

## Hidrógeno verde como combustible

---

### Claves para su contribución a una economía descarbonizada

---

Se espera que el hidrógeno producido mediante energías renovables desempeñe un papel fundamental en la transición energética hacia una economía descarbonizada en 2050. El hidrógeno, que en la actualidad se utiliza fundamentalmente como materia prima en la industria, es un combustible muy versátil, lo que abre un amplio abanico de nuevas aplicaciones. Su mayor atractivo es que puede sustituir el uso de combustibles fósiles. España afronta una serie de retos y oportunidades en el despliegue del sector.

El hidrógeno tiene un gran potencial en un escenario de emisiones netas nulas como una pieza más dentro de la matriz energética que convivirá con otras tecnologías.

El hidrógeno verde permite que la energía renovable llegue a aquellos sectores difíciles de electrificar directamente.

En la actualidad, el hidrógeno se emplea fundamentalmente como materia prima industrial y se produce a partir de fuentes fósiles sin medidas de mitigación de emisiones. El personal experto señala que es prioritario sustituirlo por hidrógeno bajo en carbono, principalmente hidrógeno verde.

Uno de los grandes retos es reducir los costes de producción del hidrógeno verde para que sea competitivo.

Los nuevos usos del hidrógeno como material energético no están reflejados en la legislación europea actual, lo que supone una barrera para su entrada al mercado.

La cadena de valor del hidrógeno, incluida su producción a partir de energías renovables, se encuentra en una fase incipiente para su implantación nacional y global.

## Método de elaboración

Los Informes C son documentos breves sobre los temas seleccionados por la Mesa del Congreso que contextualizan y resumen la evidencia científica disponible para el tema de análisis. Además, recogen las áreas de consenso, disenso, las incógnitas y los debates en curso. Su proceso de elaboración se basa en una exhaustiva revisión bibliográfica que se complementa con entrevistas a personal experto.

Para la redacción del presente informe la Oficina C ha referenciado 205 documentos y consultado a un total de 27 personas expertas en la materia. Se trata de un conjunto multidisciplinar del cual el 55 % pertenecen al área de las ciencias físicas e ingenierías (ciencia de los materiales, física aplicada, ingeniería aeronáutica, ingeniería ambiental, ingeniería industrial, ingeniería mecánica, ingeniería química e ingeniería de las tecnologías energéticas), el 26 % a las ciencias de la vida (biología y química), y el 19 % a las ciencias sociales y humanidades (derecho, dirección de empresas, economía, filosofía y psicología). El 74 % trabaja en centros o instituciones españolas mientras que el 26 % está afiliado en el extranjero.

La Oficina C es la responsable editorial de este informe.

## Personal investigador, científico y experto consultado\* (por orden alfabético)

**Acar, Canan.** Profesora Titular de la Universidad de Twente. Países Bajos.

**Aguado Alonso, Mónica<sup>1</sup>.** Directora del Departamento Integración en Red, Centro Nacional de Energías Renovables (CENER).

**Alcaide Monterrubio, Francisco<sup>1</sup>.** Investigador Principal – Jefe de Proyecto, CIDETEC.

**Ballesteros Perdices, Mercedes<sup>1</sup>.** Subdirectora General y Directora del Departamento de Energía del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).

**Bermúdez Menéndez, Jose Miguel<sup>1</sup>.** Analista de tecnologías de energía de la Agencia Internacional de la Energía (IEA). Francia.

**Brey Sánchez, Javier<sup>1</sup>.** Presidente de la Asociación Española del Hidrógeno (AeH2). Profesor Asociado de la Universidad Loyola Andalucía (ULOYOLA).

**Celada-Casero, Carola<sup>1</sup>.** Científica Titular del Centro Nacional de Investigaciones Metalúrgicas (CENIM-CSIC).

**Chica Lara, Antonio<sup>1</sup>.** Investigador CSIC del Instituto de Tecnología Química (ITQ-CSIC). Coordinador PTI-TRANSENER+ del CSIC.

**Dufour Andía, Javier<sup>1</sup>.** Catedrático de la Universidad Rey Juan Carlos (URJC). Jefe de la Unidad de Análisis de Sistemas, IMDEA Energía.

**García Haro, Pedro<sup>1</sup>.** Profesor Titular de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ETSI) de la Universidad de Sevilla.

**Glenk, Gunther.** Profesor Titular del Instituto Mannheim para Estudios de Energía Sostenible de la Universidad de Mannheim. Alemania.

**González García Conde, Antonio<sup>1</sup>.** Director del Departamento de Física de Vuelo del Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial (INTA). Presidente de la Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno (PTEH2).

**Holgado Dones, Marina<sup>1</sup>.** Coordinadora de la Secretaría Técnica en The Hydrogen Technology Collaboration Programme (IEA Hydrogen TCP).

**Nieto Gallego, Emilio<sup>1</sup>.** Director del Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2).

**Palacín Arizón, Fernando<sup>1</sup>.** Director Gerente de la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón (FHa).

**Pastor Tejera, Elena<sup>1</sup>.** Catedrática de la Universidad de La Laguna (ULL).

**Peña Jiménez, Miguel Antonio<sup>1</sup>.** Investigador Científico del Instituto de Catálisis y Petroleoquímica (ICP-CSIC).

**Peña Llorente, Jose Ángel<sup>1</sup>.** Catedrático de la Universidad de Zaragoza (UNIZAR). Subdirector del Instituto de Investigación en Ingeniería de Aragón (I3A).

**Puentes Fernández, Rosa<sup>1</sup>.** Especialista en Hidrógeno y Calidad de Gas en European Network of Transmission System Operatos for Gas (ENTSOG). Bélgica.

**Retuerto Millán, María<sup>1</sup>.** Científica Titular del Instituto de Catálisis y Petroleoquímica (ICP-CSIC).

**Rojas Muñoz, Sergio<sup>1</sup>.** Profesor de Investigación del Instituto de Catálisis y Petroleoquímica (ICP-CSIC).

**Sala Escarrabill, Roser<sup>1</sup>.** Científica Titular del Centro de Investigación Socio-Técnica (CISOT-CIEMAT).

**Sánchez Paredes, Paula<sup>1</sup>.** Catedrática de la Universidad de Castilla La Mancha (UCLM).

**Serra Alfaro, Jose M.** Profesor de Investigación del Instituto de Tecnología Química (Consejo Superior de Investigaciones Científicas – Universitat Politècnica de València).

**Sovacool, Benjamin.** Catedrático de la Escuela de Negocios de la Universidad de Sussex. Reino Unido. Director del Instituto de la Universidad de Boston para la Sostenibilidad Global (IGS). Estados Unidos.

**Terrapon-Pfaff, Julia.** Codirectora de la Unidad de Transiciones Energéticas Internacionales en el Instituto de Wuppertal para el Clima, el Medio Ambiente y la Energía. Alemania.

**Zarzuela Cepero, Miguel<sup>1</sup>.** Gestor de Proyectos de la Fundación CIRCE.

\* El personal experto no ha declarado tener conflicto de intereses.

<sup>1</sup> Especialistas que también han participado en la revisión total o parcial del informe.

# Hidrógeno verde como combustible

14 noviembre 2022

## Introducción

### Cadena de valor del hidrógeno

Producción de hidrógeno verde

Almacenamiento y transporte

Usos tradicionales y potenciales

### Retos del hidrógeno verde

Eficiencia energética: un puzzle de opciones

Hacia una economía de escala y global

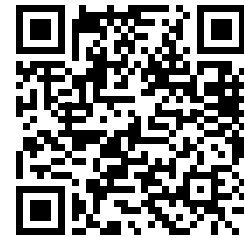
Dependencia de materiales críticos

Integración y convivencia tecnológica

Impacto medioambiental

Oportunidades económicas y sociales

Regulación en una transición social y tecnológica



Ver el resumen gráfico  
del informe en nuestra página web

## Introducción

La tecnología del hidrógeno verde está surgiendo debido a la búsqueda de alternativas energéticas frente a los combustibles fósiles, ante el reto de lograr la neutralidad climática en 2050 y alcanzar los objetivos del Acuerdo de París<sup>1-3</sup>.

En la actualidad, la producción y consumo de energía en todos los sectores económicos representan más del 75 % de las emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión Europea (UE)<sup>4</sup>.

**Electrificación:** proceso de sustituir los combustibles fósiles por electricidad en los usos finales de la energía.

**Matriz energética:** combinación de las diferentes fuentes de energía que cubren el suministro energético de un país.

**Carácter intermitente de las energías renovables:** interrupciones y/o exceso de producción de energía eléctrica debido a variaciones en el recurso renovable: horas de oscuridad en la energía solar, falta de viento en energía eólica, etc.

Para lograr la descarbonización, la UE apuesta por desarrollar un sistema eléctrico basado en fuentes renovables y la **electrificación** directa de todos los usos finales posibles<sup>3</sup>. Conseguirlo conlleva nuevos desafíos. Por un lado, aumentar la penetración de energías renovables en la **matriz energética** y desarrollar soluciones para gestionar su **carácter intermitente** (almacenar energía renovable cuando y donde se producen en exceso y utilizarla cuando y donde no se produce suficiente para satisfacer toda la demanda). Por otro lado, buscar alternativas energéticas renovables para los sectores difíciles de electrificar (procesos industriales consumidores de calor de alta temperatura, uso en movilidad en transporte marítimo, aviación y transporte terrestre pesado, uso doméstico, etc.).

Así, el hidrógeno se introduce en la matriz energética como una herramienta de apoyo para solucionar estos retos. Este elemento puede ser usado directamente en aplicaciones actualmente difíciles de electrificar, puede ayudar en la gestión de la intermitencia de las renovables almacenándola en forma de hidrógeno y, además, abre la posibilidad de reconvertir el hidrógeno en energía eléctrica y verterla a la red<sup>5-7</sup>.

Se trata, por otra parte, de un elemento muy abundante que no se encuentra libre en cantidades apreciables en la naturaleza, por lo que es necesario producirlo mediante un aporte de energía<sup>8</sup>. Tradicionalmente, el hidrógeno se genera a partir de combustibles fósiles, sin medidas de mitigación de emisiones, liberando CO<sub>2</sub> en el proceso. Su uso se centra en aplicaciones del ámbito industrial, como materia prima. La novedad de la transición energética actual es la producción de hidrógeno bajo en emisiones de carbono, principalmente a partir de energías renovables. Por eso, se le conoce con el sobrenombre de "verde" cuando es producido de manera limpia, sin liberar emisiones de carbono.

**Electrólisis del agua:** separación de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno usando electricidad.

Como no existe una definición global de hidrógeno verde<sup>7,9-11</sup>, a efectos del presente informe, se considera hidrógeno verde aquel producido mediante la **electrólisis del agua** usando electricidad procedente de energías renovables. El proceso consiste en la separación de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno usando electricidad<sup>12</sup>. Esta reacción no genera emisiones de CO<sub>2</sub> y se lleva a cabo en equipos denominados electrolizadores<sup>12</sup>.

Aunque la utilización del hidrógeno verde como materia prima y combustible tiene un gran potencial, su producción, almacenamiento, transporte y nuevos usos se encuentran en un estado de desarrollo incipiente.

El hidrógeno es una de las vías tecnológicas que puede contribuir a la descarbonización de la economía mundial para 2050<sup>13-15</sup>. Con este objetivo, la Estrategia Europea del Hidrógeno planea producir hasta 10 millones de toneladas al año de este gas para 2030<sup>3</sup>. Sin embargo, tras la invasión de Ucrania por parte de Rusia, la Comisión Europea ha propuesto aumentar su producción y su importación, hasta llegar a los 20 millones de toneladas/año en 2030<sup>16,17</sup>. En España, la Hoja de Ruta del Hidrógeno prevé asumir un 10 % del objetivo europeo de la capacidad de producción nacional de hidrógeno verde<sup>18</sup>. España tiene una gran capacidad de generación de energía renovable a bajo coste, lo que favorece su posicionamiento como uno de los países europeos con mayor potencial productor y exportador de hidrógeno verde<sup>18</sup>.

## Cadena de valor del hidrógeno

**Vector energético:** sustancia que necesita un aporte de energía para ser producida y es capaz de almacenar la energía hasta el momento de su utilización.

El papel del hidrógeno verde en la transición energética se basa en producirlo y emplearlo como materia prima y **vector energético** en aquellos sectores donde no existen (o son limitadas) otras soluciones energéticas limpias y eficientes<sup>8,19-21</sup>. Así, su cadena de valor incluye el rango completo de actividades necesarias para la producción del hidrógeno verde, almacenamiento, transporte y uso final<sup>22</sup>. La versatilidad de este elemento permite que sea manipulado de diferentes maneras (puro en estado gaseoso o líquido, o transformado en otras sustancias químicas) y en sectores tan diversos como la industria, la movilidad, la producción de electricidad o el uso doméstico<sup>6</sup>.

Su contribución al sector energético se explica porque puede ser consumido directamente (como materia prima o combustible) o actuar como reservorio de energía, ayudando en la gestión del carácter intermitente de las energías renovables<sup>23</sup>. También requiere de una infraestructura para su transporte hasta su utilización y puede inyectarse como gas en la red del sistema gasista<sup>24</sup>. Todo ello pone de manifiesto la versatilidad del ecosistema del hidrógeno.

## Producción de hidrógeno verde

La producción de hidrógeno verde, basado en la descomposición del agua en sus moléculas de oxígeno e hidrógeno, requiere un aporte de energía eléctrica a partir de fuentes de origen renovable<sup>12</sup>, ya sea eólica, solar, hidráulica, mareomotriz o geotérmica<sup>25,26</sup>. En este contexto, España cuenta con un valor añadido por su potencial de generación de energía eólica y solar<sup>27</sup>. En 2021, las tecnologías renovables produjeron el 47 % de toda la electricidad generada en suelo nacional, siendo estas dos las principales fuentes de generación eléctrica<sup>28</sup>. Por todo ello, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 y la Hoja de Ruta del Hidrógeno vinculan necesariamente el despliegue del sector del hidrógeno verde con un incremento en la generación de energías renovables<sup>2,10,18,29,30</sup>.

Los electrolizadores son los equipos necesarios para producir hidrógeno. Existen cuatro tecnologías de electrolizadores principales. Se diferencian entre sí por el grado de eficiencia energética que alcanzan, el tipo de medio en el que se produce la disociación de la molécula de agua (electrolito), la temperatura de trabajo, los materiales y componentes que lo integran y su estabilidad en el tiempo, así como por su grado de madurez tecnológica (**Cuadro 1**)<sup>7</sup>. Además, existen otros procesos de obtención de hidrógeno bajo en emisiones que pueden complementar a la producción de hidrógeno verde en la transición energética (**Cuadro 2**).

### Cuadro 1. Tipos de electrolizadores para la producción de hidrógeno verde.

Las tecnologías comercialmente disponibles, pero que siguen necesitando ser mejoradas mediante investigación, son:

- **Electrolizadores alcalinos:** trabajan en condiciones alcalinas a bajas temperaturas. Es la tecnología más madura, implantada y, actualmente, la más barata<sup>31</sup>. Sin embargo, son equipos voluminosos que obtienen hidrógeno que requiere un acondicionamiento para su uso posterior y que no son muy flexibles en su operación<sup>32</sup>.
- **Electrolizadores de membrana polimérica (PEM, por sus siglas en inglés):** emplea como electrolito una membrana de intercambio protónico que trabaja en condiciones ácidas a baja temperatura. Son compactos, producen hidrógeno de alta pureza y operan más rápido y de manera más flexible que la alcalina<sup>32,33</sup>. Esta tecnología requiere metales preciosos, lo que aumenta su coste<sup>34</sup>.

Las tecnologías que se encuentran en fase de investigación y desarrollo en un estado de madurez incipiente son:

- **Electrolizadores de óxido sólido (SOEC, por sus siglas en inglés):** el electrolito está formado por materiales cerámicos de bajo coste. Son equipos que pueden operar de manera reversible produciendo hidrógeno o electricidad. Se diferencian del resto de tecnologías por emplear altas temperaturas de trabajo (700-850 °C), y puede alcanzar un alto grado de eficiencia energética<sup>7,35</sup>. Su principal desventaja está ligada a las altas temperaturas, que comprometen la durabilidad y estabilidad de los materiales<sup>32,36</sup>.
- **Electrolizadores de membrana aniónica (AEM, por sus siglas en inglés):** emplea como electrolito una membrana de intercambio aniónico. No contiene metales nobles por lo que tiene un bajo coste<sup>37,38</sup>. Aúnan las ventajas de los electrolizadores alcalinos y de membrana polimérica y tienen como principales retos mejorar su eficiencia, estabilidad, conductividad y costes<sup>39</sup>.

El consumo de hidrógeno en España en 2019 se situó en torno a 500.000 toneladas al año y se utilizó como materia prima para procesos industriales<sup>18,29</sup>. El hidrógeno generado para cubrir la demanda actual procede mayoritariamente de gas natural y es conocido como "hidrógeno gris", cuya producción libera CO<sub>2</sub>. Un paso más es el "hidrógeno azul", denominación que recibe cuando se captura y almacena el CO<sub>2</sub> generado durante la producción del hidrógeno gris<sup>40</sup>.

El hidrógeno azul se plantea como una solución a corto plazo para incentivar la demanda de hidrógeno y promover el escalado de su tecnología en países que poseen reservas de gas natural y tienen capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> bajo tierra<sup>7,41,42</sup>. Dado que en España, además, existe cierto rechazo social hacia el almacenamiento geológico

de CO<sub>2</sub><sup>43</sup>, la Hoja de Ruta del Hidrógeno, así como las ayudas del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación (PERTE) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento, se centran directamente en el fomento e implantación del hidrógeno verde como estrategia principal<sup>18,44</sup>.

## Cuadro 2. Otras formas de producir hidrógeno bajo en emisiones.

- **Hidrógeno a partir de combustibles fósiles con captura de CO<sub>2</sub> (azul):** aunque la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles genera emisiones de CO<sub>2</sub>, existe la posibilidad de minimizarlas mediante la utilización de los procesos de captura de CO<sub>2</sub><sup>27</sup>. Sin embargo, el hidrógeno producido por esta tecnología sólo se puede considerar bajo en emisiones cuando se capturan porcentajes muy altos de CO<sub>2</sub>, aplicados a todas las corrientes del proceso que contienen CO<sub>2</sub> y asegurando que el CO<sub>2</sub> capturado se almacena de manera permanente<sup>27</sup>. Además, es crucial minimizar las emisiones fugitivas de metano en el suministro de los combustibles fósiles, que son una parte muy significativa de las emisiones asociadas a la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles<sup>45-47</sup>.
- **Hidrógeno a partir de biomasa:** se refiere a la producción de hidrógeno a partir de residuos de cultivos agrícolas, residuos forestales, la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos, desechos animales, etc.<sup>48</sup>. A diferencia de los combustibles fósiles, las emisiones de CO<sub>2</sub> de la biomasa proceden de un carbono previamente absorbido de la atmósfera por el crecimiento de las plantas. Por ello, la biomasa puede llegar a ser neutra en emisiones de carbono cuando se produce cumpliendo con estrictos criterios de sostenibilidad<sup>21</sup>. El hidrógeno a partir de biomasa puede producirse mediante procesos termoquímicos como la gasificación<sup>49,50</sup>, o usando procesos biológicos a partir de la fermentación por microorganismos<sup>51</sup>.
- **Hidrógeno por separación de las moléculas de agua:** además de la electrólisis, existen otras tecnologías de producción de hidrógeno por descomposición del agua que aún se encuentran en un estado de desarrollo incipiente, pero que tienen un gran potencial para las fases finales de la transición energética<sup>41</sup>. En estos casos la ruptura de la molécula de agua se lleva a cabo mediante luz solar directa (fotólisis), energía térmica (termólisis) o microorganismos (biofotólisis)<sup>21,52-54</sup>.

## Almacenamiento y transporte

Son etapas fundamentales para gestionar la demanda de hidrógeno a escala mundial. Sin embargo, contribuyen al aumento del coste, consumo de energía y emisiones de CO<sub>2</sub> de su cadena de valor<sup>55</sup>.

Gracias a la versatilidad del hidrógeno, es posible diseñar combinaciones óptimas de almacenamiento y transporte atendiendo a factores como distancia entre puntos de producción y consumo, tiempo de almacenamiento, cantidad y uso final<sup>18</sup>.

El hidrógeno producido se puede comprimir y almacenar en estado gaseoso o licuar para obtener hidrógeno líquido<sup>56</sup>. Otra opción es combinarlo y transformarlo en sustancias químicas diferentes<sup>57,58</sup>. Estas pueden presentarse en estado gaseoso (metano sintético), líquido (amoníaco, portadores líquidos orgánicos y combustibles líquidos sintéticos) o sólido (hidruros)<sup>55,59</sup>.

Para su almacenamiento a pequeña escala y uso a corto plazo, se suele recurrir a depósitos a altas presiones (hidrógeno gaseoso) o a materiales sólidos<sup>8</sup>. Para hacerlo a gran escala y corto plazo, es válido el almacenamiento líquido<sup>56</sup>. Y, para un tiempo largo, la tendencia es optar por almacenamientos geológicos como cavernas salinas, acuíferos y depósitos agotados de gas natural o petróleo (hidrógeno gaseoso), aunque esta última opción todavía se encuentra en fase de desarrollo<sup>60</sup>. En España, la comunidad científica ha identificado las cuencas hidrográficas del Duero, Ebro y Guadalquivir como las zonas con mayor potencial para su uso como almacenes de hidrógeno subterráneo<sup>61-63</sup>.

Por otra parte, el transporte de hidrógeno incluye el uso de camiones, trenes, barcos y tuberías<sup>64</sup>. Para distancias cortas y cantidades pequeñas de hidrógeno gaseoso, se puede llevar en tanques hasta su destino final<sup>18</sup>. Para distancias y cantidades mayores se recomienda hacerlo por tubería<sup>18</sup>. El uso de la red de gasoductos actual para el transporte de hidrógeno requiere una adaptación técnica de sus materiales y componentes, ya que el hidrógeno puede acelerar su degradación<sup>65</sup>. En los casos en los que la adaptación técnica no sea posible y/o se mantenga una demanda de gas natural, se pueden desarrollar nuevas tuberías llamadas "hidroductos"<sup>65,66</sup>. Actualmente, se permite inyectar hasta un 5 % de hidrógeno en la red gasista española, de manera que la mezcla de hidrógeno y gas natural puede emplearse directamente en los usos finales<sup>18,67</sup>. Sin embargo, la combinación de gases implica la pérdida de valor intrínseco del hidrógeno verde en la mezcla, pues todavía no existe una tecnología madura para la separación de ambos gases en el punto de uso<sup>18</sup>.

Para grandes distancias también se recomienda su transporte por vía marítima como hidrógeno licuado, amoníaco u otros portadores líquidos orgánicos<sup>27</sup>. España tiene potencial exportador de hidrógeno al estar abierta tanto al mar Mediterráneo como al océano Atlántico<sup>18</sup>, y conectada al resto de Europa a través de los Pirineos<sup>66</sup>.

## Usos tradicionales y potenciales

La demanda mundial de hidrógeno en 2020 alcanzó 94 millones de toneladas, casi en su totalidad destinada a usos industriales<sup>68</sup>, generando más de 900 millones de toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub><sup>65</sup>. En este contexto, el hidrógeno verde puede comenzar a desplazar al hidrógeno de origen fósil empleado en los usos industriales actuales y utilizarse como combustible en nuevos usos:

- **Hidrógeno verde como materia prima:** su utilización contempla los usos tradicionales del hidrógeno en la industria (refino de petróleo<sup>69</sup>, química para la producción de amoníaco y metanol<sup>70,71</sup>, etc.). En estas aplicaciones, la novedad reside en sustituir el hidrógeno gris, que se emplea actualmente, por hidrógeno verde. Otro de sus usos emergentes es la sustitución del carbón en la industria siderúrgica para la fabricación de hierro y acero<sup>72</sup>. Además, como novedad, puede impulsarse su aplicación como materia prima para la generación de combustibles sintéticos



que no procedan de fuentes de carbono de origen fósil, como metanol, metano, amoníaco, **biocombustibles**<sup>73</sup> y otros hidrocarburos líquidos<sup>74</sup>.

**Biocombustible:** combustibles que se producen a partir de residuos orgánicos y biomasa.

- **Hidrógeno verde como combustible:** tiene el potencial de emplearse para obtener energía en (1) procesos industriales que requieren alta temperatura<sup>68</sup> (industria siderúrgica<sup>75,76</sup>, de cemento<sup>77</sup>, vidrio<sup>78</sup>, etc.), (2) el sector de la movilidad, en especial, en el transporte marítimo<sup>79</sup>, aviación y transporte terrestre pesado, (3) como sistema de almacenamiento energético para aportar energía a la red eléctrica cuando la producción de energía renovable no cubra la demanda<sup>6</sup> y (4) uso doméstico en calderas, incorporando el hidrógeno en el sistema gasista<sup>80</sup>. Asimismo, en determinadas aplicaciones industriales se prevé un uso combinado del hidrógeno como materia prima y combustible (industria siderúrgica<sup>81</sup>).

## Retos del hidrógeno verde

### Eficiencia energética: un puzzle de opciones

El hidrógeno tiene un gran potencial en un escenario de emisiones netas nulas como una pieza más dentro de la matriz energética<sup>15,82</sup>. La transición energética requiere una gestión eficiente de la energía<sup>10</sup>, lo que implica reducir colectivamente el consumo energético, ampliar el uso de las renovables, diversificar la matriz energética (incluyendo otras tecnologías bajas en carbono) y electrificar directamente aquellos usos que lo permitan. En la misma línea, el objetivo es emplear hidrógeno verde con una doble función: como herramienta para descarbonizar los usos que actualmente no admitan electrificación directa por cuestiones técnicas y/o económicas, y como reservorio de energía renovable<sup>2,15,29,82-85</sup>.

Un aspecto relevante es identificar las aplicaciones prioritarias del hidrógeno verde en cada país<sup>27,86,87</sup>, dado que su uso indiscriminado puede ralentizar la transición energética y diluir los esfuerzos de descarbonización<sup>27</sup>. Aunque, técnicamente, el hidrógeno puede emplearse en diferentes sectores, hay que tener en cuenta que su producción, transporte y conversión suponen un gasto de energía<sup>7,88</sup>. En particular, la producción de hidrógeno verde requiere energía renovable que podría ser empleada de manera directa y, por tanto de forma más eficiente, en otros usos finales<sup>68</sup>. Por esta razón, el personal experto aconseja tener en cuenta los siguientes factores globales para priorizar su empleo: la madurez tecnológica de las aplicaciones, el potencial volumen de hidrógeno demandado y la capacidad de reducción de gases de efecto invernadero<sup>68</sup>.

En cuanto a su aplicación en España, la comunidad de expertos señala que su uso en aplicaciones industriales— las principales demandantes de hidrógeno<sup>16,18</sup>— tiene una prioridad alta, ya que actualmente faltan alternativas limpias para su descarbonización<sup>68</sup>. Otro destino prioritario es su implantación en el sector de la movilidad terrestre, particularmente en el transporte pesado, por ser uno de los que más energía consumen (38 % del consumo de energía total nacional en 2019) y más emisiones de CO<sub>2</sub> producen<sup>29,89</sup>. En el caso particular de las islas Baleares y Canarias, la entrada del hidrógeno verde puede contribuir a su transición hacia una economía 100 % renovable (**Cuadro 3**).

#### Cuadro 3. Territorios insulares 100 % renovables.

El personal experto señala que las soluciones basadas en el hidrógeno verde constituyen una oportunidad para las islas Baleares y Canarias para convertirse en territorios energéticamente independientes<sup>90,91</sup>. Dadas las restricciones físicas y de acceso a la energía en estos territorios, el hidrógeno verde tiene una función relevante en el almacenamiento temporal de energía eléctrica<sup>18</sup>.

La isla de Mallorca está siendo una referencia europea en su transformación hacia una economía descarbonizada gracias al proyecto GREEN HYSLAND, que pretende convertirla en el primer núcleo de hidrógeno del suroeste de Europa. Para ello, se están desarrollando las infraestructuras necesarias para la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar y su distribución al sector turístico, movilidad, industrial y energético de la isla, incluyendo la inyección en la red de gas para la generación de calor y energía verde en la ubicación de su uso final<sup>92</sup>. Un listado completo de los proyectos de hidrógeno verde en los que participa España puede consultarse en el último informe publicado de La Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno<sup>93</sup>.

La Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 proponen desacoplar el crecimiento económico del consumo de energía<sup>2,10</sup>. Entre los objetivos de descarbonización para 2050, se persigue el uso de un 100 % de renovables en el mix eléctrico y un 97 % en el sistema energético total<sup>2,29</sup>. Se ha señalado que este incremento de energías renovables es esencial para la electrificación directa de los usos finales, así como para la generación de hidrógeno verde y su aplicación en los usos difíciles de electrificar<sup>3</sup>. Aumentar el empleo de energías renovables implica gestionar una mayor cantidad de energía excedente producida durante determinados momentos del día y estaciones del año<sup>94</sup>. En este sentido, el hidrógeno verde puede apoyar en la gestión de la intermitencia de las renovables, sirviendo de almacén de energía renovable para usarlo en los picos de demanda de energía eléctrica<sup>62,94-97</sup>.

Ante este panorama, la integración del hidrógeno verde requiere una implantación inteligente para aumentar la eficiencia global del sistema (**Cuadro 4**)<sup>56</sup>. La configuración de la cadena de valor para cada proyecto necesita un estudio individualizado, ya que dependerá del tipo de tecnología de producción de hidrógeno verde, de los usos finales a los que se destina, disposición de infraestructura, etc.<sup>98</sup>. En este aspecto, la Estrategia del Hidrógeno de los Países Bajos prevé realizar un estudio de su territorio para desplegar de manera óptima la infraestructura del hidrógeno, atendiendo a la localización de su tejido industrial<sup>99</sup>.

#### Cuadro 4. Un cambio de paradigma: redes inteligentes.

El sistema energético tradicional está experimentando un cambio de paradigma hacia un sistema más electrificado basado en renovables y gestionado digitalmente mediante redes inteligentes<sup>100</sup>.

La finalidad es optimizar la producción y la distribución de electricidad y equilibrar mejor la oferta y la demanda entre productores y consumidores<sup>100</sup>. En el sistema energético tradicional, el flujo de energía es unidireccional, desde su punto de producción hasta el de consumo<sup>101</sup>. En el nuevo sistema, el flujo de energía e información es bidireccional entre consumidores y productores de energía, y se gestiona mediante un sistema de control general<sup>101,102</sup>. Los consumidores, además, pasan a tener un papel activo como productores de energía (con paneles solares sobre las viviendas, entre otros)<sup>103</sup>. En este sentido, la Asamblea Ciudadana para el Clima ha publicado una serie de recomendaciones para promover el papel activo del consumidor en la generación de energía y un papel responsable en el uso de la misma, como por ejemplo, con el autoconsumo<sup>104</sup>.

Por todo ello, el grado de complejidad y flexibilidad del sistema aumenta en el intento de hacer un uso eficiente de la energía eléctrica en convergencia con otros usos energéticos, movilidad, industria y edificios<sup>100,105</sup>. El hidrógeno es un elemento que aporta aún mayor flexibilidad al sistema gracias a su capacidad de almacenar energía y gestionar la intermitencia de las energías renovables<sup>56</sup>. Por último, este cambio de paradigma viene fuertemente ligado a la digitalización, por lo que es necesario aumentar la ciberseguridad de las redes inteligentes para evitar desabastecimientos y ciberataques<sup>106-110</sup>.

### Hacia una economía de escala y global

Uno de los grandes retos de la transición energética es reducir los costes de producción del hidrógeno verde para que sea competitivo<sup>7</sup>. En 2021, el hidrógeno verde fue, a nivel mundial, entre dos y cinco veces más caro que el azul<sup>65,111</sup>. Las previsiones anteriores a la invasión de Ucrania por parte de Rusia indicaban que, en España, podría llegar a ser más barato que el azul en 2026<sup>27</sup>. Sin embargo, con los elevados precios del gas observados en 2022, el hidrógeno verde estaría cerca de convertirse ya en la opción más barata de producción de hidrógeno en muchas regiones del mundo, si la capacidad de producción estuviera disponible<sup>65</sup>.

De todas formas, dado que a largo plazo el precio del gas natural podría bajar nuevamente, los expertos señalan que es necesario reducir los costes de generación de energía renovable, responsable de la mayor parte de los costes de producción del hidrógeno verde<sup>65,96,112-114</sup>. Además, indican que la apuesta por la investigación e innovación permitirá diversificar las tecnologías del hidrógeno, que alcancen su madurez comercial y que, junto con la reducción de los costes de las renovables, se produzca un despliegue a gran escala de la tecnología<sup>18,115</sup>. Estas medidas podrían recortar en un 85 % los costes de producción del hidrógeno verde<sup>7</sup>.

Además de los costes de producción, es necesario tener en cuenta los costes de transporte del hidrógeno. Estos pueden crecer cuando el hidrógeno producido a gran escala de manera centralizada (lo que permite costes de producción menores) está más alejado del punto de uso final<sup>18</sup>. Por el contrario, la producción a pequeña escala y descentralizada de hidrógeno supone mayores costes de producción, pero disminuye los gastos de transporte por encontrarse cerca de los puntos de consumo<sup>98</sup>. Por tanto, la localización de la infraestructura de la cadena de valor del hidrógeno es relevante para optimizar los costes<sup>98</sup>.

Esta situación es similar desde una perspectiva global<sup>86</sup>. El hidrógeno verde puede producirse de manera más económica en lugares con abundantes recursos renovables, espacio para parques solares o eólicos y acceso al agua<sup>27</sup>. Así, su desarrollo e implantación van a influir sobre el mapa geopolítico del comercio energético, en el cual España tiene el potencial de ser autosuficiente energéticamente y convertirse en exportador de hidrógeno<sup>18,27</sup>.

### Dependencia de materiales críticos

La transición energética está condicionada por la disponibilidad de materias primas críticas, de modo que se podría pasar de una dependencia de combustibles fósiles a una dependencia de minerales<sup>106</sup>. Estos últimos son componentes esenciales de las tecnologías de generación y almacenamiento de energía renovable e hidrógeno. Se requieren litio, níquel, cobalto, manganeso y grafito en baterías eléctricas; tierras raras en turbinas eólicas; cobre y aluminio en instalaciones eléctricas, y minerales del grupo del platino, iridio, níquel y circonio en electrolizadores y pilas de combustible<sup>116,117</sup>. La mayoría de estas materias primas se consideran críticas, por su relevancia económica y riesgo de suministro<sup>118,119</sup>. Además, se prevé que su demanda actual se cuadruple para alcanzar los objetivos de descarbonización para 2050<sup>116</sup>.

En este escenario, la dependencia de minerales conlleva la creación de una nueva red de colaboración internacional para garantizar su suministro a escala global, dado que los yacimientos son un recurso limitado, concentrado en zonas geográficas muy concretas<sup>106,118</sup>. Por tanto, la comunidad científica investiga cómo diversificar el tipo de materiales empleados, en la búsqueda de otros más abundantes y baratos<sup>120-125</sup>. También, se propone reducir la cantidad de material en los equipos<sup>126,127</sup>, aumentar su estabilidad y durabilidad<sup>128</sup> y favorecer su reciclaje<sup>129</sup>. Todas estas medidas conforman la estrategia del ecodiseño, imprescindible dentro de un marco de economía circular para garantizar la sostenibilidad del sistema<sup>129,130</sup>.

### Integración y convivencia tecnológica

Se prevé que la integración de la tecnología del hidrógeno verde sea progresiva en el ecosistema actual, y que conviva con otras tecnologías en múltiples sectores, como:

**Sistema gasista:** actualmente, en España, se permite la inyección de hasta un 5 % de hidrógeno en los gaseoductos<sup>18</sup>. Cantidades superiores requieren modificar los materiales de la red de gas natural, definir nuevos límites técnicos y de seguridad, adaptar los equipos de los consumidores finales (calderas y turbinas para uso doméstico e industrial) y armonizar la gestión regulatoria del sistema a nivel nacional y europeo<sup>131,132</sup>.

**Hidrogenera:** estación de repostaje donde se genera, almacena y dispensa hidrógeno para su uso en movilidad.

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

En ciertos casos puede llegarse a un punto de inflexión en el que el aumento de las concentraciones de hidrógeno por encima de un porcentaje no sea viable técnica o económicamente<sup>131</sup>. Para solucionarlo, una opción es la creación de hidroductos que distribuyan exclusivamente hidrógeno. El 90 % de los hidroductos operativos se encuentran en Europa y Estados Unidos<sup>133</sup>. Por tanto, el futuro de la descarbonización de la red gasista prevé la convivencia de gaseoductos que transporten otros gases renovables, como el biometano, junto con hidroductos (adaptados de la red gasista o de nueva creación), atendiendo a las necesidades de cada región<sup>29,86,134-138</sup>.

**Movilidad:** en el transporte terrestre mediante vehículo ligero se espera una convivencia de varias tecnologías: vehículos con motor de combustión interna que usen combustibles renovables, vehículos eléctricos de batería y vehículos eléctricos de pila de combustible de hidrógeno verde<sup>139,140</sup>. Estas dos últimas son las vías más avanzadas de descarbonización del sector, y ambas requieren un despliegue de infraestructura de puntos de recarga e **hidrogeneras e hidrolineras** que permitan su abastecimiento<sup>139,141,142</sup>.

En cuanto a las ventajas e inconvenientes asociados a cada tecnología, los vehículos eléctricos de pila de combustible de hidrógeno tienen mayor autonomía que las baterías eléctricas y menor tiempo de repostaje<sup>143</sup>. Como desventaja, se encuentra principalmente el alto coste actual de producción del hidrógeno verde<sup>141</sup>, junto con una menor eficiencia en el proceso global comparada con el almacenamiento de energía en baterías<sup>141</sup>. Por otra parte, los vehículos eléctricos de batería, que emplean la electricidad de manera directa, cuentan con una amplia ventaja en el mercado, tanto en modelos de vehículos como en infraestructura de puntos de recarga<sup>144</sup>. Sin embargo, aunque hay grandes avances en baterías, la autonomía es menor y tiene tiempos de recarga más largos<sup>141</sup>. A pesar de que existe debate sobre su complementariedad y competencia<sup>141,144-146</sup>, tanto los vehículos eléctricos de batería como los de pila de combustible de hidrógeno verde son consideradas opciones de descarbonización adecuadas, por lo que la elección de uno u otro tipo dependerá del contexto y las necesidades de cada consumidor<sup>143,146</sup>.

## Impacto medioambiental

La comunidad experta señala que la transición hacia el hidrógeno verde supone un ahorro en emisiones de CO<sub>2</sub><sup>82</sup> ya que su uso en la mayoría de las aplicaciones sólo genera agua<sup>147</sup>, evitando la emisión directa de gases contaminantes<sup>148</sup>. Sin embargo, las actuales tecnologías bajas en carbono no son automáticamente verdes<sup>149</sup>. En los usos que requieren la combustión del hidrógeno, al igual que ocurre en la combustión de combustibles fósiles, también puede generar óxidos de nitrógeno, que son gases de efecto invernadero<sup>150</sup>.

En la misma línea, el análisis completo de su cadena de valor muestra que existe una huella de carbono vinculada a emisiones de CO<sub>2</sub> liberadas durante la extracción de materiales, funcionamiento de las plantas de energía renovable y equipos involucrados en la producción y almacenamiento del hidrógeno, transporte a su punto de consumo, etc.<sup>151-153</sup>. Aun así, la comparación de la cadena de valor completa de diferentes tecnologías del hidrógeno muestra que el verde tiene una huella de carbono mucho menor y un menor consumo energético total que el gris y que los combustibles fósiles que reemplaza en diferentes aplicaciones<sup>154-157</sup>.

Otro aspecto relevante es la prevención de las fugas de hidrógeno a la atmósfera durante su producción, almacenamiento, transporte y uso. Se trata de evitar potenciales cambios atmosféricos que puedan afectar a la calidad del aire (variaciones en la concentración de metano, ozono, vapor de agua, etc.)<sup>150,158-160</sup>. Aunque aún existe incertidumbre sobre su impacto en la atmósfera, recientes estudios científicos demuestran que tiene poder de calentamiento global, pero bastante limitado<sup>160</sup>.

En relación al consumo de agua global, se estima que la transición hacia una economía del hidrógeno requerirá un menor volumen del que actualmente se necesita para la producción y uso de combustibles fósiles<sup>161,162</sup>. No obstante, a escala local, las zonas con mayor potencial de producción de hidrógeno verde son también zonas con un alto estrés hídrico, entre las que se encuentra España<sup>27,163</sup>. Para evitar el consumo de agua dulce en estas regiones, se está valorando la producción de hidrógeno verde a partir de agua desalinizada<sup>164</sup>. Otra opción es el uso directo de agua marina, cuyo desarrollo es aún inicial y se enfrenta a numerosos retos<sup>165-170</sup>. En cualquier caso, la implantación de proyectos a escala local requiere de un estudio particularizado para alcanzar un desarrollo sostenible que aborde el consumo de agua con relación al sector energético y alimentario<sup>171</sup>.

## Oportunidades económicas y sociales

El interés europeo por las tecnologías del hidrógeno ha tenido un crecimiento exponencial en los últimos años<sup>82</sup>. Desde el lanzamiento de la Estrategia Europea del Hidrógeno en 2020<sup>3</sup>, han sido varios los Estados miembros que han publicado estrategias nacionales en este campo<sup>18,82,99,172,173</sup>. Aunque la UE considera la electrólisis como una oportunidad estratégica para exportar tecnología<sup>82</sup> y participa activamente en la publicación de patentes y artículos científicos sobre tecnologías del hidrógeno, grandes competidores como China, Japón, Corea del Sur o Estados Unidos sostienen el actual liderazgo<sup>174</sup>.

Mientras, la Hoja de Ruta del Hidrógeno señala que el hidrógeno verde supone una oportunidad para fomentar la creación de trabajo cualificado, estimular la economía, modernizar la industria, promover la competitividad, mejorar la seguridad energética y apoyar la investigación e innovación en España<sup>18</sup>. El interés a nivel nacional por el sector ya es evidente por el crecimiento de entidades de I+D+i y empresas que ejercen una actividad dentro de su cadena de valor<sup>175,176</sup>. Debido a que el mercado del hidrógeno verde aún se encuentra en una fase inicial, es recomendable formar a expertos y usuarios en tecnologías del hidrógeno para el correcto despliegue del sector<sup>177,178</sup>.

Por otra parte, su desarrollo abre las puertas a un mercado geopolítico con nuevos participantes<sup>179</sup>, en los que España



tiene el potencial de independizarse energéticamente y convertirse en exportador de energía para los países del norte de Europa<sup>27,172</sup>. En este sentido, la mejora de las interconexiones eléctricas y la creación de infraestructura de hidrógeno de interconexión con el continente son dos claves para facilitar las transacciones energéticas<sup>29</sup>.

Asimismo, para que la transición energética hacia una economía del hidrógeno verde sea sostenible, además del aspecto medioambiental, es necesario tener en cuenta las dimensiones tecnológicas, económicas, y sociales<sup>154,180,181</sup>. La atención a estas últimas es relevante para minimizar o evitar las actuales desigualdades, y no trasladarlas a la nueva transición energética<sup>182</sup>. Las desigualdades pueden ser demográficas (género, raza, edad, clase socioeconómica), espaciales (zonas urbanas frente a rurales), o temporales (entre generaciones o hacia generaciones futuras), y pueden afectar al entorno natural<sup>149,183-185</sup>. Existen diversos indicadores para analizar el impacto social en los proyectos energéticos a nivel mundial<sup>186</sup>. En el caso del hidrógeno verde, este depende de los actores involucrados en la producción, transporte y usos finales del hidrógeno, (incluyendo el origen de materiales y energía, plataformas tecnológicas de producción, intermediarios, aplicaciones industriales y de uso final), así como de las aportaciones de actores impulsores institucionales, financieros y económicos<sup>139,187-189</sup>.

## Regulación en una transición social y tecnológica

**Sistema de garantías de origen:** sistema que permite proporcionar evidencia a un cliente final de que una determinada cantidad de energía se ha producido a partir de fuentes renovables.

Uno de los principales cuellos de botella a nivel regulatorio es la falta de una definición global de hidrógeno verde<sup>82</sup>. Aunque España tiene por objetivo convertirse en exportadora de hidrógeno<sup>18</sup>, la previsión de Europa en su conjunto es que sea importadora neta del mismo<sup>27,86,143</sup>. En este contexto, es necesario tener una definición global de hidrógeno verde para hacer posible las transacciones del mercado internacional<sup>139,190</sup>. De igual manera, se está trabajando en la creación de un **sistema de garantías de origen** para asegurar su procedencia limpia durante toda su cadena de valor<sup>18,64,82</sup>.

Los nuevos usos del hidrógeno como vector energético tampoco están reflejados en la legislación europea actual, lo que supone otra barrera para su entrada al mercado<sup>74</sup>. Además, los expertos indican que es necesario armonizar regulación, códigos y estándares internacionales para el despliegue del sector<sup>74</sup>. Hoy en día, el hidrógeno cuenta con estándares de seguridad internacionales para los usos actuales<sup>191-194</sup>. Para los nuevos, será necesario ampliar los estudios y estándares para lograr un funcionamiento seguro<sup>55,191,195,196</sup>. En España, diferentes estudios señalan que la normativa de seguridad e impacto medioambiental que se aplica es restrictiva, propia de proyectos de actividad industrial, independientemente del método de producción de hidrógeno (con o sin emisiones de CO<sub>2</sub>), de la dimensión de producción (escala pequeña o industrial), y de su uso final (industrial, movilidad o integración con otros sectores energéticos)<sup>197,198</sup>. Todo ello ralentizaría el despliegue de proyectos de escala pequeña o de nuevas aplicaciones, como hidrogeneras con producción de hidrógeno *in situ*<sup>197</sup>. Son obstáculos identificados en la Hoja de Ruta del Hidrógeno, que propone una serie de líneas de actuación para simplificar los trámites administrativos y eliminar las barreras regulatorias para la producción de este gas<sup>18</sup>.

En conclusión, la transición energética depende de las expectativas, aceptación y comportamiento en relación con las tecnologías del hidrógeno por parte de todos los actores involucrados (comunidad política, agentes de mercado y sociedad)<sup>189,199,200</sup>. Para favorecer una transición social y tecnológica que acoja favorablemente los usos e infraestructuras ligadas a este recurso y genere un cambio cultural, se recomienda hacer partícipe a la población<sup>201,202</sup>. En España, la actitud frente al hidrógeno es positiva, aunque podría cambiar fácilmente, dado que el nivel de familiaridad con la tecnología es todavía bajo<sup>203</sup>. Por tanto, las campañas de información e implicación se presentarían como una herramienta apropiada para la fase inicial en la que se encuentran las tecnologías del hidrógeno<sup>203</sup>. En este contexto, el personal científico señala que es relevante atender a la percepción de los riesgos, costes y beneficios por parte de la sociedad, así como a las emociones asociadas, para promover confianza en la tecnología<sup>204,205</sup>. Son factores que influyen en el camino hacia la implantación del hidrógeno verde bajo un marco tecnológico común sostenible para el medio ambiente, económicamente viable y socialmente responsable.

### Cómo citar este informe

Oficina de Ciencia y Tecnología del Congreso de los Diputados. Informe C: Hidrógeno verde como combustible. 2022. doi: 10.57952/87d5-vg85

### Equipo Oficina C (por orden alfabético)

Ana Elorza. Coordinadora de la Oficina C en la Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología.  
Izaskun Lacunza\*. Coordinadora de la Oficina C en la Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología.  
Maite Iriondo de Hond\*. Técnica de evidencia científica y tecnológica.  
Rüdiger Ortiz-Álvarez. Técnico de evidencia científica y tecnológica.  
Sofía Otero. Técnica de evidencia científica y tecnológica.  
Jose L. Roscales. Técnico de evidencia científica y tecnológica.  
Cristina Fernández-García. Técnica de conexión con la comunidad científica y la sociedad.

\*Personas de contacto para este informe.

## Bibliografía

1. Organización de Naciones Unidas (ONU). Acuerdo de París de la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático. 2015.
2. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). Estrategia a largo plazo para una economía española moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050. 2020.
3. European Commission. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. 2020.
4. Comisión Europea. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. El pacto verde europeo. 2019.
5. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Hydrogen roadmap Europe: a sustainable pathway for the European energy transition. 2019.
6. International Energy Agency (IEA). The future of hydrogen: seizing today's opportunities. Paris; 2019.
7. International Renewable Energy Agency (IRENA). Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal. Abu Dhabi; 2020.
8. Abe JO, Popoola API, Ajenifuja E, et al. Hydrogen energy, economy and storage: review and recommendation. *Int J Hydrog Energy* 2019;44(29):15072–15086; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.068>.
9. European Commission. Commission Delegated Regulation Supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin. 2022.
10. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). Plan nacional integrado de energía y clima 2021–2030. 2020.
11. Velazquez Abad A, Dodds PE. Green hydrogen characterisation initiatives: definitions, standards, guarantees of origin, and challenges. *Energy Policy* 2020;138:111300; <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111300>
12. Ursúa A, Gandía LM, Sanchis P. Hydrogen production from water electrolysis: current status and future trends. *Proc IEEE* 2012;100(2):410–426; <https://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2156750>.
13. Hydrogen Council, McKinsey & Company. Hydrogen for net zero: a critical cost-competitive energy vector. 2021.
14. International Renewable Energy Agency (IRENA). World energy transitions outlook: 1.5°C pathway. Abu Dhabi; 2022.
15. International Energy Agency (IEA). Net zero by 2050 – A roadmap for the global energy sector. 2021.
16. Comisión Europea. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo de las Regiones: REPowerEU: Acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible. 2022.
17. Comisión Europea. Anexos de la comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo de las Regiones: Plan REPowerEU. 2022.
18. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable. 2020.
19. Ball M, Weeda M. The hydrogen economy – vision or reality? *Int J Hydrog Energy* 2015;40(25):7903–7919; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.04.032>.
20. Bockris JOM. The hydrogen economy: its history. *Int J Hydrog Energy* 2013;38(6):2579–2588; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.12.026>.
21. Abdin Z, Zafaranloo A, Rafiee A, et al. Hydrogen as an energy vector. *Renew Sustain Energy Rev* 2020;120:109620; <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109620>.
22. Ishimoto Y, Voldsund M, Nekså P, et al. Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers. *Int J Hydrog Energy* 2020;45(58):32865–32883; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.017>.
23. Stöckl F, Schill W-P, Zerrahn A. Optimal supply chains and power sector benefits of green hydrogen. *Sci Rep* 2021;11(1):14191; <https://doi.org/10.1038/s41598-021-92511-6>.
24. Iabidine Messaoudani Z, Rigas F, Binti Hamid MD, et al. Hazards, safety and knowledge gaps on hydrogen transmission via natural gas grid: a critical review. 2016; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.171>.
25. Jacobson MZ, Delucchi MA, Bauer ZAF, et al. 100% Clean and renewable wind, water, and sunlight all-sector energy roadmaps for 139 countries of the world. *Joule* 2017;1(1):108–121; <https://doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.005>.
26. Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (versión refundida). 2022.
27. International Renewable Energy Agency (IRENA). Geopolitics of the energy transformation: the hydrogen factor. 2022.
28. Red Eléctrica de España. El sistema eléctrico español. Avance 2021. 2022.
29. International Energy Agency (IEA). Spain 2021 Energy Policy Review. 2021.
30. Brey JJ. Use of hydrogen as a seasonal energy storage system to manage renewable power deployment in Spain by 2030. *Int J Hydrog Energy* 2021;46(33):17447–17457; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.089>.
31. Grigoriev SA, Fateev VN, Millet P. 4.18 – Alkaline electrolyzers. En: *Comprehensive renewable energy (Segunda Edición)*. (Letcher TM, ed) Elsevier: Oxford; 2022; pp. 459–472; <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819727-1.00024-8>.
32. Schmidt O, Gambhir A, Staffell I, et al. Future cost and performance of water electrolysis: an expert elicitation study. *Int J Hydrog Energy* 2017;42(52):30470–30492; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>.
33. Carmo M, Fritz DL, Mergel J, et al. A comprehensive review on PEM water electrolysis. *Int J Hydrog Energy* 2013;38(12):4901–4934; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>.
34. Thomassen MS, Reksten AH, Barnett AO, et al. Chapter 6 – PEM Water Electrolysis. En: *Electrochemical power sources: fundamentals, systems and applications*. (Smolinka T, Garche J. eds) Elsevier; 2022; pp. 199–228; <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00013-6>.

35. Tesfai A, Irvine JTS. Solid oxide fuel cells: theory and materials. En: *Comprehensive renewable energy*. (Letcher TM. ed) Elsevier: Oxford; 2012; pp. 274–289; <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819727-1.00195-3>.
36. Laguna-Bercero MA. Recent advances in high temperature electrolysis using solid oxide fuel cells: a review. *J Power Sources* 2012;203:4–16; <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2011.12.019>.
37. Mamlouk M. 4.19 – Alkaline anion exchange membrane (AEM) water electrolyzers—current/future perspectives in electrolyzers for hydrogen. En: *Comprehensive renewable energy* (Segunda Edición). (Letcher TM. ed) Elsevier: Oxford; 2022; pp. 473–504; <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819727-1.00103-5>.
38. Jannasch P. Aligned for renewable power. *Nat Energy* 2022;7(4):302–303; <https://doi.org/10.1038/s41560-022-00996-w>.
39. Li C, Baek J–B. The promise of hydrogen production from alkaline anion exchange membrane electrolyzers. *Nano Energy* 2021;87:106162; <https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2021.106162>.
40. Navas–Anguita Z, García–Gusano D, Dufour J, et al. Revisiting the role of steam methane reforming with CO<sub>2</sub> capture and storage for long–term hydrogen production. *Sci Total Environ* 2021;771:145432; <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.145432>.
41. U.S. Department of Energy. Department of Energy hydrogen program plan. 2020.
42. Secretary of State for Business, Energy and Industrial Strategy. UK hydrogen strategy. 2021.
43. Oltra C, Sala R, Solà R, et al. Lay perceptions of carbon capture and storage technology. *Int J Greenh Gas Control* 2010;4:698–706; <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2010.02.001>.
44. Gobierno de España. PERTE de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento. Disponible en: <https://planderecuperacion.gob.es/como-acceder-a-los-fondos/perte-de-energias-renovables-hidrogeno-renovable-y-almacenamiento> [Último acceso: 5/9/2022].
45. Bauer C, Treyer K, Antonini C, et al. On the climate impacts of blue hydrogen production. 2021; <https://doi.org/10.26434/chemrxiv-2021-hzOqp>.
46. Howarth RW, Jacobson MZ. How green is blue hydrogen? *Energy Sci Eng* 2021;9(10):1676–1687; <https://doi.org/10.1002/ese3.956>.
47. Saunio M, Bousquet P, Poulter B, et al. The global methane budget 2000–2012. *Earth Syst Sci Data* 2016;8(2):697–751; <https://doi.org/10.5194/essd-8-697-2016>.
48. Demirbaş A. Biomass resource facilities and biomass conversion processing for fuels and chemicals. *Energy Convers Manag* 2001;42(11):1357–1378; [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(00\)00137-0](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(00)00137-0).
49. Lachén J, Herguido J, Peña JA. High purity hydrogen from biogas via steam iron process: preventing reactor clogging by interspersed coke combustions. *Renew Energy* 2020;151:619–626; <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.11.060>.
50. Hernández–Soto MC, Da Costa–Serra JF, Carratalá J, et al. Valorization of alcoholic wastes from the winery industry to produce H<sub>2</sub>. *Int J Hydrog Energy* 2019;44(20):9763–9770; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.12.067>.
51. Chica A, Barreras F, Dufour J, et al. Hydrogen technologies. En: *Volume 8 Clean, safe and efficient energy*, Editorial CSIC; 2021; pp. 207–235.
52. Dóminech Martínez P. Informes Técnicos CIEMAT: Tecnologías de producción de hidrógeno basadas en métodos biológicos. 2020.
53. Dincer I. Green methods for hydrogen production. *Int J Hydrog Energy* 2012;37(2):1954–1971; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.03.173>.
54. Acar C, Dincer I. Comparative assessment of hydrogen production methods from renewable and non–renewable sources. *Int J Hydrog Energy* 2014;39(1):1–12; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.10.060>.
55. Moradi R, Groth KM. Hydrogen storage and delivery: review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *Int J Hydrog Energy* 2019;44(23):12254–12269; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.041>.
56. Vidas L, Castro R, Pires A. A review of the impact of hydrogen integration in natural gas distribution networks and electric smart grids. *Energies* 2022;15(9):3160; <https://doi.org/10.3390/en15093160>.
57. Niaz S, Manzoor T, Pandith AH. Hydrogen storage: materials, methods and perspectives. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;50:457–469; <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.011>.
58. International Renewable Energy Agency (IRENA). Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: technology review of hydrogen carriers. 2022.
59. Secretaría de Estado de Energía. Estrategia de almacenamiento energético. 2021.
60. Muhammed NS, Haq B, Al Shehri D, et al. A review on underground hydrogen storage: insight into geological sites, influencing factors and future outlook. *Energy Rep* 2022;8:461–499; <https://doi.org/10.1016/j.egypr.2021.12.002>.
61. Sainz–García A, Abarca E, Rubi V, et al. Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer. *Int J Hydrog Energy* 2017;42(26):16657–16666; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.05.076>.
62. Simon J, Ferriz AM, Correas LC. HyUnder – Hydrogen underground storage at large scale: case study Spain. *Energy Procedia* 2015;73:136–144; <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.661>.
63. Caglayan DG, Weber N, Heinrichs HU, et al. Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *Int J Hydrog Energy* 2020;45(11):6793–6805; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>.
64. International Renewable Energy Agency (IRENA). Green hydrogen: a guide to policy making. 2020.
65. International Energy Agency (IEA). Global hydrogen review 2022. Paris; 2022.
66. European Hydrogen Backbone. A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries. 2022.
67. Gondal IA. Hydrogen integration in power–to–gas networks. *Int J Hydrog Energy* 2019;44(3):1803–1815; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.164>.
68. International Renewable Energy Agency (IRENA). Green hydrogen for industry: a guide to policy making. 2022.



69. Griffiths S, Sovacool BK, Kim J, et al. Decarbonizing the oil refining industry: a systematic review of sociotechnical systems, technological innovations, and policy options. *Energy Res Soc Sci* 2022;89:102542; <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102542>.
70. Rajabloo T, De Ceuninck W, Van Wortswinkel L, et al. Environmental management of industrial decarbonization with focus on chemical sectors: a review. *J Environ Manage* 2022;302:114055; <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.114055>.
71. Ostadi M, Paso KG, Rodriguez-Fabia S, et al. Process integration of green hydrogen: decarbonization of chemical industries. *Energies* 2020;13(18):4859; <https://doi.org/10.3390/en13184859>.
72. European Parliamentary Research Service Scientific Foresight Unit (STOA). Carbon-free steel production: cost reduction options and usage of existing gas infrastructure. Brussels; 2021.; <https://doi.org/10.2861/01969>.
73. Ballesteros M, Manzanares P. Liquid biofuels. En: *The role of bioenergy in the emerging bioeconomy: resources, technologies, sustainability and policy* 2018; pp. 113–144; <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813056-8.00003-0>.
74. International Renewable Energy Agency (IRENA). *Hydrogen: a renewable energy perspective*. 2019.
75. Kim J, Sovacool BK, Bazilian M, et al. Decarbonizing the iron and steel industry: a systematic review of sociotechnical systems, technological innovations, and policy options. *Energy Res Soc Sci* 2022;89:102565; <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102565>.
76. Fennell P, Driver J, Bataille C, et al. Cement and steel – nine steps to net zero. *Nature* 2022;603(7902):574–577; <https://doi.org/10.1038/d41586-022-00758-4>.
77. Fennell PS, Davis SJ, Mohammed A. Decarbonizing cement production. *Joule* 2021;5(6):1305–1311; <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.04.011>.
78. Furszyfer Del Rio DD, Sovacool BK, Foley AM, et al. Decarbonizing the glass industry: a critical and systematic review of developments, sociotechnical systems and policy options. *Renew Sustain Energy Rev* 2022;155:111885; <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111885>.
79. Stolz B, Held M, Georges G, et al. Techno-economic analysis of renewable fuels for ships carrying bulk cargo in Europe. *Nat Energy* 2022;7(2):203–212; <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00957-9>.
80. Smith C, Mouli-Castillo J, van der Horst D, et al. Towards a 100% hydrogen domestic gas network: regulatory and commercial barriers to the first demonstrator project in the United Kingdom. *Int J Hydrog Energy* 2022;47(55):23071–23083; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.123>.
81. Pimm AJ, Cockerill TT, Gale WF. Energy system requirements of fossil-free steelmaking using hydrogen direct reduction. *J Clean Prod* 2021;312:127665; <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127665>.
82. International Energy Agency (IEA). *Global hydrogen review 2021*. 2021; <https://doi.org/10.1787/39351842-en>.
83. Rosenow J, Eyre N. Reinventing energy efficiency for net zero. *Energy Res Soc Sci* 2022;90; <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102602>.
84. Grubler A, Wilson C, Bento N, et al. A low energy demand scenario for meeting the 1.5 °C target and sustainable development goals without negative emission technologies. *Nat Energy* 2018;3(6):515–527; <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0172-6>.
85. Seck GS, Hache E, Sabathier J, et al. Hydrogen and the decarbonization of the energy system in Europe in 2050: a detailed model-based analysis. *Renew Sustain Energy Rev* 2022;167:112779; <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112779>.
86. van Renssen S. The hydrogen solution? *Nat Clim Change* 2020;10(9):799–801; <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0891-0>.
87. Oliveira AM, Beswick RR, Yan Y. A green hydrogen economy for a renewable energy society. *Curr Opin Chem Eng* 2021;33:100701; <https://doi.org/10.1016/j.coche.2021.100701>.
88. International Renewable Energy Agency (IRENA). *Green Hydrogen Supply: A Guide to Policy Making*. Abu Dhabi; 2021.
89. García-Casas M, Gálvez-Martos J-L, Dufour J. Environmental and economic multi-objective optimisation of synthetic fuels production via an integrated methodology based on process simulation. *Comput Chem Eng* 2022;157:107624; <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2021.107624>.
90. Gils HC, Simon S. Carbon neutral archipelago – 100% renewable energy supply for the Canary Islands. *Appl Energy* 2017;188:342–355; <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.023>.
91. Curto D, Franzitta V, Viola A, et al. A renewable energy mix to supply small islands. A comparative study applied to Balearic Islands and Fiji. *J Clean Prod* 2019;241:118356; <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118356>.
92. Green Hysland: deployment of a H2 ecosystem on the island of Mallorca. Disponible en: <https://greenhysland.eu/> [Último acceso: 19/6/2022].
93. Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno y las Pilas de Combustible. *Hidrógeno y pilas de combustible. Informe de proyectos I+D+i: entidades de referencia en I+D+i y recursos disponibles en España*. 2021.
94. Nkounga WM, Ndiaye MF, Ndiaye ML. Management of intermittent solar and wind energy resources: storage and grid stabilization. En: *Sustainable energy access for communities: rethinking the energy agenda for cities*. (Fall A, Haas R. eds) Springer International Publishing: Cham; 2022; pp. 109–118; [https://doi.org/10.1007/978-3-030-68410-5\\_10](https://doi.org/10.1007/978-3-030-68410-5_10).
95. Azcárate C, Blanco R, Mallor F, et al. Peaking strategies for the management of wind-H2 energy systems. *Renew Energy* 2012;47:103–111; <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.04.016>.
96. Glenk G, Reichelstein S. Economics of converting renewable power to hydrogen. *Nat Energy* 2019;4(3):216–222; <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0326-1>.
97. Glenk G, Reichelstein S. Reversible power-to-gas systems for energy conversion and storage. *Nat Commun* 2022;13(1):2010; <https://doi.org/10.1038/s41467-022-29520-0>.
98. Vidas L, Castro R. Recent developments on hydrogen production technologies: state-of-the-art review with a focus on green-electrolysis. *Appl Sci* 2021;11(23):11363; <https://doi.org/10.3390/app112311363>.
99. Ministry of Economic Affairs and Climate Policy, Government of the Netherlands. *Government strategy on hydrogen*. 2020.

100. International Renewable Energy Agency (IRENA). Smart electrification with renewables: driving the transformation of energy services. 2022.
101. Judge MA, Khan A, Manzoor A, et al. Overview of smart grid implementation: frameworks, impact, performance and challenges. *J Energy Storage* 2022;49:104056; <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104056>.
102. Sarwar M, Asad B. A review on future power systems; technologies and research for smart grids. En: 2016 International Conference on Emerging Technologies (ICET) 2016; pp. 1–6; <https://doi.org/10.1109/ICET.2016.7813247>.
103. Oliveira C, Botelho DF, Soares T, et al. Consumer-centric electricity markets: a comprehensive review on user preferences and key performance indicators. *Electr Power Syst Res* 2022;210; <https://doi.org/10.1016/j.epr.2022.108088>.
104. Asamblea Ciudadana para el Clima. Una España más justa y segura ante el cambio climático ¿cómo lo hacemos?: informe final de recomendaciones. 2022. Disponible en: <https://asambleaciudadanadelcambioclimatico.es/wp-content/uploads/2022/06/Informe-recomendaciones-Asamblea-Ciudadana-Clima.pdf> [Último acceso: 19/6/2022].
105. United States Department of Energy. Smart grid system report: 2018 report to Congress. 2018 2018;93.
106. Vakulchuk R, Overland I, Scholten D. Renewable energy and geopolitics: a review. *Renew Sustain Energy Rev* 2020;122:109547; <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109547>.
107. Hawk C, Kaushiva A. Cybersecurity and the smarter grid. *Electr J* 2014;27(8):84–95; <https://doi.org/10.1016/j.tej.2014.08.008>.
108. Ley 8/2011, de 28 de abril, por la que se establecen medidas para la protección de las infraestructuras críticas. 2011.
109. Gutiérrez JL, Jiménez FS, Sánchez DH, et al. Estudio sobre la cibercriminalidad en España. Ministerio del Interior. Gobierno de España. 2020;62.
110. Oficina de Ciencia y Tecnología del Congreso de los Diputados (Oficina C). Informe C: Ciberseguridad. 2022; <https://doi.org/10.57952/c8hy-6c31>.
111. International Energy Agency (IEA), International Renewable Energy Agency (IRENA), UN Climate Change High-Level Champions (UNCC HLC). The breakthrough agenda report 2022. 2022.
112. Wiser R, Jenni K, Seel J, et al. Expert elicitation survey on future wind energy costs. *Nat Energy* 2016;1(10):1–8; <https://doi.org/10.1038/nenergy.2016.135>.
113. Comello S, Reichelstein S, Sahoo A. The road ahead for solar PV power. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;92:744–756; <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.098>.
114. Luderer G, Madeddu S, Merfort L, et al. Impact of declining renewable energy costs on electrification in low-emission scenarios. *Nat Energy* 2022;7(1):32–42; <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00937-z>.
115. Glenk G, Meier R, Reichelstein S. Cost dynamics of clean energy technologies. *Schmalenbach J Bus Res* 2021;73(2):179–206; <https://doi.org/10.1007/s41471-021-00114-8>.
116. International Energy Agency (IEA). The role of critical minerals in clean energy transitions. 2022.
117. Mori M, Stropnik R, Sekavčnik M, et al. Criticality and life-cycle assessment of materials used in fuel-cell and hydrogen technologies. *Sustain Switz* 2021;13(6); <https://doi.org/10.3390/su13063565>.
118. Comisión Europea. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. Resiliencia de las materias primas fundamentales: trazando el camino hacia un mayor grado de seguridad y sostenibilidad. 2020.
119. Valero A, Valero A, Calvo G, et al. Material bottlenecks in the future development of green technologies. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;93:178–200; <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.041>.
120. Retuerto M, Pascual L, Calle-Vallejo F, et al. Na-doped ruthenium perovskite electrocatalysts with improved oxygen evolution activity and durability in acidic media. *Nat Commun* 2019;10(1):2041; <https://doi.org/10.1038/s41467-019-09791-w>.
121. Pinzón M, Sánchez-Sánchez A, Sánchez P, et al. Ammonia as a carrier for hydrogen production by using lanthanum based perovskites. *Energy Convers Manag* 2021;246:114681; <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114681>.
122. Clark D, Malerød-Fjeld H, Budd M, et al. Single-step hydrogen production from NH<sub>3</sub>, CH<sub>4</sub>, and biogas in stacked proton ceramic reactors. *Science* 2022;376(6591):390–393; <https://doi.org/10.1126/science.abj3951>.
123. Serra JM, Borrás-Morell JF, García-Baños B, et al. Hydrogen production via microwave-induced water splitting at low temperature. *Nat Energy* 2020;5(11):910–919; <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00720-6>.
124. Berges C, Wain A, Andújar R, et al. Fused filament fabrication for anode supported SOFC development: Towards advanced, scalable and cost-competitive energetic systems. *Int J Hydrog Energy* 2021;46(51):26174–26184; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.097>.
125. García G, Alcaide Monterrubio F, Pastor E. Chapter 11 – Graphene materials for the electrocatalysts used for fuel cells and electrolyzers. En: Emerging carbon materials for catalysis. (Sadjadi S. ed) Elsevier; 2021; pp. 389–415; <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817561-3.00011-1>.
126. Gielen D. Critical materials for the energy transition. International Renewable Energy Agency (IRENA): Abu Dhabi; 2021.
127. Laube A, Hofer A, Ressel S, et al. PEM water electrolysis cells with catalyst coating by atomic layer deposition. *Int J Hydrog Energy* 2021;46(79):38972–38982; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.153>.
128. Navarrete L, Hannahan C, Serra JM. Reversible electrodes based on B-site substituted Ba<sub>0.5</sub>Sr<sub>0.5</sub>Co<sub>0.8</sub>Fe<sub>0.2</sub>O<sub>3- $\delta$</sub>  for intermediate temperature solid-oxide cells. *Solid State Ion* 2022;376; <https://doi.org/10.1016/j.ssi.2021.115851>.
129. Ferriz AM, Bernad A, Mori M, et al. End-of-life of fuel cell and hydrogen products: a state of the art. *Int J Hydrog Energy* 2019;44(25):12872–12879; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.176>.
130. Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 21 de octubre de 2009 por la que se instaura un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía (Refundición). 2012.
131. Puentes Fernández R. El hidrógeno a la carrera hacia la transición energética. *Cuad Energ* 2021;66:122–131.



132. The European Network for Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), Gas Infrastructure Europe (GIÉ), Hydrogen Europe. How to transport and store hydrogen – facts and figures. Belgium; 2021.
133. International Energy Agency (IEA). Hydrogen. Paris; 2021. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/hydrogen> [Último acceso: 17/10/2022].
134. Speirs J, Balcombe P, Johnson E, et al. A greener gas grid: what are the options. *Energy Policy* 2018;118:291–297; <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.03.069>.
135. Kemfert C, Präger F, Braunger I, et al. The expansion of natural gas infrastructure puts energy transitions at risk. *Nat Energy* 2022;1–6; <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01060-3>.
136. Iglesias R, Muñoz R, Polanco M, et al. Biogas from anaerobic digestion as an energy vector: current upgrading development. *Energies* 2021;14(10):2742; <https://doi.org/10.3390/en14102742>.
137. The European Network for Transmission System Operators for Gas (ENTSOG). ENTSOG Roadmap 2050 for gas grids. Brussels; 2019.
138. The European Network for Transmission System Operators for Gas (ENTSOG). Hydrogen project visualisation platform. Disponible en: <https://h2-project-visualisation-platform.entsog.eu> [Último acceso: 26/9/2022].
139. Griffiths S, Sovacool BK, Kim J, et al. Industrial decarbonization via hydrogen: a critical and systematic review of developments, socio-technical systems and policy options. 2021; <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102208>.
140. Candelaresi D, Valente A, Iribarren D, et al. Comparative life cycle assessment of hydrogen-fuelled passenger cars. *Int J Hydrog Energy* 2021;46(72):35961–35973; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.01.034>.
141. Brown D, Flickenschild M, Mazzi C, et al. The future of the EU automotive sector. European Parliament; 2021.
142. Bakker G. Infrastructure killed the electric car. *Nat Energy* 2021;6(10):947–948; <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00902-w>.
143. Hydrogen Council. Roadmap towards zero emissions: the complementary role of BEVs and FCEVs. 2021.
144. Plötz P. Hydrogen technology is unlikely to play a major role in sustainable road transport. *Nat Electron* 2022;5(1):8–10; <https://doi.org/10.1038/s41928-021-00706-6>.
145. Moriarty P, Honnery D. Prospects for hydrogen as a transport fuel. *Int J Hydrog Energy* 2019;44(31):16029–16037; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.278>.
146. Anandarajah G, McDowall W, Ekins P. Decarbonising road transport with hydrogen and electricity: long term global technology learning scenarios. *Int J Hydrog Energy* 2013;38(8):3419–3432; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.12.110>.
147. Acar C, Beskese A, Temur GT. Comparative fuel cell sustainability assessment with a novel approach. *Int J Hydrog Energy* 2022;47(1):575–594; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.034>.
148. Valente A, Iribarren D, Dufour J. Validation of GreenH2army® as a tool for the computation of harmonised life-cycle indicators of hydrogen. *Energies* 2020;13(7); <https://doi.org/10.3390/en13071603>.
149. Sovacool BK, Newell P, Carley S, et al. Equity, technological innovation and sustainable behaviour in a low-carbon future. *Nat Hum Behav* 2022;6(3):326–337; <https://doi.org/10.1038/s41562-021-01257-8>.
150. Warwick N, Griffiths P, Keeble J, et al. Atmospheric implications of increased hydrogen use. Department for Business, Energy & Industrial Strategy: United Kingdom; 2022.
151. Valente A, Iribarren D, Dufour J. Harmonised life-cycle global warming impact of renewable hydrogen. *J Clean Prod* 2017;149:762–772; <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.02.163>.
152. Iribarren D, Valente A, Dufour J. IEA Hydrogen Task 36 – Life cycle sustainability assessment of hydrogen energy systems – Final report. 2018.
153. IPHE Hydrogen Production Analysis Task Force. Methodology for determining the greenhouse gas emissions associated with the production of hydrogen. 2021.
154. Valente A, Iribarren D, Dufour J. Comparative life cycle sustainability assessment of renewable and conventional hydrogen. *Sci Total Environ* 2021;756:144132; <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.144132>.
155. Valente A, Iribarren D, Dufour J. Cumulative energy demand of hydrogen energy systems. En: *Environmental footprints and eco-design of products and processes. Energy footprints of the energy sector* Springer; 2019; pp. 47–75; [https://doi.org/10.1007/978-981-13-2457-4\\_2](https://doi.org/10.1007/978-981-13-2457-4_2).
156. Valente A, Iribarren D, Dufour J. Prospective carbon footprint comparison of hydrogen options. *Sci Total Environ* 2020;728:138212; <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.138212>.
157. Valente A, Iribarren D, Candelaresi D, et al. Using harmonised life-cycle indicators to explore the role of hydrogen in the environmental performance of fuel cell electric vehicles. *Int J Hydrog Energy* 2020;45(47):25758–25765; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.09.059>.
158. Hormaza Mejia A, Brouwer J, Mac Kinnon M. Hydrogen leaks at the same rate as natural gas in typical low-pressure gas infrastructure. *Int J Hydrog Energy* 2020;45(15):8810–8826; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.159>.
159. Ocko IB, Hamburg SP. Climate consequences of hydrogen emissions. *Atmospheric Chem Phys* 2022;22(14):9349–9368; <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>.
160. Arrigoni A, Bravo Diaz L. Hydrogen emissions from a hydrogen economy and their potential global warming impact. Luxembourg; 2022.; <https://doi.org/10.2760/O65589>.
161. International Energy Agency (IEA). Water-energy nexus. Paris; 2017.
162. Beswick RR, Oliveira AM, Yan Y. Does the green hydrogen economy have a water problem? *ACS Energy Lett* 2021;6(9):3167–3169; <https://doi.org/10.1021/acsenergylett.1c01375>.
163. Dresp S, Dionigi F, Klingenhof M, et al. Direct electrolytic splitting of seawater: opportunities and challenges. *ACS Energy Lett* 2019; <https://doi.org/10.1021/acsenergylett.9b00220>.
164. Delpisheh M, Haghghi MA, Athari H, et al. Desalinated water and hydrogen generation from seawater via a desalination unit and a low temperature electrolysis using a novel solar-based setup. *Int J Hydrog Energy* 2021;46(10):7211–7229; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.215>.

165. Farràs P, Strasser P, Cowan AJ. Water electrolysis: direct from the sea or not to be? *Joule* 2021;5(8):1921–1923; <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.07.014>.
166. Gao F-Y, Yu P-C, Gao M-R. Seawater electrolysis technologies for green hydrogen production: challenges and opportunities. *Curr Opin Chem Eng* 2022;36:100827; <https://doi.org/10.1016/j.coche.2022.100827>.
167. Tong W, Forster M, Dionigi F, et al. Electrolysis of low-grade and saline surface water. *Nat Energy* 2020;5(5):367–377; <https://doi.org/10.1038/s41560-020-0550-8>.
168. Hausmann JN, Schlögl R, Menezes PW, et al. Is direct seawater splitting economically meaningful? *Energy Environ Sci* 2021;14(7):3679–3685; <https://doi.org/10.1039/D0EE03659E>.
169. d'Amore-Domenech R, Santiago Ó, Leo TJ. Multicriteria analysis of seawater electrolysis technologies for green hydrogen production at sea. *Renew Sustain Energy Rev* 2020;133:110166; <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110166>.
170. Bradley D. Hydrogen from seawater without decay or delay. *Mater Today* 2019;26:3; <https://doi.org/10.1016/j.mattod.2019.04.009>.
171. Terrapon-Pfaff J, Ortiz W, Dienst C, et al. Energising the WEF nexus to enhance sustainable development at local level. *J Environ Manage* 2018;223:409–416; <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.06.037>.
172. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, Public Relations Division. The national hydrogen strategy. Berlin; 2020.
173. Gouvernement de la République française. Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France. 2020.
174. International Renewable Energy Agency (IRENA). Patent insight report: innovation trends in electrolyzers for hydrogen production. 2022.
175. Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno y las Pilas de Combustible. Hidrógeno y pilas de combustible: catálogo de capacidades tecnológicas. Entidades de referencia en I+D+i y recursos tecnológicos disponibles en España. 2022.
176. Asociación Española del Hidrógeno (AeH2). Guía de socios. 2021.
177. McCay MH, Shafiee S. 22 – Hydrogen: an energy carrier. En: *Future energy* (Tercera Edición). (Letcher TM, ed) Elsevier; 2020; pp. 475–493; <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102886-5.00022-0>.
178. Reijalt M. Hydrogen and fuel cell education in Europe: from when? And where? To here! And now! *J Clean Prod* 2010;18:S112–S117; <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2010.05.017>.
179. Van de Graaf T, Overland I, Scholten D, et al. The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen. *Energy Res Soc Sci* 2020;70:101667; <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101667>.
180. Yang S, Ma K, Liu Z, et al. Chapter 5 – Development and applicability of life cycle impact assessment methodologies. En: *Life cycle sustainability assessment for decision-making*. (Ren J, Toniolo S, eds) Elsevier; 2020; pp. 95–124; <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818355-7.00005-1>.
181. Zamagni A. Life cycle sustainability assessment. *Int J Life Cycle Assess* 2012;17(4):373–376; <https://doi.org/10.1007/s11367-012-0389-8>.
182. Johnson OW, Han JY-C, Knight A-L, et al. Intersectionality and energy transitions: a review of gender, social equity and low-carbon energy. *Energy Res Soc Sci* 2020;70:101774; <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101774>.
183. Sovacool BK. Who are the victims of low-carbon transitions? Towards a political ecology of climate change mitigation. *Energy Res Soc Sci* 2021;73:101916; <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.101916>.
184. Thiery W, Lange S, Rogelj J, et al. Intergenerational inequities in exposure to climate extremes. *Science* 2021;374(6564):158–160; <https://doi.org/10.1126/science.abi7339>.
185. Sunter DA, Castellanos S, Kammen DM. Disparities in rooftop photovoltaics deployment in the United States by race and ethnicity. *Nat Sustain* 2019;2(1):71–76; <https://doi.org/10.1038/s41893-018-0204-z>.
186. United Nations Environment Programme. Guidelines for social life cycle assessment of products and organisations 2020. 2020.
187. Hess DJ, Sovacool BK. Sociotechnical matters: reviewing and integrating science and technology studies with energy social science. *Energy Res Soc Sci* 2020;65:101462; <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101462>.
188. McDowall W. Exploring possible transition pathways for hydrogen energy: a hybrid approach using socio-technical scenarios and energy system modelling. *Futures* 2014;63:1–14; <https://doi.org/10.1016/j.futures.2014.07.004>.
189. Upham P, Dütschke E, Schneider U, et al. Agency and structure in a sociotechnical transition: hydrogen fuel cells, conjunctural knowledge and structuration in Europe. *Energy Res Soc Sci* 2018;37:163–174; <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.09.040>.
190. IPHE Hydrogen Trade Rules Task Force. International trade rules for hydrogen and its carriers: information and issues for consideration. 2022.
191. Comité CTN 181 Tecnologías del hidrógeno. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/comites-tecnicos-de-normalizacion/comite?c=CTN+181> [Último acceso: 18/4/2022].
192. Real Decreto 681/2003, de 12 de junio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo. 2003.
193. Real Decreto 144/2016, de 8 de abril, por el que se establecen los requisitos esenciales de salud y seguridad exigibles a los aparatos y sistemas de protección para su uso en atmósferas potencialmente explosivas y por el que se modifica el Real Decreto 455/2012, de 5 de marzo, por el que se establecen las medidas destinadas a reducir la cantidad de vapores de gasolina emitidos a la atmósfera durante el repostaje de los vehículos de motor en las estaciones de servicio. 2016.
194. National Fire Protection Association. Hydrogen technologies code. 2020.
195. Khalil DYF. Hydrogen safety task 37: final report. Hydrog TCP Int Energy Agency 2021.
196. Wen JX, Marono M, Moretto P, et al. Statistics, lessons learned and recommendations from analysis of HIAD 2.0 database. *Int J Hydrog Energy* 2022;47(38):17082–17096; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.170>.
197. Bernad A, Zarzuela M, Ferriz AM, et al. Informe de recomendaciones legislativas para el sector del hidrógeno en España, Proyecto HyLaw. 2018.

198. Buttner W, Rivkin C, Burgess R, et al. Hydrogen monitoring requirements in the global technical regulation on hydrogen and fuel cell vehicles. *Int J Hydrog Energy* 2017;42(11):7664–7671; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.053>.
199. Upham P, Bögel P, Dütschke E, et al. The revolution is conditional? The conditionality of hydrogen fuel cell expectations in five European countries. *Energy Res Soc Sci* 2020;70:101722; <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101722>.
200. Iribarren D, Martín-Gamboa M, Manzano J, et al. Assessing the social acceptance of hydrogen for transportation in Spain: an unintentional focus on target population for a potential hydrogen economy. *Int J Hydrog Energy* 2016;41(10):5203–5208; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.01.139>.
201. Bidwell D. Thinking through participation in renewable energy decisions. *Nat Energy* 2016;1(5):1–4; <https://doi.org/10.1038/nenergy.2016.51>.
202. Chilvers J, Bellamy R, Pallett H, et al. A systemic approach to mapping participation with low-carbon energy transitions. *Nat Energy* 2021;6(3):250–259; <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00762-w>.
203. Bögel P, Oltra C, Sala R, et al. The role of attitudes in technology acceptance management: reflections on the case of hydrogen fuel cells in Europe. *J Clean Prod* 2018;188:125–135; <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.03.266>.
204. Huijts NMA, Molin EJE, Steg L. Psychological factors influencing sustainable energy technology acceptance: a review-based comprehensive framework. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16(1):525–531; <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.018>.
205. Scovell MD. Explaining hydrogen energy technology acceptance: a critical review. *Int J Hydrog Energy* 2022;47(19):10441–10459; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.099>.