplear en pilas de combustible, es una fuente de calor alternativa libre de emisiones.

La demanda global de calor de alta calidad fue de 1.280 Mtep en 2018 (millones de toneladas equivalentes de petróleo), de las cuales la mayoría (910 Mtep) correspondían al sector químico y del acero, y la mitad del remanente al cemento²¹⁷. En muchos casos, los requerimientos de calor están intrínsecamente ligados al proceso industrial, ya que implican la

216 ICEF, Industrial Heat Decarbonization Roadmap, 2019.

217 IEA, The future of hydrogen, 2019.

fusión de la mena, la rotura de enlaces químicos o el incremento del contenido energético de un producto. Las necesidades de cada industria son muy heterogéneas, tanto en rango de temperatura como de flujos de calor necesarios (ver Figura 132).

Los combustibles fósiles son la fuente primaria de las aplicaciones de alta temperatura (65 % carbón, 20 % gas natural y 10 % petróleo), si bien en algunos sectores se han introducido biomasa y residuos como fuente de calor, así como la electricidad empleada en resistencias eléctricas o tecnologías electromagnéticas (infrarroja, microondas). Sin embargo, siguen siendo difíciles de electrificar algunos procesos a gran escala, como reformadores o hornos de cemento. Cualquier opción viable para reemplazar las fuentes de calor industrial debe ser capaz de alcanzar las temperaturas, flujos y fiabilidad necesarias para una operación robusta y en continuo.

El hidrógeno se puede quemar para producir calor de elevada calidad sin emisiones de CO₂. En presencia de aire, la combustión alcanza una temperatura de llama de 2.100 °C, que asciende a 2.800 °C con oxígeno puro. No obstante, la reacción de combustión es muy rápida y se deben ajustar los parámetros.

Aunque actualmente hay pocas aplicaciones que empleen hidrógeno puro como fuente de calor industrial, ya existen aplicaciones donde se quema hidrógeno conjuntamente con gas natural en calderas, estufas y motores. Los sistemas de combustión de hidrógeno requieren quemadores especiales, así como un cambio de materiales para evitar la corrosión y fragilidad de los metales. Por otro lado, la tecnología es similar a quemar gas natural, por lo que el hidrógeno es un sustituto viable de otros combustibles gaseosos.

Tal y como se detalló en el capítulo anterior, los esfuerzos en incrementar los porcentajes admitidos en las turbinas de gas actuales se centran en conseguir el uso del 100 % de hidrógeno. Toyota anunció a finales de 2018 que había desarrollado un quemador industrial específico para hidrógeno que permite controlar la aportación de aire para reducir su velocidad de combustión, lo que la convierte en más segura, evitando de este modo las emisiones de NO_x asociadas a una temperatura de llama más alta que con el gas natural. Con esta nueva tecnología, Toyota pretende sustituir en sus plantas de Japón 1.000 quemadores de gas natural por hidrógeno²¹⁸.



6. Potencial del hidrógeno

6.1. Potencial de implementación

6.1.1. Unión Europea

6.1.2. España

6.2. Viabilidad económica

6.2.1. Costes de producción

6.2.2. Nicho de mercado

6.3. Barreras a superar

6.3.1. Estratégicas

6.3.2. Tecnoeconómicas

6.3.3. Regulatorias

6.3.4. Sociales

6.4. Oportunidades

6.4.1. Creación de empleo

6.4.2. Los *hubs* o centros de hidrógeno

Preguntas clave del capítulo

- ¿Hay capacidad de producir suficiente hidrógeno para cubrir sus aplicaciones?
- ¿Es económicamente viable el hidrógeno?
- ¿El hidrógeno es un combustible caro?
- ¿Existe una regulación para del hidrógeno?
- ¿Puede ser el hidrógeno generador de empleo y activador de la economía?
- ¿Qué inversión es necesaria para desplegar la economía del hidrógeno?

La transición hacia una economía basada en el hidrógeno genera importantes retos y desafíos. Pese a ser almacenable, su baja densidad lo hace de más difícil manejo que los combustibles corrientes (gas natural e hidrocarburos líquidos) y requiere unas determinadas medidas de seguridad. En este capítulo se va a discutir el potencial de implementación que tiene el hidrógeno, su impacto económico, y los obstáculos a superar para lograr que se convierta en un vector energético útil para una transición libre de emisiones, con nuevas oportunidades de empleo y de centros de generación de energía.

6.1. Potencial de implementación

El potencial del hidrógeno como vector energético de futuro se centra en la capacidad de producirlo masivamente usando fuentes renovables; por ejemplo, mediante la electrólisis del agua o la gasificación de la biomasa, como ya se ha apuntado en capítulos anteriores.

A corto y medio plazo, el proceso de reformado de gas natural, con secuestro de dióxido de carbono (hidrógeno azul), puede tener un gran potencial para suministrar la cantidad necesaria de hidrógeno al mercado. El potencial parece más limitado en aplicaciones que lo producen en forma de subproducto como la cloro-alkalina, ya que éstas no van a experimentar un crecimiento tan acusado como la demanda, aunque pueden asegurar un cierto suministro y, en muchos casos además, no hay emisiones asociadas.

Cuando se plantea la opción de futuro de generación renovable del hidrógeno verde, aparecen otras dudas o barreras, como la capacidad de generación y suministro, su transporte y la capacidad de integración de una producción intermitente, como es la renovable, a procesos continuos como los usos industriales (responsables de una gran parte de las emisiones), o los domésticos, con demandas generalmente desacopladas de las curvas de producción. Es por estas razones que el almacenamiento del hidrógeno también es uno de los puntos importantes a considerar.



Figura 133.
Definición de potencial del hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia

En este apartado se desarrolla el potencial del hidrógeno como vector energético global con el fin de comprender si éste puede cubrir la demanda energética presente y futura. Para evaluar este potencial se diferencia entre potencial teórico (máximo), técnico (real) y económico (a costes competitivos). Aparte del límite teórico, en lo sucesivo se describe el potencial técnico del hidrógeno en la Unión Europea y, más específicamente, en el Estado español. Más adelante, se consideran los aspectos económicos para su producción, haciendo hincapié en la viabilidad de generación de hidrógeno.

6.1.1. Unión Europea

La energía primaria requerida por la UE-28 está alrededor de los 20.000 TWh y su consumo de electricidad se sitúa en unos 3.100 TWh/ año, cantidad que no podría ser destinada a producir hidrógeno mediante electrólisis como un nuevo producto ya que lo está a usos ya existentes. En este escenario, hay estudios que indican que el potencial que tiene la Unión Europea de producir hidrógeno verde mediante la tecnología de electrólisis se puede calcular considerando el potencial de producción de electricidad renovable, al que habría que restar la demanda de electricidad y las pérdidas en la conversión de la misma a hidrógeno. Para aplicar esta aproximación, se estima que el potencial técnico de electricidad renovable está, considerando el plan de inversiones del Parlamento Europeo,

en los 14.000 TWh/año²¹⁹. Así que, a pesar de que las predicciones energéticas para 2050 son muy inciertas (ver Figura 134), se puede afirmar que el hidrógeno renovable podría aportar una parte significativa del total de la energía primaria consumida en la Unión Europea.

Figura 134.

Potencial técnico de producción de hidrógeno respecto a la demanda.

Unión Europea	TWh/año
Demanda electricidad actual	3.100
Demanda gas actual	4.830
Potencial electricidad renovable	14.000
Potencial hidrógeno verde	7.900
Demanda de gas futura	2.550-5.200

Conviene observar que, a medida que se produzca la sustitución de fuentes fósiles por fuentes renovables, la capacidad de generación de gases renovables irá sobrepasando la actual demanda de gas natural, situada alrededor de los 4.800 TWh/año en la UE-28. De esta cantidad, el biometano sólo cubrirá el 15-20 % del actual consumo de gas. También conviene indicar que la Unión Europea precisará de un plan de inversiones más intenso para las próximas décadas para incrementar su potencial técnico de producción de electricidad renovable si pretende reemplazar la generación eléctrica

de las centrales nucleares y llegar al 100 % en el uso de fuentes renovables.

Cabe mencionar que en estas estimaciones no se considera el hidrógeno azul, que puede aportar una cantidad considerable de hidrógeno al mercado a corto y medio plazo. En este sentido, y teniendo en cuenta que el reformado de gas natural tiene una eficiencia del 65-75 % (asumiendo el actual consumo de unos 4.100 TWh/año), la cantidad adicional de hidrógeno que se podría aportar con las actuales estructuras y consumos superaría los 3.200 TWh/año. Así pues, no se puede despreciar el potencial de utilizar hidrógeno azul combinado con gas natural a medida que las disposiciones europeas avancen en el proceso de descarbonización de la economía.

En conjunto, es plausible estimar, de acuerdo con la hoja de ruta marcada por el Parlamento Europeo, el Pacto Verde, que el potencial global de producción de hidrógeno puede ser superior a los 11.000 TWh/año (55 % del consumo de energía primaria), y posibilitar la progresiva implementación del hidrógeno como vector energético en la transición energética hacia un modelo de sociedad más sostenible. A pesar de la incertidumbre de los modelos energéticos de futuro, se puede afirmar sin duda alguna que el potencial técnico del hidrógeno bajo en emisiones de carbono es inmenso, así como una oportunidad para el desarrollo económico y social.

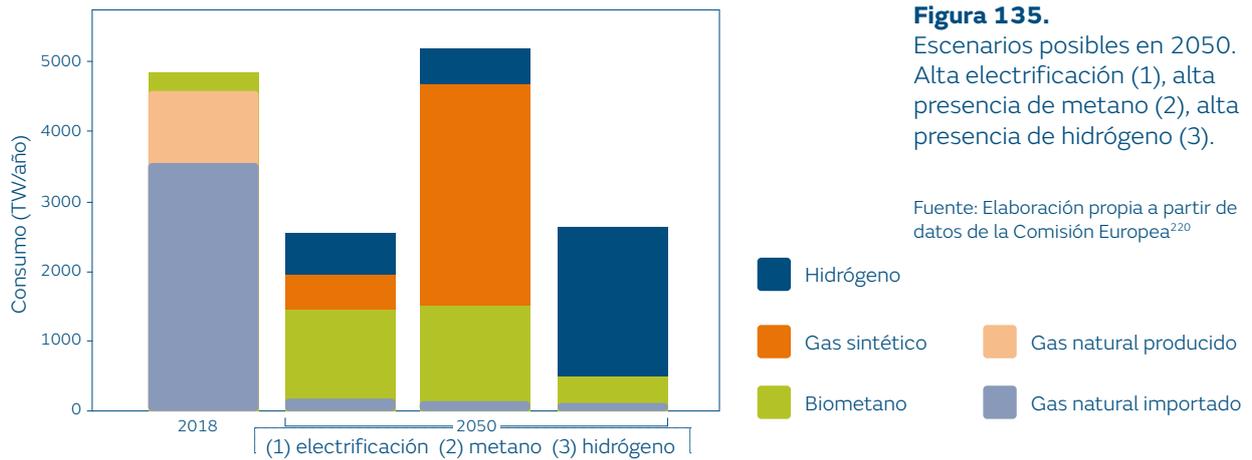


Figura 135.

Escenarios posibles en 2050. Alta electrificación (1), alta presencia de metano (2), alta presencia de hidrógeno (3).

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Comisión Europea²²⁰

La Comisión Europea estima que el gas que se va a transportar en 2050 en la Unión Europea será muy distinto al actual (ver Figura 135). Existen muchos escenarios posibles encima de la mesa, y en todos ellos el porcentaje de gas natural fósil decrece y el de hidrógeno es muy superior al actual. El biometano tendrá un papel muy relevante pero no tiene suficiente potencial de producción para reemplazar la totalidad de la demanda futura de gas. Se desconoce si el resto de gas que se consumirá será en forma de hidrógeno o de gas sintético, aunque muy probablemente será una combinación de ambos. En 2050, la convivencia entre el metano (biometano y sintético) y el hidrógeno será una realidad, si bien el peso de cada uno es todavía incierto. En todo caso, dicha convivencia y la paulatina introducción del hidrógeno en

la red sugiere que la mejor opción es adaptar la infraestructura actual para el transporte masivo de mezclas de hidrógeno y metano, y sólo construir nuevas infraestructuras para transportar 100 % de hidrógeno en casos concretos.

6.1.2. España

En España se consumen unos 300 TWh/año de electricidad de forma muy estable, con una variabilidad menor al 1 %. En el período 2015-2019, esta demanda se cubrió en aproximadamente un 34-41 % con fuentes de energía renovables, lo cual sitúa la producción de electricidad renovable ligeramente por debajo de los 100 TWh/año (ver Figura 136).

220 https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/energy_climate_change_environment/events/presentations/02.c.01_mf33_presentation_-_european_commission_-_study_on_the_impact_of_biomethane_and_h2_on_infrastructure_-_asenjo.pdf

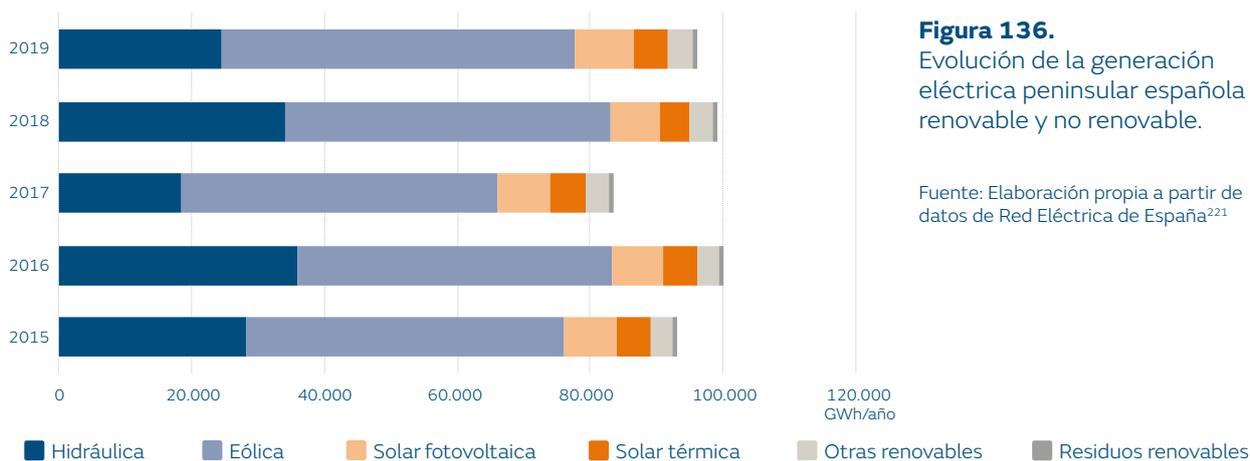


Figura 136.
Evolución de la generación eléctrica peninsular española renovable y no renovable.

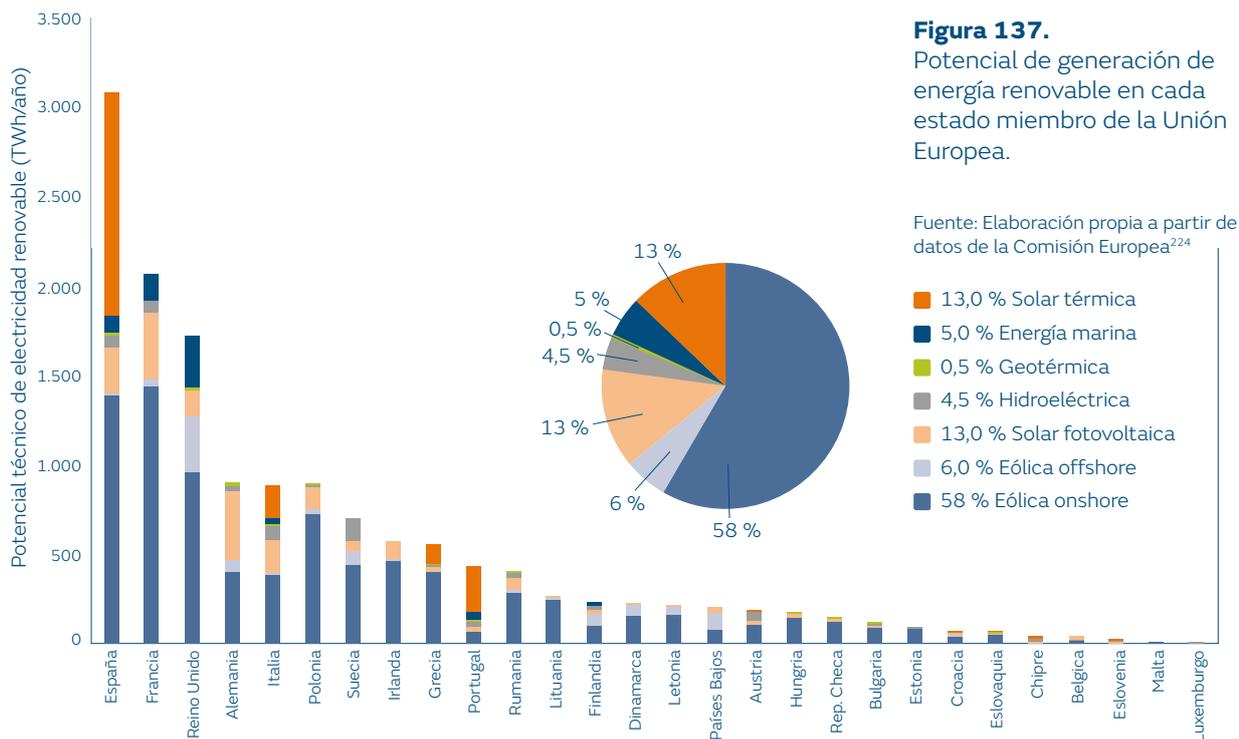
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España²²¹

Entre las diversas fuentes, la hidráulica es la que tiene menor potencial de expansión debido a los requerimientos geográficos de que precisa y a que su aportación anual depende de la variabilidad de las lluvias. En cambio, las energías eólicas (terrestre y marítima) y solar (fotovoltaica y térmica) poseen un potencial mucho mayor para la generación de hidrógeno mediante electrólisis.

Las características geográficas y climáticas de España lo sitúan como el país con mayor potencial de producción de hidrógeno de toda Europa. El potencial de producción de energía renovable está por encima de los 3.000 TWh/año (ver Figura 137). Esto representa un orden de magnitud superior al consumo actual de electricidad y unas 30 veces la producción corriente de energías renovables. Este potencial técnico de generación de electricidad renovable

proviene, en gran medida, de la capacidad instalada de energía solar y eólica. En este sentido, el Gobierno Español estima que la potencia de estas tecnologías va a crecer unos 3.000 MW en los próximos 10 años.

Si se extrapolan las anteriores estimaciones para el caso español, se infiere que el potencial de producción de hidrógeno verde, considerando sus eficiencias de producción, se sitúa en el orden de los 1.750 TWh/año. A modo comparativo, el consumo actual de gas natural es de 160 TWh/año si se excluye el utilizado para la generación de electricidad. En otras palabras, el potencial técnico que tiene el hidrógeno verde en España es mucho más elevado que el consumo actual de gas natural, principalmente debido a sus condiciones climáticas. A estos números hay que añadir la aportación del hidrógeno azul. Estas



estimaciones indican que España pasaría de ser un país con grandes importaciones energéticas del exterior (que llegan al 70 % del total²²²) a ser un país exportador neto de energía. Grandes grupos energéticos como Enagás, Repsol,

Naturgy, CLH e Iberdrola ya están trabajando en esta dirección e impulsan un plan de inversiones para convertir a España en un país exportador de hidrógeno hacia el resto de países europeos²²³.

222 I.E. Agency, Key energy statistics, 2018, (2019). <https://www.iea.org/countries/spain>.

223 E. Economista, El alto potencial del hidrógeno en España, (2020). <https://www.economista.es/opinion-blogs/noticias/10284388/01/20/El-alto-potencial-del-hidrogeno-en-Espana.html>.
Expansion, Iberdrola irrumpe en el negocio del hidrógeno y planta cara a Repsol, (2020). <https://www.expansion.com/empresas/energia/2020/03/12/5e693940e5fdea093a8b4573.html>.

224 https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/energy_climate_change_environment/events/presentations/02.c.01_mf33_presentation_-_european_commission_-_study_on_the_impact_of_biomethane_and_h2_on_infrastructure_-_asenjo.pdf

Figura 138.

Comparación entre consumo relativo de electricidad y producción con energías eólica y solar (fotovoltaica y térmica), en España, por comunidades, 2017.

	Consumo de electricidad	Producción eólica	Producción solar
Castilla León	5,3	22,9	10,7
Castilla-La Mancha	4,4	15,7	34,7
Galicia	7,4	14,6	0,2
Cataluña	17,8	5,9	6,6
País Vasco	6,2	0,7	0,4
Madrid	10,7	-	1,1

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Red Eléctrica de España²²⁵

No obstante, el potencial de generación de hidrógeno en el territorio no es uniforme. Dentro de la geografía española existen territorios mucho más propicios que otros para producir hidrógeno verde en el futuro. Los factores son principalmente meteorológicos (insolación y viento), geográficos (extensión) y socioeconómicos (demografía e industrialización). En un extremo, encontraríamos las comunidades autónomas líderes en producción de energía eólica y solar, como Castilla León y Castilla la Mancha, respectivamente, que, conjuntamente

con Galicia, tienen el 70% de potencial de energía renovable instalada en España. En el otro extremo, encontraríamos comunidades autónomas que consumen una gran cantidad de electricidad y apenas aportan energía renovable al sistema como Madrid, el País Vasco o Cataluña (ver Figura 138). En líneas generales, se puede concluir que el potencial de producción de hidrógeno en España es el mayor de la Unión Europea, pero de forma asimétrica entre regiones.

6.2. Viabilidad económica

En el anterior apartado, se ha descrito el potencial técnico que tiene el hidrógeno verde para reemplazar a las fuentes energéticas actuales. Sin embargo, para analizar el potencial viable hay que considerar también los costes de producción.

6.2.1. Costes de producción

Los costes de producción de hidrógeno varían en función de la ruta de producción empleada. A día de hoy, la más económica es el reformado de gas natural (sin implementar unidades de captura de CO₂), es decir, la del hidrógeno gris que se usa mayoritariamente a nivel industrial. A continuación, se presentan los costes de las rutas con mayor potencial: el reformado de gas natural (en sus modalidades de generación de hidrógeno gris y azul), y la electrólisis (hidrógeno verde), así como sus variables más relevantes.

Reformado de gas natural

Según la Agencia Internacional de la Energía²²⁶, los costes de producción de hidrógeno gris oscilan entre 0,8 y 1,6 €/kg. Considerando que la energía aprovechable que contiene 1 kg de

hidrógeno es 33,33 kWh, el hidrógeno gris tiene unos costes de entre 24 y 49 €/MWh, superiores a los del gas natural, ya que uno procede del otro. Los costes del hidrógeno procedente de reformado de gas natural son similares a los del hidrógeno procedente del carbón en regiones que poseen grandes reservas de éste²²⁷ (la mayoría de informes publicados sobre estos costes utilizan el dólar estadounidense (USD), por lo que en este libro se ha utilizado una conversión de 0,9 €/USD en relación a la tasa de cambio histórica de los últimos cinco años).

Las dos variables más importantes que afectan al precio del hidrógeno son los costes de adquisición de la materia prima y los del proceso de producción en sí. En el caso del reformado de gas natural, se considera que entre el 45 y el 75 % de los costes de producción provienen de la adquisición del gas natural. En este sentido, países con grandes reservas (Rusia, Estados Unidos y Oriente Medio, con Irán, Qatar y Arabia Saudí a la cabeza) tienen costes de producción de hidrógeno gris muy por debajo (<1,35 €/kg) de los de la Unión Europea, China y la India (>1,5 €/kg). Sirva como ejemplo la diferencia entre los costes de producción de hidrógeno en Europa y en Estados Unidos que puede observarse en la Figura 139.

226 IEA, The future of hydrogen, 2019.

227 P. Nikolaidis, A. Poullikkas, A comparative overview of hydrogen production processes, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 67 (2017) 597–611. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.044>.

M. Kayfeci, A. Keçebaş, M. Bayat, Chapter 3 - Hydrogen production, in: F. Calise, M.D. D'Accadia, M. Santarelli, A. Lanzini, D.B.T.-S.H.P. Ferrero (Eds.), *Academic Press*, 2019: pp. 45–83. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00003-5>.

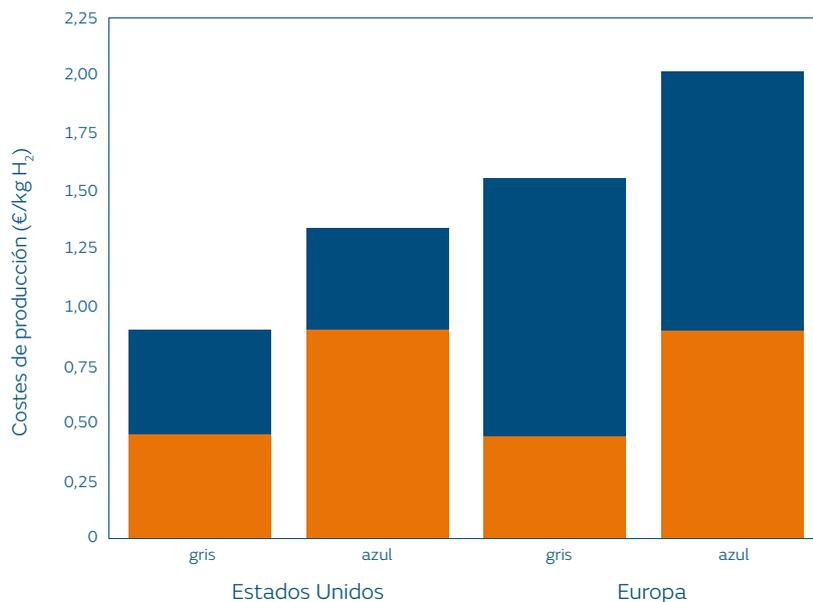


Figura 139.

Comparación del coste de producción de hidrógeno a partir de gas natural en Europa y los Estados Unidos.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA)²²⁸

■ Materia prima (gas natural)
■ Proceso (inversión+operación)

En cuanto a la segunda variable, el proceso (la suma de los costes de inversión y operación), se considera poco sensible a la localización de la planta, pero mucho a la gestión del dióxido de carbono generado. El hidrógeno de reformado con secuestro de dióxido de carbono –azul– tiene unos costes de producción superiores debido al aumento de la complejidad del proceso. Para convertir el hidrógeno del reformado del gas natural de gris a azul, hay que aumentar un 50 % los costes de inversión, un 10 % los del combustible y doblar el coste de operación debido a la gestión del CO₂, incluyendo transporte y almacenamiento. En

zonas favorables, el coste del hidrógeno azul puede llegar a los 1,3 €/kg y en Europa rondar los 2,2 €/kg.

Además del coste de la materia prima y del proceso de producción, hay una tercera variable que puede ser decisiva para decantar la balanza entre el hidrógeno gris y azul, y ésta es la tasa impositiva sobre el carbono. Actualmente, en el sistema de comercio de emisiones europeo, los costes de emisión oscilan entre los 20 y 25 €/t de CO₂. Las previsiones son que estos costes aumenten hasta los 30-70 €/t en los próximos 10 años. Aunque la política de

emisiones de CO₂ se va a discutir con detalle en el siguiente capítulo, se debe tener en cuenta que los futuros cambios de legislación en este aspecto llevarán un incremento de las tasas, afectando de forma directa cualquier estudio de viabilidad económica relacionado con el uso del hidrógeno o cualquier otra fuente de energía renovable. Según la Agencia Internacional de la Energía, este aumento de los costes de emisiones incrementaría los de producción de hidrógeno gris hasta los 1,8 €/kg, es decir, más cerca de los de producción de hidrógeno azul. De esta manera, la implementación de medidas de captura de dióxido de carbono no sólo estaría justificada desde un punto de vista medioambiental, sino también económico.

Electrólisis de agua

Dado que algunas de las tecnologías utilizadas para esta ruta no están completamente implementadas a nivel industrial, los costes de producción de hidrógeno a partir de electrólisis no están tan bien establecidos como los de reformado. Las dos variables más importantes definidas anteriormente, la tecnología y la materia prima utilizadas, adolecen de mayor incertidumbre en la actualidad. La electrólisis es un proceso en continua evolución tecnológica y así también sus costes, que se reducen de forma

progresiva y continuada, pero que no siempre están homogéneamente definidos. Por otro lado, teniendo en cuenta que la electricidad es el ingrediente más caro en el proceso electrolítico, el coste de la materia prima del mismo tiene una variabilidad mucho mayor que la del proceso de reformado el cual depende directamente de la del gas natural. En este sentido, hay que recordar que el precio de la electricidad varía enormemente entre países y también según la variable temporal (anualmente, mensualmente e incluso entre franjas horarias de un mismo día).

En un artículo científico reciente, Pavlos Nikolaidis, comparó los costes de producción mediante diferentes rutas, y concluyó que el hidrógeno procedente de electrólisis tiene actualmente unos costes superiores a 5,4 €/ kg²²⁹ (162 €/MWh). Este valor también lo refiere el Hydrogen Council en un estudio reciente sobre la competitividad futura del hidrógeno renovable²³⁰, en el que se indica que se reducirá hasta unos 1,8-2,3 €/kg en la futura década, haciendo del hidrógeno renovable una opción más competitiva frente a alternativas libres de emisiones. Los costes de producción mediante electrólisis recaen principalmente en la alta inversión inicial y en un elevado consumo eléctrico en operación. El coste actual (2019) de los electrolizadores se sitúa en torno a los 1.170

229 P. Nikolaidis, A. Poullikkas, A comparative overview of hydrogen production processes, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 67 (2017) 597–611. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.044>.

230 H. Council, Path to hydrogen competitiveness A cost perspective, 2020.

€/kW²³¹, en promedio. En cuanto al coste de la electricidad, éste depende de muchos factores. La relación entre los de inversión y la electricidad determina el número óptimo de horas de operación. Si los costes de inversión son altos, se debe operar el máximo número de horas para garantizar la rentabilidad, lo que implica trabajar en franjas horarias donde la electricidad alcanza precios elevados. Estudios previos han indicado que para una futura viabilidad económica de las plantas de producción de hidrógeno y gas sintético, deben operar un número elevado de horas a lo largo del año y no restringirse a variaciones diarias de precios como otras tecnologías de almacenamiento, como el bombeo hidráulico. De este modo, parece que las tecnologías de electrólisis y *Power-to-Gas* son adecuadas para el almacenamiento de la energía fotovoltaica durante el verano o de la eólica durante patrones de viento estacionales, en lugar de una tecnología de almacenamiento puntual de la red eléctrica, como las baterías o el bombeo hidráulico.²³²

Por fortuna, al igual que ha ocurrido en el caso de la energía fotovoltaica para el coste del vatio, la competencia marcada por el mercado, el incremento de la demanda y los rigurosos planes industriales de disminución de costes han

llevado a las principales industrias fabricantes de electrolizadores a anunciar drásticas reducciones en las nuevas generaciones de sus equipos, con valores CAPEX (o costes de adquisición) por debajo de los 450 €/kW. Así pues, existe un amplio consenso en que los costes de inversión de los electrolizadores van a continuar disminuyendo debido a cuatro factores: las mejoras tecnológicas (materiales menos costosos y tecnologías más eficientes); el aprendizaje tecnológico (reducción de costes a partir de la experiencia); las economías de escala (reducción de costes asociados a una producción en masa); y una mayor competencia (más empresas comercializadoras de tecnología).

Se estima que los costes de inversión se van a reducir entre un 60 y un 85 % a largo plazo, llegando a bajar de los 450-500 €/kW para los distintos tipos de electrolizadores. El Hydrogen Council habla de reducciones en el CAPEX incluso superiores al 80 %. Esta reducción de costes requerirá de unos esfuerzos de inversión importantes (llegando hasta 70 GW de electrólisis instalada), así como asumir una curva de aprendizaje muy alta, del 9-13 %. De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía, la combinación de menores costes de inversión y de la electricidad renovable van a situar a éstos

231 M. Thema, F. Bauer, M. Sterner, *Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review*, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 112 (2019) 775–787. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.030>.

232 J. Guilera, J. Ramon Morante, T. Andreu, Economic viability of SNG production from power and CO₂, *Energy Convers. Manag.* 162 (2018) 218–224. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.037>.
H. Blanco, W. Nijs, J. Ruf, A. Faaij, Potential for hydrogen and Power-to-Liquid in a low-carbon EU energy system using cost optimization, *Appl. Energy*. 232 (2018) 617–639. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.216>.
M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörts, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert, T. Kolb, *Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review*, *Renew. Energy*. 85 (2016) 1371–1390. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>.

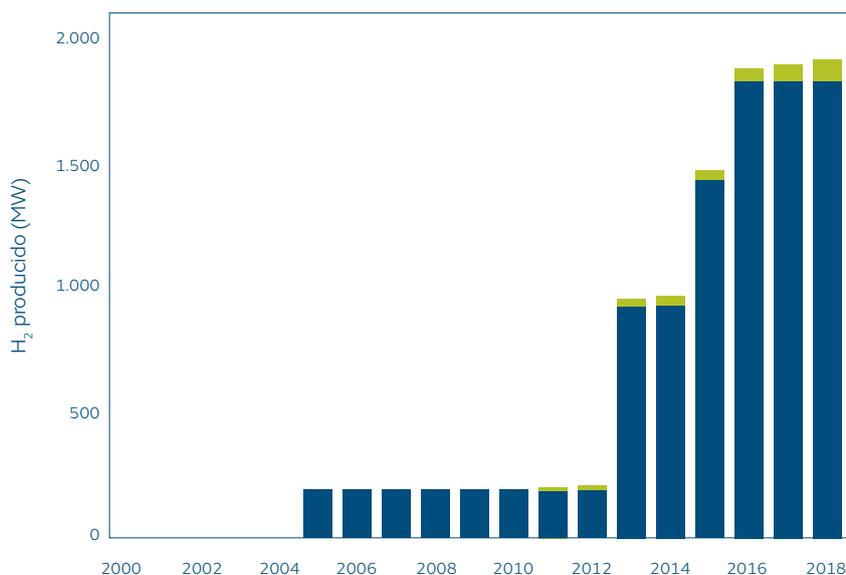


Figura 140.
Hidrógeno azul y verde producido en el mercado.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA)²³⁵

Verde
Azul

entre 0,9 y 1,4 €/kg para el hidrógeno verde generado en localizaciones óptimas (precio de la electricidad 3-5 c€/kWh) y en grandes plantas de producción con eficiencias anuales de funcionamiento por encima del 50 %, y entorno a los 2-3 €/kg en plantas menores de forma general²³³. Estas cifras también coinciden con las publicadas en artículos científicos en Nature

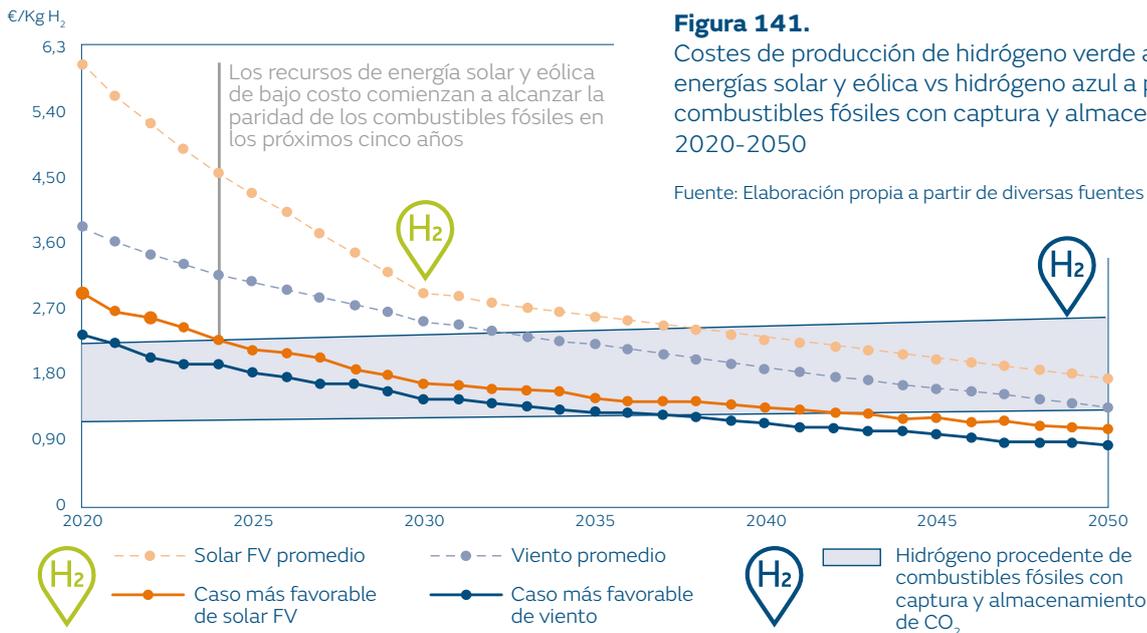
Energy, que sitúan el mínimo precio deseado para su viabilidad por debajo de los 3,23 €/kg en un escenario europeo como el alemán, o de 3,19 €/kg en un escenario americano como el de Texas²³⁴.

La velocidad de reducción de estos costes es muy pronunciada, y proyecciones optimistas

233 IEA, The future of hydrogen, 2019.

234 G. Glenk, S. Reichelstein, Economics of converting renewable power to hydrogen, Nat. Energy. 4 (2019) 216–222. <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0326-1>.

235 IEA, The future of hydrogen, 2019 <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>



sugieren que se podrían conseguir precios de 1,26 €/kg ya en 2030²³⁶. Con estos escenarios, se podría incluso competir con los costes del hidrógeno de origen fósil a medio plazo. En todo caso, parece que la producción de hidrógeno azul será aún más competitiva a corto plazo. De ahí que se pueda considerar el hidrógeno azul como un valor importante hacia la transición definitiva al hidrógeno verde

en función, por un lado, de los años necesarios para la recuperación de la inversión de la planta, y por el otro, de las opciones y costes para su secuestro o reutilización. De hecho, a pesar de la innumerable cantidad de nuevos proyectos de hidrógeno verde implementada en los últimos años, hay mayor cantidad de hidrógeno azul en el mercado (ver Figura 140). La competitividad del hidrógeno verde será muy importante para

²³⁶ Bloomberg, Hydrogen's Plunging Price Boosts Role as Climate Solution, (2019). <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-08-21/cost-of-hydrogen-from-renewables-to-plummet-next-decade-bnef>.

²³⁷ Datos elaborados a partir de la información reportados por diferentes asociaciones y entidades:
<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
<https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

los países de la Unión Europea, como España, que no disponen de reservas importantes de gas natural

Existen todavía muchas incertidumbres con respecto a la competitividad relativa entre hidrógeno gris, azul y verde. A pesar de estas dudas, se puede afirmar que el hidrógeno verde actualmente es más caro que el convencional, el hidrógeno gris, pero los costes están disminuyendo rápidamente debido a los efectos combinados de reducción de los de los electrolizadores y a una energía renovable más barata. Se estima que el hidrógeno verde podrá competir con el azul en un futuro cercano (ver Figura 141), en unos diez años. Así, costes de producción de alrededor de 1,8-2,7 €/kg son factibles en la próxima década en las ubicaciones óptimas. Es decir, la Agencia Internacional de las Energías Renovables estima que el hidrógeno verde será más económico que el hidrógeno azul en el periodo 2025-2035.

6.2.2 Nicho de mercado

Si bien el hidrógeno bajo en emisiones podría reemplazar técnicamente y económicamente al hidrógeno gris en los próximos años, esto no implica que la apuesta hacia el hidrógeno como vector energético tenga que ser de forma clara la mejor para descarbonizar la economía. En una estrategia global, hay que considerar otras alternativas, como una

electrificación total de la economía, el uso masivo de baterías como tecnologías de almacenamiento, el despliegue del biometano o la utilización a gran escala de otras fuentes, como la biomasa (ver Figura 142). Cada una de estas opciones tiene sus ventajas e inconvenientes, pero es muy posible que todas acaben alcanzando una cierta cuota de mercado²³⁸. En resumen, hay un consenso general que ninguna opción de forma individual puede descarbonizar la economía y que se va a necesitar un amplio portfolio de soluciones.

Figura 142.

Competidores tecnológicos del hidrógeno de bajas emisiones.

Transporte	Generación de calor
Vehículo eléctrico con baterías	Biogás
Biocombustibles	Bombas de calor
Trenes eléctricos con catenaria	Biomasa
	Residuos

En los últimos tiempos se ha estado utilizando la electricidad para alimentar la mayoría de dispositivos domésticos así como algunos personales mediante baterías, se ha empleado el gas natural en calefacción, así como la gasolina-diésel para transporte terrestre, el fuelóleo para marítimo y el queroseno para aéreo. Pese a darse cierta transversalidad entre combustibles

238 W. Boltz, C. Jones, La descarbonización del mercado energético europeo, 2019.

y aplicaciones, cada uno tiene definido su nicho de mercado en función de sus propiedades intrínsecas. Un ejemplo exagerado de este concepto es lo poco práctico que resultaría suministrar electricidad a un teléfono inteligente mediante fuelóleo. Así pues, resulta conveniente identificar también el mejor nicho de mercado para el hidrógeno.

En los capítulos anteriores, se han expuesto los usos potenciales del hidrógeno en la industria, la movilidad, la producción de compuestos químicos, la generación de calor, etc. Dichas aplicaciones potenciales del hidrógeno representan más del 60 % de las emisiones de gases de efecto invernadero actuales y, en algunas de ellas, el uso del hidrógeno será claramente favorable respecto a otras estrategias de descarbonización.

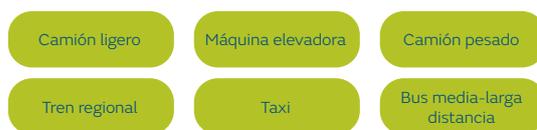
En las aplicaciones donde ya se usa hidrógeno, no se espera ningún competidor más adecuado, y simplemente hay que mudar la generación hacia rutas bajas en carbono con la máxima premura. El hidrógeno también puede competir como alternativa de descarbonización en las siguientes aplicaciones: producción de metanol, producción de fertilizante, mezclas en la red de gas natural, transporte ferroviario, transporte terrestre de grandes distancias, transporte pesado de mercancías, buses regionales y demanda de calor no electrificable. Considerando el coste actual de las emisiones de dióxido de carbono, la penetración del hidrógeno en otras aplicaciones como calderas, turbinas, materia prima industrial y combustible de aviación puede resultar más difícil (ver Figura 143).

La hoja de ruta para la implementación del hidrógeno como elemento descarbonizador de la economía se comenta en detalle en el siguiente capítulo, pero a continuación se identifican las barreras existentes para el su despliegue.

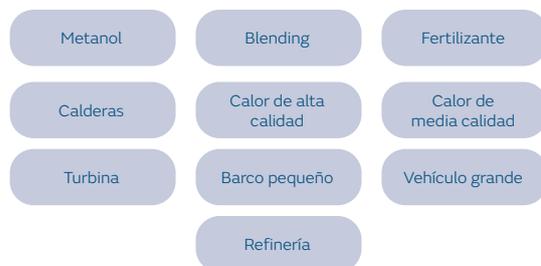
Figura 143.

Aplicaciones donde el hidrógeno será más y menos competitivo con respecto a otros vectores energéticos

Más competitivo que otras opciones convencionales



Más competitivo que otras opciones bajas en carbono



Menos competitivo que otras opciones bajas en carbono



Fuente: Elaboración propia

Figura 144.
Indicadores del *momentum* del hidrógeno

Fuente: Elaboración propia



Presión social

- Sólo 10 años restantes para conseguir los objetivos climáticos +1,5°C.
- >50 países tienen objetivos de emisiones neutras en 2050.



Caída de costes

- Desplome del coste de energías renovables del 80% en 10 años.
- Crecimiento exponencial de electrolizadores (x55 en 10 años).



Planes estratégicos

- 18 países ya han anunciado planes concretos para el hidrógeno.
- España planea inversiones de más de 2.000 millones para exportar hidrógeno.



Alianzas empresariales

- 60 miembros en el Consejo de Hidrógeno (+13 en 2 años).
- 30 mega-proyectos anunciados desde 2017.

6.3. Barreras a superar

A día de hoy, el hidrógeno es un combustible más caro que el gas natural u otros combustibles fósiles, y se necesita una política clara basada en la descarbonización para promover su desarrollo. Sin embargo, el futuro del hidrógeno parece muy favorable, dado que es la propia sociedad la que demanda tecnologías limpias que permitan frenar el cambio climático. Arrastrados por la demanda social, las decisiones políticas y las estrategias de las grandes compañías comienzan a apuntar también hacia soluciones bajas en carbono. Sin embargo, el ritmo de cambio del modelo energético no parece suficiente para alcanzar el objetivo de limitar el calentamiento

de la Tierra por debajo de los 1,5°C. No obstante, un total de 66 países ya se han comprometido a ser neutros en emisiones de cara al 2050. A modo de ejemplo, España ha abandonado casi por completo y de forma anticipada en 2019 la generación en centrales térmicas de carbón, cosa que parecía imposible hace apenas unos años, y se ha elaborado un plan de acción recogido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.

En la Figura 144 se muestra los factores claves para alcanzar el momentum de las tecnologías de hidrógeno. En la actualidad, hay un cierto consenso general a nivel político, científico y privado de que las ambiciones climáticas no se pueden conseguir sin la presencia de hidrógeno.

Pero no hay que ser crédulos ya que no es el primer momento de la historia en que se propone el hidrógeno como el vector energético del futuro y es preciso identificar los obstáculos a superar para ser efectivos y evitar el freno de su implementación.

6.3.1. Estratégicas

Debido a la necesidad de grandes inversiones estructurales, la penetración del hidrógeno en el mix energético requiere una estrategia a largo plazo. A día de hoy sólo se utiliza en aplicaciones industriales muy concretas y para ampliar su ámbito de uso es necesario realizar cambios estructurales. Estas transformaciones implican a múltiples sectores de la sociedad.

El primer obstáculo es el más simple, pero crítico a la vez, de reconocer el papel estratégico del hidrógeno en la transición energética. Se requiere un consenso global de que el hidrógeno va a jugar un papel clave en la descarbonización de la economía, de la misma forma que lo tienen las energías fotovoltaica y eólica. Todos los sectores deben ser partícipes de este reconocimiento, desde las administraciones públicas hasta el sector privado (energético, industrial, tecnológico, automovilístico, etc.), pasando por los consumidores.

El reconocimiento estratégico debe implicar la elaboración de planes nacionales, transnacionales e intersectoriales. Los objetivos de implementación deben ser a medio-largo

plazo (2030-2050), pero con hitos periódicos y cuantificables. Hay que poner un especial énfasis en que, para conseguir tales objetivos, hay que ponerse a trabajar a día de hoy o serán inalcanzables. La definición de objetivos concretos podría ir en la dirección que marcan los siguientes puntos: definición de un porcentaje mínimo de uso de hidrógeno bajo en emisiones en el sector industrial; definición de un porcentaje mínimo de mezcla de hidrógeno en el gas natural de red; y cuotas de flota mínima desplegada de vehículos privados, públicos e industriales impulsados con hidrógeno.

Otras estrategias podrían ser fijar objetivos de reducción de emisiones en el sector industrial, en lugar de fijar porcentajes de uso de hidrógeno; como también fijar un coste de carbono por legislación y así acelerar el hidrógeno bajo en emisiones. En todo caso, hay que definir el papel que jugará el hidrógeno en la descarbonización de la economía. Hay 18 países que ya han establecido objetivos específicos en esta dirección, pero es necesario adoptar una política común dentro de la Unión Europea e incluso a nivel internacional en las periódicas cumbres climáticas²³⁹. Dicha coordinación estratégica ayudará a que, a modo de ejemplo, no suceda que un país no pueda introducir hidrógeno en la red de gas natural porque uno adyacente lo tenga restringido.

Los planes estratégicos son claves para impulsar las inversiones que se necesitan para que el hidrógeno pueda competir técnica y

económicamente. Así, en el aspecto estratégico, los ejes de acción se podrían resumir en:

- Establecer objetivos transnacionales, nacionales y sectoriales y definir los mecanismos de apoyo que resulten necesarios para alcanzarlos.
- Promover la I+D en tecnología de electrólisis y sus aplicaciones.
- Estimular la demanda de hidrógeno bajo en emisiones.
- Promocionar proyectos estratégicos.
- Armonizar los estándares y legislación.

6.3.2. Tecnoeconómicas

La segunda barrera es la tecnoeconómica. En este aspecto, un estudio reciente de Bloomberg ha indicado que el desafío del hidrógeno es básicamente económico. Por ejemplo, quemar hidrógeno para producir electricidad, en lugar de gas natural, podría ser viable en 2050 si los precios de emisión suben por encima de los 50 € por tonelada de carbón²⁴⁰. En cuanto a la producción de hidrógeno verde, la posibilidad de obtener hidrógeno a partir de agua y electricidad renovable es la piedra angular del hidrógeno limpio. En capítulos anteriores se describen diversos retos tecnológicos en lo tocante a la producción de éste, ya sea relativo a tecnologías emergentes, nuevos materiales o necesidad de una mayor durabilidad de los equipos. Las mejoras tecnológicas, junto con las asociadas a una economía de escala (escala de GW), van a

permitir que los costes unitarios de producción se reduzcan notablemente.

Los precios del hidrógeno verde no son todavía competitivos en comparación con los del hidrógeno gris, aunque sí se vislumbra el alcance de paridad de costes a partir de 2025. La barrera económica está bien definida, el hidrógeno gris se sitúa actualmente en los 0,8-1,6 €/kg y el verde por encima. El objetivo se puede cuantificar en la reducción de los costes de producción del hidrógeno verde por debajo de los 1,80 €/kg mediante electrolizadores también por debajo de los 450 €/kW.

En paralelo, hay que continuar desarrollando e implementado las aplicaciones que lo transportarán y usarán en el futuro. En otras palabras, no se puede esperar a que el precio del hidrógeno verde sea competitivo para desarrollar la cadena de valor asociada. A medio plazo, estas aplicaciones pueden usar hidrógeno azul que tiene unos costes actuales de 1,25-2,25 €/kg, y esta barrera se puede superar mediante incentivos o aumentando la penalización de emisiones de carbono. El hidrógeno azul no es la solución más elegante, pero una rápida penetración del mismo puede reducir las emisiones actuales de la combustión dispersa de gas natural. Quizás aún más importante, el impulso del hidrógeno azul podría ser determinante para generar un mercado del hidrógeno estable y global, si bien se precisa solucionar el secuestro o los usos del CO₂

240 Bloomberg Green, Green Hydrogen Could Price Gas Out of Power Markets by 2050, 2020. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-01-14/green-hydrogen-could-price-gas-out-of-power-markets-by-2050>.

capturado, así como estimar el correspondiente periodo de recuperación de las inversiones en un mercado del hidrógeno que se prevé muy cambiante en las próximas décadas, a medida que se constata el despliegue de las tecnologías, en especial en el sector transporte.

Las barreras tecnoeconómicas también son importantes para las aplicaciones del hidrógeno. Sin ir más lejos, las relacionadas con el coste de la pila de combustible para propulsar automóviles. La disponibilidad de un hidrógeno bajo en emisiones a precios competitivos incentiva claramente su uso, reduciendo a la vez su precio. En este aspecto, aumentar la producción de 10.000 unidades de pilas de combustible a 200.000 puede reducir drásticamente su precio a la mitad.

Superar las barreras tecnoeconómicas requerirá de una inversión importante para compensar los costos inicialmente más altos en comparación con otras alternativas. El Hydrogen Council recientemente ha valorado económicamente las inversiones necesarias en 63.000 millones de euros: unos 18 se utilizarían para desplegar unos 70 GW de electrolizadores, unos 5 para financiar tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS), unos 27 en movilidad (redes de abastecimiento, distribución de combustible, celdas de combustible y tanques de hidrógeno), y 15 en aplicaciones de generación de calor. Las partes interesadas deben encontrar mecanismos para distribuir estas inversiones entre empresas, inversores y consumidores.

6.3.3. Regulatorias

En el ámbito regulatorio hay mucho camino por recorrer. El más inminente es facilitar el transporte de hidrógeno por la red gasista actual. A día de hoy, la inyección de hidrógeno puro no está permitida en el sistema gasista español. Sería interesante que una regulación europea común permitiese porcentajes superiores al 5 % a corto plazo, y del 10-30 % a medio plazo. Para evitar pasos en falso, es necesario el aprendizaje tecnológico mediante islas con *blending* muy alto para identificar cuellos de botellas y tomar medidas de desarrollo, definiendo islas como pruebas piloto en redes cerradas que sean suficientemente representativas para extrapolar las conclusiones a la red común. En este sentido, los equipos más sensibles a porcentajes elevados de hidrógeno deben ser identificados y reemplazados progresivamente. Esta progresiva transformación de los gases que transporta la infraestructura actual puede evitar la construcción y mantenimiento de dos estructuras: la actual destinada a transporte de gas natural, biometano y gas sintético; y una nueva para el hidrógeno puro. Estos cuatro gases pueden compartir una red de gas conjunta. Hay que considerar una complejidad técnica más elevada ya que, en determinadas zonas rurales, la producción de biometano puede estar favorecida, mientras que en otras, por cuestiones climáticas, lo esté la del hidrógeno. Aquí hay que poner en valor la posibilidad de convertir parte de estos excedentes de hidrógeno en gas sintético para homogeneizar la red. En todo caso, es importante destacar que

las redes de distribución deben ser aptas para las energías renovables, y no a la inversa²⁴¹.

Otro aspecto clave en el marco regulatorio, es el reconocimiento de los certificados de origen. Los certificados para el hidrógeno bajo en emisiones, verde y azul, son muy necesarios para impulsar la penetración del hidrógeno, utilizando la infraestructura actual y así evitar el transporte terrestre, ya que es altamente ineficiente y tiene un impacto ambiental mucho mayor que por tubería. La validación del hidrógeno bajo en emisiones debe realizarse mediante metodologías cuantitativas, es decir, mediante el análisis de ciclo de vida, y por agentes externos regulados.

6.3.4. Aceptación social

Los planes estratégicos, la regulación y la reducción de costes va a ser determinante para suministrar un combustible bajo en emisiones al mercado, pero finalmente el consumidor decidirá la cuota de participación que tendrá el hidrógeno en el mercado energético futuro. En este aspecto, hay que admitir que la barrera social a día de hoy es grande. En líneas generales, el hidrógeno es el gran desconocido de las energías renovables.

Además, tiende a relacionarse negativamente con la industria armamentística (bomba H) y los accidentes aéreos de principios del siglo XX, más que con otros aspectos positivos, como el éxito de su uso en misiones espaciales.

La percepción social es determinante para que el consumidor elija entre un vehículo eléctrico o uno de hidrógeno. Si asocia hidrógeno con peligrosidad, seguramente va a elegir cualquier opción alternativa. En los estudios de aceptación del hidrógeno en vehículos, un 20 % de la población lo asocia con problemas de seguridad, pero la gran mayoría no lo identifica ni positivamente ni negativamente, simplemente lo desconoce²⁴². El 60 % de la población indica que necesita más información para tener opinión. Si esta parte de la población recibe información negativa respecto al hidrógeno será muy difícil cambiar su percepción. Cierta exposición a la tecnología, como conducir vehículos de prueba²⁴³, mejora la impresión del público e incrementa la aceptación. En resumen, si se consigue un consenso público-privado de que el hidrógeno es un vector necesario para la descarbonización de la economía, se debería empezar a transmitir

241 D. Astiaso Garcia, Analysis of non-economic barriers for the deployment of hydrogen technologies and infrastructures in European countries, *Int. J. Hydrogen Energy*. 42 (2017) 6435–6447. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.01.201>.

242 T. O'Garra, S. Mourato, P. Pearson, Analysing awareness and acceptability of hydrogen vehicles: A London case study, *Int. J. Hydrogen Energy*. 30 (2005) 649–659. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2004.10.008>.

243 E. Martin, S.A. Shaheen, T.E. Lipman, J.R. Lidicker, Behavioral response to hydrogen fuel cell vehicles and refueling: Results of California drive clinics, *Int. J. Hydrogen Energy*. 34 (2009) 8670–8680. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.07.098>.

información positiva acerca de éste mucho antes de que las aplicaciones estén en el mercado o, en caso contrario, fracasarán.

Según un estudio que analizó la percepción social del hidrógeno, la información a transmitir debe consistir en²⁴⁴: los cambios de comportamiento, positivos o negativos, que implica adoptar la tecnología de hidrógeno (autonomía, puestos repostaje, circulación en zonas de bajas emisiones); los beneficios que supone el uso de hidrógeno para el consumidor (comodidad, conveniencia y costos); y la efectividad para abordar problemas energéticos y ambientales.

6.4 Oportunidades

6.4.1 Creación de empleo

En el futuro, tanto la generación, como el transporte y las aplicaciones del hidrógeno van a cambiar significativamente; es decir, la cadena de valor del hidrógeno va a requerir nuevas tecnologías y sectores manufactureros como, por ejemplo, solventes de captura de carbono, membranas de celdas de combustible, tanques de almacenamiento, materiales de tuberías o quemadores. A medida que aumente la demanda de hidrógeno en todos los sectores de la economía, habrá una necesidad creciente de personal capacitado y experimentado, como técnicos de mantenimiento cualificados, ingenieros, instaladores, fabricantes y capacitadores, entre otros.

Determinar el número de nuevas oportunidades laborales es complejo, ya que se desconoce el alcance de la nueva economía del hidrógeno y la velocidad a la que se va a llegar. Un estudio de la Asociación Estadounidense de Energía Solar prevé la creación de 1 millón de nuevos empleos sólo en Estados Unidos para 2030, la gran mayoría de ellos altamente cualificados y remunerados²⁴⁵. También se pueden encontrar predicciones mucho más conservadoras, como la creación de 2.800 empleos en Australia para

244 M. Ricci, P. Bellaby, R. Flynn, What do we know about public perceptions and acceptance of hydrogen? A critical review and new case study evidence, *Int. J. Hydrogen Energy*. 33 (2008) 5868–5880. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.07.106>.

245 R.H. Bezdek, The hydrogen economy and jobs of the future, *Renew. Energy Environ. Sustain.* 4 (2019) 1. <https://doi.org/10.1051/rees/2018005>.

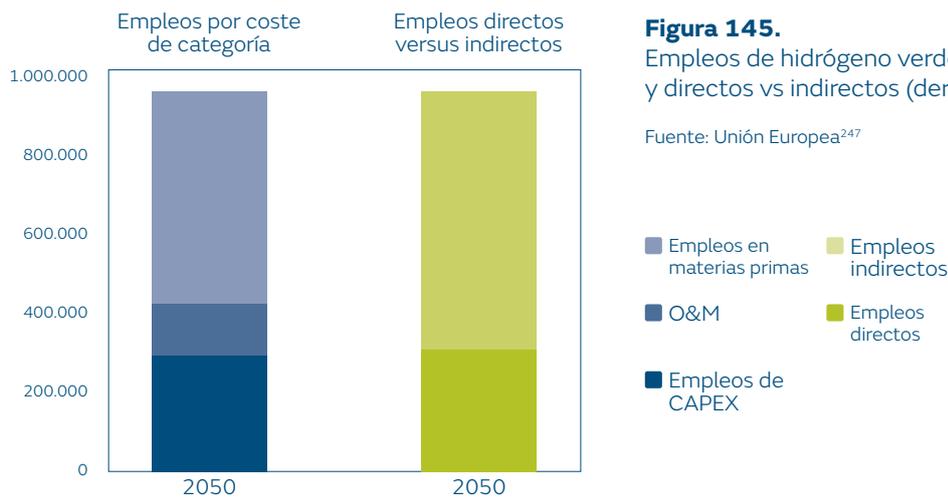


Figura 145. Empleos de hidrógeno verde por categoría (izquierda), y directos vs indirectos (derecha).

Fuente: Unión Europea²⁴⁷

- Empleos en materias primas
- O&M
- Empleos de CAPEX
- Empleos indirectos
- Empleos directos

2030 en exportación de hidrógeno²⁴⁶. En la Unión Europea, la asociación Gas for Climate estima que la descarbonización del sistema energético fortalecerá el empleo de todos los países de la Unión, brindando oportunidades de empleo adicionales. El número de empleos directos adicionales será entre 600.000-850.000 en el total del sector de gas, incluyendo en este cálculo el sector del biometano.

Con relación, concretamente, al hidrógeno verde, se estima una creación entre 300.000-400.000 empleos. Los beneficios laborales van a tener asociados 3 empleos indirectos por cada directo (ver Figura 145). Entre ellos, la mayor

parte se destinará a la generación de energías renovables (*feedstocks*), seguido por la ingeniería y construcciones de los equipos y, en menor medida, la operación de las instalaciones. En la misma dirección, el Hydrogen Council indica que se podrían crear unos 850.000 nuevos puestos de trabajo en Europa, pero a mucha mayor velocidad, ya que los incluyen dentro del horizonte temporal de 2030. Estos puestos se distribuyen entre usos, mayoritariamente en el transporte, seguido por el hidrógeno como materia prima, el almacenamiento, el sector residencial y, finalmente, en calor industrial²⁴⁸. En lo que se refiere a España, la evaluación del impacto económico, social y sobre la salud

246 IEA, The future of hydrogen, 2019

247 https://ec.europa.eu/knowledge4policy/publication/gas-climate-%E2%80%93-job-creation-scaling-renewable-gas-europe_en

248 H. Europe, Hydrogen, enabling a zero emission Europe. Strategic Plan 2020-2030, 2018.

pública del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima PNIEC 2021-2030 prevé una generación de aumento neto de empleo de entre 253.000 y 348.000 personas al año, si bien no incluye datos concretos para el hidrógeno ni gases renovables²⁴⁹.

6.4.2. Los hubs o centros de hidrógeno

Los sistemas de energía actuales fueron diseñados y gestionados de manera independiente. Sin embargo, hoy en día el desarrollo de tecnologías eficientes de generación múltiple llevan a replantearse los beneficios de integrar la infraestructura energética de electricidad, gas natural y calefacción urbana hacia modelos de sistemas multienergéticos. Estos sistemas albergarían diferentes fuentes de energía interactuando juntas de una forma sinérgica. Para llevar a cabo este concepto, se requiere de una herramienta adecuada para la gestión integrada de todos los componentes del sistema. Los centros o *hubs* de hidrógeno se pueden definir como centros de producción, conversión, almacenamiento y distribución de diferentes fuentes de energía como herramienta de integración y gestión de sistemas multienergéticos (ver Figura 146).

A pesar de los intereses globales en reducción de costes del hidrógeno como combustible, no existe un mercado global ni tampoco centros concentrados de demanda de hidrógeno. Esto

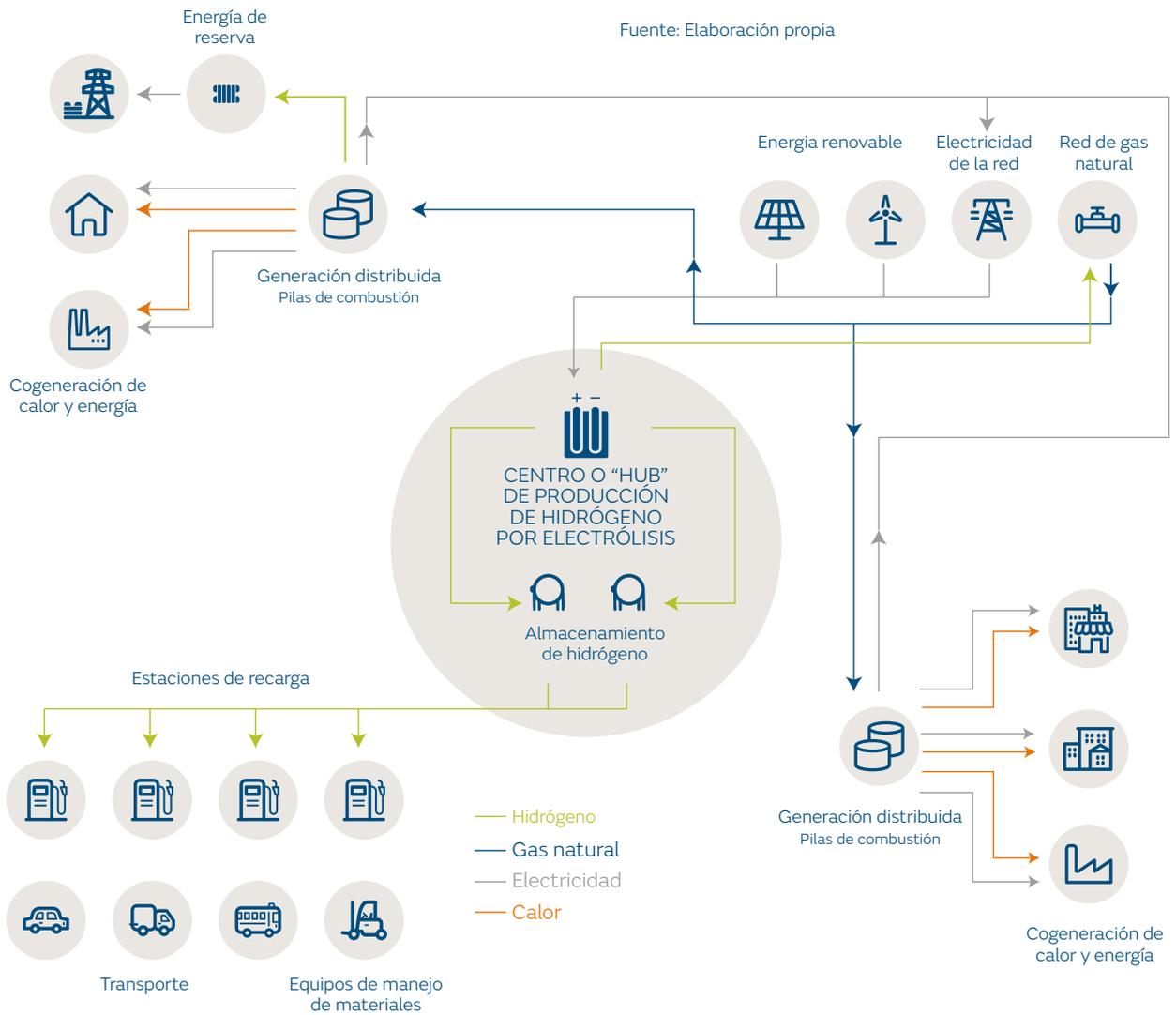
conlleva la falta de infraestructura necesaria de producción, distribución y abastecimiento de hidrógeno como combustible. Al crear *hubs* específicos de hidrógeno y concentrar la actividad localmente, se permite compartir la infraestructura, reducir los costes y reunir a la industria, empresas locales, comunidades y autoridades locales en el desarrollo y despliegue de proyectos de hidrógeno y celdas de combustible, de una manera que satisfaga las necesidades de energía y transporte de la comunidad local.

A través de estos *hubs* se permitirá adoptar el hidrógeno como combustible para el transporte, inicialmente en flotas de autobuses municipales, coches, camiones pesados y trenes. Las estaciones de carga de vehículos se concentrarán en las afueras de las ciudades y en las áreas industriales, donde las estaciones de servicio de alta demanda y la infraestructura de tuberías serán económicamente viables. La infraestructura de tuberías también podría contribuir en la descarbonización del sistema de gas natural a través de la inyección de hidrógeno en la red gasista. Asimismo, otros sectores como la industria del acero o del cemento podrían beneficiarse de esta infraestructura para su descarbonización, junto con el sector marítimo, que a su vez podría encargarse de exportar hidrógeno a otros países.

Por ejemplo, el primer Hydrogen Hub del Reino Unido se estableció con éxito en 2016 en

Figura 146.
Concepto de centros o *hubs* de hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia



Swindon, donde se desarrolló una infraestructura local de abastecimiento de hidrógeno y una flota de coches operados por Nationwide Building Society, National Trust, The Science Museum y otras empresas con sede en la ciudad. En 2018 se lanzó el segundo Hydrogen Hub, en Oxfordshire, donde existe gran interés por impulsar transporte limpio y la generación de energía de manera sostenible. Esto se refleja en el plan para introducir la primera zona de cero emisiones del mundo en la ciudad de Oxford, donde se incluyen una flota de autobuses de hidrógeno, vehículos de entrega, camiones de basura e instalaciones de cogeneración de calor y electricidad. Asimismo, se busca replicar el modelo de Hydrogen Hub en todo el Reino Unido, creando la infraestructura necesaria para una economía de hidrógeno sostenible²⁵⁰.

Otro ejemplo representativo es el del Centro Asiático de Energía Renovable (AREH), un proyecto en marcha que generará hasta 15.000 MW de energía renovable en Australia Occidental. Se dedicarán hasta 3.000 MW a grandes usuarios energéticos de la región, como el sector minero. La mayor parte de la energía permitirá la producción a gran escala de hidrógeno verde para los mercados nacionales y de exportación²⁵¹.

En España, Enagás está impulsando el proyecto Green Crane para desarrollar una red de hidrógeno verde a través de diferentes hubs de producción y distribución situados en cinco Comunidades Autónomas: Asturias, País Vasco, Castilla y León, Aragón y Baleares. El proyecto pretende aprovechar la infraestructura gasista existente y así exportar hidrógeno verde al resto de Europa (ver Figura 147).

También se prevé que se genere un mercado de hidrógeno a través de puertos industriales, creando nodos de comercio y corredores marítimos similares a los actuales de gas natural licuado (GNL). En este aspecto, la Agencia Internacional de Energía proporciona asesoramiento sobre políticas para apoyar la cooperación internacional y acelerar el desarrollo del comercio de hidrógeno en el mundo²⁵². Por otra parte, el gobierno holandés presentó en marzo de 2020 su estrategia nacional sobre el hidrógeno en la que incluye su comercio, y se plantea que podría importarse de regiones con potencial para producir grandes cantidades de hidrógeno verde a partir de la electrólisis y utilizando energía solar, como Oriente Medio, África del Norte, Portugal o España. A su vez, los puertos holandeses, especialmente el de Rotterdam,

250 138 Executive Board, Health and the environment: draft road map for an enhanced global response to the adverse health effects of air pollution: report by the Secretariat, (2016). <https://apps.who.int/iris/handle/10665/250653>.

251 W.M. Organization, United in science: high-level synthesis report of latest climate science information convened by the science advisory group of the UN Climate Action Summit 2019, 2019.



- ① Baleares Hub
- ② País Vasco Hub
- ③ Castilla y León Hub
- ④ Aragón Hub
- ⑤ Asturias Hub



- Enagás**
- Terminal GNL
 - Almacenamiento
 - Estación de compresión
 - Tuberías
- Infraestructuras de otros operadores

Figura 147.

Proyecto Green Crane para el desarrollo de una red de hidrógeno verde en España que conecte con Europa.

Fuente: Elaboración propia a partir de fuentes diversas²⁵⁴

son vistos como un activo estratégico para que los Países Bajos cumplan esa “función central”, en la que los holandeses importarían,

transportarían y exportarían hidrógeno entre los puntos críticos de oferta y demanda²⁵³.

²⁵³ <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/dutch-outline-clean-hydrogen-vision-aim-at-global-market/>

²⁵⁴ Datos elaborados a partir de la información reportada por diferentes medios:
<https://elperiodicodelaenergia.com/enagas-quiere-convertir-espana-en-un-gran-hub-de-hidrogeno-verde-que-exporte-al-norte-de-europa/>
https://www.enagas.es/enagas/es/Comunicacion/NotasPrensa/30_06_20_NP_JGA_2020



7. Realidad actual y estrategias de desarrollo

- 7.1. Fuentes de energía renovables e infraestructuras de gas
- 7.2. Políticas de emisiones de CO₂
- 7.3. La realidad hoy en cifras, en Europa y en el mundo
- 7.4. La regulación en Europa
- 7.5. Estrategia y objetivos de la Unión Europea 2030-2050

Preguntas clave del capítulo

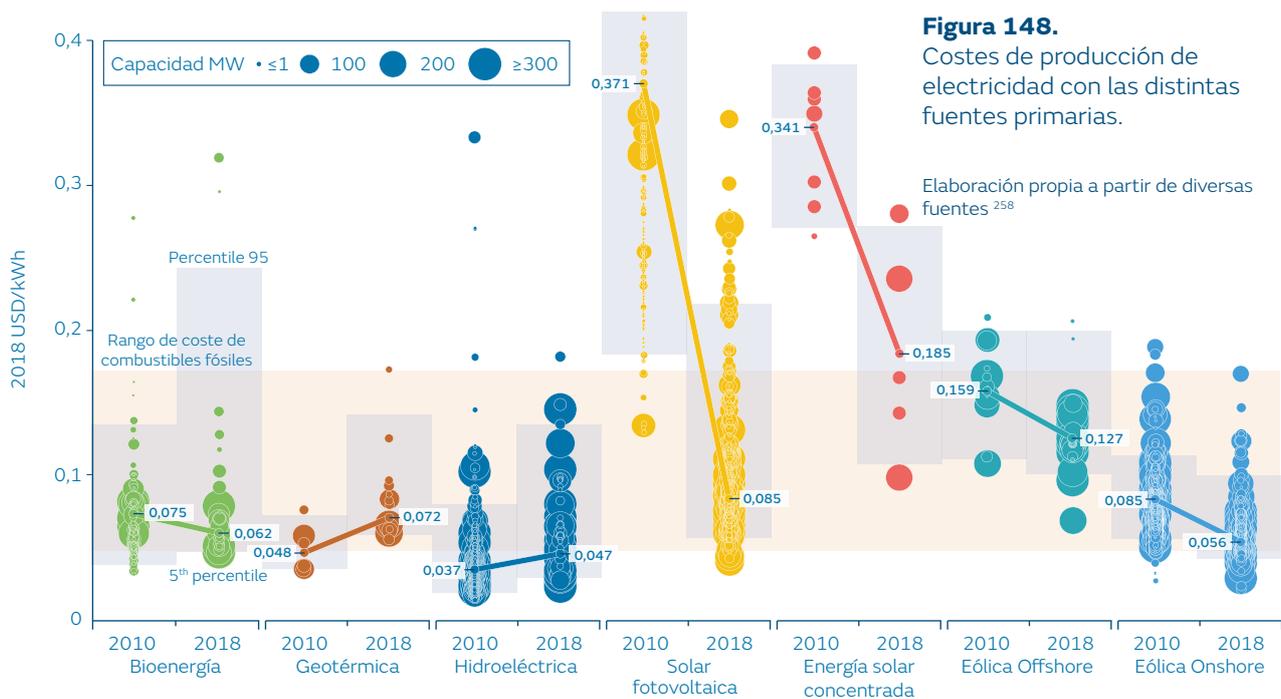
- ¿Cómo puede la infraestructura gasista facilitar el despliegue de la economía del hidrógeno?
- ¿Cómo contribuye el uso del hidrógeno a reducir las emisiones de CO₂?
- ¿Cómo se complementan las energías renovables y el hidrógeno?
- ¿Cuál es el ritmo de crecimiento del mercado del hidrógeno?
- ¿Qué aplicaciones utilizarán el hidrógeno en los próximos años?

En los siguientes apartados se desglosa el papel del hidrógeno en el despliegue futuro de las fuentes de energía renovables, las oportunidades de uso y la adaptación de las infraestructuras existentes para su transporte y almacenamiento. Asimismo, se detallan las políticas de emisiones que favorecerían la implementación del hidrógeno en el contexto de la situación actual de su uso en España, Europa y el mundo.

7.1. Fuentes de energía renovables e infraestructuras de gas

La continua reducción en el coste de producción de la electricidad procedente de fuentes renovables incentivarán en un futuro próximo su despliegue, más allá de las subvenciones estatales que las impulsaron en el pasado. Según un reciente informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)²⁵⁵, el coste normalizado de la electricidad obtenida mediante renovables ha alcanzado ya un precio inferior a la generada a partir de combustibles fósiles en algunas instalaciones eólicas y fotovoltaicas. Dicho punto de inflexión viene dado por una reducción de costes de más de un 75 % en el caso de la fotovoltaica, y de hasta el 35 % en el caso de la eólica. De esta manera, en 2020 ya se puede generar electricidad con fuentes renovables a un coste inferior a la más barata de la producida con combustibles fósiles (ver Figura 148). Esta clara tendencia va a necesitar la incorporación masiva de almacenamiento futuro para gestionar dicha producción.

A esta reducción del coste de la electricidad renovable, se le suma la creciente preocupación por los impactos de las emisiones procedentes del uso intensivo de combustibles fósiles, lo que, a su vez, fomentará, sin duda, el rápido despliegue de este tipo de alternativas



de generación de bajas emisiones. Esta preocupación se ha sustanciado en numerosos informes de organismos transnacionales de prestigio, como la Organización Mundial de la Salud (OMS), que cifran entorno a los 4

millones las muertes prematuras ocasionadas directamente por la contaminación del aire²⁵⁶, o como las Naciones Unidas, que alertan sobre la aceleración del calentamiento global y sus efectos adversos²⁵⁷. Dichos informes han

256 138 Executive Board, Health and the environment: draft road map for an enhanced global response to the adverse health effects of air pollution: report by the Secretariat, (2016). <https://apps.who.int/iris/handle/10665/250653>.

257 W.M. Organization, United in science: high-level synthesis report of latest climate science information convened by the science advisory group of the UN Climate Action Summit 2019, 2019.

258 Datos elaborados a partir de la información reportada por diferentes asociaciones y entidades:
<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
<https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

motivado respuestas políticas de gran alcance, tanto a nivel local como nacional e interestatal, que apuntan al uso de las fuentes renovables como solución preferente.

En este escenario, la Unión Europea revisó recientemente la nueva directiva para la promoción de las energías renovables²⁵⁹, fijando un compromiso del 32 % de producción de cara a 2030 (revisable al alza en 2023) en el que, además, se propone que el 14 % de la energía del transporte proceda de estas fuentes. Este 14 %, sin embargo, está lejos de poder ser alcanzado únicamente con biocombustibles, por lo que es necesario el uso del hidrógeno para las aplicaciones que van más allá del transporte ligero, ya que éstas últimas se pueden satisfacer con baterías eléctricas. Para el cómputo de este porcentaje, dicha directiva permite considerar el uso de combustibles líquidos o gaseosos de origen no biológico como intermediarios en la producción de combustibles convencionales, lo que da pie al desarrollo de todo tipo de combustibles renovables.

El anunciado despegue de las fuentes renovables deberá llevar asociado, de forma inevitable, el desarrollo de nuevos sistemas de acumulación de energía, especialmente eléctrica, para compensar la naturaleza intermitente o fluctuantes de las mismas. El reto no se prevé sencillo, puesto que actualmente la práctica totalidad de la electricidad generada se usa de forma directa, sin pasar por una etapa

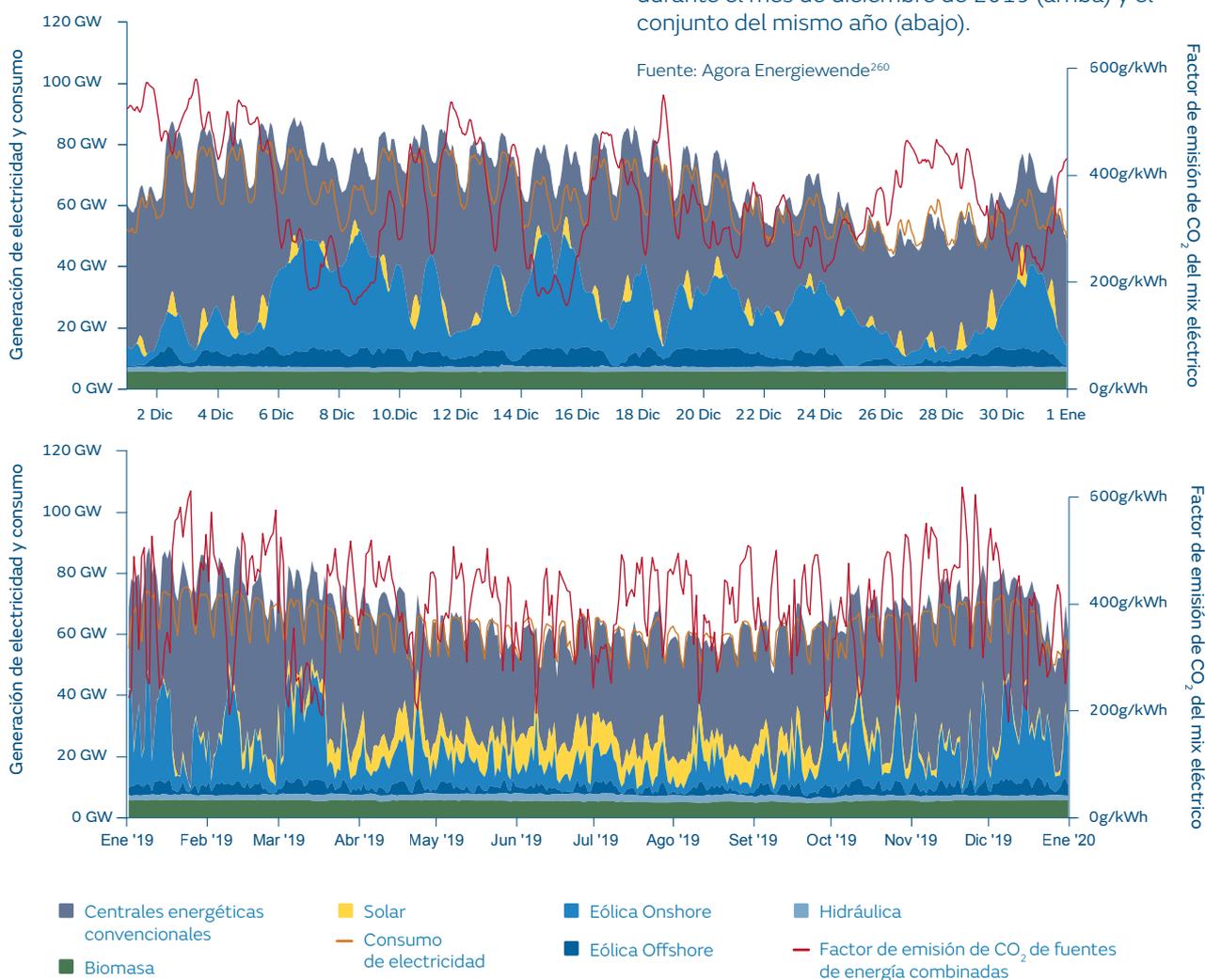
de almacenamiento previa. Además, dicho almacenamiento masivo debe contar con la capacidad de acumular grandes cantidades de energía, así como hacerlo en escalas temporales tanto cortas (horas/días) como largas (meses), (ver Figura 149).

El desajuste entre producción renovable y demanda eléctrica a corto plazo podría quedar cubierto mediante estrategias basadas en baterías y redes inteligentes, mientras que el almacenamiento estacional requeriría de un portador de energía estable, como el hidrógeno, capaz de compensar desajustes en la escala de semanas o meses y entre regiones distantes (con una red de transporte adecuada). La implementación del vector hidrógeno podría suponer, a su vez, una herramienta para favorecer el equilibrio global del sistema energético, dada la posibilidad de utilizarlo como materia prima en otros sectores productivos, además de como combustible en medios de transporte propulsados por pila de hidrógeno. De esta manera, las renovables quedarían integradas de forma transversal e intersectorial más allá del ámbito meramente energético.

El empleo del vector hidrógeno como sistema de almacenamiento masivo de la producción de energías renovables debería ir necesariamente acompañado de una adaptación de la red de transporte y almacenamiento, del mismo modo que la disponibilidad y el coste de las fuentes renovables varía sustancialmente entre regiones

Figura 149.

Consumo y producción de electricidad en Alemania durante el mes de diciembre de 2019 (arriba) y el conjunto del mismo año (abajo).



Se indica el desajuste entre la producción de renovables y la demanda eléctrica en una escala temporal corta (horas/días) y estacional (meses).

260 https://www.agora-energiewende.de/en/service/recent-electricity-data/chart/power_generation/12.06.2019/12.06.2020/

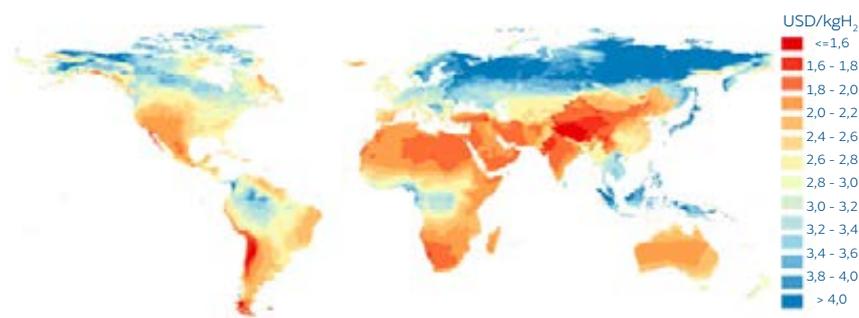


Figura 150.

Costes estimados para la producción futura de hidrógeno mediante electrólisis con electricidad renovable (fotovoltaica y eólica).

Fuente: Agencia Internacional de la Energía (IEA)²⁶¹

(ver Figura 150). Aunque pudiera definirse una estrategia de transporte y almacenamiento basada en una infraestructura de nueva creación, parece razonable el uso de la red de gas actual, tras su conveniente adaptación.

El hidrógeno producido mediante electrólisis a partir de electricidad renovable, por tanto, se podría almacenar en escalas temporales cortas y largas, y en grandes cantidades empleando la red de gas natural y los almacenes subterráneos ya existentes, así como los tanques de la futura red de estaciones de recarga del mismo hidrógeno. La inyección en la red de gas natural de alta presión de una mezcla de hidrógeno renovable y metano, en un porcentaje de entre el 5 % y el 20 %, supondría, sin necesidad de una elevada inversión, una primera vía de descarbonización del sistema energético, la cual tendría un impacto directo sobre la reducción de emisiones de la generación eléctrica, la producción de calor y el transporte basados en gas natural.

Dicha inyección en la red conllevaría también el desarrollo de nuevas tecnologías de monitorización de las mezclas, así como de la compresión del hidrógeno en grandes volúmenes y a altas presiones. Para incrementar el nivel de inyección hasta el citado 20 % en volumen, serían necesarias numerosas adaptaciones, tanto a nivel de la red de transporte (uniones de tubo, material de los tubos, etc.), como de la de distribución, y hasta del usuario final (quemadores).

En cualquier escenario de generación masiva y global de hidrógeno, el transporte del mismo mediante la red de gas natural se debería complementar necesariamente con rutas marítimas de largo recorrido, en las que este gas se transportase en forma de otros portadores más compactos, como el hidrógeno licuado o el amoníaco (ver apartado de transporte marítimo). En este caso, sería fundamental mimetizar la estrategia seguida en la actualidad

para el transporte de gas natural licuado, aprovechando infraestructuras y rutas ya existentes. Con un sistema de transporte de largas distancias convenientemente definido, se podrían establecer, por ejemplo, rutas comerciales desde países africanos, Australia o países situados en el denominado “Cinturón del Sol” (donde la producción mediante electrólisis con electricidad procedente de fotovoltaica sería muy competitiva), hacia regiones como Europa o Japón, respectivamente, donde los recursos energéticos son limitados.

7.2. Políticas de emisiones de CO₂

El despliegue del hidrógeno como vector energético vendrá de la mano de una legislación que ya se vislumbra en el horizonte: desde reducciones drásticas en las emisiones contaminantes en sectores con un uso intensivo de combustibles fósiles (siderurgia, cementera o química), a la descarbonización forzada del transporte pesado (por carretera, ferroviario o marítimo). Del mismo modo, el hidrógeno se verá favorecido por legislaciones que tengan por objetivo reducir la contaminación atmosférica, asegurar la seguridad en el suministro energético o proveer de energía limpia y asequible a los ciudadanos.

Como se ha mencionado anteriormente, el papel del hidrógeno será también determinante en el despliegue creciente de las energías renovables. En este sentido, el compromiso de la Unión Europea de alcanzar en 2030 un 32 % de producción renovable²⁶² (aproximadamente 7.000 TWh/año para la UE-28), así como las numerosas regulaciones sectoriales sobre las emisiones de CO₂ (que se comprometen a un 40 % de reducción con respecto a 1990), harán de los sistemas de almacenamiento energético unos elementos clave de futuro. En este sentido, el hidrógeno permite convertir electricidad en un gas transportable con una eficiencia elevada, compensando así la intermitencia intrínseca

262 Official Journal of the European Union, Directive (EU) 2019/1161 of the European Parliament and of the Council of 20 June 2019 amending Directive 2009/33/EC on the promotion of clean and energy-efficient road transport vehicles, 2019.



Figura 151. Evolución del precio de los derechos de emisión de carbono en el sistema ETS de la Unión Europea.

El precio corresponde al equivalente a emisión de una tonelada de CO₂.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Comisión Europea²⁶³

de dichas fuentes renovables. Además, este hidrógeno no es sólo un portador energético, sino que puede actuar como fuente energética para la generación de electricidad y como materia prima de multitud de industrias. De este modo, el hidrógeno adquiere una dimensión intersectorial que permite conectar el sector energético con el transporte y la industria, convirtiéndose en un elemento clave susceptible de múltiples regulaciones.

La legislación existente y venidera sobre las emisiones del transporte impulsará también la implantación del vector hidrógeno. En este sentido, la electrificación de los vehículos

(mediante baterías o pilas de combustible) contribuye directamente a cumplir los objetivos de las directivas europeas sobre vehículos limpios, promoviendo los combustibles alternativos o estándares de emisión de CO₂²⁶⁴. Más allá de posibles subvenciones o regulaciones favorables, alcanzar un coste para el usuario inferior a 4 €/kgH₂ para aplicaciones en movilidad es uno de los principales objetivos del sector. Considerando un coche ligero, para el que 1 kgH₂ corresponde a una autonomía de 100 km, el coste actual utilizando gasolina sería alrededor de 8 €, incluyendo impuestos, y de 4 € sin impuestos. Asimismo, el desarrollo de otros portadores de energía basados en hidrógeno,

263 https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/pre2013_es

264 O.J. of the E. Union, Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure, 2014.

O.J. of the E. Union, Regulation (EU) 2019/631 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2019 setting CO₂ emission performance standards for new passenger cars and for new light commercial vehicles, 2019.

como podrían ser el amoníaco, el metanol, los hidrocarburos sintéticos o el hidrógeno líquido, permitirá cumplir las directrices de emisiones del sector marítimo y aviación marcadas en la hoja de ruta para una zona única de transporte en Europa²⁶⁵.

La creciente regulación para descarbonizar diferentes sectores industriales, promoverá también el uso del hidrógeno. Por ejemplo, se avecina una directiva europea para el sector gasístico donde los tres gases renovables -biometano, hidrógeno y metano sintético- tendrán un papel preponderante. Del mismo modo, la demanda energética en edificios de los sectores residencial, comercial e industrial deberá cubrirse, al menos parcialmente, con energía renovable, dado que dicho consumo representa un significativo porcentaje de las emisiones de CO₂ de la UE. En este sentido, las directivas de descarbonización y eficiencia energética en edificios²⁶⁶ contribuirán a la instauración de la electricidad de origen renovable y los gases también renovables -como el hidrógeno y el biometano-, como fuentes principales de calor. En aquellos sectores en que, dada su elevada demanda calórica, la electrificación no sea posible, el hidrógeno podría representar la mejor alternativa.

Finalmente, cabe destacar que la Unión Europea creó en 2005 un mercado de emisiones (ETS, *Emissions Trading Scheme*) con el objetivo de propiciar un sistema de intercambio de derechos que beneficiase a las empresas menos contaminantes, gravando aquellas que más emitieran. Los primeros análisis sugieren que los efectos del ETS en la competitividad general de la UE son limitados²⁶⁷. Pese a altibajos en su etapa inicial, las últimas reformas del sistema (implantadas en 2018), parecen haber conseguido el objetivo de subir progresivamente el precio del carbono emitido (ver Figura 151). A día de hoy, el coste de los derechos de emisión de una tonelada de CO₂ se sitúa entorno a los 25 €. Según diversas entidades, incluyendo el Hydrogen Council, la expansión definitiva del hidrógeno bajo en emisiones tendrá lugar cuando el coste de emisiones supere los 50 €/tCO₂.

265 E. Comission, Roadmap to a Single European Transport Area - Towards a competitive and resource efficient transport system, 2011.

266 O.J. of the E. Union, Directive (EU) 2018/844 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 amending Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency, 2018.

267 E. and I. Directorate-General, E. Commission, Competitiveness Effects of Trading Emissions and Fostering Technologies to Meet the EU Kyoto Targets: A Quantitative Economic Assessment, 2007.
D. Demailly, P. Quirion, European Emission Trading Scheme and competitiveness: A case study on the iron and steel industry, *Energy Econ.* 30 (2008) 2009–2027. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.01.020>.

7.3. La realidad hoy en cifras, en Europa y en el mundo

Como se ha descrito en capítulos anteriores, los procesos de reformado con captura permiten secuestrar entre el 60 y el 90 % del CO₂ emitido, a pesar de su elevado coste. La producción directa de hidrógeno mediante electrólisis arroja valores superiores al coste objetivo de ser competitivo respecto al coste medio de la gasolina en UE-28 sin impuestos. Sin embargo, dichos costes van a ser sustancialmente reducidos con el continuo abaratamiento de los costes de las fuentes de electricidad renovables, con el decrecimiento de los de inversión para las plantas de electrólisis, y con el potencial de incremento de la capacidad de producción de hidrógeno de estas plantas.

Así, por ejemplo, de las plantas de pocos MW de potencia (4,4 MW), ideales para abastecer una demanda localizada (2 toneladas diarias), se ha pasado a plantas de hasta 200 MW completamente automatizadas, las cuales operan en el rango de presiones de 5 a 200 bar y producen casi 88 toneladas de hidrógeno diario (esto permite la generación a gran escala y precisan de su conexión a la red de transporte y distribución directa de gas o de hidrógeno). Conviene observar que, con una planta de producción diaria menor, por ejemplo de 2 toneladas, se podría abastecer una flota de 200 autobuses con un recorrido diario superior a los 100 km, lo que podría ser acometido con una conexión directa con una hidrogenera que facilitase el llenado mecánico en pocos minutos de los tanques de hidrógeno (no siendo

necesario de este modo la conexión a la red de gas o de hidrógeno).

Al margen de estas diferencias, se podría pensar que, en base a las reglas de la economía de escala, habría una gran diferencia de costes en la producción de hidrógeno al comparar los costes entre una planta de pocos MW y una planta de 100 o 200 MW. Sin embargo, la realidad es que más del 80 % de dicho coste depende del precio de la electricidad. Por consiguiente, aunque es fundamental la reducción de los costes de inversión por debajo de los 450 €/kW, de los de instalación, de los de puesta en marcha incluyendo autorizaciones y permisos, de los de mantenimiento, y de los laborales (las plantas están ya automatizadas), el punto determinante es la reducción de los costes de operación, fijados por el coste de la electricidad renovable. Éste, hoy en día, se sitúa ya en muchos casos en el rango 30-50 €/MWh, y, en otros, incluso por debajo de dicho rango.

Así, dependiendo de la región del planeta y su disponibilidad de energías renovables baratas, dicho precio puede presentar grandes oscilaciones, si bien para grandes centrales, y suponiendo 40 €/MWh, son previsibles unos 2,0 €/kg, lo que ya garantiza mejores costes que la gasolina. En el caso del hidrógeno verde, estos costes son comparables a los de producción de hidrógeno azul. Si, además, se pueden reducir los costes de la electricidad hasta los 15-25 €/MWh, los del hidrógeno verde pueden situarse en el rango 1-1,5 €/kg a medio plazo. Por tanto, si bien existen todavía serios desafíos, la evolución de costes hace prever que se está en la buena senda.

En primer lugar, es preciso tener el coste CAPEX por debajo de los 450 €/kW; en segundo, garantizar un coste de la electricidad renovable en el rango 30-50 €/MWh; y en tercero, tener un rango de utilización por encima de las 3.000 horas anuales para incrementar la producción y disminuir gastos (a mayor coste de la electricidad mayor tasa de utilización anual). De esta manera, se puede alcanzar la paridad de costes con el hidrógeno obtenido por reformado de gas natural, y progresivamente mejorar estas condiciones a medida que los costes de emisiones de CO₂ se incrementen o que se incluyan los de secuestro o reutilización. Semejante reducción en el coste de producción allana el camino al despliegue del vector hidrógeno (renovable).

Actualmente, la mayor parte del consumo de hidrógeno corre a cargo de la industria química (producción de amoníaco, metanol o refinado de petróleo), que emplea en sus procesos el 90 % de la producción mundial, estimada sobre los 70-120 millones de toneladas métricas. Sin embargo, el abaratamiento del coste del hidrógeno renovable abriría la puerta a un consumo masivo en los diversos ámbitos mencionados anteriormente, como el transporte, la generación y almacenamiento de energía y el calor residencial e industrial. Más concretamente, el Hydrogen Council estima un consumo de hidrógeno renovable entorno a las

400 Mt de cara a 2050, lo que representaría unas 4 Gt de reducción directa en las emisiones de CO₂ sobre las 38 Gt totales²⁶⁸. Sólo esto significa el despliegue de unas 25.000 plantas de 100 MW.

En España, y a modo de estimación general de la magnitud del desafío, si se pretendiera sustituir por hidrógeno toda la energía consumida por el transporte²⁶⁹, sería preciso instalar más de 900 plantas de 100 MW (considerando una eficiencia media de conversión de energía eléctrica a energía química bajo la forma de hidrógeno del 55 % y una tasa de utilización anual superior al 90 %), y que todas las plantas con esta capacidad estuvieran conectadas a la red de transporte/distribución de hidrógeno o gas. Para ello, y sólo considerando la inversión en el CAPEX de los equipos de las plantas, se deduce que se necesitaría invertir un capital superior a los 40.000 M€ durante los próximos 30 años para conseguir en 2050 un sector del transporte sin emisiones (asumiendo costes inferiores a los 450 €/kW). Por tanto, disponer ya de una red de transporte y almacenamiento, junto con una infraestructura del sector gasista, evitaría una considerable sobreinversión (el coste de construcción de red de gas es de 1 M€/km y la longitud actual es de unos 12.000 km).

268 Hydrogen Council, Hydrogen, Scaling Up, 2017.

269 Se estima en el rango de los 40.000 ktep o 465 TWh, lo que representa reducir en más de unas 100 Mt las emisiones de CO₂, es decir, una tercera parte aproximadamente de las emisiones globales.

7.4. La regulación en Europa

Dado el creciente interés en el vector hidrógeno, éste ha sido introducido explícitamente en numerosas normativas y regulaciones de reciente creación²⁷⁰ como, por ejemplo, en la Directiva europea de infraestructuras de combustibles alternativos para transporte. Sin embargo, las trabas legales y administrativas para la instalación de estaciones de repostaje, dificultan su despliegue e implantación a lo largo y ancho del territorio comunitario. Esto es debido a que la producción y almacenamiento quedan regulados por directivas muy estrictas (y sus correspondientes transposiciones nacionales)²⁷¹ que se definieron en su día considerando el hidrógeno como un gas de uso industrial y de producción masiva, centralizada a partir de hidrocarburos. Dichas regulaciones no contemplan algunas de las particularidades conocidas actualmente, como la generación mediante electrólisis (que no involucra la emanación de sustancias contaminantes o peligrosas), o la generación y el almacenamiento a pequeña escala (como sería el caso de las estaciones de repostaje). De

forma casi inevitable, la falta de actualización o casuística específica de la regulación existente limita la instalación de hidrogeneras en zonas industriales, lo que dificulta a su vez la expansión del hidrógeno en el sector del transporte.

La antes mencionada directiva europea²⁷², que pretende impulsar medidas para el despliegue de unas infraestructuras mínimas que ayuden a reducir la dependencia del petróleo y mitigar sus efectos, establece una disposición sobre infraestructuras del hidrógeno para el transporte a implementar mediante políticas nacionales. Pese a que esta disposición no es de obligado cumplimiento, 14 países de la Unión Europea (entre ellos, España) optaron por incluirla en su estrategia nacional. El carácter no obligatorio y la poca ambición, sin embargo, hacen que resulte muy complicado la creación de una red completa y suficiente de estaciones de repostaje de hidrógeno a lo largo de Europa.

En el sector del gas, las diferentes directivas europeas existentes se refieren únicamente al almacenamiento, transmisión, distribución y suministro de gas natural. No existe, por tanto, regulación específica para la inyección de

270 H. Europe, HyLaw: EU Policy paper, 2019.

271 O.J. of the E. Union, Directive 2012/18/EU of the European Parliament and of the Council of 4 July 2012 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances, 2012.
O.J. of the E. Union, Directive 2014/34/EU of the European Parliament and of the Council of 26 February 2014 on the harmonisation of the laws of the Member States relating to equipment and protective systems intended for use in potentially explosive atmospheres (recast), 2014.
O.J. of the E. Union, Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control), 2015.

272 Official Journal of the European Union, Directive (EU) 2019/1161 of the European Parliament and of the Council of 20 June 2019 amending Directive 2009/33/EC on the promotion of clean and energy-efficient road transport vehicles, 2019.

hidrógeno en la red de gas natural de distribución o transporte, aunque sí diversas normativas que instan a armonizar la red en su conjunto. Este punto es importante puesto que, a nivel nacional, sí existen regulaciones específicas que fijan la concentración máxima de hidrógeno y que, en algunos casos, permiten su inyección y regulan su compensación económica. Los límites legales y los permisibles en circunstancias especiales varían notablemente entre países lo que, implícitamente, obliga a una legislación futura común en pos de la mencionada armonización.

A esta regulación dispar de la concentración de hidrógeno por países, cabe añadir que el gas natural se factura en función de su poder calorífico, el cual se mide en más de 100 puntos a nivel nacional, siguiendo un estándar internacional²⁷³ que no es aplicable a las mezclas gas natural-hidrógeno. El índice de Wobbe es el parámetro que se utiliza para evaluar el contenido energético de un gas o de una mezcla de gases. Por ejemplo, si dos mezclas de gases tienen un índice de Wobbe diferente, significa que la energía suministrada por el conjunto disminuirá debido a que el contenido energético total por volumen también se habrá reducido. Actualmente, este índice se mantiene bajo control por parte de los distribuidores y las empresas de servicios públicos en un rango entre ± 5 %, con el fin de garantizar las

condiciones de funcionamiento adecuadas de la infraestructura de gas y los dispositivos de uso finales²⁷⁴.

El incumplimiento de dicho estándar impediría certificar el uso seguro del gas natural suministrado, fijado por el índice Wobbe. En este aspecto, una regulación que incluya las propiedades específicas del hidrógeno, como una menor capacidad calorífica por volumen suministrado o distinto índice Wobbe, facilitaría su inyección en la red. Otro aspecto que puede acelerar dicha inyección son los certificados de origen de la producción de energía. Estos certificados –a través de un mercado energético común– permiten que la energía pueda producirse en un país y entregarse a consumidores de otro. De manera similar a lo que ha ocurrido con la acreditación de la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables, los certificados de origen en el sector gasista ayudarían a estimular una mayor producción de gases renovables, además de permitir su trazabilidad e incorporación a la red de gas natural existente.

273 ISO, ISO 6976:2016. Natural gas — Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition, 2016.

274 [1] L. De Santoli, R. Paiolo, and G. Lo Basso, "An overview on safety issues related to hydrogen and methane blend applications in domestic and industrial use," *Energy Procedia*, vol. 126, pp. 297–304, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.08.224.

7.5. Estrategia y objetivos de la Unión Europea en el horizonte 2030-2050

El hidrógeno está considerado uno de los recursos clave para la reducción de emisiones en Europa²⁷⁵. Se estima un potencial de reducción del 8 % de las emisiones en el período 2020-2030, y del 25 % entre 2030 y 2050, gracias a su implementación. La demanda en Europa en 2030 rondará las 6 Mt²⁷⁶, lo que equivale a un total de 5 millones de vehículos alimentados con hidrógeno (el 1,5 % de la flota europea) o a su uso a nivel doméstico en 13 millones de hogares. Este ambicioso objetivo pasa, en gran medida, por alcanzar, en una primera etapa, un precio de hidrógeno generado mediante electrólisis inferior a los 3 €/kg, usando electricidad procedente de fuentes renovables y previendo que los costes futuros serán todavía más competitivos.

Asimismo, se deberán instalar entre 30 y 40 GW de tecnología de electrólisis para satisfacer dicha demanda (sólo en Europa y considerando estos limitados objetivos para 2030). El reto no parece fácil, ya que en 2017 apenas se recogían 40 MW, y en su mayor parte correspondían a la tecnología alcalina, difícil de adaptar a la intermitencia de las fuentes renovables. Sea como fuere, la industria de la electrólisis

requerirá de un desarrollo acelerado siguiendo la tendencia exponencial mostrada en la Figura 152.

Dado que el coste de la producción de hidrógeno depende sustancialmente del precio de la electricidad de origen renovable, y éste variará notablemente entre regiones, la Unión Europea prevé la necesidad de mejorar las redes de transporte de hidrógeno a nivel continental e intercontinental. Para cubrir largas distancias, se pretende inyectar el hidrógeno renovable en la actual red de gas natural con el objetivo de descarbonizar el sistema energético, mientras que se tratará de abaratar el coste del transporte marítimo de otros compuestos portadores de hidrógeno (hidrógeno líquido, amoníaco, metanol o LCOH) por debajo de 1 €/kg, a niveles similares a los del transporte de gas natural licuado. También se prevé la creación de redes específicas para el transporte de hidrógeno, con un coste estimado de 1M€/km, que permitan en primer lugar cubrir las necesidades de la industria, y en un futuro las residenciales y las de las estaciones de repostaje. La descarbonización del sistema industrial y el uso del hidrógeno como materia prima pasarán también por la producción in situ en sistemas de electrólisis, bien dimensionados y acoplados a una producción local de electricidad renovable allá donde sea posible.

275 C. Jones, El papel del gas en la descarbonización del sistema energético de la UE, 2019.

276 H. Europe, Hydrogen, enabling a zero emission Europe. Strategic Plan 2020-2030, 2018.

Correspondiente a una estimación de reducción total de 80 Mt de CO₂ considerando las directas, así como las indirectas relacionadas con el proceso de obtención de los combustibles.

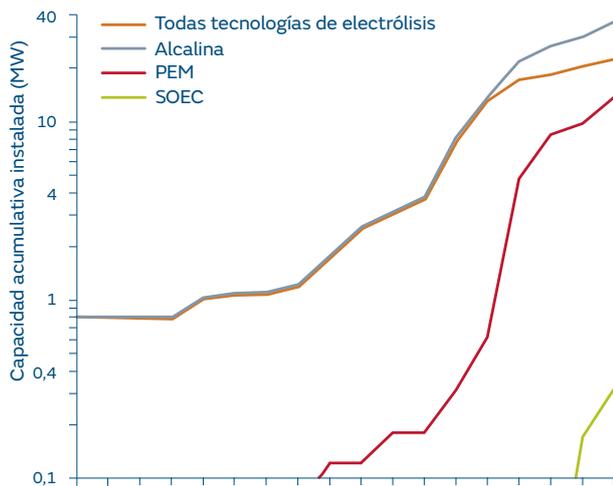


Figura 152.

Capacidad de electrólisis instalada a nivel mundial entre 2000 y 2015.

La gráfica refleja las diferentes tecnologías (alcalina, PEM y SOEC), así como el conjunto de ellas²⁷⁸.

Fuente: Royal Society of Chemistry²⁷⁹

En cuanto a las aplicaciones del hidrógeno, la Unión Europea prevé un uso intensivo en los sectores del transporte y del calor residencial e industrial, así como en aquellos donde se emplea como materia prima. Como se ha mencionado, para 2030 se prevén 5 millones de vehículos alimentados con hidrógeno y un total de 5.000 hidrogeneras en toda Europa²⁷⁷. En la misma dirección de un despliegue ambicioso del vector hidrógeno, se fijan como objetivos para 2030 la inyección de 25 TWh en la red de gas natural, el uso de 8 TWh para calor industrial, así como la generación del equivalente a 30 TWh para industrias que lo utilizan como materia prima.

La consecución de estos objetivos dependerá, en gran medida, de la competitividad del hidrógeno frente a otras alternativas convencionales con bajas emisiones de carbono, teniendo en cuenta el coste de producción, la infraestructura existente y las regulaciones del coste de las emisiones de CO₂. Según el Hydrogen Council, que ha realizado un análisis de competitividad de las principales aplicaciones del hidrógeno, su uso en transporte de largo recorrido (camiones, trenes, autobuses), en logística (carretillas) o como materia prima (acero, fertilizantes, refinería), ya representaría una ventaja respecto a tecnologías alternativas bajas en emisiones

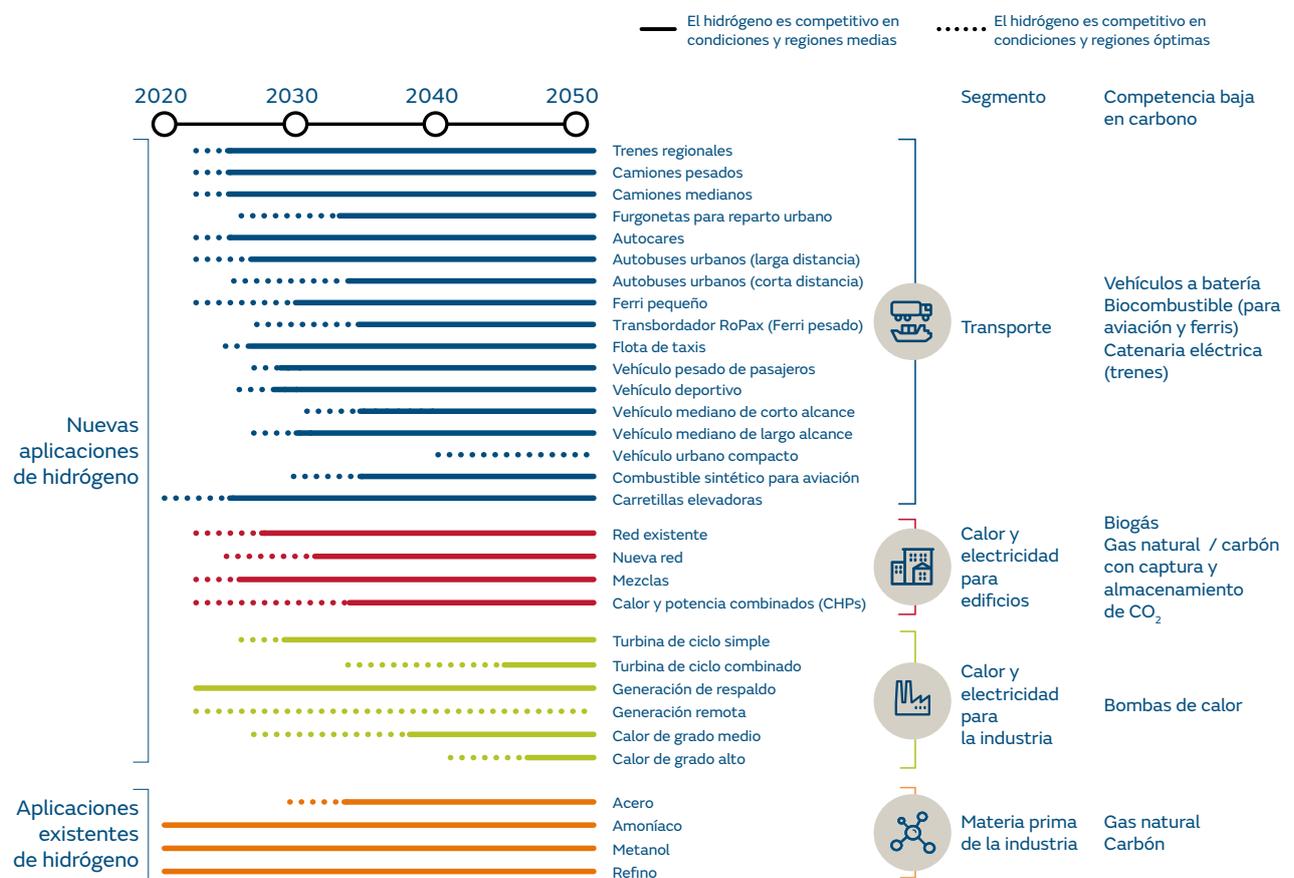
277 E. Comission, Roadmap to a Single European Transport Area - Towards a competitive and resource efficient transport system, 2011.

278 I. Staffell, D. Scamman, A. Velazquez Abad, P. Balcombe, P.E. Dodds, P. Ekins, N. Shah, K.R. Ward, The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system, Energy Environ. Sci. 12 (2019) 463–491. <https://doi.org/10.1039/c8ee01157e>.

279 Energy Environ. Sci., 2019,12, 463–491. <https://doi.org/10.1039/c8ee01157e>.

Figura 153.
Trayectorias de competitividad de las aplicaciones de hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia a partir de fuentes diversas ²⁸⁰



280 Datos elaborados a partir de la información de
<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
<https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>
https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

(baterías, catenarias, reformado con captura). Según el mismo estudio, de cara a 2030, y con la caída esperada en el coste de producción y distribución del hidrógeno, su uso resultaría competitivo en la mayoría de aplicaciones, incluyendo el transporte de pasajeros (excepto recorridos cortos urbanos y coches compactos), las turbinas de hidrógeno o el calor industrial. La práctica totalidad de las aplicaciones puede resultar competitiva en el horizonte 2050.

Estas aplicaciones en los sectores del transporte, calor residencial e industrial, además de como materia prima, representan

un 60 % del consumo mundial de energía²⁸¹. Ya en 2050, habiendo alcanzado la madurez tecnológica esperada, la Unión Europea eleva sus expectativas²⁸² hasta una producción de 2.250 TWh de hidrógeno, alimentando a más de 40 millones de coches, casi 2 millones de camiones, un millón de autobuses y 5.500 trenes. También estima cubrir el 10 % de la demanda de calor residencial (465 TWh de hidrógeno) y una parte sustancial del calor industrial (equivalente a 160 TWh), además del hidrógeno empleado como materia prima en las industrias químicas y del acero (equivalente a 360 TWh).

281 O.J. of the E. Union, Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure, 2014.

282 F. JU, Hydrogen Roadmap Europe, 2019.

Conclusiones

1. El desarrollo de la tecnología del hidrógeno ha convertido este elemento en una alternativa como vector energético imprescindible para la descarbonización y la transición energética.

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo y, tras el oxígeno, el más abundante también de la Tierra. Presenta propiedades relevantes, entre las que destaca el tener un muy alto contenido de energía por unidad de masa, con un poder calorífico superior de 141 MJ/kg e inferior de 119 MJ/kg, valores muy superiores a los de otros combustibles convencionales (más de tres veces los de la gasolina, por ejemplo). Esto lo define como una clara y eficiente alternativa al uso de combustibles fósiles, una vez alcanzado un grado de madurez suficiente en lo que se refiere a las tecnologías relacionadas con su obtención, almacenamiento, transporte y uso.

En las últimas décadas se ha impulsado su obtención a partir de diversas vías (hidrógeno gris, azul o verde, según se emita CO₂, se secuestre CO₂ o se genere mediante fuentes de energía renovables, respectivamente), las cuales se clasifican según su nivel de emisiones de CO₂, costes de producción, tasas de emisiones o costes de secuestro del CO₂. Sin embargo, entre estas tecnologías hay que destacar el nuevo paradigma que constituye el hidrógeno verde por distintos motivos:

- los rangos de costes de producción de energía eléctrica renovable por debajo de los 60 €/MWh, y se espera que se reduzcan hasta el rango de 20-30 €/MWh;
- la disminución del CAPEX de los nuevos sistemas electrolizadores que, según las empresas productoras de electrolizadores alcalinos, está disminuyendo por debajo de los 1.500 €/kW en plantas piloto instaladas ya hace unos años, hasta situarse por debajo de los 500 €/kW en los nuevos sistemas que se instalarán a partir de 2025 según los fabricantes. Conviene tener presente que el objetivo definido en el Pacto Verde Europeo, *Green Deal*, se sitúa en menos de 480 €/kWh.
- el decrecimiento de los costes de mantenimiento;
- una mayor vida útil de los equipos, con horas anuales de producción que se sitúan por encima de las 5.000 y unas eficiencias mejoradas de producción de kgH₂/kWh_e;

Todo ello ha permitido ir disminuyendo los costes anuales de producción del hidrógeno verde, de 4 o 5 €/kg, a valores que disminuirán en los próximos años (2025) en un entorno de los 2 €/kg, si se alcanzan los avances tecnológicos esperados, así como su escalado a productos comerciales (lo cual sitúa el hidrógeno verde a un nivel de paridad con los hidrógenos azul y gris). Así, sin hacer hipótesis sobre la evolución de las tasas de emisión de CO₂ o de los costes de secuestro de CO₂, de alcanzar estos costes de producción el hidrógeno verde será más competitivo que los otros tipos de clasificación del hidrógeno.

Una cosa similar ocurre con la tecnología de electrólisis PEM (Proton Exchange Membrane), cuya evolución permite una mejor adaptación a fuentes renovables fluctuantes con mayores densidades de corriente de trabajo. Los electrolizadores PEM ofrecen, hoy en día, mayores densidades de corriente

(600-2.000 mA/cm²) que los electrolizadores alcalinos (200-450 mA/cm²), lo que les permite ser más compactos y tener una mayor productividad. Además, también hay que constatar que estos costes de producción dejan margen para su amplia utilización, incluyendo las nuevas políticas energéticas y recaudatorias.

En concreto, considerando los parámetros definidos en el Pacto Verde Europeo y la aplicación del hidrógeno en el transporte, se tiene que con algo menos de 1 kg de hidrógeno, un coche ligero recorre unos 100 km, lo que en gasolina supondría 6 litros y un coste (mayo 2020) de 6,9 €, de los que el 54 % son impuestos. Es decir, el coste actual sin impuestos para recorrer 100 km con gasolina son 3,174 €. Por tanto, el uso de hidrógeno verde con costes de producción en un entorno de los 2 €/kg está por debajo de esta cifra, y deja recorrido para los márgenes de explotación y para los impuestos sin encarecer el coste de la movilidad respecto a la situación actual.

Paralelamente a estos avances, las tecnologías para su almacenamiento y distribución han madurado, y se ha estudiado con detalle la optimización del potencial uso de las infraestructuras gasistas existentes y no sólo como mero contenedor del hidrógeno. Así, los avances tecnológicos, como el *Power-to-Gas*, están corroborando la validez de las técnicas de almacenaje estacional de energía eléctrica renovable en metano sintético a partir de fuentes de hidrógeno y CO₂ capturado, lo que incrementa la necesidad de poder disponer de una amplia infraestructura de gaseoductos (actualmente, supera los 93.600 km en España,

con diversos depósitos geológicos y seis plantas de regasificación), para afrontar los cambios requeridos por la transición energética para avanzar hacia una sociedad descarbonizada.

Todos estos avances no se traducirían en claras opciones para el uso del hidrógeno si durante estas últimas décadas no se hubieran realizado avances significativos en el desarrollo y consolidación de las pilas de combustible, así como de los materiales que las constituyen. Ello permite su uso como fuente de energía mediante un proceso electroquímico con muy alta eficiencia, a diferencia de los procesos basados en un motor de combustión interna, con una eficiencia limitada por las propias leyes termodinámicas. Este sistema electroquímico ofrece costes, vidas medias y capacidad de ser manufacturado en un claro contexto de economía circular, lo que permite garantizar su utilización dentro de un nuevo modelo energético basado en un amplio uso del hidrógeno y cerrando el circuito de producción y uso.

Así, la energía renovable se convierte en hidrógeno con una eficiencia por encima del 60 %. El hidrógeno es, de este modo, el nuevo vector energético que puede ser almacenado, transportado y distribuido con la más alta densidad energética por masa, habiéndose solucionado además los problemas tecnológicos derivados de su baja densidad volumétrica. Asimismo, este vector, puede convertirse de nuevo en electricidad mediante una pila de combustible, con eficiencias superiores a las mencionadas anteriormente. Este ciclo del hidrógeno, a pesar de las pérdidas que

se producen en las distintas etapas, ofrece eficiencias globales superiores al 30 %, mayores que las esperables para motores de combustión interna.

Bajo estas condiciones, pues, el hidrógeno (y la tecnología asociada), se ha convertido en una solución única como vector para la descarbonización requerida por la transición energética, complementaria a la electrificación, ya que aporta soluciones en ámbitos donde las baterías eléctricas, a pesar de su alta eficiencia (más del 80 % frente al 30 % del hidrógeno), no son una buena solución; como ocurre en el transporte pesado o en donde existe limitación, tanto por peso como por volumen de ocupación de las baterías.

2. El papel del hidrógeno verde como gas renovable debe incluirse intensivamente en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima PNIIEC 2021-2030 de España.

España, al igual que los otros países de la Unión Europea, ha elaborado su plan nacional para hacer frente a las emisiones de energía y a la optimización del consumo energético en el horizonte 2030 (PNIIEC). Este plan ha sido remitido por el Gobierno a la Comisión Europea, y está pendiente su aprobación.

Cuando se analiza el consumo energético justificativo de este plan, se revela que, en estos últimos años, el principal causante de emisiones de CO₂ ha sido el sector del transporte, con más del 40 % del total (unas 334,3 Mt en 2019), seguido de los sectores residencial terciario y de

servicios, con un 30 %, y el sector industrial, con un 24 %.

Por consiguiente, parece claro que es preciso una decidida actuación en el ámbito del transporte y la movilidad, área en la que el plan prevé la incorporación de cinco millones de vehículos eléctricos para 2030, sobre un parque actual de unos 33.730.000 vehículos, según datos de la Dirección General de Tráfico (DGT) de 2019. Si bien los vehículos ligeros eléctricos con baterías ofrecen una solución parcial con una red eléctrica alimentada mayoritariamente de fuentes renovables, los vehículos pesados de varias toneladas y/o con trayectos diarios superiores a algunos centenares de kilómetros (como autobuses urbanos de 12/16/18 metros, autobuses interurbanos, camiones de transporte de mercancías, camiones urbanos de recogida de basuras, automóviles para largos recorridos, trenes, ferris...), precisan del despliegue de una red de producción, transporte y distribución de hidrógeno que permita reemplazar el uso de gasolina y diésel, sin emisiones de CO₂ ni de gases contaminantes, con una mayor eficiencia y costes de producción competitivos.

En este escenario, actualmente y de forma transitoria, hay que observar que el uso de un cierto porcentaje de biocombustibles (como biodiesel B10, B20, B100 o bioetanol E5, E10, E85) puede ayudar, parcialmente, a mitigar las emisiones de CO₂. Sin embargo, esta opción no ofrece una solución definitiva durante la transición a una descarbonización total, debido a sus requerimientos en recursos como el agua o el terreno cultivable y al propio balance global de emisiones. Alternativamente, durante esta

transición, también existe la opción del gas natural vehicular (GNV), tanto en la forma de GNC como de GNL, que debido a sus costes actuales, aporta un ahorro económico para los usuarios con respecto a la gasolina y el gasóleo.

Asimismo, el GNV reduce su balance de emisiones de CO₂ del 25 % respecto a la gasolina y gasóleo, y a corto plazo da entrada en el sector del transporte a otros gases renovables; como el biometano y mezclas de hidrógeno/biometano, así como gas natural como puente hacia la descarbonización.

Por tanto, el despliegue efectivo de una red de hidrógeno y la incorporación de las tecnologías de movilidad eléctrica en base a baterías o a hidrógeno (especialmente para cubrir los objetivos de emisiones de CO₂ y de la transición energética más allá de 2030), necesita poder sentar sus bases e impulsar unas primeras acciones lo más pronto posible, teniendo en cuenta las elevadas inversiones necesarias que supone: afrontar la construcción de plantas de producción en base a energía eléctrica de origen renovable, disponer de una red de transporte y distribución con las correspondientes estaciones “hidrogeneras”, e incentivar la transformación del parque de vehículos (casi 7 millones tienen más de 20 años de antigüedad).

El alcance de este tema es enorme. El sector transporte consume 39 Mtep en gasolina y gasóleo en España, equivalentes a 450 TWh y más de 120 Mt de emisiones de CO₂. Este sector demanda de una hoja de ruta para optimizar el despliegue de una capacidad de producción de hidrógeno suficiente para sustituir la importación

de petróleo. Asimismo, suponiendo unos costes de inversión muy optimizados de 500 €/kW, y que un tercio del parque móvil tenga su solución en base al hidrógeno, el montante económico total se sitúa por encima de los 20.000 millones de euros (además de disponer de las fuentes de energías renovables y de la flota de vehículos adecuadas), lo que ratifica la necesidad de optimizar y coordinar un plan de inversión y ejecución para acometer una solución integral para el transporte antes de 2050.

Por otro lado, mientras los sectores residenciales y de servicios (sector terciario) ofrecen opciones para su electrificación y facilitan su descarbonización, el uso de gases renovables en el sector industrial presenta mayores exigencias debidos a procesos específicos o energéticamente muy intensivos para los que el uso de estos gases es imprescindible. Dichos gases renovables, sea hidrógeno o metano sintético producido a partir de hidrógeno y una fuente de CO₂, constituyen otro elemento para ultimar un plan de despliegue del hidrógeno y acometer los objetivos 2021-2030 indicados en el PNIEC, así como los objetivos 2050 marcados por el parlamento de la Unión Europea.

Hay que tener en cuenta que con los recursos actuales de origen biogénico se pueden obtener gases renovables para satisfacer, sólo parcialmente, las anteriores demandas. Para ir más allá, es preciso desarrollar nuevas plantas de producción basadas en las tecnologías *Power-to-Gas* mediante el uso de hidrógeno verde para producir metano sintético, el cual puede ser almacenado y distribuido mucho más fácilmente que el propio hidrógeno, con menores

costes de inversión (al disponerse ya de la actual infraestructura gasista), y sin incrementar las inversiones necesarias para el despliegue de estas nuevas plantas. Si se considera, en una simple estimación, que la demanda de energía en gases renovables proveniente de los sectores distintos al transporte podría sobrepasar los 150 TWh, se puede concluir que es preciso una elevada inversión en energías renovables para disponer de suficiente electricidad verde para las plantas de producción de hidrógeno. Sólo como referencia, el coste del MW fotovoltaico se sitúa alrededor de los 0,6 M€ y el del eólico en unos 0,88 M€, con rangos anuales de utilización media por debajo de las 3.000 horas, lo que lleva a inversiones de algunas decenas de miles de millones.

Para avanzar en el despliegue del hidrógeno, así como optimizar las considerables inversiones público-privadas necesarias para garantizar los objetivos 2021-2030 y 2050, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) tiene abiertas consultas públicas para la definición de las hojas de ruta del biogás y el hidrógeno. Sin embargo, de los 215.000 M€ de inversión previstos en el PNIEC sólo unos 92.000 M€ son para nuevas fuentes renovables, sin haberse considerado todavía en profundidad los requerimientos derivados de estas hojas de ruta.

3. El hidrógeno potenciará la interconexión entre el sistema eléctrico y gasista, incrementando la utilidad de las infraestructuras existentes.

España dispone de una amplia red gasista, con una considerable capacidad de almacenamiento, que constituye uno de los principales activos energéticos a nivel de país. Su funcionalidad como elemento de transporte y distribución de energía dentro de la transición energética, lejos de perderse a causa del predecible decaimiento en el uso de metano de origen fósil, se ve incrementada como elemento que permite almacenar gases renovables (hidrógeno, biometano o metano sintético), así como transportarlos y distribuirlos, lo que ofrece la posibilidad de llevar la descarbonización a todos los sectores de consumo.

Si bien esta red puede admitir parcialmente hidrógeno con porcentajes y reglas de dilución que varían según las normativas de cada país, es más cierto que ofrece una muy alta capacidad de almacenamiento. Esta cantidad aumenta de forma significativa con el metano sintético obtenido a partir de hidrogenación de CO₂, (de origen biogénico) sin ninguno de los puntos críticos ligados a la inyección directa de hidrógeno. Este uso facilita una solución a uno de los puntos más críticos ligados a la introducción de las energías renovables, como es su falta de capacidad para almacenar grandes cantidades de energía, superiores a varios MWh, a causa de las bajas densidades energéticas de las baterías y sus costes.

La hidráulica de bombeo ofrece una opción para el almacenamiento de energía eléctrica renovable, momentánea o estacional pero sólo está disponible de forma limitada y localizada. Por el contrario, la interconexión entre los sistemas eléctrico y gasista en un nodo de conversión de energía eléctrica en gas renovable (sea hidrógeno o metano sintético) permite el almacenamiento de dicha energía, a la vez que actúa de *buffer* o tanque de reserva energética, ya sea momentánea o estacional, y que permite recuperarla para generar nuevamente electricidad y/o calor.

La optimización del despliegue de la red de energías renovables precisa de un cierto sobredimensionamiento para asegurar el suministro de suficiente energía en momentos de menor irradiación solar o de calma atmosférica. En consecuencia, en momentos de irradiación y viento, el suministro de energía eléctrica renovable producirá un excedente energético con la correspondiente caída del coste, cuya única alternativa es su almacenamiento en la red de gas previa conversión a gas renovable.

Esta gestión coordinada de ambos sistemas, eléctrico y gasista, permite una optimización de recursos del conjunto del sistema energético mediante la introducción de las tecnologías desarrolladas entorno del hidrógeno, y su desarrollo puede contribuir a rentabilizar las inversiones, tanto en lo que se refiere a nuevas plantas de energías renovables como plantas de producción de hidrógeno o de metanación. En este sentido, pues, es fundamental que la legislación regule adecuadamente la gestión de

esta interacción de las redes eléctrica y gasista, considerándolas como una red integrada de energía.

4. El hidrógeno como vector energético es esencial para descarbonizar y activar la economía, así como el empleo.

Durante años, se ha visto al hidrógeno como una promesa, pero se ha considerado que era una alternativa cara en términos económicos, teniendo en cuenta especialmente los bajos precios de los combustibles fósiles, lo que dificultaba o impedía su implementación.

Consecuentemente, muchas de las actividades y esfuerzos se han centrado en el despliegue de las energías renovables (solar, eólica...) para alcanzar una mayor electrificación y potenciar las redes inteligentes, las baterías, la movilidad eléctrica basada en baterías, la autogeneración y autoconsumo, los edificios inteligentes con cero emisiones, las nuevas figuras como el “agregador” o la gestión de la demanda para afrontar la transición energética.

No obstante, a pesar de la mejora e incremento en la electrificación del sistema energético, con una combinación de fuentes en donde las renovables precisan todavía crecer mucho de aquí a 2050 (y, en especial, con atención sobre el futuro de las centrales nucleares), cualquier análisis sobre el origen de la energía consumida continúa indicando la imperiosa necesidad de remplazar los combustibles de origen fósil, aunque ello no es posible únicamente con el vector energético de la electrificación. Para

satisfacer las necesidades del sector transporte, del sector industrial y del sector residencial, servicios y terciario, es preciso disponer de gases renovables como el hidrógeno.

Paralelamente, los esfuerzos de la industria productora de electrolizadores y pilas de combustibles, y el crecimiento de la previsible demanda y las mejoras y avances tecnológicos logrados, permiten corroborar que se está en un escenario muy similar al reconocido para la energía fotovoltaica. De este modo, se produce un fuerte decrecimiento en los costes CAPEX por kW, un decrecimiento tanto en el coste del kWh renovable como en los costes de mantenimiento, y un aumento en la vida media de los sistemas y en las eficiencias, lo que conlleva un significativo decrecimiento en los costes de generación del kilogramo de hidrógeno para las nuevas plantas de producción.

Por consiguiente, el hidrógeno ya no es una promesa cara, sino que empieza a ser una realidad llamada a convertirse en el vector energético preciso, esencial y obligatorio para una descarbonización efectiva de la sociedad, muy especialmente cuando la electrificación no satisface las expectativas en sectores como el transporte pesado, en la industria o en ciertos usos de otros sectores.

Asimismo, el despliegue de una economía circular del hidrógeno va a constituir una oportunidad de activación para la economía del país, con decenas de miles de millones de inversión de ahora hasta 2050, y con la necesidad de formar técnicos y especialistas a distintos niveles para la gestión y control de las

numerosas plantas de producción necesarias, así como para su almacenamiento, transporte y distribución mediante la red gasista, su suministro en hidrogeneras y en el reciclaje de equipos y componentes del sistema. Hay que resaltar que España es un país bien posicionado en Europa para producir hidrógeno verde a un coste competitivo y exportarlo a otros países de la Unión Europea

5. El hidrógeno permitirá el almacenamiento de grandes cantidades de energía y será impulsor de sistemas Power-to-Gas.

Los gases renovables, el hidrógeno y el metano sintético constituyen la única alternativa para almacenar grandes cantidades de energía (del orden de muchos GWh) en forma de energía química, ya sea en la molécula de hidrógeno (H_2), o en la de metano (CH_4). Esta energía se puede recuperar a posteriori mediante un proceso electroquímico o mediante combustión, aunque este último es más ineficiente.

A diferencia de las otras tecnologías de almacenamiento, esta es la vía que ofrece opciones para almacenar durante largos periodos grandes cantidades de energía, incluso por encima de los TWh. Los márgenes de eficiencia en la conversión de energía eléctrica a hidrógeno o a metano no son significativos, del orden del 5 %. Así, considerando las ventajas de la utilización de las infraestructuras gasistas actuales, pensadas para el gas natural, se justifica el impulso de dichas tecnologías de conversión a metano (especialmente cuando la energía eléctrica es excedentaria), mediante

la hidrogenación de una fuente de CO₂ no fósil (Power-to-Gas). Dado que el coste de producción de hidrógeno es cada vez más competitivo, sólo queda abaratar la captura del CO₂. De este modo, en la medida que las técnicas de captura de CO₂ abaraten sus costes a rangos comparables a las tasas de emisiones, los procesos para almacenar la energía eléctrica renovable en gases también renovables serán más implementados. Se espera que puedan ser competitivos a partir de 2030 con las actuales previsiones sobre los costes de captura de la tonelada de CO₂, permitiendo a cada país disponer de gases renovables en 2050 como sustitución total del actual consumo de gases fósiles.

6. El hidrógeno será un elemento esencial del Pacto Verde Europeo y del camino hacia los objetivos energéticos de Europa para 2050.

El hidrógeno desempeña un papel relevante en el Pacto Verde de la Unión Europea, el *Green Deal*. Uno de los objetivos es desarrollar una industria exclusivamente interna para construir plantas de electrolizadores, alcalinos o PEM, de al menos 100 MW, con eficiencias que mejoren el consumo de 49 o 52 kWh/kgH₂, respectivamente, y con densidades de corriente de trabajo de 1 A/cm² o 3 A/cm², reduciendo los costes CAPEX por debajo de los 480 €/kW o 700 €/kW, respectivamente, para el futuro inmediato según define dicho pacto europeo. Hay que remarcar que estos son parámetros asumibles actualmente por los fabricantes para las próximas generaciones de equipos, pero las

previsiones de evolución de estas tecnologías permiten augurar todavía futuras mejoras.

Estos objetivos, a parte de su relevancia en cuanto a su aplicación al transporte, están enfocados sobre todo a desarrollar y demostrar la escalabilidad de un electrolizador que permita conectar las energías renovables y las aplicaciones industriales, sin que el sector pierda competitividad.

La industria española, al igual que la europea, precisa satisfacer los requerimientos para preservar la salud del planeta, pero también necesita salvaguardar su competitividad en los mercados internacionales. En este contexto, el hidrógeno está llamado a desempeñar un papel clave “a igualdad de costes de producción” que la energía eléctrica renovable de origen fotovoltaico o incluso eólica, compitiendo sobradamente también en costes con la energía eléctrica procedente de otras fuentes.

Hay todavía un largo camino a recorrer, con muchos interrogantes y acciones, especialmente con relación a los costes de inversión para llevar a cabo la transición energética que implica la descarbonización de la sociedad europea. Actualmente los indicadores de la ruta a tomar aparecen más claros con la definición e implementación del Pacto Verde de la Unión Europea, e indican un camino para llegar de forma eficiente y competitiva al 2050, al margen de los muchos retos todavía sin resolver.

7. Es preciso establecer una adecuada regulación del hidrógeno.

Dado que los nuevos usos y aplicaciones del hidrógeno verde empiezan a ser ya una realidad a nivel de proyectos en ejecución en muchos países europeos (habiéndose afianzado como primeros pilares avanzados de una profunda transformación del sector energético para consolidar soluciones en el transporte, y en la industria, así como en otras áreas donde los gases renovables continúan aportando valor añadido), es preciso establecer una adecuada regulación en base a normativas técnicas que queden administradas desde un punto de vista legislativo. El hidrógeno y sus nuevos usos precisan una regulación específica y dejar de ser considerados dentro de una normativa de gas industrial.

Actualmente, en Europa existen ya innumerables proyectos demostrativos del uso del hidrógeno en la industria y en el transporte (trenes, autobuses, camiones, coches...), con sus hidrogeneras y plantas de producción, y dada la interconexión de la propia red energética europea sería conveniente de manera urgente un marco común que permitiese su desarrollo en cada país, involucrando las autoridades locales en la implementación de un sistema regulatorio estable común europeo que permita la viabilidad económica y que atraiga a las empresas y entidades inversoras para acometer los planes de despliegue de las tecnologías del hidrógeno.

Propuestas

1. Incentivar el conocimiento y el desarrollo tecnológico sobre la producción, almacenamiento y uso del hidrógeno.

Aumentar los recursos para explorar e innovar en las tecnologías de producción, almacenamiento, transporte, distribución y usos del hidrógeno, poniendo énfasis en el escalado de dichas tecnologías y en sus costes para poder reducir precios y aumentar eficiencias.

Asimismo, intensificar e incentivar el crecimiento de la demanda en aquellos sectores donde el uso del hidrógeno se constituye como paso de descarbonización para crear el equilibrio preciso entre oferta y demanda, y generar un nuevo mercado del hidrógeno.

Finalmente, implementar plantas piloto que permitan el escalado de la tecnología y seguir la adecuada curva de aprendizaje y formación de cuadros técnicos, así como obtener la aceptación social de las tecnologías y usos del hidrógeno.

2. Escalar tecnologías y un programa de despliegue para optimizar la hoja de ruta de la implementación del hidrógeno en España.

Una vez el nuevo marco tecnológico y de costes del hidrógeno ha puesto en evidencia que se está siguiendo un camino similar al seguido por la energía fotovoltaica para decrecer costes y llegar a la paridad con los procesos

de SMR (*steam methane reforming*), se puede estimar su valor como vector energético para la descarbonización. Por lo tanto, es preciso que se elabore y consolide entre todos los agentes involucrados -autoridades públicas competentes en el sector, industrias, entidades privadas, centros tecnológicos, entidades inversoras...- una hoja de ruta jurídica y económicamente estable que marque las pautas del despliegue del hidrógeno, como la consulta pública que el MTERD ha llevado a cabo. Además, esta hoja de ruta debería indicar los hitos en el crecimiento de la demanda (flota de autobuses; servicios interurbanos de transporte; flotas de transportes de mercancías; servicios de recogida de basuras, escombros o residuos; flotas de reparto; trenes; vehículos privados; ferris; industria...); y plantear una planificación en las inversiones precisas en función de la programación de los objetivos.

Es básico en este despliegue partir de las autoridades locales, junto con las contribuciones privadas de industria y las empresas del sector energético, para desplegar los primeros proyectos de demostración que permitan crear el nicho para el crecimiento de las comunidades del hidrógeno. Estas actuaciones deben ir coordinadas a nivel local, regional y estatal con el fin de crear consciencia y aceptación en la sociedad, e incentivar de forma coordinada las ayudas, bonificaciones, subsidios, desgravaciones fiscales, excepciones de impuestos y tasas que sean necesarias para fomentar y promocionar el uso del hidrógeno.

Asimismo, a nivel estatal, y en base al acuerdo marco a nivel europeo, se deberá definir, al igual

que para cualquier otro producto energético,

las condiciones tarifarias y de impuestos pertinentes, sin las que no es posible establecer ningún plan de explotación ni hoja de ruta alguna.

3. Planificación de las inversiones.

Este es un punto primordial, puesto que las estimaciones globales sitúan el nivel de inversiones necesarias de ahora hasta 2050, sin considerar la parte de inversión en energías renovables y en los sistemas del usuario (autobuses, camiones, vehículos, pilas de combustibles industriales...), en el rango superior a bastantes decenas de miles de millones de euros, lo que requiere una elevada capacidad inversora anual que precisa tener garantías sobre la estabilidad y seguridad del plan de ejecución.

Sin una hoja de ruta con las debidas garantías no es posible acceder a un plan inversor, tanto por su parte pública como privada, y sin la adecuada y apropiada planificación de éste puede ser muy difícil, por no decir imposible, cumplir objetivos en 2050, y probablemente tampoco en 2030.

4. Adaptación de las infraestructuras gasistas para almacenar y transportar energía.

El despliegue del hidrógeno puede beneficiarse en gran medida del uso de las infraestructuras gasistas, ya sea como hidrógeno o como gas renovable, tanto para su almacenamiento como para su transporte, permitiendo de este modo un significativo ahorro inversor en la

construcción de nuevos gaseoductos, pensados exclusivamente para hidrógeno.

Sin embargo, para ello es preciso reconocer y legislar sobre la función y condiciones del uso de estas infraestructuras gasistas, adecuadamente mantenidas, para que sean utilizadas en el despliegue del hidrógeno en sus distintas aplicaciones.

Dado el elevado potencial de España, en el desarrollo de fuentes energéticas renovables, la conexión de España con Europa y de África con Europa a través de la Península Ibérica para transportar hidrógeno o gases sintéticos, podría ser estratégica.

5. Regulación e impuestos.

Como cualquier otro producto energético, no es posible plantearse ninguna acción sin que esté regulado y con las normativas técnicas y de seguridad pertinentes. Actualmente, existe un cierto vacío, por falta de normas y regulación específicas, que se vienen supliendo a partir de reglas más generales, que no favorece el arranque del despliegue de las tecnologías del hidrógeno. Es urgente subsanar estos aspectos.

También hay que prever sus condiciones y regulaciones tarifarias como producto energético. A diferencia de las importaciones de combustibles fósiles, la producción de hidrógeno no gravará la balanza de pagos exteriores, pero sus tarifas precisan igualmente ser determinadas por las autoridades pertinentes. Asimismo, al igual que los precios de venta de la gasolina, diésel o electricidad, gravados por una parte significativa de impuestos que pueden ser incluso superiores al 50 % del precio total de venta, es previsible que el hidrógeno, que viene a sustituir o reemplazar el uso de combustibles fósiles o de electricidad, deba estar, por simples medidas de política recaudatoria del erario público, también gravado con impuestos.

Sin estos puntos aclarados, no es posible dar estabilidad y seguridad a las enormes inversiones requeridas para descarbonizar la economía, y llevar a cabo así una transición energética hacia una sociedad energéticamente sostenible.

Corolario

La transición energética, y sus implicaciones ambientales, ecológicas y socioeconómicas, es fundamental para un futuro sostenible de nuestra sociedad. Esta publicación sobre el hidrógeno como vector energético para una economía descarbonizada pretende ser una incitación a promover el debate necesario y útil para tomar decisiones entre los actores representativos de la política, la industria, la ciencia, la tecnología y de la sociedad en general.

Los enormes cambios requeridos para evolucionar de una sociedad basada en energías fósiles a una sociedad descarbonizada (en la que las energías renovables y el hidrógeno constituyan unos ejes fundamentales) precisan una clara consolidación de una hoja de ruta para el apropiado despliegue de las tecnologías del hidrógeno sobre la que fundamentar un intensivo plan inversor, en condiciones estables y de seguridad, que garantice alcanzar los objetivos, primero en 2030 y después en 2050, y sea al mismo tiempo un reactivador de la economía y un generador de empleo. Y para ello, urge tomar decisiones que permitan avanzar en el camino, socialmente consensuado, hacia la implementación de las tecnologías del hidrógeno verde.

Casos prácticos

Jupiter 1000 (Fos-sur-Mer, Francia)

HyDeploy (Universidad de Keele, Reino Unido)

Central hidroeléctrica IBAarau (Aarau, Suiza)

Planta de producción de alcoholes
a partir de residuos (El Morell, Tarragona)

Planta de producción de amoníaco
para fertilizantes (Neom, Arabia Saudí)

Planta de hidrógeno líquido (La Lloseta, Mallorca)

En la actualidad, existen numerosos proyectos relativos al hidrógeno que sirven de demostración y estudio de las tecnologías y aplicaciones comentadas a lo largo del presente libro. Son de especial interés aquellos que se acercan al concepto conocido en Europa como valle del hidrógeno, en el que se combina la generación in situ de hidrógeno renovable con diferentes usos, y que poco a poco van incorporando nuevas aplicaciones y ampliando sus capacidades. Entre todos los proyectos de demostración que se encuentran activos, se han seleccionado los siguientes tres ejemplos ilustrativos.

Jupiter 1000 (Fos-sur-Mer, Francia)

Jupiter 1000 fue el primer proyecto industrial *Power-to-Gas* conectado a la red de transporte de gas natural francesa. La planta se construyó en Fos-sur-Mer utilizando 100 % energía renovable para generar hidrógeno verde mediante dos electrolizadores AEC y PEM con una potencia total instalada de 1 MW_e (ver Figura A1). De este modo, se utilizan ambas tecnologías de electrólisis para testear su respuesta ante la variabilidad en la producción de energía renovable. El proyecto incluye la captura y el uso de CO₂ de una fábrica industrial de la zona para, a través de un proceso de metanación, generar natural sintético de origen renovable que se inyecta, junto con el hidrógeno verde, en la red de gas natural²⁸³.

El proyecto comenzó en 2014 y la instalación y puesta en marcha concluyó en 2019. La producción de hidrógeno comenzó en noviembre de 2019 y la primera inyección en la red se llevó a cabo en febrero de 2020. La fase de metanización permitirá producir hasta 25 Nm³/h de metano sintético o 200 Nm³/h de hidrógeno, y generar un promedio de 5 GWh de energía durante 3 años.

283 M. Thema, F. Bauer, M. Sterner, Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 112 (2019) 775–787. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.030>.
Jupiter 1000, (n.d.). <https://www.jupiter1000.eu/>.

La inversión total ha sido de 30 M€, de los cuales 10 M€ han sido financiados por ERDF y ADEME. El propósito del proyecto Jupiter 1000 es consolidar el estudio económico sobre la base de los resultados observados y, por lo tanto, contribuir al desarrollo del sector *Power-to-Gas* en Francia. Además, proporcionará a otras industrias de la zona, y especialmente al puerto de Marsella-Fos, la oportunidad de diversificar y adaptarse a los combustibles limpios futuros.

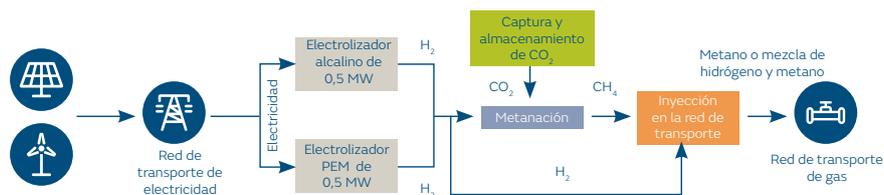


Figura A1.
Diagrama de proceso del proyecto Jupiter 1000.

Fuente: Elaboración propia

Figura A2.
Vista general de la planta del proyecto Jupiter 1000 en Fos-sur-Mer.

Fuente: Proyecto Jupiter 1000



HyDeploy (Universidad de Keele, Reino Unido)

HyDeploy es un proyecto demostrativo impulsado en 2018 para establecer el potencial de mezclar hasta un 20 % de volumen de hidrógeno con gas natural. La primera fase de este programa de tres etapas consistirá en una prueba de 10 meses dentro de la red privada de gas del campus de la Universidad de Keele, alimentando 100 hogares y 30 edificios universitarios. HyDeploy es el primer proyecto en el Reino Unido que inyecta hidrógeno en una red de gas natural. En la Figura A3 se puede observar la unidad de inyección y el plano de la Universidad, donde las zonas en verdes indican la red privada de gas del proyecto para así poder aislarlo y evitar cualquier perturbación en las actividades del campus.

El hidrógeno será producido mediante electrólisis, utilizando un electrolizador de 0,5 MW ITM Power, alimentado con electricidad 100 % renovable. El hidrógeno se inyectará con una mezcla de hasta el 20 % de hidrógeno en volumen²⁸⁴. En Europa, los niveles permitidos de hidrógeno en el suministro de gas varían entre un 0,1 % en el Reino Unido hasta un 12 % en zonas

de los Países Bajos. Sin embargo, el proyecto HyDeploy recibió una exención especial al límite actual del Reino Unido²⁸⁵.

La segunda y tercera fase del proyecto incluirán demostrativos en redes públicas al noreste y noroeste del país, diseñados para probar la combinación en una variedad de redes y clientes representativa del país en su conjunto. Con la aprobación del ejecutivo de sanidad y seguridad del Reino Unido (el HSE), y en función del éxito de la primera fase en la Universidad de Keele, el programa continuará en los primeros años de la década de 2020²⁸⁶.

El proyecto consta de una inversión de 7,5 millones de euros, financiada por Ofgem, y está liderado por el gestor y operador de la red de transmisión nacional del Reino Unido, National Grid. El proyecto establecerá un marco para la inyección de hidrógeno en la red de gas, y abrirá un nuevo mercado de *Power-to-Gas* en el Reino Unido²⁸⁷. A nivel comparativo, en la Figura A4 se recogen los principales proyectos *Power-to-Gas* con inyección de hidrógeno en la red de gas natural.

284 Keele University - HyDeploy, (n.d.). <https://www.keele.ac.uk/discover/news/2019/september/hydrogentrialatkeelecoulddramaticallycutukscarbonemissions/hydeploy-trial-keele.php>.

285 IEA, The future of hydrogen, 2019.

286 HyDeploy, (n.d.). <https://hydeploy.co.uk/>.

287 ITM Power - HyDeploy, (n.d.). <https://www.itm-power.com/item/43-national-grid-hydeploy-consortium-wins-7m-ofgem-funding-for-the-uk-power-to-gas>.



Figura A3.
Planta del proyecto HyDeploy
y plano de la Universidad de
Keele.

Fuente: Proyecto HyDeploy ²⁸⁸



288 Keele University campus 2D plan, (n.d.). <https://hydeploy.co.uk/hydrogen/on-campus/>
<https://www.itm-power.com/news/hydeploy-uk-gas-grid-injection-of-hydrogen-in-full-operation>

Figura A4.
Principales proyectos Power-to-Gas que incluyen inyección de hidrógeno en la red de gas natural.

Proyecto	Fecha comienzo	Estado	Tipo de electrolizador	Potencia nominal (kW)
Lolland Hydrogen Community, Denmark	2007	En operación	PEM	104
P2G Ameland, Netherlands	2008	Finalizado	PEM	8,3
P2G Frankfurt, Germany	2013	Finalizado	PEM	315
WindGas Falkenhagen, Germany	2013	En operación	AEC	2.000
P2G NFCRC, USA	2014	Finalizado	PEM	67
Hybrid Power Plant Enertrag, Germany	2014	En operación	AEC	500
Energiepark Mainz, Germany	2015	En operación	PEM	3.750
WindGas Hamburg, Germany	2015	En operación	PEM	1.000
Hybridwerk Solothurn, Switzerland	2015	En operación	PEM	350
RWE Ibbenbüren, Germany	2015	En operación	PEM	150
Wind2Hydrogen, Austria	2015	En operación	PEM	100
H2BER, Germany	2015	En operación	AEC	500
P2G Hassfurt, Germany	2016	En operación	PEM	1.250
GRHYD, France	2017	En operación	AEC	Desconocido
Wind to Gas Südermarsch, Germany	2018	En operación	PEM	2.400
Kidman Park, Australia	2018	Planificado	Desconocido	Desconocido
Jupiter 1000, France	2018	En construcción	AEC & PEM	1.000
HPEM2GAS, Germany	2019	Planificado	PEM	180
HyDeploy, UK	2019	En construcción	PEM	500
H2V Product, France	2021	Planificado	AEC	100.000
P2G Ontario, Canada	Desconocido	En construcción	PEM	2.000
P2G Hanau, Germany	Desconocido	En operación	PEM	30
RH ₂ -PTG, Germany	Desconocido	Planificado	Desconocido	Desconocido
Storag Etzel, Germany	Desconocido	Planificado	Desconocido	6.000
P2G Wyhlen, Germany	Desconocido	Planificado	AEC	1.000

Central hidroeléctrica IBAarau (Aarau, Suiza)

En la central hidroeléctrica de IBAarau, H2Energy AG instaló la primera planta de electrólisis del mundo que genera hidrógeno sostenible directamente de una planta hidroeléctrica. Está operativa desde 2016 y el hidrógeno se distribuye a la estación de servicio de Coop Mineraloel AG para alimentar a uno de sus camiones con remolque que abastece los puntos de venta en la región noroeste de Suiza, Suiza central y Zurich, y 12 automóviles disponibles para empleados de la empresa.

El sistema de electrólisis PEM de 200 kW instalado en la central hidroeléctrica tiene una producción anual aproximada de 20.000 kg de hidrógeno, lo que permite abastecer anualmente unos 170 automóviles o 3 camiones con remolque. Por otro lado, la estación de servicio de Coop suministra hidrógeno a 700 bar para camiones y autobuses, y a 350 bar para automóviles²⁸⁹.

Los socios de este proyecto pretenden establecer una red nacional de estaciones de servicio de hidrógeno y una cadena de suministro en Suiza para los próximos años. De hecho, ya se han otorgado los permisos de construcción para varias estaciones en la región central²⁹⁰.

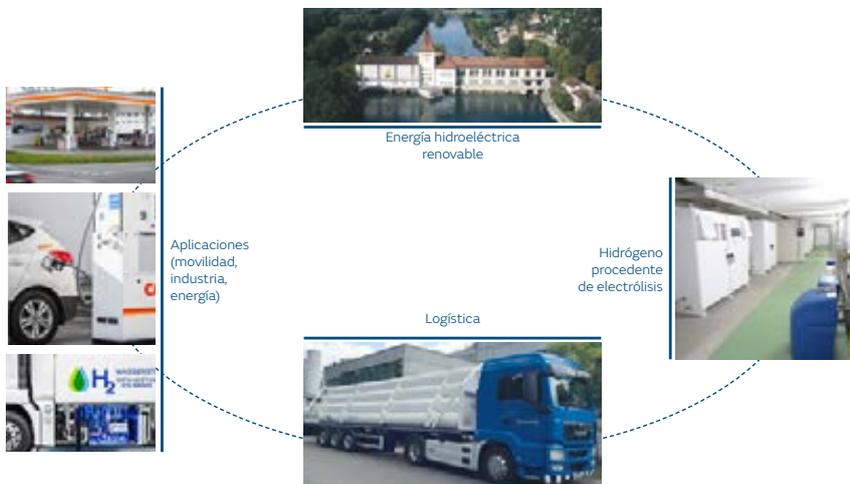


Figura A5.

Diagrama de ciclo del proyecto de la central hidroeléctrica de IBAarau.

Fuente: Elaboración propia ²⁹¹

289 Coop opens Switzerland's first public hydrogen filling station, (n.d.). <https://www.coop.ch/de/unternehmen/medien/medienmitteilungen/2016/coop-eroeffnet-erste-oeffentliche-wasserstofftankstelle-der-schweiz.html>.

290 Grid-supportive System Solutions for the Decarbonization of the Transport Sector, (n.d.). <https://h2energy.ch/en/business-fields-2/>.

291 Datos elaborados a partir de: <https://h2energy.ch/en/business-fields-2/>/<https://dhl-freight-connections.com/en/fuel-cell-truck/>/<https://images.app.goo.gl/mASarQDrK8231VAd8>

Planta de producción de alcoholes a partir de residuos (El Morrel, Tarragona)

La empresa Ecoplanta Molecular Recycling Solutions, SL, del grupo canadiense Enerkem y el francés Suez, está avanzando en la implementación de una nueva planta para llevar a cabo la actividad de valorización material de residuos para la obtención de metanol en el término municipal de El Morell. La planta proyectada prevé transformar 375.000 t de materia prima secundaria (residuos) en 265.000 t de metanol, mediante craqueo y síntesis catalítica para la que precisa disponer de altas cantidades de hidrógeno > 33.000 toneladas anuales.

Ello requiere una capacidad de producción alrededor de 90 toneladas diarias que estimando una energía eléctrica de 50 kWh por kilo de hidrógeno, necesitaría una potencia de

electrolizadores del orden de 0,2 GW para tener todo el hidrógeno verde y la opción de avanzar hacia una economía totalmente circular en la producción de metanol.

Enerkem es una compañía de Canadá líder mundial en producir metanol y etanol renovables a partir de residuos sólidos municipales no reciclables y no compostables a escala comercial completa. Su tecnología reemplaza el uso de fuentes fósiles como el petróleo y el gas natural para producir de forma sostenible combustibles y/o producir productos químicos de valor añadido que se utilizan en una amplia gama de productos cotidianos. Esta tecnología, basada en procesos de gasificación o pirogasificación, precisa del aporte complementario de hidrógeno para obtener el producto final en la etapa última del proceso. Hidrógeno que puede ser de origen renovable y, de esta manera, ofrece una solución innovadora y sostenible para la gestión de residuos, la diversificación energética y la implementación de una economía circular.



Figura A6.

Diagrama del proceso de producción de metanol renovable a partir de residuos.

Fuente: Elaboración propia

Planta de producción de amoníaco para fertilizantes (Neom, Arabia Saudí)

Air Products & Chemicals ha anunciado un nuevo proyecto para producir 650 t de hidrógeno verde al día para obtener amoníaco, producto esencial para la producción de fertilizantes. La planta, de 5.000 millones de dólares, requerirá también 2.000 millones suplementarios para la nueva infraestructura de distribución. Será propiedad conjunta de Air Products, ACWA Power de Arabia Saudita y Neom, una nueva megaciudad planificada cerca de las fronteras de Arabia Saudita con Egipto y Jordania, y tendrá una capacidad de 4 GW de energía eólica y solar para garantizar una producción energética de más de 32 GWh diarios a bajos costes requeridos para la obtención de hidrógeno a 50 kWh/kgH₂.

Esta producción de hidrógeno diaria es equivalente al combustible necesario para que un coche ligero en base a hidrógeno (0,8 kgH₂/100 km) pueda recorrer más de 80 millones de km; es decir, más de 2000 vueltas a la Tierra. Si bien estas cantidades enormes, solo permitirían suministrar hidrógeno diario al 1 % de los 260 millones de vehículos comerciales existentes en el mundo, con una media de recorrido inferior a los 50 km en zona urbana. La competitividad en el precio se basa en los bajos precios de la energía obtenida en los proyectos

Figura A7.

Plantas de producción de energía eléctrica fotovoltaica instaladas en el desierto.

Fuente pública ²⁹²



solares desarrollados por ACWA Power, así como en altas tasas de utilización de electrolizadores y la bajada de costes CAPEX, (fundamentada ésta última en el progresivo aumento de las capacidades de producción de electrolizadores, como han anunciado empresas como Nel, ITM Power, Thyssenkrupp, etc.).

Este proyecto, que identifica el hidrógeno verde como el elemento clave para combustibles y productos químicos sostenibles, constituye un gran paso adelante para la ambición de Arabia Saudita de que Neom se convierta en un importante centro global de energía renovable e hidrógeno verde.

292 <https://unsplash.com> - Antonio Garcia

Planta de hidrógeno líquido (La Lloseta, Mallorca)

El proyecto Power to Green Hydrogen Mallorca entrará en funcionamiento en 2021 y combina los esfuerzos de las autoridades con el de las empresas promotoras, Cemex, Enagas, Acciona y Redexis. Su objetivo es desarrollar diversas actuaciones para la generación, distribución y consumo de energía limpia a partir de hidrógeno renovable obtenido mediante la energía fotovoltaica, proyecto complementario de generación mediante energía solar previsto para alimentar esta planta.

La planta tiene una capacidad de generación de hasta 10 MW y va a contribuir a evitar la emisión de más de 16.000 t/CO_{2eq} al año. El hidrógeno

producido irá dirigido a proporcionar energía no contaminante a vehículos, tanto de las flotas de transporte público (autobuses de la EMT), como de transporte privado.

Asimismo, los hoteles de las bahías de Alcudia y Pollensa, y el polígono industrial de Inca, también son clientes potenciales. De esta manera, la puesta en marcha de este ambicioso proyecto, pionero en el Estado español, persigue un doble objetivo: la descarbonización de las islas y la transformación de la economía balear hacia unas industrias más sostenibles.



Figura A8.
Autobús de hidrógeno.

Fuente pública ²⁹³

Autores

El **Dr. Jordi Guilera** es investigador en IREC. Su motivación profesional se basa en el desarrollo e implementación de combustibles renovables con un menor impacto ambiental. Recibió su doctorado en Ingeniería Química por la Universidad de Barcelona en ingeniería de reacciones catalíticas en 2013. Ha realizado estancias académicas en Países Bajos, República Checa y Ecuador. Tiene experiencia en varios proyectos de investigación industrial en el sector energético, como la producción de gas natural sintético a partir de dióxido de carbono.

Gotzon García es licenciado en Ingeniería Química Industrial por la Universidad del País Vasco (2007) y posee un MSc en Energía por la Universidad Heriot-Watt de Edimburgo (2012), Escocia, donde ha vivido durante más de 10 años. Su pasión en energía marina lo llevaron a mudarse a las Islas Orcadas, adquiriendo una amplia experiencia en tecnologías de energía mareomotriz. En 2019, se unió a IREC para trabajar en el Grupo de Nanoiónica y Pilas de Combustible en un proyecto con el puerto de Barcelona, en el desarrollo de soluciones renovables onshore utilizando tecnologías de hidrógeno.

El **Dr. Marc Torrell** (Barcelona, 1980) es investigador del Grupo de Nanoiónica y Pilas de Combustible que pertenece al Área de Materiales Avanzados para Energía del Instituto de Investigación en Energía de Catalunya (IREC). Sus principales líneas de investigación son la caracterización electroquímica de materiales para celdas de combustible y electrolizadores de alta temperatura, así como de otras tecnologías relacionadas con el uso y generación de hidrógeno. Es doctor en Química (Universidad de Barcelona) e Ingeniero de Materiales (Universidad Politécnica de Catalunya). Es autor y/o coautor en más de 50 trabajos en revistas especializadas internacionales y 4 capítulos de libro.

El **Dr. Albert Tarancón** es licenciado y doctor en Física (Universidad de Barcelona, 2007) e Ingeniero de Materiales (Universidad Politécnica de Cataluña, 2007). Ha sido investigador en el CSIC y en diversas instituciones internacionales (Universidad de Oslo, Imperial College London y Caltech). En 2010, se incorporó a IREC como responsable del Grupo de Pilas de Combustible y actualmente es Profesor de Investigación ICREA dedicado a nuevas tecnologías para la descarbonización mediante la generación limpia de potencia y la producción de combustibles renovables (hidrógeno y gas de síntesis).

La Dra. **Teresa Andreu** es licenciada en Química (1999) y Doctora en Ciencia y Tecnología de Materiales (2004) por la Universidad de Barcelona. Tras un periodo en el sector industrial y académico, desde 2009 es investigadora del grupo de Almacenamiento Químico de Energía del IREC. En los últimos 10 años ha trabajado en diferentes tecnologías emergentes de generación de hidrógeno, combustibles solares y conversión de dióxido de carbono (fotoelectroquímica, catálisis heterogénea, plasma-catálisis) y síntesis de materiales nanoestructurados.

El **profesor Dr. J. R. Morante** es, desde 1985, profesor catedrático de la Facultad de Física de la Universidad de Barcelona. Desde 2009 es director del área de materiales avanzados del Instituto de Investigación Energética de Cataluña, IREC, y desde finales de 2015 ha sido nombrado director de este instituto. Está especializado en procesos de conversión de energía a escala nano y enfocado en el uso de estos procesos en sistemas de almacenamiento de energía y de producción de combustibles solares y sintéticos, generación de hidrógeno y captura y conversión de dióxido de carbono para la descarbonización en la transición energética.



www.fundacionnaturgy.org