

Geopolítica de la transformación energética

El factor hidrógeno



© IRENA 2022

A menos que se indique lo contrario, el material que contiene esta publicación puede ser utilizado, compartido, copiado, reproducido, impreso o almacenado libremente, siempre que se reconozca debidamente a IRENA como fuente y titular de los derechos de autor. El material de la presente publicación que se atribuye a terceros puede estar sujeto a otras condiciones de uso y limitaciones, y es posible que sea necesario obtener la correspondiente autorización de dichos terceros antes de hacer cualquier uso de ese material.

Cita: IRENA (2022), **Geopolítica de la transformación energética: El factor hidrógeno**, Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi.

ISBN: 978-92-9260-454-7

Este documento es la traducción de “Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor”

ISBN: 978-92-9260-370-0 (2022). En caso de discrepancia entre esta traducción y el original en inglés, prevalecerá el texto inglés.

Disponible para su descarga en: www.irena.org/publications

Para obtener más información o para hacer llegar sus comentarios: info@irena.org

ACERCA DE IRENA

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) es una organización intergubernamental que apoya a los países en su transición hacia un futuro energético sostenible y actúa como la principal plataforma de cooperación internacional, centro de excelencia y repositorio de conocimiento sobre políticas, tecnologías, recursos y financiación de las energías renovables. IRENA promueve la adopción generalizada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable, como la bioenergía o las energías geotérmica, hidroeléctrica, oceánica, solar y eólica para lograr el desarrollo sostenible, el acceso a la energía, la seguridad energética, y un crecimiento y prosperidad bajos en carbono.

www.irena.org

EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD

Esta publicación y el material que figura en ella se presentan en el estado en que se encuentran. IRENA ha tomado todas las precauciones razonables para verificar la fiabilidad del material presentado en esta publicación. Sin embargo, ni IRENA ni sus funcionarios, agentes o proveedores externos de datos o contenidos ofrecen garantía alguna, ni expresa ni implícita, ni asumen responsabilidad alguna por las consecuencias que pueda tener el uso de la presente publicación o del material que contiene.

La información contenida en la presente publicación no representa necesariamente los puntos de vista de todos los miembros de IRENA. La mención de empresas específicas o ciertos proyectos o productos no significa que IRENA los respalde o recomiende por encima de otros de naturaleza similar que no aparezcan mencionados. Las designaciones empleadas y la presentación del material de la presente publicación no significan la expresión de ninguna opinión por parte de IRENA sobre la situación jurídica de ninguna región, país, territorio o ciudad o zona ni de sus autoridades, ni en relación con la delimitación de sus fronteras o límites.

PRÓLOGO

La acelerada implantación de las renovables ha puesto en marcha un proceso de transformación energética mundial que tiene implicaciones geopolíticas de gran alcance. El informe *A New World* [Un nuevo mundo], publicado en 2019 por la Comisión Mundial sobre la Geopolítica de la Transformación Energética, supuso la primera incursión en este terreno. En él se ponía de relieve cómo el advenimiento de una nueva era energética reconfiguraría las relaciones entre los Estados y las comunidades y traería consigo «un nuevo mundo» de poder, seguridad, independencia energética y prosperidad.

Dada la rapidez con la que se suceden los cambios, es crucial observar las causas e implicaciones geopolíticas de la transición, mantenerse al tanto de los acontecimientos y desempeñar un papel activo en la conformación del futuro. En 2020, la Asamblea de IRENA solicitó a la Agencia que adelantara sus trabajos en el Marco de Colaboración* sobre la geopolítica de la transformación energética. Se determinó que el hidrógeno destacaba como elemento merecedor de un análisis más profundo, dada la reciente ola de interés que había generado. En varias ocasiones anteriores, el hidrógeno había suscitado gran atención pero no había pasado de ser un nicho en el debate energético mundial. Hoy en día es objeto de una atención política sin precedentes, dada su importancia para la descarbonización de los sectores más resistentes.

Todavía persisten muchas dudas sobre cómo evolucionará el mercado del hidrógeno, quiénes aparecerán como líderes del mercado y cuáles pueden ser sus implicaciones geopolíticas. En la redacción del presente informe, IRENA realiza un análisis fundamentado de cómo podrían resolverse estas dudas. Mucho dependerá de los marcos políticos que establezcan los poderes públicos, en particular de los incentivos que decidan adoptar en el contexto de las consecuencias económicas y sociales de la pandemia, los impactos climáticos que se hacen cada vez más evidentes y la urgencia de reducir la brecha entre ricos y pobres.

El informe de IRENA titulado «Perspectivas de la transición energética mundial» prevé que podría satisfacer hasta el 12 % del consumo total de energía final en el horizonte de 2050. Para conseguirlo, será esencial definir las prioridades de forma acertada, especialmente en los momentos iniciales, cuando los mercados estén en fase de desarrollo y los costes sean elevados. Solo será posible lograr una contribución positiva del hidrógeno a los esfuerzos en favor del clima y el desarrollo si se adoptan normas creíbles y transparentes y un sistema coherente que trascienda los límites nacionales, regionales y sectoriales. Un aspecto crucial es que, con la cooperación internacional, el mercado emergente del hidrógeno puede ser descentralizado e inclusivo, y ofrecer oportunidades para los países en desarrollo y los países desarrollados por igual.

Tenemos un largo camino por recorrer. Por ejemplo, justo en el momento en que arrancaba la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en Glasgow, en octubre de 2021, los mercados mundiales de la energía se vieron afectados por una crisis energética. La volatilidad de los precios del petróleo y del gas desencadenó una serie de medidas de emergencia destinadas a reducir los efectos para los productores y consumidores de todo el mundo. Estas medidas son un crudo recordatorio de que los combustibles fósiles siguen siendo esenciales para la geopolítica de la energía. También ponen de manifiesto la urgencia de los cambios necesarios para conseguir unos sistemas energéticos resilientes, así como de los imperativos climáticos y de desarrollo establecidos en el Acuerdo de París y en la Agenda 2030.

Actualmente, los poderes públicos tienen una oportunidad única de propiciar el advenimiento del hidrógeno contribuyendo a configurar unos mercados favorables a la transformación energética y evitando al mismo tiempo las limitaciones e ineficiencias existentes, reduciendo las desigualdades e influyendo en los procesos geopolíticos con el fin de conseguir unos sistemas energéticos más limpios y justos. Muchos son los desafíos, pero también las oportunidades. Confío en que este informe ayude a los responsables políticos y a las partes interesadas a resolver de manera eficaz las incógnitas, mitigar los riesgos y superar los obstáculos que se presenten en los años venideros.



**Francesco
La Camera**

Director General
Agencia Internacional de
Energías Renovables

* Los Marcos de Colaboración de IRENA son plataformas para que actores públicos, privados y otras partes interesadas intercambien experiencias, profundicen en el análisis y promuevan la cooperación internacional en materia de transición energética.

ÍNDICE

Prólogo	03
Agradecimientos	09
RESUMEN PARA RESPONSABLES POLÍTICOS	10

01

INTRODUCCIÓN	18
1.1 El amanecer del hidrógeno limpio	18
1.2 Importancia geopolítica del hidrógeno limpio	21
1.3 Objetivos del informe	22

02

EL PAPEL DEL HIDRÓGENO EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	24
2.1 ¿Qué es el hidrógeno?	24
2.2 Principales vías de producción	26
2.3 Aplicaciones del hidrógeno y definición de prioridades	29
2.4 Obstáculos para la expansión del hidrógeno	31
2.5 Perspectivas del comercio internacional de hidrógeno	33

03

RECONFIGURACIÓN DEL MAPA GEOPOLÍTICO	38
3.1 Pioneros en la adopción de políticas y mercados precursores	39
3.2 Una nueva clase de exportadores de energía	45
3.3 El camino de la transición para los productores de combustibles fósiles	49
3.4 Auge de nuevos líderes tecnológicos	55
3.5 El desarrollo industrial en los países ricos en renovables	65





04	COMERCIO, SEGURIDAD E INTERDEPENDENCIA	68
	4.1 Una nueva geografía del comercio	70
	4.2 Formulación de las normas del juego	74
	4.3 La diplomacia del hidrógeno	76
	4.4 Cambios en las relaciones políticas	78
	4.5 Mayor seguridad energética	81
	4.6 Riesgos y vulnerabilidades comerciales	85
05	LAS CAUSAS DE INESTABILIDAD GEOPOLÍTICA Y EL PAPEL DEL HIDRÓGENO PARA ABORDARLAS	92
	5.1 Transformaciones sociopolíticas	93
	5.2 Cambio climático, estrés hídrico e inseguridad alimentaria	96
	5.3 El hidrógeno y los países en desarrollo	102
06	CONSIDERACIONES POLÍTICAS Y EL CAMINO A SEGUIR	104

Referencias	108
-----------------------	-----

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico S.1	Cambios en el valor del comercio de productos energéticos, de 2020 a 2050	11
Gráfico S.2	Una red en expansión de rutas, planes y acuerdos comerciales sobre el hidrógeno	12
Gráfico S.3	Prioridades políticas en relación con el hidrógeno limpio	14
<hr/>		
Gráfico 1.1	Estimaciones de la demanda mundial de hidrógeno en 2050	20
Gráfico 2.1	Consumo de hidrógeno en 2020	25
Gráfico 2.2	Tipología seleccionada de producción de hidrógeno por colores	26
Gráfico 2.3	Usos potenciales del hidrógeno limpio	29
Gráfico 2.4	Prioridades políticas en relación con el hidrógeno limpio	30
Gráfico 2.5	Principales obstáculos percibidos para desarrollar políticas y estrategias sobre el hidrógeno ..	32
Gráfico 2.6	Potencial técnico solar mundial	33
Gráfico 2.7	Potencial técnico eólico mundial	34
Gráfico 2.8	Eficiencia en costes de las opciones de transporte teniendo en cuenta el volumen y la distancia	35
Gráfico 2.9	Una red en expansión de rutas, planes y acuerdos comerciales sobre el hidrógeno	37
Gráfico 3.1	Estrategias sobre el hidrógeno existentes y en preparación, octubre de 2021	39
Gráfico 3.2	Financiación anual media potencialmente disponible para proyectos de hidrógeno, 2021-2030	42
Gráfico 3.3	Proyectos e inversiones relacionados con el hidrógeno limpio en noviembre de 2021	43
Gráfico 3.4	Potencial técnico de producción de hidrógeno verde por debajo de 1.5 USD/kg para 2050 ...	45
Gráfico 3.5	Repercusión de las hipótesis de costes sobre la producción de hidrógeno de determinados países	47
Gráfico 3.6	Riesgo de activos en desuso para los grandes exportadores netos de combustibles fósiles, 2019	50
Gráfico 3.7	Opiniones de expertos acerca de las estrategias sobre el hidrógeno y sus repercusiones para los productores de petróleo y gas	51
Gráfico 3.8	Opiniones de expertos acerca de los futuros ingresos y estructura del mercado del hidrógeno	54
Gráfico 3.9	Oportunidades de liderazgo tecnológico en las cadenas de valor del hidrógeno verde	55
Gráfico 3.10	Distribución geográfica de las familias de patentes relacionadas con el hidrógeno, 2010-2020	56
Gráfico 3.11	Flujo de invenciones en la tecnología del hidrógeno, 2010-2020	58
Gráfico 3.12	Potencial estimado del mercado para equipos y componentes del hidrógeno, 2050	59
Gráfico 3.13	Capacidad mundial estimada de fabricación de electrolizadores en 2021-2024, basada en los planes de inversión	61
Gráfico 3.14	Ventas de pilas de combustible, por región de adopción, 2016-2020	63

LISTA DE GRÁFICOS (continuación)

Gráfico 4.1	Opiniones de los miembros de IRENA sobre las implicaciones del hidrógeno en la política exterior para 2030	69
Gráfico 4.2	Cambios en el valor del comercio de productos energéticos, de 2020 a 2050	70
Gráfico 4.3	Mapamundi de tuberías de transporte de gas natural	73
Gráfico 4.4	Posibles rutas del hidrógeno en África por las autopistas transafricanas actuales y futuras ...	75
Gráfico 4.5	Acuerdos y ME comerciales bilaterales con determinados países, anunciados hasta noviembre de 2021	77
Gráfico 4.6	Los veinte mayores proyectos de hidrógeno verde a escala de gigavatios anunciados en el mundo	87
Gráfico 4.7	Mayores productores de materiales críticos en electrolizadores	91
Gráfico 5.1	Opiniones de expertos acerca de las repercusiones del hidrógeno sobre determinados resultados de desarrollo sostenible para 2050	93
Gráfico 5.2	Países en los que el hidrógeno verde podría ser más barato que el hidrógeno azul, por año ...	94
Gráfico 5.3	Consumo hídrico del hidrógeno en 2050 en comparación con determinados sectores hoy ...	98
Gráfico 5.4	Mapa térmico de los niveles de estrés hídrico	99



© Dllok Klaisa/porn/istock



LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Comparación de las principales tecnologías de electrolizadores.....	28
Tabla 3.1	Ejemplos históricos de plantas de producción de hidrógeno de gran escala.....	60
Tabla 3.2	Datos económicos de la elección de la localización industrial.....	66
Tabla 5.1	Siete formas en que el cambio climático amenaza la estabilidad.....	96

LISTA DE RECUADROS

Recuadro 1.1	Términos clave utilizados en este informe.....	19
Recuadro 1.2	Proyecciones clave del uso de hidrógeno para 2050 en el escenario de 1.5 °C de IRENA.....	23
Recuadro 2.1	¿Qué es un electrolizador?.....	28
Recuadro 2.2	Encuestas sobre la geopolítica del hidrógeno.....	32
Recuadro 2.3	Tres formas principales de transporte de hidrógeno por barco.....	36
Recuadro 3.1	¿Pioneros? La visión del hidrógeno en determinados países y regiones pioneros.....	40
Recuadro 3.2	Proyectos de hidrógeno en África.....	44
Recuadro 3.3	La importancia de las hipótesis de coste del capital para las proyecciones comerciales del hidrógeno.....	46
Recuadro 3.4	¿De importador a exportador de energía? Actividades relacionadas con el hidrógeno en determinados países importadores de combustibles fósiles con potencial de exportación de hidrógeno verde.....	48
Recuadro 3.5	¿Giro al hidrógeno? Estrategias sobre el hidrógeno de determinados países exportadores de combustibles fósiles.....	52
Recuadro 4.1	Oportunidades en África para las infraestructuras en el sector naval.....	72
Recuadro 4.2	La aparición de la diplomacia del hidrógeno.....	79
Recuadro 4.3	Mitigación del riesgo de volumen y precio en el comercio de hidrógeno: enseñanzas del desarrollo del mercado de gas natural licuado.....	86



AGRADECIMIENTOS

El presente informe se ha preparado bajo la dirección de Elizabeth Press, quien también ha elaborado el resumen y las consideraciones políticas. Sus autores son Thijs Van de Graaf (consultor de IRENA y autor principal), Herib Blanco, Emanuele Bianco y Waiman Tsang. Rabia Ferroukhi y Dolf Gielen son expertos que han proporcionado orientación y supervisión.

Los siguientes colegas de IRENA realizaron valiosas aportaciones: Roland Roesch, Francisco Boshell, Francesco Pasimeni, Paul Komor, Anastasia Kefalidou, Claire Kiss, Emanuele Taibi, Ute Collier, Kathleen Daniel, Imen Gherboudj, Barbara Jinks, Jeffrey Lu, Stefano Marguccio y Kelly Rigg (consultor de IRENA).

También numerosos funcionarios gubernamentales y expertos internacionales realizaron aportaciones y revisaron borradores del informe. Sus comentarios y sugerencias fueron enormemente útiles. Se trata de Ronnie Belmans (KU Leuven), Leonardo Beltrano (Center on Global Energy Policy, Universidad de Columbia), Peter Betts, Kingsmill Bond (Carbon Tracker), Hugo Brouwer (Ministerio de Asuntos Exteriores, Países Bajos), Melinda Crane, Matthias Deutsch (Agora Energiewende), Gonzalo Escribano (Real Instituto Elcano), Han Feenstra (Ministerio de Economía y Política Climática, Países Bajos), Lisa Fischer (E3G), Gniewomir Flis (Agora Energiewende), Jonathan Gaventa (E3G), Hans Olav Ibrekk (Ministerio de Asuntos Exteriores, Noruega), Ruud Kempener (Dirección General de Energía, Comisión Europea), Holger Klitzing (Ministerio Federal de Asuntos Exteriores, Alemania), James Mnyupe (Oficina de la Presidencia, Namibia), Paul Munnich (Agora Energiewende), Alejandro Núñez-Jiménez (Universidad de Harvard y ETH de Zúrich), Indra Overland (NUPI), Karsten Sach (Ministerio de Medio Ambiente, Alemania), Beatrix Schmuelling (Ministerio de Cambio Climático y Medio Ambiente, Emiratos Árabes Unidos), Griffin Thompson (Loyola University Chicago), Nikos Tsafos (CSIS), Tatiana Ulkina (SNAM), Coby van der Linde (Clingendael), Kirsten Westphal (H2Global Stiftung), Ralf Vermeer (Ministerio de Asuntos Exteriores, Países Bajos) y Frank Wouters (Reliance Industries). En el informe también ha participado el Marco de Colaboración de IRENA sobre la geopolítica de la transformación energética, que se reunió en dos ocasiones para tratar el tema.

Numerosos expertos participaron también en encuestas que sirvieron de base a la preparación del informe y proporcionaron valiosos comentarios. Se trata de Marco Baroni, Erin M. Blanton, Noam Boussidan, James Bowen, Michael Bradshaw, Andy Calitz, Kilian Crone, Fernando de Sisternes, Christian Downie, Reshma Francy, Julio Friedmann, Arunabha Ghosh, Marco Giuli, Chris Goodall, Maria A. Gwynn, Lior Herman, Wouter Jacobs, Sohbet Karbuz, Thierry Lepercq, Robin Mills, Eleonora Moro, Monica Nagashima, Michel Noussan, Mostefa Ouki, Jorge Pena, Cédric Phillibert, Rainer Quitzow, Aurangzeb Qureshi, Alison Reeve, Baris Sanli, Massimo Santarelli, Roberto Schaeffer, Daniel Scholten, Rossana Scita, Radia Sedaoui, Adnan Shihabeldin, Tom Smolinka, Alexandre Szklo, Rudiger Tscherning, Frank Umbach, Paul van Son, Ad van Wijk y Cyril Widdershoven.

Stephanie Clarke, Daria Gazzola, Nicole Bockstaller y Damian Brandy se encargaron de la publicación y las comunicaciones y prestaron apoyo editorial. Steven B. Kennedy llevó a cabo la maquetación. El diseño gráfico fue realizado por weeks.de Werbeagentur GmbH.

IRENA quiere agradecer el generoso apoyo prestado por el Ministerio Federal de Asuntos Exteriores de Alemania y por el Ministerio de Asuntos Exteriores de Noruega, que hicieron este informe posible.

i Los expertos mencionados en esta lista son quienes autorizaron que se hiciera figurar su nombre.

Resumen para responsables políticos

La actual transición energética no tiene precedentes tanto por su escala como por sus profundas repercusiones para las tendencias socioeconómicas, tecnológicas y geopolíticas establecidas en todo el mundo. Las energías renovables, junto con la eficiencia energética, conforman actualmente la vanguardia de una trascendental transición energética mundial. Esta transición no es una mera sustitución de combustibles; es el cambio a un sistema diferente que conlleva perturbaciones políticas, técnicas, medioambientales y económicas. La cuestión central que se aborda en el presente informe es si el hidrógeno agrava o mitiga estas perturbaciones, en qué medida y de qué manera.

Es probable que el hidrógeno —hasta ahora la pieza que falta en el rompecabezas de las energías limpias— produzca perturbaciones adicionales en las cadenas de valor de la energía en los próximos años.

El imperativo del cambio climático ha sido el principal factor que explica la renovada atención política que ha suscitado el hidrógeno. El escenario de 1.5 °C de IRENA prevé que el hidrógeno limpio¹ podría satisfacer hasta el 12 % del consumo total de energía final en el horizonte de 2050. La mayor parte se obtendría de las energías renovables y el resto del gas y de la captura y almacenamiento de carbono.

Es probable que el hidrógeno influya en la geografía del comercio de energía, de modo que se regionalicen todavía más las relaciones energéticas. Con el descenso de los costes de las energías renovables, mientras los del transporte de hidrógeno se mantienen elevados, el mapa geopolítico emergente puede mostrar una creciente regionalización de las relaciones energéticas. Las energías renovables pueden implantarse en todos los países y la electricidad renovable puede exportarse a los países vecinos por medio de cables de transmisión. Además, el hidrógeno puede facilitar el transporte a larga distancia de la energía de fuentes renovables mediante tuberías y barcos, de modo que se puedan aprovechar recursos sin explotar en zonas remotas. Algunas de las actuales tuberías de transporte de gas natural, con ciertas modificaciones técnicas, podrían readaptarse para transportar hidrógeno.

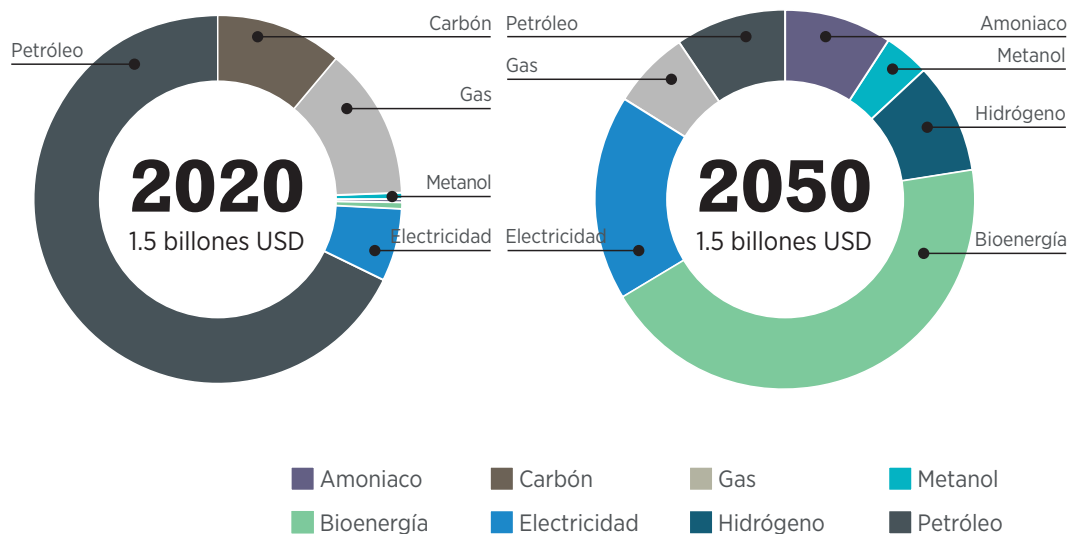
Los países que poseen abundante electricidad renovable de bajo coste podrían convertirse en productores de hidrógeno verde, con las correspondientes consecuencias geoeconómicas y geopolíticas. El hidrógeno verde podría resultar más económico en las zonas que tengan una combinación óptima de recursos renovables abundantes, espacio para la instalación de parques solares o eólicos y agua accesible, junto con la capacidad de exportar a los grandes centros de demanda. Podrían surgir nuevos nodos eléctricos en los lugares que exploten estos factores para convertirse en centros de producción y uso de hidrógeno.

El negocio del hidrógeno será más competitivo y menos lucrativo que el petróleo y el gas. El hidrógeno limpio no generará rendimientos comparables a los que se obtienen actualmente del petróleo y del gas. El negocio del hidrógeno es de conversión, no de extracción, y la producción puede ser competitiva en muchos lugares. Esto limitará las posibilidades de obtener rentas económicas similares a las generadas por los combustibles fósiles, que actualmente representan alrededor de un 2 % del PIB mundial. Más aún, a medida que bajen los costes del hidrógeno verde, entrarán en el mercado nuevos y diversos participantes, con lo que el hidrógeno será todavía más competitivo.

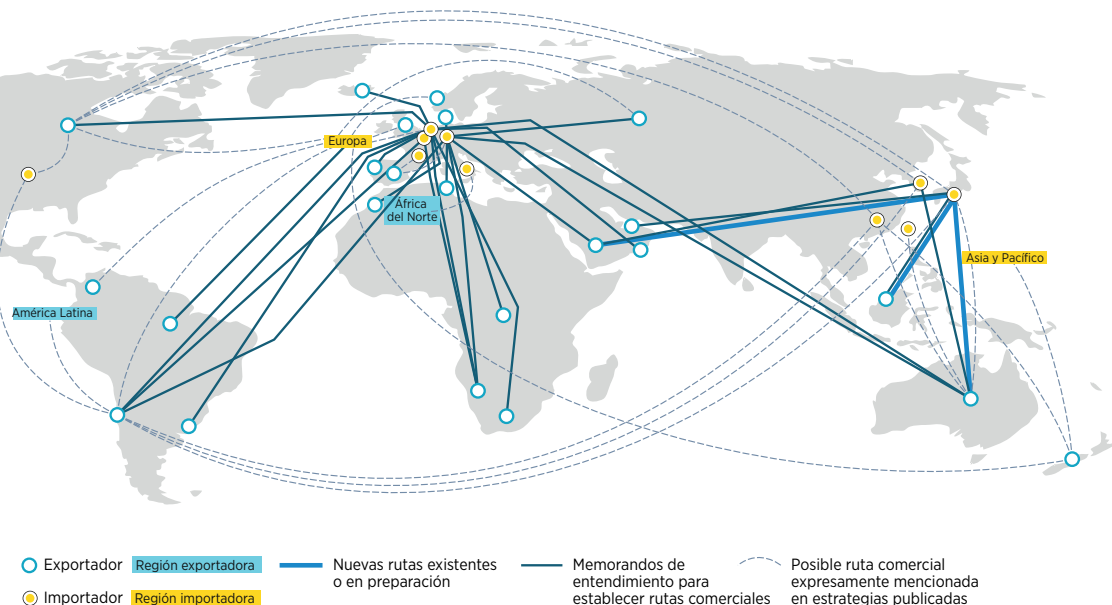
1 El presente informe se refiere a esta combinación de hidrógeno verde y azul como «hidrógeno limpio». Véase también el gráfico 2.2



Gráfico S.1 Cambios en el valor del comercio de productos energéticos, de 2020 a 2050



Los flujos de comercio e inversión relacionados con el hidrógeno generarán nuevas pautas de interdependencia y traerán consigo cambios en las relaciones bilaterales. El rápido crecimiento de toda una serie de transacciones bilaterales indica que estas serán diferentes de las relaciones energéticas del siglo XX basadas en los hidrocarburos. Más de treinta países y regiones tienen estrategias sobre el hidrógeno que incluyen planes de importación o exportación, lo que indica que el comercio transfronterizo de hidrógeno crecerá de forma considerable. Los países que no han comerciado tradicionalmente con energía están entablando relaciones bilaterales centradas en tecnologías y moléculas relacionadas con el hidrógeno. A medida que los vínculos económicos entre países vayan cambiando, también su dinámica política podría hacerlo.

Gráfico S.2 Una red en expansión de rutas, planes y acuerdos comerciales sobre el hidrógeno

Fuente del mapa: Natural Earth, 2021.

Notas: La información de este gráfico se basa en información obtenida de datos gubernamentales en el momento de redactarse el presente informe.

Aviso legal: Este mapa se ofrece únicamente a título ilustrativo. Las fronteras y los nombres que figuran en él no implican ninguna clase de respaldo o aceptación por parte de IRENA.

La diplomacia del hidrógeno está convirtiéndose en un aspecto integral de la diplomacia económica en varios países.

El hidrógeno se considera a menudo un elemento de la seguridad energética y de la resiliencia nacional general, en particular en el caso de las industrias en las que otras soluciones no son viables ni económicas. Algunos países que esperan ser importadores ya han puesto en marcha una diplomacia específica del hidrógeno. Alemania y Japón han sido pioneros, pero otros países les siguen de cerca. Los exportadores potenciales están aplicando estrategias semejantes y muchos de ellos sitúan el hidrógeno —en particular, el hidrógeno verde— en el máximo nivel de su diplomacia.

Los exportadores de combustibles fósiles consideran que el hidrógeno limpio es una forma atractiva de diversificar su economía.

Muchos de los exportadores actuales están girando hacia el hidrógeno limpio para desarrollar nuevas industrias de exportación. Pueden aprovechar su infraestructura energética establecida, una fuerza de trabajo cualificada y las relaciones de comercio energético ya existentes. Aunque el hidrógeno azul parece encajar de forma natural, muchos países productores de combustibles fósiles tienen un amplio potencial renovable para pasar también a la variedad verde directamente. La Hoja de ruta de los Emiratos Árabes Unidos para el liderazgo en el hidrógeno ha adoptado expresamente este planteamiento dual y varios países más exploran esta vía, como Australia, Omán y Arabia Saudí. No obstante, los productores de combustibles fósiles deberían seguir formulando estrategias genéricas de transición económica, dado que el hidrógeno no compensará la pérdida de ingresos.



El potencial técnico de producción de electricidad verde —y, a su vez, grandes cantidades de hidrógeno verde— supera la demanda mundial estimada en varios órdenes de magnitud.

Muchos países han declarado su aspiración de convertirse en exportadores de hidrógeno, lo que limita las probabilidades de concentración de las exportaciones. A juzgar por sus estrategias y crecientes transacciones bilaterales, incluso importadores netos de energía como Chile, Marruecos o Namibia parecen destinados a convertirse en exportadores de hidrógeno verde. Sin embargo, la oferta de hidrógeno se verá limitada por el ritmo de desembolso de capital y por el coste de producción, en particular cuando no estén garantizados los mercados a largo plazo.

África, América, Oriente Medio y Oceanía tienen el mayor potencial técnico de producción de hidrógeno verde.

Sin embargo, la capacidad de producir grandes volúmenes de hidrógeno verde a bajo coste varía enormemente. Los países tendrán que formular sus estrategias en vista de las prioridades sociales y económicas generales, incluida la capacidad de descarbonizar sus sistemas energéticos o de abordar la cuestión del acceso a la energía y la pobreza, que actualmente prevalece en más de ochenta países de todo el mundo. El acceso a recursos renovables abundantes es un activo en la carrera por el hidrógeno limpio, pero podría no ser suficiente. Muchos otros factores entran en juego, en particular la infraestructura existente y la matriz energética actual, junto con el coste del capital y el acceso a las tecnologías necesarias. Para que el potencial técnico pueda aprovecharse también habrá que contar con factores intangibles como el apoyo de los poderes públicos, el clima de inversión y la estabilidad política.

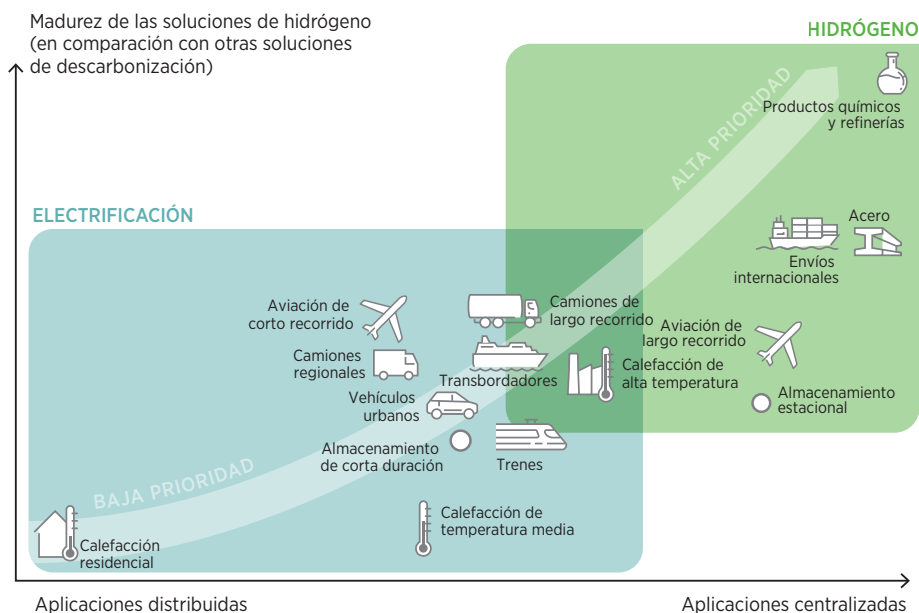
Que los costes de financiación de proyectos sean más elevados no dificulta necesariamente la inversión en países con perfiles de riesgo más elevado.

Los sectores de exploración y producción de petróleo y gas demuestran que cuando el potencial de generación de ingresos es suficiente, la inversión fluye pese al riesgo del país. Lo mismo cabe decir de los países que presentan un potencial de generación de hidrógeno a bajo coste. Esto tiene límites, por supuesto. Es improbable que los países más convulsos —algunos de los cuales tienen un gran potencial— puedan aprovechar las oportunidades de inversión debido al inmenso riesgo que entraña hacer negocios en estas zonas.



La década de 2020 podría ser la era de la gran carrera por el liderazgo tecnológico, ya que es probable que los costes bajen bruscamente con el aprendizaje y la expansión de las infraestructuras necesarias. Es probable que la geopolítica del hidrógeno limpio se desarrolle en varias fases. Se estima que el hidrógeno verde comenzará a competir en coste con el azul a finales de esta década. Parece probable que esto ocurra antes en países como China (gracias a sus electrolizadores de bajo coste) o Brasil o India (que tienen renovables baratas y unos precios del gas relativamente elevados). En Europa, el hidrógeno verde ya era más asequible que el gris durante la escalada de los precios del gas natural ocurrida en 2021. Pero su adopción dependerá en gran medida de que la demanda sea predecible, especialmente en los sectores más resistentes a la descarbonización, donde no existen alternativas.

Gráfico S.3 Prioridades políticas en relación con el hidrógeno limpio



Fuentes: IRENA (en preparación-b).

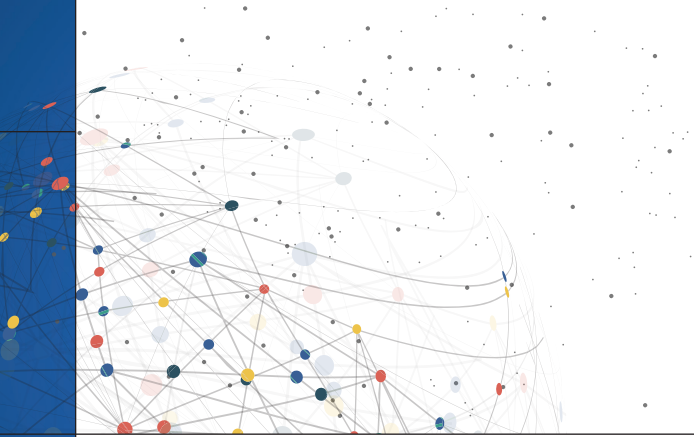
El comercio transfronterizo del hidrógeno aumentará en la década de 2030, tras los pasos de la competitividad en costes del hidrógeno verde. En muchos escenarios de descarbonización, la demanda comienza a despegar a partir de 2035. IRENA prevé que dos tercios de la producción de hidrógeno verde en 2050 se utilizarán en el ámbito local y el tercio restante será objeto de transporte transfronterizo. Es probable que las tuberías, incluidos los gasoductos adaptados, faciliten la mitad de este comercio. La otra mitad se transportaría en barcos en forma de derivados del hidrógeno, en particular el amoniaco.

A corto y medio plazo, los países y regiones pueden afianzar su liderazgo tecnológico y configurar las normas de un mercado en crecimiento. Participar en la cadena de valor del hidrógeno puede aumentar la competitividad económica. Los intereses económicos directos son importantes y el potencial de mercado considerable. A largo plazo, los países con un amplio potencial renovable podrían convertirse en centros de industrialización verde, que utilizarían su potencial para captar industrias que sean grandes consumidoras de energía.

La fabricación de equipos ofrece una oportunidad de generar valor en los próximos años y décadas. La cadena de valor del hidrógeno es extensa y será necesario destinar el grueso de la inversión a la electricidad renovable. A lo largo de esta cadena de valor, las estimaciones apuntan a un mercado potencial de 50 000 a 60 000 millones USD para los electrolizadores y de 21 000 a 25 000 millones USD para las pilas de combustible a mediados de siglo. China, Europa y Japón han tomado una importante delantera en la producción y venta de electrolizadores, pero el mercado es todavía incipiente y relativamente pequeño. La innovación y las tecnologías emergentes pueden cambiar el panorama de fabricación actual.

Cualquier forma de hidrógeno puede fortalecer la independencia y la resiliencia energéticas, pero parece lógico que la mayor parte de los beneficios provengan del hidrógeno verde. Actualmente, el hidrógeno puede reforzar la seguridad energética principalmente de tres maneras: 1) reduciendo la dependencia de las importaciones, 2) mitigando la volatilidad de los precios y 3) aumentando la flexibilidad y la resiliencia del sistema energético, a través de la diversificación. La mayor parte de estos beneficios están asociados al hidrógeno verde. A la inversa, el hidrógeno azul seguirá la pauta de los mercados del gas, con lo que se generará dependencia de las importaciones y volatilidad en los mercados. Más aún, la reducción de costes que se espera en el hidrógeno verde implica que las inversiones en cadenas de suministro basadas en los combustibles fósiles —especialmente en activos pensados para mantenerse en explotación durante muchos años— podrían acabar estancadas.

Es probable que las materias primas necesarias para el hidrógeno y las tecnologías energéticas renovables susciten mayor atención a la seguridad de los materiales. Aunque las reservas geológicas de la mayoría de minerales y metales son por ahora suficientes, los mercados podrían hacerse muy ajustados debido al rápido crecimiento de la demanda y los largos plazos de entrega de los proyectos de extracción y refino. Una variación relativamente pequeña en la oferta o la demanda puede causar fluctuaciones significativas en los precios. Dichas fluctuaciones podrían verse reflejadas en las cadenas de suministro de hidrógeno y afectar al coste total de los equipos, así como a los ingresos de los extractores y exportadores de materias primas. También los problemas causados por la COVID-19 en la cadena de suministro resultan instructivos cuando se consideran posibles riesgos al margen de los ya conocidos.



Es improbable que los flujos comerciales del hidrógeno se exploten como armas o se conviertan en cárteles. Esto es debido a que el hidrógeno puede obtenerse de numerosas fuentes energéticas primarias y producirse en una gran variedad de lugares en todo el mundo. De hecho, es un producto manufacturado más que una materia prima o fuente de energía. Por consiguiente, es improbable que los flujos comerciales del hidrógeno verde se presten a la influencia geopolítica tan fácilmente como el petróleo y el gas. Dicho esto, podría haber déficits de oferta, especialmente en los primeros años del comercio de hidrógeno, cuando el número de proveedores sea limitado y la mayor parte del comercio se siga rigiendo por acuerdos bilaterales.

La configuración de las normas y la gobernanza del comercio de hidrógeno será importante para determinar qué tecnologías predominan en los mercados futuros. El éxito de los mercados de hidrógeno limpio depende de la capacidad de establecer normas coherentes y transparentes que faciliten su implantación en países, regiones y sectores. Las normas se formulan para mejorar la calidad, seguridad e interoperabilidad de diversos productos y servicios. Al mismo tiempo, las divergencias entre normas podrían ralentizar el progreso y producir una fragmentación del mercado, provocar competencia en la regulación y levantar obstáculos al comercio. La regulación podría convertirse en un terreno de competencia geopolítica o de cooperación internacional. En última instancia, todos los operadores pueden beneficiarse de un sistema mundial coherente y transparente.

Serán necesarios certificados de origen enraizados en un sistema internacional transparente y creíble para supervisar y gestionar la contribución del hidrógeno a los esfuerzos relacionados con el cambio climático. La transparencia en la medición de las emisiones será esencial. Son conocidos los riesgos de encajonamiento tecnológico en el carbono si las estrategias sobre el hidrógeno prolongan el uso de los combustibles fósiles y dificultan la eficiencia energética y la electrificación. Unos marcos políticos sólidos y bien diseñados pueden propiciar que el hidrógeno contribuya de manera efectiva a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

La transparencia de los precios desde un principio facilitaría la rápida evolución del mercado mundial de hidrógeno. Es probable que las monedas y los mecanismos de tarificación que se impongan en el mercado emergente tengan efectos geopolíticos considerables. La moneda elegida se situará como referencia mundial a medida que se expanda el mercado. Quienes estén asociados a dicha moneda estarán en cierta medida resguardados de la exposición generada por las fluctuaciones de los costes de importación. Por ejemplo, la Unión Europea, que probablemente será uno de los principales mercados de importación, pretende denominar sus futuras importaciones de hidrógeno en euros. Más aún, poner un precio al carbono podría ser útil, o incluso necesario, para que el hidrógeno verde sea competitivo con la variante gris y, en última instancia, con los combustibles fósiles. En ese sentido, el hidrógeno podría verse envuelto en una serie de guerras comerciales del carbono.

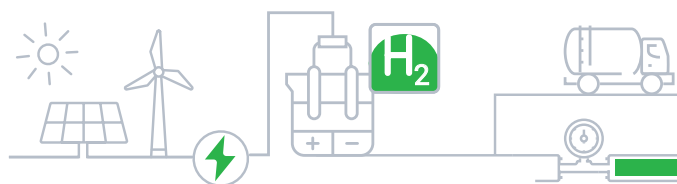
CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 EL AMANECER DEL HIDRÓGENO LIMPIO

En los últimos años, el hidrógeno ha ganado prioridad porque puede ser la pieza que faltaba en el rompecabezas de las energías limpias. Cada vez son más los países que cuentan con una hoja de ruta o estrategia sobre el hidrógeno y una parte considerable de las medidas de estímulo y de los fondos de recuperación establecidos a raíz de la COVID-19 se ha dedicado a la aceleración del hidrógeno. En la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26) celebrada en Glasgow en 2021, treinta y dos países y la Unión Europea (UE) acordaron trabajar conjuntamente para acelerar el desarrollo e implantación del hidrógeno limpio (recuadro 1.1) y velar por que «en todo el mundo se disponga de hidrógeno hipocarbónico renovable asequible para 2030» (CMCC, 2021).

H₂



01



RECUADRO 1.1 TÉRMINOS CLAVE UTILIZADOS EN ESTE INFORME

- **Hidrógeno limpio** se refiere tanto al hidrógeno verde como al hidrógeno azul. Aunque ambos tipos pueden ser importantes en la transición energética, para los efectos del presente informe, el hidrógeno azul se ha conceptualizado como «limpio» cuando las emisiones de metano son sumamente bajas y cuando las tasas de captura de carbono son muy elevadas.
- **Hidrógeno hipocarbónico** se refiere al hidrógeno azul que no cumple las normas de emisión antes mencionadas y al hidrógeno obtenido por electrólisis conectada a la red eléctrica cuando la red no está descarbonizada.
- **Derivados del hidrógeno** se refiere a las moléculas en las que puede convertirse el hidrógeno (*por ejemplo*, amoníaco, metanol o combustibles sintéticos). Cuando estos productos se obtienen con hidrógeno producido mediante electrólisis, se conocen como productos de conversión de electricidad a otras formas de energía o «Power-to-X»
- **Combustibles sintéticos** se refiere a una variedad de combustibles líquidos y gaseosos obtenidos a partir de hidrógeno y carbono, como el queroseno sintético, el gasóleo sintético y otros. Cuando el hidrógeno se obtiene mediante electrólisis, estos combustibles también se denominan «electrocombustibles». Pueden utilizarse como combustibles «intercambiables», ya que pueden utilizarse en motores convencionales y en infraestructuras de suministro de combustibles.

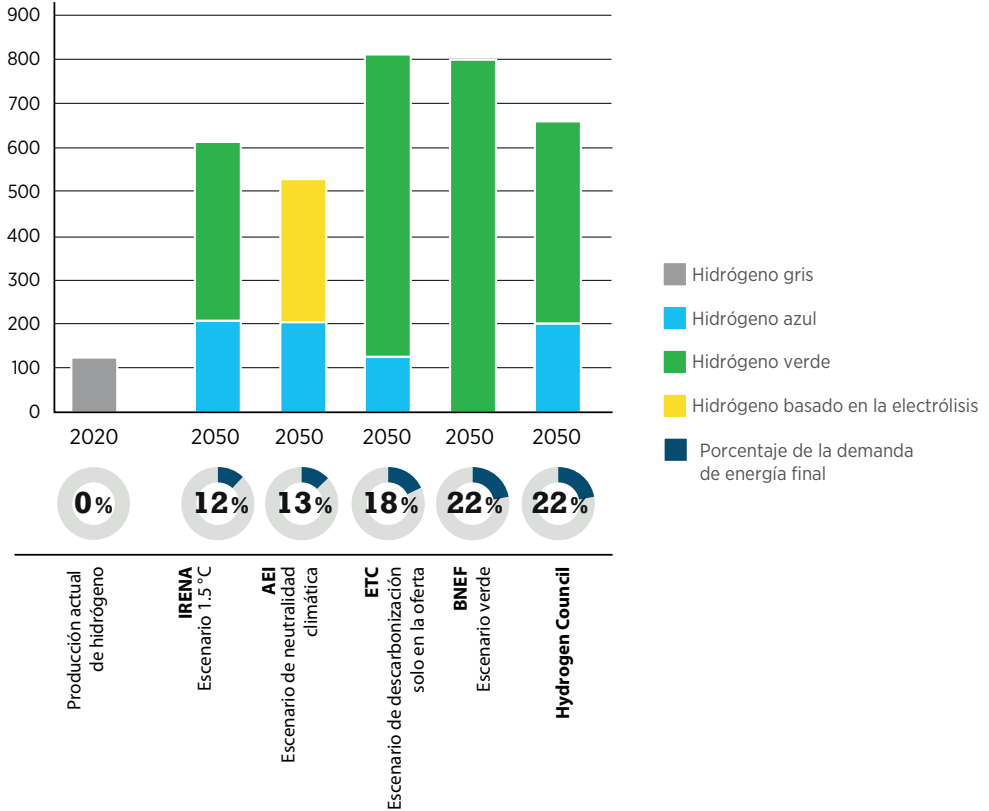
El hidrógeno ha generado numerosas olas de interés en el pasado que no han tenido efectos significativos. Esta vez es diferente por dos razones. Primero, los gobiernos de todo el mundo han apoyado el objetivo de cero emisiones netas para mediados de siglo (Black *et al.*, 2021). Para tener una oportunidad razonable de limitar el incremento de la temperatura del planeta a 1.5 °C, el objetivo recogido en el Acuerdo de París de 2015 exige que se alcancen cero emisiones netas en el horizonte de 2050 (IPCC, 2021). Con este fin, todos los sectores de la economía necesitan reducir sus emisiones, en particular la industria pesada y el transporte de larga distancia, en los que existen soluciones limitadas. El hidrógeno se presenta como una opción clave para reducir las emisiones de estos sectores.

Segundo, el vertiginoso descenso de los costes de las renovables y de los electrolizadores está mejorando el atractivo económico del hidrógeno «verde», es decir, el hidrógeno obtenido mediante electrólisis del agua utilizando electricidad renovable. La creciente cuota de mercado de las renovables variables, como la energía eólica y la energía solar fotovoltaica (FV), también genera una demanda de flexibilidad y almacenamiento, que el hidrógeno puede contribuir a satisfacer. De este modo, el hidrógeno verde puede complementar y ampliar la revolución que está en marcha en el ámbito de la electricidad renovable.

Por estas razones, ahora se estima que, en 2050, la demanda de energía final se satisfará en una parte considerable gracias al hidrógeno y los combustibles basados en el hidrógeno, cuando esa parte es prácticamente nula en la actualidad (gráfico 1.1). En todas estas proyecciones, la actual producción de hidrógeno «gris» (basado en los combustibles fósiles) cesa por completo y la vía de producción dominante es el hidrógeno verde, complementado por el hidrógeno «azul», que se basa en los combustibles fósiles con captura y almacenamiento de carbono (CAC).

Gráfico 1.1 Estimaciones de la demanda mundial de hidrógeno en 2050

Producción de hidrógeno (millones de toneladas)



Fuentes: BloombergNEF (2021a); ETC (2021); Hydrogen Council (2021); IRENA (2021a); AIE (2021a).

Notas: La Agencia Internacional de la Energía hace referencia al hidrógeno «basado en fósiles con CAUC» (captura, almacenamiento y utilización del carbono) y «basado en electrólisis». El Consejo del Hidrógeno (Hydrogen Council) estima que entre el 60 y el 80 % de la producción de hidrógeno se basará en renovables, mientras que el resto será hidrógeno «hipocarbónico», que define como «el hidrógeno obtenido de fuentes de energía de origen no renovable con una huella de carbono por debajo de un umbral definido». La producción de hidrógeno actual incluye hidrógeno generado como subproducto de otros procesos.





© Jaytune69 / Shutterstock.com



1.2 IMPORTANCIA GEOPOLÍTICA DEL HIDRÓGENO LIMPIO

La creación de cadenas mundiales de valor del hidrógeno limpio traerá consigo cambios geoeconómicos y geopolíticos. Más concretamente, el hidrógeno verde se presenta como un posible factor determinante para reducir las emisiones y conseguir la neutralidad climática sin frenar el desarrollo económico y social.

Los intereses económicos son importantes. Las ventas anuales de hidrógeno representan actualmente un valor de mercado aproximado de 174 000 millones USD, que ya sobrepasa el valor del comercio anual de gas natural licuado (GNL)². Aunque el uso de hidrógeno se limita a los procesos industriales y al transporte de larga distancia, su potencial de mercado es enorme. Una sola planta siderúrgica que emplease hidrógeno en lugar de combustibles fósiles para reducir hierro utilizaría alrededor de 300 000 toneladas de hidrógeno al año, lo que supondría obtener 5 GW (gigavatios) por medio de electrolizadores (Mission Possible Partnership, 2021). Actualmente, la capacidad mundial de electrolizadores apenas rebasa los 0.3 GW. Según los grandes bancos de inversión, las ventas mundiales de hidrógeno podrían alcanzar los 600 000 millones USD en 2050 (Financial Times, 2021) y las cadenas de valor del hidrógeno verde podría convertirse en una oportunidad de inversión de 11.7 billones USD en los próximos treinta años,³ que comprende todo, desde la capacidad renovable dedicada y los electrolizadores hasta las infraestructuras de transporte (Goldman Sachs, 2020).

El impulso transformador del hidrógeno va más allá de su valor de mercado estimado. Se podría considerar un vector energético de uso general que puede fomentar la innovación en numerosas industrias y sectores diferentes. Podría tener un impacto geopolítico similar al de la generación de vapor, la electricidad o el motor de combustión interna. Cada una a su modo, estas tecnologías transformaron las máquinas y los combustibles con los que funciona buena parte de nuestra civilización moderna. En ese proceso, también afectaron a distintos aspectos de la vida humana, alteraron las pautas del comercio mundial y configuraron el equilibrio de poder mundial. Aunque estas tecnologías han reportado muchos beneficios a la humanidad, estos no se han distribuido de manera equitativa. Por consiguiente, han impuesto a las sociedades nuevas externalidades y retos globales.

² El valor del comercio mundial de GNL se situó en 143 000 millones USD en 2019 (UN Comtrade, 2021).

³ Incluye la electricidad renovable, las centrales eléctricas de hidrógeno, los electrolizadores y la reconfiguración de los gasoductos.

En comparación con estas tecnologías, que han creado época, es probable que el efecto del hidrógeno limpio sea menor, pero no deberíamos apresurarnos a menospreciarlo. En su sencilla fórmula química (H_2) reside todo un sistema de infraestructuras de producción, conversión y uso del hidrógeno. Un sistema de esta índole podría crear nuevas conexiones entre los sectores energéticos, anteriormente separados, de la electricidad, el calor y la movilidad. Podría fomentar alianzas que trascendiesen los confines industriales tradicionales. Y lo que es más importante, es probable que el impulso de desarrollo de hidrógeno limpio como gran vector energético perturbe las actuales cadenas de valor de la energía y genere oportunidades para que un mayor número de países desempeñen un papel importante. Al final, podría incluso dar lugar a toda una nueva geografía económica de la actividad industrial.

Es probable que la geopolítica del hidrógeno limpio se desarrolle en diferentes fases. La década de 2020 podría ser la era de la gran carrera por el liderazgo tecnológico, con un descenso significativo de los costes y una rápida expansión de las infraestructuras necesarias. Para 2030, el hidrógeno verde competirá en costes con el azul en muchos lugares (IRENA, 2020a). En muchos escenarios de descarbonización, la demanda comienza a despegar a partir de 2035 (Consejo Mundial de la Energía, 2021). Durante este periodo de tiempo, el comercio internacional de hidrógeno y sus derivados podría experimentar un crecimiento significativo, si bien las rutas comerciales iniciales podrían establecerse antes (Ram *et al.*, 2020).



© imaginima/istockphoto.com

1.3 OBJETIVOS DEL INFORME

El presente informe ofrece un análisis exhaustivo de las causas geopolíticas y posibles consecuencias del desarrollo de cadenas de valor del hidrógeno limpio.

Un tema central alrededor del cual gira este informe es el concepto de «perturbación». Somos testigos de transformaciones en muchos aspectos de la economía y la sociedad, como los sistemas energéticos, el cambio climático, las trayectorias tecnológicas, las relaciones geopolíticas y el comercio y la inversión. Dada la turbulencia de los sistemas políticos, técnicos, ambientales y económicos, la cuestión central que se aborda en el presente informe es si el hidrógeno agrava o mitiga estas perturbaciones y en qué medida, y quién puede salir beneficiado o perjudicado por estos acontecimientos. El objetivo del informe no es únicamente describir cómo puede el hidrógeno alterar los futuros sistemas energéticos, sino también ofrecer perspectivas de cómo pueden los países y las partes interesadas prepararse para dichas perturbaciones en tanto sean positivas o negativas.

Todavía persisten muchas dudas acerca de la vía por la que podría evolucionar el hidrógeno limpio. Por tanto, este informe es un ejercicio de escrutinio de horizontes que es exploratorio por naturaleza. El escenario de 1.5 °C de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), que se explica en su informe de Perspectivas de la transición energética mundial, se utiliza como referencia para el análisis (recuadro 1.2) (IRENA, 2021a). Sin embargo, este informe no solo pone el foco en las implicaciones geopolíticas de una vía definida para el hidrógeno, sino también en las formas en que diferentes actores tratan activamente de configurar múltiples vías potenciales para el desarrollo del hidrógeno.

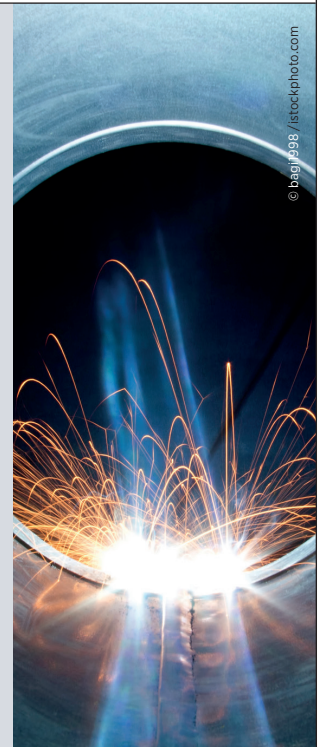
Se realizaron dos encuestas para que sirvieran de base al análisis del presente informe (recuadro 2.2). Una estaba dirigida a miembros de IRENA⁴ y la otra a un grupo de expertos temáticos. El informe también se basa en el importante corpus de trabajos que IRENA ya ha realizado en relación con el hidrógeno y temas conexos, desde perspectivas técnicas, económicas y políticas. Se basa además en el trabajo de expertos de todo el mundo, en particular los participantes en el Marco de Colaboración de IRENA sobre la geopolítica de la transformación energética.

Este informe reflexiona sobre muchos de los temas clave tratados en el informe de la Comisión Mundial de 2019 (IRENA, 2019a), como el liderazgo tecnológico, la seguridad energética y los cambios en las pautas del comercio, entre otros. Presenta consideraciones sobre políticas para los poderes públicos y otros actores con el fin de contribuir a mitigar los riesgos geopolíticos y aprovechar las oportunidades.

RECUADRO 1.2

PROYECCIONES CLAVE DEL USO DE HIDRÓGENO PARA 2050 EN EL ESCENARIO DE 1.5 °C DE IRENA

- El hidrógeno y sus derivados representan el 12 % del consumo de energía final y el 10 % de la reducción de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Desempeñan un papel importante en los sectores más consumidores de energía y más resistentes a la descarbonización, como el siderúrgico, el químico, el transporte a larga distancia, el naval y la aviación. El hidrógeno también ayuda a mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad renovable y sirve como almacenamiento estacional de larga duración.
- Se necesitan electrolizadores de hidrógeno hasta unos 5 000 GW de capacidad, frente a los apenas 0.3 GW actuales.
- La demanda de electricidad para producir hidrógeno se acerca a unos 21 000 teravatios-hora (TWh), lo que supone casi el nivel de consumo eléctrico mundial actual.
- La producción de hidrógeno verde y sus derivados utilizará el 30 % de la demanda de electricidad total en 2050.
- Al menos dos tercios de la producción total es hidrógeno verde, mientras que el resto se obtiene de hidrógeno azul.



© bagira98 / iStockphoto.com

4 IRENA estaba integrada por 164 países miembros y por la Unión Europea en el momento de realizarse la encuesta, en julio de 2021.

CAPÍTULO 2

EL PAPEL DEL HIDRÓGENO EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

2.1 ¿QUÉ ES EL HIDRÓGENO?

El hidrógeno es el elemento más antiguo, más ligero y más abundante del universo. Se encuentra presente de forma natural en numerosos compuestos, en particular en el agua y los combustibles fósiles.

El gas hidrógeno se utiliza principalmente como materia prima en la industria (petro)química: el refinado de crudo, la síntesis de amoníaco (principalmente para producir fertilizantes) y la producción de metanol para una gran variedad de productos (en particular, plásticos).

En el mundo se producen alrededor de 120 millones de toneladas de hidrógeno, dos tercios de las cuales son de hidrógeno puro y el tercio restante está mezclado con otros gases (AIE, 2019a). China es el mayor productor y consumidor de hidrógeno del mundo (gráfico 2.1). Produce casi 24 millones de toneladas de hidrógeno puro al año, que representan casi un tercio de la producción mundial específica.

El hidrógeno también puede utilizarse como combustible. En combustión, puede generar un calor de más de 1000°C sin emitir CO₂⁵. Además, el hidrógeno puede utilizarse en pilas de combustible, en las que reacciona químicamente con oxígeno para producir electricidad sin emitir contaminantes ni gases de efecto invernadero. El único subproducto de esta reacción química es vapor de agua.

5 Aunque la combustión de hidrógeno no emite CO₂, sí genera emisiones de óxido nítrico, que es un importante contaminante atmosférico.

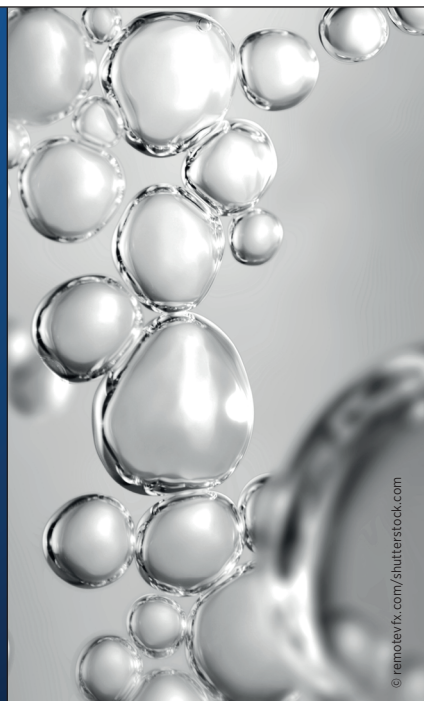
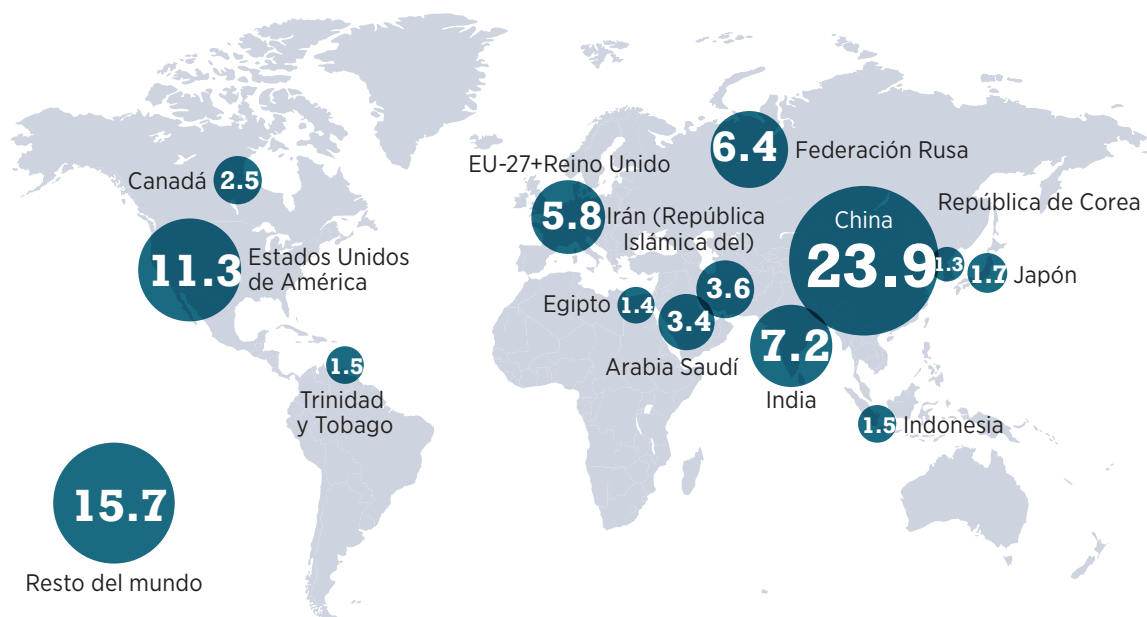




Gráfico 2.1 Consumo de hidrógeno en 2020 (millones de toneladas al año)



Fuente del mapa: Natural Earth, 2021.

Nota: Estos valores se derivan de la producción actual de amoníaco y metanol y del refinado y la reducción directa de hierro para obtener acero.

Aviso legal: Este mapa se ofrece únicamente a título ilustrativo. Las fronteras y los nombres que figuran en él no implican ninguna clase de respaldo o aceptación por parte de IRENA.

2.2 PRINCIPALES VÍAS DE PRODUCCIÓN

Pese a su abundancia en la Tierra, el hidrógeno no existe de forma natural en su forma pura en grandes cantidades. No hay inmensos yacimientos de hidrógeno en el suelo susceptibles de extracción⁶. El hidrógeno se encuentra casi exclusivamente en compuestos, en particular las moléculas de agua (hidrógeno y oxígeno) y los combustibles fósiles (hidrógeno y carbono). Es posible liberar el hidrógeno contenido en estos compuestos, pero para ello hace falta energía.

Normalmente se utilizan colores para clasificar los distintos métodos de producción de hidrógeno (gráfico 2.2). Hoy en día, la mayor parte del hidrógeno es «gris», que se produce por medio de combustibles fósiles, en particular mediante el reformado de gas natural con vapor de metano o la gasificación del carbón⁷. Estos métodos de producción a base de combustibles fósiles, que representan el 95 % de la producción de hidrógeno actual, produce una importante huella de CO₂ y no son compatibles con el objetivo de cero emisiones netas.

Gráfico 2.2 Tipología seleccionada de producción de hidrógeno por colores

	GRIS HIDRÓGENO	AZUL HIDRÓGENO	VERDE HIDRÓGENO
Proceso	Reformado o gasificación	Reformado o gasificación con captura de carbono	Electrólisis
Fuente de energía	Combustibles fósiles 	Combustibles fósiles 	Electricidad de renovables 
Estimación de emisiones del proceso de producción	Reformado: 9-11 ^b Gasificación: 18-20	0,4-4,5 ^c	0

Nota: a) CO_{2-eq}/kg = equivalente de dióxido de carbono por kilogramo; b) en el caso del hidrógeno gris, se asume que el proceso de reformado con vapor de metano produce fugas de metano de 2 kg CO_{2-eq}/kg; c) en las emisiones del hidrógeno azul, se asumen porcentajes del 98 % y 68 % de captura de carbono y del 0.2 % y 1.5% de fugas de metano.

6 En la corteza terrestre se encuentran algunas bolsas de gas hidrógeno. Conocido como hidrógeno natural o dorado, este gas puro se podría extraer en teoría de un modo similar al petróleo y el gas. Hay empresas realizando prospecciones de estos recursos en países como Francia, Malí y los Estados Unidos de América. No obstante, este tipo de hidrógeno no deja de ser una curiosidad geológica y es una fuente de energía no renovable (Prinzhofer, Cissé y Diallo, 2018; Zgonnik, 2020).

7 Esta categoría se subdivide a veces en «gris» para el gas natural, «marrón» para el lignito y «negro» para el carbón bituminoso. No obstante, en este informe, el color gris se refiere a la producción basada en combustibles fósiles en general.

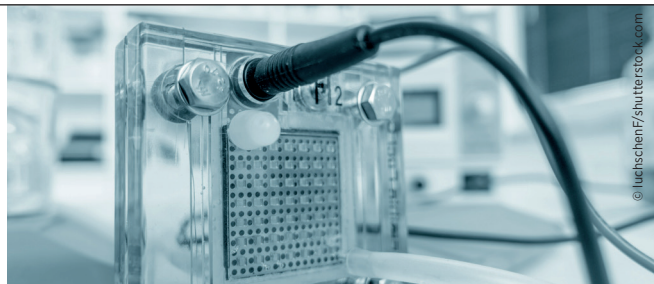
Se estudian dos vías principales para sustituir el hidrógeno gris por una forma de producción limpia: el hidrógeno verde y el hidrógeno azul. La producción de hidrógeno verde es totalmente compatible con el objetivo de cero emisiones netas. Utiliza tecnologías bien conocidas desde hace tiempo, basadas en la electrólisis del agua (recuadro 2.1) utilizando electricidad renovable. Actualmente, la producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables es limitada, pero esto va a cambiar dada la atención que ha suscitado su potencial en todo el mundo.

El hidrógeno azul se produce a partir de combustibles fósiles con CAC. Readaptar la CAC a las instalaciones de producción de hidrógeno gris permitiría seguir utilizando estos activos con menos emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, el hidrógeno azul utiliza gas fósil, lo que entraña el riesgo de que el sector de E&P o los procesos intermedios sufran fugas de metano, un gas de efecto invernadero mucho más potente que el CO₂. Por tanto, el hidrógeno azul puede generar muy pocas emisiones de gases de efecto invernadero, únicamente si las fugas de metano no superan el 0,2 %⁸ con una captura de carbono próxima al 100 %. Estos porcentajes todavía están por demostrar a escala (Bauer *et al.*, 2021; Howarth y Jacobson, 2021; AIE, 2021b; IRENA, 2020b; Sauniois *et al.*, 2016).

El hidrógeno azul tiene otras limitaciones que han condicionado su implantación. Utiliza combustibles fósiles, por lo que está expuesto a las fluctuaciones de los precios, como la escalada de los precios que tuvo lugar en 2021 en muchas partes del mundo, en particular Asia y Europa (Collins, 2021a) y no favorece los objetivos de resiliencia climática o seguridad energética. También incorpora costes de transporte y almacenamiento de CO₂ y requiere la supervisión del CO₂ almacenado.

Sin embargo, si el hidrógeno azul cumple rigurosos criterios de emisión, podría desempeñar un papel importante para incrementar los volúmenes de hidrógeno a corto y medio plazo e impulsar el desarrollo de infraestructuras y tecnologías conexas a lo largo de la cadena de valor. Más aún, el hidrógeno azul podría ofrecer mayor flexibilidad en el mercado del hidrógeno. Pero a largo plazo, el hidrógeno verde es una solución neutra en carbono y, por tanto, debería ser el objetivo último.

Existen otras vías hipocarbónicas de producción de hidrógeno. Una opción es el hidrógeno «turquesa», que se basa en la pirólisis del metano (gas natural), que no emite CO₂. El único subproducto de este proceso es el material sólido «negro de carbono», para el que ya existe un mercado, si bien relativamente pequeño. Otra opción es el hidrógeno «rosa», generado a partir de electricidad de origen nuclear. Una tercera opción es la gasificación de biomasa con CAC, que puede tener como resultado emisiones negativas de CO₂. No se ha incluido ninguno de estos tipos de hidrógeno en el presente informe, que da prioridad a los métodos de producción más desarrollados.



8 Este umbral se corresponde con el objetivo marcado por la Oil and Gas Climate Initiative (Agora, 2021).

RECUADRO 2.1 ¿QUÉ ES UN ELECTROLIZADOR?

La electrólisis es el proceso químico que produce hidrógeno a partir de agua y electricidad. Los electrolizadores —aparatos que pueden dividir el agua en oxígeno e hidrógeno— se inventaron hace más de 200 años.

Existen numerosas tecnologías de fabricación de electrolizadores. Cuatro de ellas son prometedoras: la alcalina, la membrana de intercambio de protones (PEM), las celdas de electrólisis de óxido sólido (SOEC) y la membrana de intercambio de aniones (AEM). Toda la capacidad de electrólisis instalada utiliza tecnologías alcalinas o PEM. Los electrolizadores AEM todavía son relativamente nuevos y tienen una implantación limitada; sus posibles ventajas radican en el hecho de que no utilizan metales preciosos y utilizan una membrana menos costosa que la utilizada en los PEM.

Tabla 2.1 Comparación de las principales tecnologías de electrolizadores

Tipo	Estado comercial	Consideraciones
Alcalina	Madura	<ul style="list-style-type: none"> • Sencillo diseño del sistema. • Tiene otras aplicaciones con la cadena de suministro existente que se pueden expandir. • Respuesta dinámica más lenta; menos adecuada en apoyo de la energía renovable variable (ERV).
Membrana de intercambio de protones (PEM)	Comercial, rápido crecimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Necesita platino e iridio. La actual producción mundial de iridio podría favorecer el despliegue de hasta 3-7.5 GW al año. • Respuesta dinámica más rápida; adecuada para la ERV y la regulación del voltaje.
Celdas de electrólisis de óxido sólido (SOEC)	Plantas de demostración	<ul style="list-style-type: none"> • No tiene ciclos (ampliación o reducción); adecuada para la producción de hidrógeno con carga base constante.
Membrana de intercambio de aniones (AEM)	Implantación limitada	<ul style="list-style-type: none"> • No utiliza metales preciosos. • La membrana es menos cara que la utilizada con la PEM.

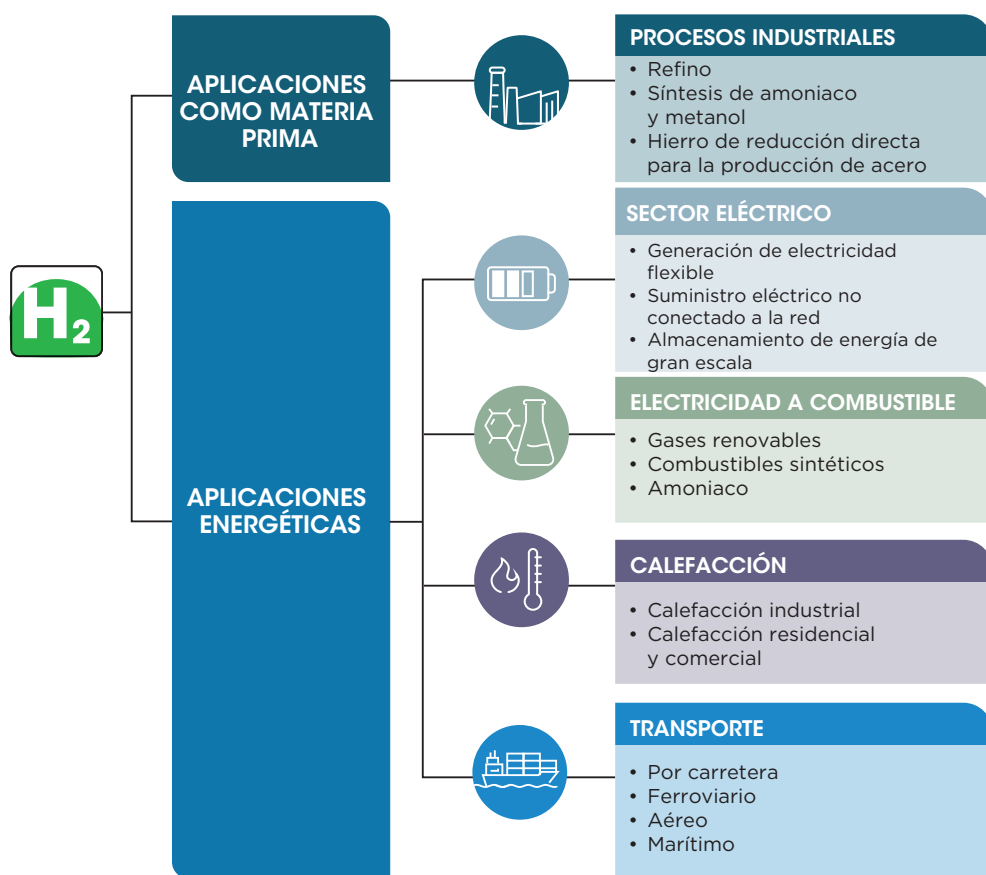
Fuentes: IRENA (2020a, 2020b).

2.3 APLICACIONES DEL HIDRÓGENO Y DEFINICIÓN DE PRIORIDADES

El hidrógeno es un vector energético versátil que puede utilizarse en numerosas aplicaciones. El gráfico 2.3 presenta los usos potenciales del hidrógeno, algunos de los cuales pueden generar una demanda temprana y ayudar a la industria a despegar.



Gráfico 2.3 Usos potenciales del hidrógeno limpio

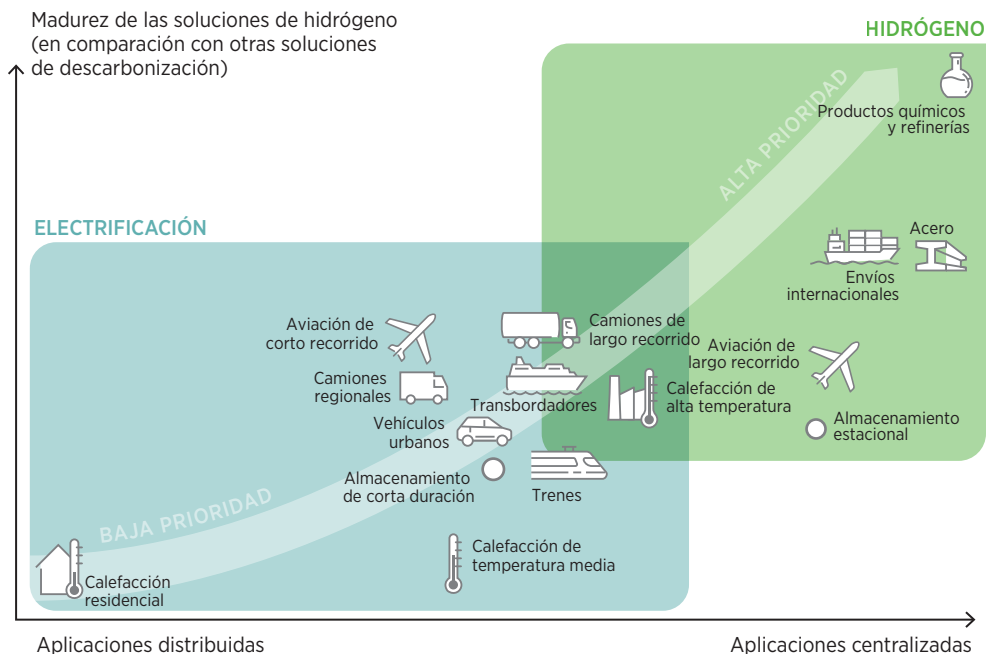


Fuente: IRENA (2020b).

Las estrategias de descarbonización requieren una cuidadosa gestión para asegurar que las tecnologías y soluciones seleccionadas se implanten con la máxima eficiencia. En consecuencia, la gran variedad de opciones disponibles hace necesario determinar en qué usos puede el hidrógeno aportar mayor valor. Su producción, transporte y conversión requieren energía, lo que incrementa la demanda general. Su uso indiscriminado puede ralentizar la transición energética y debilitar los esfuerzos de descarbonización del sector de generación de electricidad. Por consiguiente, es mejor reservar el hidrógeno para los usos que actualmente carecen de alternativa viable. El gráfico 2.4 compara los posibles usos finales basados en el tamaño de la aplicación y la madurez de las soluciones de hidrógeno con los basados en la electricidad. La atención política debería dedicarse a las soluciones de hidrógeno más maduras y centralizadas. Dicha atención puede implicar políticas específicas de investigación, planificación y apoyo (IRENA, en preparación-b).

Para transformar una economía de modo que sea verdaderamente sostenible no basta con cambiar de fuentes de energía y mantener el actual sistema energético; es preciso desarrollar formas más eficientes, justas y equitativas de utilizar la energía. Para ello hay que reducir el consumo de energía innecesario en numerosos usos finales y cambiar el sistema económico actual, que se basa en el incremento constante del consumo. En la industria pesada, por ejemplo, se podría ahorrar el 40 % de las emisiones de CO₂ con una reutilización más eficaz del acero, el aluminio y los plásticos (Lovins, 2021a). Otro ejemplo sería una sustitución modal de los vuelos de corta distancia por trenes electrificados, en la medida de lo posible, con el fin de reducir la demanda.

Gráfico 2.4 Prioridades políticas en relación con el hidrógeno limpio

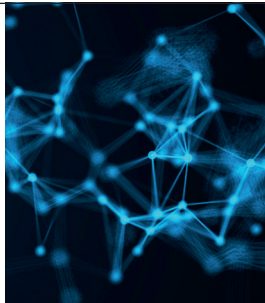


Fuente: IRENA (en preparación-b).

2.4 OBSTÁCULOS PARA LA EXPANSIÓN DEL HIDRÓGENO

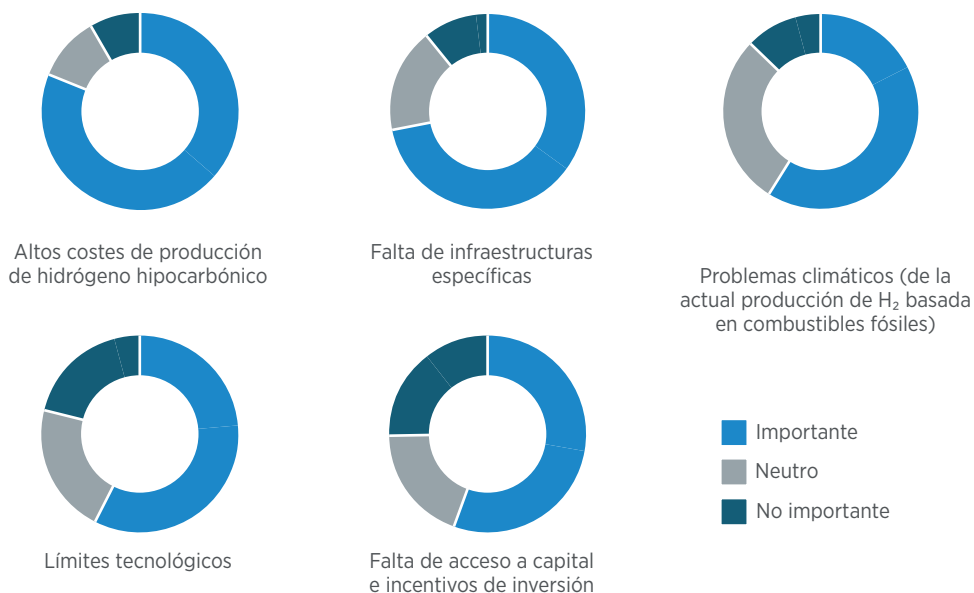
Los siguientes obstáculos impiden actualmente una mayor contribución del hidrógeno limpio a la transformación energética:

- **Coste:** El coste del hidrógeno limpio —en particular, el del hidrógeno verde— sigue siendo elevado en relación con los combustibles de alto contenido en carbono. No solo los costes de producción son elevados, sino también los costes de transporte, conversión y almacenamiento de hidrógeno. La adopción de tecnologías de hidrógeno limpio para usos finales puede ser cara y la CAC todavía está por implantar a escala.
- **Madurez tecnológica:** Algunas tecnologías de la cadena de valor del hidrógeno que son necesarias para la descarbonización todavía tienen una baja preparación tecnológica y han de demostrarse a escala. Por ejemplo, las turbinas de gas que funcionan exclusivamente con hidrógeno todavía no son productos comercialmente disponibles y, en lo que respecta al comercio marítimo, solo hay un prototipo de buque capaz de transportar hidrógeno líquido.
- **Eficiencia:** La producción y la conversión de hidrógeno generan importantes pérdidas de energía en cada eslabón de la cadena de valor, en particular en la producción, el transporte, la conversión y el uso. Además, la producción de hidrógeno azul consume mucha energía, por lo que incrementa la demanda energética total.
- **Electricidad renovable suficiente:** Para 2050, la producción de hidrógeno con electrolizadores podría consumir cerca de 21 000 TWh, casi la cantidad de electricidad que se produce actualmente en todo el mundo (IRENA, 2021a). A medida que se electrifiquen más sectores de uso final, la falta de electricidad renovable suficiente podría ser una traba para el hidrógeno verde.
- **Incertidumbre política y reglamentaria:** Aunque más de 140 países se han comprometido a generar cero emisiones netas en las próximas décadas, no está claro con qué rapidez se alcanzarán estos objetivos. Hacen falta marcos políticos estables a largo plazo para favorecer el desarrollo y la implantación a escala.
- **Normas y certificación:** Los países carecen de mecanismos institucionalizados para controlar la producción y el consumo de hidrógeno de cualquier color y determinar sus características (por ejemplo, emisiones originales y durante el ciclo de vida) (IRENA, 2020b; IRENA, AIE y REN21, 2020)⁹. Además, el hidrógeno no computa en las estadísticas oficiales de consumo total de energía final y no se reconoce el valor económico de la contribución del hidrógeno limpio a las reducciones de las emisiones.
- **El problema del huevo y la gallina:** La construcción de las infraestructuras necesarias para el hidrógeno se parece al problema del huevo y la gallina. Sin demanda, las inversiones son demasiado arriesgadas para una producción de gran escala que podría reducir costes, pero la tecnología es demasiado costosa sin las economías de escala.



© King Ropes Access/Shutterstock.com

⁹ El mecanismo de seguimiento de las emisiones originales y durante el ciclo de vida recibe a menudo el nombre de «garantía de origen». Se considera un pilar de la política del hidrógeno verde (IRENA 2020b).

Gráfico 2.5 Principales obstáculos percibidos para desarrollar políticas y estrategias sobre el hidrógeno

Fuente: Encuesta a los miembros de IRENA, 2021.

RECUADRO 2.2 ENCUESTAS SOBRE LA GEOPOLÍTICA DEL HIDRÓGENO

En relación con un tema emergente y en rápida evolución que ha suscitado un interés generalizado, se diseñaron dos encuestas de participación voluntaria para recabar opiniones de responsables políticos y expertos de la industria con el fin de establecer una base de referencia desde la que observar los acontecimientos en el sector del hidrógeno.

La primera encuesta se centró en obtener información de los países para conocer sus planes de primera mano y los correspondientes factores que favorecen o dificultan el papel del hidrógeno en la transición energética. La encuesta se envió a los miembros de IRENA, que en ese momento eran 164 países y la Unión Europea. Se recibieron un total de 48 respuestas de 37 miembros.

Se preparó una segunda encuesta destinada a expertos temáticos (muestreo dirigido) para recabar más opiniones técnicas. Esta segunda encuesta se envió a 162 expertos y se recibieron 78 respuestas. Se analizó y agregó la información recibida. A lo largo del presente informe se proporcionan algunos de los datos obtenidos. Los resultados completos están disponibles en un anexo digital.



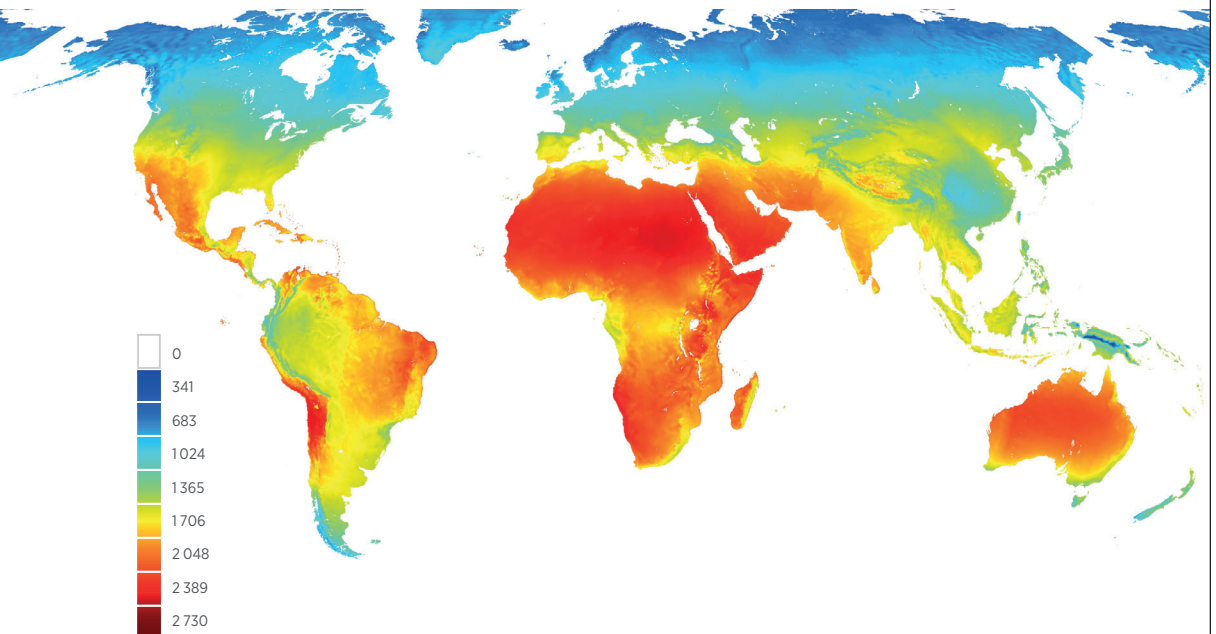
2.5 PERSPECTIVAS DEL COMERCIO INTERNACIONAL DE HIDRÓGENO

Hoy en día, el hidrógeno es un negocio de carácter muy local. Alrededor del 85 % del gas hidrógeno se consume en la misma instalación en la que se produce, en lugar de ser objeto de compraventa en el mercado (AIE, 2019a). Aun en el caso de que se venda hidrógeno, no se suele transportar a grandes distancias por problemas logísticos y razones de coste.

Con el tiempo, el hidrógeno podría convertirse en un producto de comercio internacional. La variedad verde ofrece medios adicionales para «despachar sol», es decir, transportar energía solar y otras renovables a través de las fronteras. El mayor componente del coste de la producción de hidrógeno verde es el coste de la electricidad (IRENA, 2020a). Dado que el coste normalizado de las renovables varía notablemente según las regiones, también el precio del hidrógeno lo hará¹⁰. La producción de hidrógeno verde será más económica en zonas donde exista una combinación óptima de recursos renovables abundantes (gráfico 2.6 y gráfico 2.7), terreno disponible, agua accesible y la capacidad de transportar y exportar energía a los grandes centros de demanda.

¹⁰ Las diferencias entre regiones vienen determinadas principalmente por i) la calidad del recurso; ii) el coste del capital (CAPEX) destinado a energía renovable y al electrolizador; iii) el coste medio ponderado del capital (CMPC). Estos dos últimos parámetros variarán con el tiempo a medida que aumente la capacidad instalada y se adquiera experiencia (IRENA, en preparación-a).

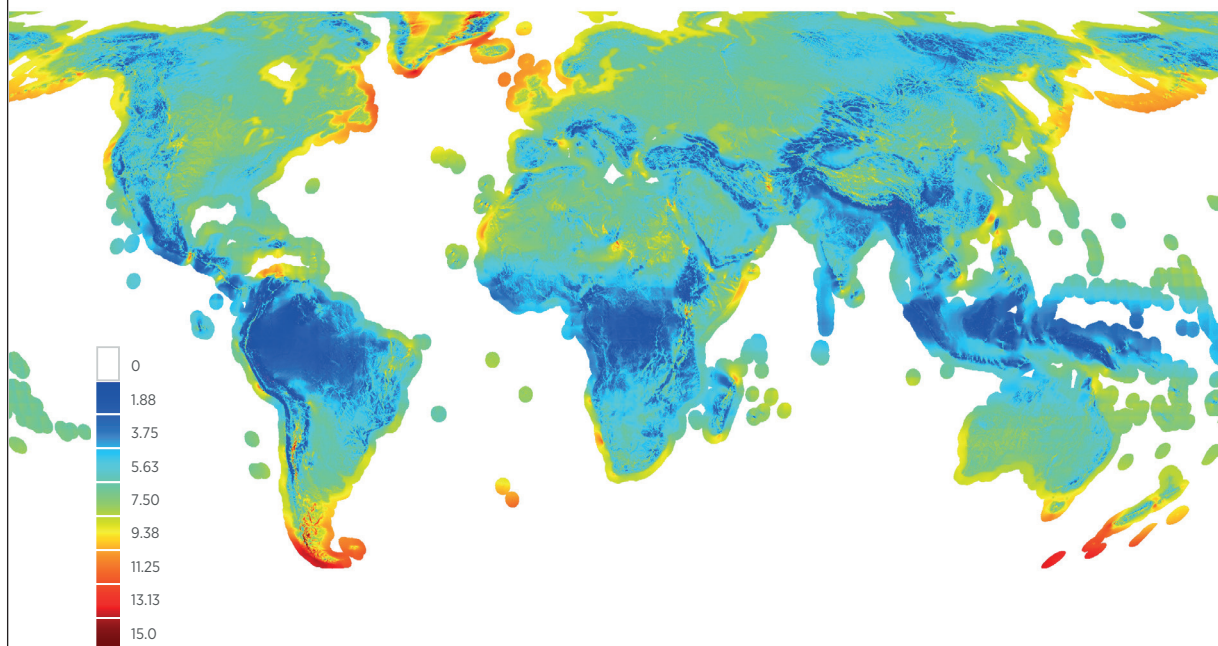
Gráfico 2.6 Potencial técnico solar mundial



© IRENA (2022). Fuente: Vortex (2021)

Nota: Irradiación global horizontal promedio anual (kWh/m²). También disponible en la plataforma web del Atlas mundial de energías renovables de IRENA.

Aviso legal: Este mapa se ofrece únicamente a título ilustrativo. Las fronteras que figuran en él no implican ninguna clase de respaldo o aceptación por parte de IRENA.

Gráfico 2.7 Potencial técnico eólico mundial

© IRENA (2022). Fuente: Vortex (2021)

Nota: Velocidad del viento promedio anual a 100 metros (m/s). También disponible en la plataforma web del Atlas mundial de energías renovables de IRENA.

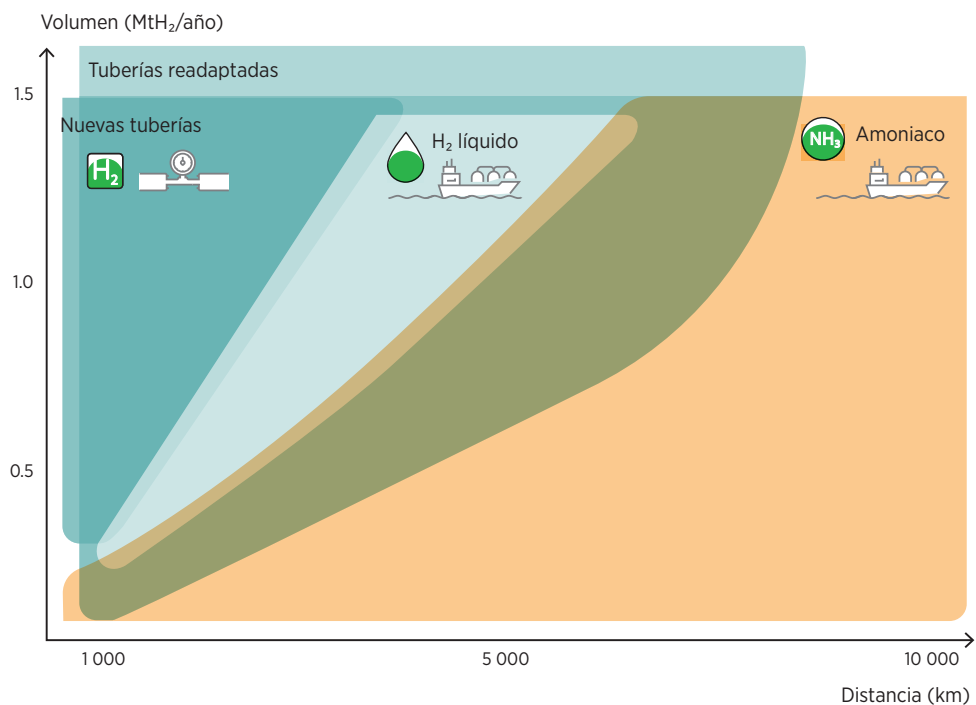
Aviso legal: Este mapa se ofrece únicamente a título ilustrativo. Las fronteras que figuran en él no implican ninguna clase de respaldo o aceptación por parte de IRENA.

Hay dos modos principales para el transporte transfronterizo de hidrógeno: tuberías y barcos¹¹. La distancia y el volumen determinan cuál de estos modos es más barato (gráfico 2.8). Si se trata de pequeños volúmenes (por ejemplo, 0.3 millones de toneladas de hidrógeno al año), podría ser más barato utilizar tuberías que barcos para distancias inferiores a 1 500 km. En caso de grandes volúmenes (por ejemplo, 1.5 millones de toneladas de hidrógeno al año), la opción más rentable sería utilizar tuberías de nueva construcción para el hidrógeno para distancias de hasta 4 000 km. En los casos en que existe la opción de readaptar gasoductos¹², la distancia rentable se extiende hasta 8 000 km. Algunos ejemplos para poner estas distancias en perspectiva: para conectar Windhoek en Namibia con Johannesburgo en Sudáfrica haría falta una tubería de unos 1 500 km; para conectar Toronto en Canadá con Ciudad de México haría falta una tubería de unos 4 000 km; un barco que viaje de Chile a Japón habrá de recorrer casi 17 000 km.

¹¹ En teoría, también los camiones son una opción. Sin embargo, el transporte en camiones solo es viable para pequeñas cantidades, por ejemplo para abastecer a estaciones de repostaje. En la práctica, las tuberías y los barcos son los medios adecuados para transportar grandes volúmenes a grandes distancias.

¹² Red existente de gasoductos con un material compatible con el hidrógeno y con una demanda de gas decreciente que permita el incremento simultáneo del hidrógeno. Las tuberías readaptadas pueden ser entre un 65 y un 94 % más baratas que las nuevas.

Gráfico 2.8 Eficiencia en costes de las opciones de transporte teniendo en cuenta el volumen y la distancia



Fuente: IRENA (en preparación-a).

Nota: H₂ = gas hidrógeno; km = kilómetro. MtH₂/año = millones de toneladas de hidrógeno al año.



Hay unos 4 600 km de tuberías específicas para el transporte de hidrógeno en servicio en el noroeste de Europa, la Federación Rusa y los Estados Unidos de América. Existen planes para construir tuberías troncales en Europa, denominadas «la espina dorsal del hidrógeno» (Gas for Climate, 2021a). También existe la posibilidad de simplemente transmitir la electricidad renovable por cables y transformarla en hidrógeno al final de la línea. Si la solución óptima es una tubería o un cable dependerá de varios factores, en particular el producto final deseado, la topografía del terreno y la distancia.

El transporte de hidrógeno en barco es técnicamente posible para distancias más grandes que hacen imposible utilizar tuberías. Debido a su baja densidad energética por volumen¹³, lo mejor es convertir el hidrógeno gaseoso en un líquido de mayor densidad energética antes de cargarlo en un buque. Hay varios vectores para el transporte de hidrógeno en barco (recuadro 2.3), pero el amoníaco es el más prometedor. Ya es un producto sujeto al comercio internacional, con unos 18 millones de toneladas en 2020 (alrededor del 10 % de la producción mundial) (Atchison, 2021).

13 3 kilovatios/hora por metro cúbico (kWh/m³) en comparación con los 10 kWh/m³ de metano en condiciones normales.

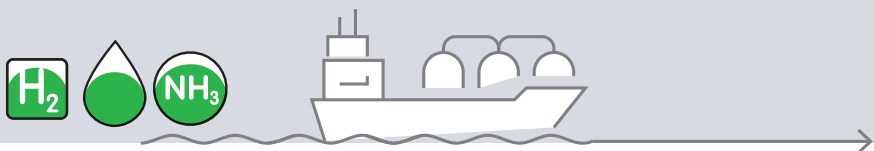
RECUADRO 2.3

TRES FORMAS PRINCIPALES DE TRANSPORTE DE HIDRÓGENO POR BARCO

Hidrógeno líquido. Las moléculas de hidrógeno deben enfriarse a -253 °C en los terminales portuarios antes de cargarse en buques cisterna con un fuerte aislamiento. En consecuencia, el proceso de licuefacción consume entre el 25 y el 35 % de la cantidad inicial de hidrógeno. Actualmente, solo un buque oceánico es capaz de transportar hidrógeno puro: el Suiso Frontier, que fue construido por Kawasaki a finales de 2019 y realizó su primer viaje a Australia a finales de 2021 (Harding, 2019).

Líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC). Hay una serie de compuestos orgánicos capaces de absorber y liberar hidrógeno por medio de una reacción química. Los LOHC pueden servir como medio de almacenamiento y transporte de hidrógeno y se pueden transportar en forma líquida sin enfriamiento. Los LOHC son muy similares al crudo y los productos del petróleo, por lo que incluso la infraestructura existente para el transporte de petróleo podría adaptarse al transporte de estos líquidos (Niermann *et al.*, 2019).

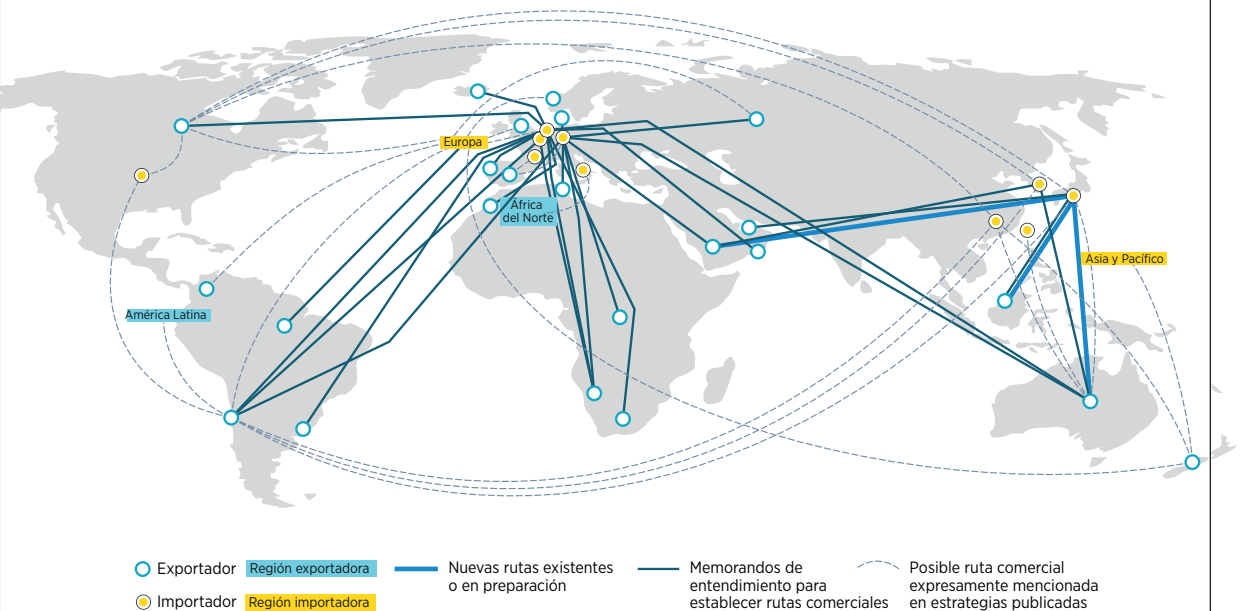
Amoniaco. El hidrógeno puede convertirse en amoníaco al reaccionar con el nitrógeno del aire, sin utilizar nada más que electricidad, agua y aire. El amoníaco tiene una densidad energética mucho mayor que el hidrógeno, lo que implica que se puede comerciar con un mayor volumen de energía. Se puede aprovechar la circunstancia de que existe un comercio internacional de amoníaco muy consolidado. Actualmente se utiliza como materia prima, en particular para fabricar fertilizantes. También podría utilizarse como combustible para la descarbonización, como en el sector naval y en el sector de generación de electricidad. La desventaja es que el amoníaco es tóxico en caso de fuga y es una fuente potencial de emisiones de óxido de nitrógeno.



Los costes de transporte del hidrógeno son todavía muy elevados, pero es seguro que bajarán gracias a las economías de escala, al menor riesgo de los proyectos y a las mejoras tecnológicas. La expansión del comercio de hidrógeno azul podría ser más rápida que la del verde, porque actualmente tiene menores costes de producción y puede aprovechar la infraestructura del gas ya existente. Cabe esperar que el comercio de hidrógeno verde aumente hacia 2030, gracias a las mejoras en las economías de escala y a la adopción de políticas favorables, que reducirán los costes de producción.

El análisis de IRENA apunta que alrededor de un tercio del hidrógeno verde será objeto de comercio transfronterizo en 2050 (IRENA, en preparación-a). Es una proporción un poco mayor que la del comercio mundial de gas natural en la actualidad (24 %). Es probable que cerca de la mitad del comercio de hidrógeno en 2050 vaya por tuberías, incluidos los gasoductos ya existentes cuando se readapten. La otra mitad se transportaría por buques de largo recorrido en forma de amoníaco. Esta situación es parecida a la del gas natural, que se divide en el comercio regional por tuberías (48 % en 2020) y el comercio mundial de GNL (52 %) (BP, 2021). Los países ya están forjando acuerdos bilaterales que podrían sentar las bases para nuevas relaciones comerciales sobre el hidrógeno (gráfico 2.9).

Gráfico 2.9 Una red en expansión de rutas, planes y acuerdos comerciales sobre el hidrógeno



Fuente del mapa: Natural Earth, 2021.

Notas: La información de este gráfico se basa en información obtenida de datos gubernamentales en el momento de redactarse el presente informe.

Aviso legal: Este mapa se ofrece únicamente a título ilustrativo. Las fronteras y los nombres que figuran en él no implican ninguna clase de respaldo o aceptación por parte de IRENA.

CAPÍTULO 3

RECONFIGURACIÓN DEL MAPA GEOPOLÍTICO

El hidrógeno podría alterar el equilibrio de poder mundial y provocar cambios en el posicionamiento relativo de los Estados y las regiones en el sistema internacional. En este capítulo se indica quiénes son los pioneros en la adopción de políticas, los futuros exportadores de hidrógeno y los líderes tecnológicos emergentes. También se analiza la posición de los países productores de combustibles fósiles, que podrían utilizar el hidrógeno para protegerse frente a algunos de los riesgos que presenta para ellos la transición mundial hacia economías neutras en carbono. Asimismo, se explica cómo podría el hidrógeno fomentar la relocalización de las industrias más consumidoras de energía en las zonas calientes de las energías renovables, que podrían convertirse en centros de industrialización verde.



© Imaginima / iStockphoto.com

03

3.1 PIONEROS EN LA ADOPCIÓN DE POLÍTICAS Y MERCADOS PRECURSORES

Existe una intensa competencia entre un número creciente de países y empresas por el liderazgo en las tecnologías del hidrógeno limpio. En esta sección se analizan tres métricas para determinar quiénes son los pioneros en la adopción de políticas y posibles líderes del mercado: las estrategias nacionales sobre el hidrógeno, las inversiones y los proyectos sobre el terreno.

En 2017, solo un país (Japón) tenía una estrategia nacional sobre el hidrógeno. Actualmente, más de treinta países han elaborado o están preparando estrategias sobre el hidrógeno (gráfico 3.1), lo que indica un creciente interés en el desarrollo de cadenas de valor del hidrógeno limpio.

Gráfico 3.1 Estrategias sobre el hidrógeno existentes y en preparación, octubre de 2021



Fuente: Bloomberg (2021b) y CME (2021). Fuente del mapa: Natural Earth, 2021.

Aviso legal: Este mapa se ofrece únicamente a título ilustrativo. Las fronteras y los nombres que figuran en él no implican ninguna clase de respaldo o aceptación por parte de IRENA.

Existen considerables variaciones en el alcance y el grado de detalle de estas estrategias. El recuadro 3.1 describe la visión y el planteamiento de ciertos países y regiones que podrían liderar los mercados del hidrógeno en un principio debido al tamaño de su mercado o a sus ambiciosos planes en este terreno. Estos grandes mercados están bien situados para establecer las normas y otras reglas del juego si llevan a la práctica sus planes y estrategias.

RECUADRO 3.1

¿PIONEROS? LA VISIÓN DEL HIDRÓGENO EN DETERMINADOS PAÍSES Y REGIONES PIONEROS

CHINA: Con un consumo anual superior a 24 millones de toneladas, China es el mayor usuario y productor de hidrógeno del mundo. La producción de hidrógeno, que se basa fundamentalmente en el carbón, representa del 3 al 5 % del consumo de carbón de China¹⁴. Desde 2019, China ha puesto en marcha más de treinta proyectos de hidrógeno verde. Su primera hoja de ruta del hidrógeno, adoptada en 2016, se centraba en las aplicaciones del hidrógeno en el transporte (Comité de Asesoramiento Estratégico de la Hoja de Ruta Tecnológica y SAE-China, 2016). Con unos 8 400 vehículos eléctricos de pila de combustible (VEPC) en funcionamiento, China posee la tercera flota del mundo de vehículos de este tipo (tras la República de Corea y los Estados Unidos) y es líder mundial en el despliegue de camiones y autobuses alimentados por pilas eléctricas (AIE, 2021c). En el actual Plan Quinquenal (2021-2025), el hidrógeno es una de las seis industrias del futuro para China (CSET, 2021). Aunque el país todavía no cuenta con una estrategia nacional sobre el hidrógeno, dieciséis provincias y ciudades han puesto en marcha planes quinquenales que lo contemplan.

UNIÓN EUROPEA: La Unión Europea (UE) adoptó su estrategia sobre el hidrógeno en julio de 2020, en la cual se lo considera una prioridad clave para alcanzar el Pacto Verde Europeo. La estrategia se centra en el hidrógeno renovable y contempla generar 40 GW mediante la instalación de electrolizadores de hidrógeno renovable en la Unión Europea para 2030 (Comisión Europea, 2020a). La Unión Europea aspira a ser el líder de la industria de hidrógeno limpio. Con este fin, puso en marcha la Alianza Europea por un Hidrógeno Limpio. Algunos países de la UE prevén convertirse en importadores de hidrógeno a gran escala; otros esperan ser exportadores o centros de tránsito.

INDIA: La India puso en marcha su Misión Nacional sobre el Hidrógeno en agosto de 2021, con la ambición de convertirse en «un centro mundial de producción y exportación de hidrógeno verde». El Primer Ministro Narendra Modi considera el hidrógeno verde vital para dar un «salto cuántico» hacia su independencia energética en el horizonte de 2047 (Recharge News, 2021a). El Gobierno estudia imponer la obligación de que las refinerías y las fábricas de fertilizantes utilicen en parte hidrógeno verde. La India es el mayor importador mundial de amoníaco, un insumo clave para la producción de fertilizantes. En 2019 realizó importaciones por valor de 1 270 millones USD (UN Comtrade, 2021).

¹⁴ La cifra del 3 % se calculó de la forma siguiente: China produce 24 millones de toneladas de hidrógeno, el 62 % de las cuales se generan a partir de carbón. Hacen falta 8 kilogramos (kg) de carbón para obtener 1 kg de hidrógeno. El consumo total de carbón para la producción de hidrógeno es por tanto de 119,04 millones de toneladas, que era el 3 % del consumo total de carbón (3 800 millones de toneladas) en 2019. La cifra del 5 % se ha tomado de Brasington (2019).



JAPÓN: Japón fue el primer país en adoptar una estrategia nacional sobre el hidrógeno en 2017. Su objetivo es ser la primera «sociedad del hidrógeno» del mundo generalizando el uso de este elemento en todos los sectores de la economía (METI, 2017). Este plan está respaldado por una considerable inversión pública en las tecnologías e infraestructuras del hidrógeno. En 2020, se invirtieron unos 670 millones USD en el negocio del hidrógeno y las pilas de combustible (Ministerio de Medio Ambiente de Japón, 2020) y se marcaron unos objetivos de movilidad de 800 000 VEPC y 900 estaciones de repostaje de hidrógeno para 2030 (CSIS, 2021). Actualmente trata de alcanzar acuerdos de suministro a largo plazo de hidrógeno, como los que impulsaron el comercio de gas natural licuado (METI, 2017).

REPÚBLICA DE COREA: En su hoja de ruta sobre el hidrógeno de 2019, la República de Corea lo consideraba un motor de crecimiento económico y creación de empleo. El país pretende llegar a ser un líder mundial en la producción y el despliegue de VEPC y pilas de combustible fijas a gran escala para la generación de electricidad (CSIS, 2021). En 2020 se habían desplegado unos 10 000 turismos VEPC, más que en ningún otro país (E4Tech, 2021). El Gobierno quiere elevar esa cifra a 200 000 para 2025 en el marco del Nuevo Pacto Verde (MOEF, 2020). También planea utilizar hidrógeno para generar el 10 % del suministro eléctrico de las ciudades, los condados y los pueblos del país en 2030 y el 30 % en 2040 (Korea Herald, 2019). El Gobierno tiene la expectativa de que el hidrógeno represente un tercio del consumo total de energía del país en 2050, con lo que sería su principal vector energético (Recharge News, 2021b), y explora acuerdos de importación con varios países proveedores, en particular Australia y Arabia Saudí.

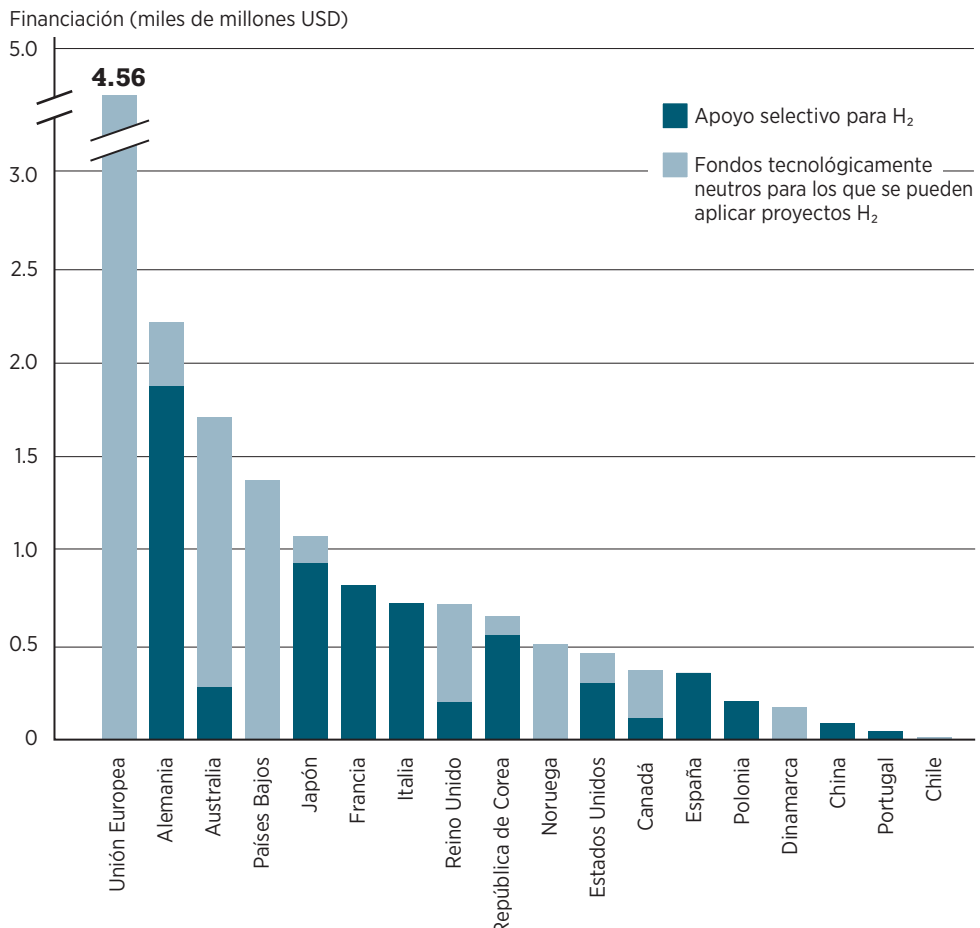
ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA: Estados Unidos es el segundo consumidor y productor de hidrógeno del mundo, con un 13 % de la demanda global. Hasta 2020, era el principal mercado mundial de VEPC, encabezado por California, que ha promovido este sector durante casi una década a través de su Programa de Descuentos para Vehículos Limpios. En noviembre de 2021, Estados Unidos promulgó la Ley de Inversión en Infraestructuras y Empleo, que dedica 9 500 millones USD a acelerar el desarrollo de tecnologías de hidrógeno limpio. Estados Unidos también adoptó el programa Hydrogen Shot (en el marco de la iniciativa Energy Earthshots) para impulsar el desarrollo de proyectos de hidrógeno limpio. En él se establece el ambicioso «objetivo 111» para reducir el coste del hidrógeno limpio a un (1) dólar por (1) kilogramo en una (1) década.



La pandemia de COVID-19 ha animado la carrera por el liderazgo del hidrógeno limpio, ya que numerosos países reconocen la importancia del hidrógeno para hacer frente al doble reto del cambio climático y la recuperación económica de la pandemia. Los gobiernos nacionales han asignado una parte importante de sus fondos de estímulo a proyectos de hidrógeno, de modo que este ha entrado en el ámbito de la competencia geoeconómica.

A principios de agosto de 2021, habían destinado al menos 65 000 millones USD a subvenciones directas al hidrógeno limpio para la siguiente década. Francia, Alemania y Japón fueron los países que adoptaron mayores compromisos (gráfico 3.2). Estas cantidades son considerables, pero palidecen en comparación con las subvenciones al sector energético, que en 2017 ascendieron a 634 000 millones USD, el 70 % de los cuales se dedicaron a combustibles fósiles (IRENA, 2020c).

Gráfico 3.2 Financiación anual media potencialmente disponible para proyectos de hidrógeno, 2021-2030

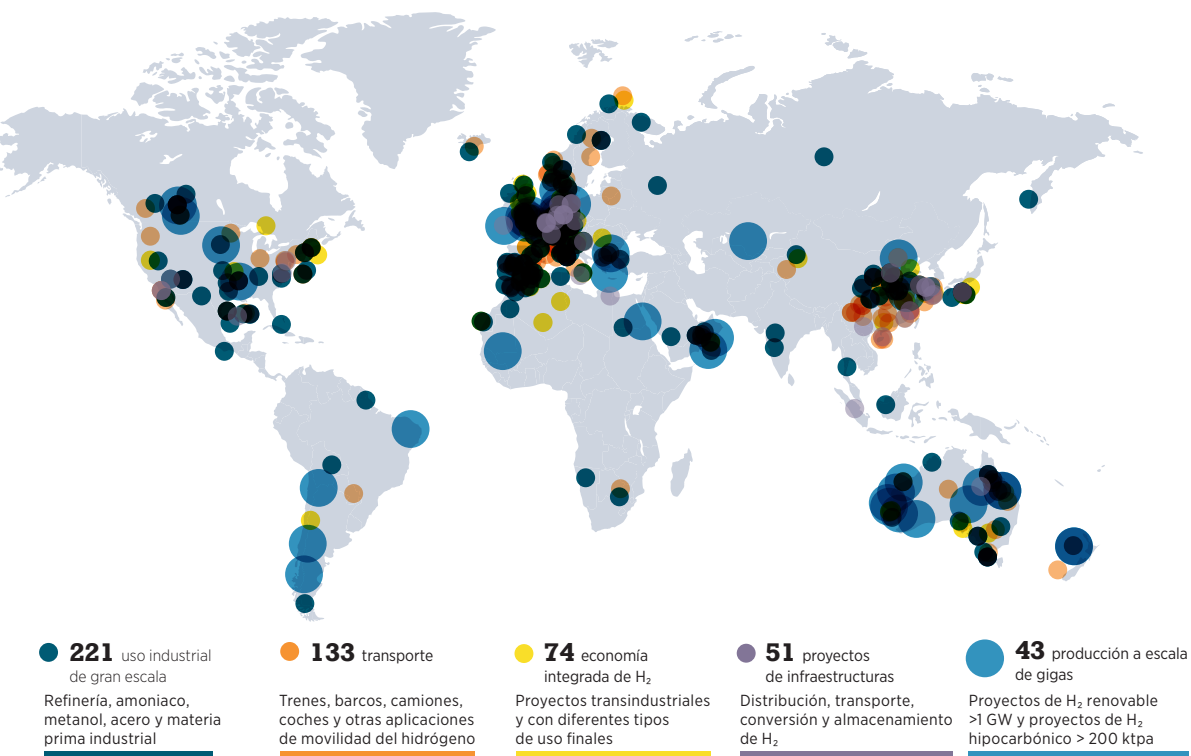


Fuente: BloombergNEF (2021b).

Nota: El gráfico ofrece una instantánea de las ayudas al hidrógeno existentes en determinados países a 5 de agosto de 2021. No recoge los mecanismos de apoyo que se han anunciado desde entonces o que están en proceso de debate, como la propuesta de crédito fiscal a la producción de hidrógeno en Estados Unidos (Congreso EE. UU., 2021).

Como consecuencia de estos planes y medidas de apoyo nacionales, las inversiones en hidrógeno limpio han despegado en los últimos años (gráfico 3.3). A noviembre de 2021, los proyectos de hidrógeno anunciados en todo el mundo para el horizonte de 2030 ascendían a 160 000 millones USD, destinándose la mitad de estas inversiones a la producción de hidrógeno verde utilizando la electrólisis y fuentes de energía renovables (Hydrogen Council, 2021).

Gráfico 3.3 Proyectos e inversiones relacionados con el hidrógeno limpio en noviembre de 2021



Fuente: Hydrogen Council (2021). Fuente del mapa: Natural Earth, 2021.

Nota: El gráfico solo describe los proyectos de gran escala, incluidos los que se pongan en funcionamiento después de 2030. No incluye más de 1 000 proyectos y propuestas de proyectos de pequeña escala. GW = gigavatio; H₂ = hidrógeno; ktpa = kilotonnes al año.

Aviso legal: Este mapa se ofrece únicamente a título ilustrativo. Las fronteras que figuran en él no implican ninguna clase de respaldo o aceptación por parte de IRENA.

La cartera de proyectos de electrólisis anunciados superó los 260 GW en octubre de 2021 y, si se ejecutan, traerían consigo otros 475 GW de capacidad eólica y solar fotovoltaica para 2030 (AIE, 2021d)¹⁵. Aunque esto supone un incremento radical con respecto a los 0.3 GW de capacidad electrolítica instalada en 2020, está lejos de los 160 GW que deberían instalarse por término medio *todos los años* hasta 2050 para cumplir el objetivo de 1.5 °C (IRENA, 2021a).

Con alrededor de la mitad de los proyectos a escala de megavatios que se han anunciado en todo el mundo, Europa está dando importantes pasos adelante, gracias en gran medida al fuerte impulso de las ambiciosas políticas de descarbonización, las estrategias nacionales y las ayudas públicas. Europa va seguida de Asia (el 23 % de los proyectos anunciados) y Norteamérica (13 %). Se estima que los mayores volúmenes de hidrógeno limpio se producirán en Europa y Oceanía, que en conjunto representan más de la mitad de la capacidad prevista en el horizonte de 2030, la mayor parte de la cual se basa en las renovables. También se han anunciado proyectos a escala de gigavatios centrados en las exportaciones de hidrógeno de África, América Latina, Oriente Medio y Oceanía (recuadro 3.2).

¹⁵ Algunos de los proyectos incluidos en el cómputo de 260 GW están apenas en la fase de concepto.

RECUADRO 3.2 PROYECTOS DE HIDRÓGENO EN ÁFRICA

El vasto potencial renovable de África, así como su experiencia con la generación anterior de electrolizadores de principios del siglo XX, ha captado la atención de inversores internacionales que han anunciado varios proyectos de hidrógeno verde.

EGIPTO y **ZIMBABWE** ya han instalado electrolizadores con una capacidad total superior a 100 megavatios (MW). En diciembre de 2021, Egipto anunció un nuevo proyecto de 100 MW para producir amoniaco verde.

En mayo de 2021, CWP Global, una empresa de desarrollo renovable, firmó un memorando de entendimiento con el Gobierno de **MAURITANIA** para desarrollar un proyecto de electrólisis de 16 gigavatios (GW), conjuntamente con 45 GW de renovables. Se prevé que el coste total del proyecto alcance los 40 000 millones USD (Energy Voice, 2021). Además, Mauritania otorgó a Chariot (una empresa de petróleo y gas con actividad en Brasil, Marruecos y Namibia) los derechos exclusivos de desarrollo de instalaciones eólicas terrestres y marítimas para la producción de hasta 10 GW de hidrógeno verde, un proyecto que podría impulsar la construcción del primer parque eólico marítimo de África (Recharge News, 2021c).

En la COP26, el Gobierno de **NAMIBIA** anunció que HYPHEN Hydrogen Energy había sido el licitante seleccionado para un proyecto de hidrógeno verde. La primera fase de este proyecto supondría la construcción de instalaciones de generación de electricidad renovable con una capacidad de 2 GW, así como de electrolizadores de producción de hidrógeno verde para su conversión en amoniaco. Las posteriores fases de expansión a finales de la década de 2020 elevarían el valor total de la inversión a 9 400 millones USD, que es casi el PIB actual del país. Una vez terminada, esta instalación integrada tendría una capacidad de generación renovable de 5 GW y una capacidad electrolítica de 3 GW. La capacidad excedente se conectaría a la red de Namibia y posiblemente al polo eléctrico regional. El proyecto utilizará agua desalada, parte de la cual se suministrará a las comunidades de la vecina Lüderitz (Engineering News, 2021).

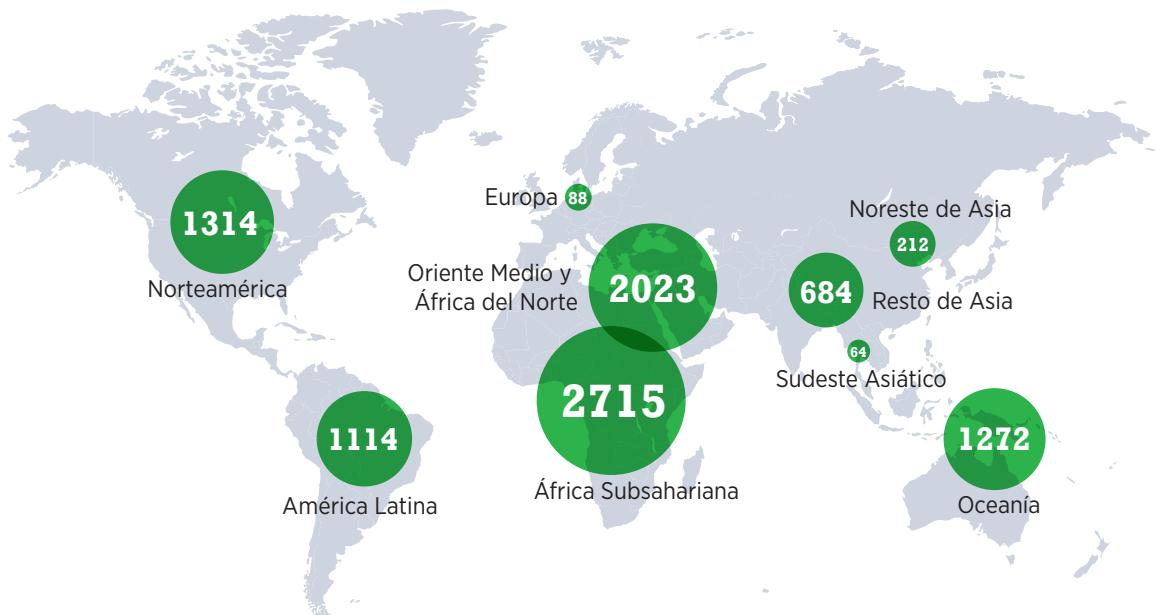


3.2 UNA NUEVA CLASE DE EXPORTADORES DE ENERGÍA

Los países y regiones con un elevado potencial renovable y un bajo coste normalizado de la electricidad pueden utilizar sus recursos para convertirse en grandes productores de hidrógeno verde. La capacidad de distintas regiones de producir grandes volúmenes de hidrógeno verde a bajo coste varía enormemente. África, América, Oriente Medio y Oceanía son las regiones con mayor potencial técnico; Europa, el Nordeste Asiático y el Sudeste Asiático cuentan con menos recursos para producir hidrógeno verde (gráfico 3.4). El potencial técnico renovable de los países no es el único factor que determina si pueden convertirse en grandes productores de hidrógeno verde. Entran en juego muchos otros factores, como las infraestructuras existentes y «factores intangibles» (por ejemplo, el apoyo de los poderes públicos, condiciones favorables para las empresas o estabilidad política) y la actual matriz e industria energética (por ejemplo, planes de implantación de renovables o demanda potencial de hidrógeno).



Gráfico 3.4 Potencial técnico de producción de hidrógeno verde por debajo de 1.5 USD/kg para 2050, en EJ



Fuente: IRENA (en preparación-a). Fuente del mapa: Natural Earth, 2021.

Nota: Se han establecido las siguientes hipótesis de coste del capital (CAPEX) para 2050: fotovoltaica: 225-455 USD/kW; eólica terrestre: 700-1 070 USD/kW; eólica marítima: 1 275-1 745 USD/kW. Coste medio ponderado del capital: valores de 2020 sin riesgos tecnológicos entre regiones. El cálculo del potencial técnico se ha basado en el suelo disponible teniendo en cuenta varias zonas de exclusión (zonas protegidas, bosques, humedales permanentes, tierras de cultivo, áreas urbanas, pendiente del 5 % en el caso de la solar fotovoltaica y del 20 % en el caso de la eólica terrestre, y densidad de población). La disponibilidad de agua no se ha considerado en el análisis. EJ = exajulio; kW = kilovatio.

Aviso legal: Este mapa se ofrece únicamente a título ilustrativo. Las fronteras y los nombres que figuran en él no implican ninguna clase de respaldo o aceptación por parte de IRENA.

Una manera de anticipar quiénes serán los futuros importadores y exportadores de hidrógeno verde es comparar su potencial de producción interior con su demanda esperada de hidrógeno para 2050, y el coste de importación¹⁶. Cabe señalar tres grupos de países. El primer grupo está formado por países con una producción de hidrógeno verde de bajo coste que podrían convertirse en exportadores. Pueden aprovechar sus mercados renovables para captar inversiones en la producción de hidrógeno verde. Australia, Chile, Marruecos y España se encuentran entre estos exportadores netos de hidrógeno. El segundo grupo está integrado por países que pueden ser autosuficientes en hidrógeno verde. Estos países tienen un potencial de producción suficiente para satisfacer sus propias necesidades sin recurrir a importaciones. Entre ellos están China y Estados Unidos. El tercer grupo está constituido por países que necesitarán importaciones para atender su demanda interior, como Japón, la República de Corea y algunas partes de Europa y América Latina.

Por supuesto, este panorama puede cambiar notablemente si se realizan inversiones a escala para desarrollar nuevos mercados de renovables e infraestructuras del hidrógeno en países que tengan un potencial abundante pero carezcan de acceso a tecnologías, conocimientos especializados y capacidades locales.

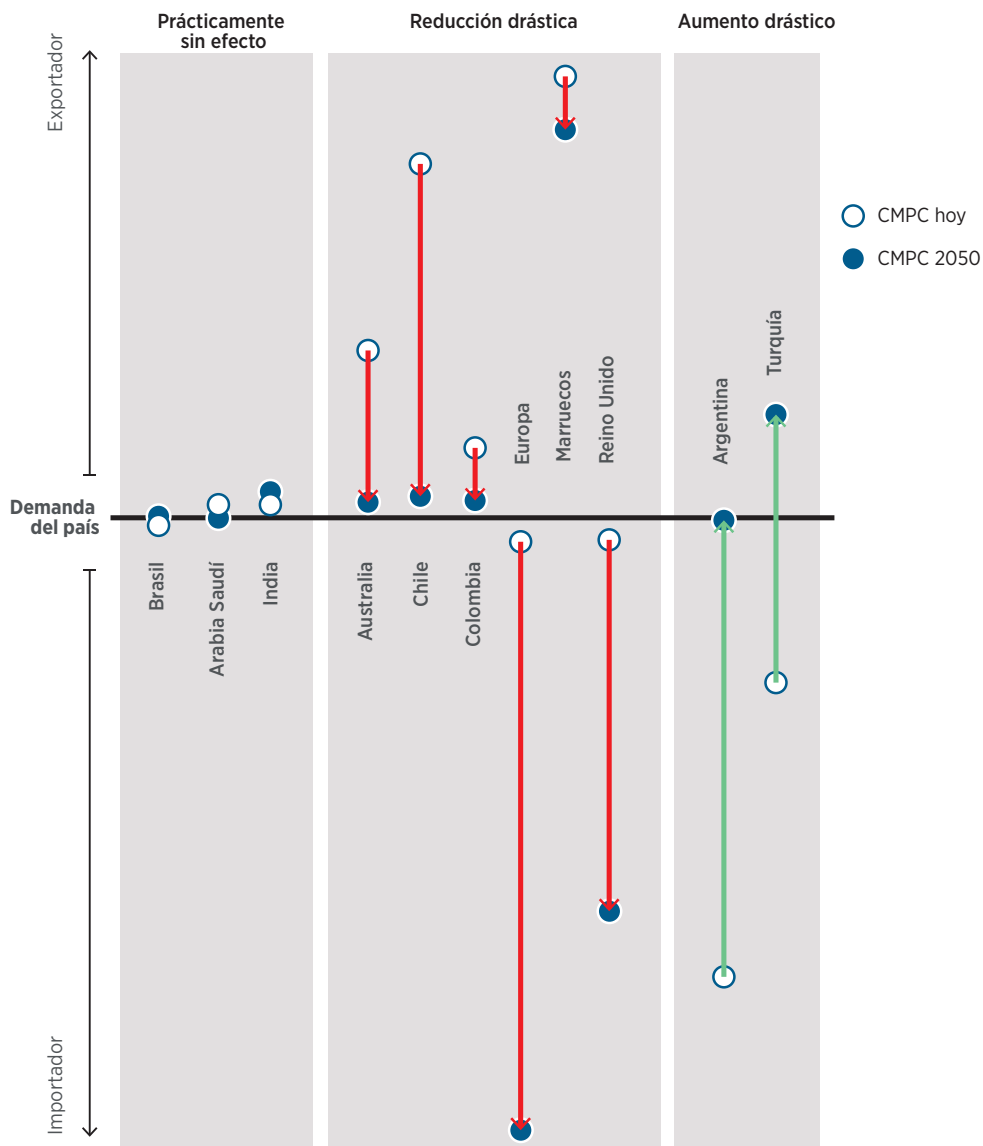
Una de las principales incógnitas es el coste del capital (coste medio ponderado del capital o CMPC), que actualmente presenta grandes diferencias según los países (recuadro 3.3).

¹⁶ Parámetros clave en este modelo son el potencial de producción interior y el precio del hidrógeno azul y verde, así como el coste de importación tanto del hidrógeno azul como del verde (que de por sí depende del coste de producción, conversión o reconversión, y expedición) (IRENA, en preparación-a).

RECUADRO 3.3 **LA IMPORTANCIA DE LAS HIPÓTESIS DE COSTE DEL CAPITAL** **PARA LAS PROYECCIONES COMERCIALES DEL HIDRÓGENO**

En un futuro dominado por las renovables, el coste de la energía estará dominado por el coste del capital. A menudo se considera prudente suponer que las diferencias de coste del capital que se observan en el mundo en la actualidad persistirán en 2050 (Egli, Steffen y Schmidt, 2019). Sin embargo, si se supone que estas diferencias puedan igualarse (Bogdanov, 2019), el panorama cambia por completo (gráfico 3.5). América Latina, Oriente Medio y Turquía pasarían de ser importadores a exportadores de hidrógeno verde, mientras que España iría en sentido contrario. El potencial exportador de países como Australia y Chile, que ya gozan de un bajo CMPC, se vería fuertemente disminuido, mientras que las necesidades de importación de la UE y Alemania aumentarían notablemente.

CMPC

Gráfico 3.5 Repercusión de las hipótesis de costes sobre la producción de hidrógeno de determinados países

Nota: El gráfico muestra los volúmenes de producción y demanda de hidrógeno verde por región o país en 2050, basados en unas hipótesis de CAPEX optimistas: fotovoltaica: 225-455 USD/kW; eólica terrestre: 700-1 070 USD/kW; eólica marítima: 1 275-1 745 USD/kW; electrólisis: 130 USD/kW. La producción de hidrógeno verde se basa en la valoración del suelo disponible para energía solar fotovoltaica y eólica. La demanda se corresponde con un escenario de 1.5 °C. Los volúmenes de producción y demanda utilizan una función logarítmica para poner los diferentes órdenes de magnitud en una escala similar. Esto hace que el eje sea adimensional: se puede interpretar como un índice en lugar de como flujos energéticos.

«CMPC 2050» presupone un mundo futuro donde el riesgo es igual en todas partes. «CMPC hoy» significa que todas las regiones tienen un CPMC diferente, como ocurre en la actualidad.

Los expertos creen que Australia, Chile, Marruecos, Arabia Saudí y Estados Unidos son los que están mejor situados para emerger como grandes productores de hidrógeno limpio en el horizonte de 2050 (véase el gráfico B.3 en el anexo). Algunos de estos países —en particular Australia, Arabia Saudí y Estados Unidos— son actualmente exportadores de energía y pueden mantener esa condición, si bien entrarán en un mercado mucho más competitivo, ya que el hidrógeno verde puede producirse casi en cualquier parte. Otros países, como Chile, Marruecos y Namibia, son actualmente importadores netos de energía¹⁷. Para ellos, la transformación del hidrógeno verde representa un vuelco radical de su fortuna, ya que su amplio potencial renovable abre nuevas posibilidades. Los países que logren convertirse en grandes exportadores de hidrógeno verde y combustibles derivados también ganarán importancia geoestratégica (recuadro 3.4).

¹⁷ Chile importa actualmente el 65 % de la energía que necesita, Marruecos el 91% y Namibia el 74 % (Banco Mundial, s.f.-a).

RECUADRO 3.4

¿DE IMPORTADOR A EXPORTADOR DE ENERGÍA?

ACTIVIDADES RELACIONADAS CON EL HIDRÓGENO EN DETERMINADOS PAÍSES IMPORTADORES DE COMBUSTIBLES FÓSILES CON POTENCIAL DE EXPORTACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

CHILE: Chile adoptó una estrategia sobre el hidrógeno verde en 2020. Su objetivo es alcanzar una capacidad electrolítica de 5 GW en 2025 y de 25 GW en 2030, producir el hidrógeno más barato del mundo para 2030 y ser uno de los tres principales exportadores de hidrógeno combustible para 2040 (Gobierno de Chile, 2020). Se calcula que el país podría exportar hidrógeno verde y derivados por valor de 30 000 millones USD para 2030 (Mander, 2020). El hidrógeno ha suscitado un interés creciente en América Latina, principalmente debido al elevado potencial de generación de renovables de esta región. Varios de los países que la integran han publicado o están preparando estrategias y hojas de ruta nacionales sobre el hidrógeno (gráfico 3.1).

MARRUECOS: Marruecos creó una Comisión Nacional del Hidrógeno en 2019 y publicó una hoja de ruta sobre el hidrógeno verde en enero de 2021. El hidrógeno es mencionado como un sector de crecimiento de la economía nacional. Para 2030, el país contempla un mercado del hidrógeno local de 4 teravatios/hora (Twh) y un mercado de exportación de 10 Twh que, sumados, requerirían la construcción de 6 GW de nueva capacidad renovable y favorecerían la creación de más de 15 000 empleos directos e indirectos (MEM, 2021).



3.3 EL CAMINO DE LA TRANSICIÓN PARA LOS PRODUCTORES DE COMBUSTIBLES FÓSILES

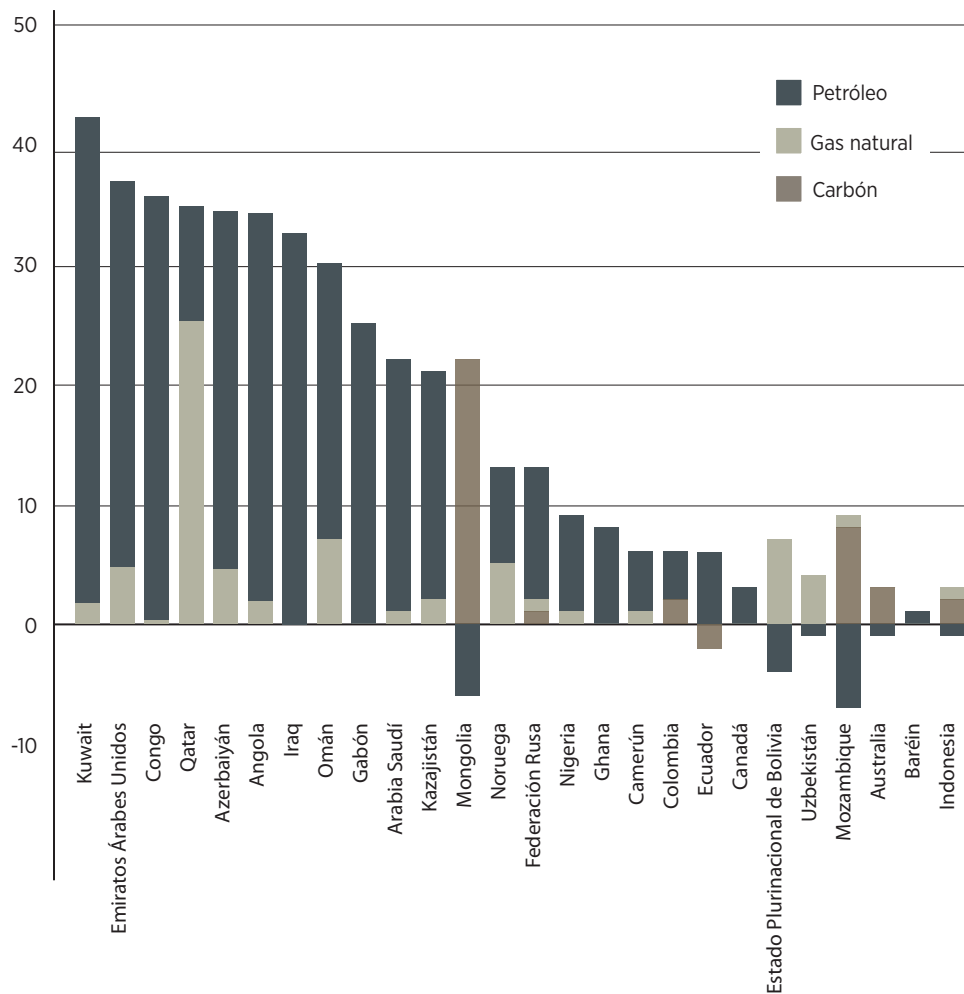
La transición energética afectará notablemente a los productores de combustibles fósiles: es muy probable que buena parte de las reservas de petróleo, gas y carbón nunca sean extraídas ni monetizadas. En 2020, durante la pandemia de COVID-19, hubo un evidente presagio de estos efectos cuando el descenso de los precios y el colapso de la demanda liquidaron una cuarta parte del valor de todas las reservas de petróleo y gas (AIE, 2020). Aunque puede que los productores de bajo coste incrementen su cuota de mercado a medida que se avance en la transición energética, incluso ellos registrarían grandes pérdidas de ingresos, ya que cabe esperar que todo el mercado se reduzca (AIE, 2021a). Varios productores de petróleo y gas han experimentado ya rebajas de su calificación soberana. Los veinte países con mayor ratio de exportaciones netas de combustibles fósiles/producto interior bruto (PIB) (gráfico 3.6) sufrieron una rebaja neta media de 1.6 peldaños en su calificación crediticia entre 2015 y 2020 (Fitchratings, 2021). A medida que se avance en la descarbonización, los países productores tendrán que reducir la dependencia de su economía respecto del petróleo y el gas.

NAMIBIA: Los ingentes recursos de energía solar y eólica del país han captado la atención de los inversores. El Gobierno considera que el hidrógeno verde y el amoníaco verde son oportunidades de exportación emergentes (Gobierno de Namibia, 2021). Ha creado un Consejo del Hidrógeno Verde nacional y designado un comisario especial. También estudia construir una fábrica de palas para turbinas eólicas, una fábrica de acero verde y una cadena de producción de fertilizantes de amoníaco (Weidlich, 2021). Estos proyectos propuestos son de muy grandes dimensiones en relación con la economía de Namibia, lo que apunta al potencial transformador del hidrógeno verde para la economía nacional (Geingob, 2021).



Gráfico 3.6 Riesgo de activos en desuso para los grandes exportadores netos de combustibles fósiles, 2019

Ingresos de exportación netos en porcentaje del PIB (%)



Fuente: UN Comtrade (2021) y Banco Mundial (s.f.-b)

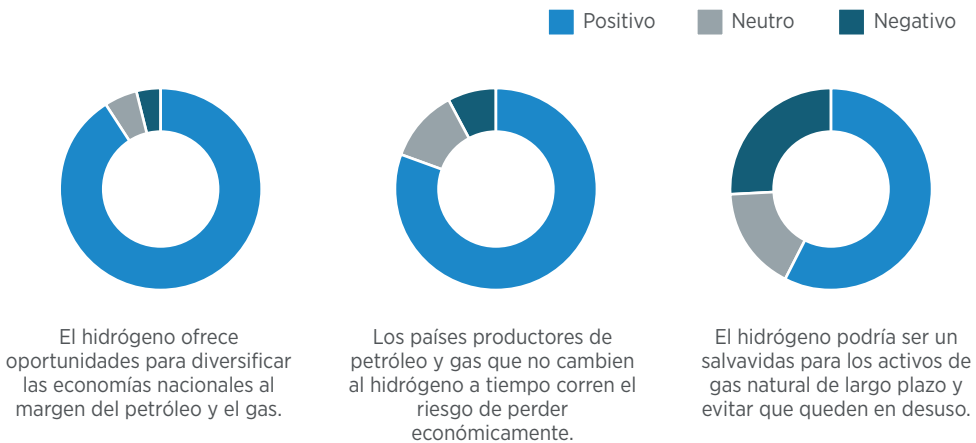
Nota: El precio del crudo Brent (la referencia internacional) alcanzó un promedio de 64 USD por barril en 2019. El promedio del periodo de 2010-2020 fue de 76.2 USD por barril (EIA, s.f.).

El hidrógeno limpio ofrece una vía de transición atractiva para que los países exportadores de petróleo y gas diversifiquen su economía a medida que los grandes mercados de exportación se enfocan a los combustibles y vectores energéticos hipocarbónicos y neutros en carbono (gráfico 3.7). Los países productores de petróleo y gas están bien situados para girar hacia el hidrógeno, ya que pueden aprovechar las infraestructuras de exportación de energía establecidas (puertos, tuberías e instalaciones de almacenamiento), una fuerza de trabajo cualificada que conoce la producción, conversión y manipulación de combustibles y gases energéticos, y las relaciones comerciales ya existentes en el ámbito de la energía.

En el periodo previo a la COP26, varios exportadores adoptaron el objetivo de cero emisiones netas, como Australia, Rusia, Arabia Saudí y Emiratos Árabes Unidos. El hidrógeno limpio es una vía esencial para alcanzar estos objetivos. Algunos países productores de combustibles fósiles ya han adoptado estrategias nacionales sobre el hidrógeno (por ejemplo, Australia, Canadá, Colombia, Noruega, Rusia y Reino Unido) o se están preparando para hacerlo.

Las estrategias de los exportadores de combustibles fósiles mencionan a menudo la oportunidad que ofrece el hidrógeno para desarrollar nuevas industrias de exportación (recuadro 3.5). Varios apoyan un planteamiento «tecnológicamente neutro» e incluyen expresamente la posibilidad del hidrógeno azul (es el caso de Australia, Canadá y Noruega, por ejemplo). Australia y Canadá proporcionan datos de los porcentajes de captura de carbono esperados o necesarios para que el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles se considere «limpio», que fijan como mínimo en el 90 % (Longden *et al.*, 2022).

Gráfico 3.7 Opiniones de expertos acerca de las estrategias sobre el hidrógeno y sus repercusiones para los productores de petróleo y gas



Fuente: Encuesta de IRENA para expertos (véase el recuadro 2.2).

RECUADRO 3.5**¿GIRO AL HIDRÓGENO? ESTRATEGIAS SOBRE EL HIDRÓGENO DE DETERMINADOS PAÍSES EXPORTADORES DE COMBUSTIBLES FÓSILES**

AUSTRALIA: Australia pretende convertirse en un «importante operador mundial» en la producción y el comercio de hidrógeno limpio para 2030; considera que el hidrógeno será su «próxima gran exportación». En este horizonte de 2030, el país quiere situarse entre los tres principales exportadores mundiales de hidrógeno a los mercados asiáticos (Gobierno de Australia, 2019). El Gobierno ha invertido más de 1 000 millones USD para estimular la industria nacional del hidrógeno, en particular a través del copatrocinio de siete centros de producción de hidrógeno (Gobierno de Australia, 2021). Hay nueve proyectos de hidrógeno verde a escala de gigavatios planificados o en desarrollo, aunque el Gobierno no descarta la producción de hidrógeno azul. Australia también ha forjado acuerdos con mercados de exportación prospectivos como Alemania, Japón y Singapur.

CANADÁ: La estrategia de Canadá establece nuevas oportunidades de exportación y señala que el país está bien situado para convertirse en «un importante exportador mundial de combustibles limpios» (Gobierno de Canadá, 2020). Para 2050, pretende ser uno de los tres principales productores mundiales de hidrógeno limpio. Aunque Canadá está abierta a muchas vías de producción, su estrategia menciona la necesidad de realizar en última instancia la transición a un porcentaje creciente de métodos de producción renovable o neutra en carbono y hace referencia expresa a la gran capacidad hidroeléctrica del país.

NORUEGA: Noruega es un importante exportador de gas que satisface una cuarta parte de las necesidades de Europa, principalmente a través de gasoductos. Equinor, una empresa energética noruega, estudia actualmente la posibilidad de suministrar gas natural a Alemania o Países Bajos, donde puede convertirse en hidrógeno azul. El hidrógeno iría después a una acería de Duisburgo (Alemania) y el dióxido de carbono se transportaría de vuelta para almacenarse bajo el lecho marino de la plataforma noruega del Mar del Norte (Equinor y OGE, 2019).

OMÁN: Omán prepara una estrategia nacional del hidrógeno con el fin de establecer una sociedad centrada en el hidrógeno para 2040. También planea convertirse en un exportador de hidrógeno verde o amoniaco verde a gran escala. Ya se han anunciado varios proyectos a escala de gigavatios, que aprovecharían los abundantes recursos solares y eólicos de la provincia de al Wusta y exportarían a través del puerto de Duqm, en el Mar de Arabia. El mayor de estos proyectos contará con un suministro eléctrico de 25 GW de energía solar y eólica (Argus, 2021).

RUSIA: Rusia pretende convertirse en uno de los mayores exportadores mundiales de hidrógeno limpio, principalmente de la variante azul. En palabras del Primer Ministro Mikhail Mishustin, «la energía del hidrógeno reducirá el riesgo de perder mercados energéticos» (Gobierno de Rusia, 2021). Para 2030, Rusia planea hacerse con un 20 % del mercado mundial del hidrógeno, una cuota mayor de la que posee actualmente en el mercado del gas natural (RIA Novosti, 2021). Para mediados de siglo, Rusia prevé exportar hasta 50 millones de toneladas de hidrógeno, con lo que sumaría entre 23 000 y 100 000 millones USD adicionales a su presupuesto anual (Patonia, 2021).



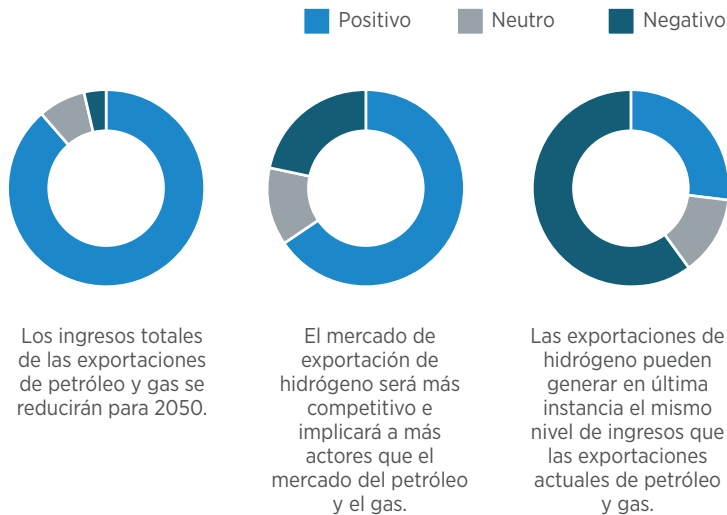
ARABIA SAUDÍ: En julio de 2020, se anunció el proyecto Helios, una fábrica de hidrógeno verde y amoníaco verde de 5 000 millones USD cuyo suministro eléctrico se obtiene por entero de energía solar y eólica. Está previsto que esta fábrica entre en funcionamiento en 2025 en la proyectada megaciudad de Neom, en las costas del Mar Rojo, cerca de la frontera de Arabia Saudí con Egipto y Jordania (HELIOS, s.f.). La petrolera nacional Saudi Aramco adquirió el 70 % de las acciones de la Saudi Basic Industries Corporation, el tercer exportador mundial de amoníaco (Aramco, 2020a). Saudi Aramco efectuó su primer envío de amoníaco azul a Japón en septiembre de 2020, destinado a la generación de electricidad (Aramco, 2020b). El Ministro de Energía saudí, Príncipe Abdulaziz bin Salman, declaró en una conferencia de prensa a finales de 2020 que su país «no dejaría que le disputasen su posición como mayor exportador de hidrógeno del planeta» (Ratcliffe, El Wardany y Martin, 2020).

EMIRATOS ÁRABES UNIDOS (EAU): La hoja de ruta del hidrógeno de EAU, publicada en noviembre de 2021, pretende establecer al país como líder en las exportaciones de hidrógeno azul y verde. Aspira a hacerse con el 25 % del mercado mundial de hidrógeno hipocarbónico para 2030. Hay ya más de siete proyectos en marcha a través de las principales partes interesadas, como la Abu Dhabi Hydrogen Alliance, integrada por la Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), la sociedad de inversión Mudabala del Emirato de Abu Dabi y la sociedad pública de cartera ADQ. ADNOC ha formalizado alianzas con países como Japón (ADNOC, 2021a), Malasia (ADNOC, 2021b) y la República de Corea (ADNOC, 2021c) a fin de explorar opciones para el comercio de hidrógeno, y ya ha vendido cuatro cargamentos de demostración de amoníaco azul (Emirates News Agency, 2021).



La vía de producción de hidrógeno azul puede ser atractiva para los países con reservas de gas barato. Varios exportadores de petróleo y gas —como Australia y algunos de los países soleados y ventosos de África del Norte y el Golfo Pérsico— también podrían ser productores competitivos de hidrógeno verde. Cabe esperar que los ingresos totales generados por las exportaciones de petróleo y gas se reduzcan notablemente para 2050. Aunque el comercio transfronterizo de hidrógeno podría crecer de manera significativa, los expertos dudan de que el hidrógeno genere tantos ingresos como se obtienen del petróleo y el gas en la actualidad (gráfico 3.8). Por tanto, el hidrógeno no puede considerarse una nueva versión del petróleo neutra en carbono. A diferencia del petróleo y el gas, el hidrógeno es un negocio de conversión, no de extracción, lo que puede limitar las posibilidades de generar renta económica (UCL, s.f.). El negocio del hidrógeno será más competitivo e implicará a más actores que el petróleo y el gas. A medida que se reduzcan los costes del hidrógeno verde, entrarán nuevos y diversos participantes en los mercados del hidrógeno.

Gráfico 3.8 Opiniones de expertos acerca de los futuros ingresos y estructura del mercado del hidrógeno



Fuente: Encuesta de IRENA para expertos (véase el recuadro 2.2).

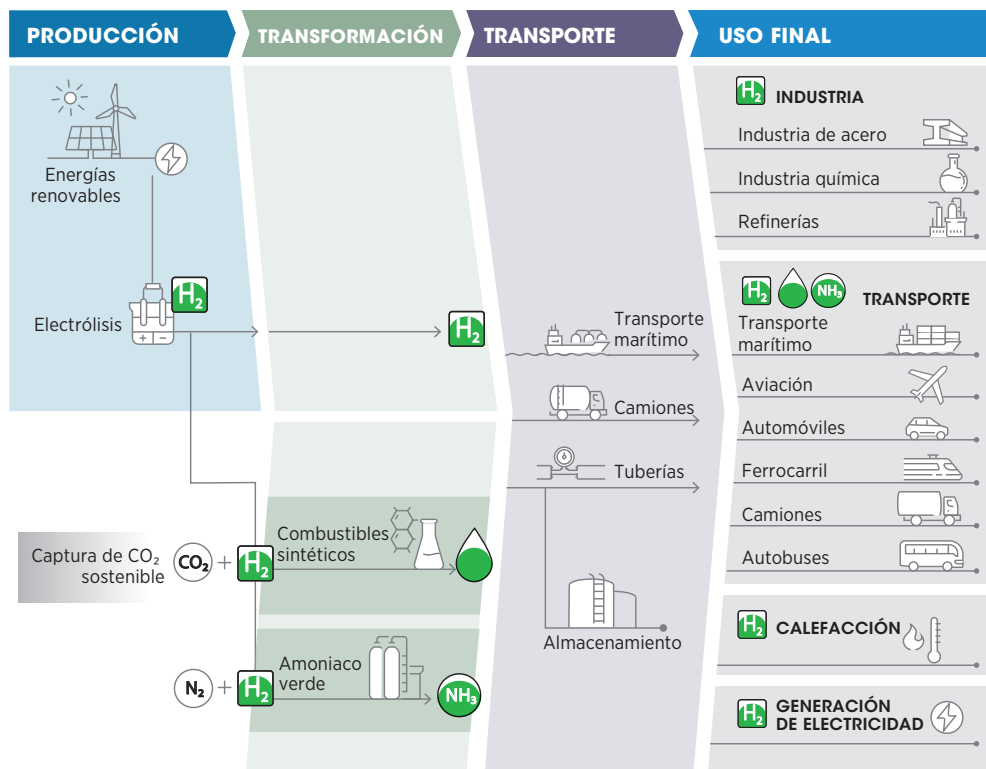


3.4 AUGE DE NUEVOS LÍDERES TECNOLÓGICOS

Durante los últimos años, las soluciones neutras en carbono han crecido más rápidamente de lo esperado, dando lugar a nuevas fuentes de creación y destrucción de riqueza (Systemiq, 2020). Participar en las cadenas de valor de las tecnologías energéticas seguras para el clima, como el hidrógeno limpio, puede reforzar la competitividad económica, la seguridad nacional y la independencia energética de un país.

En torno a muchos aspectos de la cadena de valor del hidrógeno se podría desarrollar un liderazgo tecnológico. Entre los países que aspiran a exportar hidrógeno o sus derivados, hay grandes variaciones en cuanto a la propiedad de la tecnología, que pueden afectar a su capacidad para influir en las normas y los marcos de operación. Australia, Canadá y Arabia Saudí, por ejemplo, desarrollaron cientos de invenciones entre 2010 y 2020 (herramienta web IRENA INSPIRE, 2021). Colombia, Egipto, Marruecos, Omán y Emiratos Árabes Unidos tuvieron mucha menos actividad (cada uno de estos países registró tres o menos patentes relacionadas con el hidrógeno en este periodo). En cada uno de los segmentos de la cadena de valor, los países podrían ejercer liderazgos de multitud de maneras (véase el gráfico B.8 en el anexo). Esta sección se centra en la innovación y la fabricación.

Gráfico 3.9 Oportunidades de liderazgo tecnológico en las cadenas de valor del hidrógeno verde



Fuente: IRENA (2020b).

Nota: CO_2 = dióxido de carbono; N_2 = dinitrógeno.

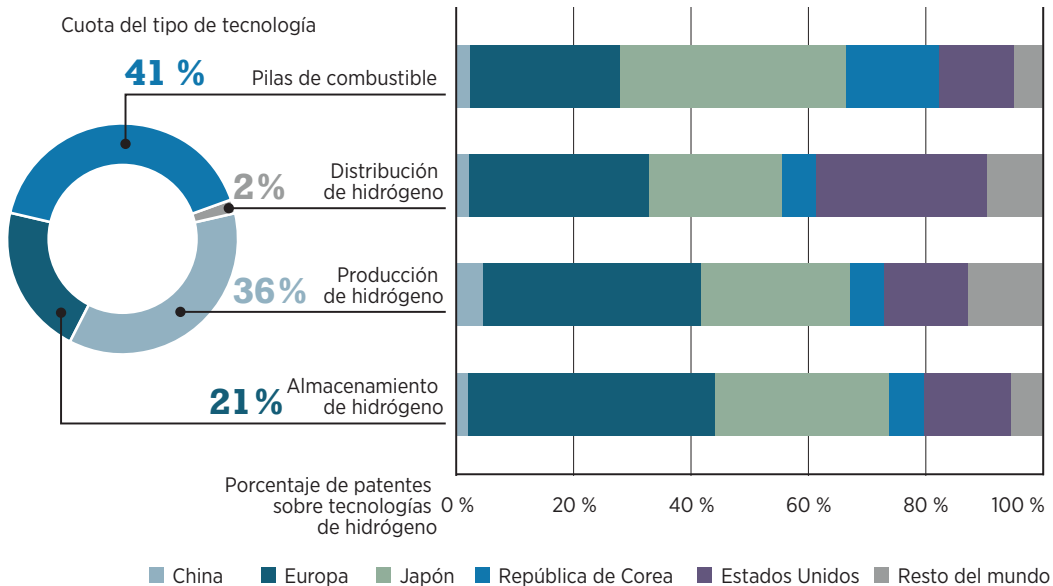
Líderes de innovación

El panorama tecnológico y empresarial del hidrógeno todavía está en proceso de cambio; la renovada atención política ha disparado la innovación a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno. Para valorar qué posición ocupan los países en la carrera por la innovación del hidrógeno limpio, es útil considerar dos métricas: el gasto en investigación y desarrollo (I+D) y las patentes.

Los países de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) han representado históricamente la mayor parte del gasto mundial de I+D en hidrógeno, aunque China se acerca rápidamente, como demuestra el hecho de que el Gobierno sextuplicó el gasto de I+D en hidrógeno en 2019 (AIE, 2021c). La financiación pública del hidrógeno se ha repartido relativamente por igual entre las pilas de combustible y otras aplicaciones (AIE, 2021c). Si se mantiene el reciente crecimiento del gasto de I+D en hidrógeno, las ayudas públicas podrían regresar a niveles que no se han visto desde finales de la década de 2000.

Los países de la OCDE poseen la inmensa mayoría de las patentes registradas en el campo del hidrógeno. Japón domina la investigación en pilas de combustible, con casi el 40 % de las patentes; Europa lidera en producción de hidrógeno (electrolizadores primarios) y tecnologías de almacenamiento de hidrógeno (gráfico 3.10). Las pilas de combustible representan el 41 % de las patentes relacionadas con el hidrógeno, pero el mayor crecimiento en los últimos años se ha registrado en otros terrenos, como la producción y el almacenamiento. Los beneficios, como el valor añadido interior, dependerán de dónde se concentre la propiedad intelectual e industrial.

Gráfico 3.10 Distribución geográfica de las familias de patentes relacionadas con el hidrógeno, 2010-2020



Fuente: Herramienta web IRENA INSPIRE.

Nota: Los datos de patentes de 2020 no están completos, por razones de confidencialidad en la primera fase del proceso de registro de las patentes. El análisis se centra en los cinco principales operadores y sus oficinas de patentes. Las solicitudes de patentes presentadas en la Organización Mundial de la Propiedad Intelectual se asignan a la oficina receptora correspondiente. Se asignan a partes iguales a los solicitantes y las oficinas de patentes en la familia de patentes. La tecnología de hidrógeno se define en función de los códigos de subcategorías de la Clasificación Cooperativa de Patentes que se refieren al desarrollo de tecnologías facilitadoras de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con la generación, la transmisión o la distribución de energía, en la medida en que se mencione expresamente el hidrógeno (Y02E60/34 Distribución, Y02E60/50 Pilas de combustible, Y02E60/36 Producción y Y02E60/32 Almacenamiento).

El análisis de las regiones donde las invenciones relacionadas con el hidrógeno están protegidas puede dar una indicación de en qué lugares se plantean los líderes tecnológicos realizar la comercialización (gráfico 3.11). En 2010-2020, Europa y Estados Unidos fueron los dos espacios geográficos donde las invenciones contaban con un alto grado de protección. La mayoría (el 60 %) de las invenciones europeas están protegidas en el mercado europeo y el resto en otras zonas, en particular en Estados Unidos, donde las invenciones europeas representan el 20 % de las patentes. Aunque Japón ha desarrollado el mayor número de invenciones (el 36 % del total), muy pocas están protegidas en Japón desde el extranjero, lo que indica una alta capacidad tecnológica, pero menos oportunidades de mercado. El creciente número de alianzas tecnológicas internacionales podría hacer que Japón emergiese como líder tecnológico, incluso siendo un importador neto de hidrógeno.

China se sitúa en el extremo opuesto del espectro: más del 90 % de las invenciones protegidas por la Administración Nacional de Propiedad Intelectual de China proceden del extranjero. En la última década, China ha sido un mercado atractivo como centro de fabricación, una tendencia que podría continuar.

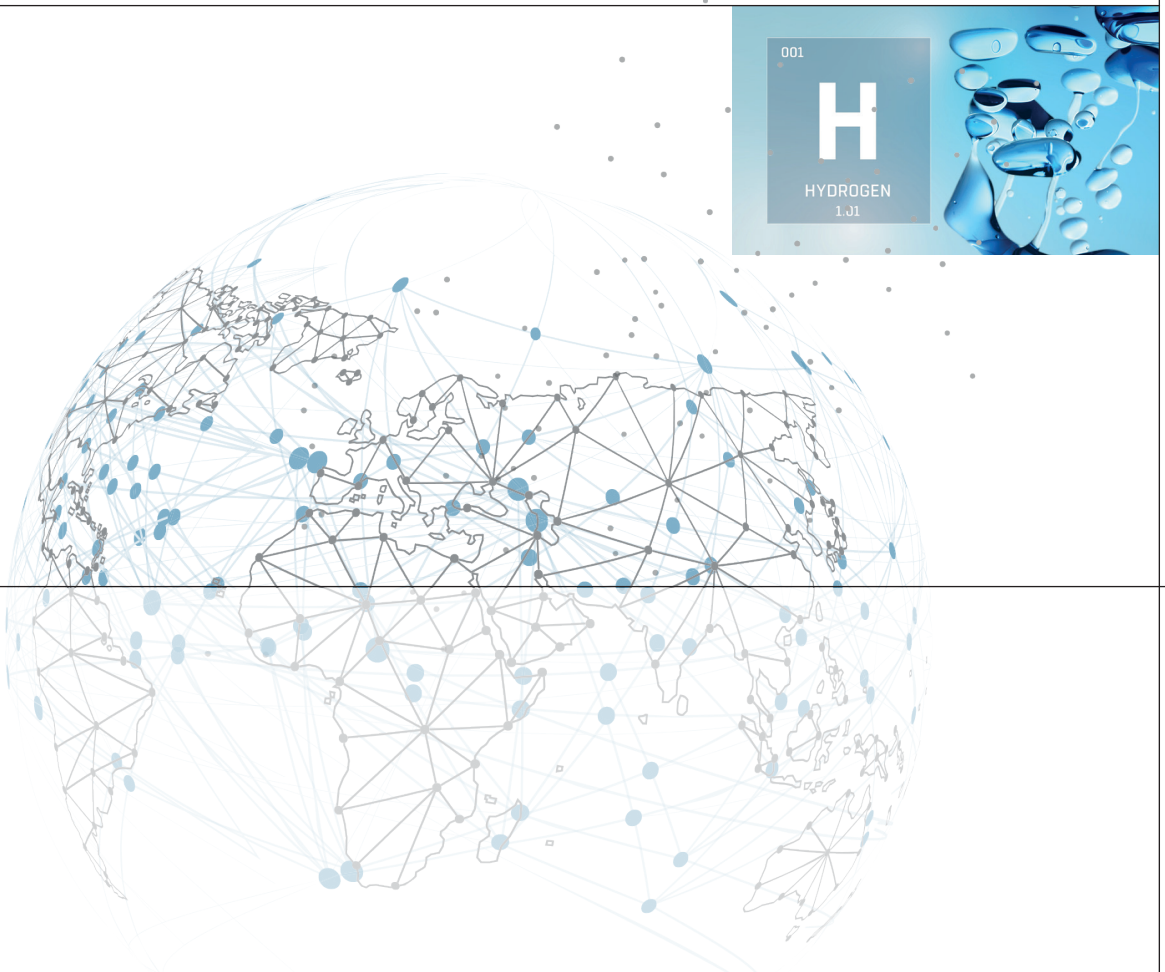
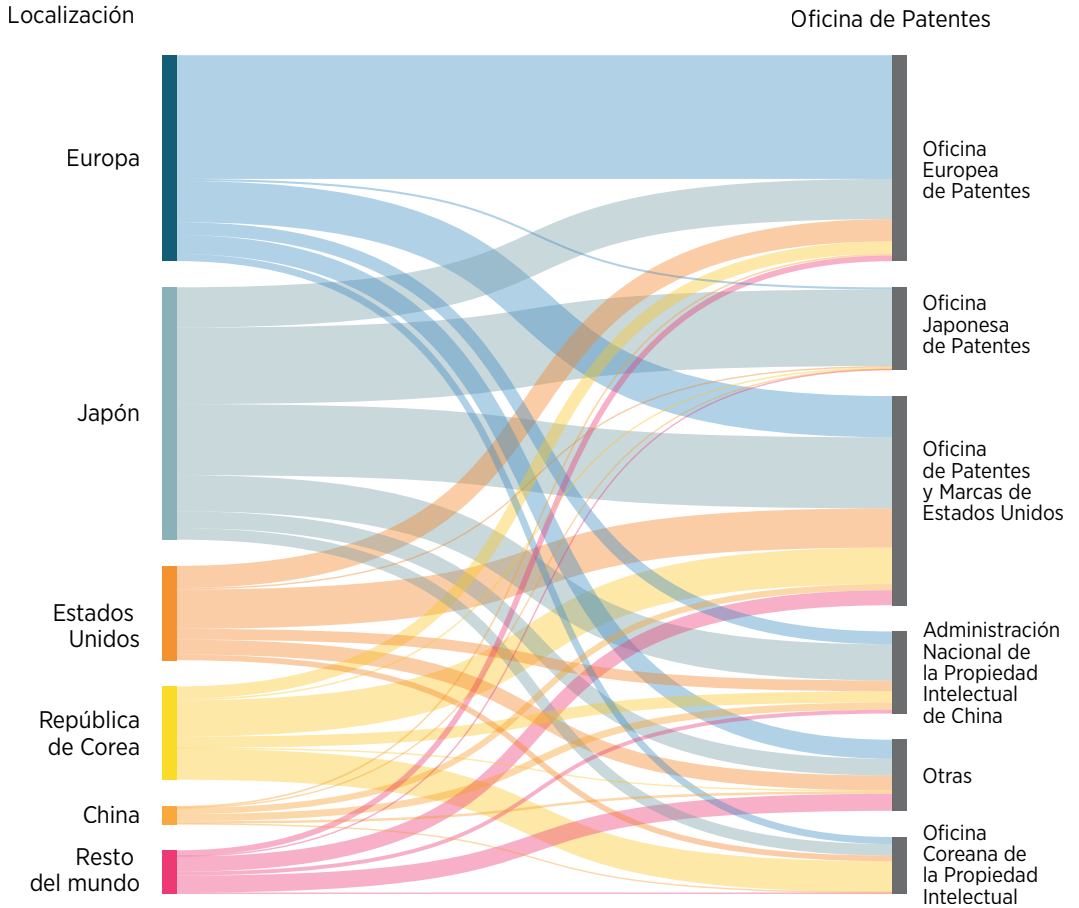


Gráfico 3.11 Flujo de invenciones en la tecnología del hidrógeno, 2010-2020

Fuente: [Herramienta web IRENA INSPIRE](#).

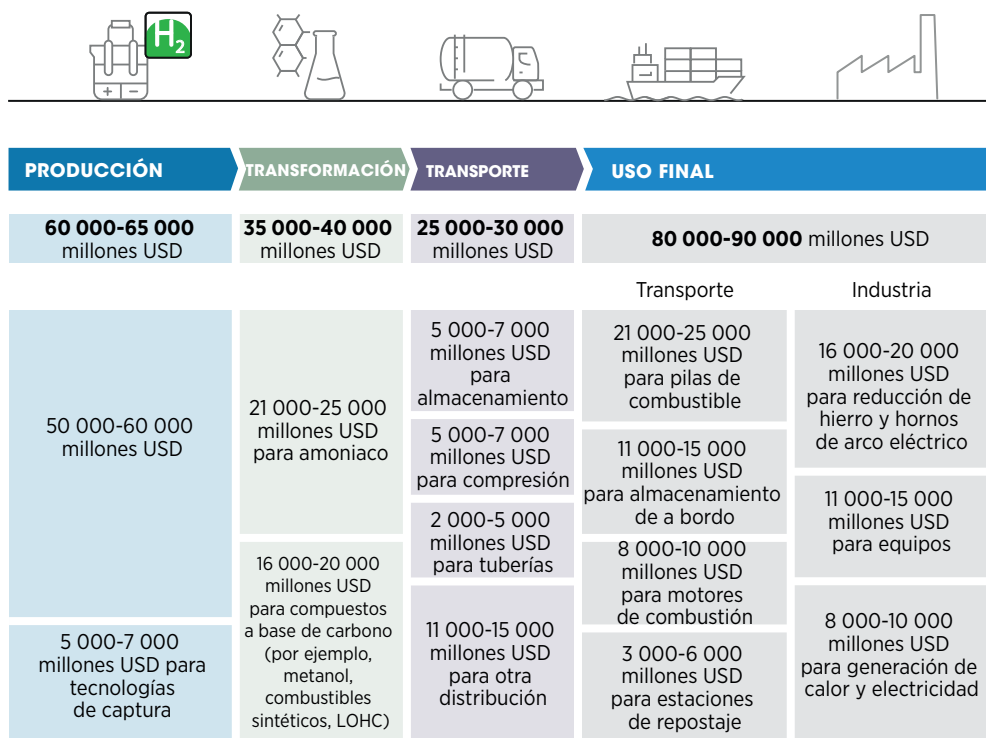
Nota: Flujo de invenciones del país que desarrolla tecnologías relacionadas con el hidrógeno (a la izquierda) hacia el mercado donde estas gozan de protección (a la derecha).

Más información en: https://public.tableau.com/app/profile/irena.resource/viz/IRENA_INSPIRE_Hydrogen_Patents/HydrogenTech

Fabricación de equipos

El incipiente mercado de los equipos relacionados con el hidrógeno es muy complejo y fragmentado. Un análisis completo de todas las tecnologías implicadas está fuera del ámbito del presente informe. Esta sección se centra en los dos equipos esenciales en la cadena de valor del hidrógeno: los electrolizadores y las pilas de combustible. Estos aparatos ofrecen las mayores oportunidades para que los países y las empresas generen valor en los próximos años y décadas y se establezcan como líderes de la industria. Las estimaciones apuntan a un mercado potencial de 50 000 a 60 000 millones USD para los electrolizadores y una oportunidad de 21 000 a 25 000 millones USD para las pilas de combustible a mediados de siglo (gráfico 3.12). Estas tecnologías están más maduras que las tecnologías de otras partes de la cadena de valor. Ningún otro aspecto de la cadena de valor se consideraba tan estratégico como los electrolizadores en la encuesta de IRENA dirigida a expertos, mientras que las pilas de combustible se tenían por esenciales para el liderazgo tecnológico (véase el anexo).

Gráfico 3.12 Potencial estimado del mercado para equipos y componentes del hidrógeno, 2050



Fuente: Ludwig *et al.* (2021).








Nota: LOHC = Líquido orgánico portador de hidrógeno.

Electrolizadores

Los electrolizadores se utilizan desde hace décadas. Durante el siglo XX se construyeron varios electrolizadores de agua alcalina con una capacidad superior a 100 megavatios (MW) (tabla 3.1), a menudo cerca de centrales hidroeléctricas que podían suministrar electricidad barata. El hidrógeno renovable se utilizaba principalmente para producir fertilizantes. De hecho, hasta la década de 1960, la mayor parte del fertilizante que se vendía en Europa provenía de la electrólisis basada en energía hidroeléctrica y de la producción de amoníaco en las localidades noruegas de Rjukan y Vemork (Philibert, 2017). Por tanto, la electrólisis era crucial para la producción de alimentos¹⁸.

¹⁸ En vísperas de la Segunda Guerra Mundial, la electrólisis también había de adquirir gran importancia militar. La planta de Rjukan fue la primera en producir agua pesada (deuterio) en cantidades industriales en la década de 1930, como subproducto de la electrólisis del agua. Dado que el deuterio podía utilizarse en el desarrollo de armas nucleares, esta planta se convirtió en un punto estratégico crítico durante la Segunda Guerra Mundial.

Tabla 3.1 Ejemplos históricos de plantas de producción de hidrógeno de gran escala

Localización de la planta (país, ciudad)	Capacidad (MW)	Año de puesta en funcionamiento
 Noruega (Rjukan)	165	1929
 Canadá (Trail)	90	1939
 Noruega (Glomfjord)	160	1953
 India (Nangal)	125	1958
 Perú (Cuzco)	25	1958
 Egipto (Asuán)	160	1960
 Zimbabwe (Que Que)	95	1974

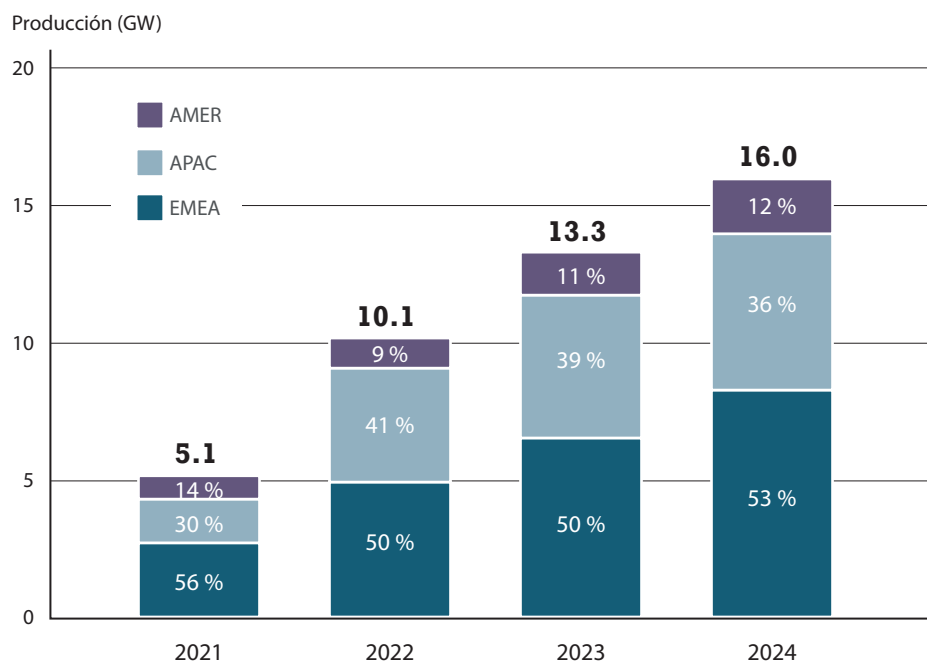
Fuente: Smolinka, Günther y Garche (2011); Godula-Jopek (2015).

Nota: Todas estas plantas salvo la de Perú han sido cerradas o se han destinado a combustibles fósiles.

Pese a los más de cien años de experiencia en sistemas de electrólisis de agua y miles de plantas instaladas en todo el mundo, este sector fue descrito en 2014 como pequeño y fragmentado (FCH JU, 2014). Aunque la tecnología está madura, la producción de hidrógeno electrolítico no podía competir con los combustibles fósiles (Godula-Jopek, 2015).

La oportunidad que se brinda ante el descenso de los costes de la electricidad renovable y la necesidad de reducir las emisiones mundiales netas a cero dan pie ahora al renacimiento de la industria de los electrolizadores. En 2018, la capacidad mundial anual de fabricación de electrolizadores era de unos 135 MW (IRENA, 2020a). Se estima que se elevará a 16 GW para 2024 (gráfico 3.13). Se han anunciado varias gigafactorías (fábricas con capacidad de producción de gigavatios) para la producción a gran escala de electrolizadores, por ejemplo en Australia, Francia, India, Italia, Noruega, España y Reino Unido (IRENA, 2021b; Bullard, 2021; Brisbane Times, 2021; La Repubblica, 2021). Cabe esperar que los proyectos de esta magnitud reduzcan drásticamente el coste del hidrógeno electrolítico gracias a las economías de escala obtenidas de la fabricación masiva y a las cadenas de producción totalmente automatizadas.

Gráfico 3.13 Capacidad mundial estimada de fabricación de electrolizadores en 2021-2024, basada en los planes de inversión



Fuente: BloombergNEF (2021b).

Nota: AMER = América; APAC = Asia-Pacífico; EMEA = Europa, Oriente Medio y África.

Europa ha tenido tradicionalmente una posición fuerte en la industria de fabricación de electrolizadores. Aun hoy, aproximadamente la mitad de los fabricantes de electrolizadores están radicados en Europa y sus proveedores de componentes son principalmente europeos (Fraunhofer ISE, 2020). Se estima que Europa, Oriente Medio y África (EMEA) representarán la mitad de la capacidad de fabricación de electrolizadores en los próximos años, según los planes de inversión anunciados (véase el gráfico 3.13)¹⁹. La estrategia europea en materia de hidrógeno está orientada expresamente a mantener las fortalezas competitivas de la región en la fabricación de electrolizadores²⁰. En Europa existe un firme deseo de evitar que su incipiente industria del hidrógeno siga el mismo camino que la industria solar fotovoltaica del continente, una industria en la que Europa, y especialmente Alemania, ocupó una vez una posición muy potente pero que se vino abajo ante la llegada de módulos solares chinos más baratos (Amelang, 2020).

Aunque Europa posee la mayor capacidad de fabricación, China es líder en entregas de electrolizadores (BloombergNEF, 2021b). Los electrolizadores chinos son también inmensamente más baratos que los europeos. Según consta, los fabricantes chinos pueden producir electrolizadores alcalinos estándar a un precio de 300 USD/kilovatio: un 75 % más baratos que las máquinas del mismo tipo de fabricación occidental (BloombergNEF, 2021b). Varias empresas, sobre todo occidentales, están invirtiendo en tecnologías más innovadoras, como la membrana de intercambio de protones, los electrolizadores de óxido sólido y los electrolizadores alcalinos de alta presión. Aunque más caras, estas tecnologías tienen ventajas. Los electrolizadores de membrana de intercambio de protones, por ejemplo, son más compactos y adecuados para operar con la producción de electricidad renovable variable que el tipo alcalino estándar²¹.

Empresas de China, Europa y Japón han tomado una importante delantera en la producción y venta de electrolizadores, pero el mercado es todavía incipiente y relativamente pequeño. Con la ampliación de las plantas de producción de hidrógeno de la escala de megavatios a la de gigavatios para satisfacer el auge previsto de la demanda de hidrógeno limpio, las cuotas de mercado podrían cambiar rápidamente. También es posible que la innovación y las tecnologías emergentes reconfiguren el mercado de los electrolizadores y el panorama de la fabricación actual.



19 Europa posee la mayor capacidad de fabricación de esta categoría con diferencia. Otra estimación apunta que la capacidad europea de fabricación de electrolizadores aumentará hasta unos 18 GW en 2025 (Gas for Climate, 2021b).

20 La estrategia sobre el hidrógeno de la Unión Europea señala que la preferencia de Europa por el hidrógeno renovable «se basa en la fuerza industrial europea en la producción de electrolizadores» y que «Europa es altamente competitiva en la fabricación de tecnologías de hidrógeno limpio y está bien situada para beneficiarse del desarrollo mundial del hidrógeno limpio como vector energético» (Comisión Europea, 2020a).

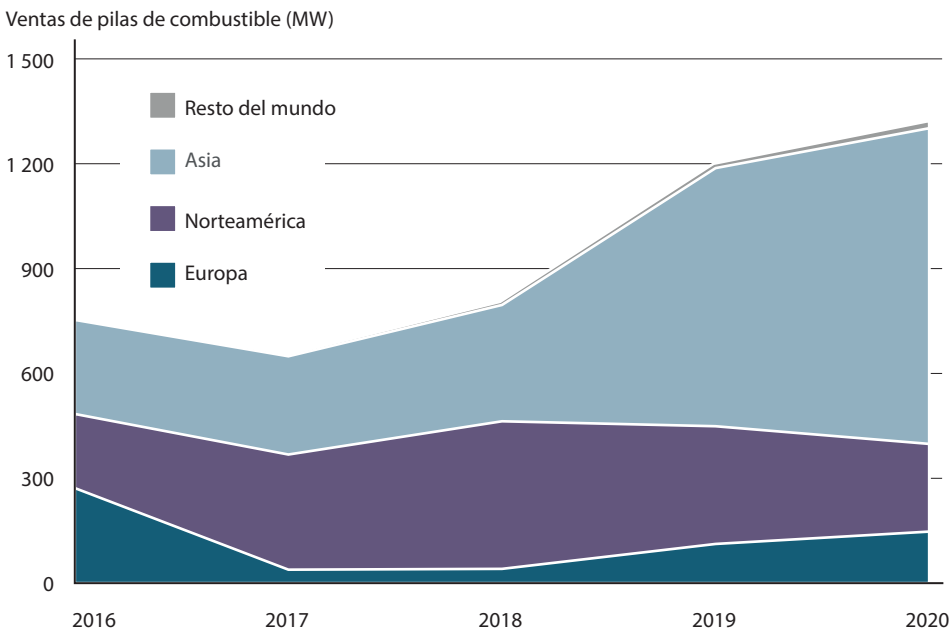
21 Es probable que estas diferencias sean triviales en grandes proyectos o que puedan superarse con soluciones técnicas y baterías (Wang, 2021).

Pilas de combustible

Las pilas de combustible son dispositivos que convierten el hidrógeno en electricidad mediante un proceso electroquímico. En esencia, se trata de electrolizadores que funcionan a la inversa: en lugar de utilizar agua y electricidad para producir hidrógeno, utilizan hidrógeno y aire para producir electricidad y agua²². Las pilas de combustible pueden implementarse en aplicaciones estacionarias (por ejemplo, en centrales eléctricas de gran escala) o también en aplicaciones de transporte, como coches, camiones, autobuses, carretillas elevadoras, transbordadores y barcos y aviones eléctricos.

Históricamente, la mayor parte de las ayudas públicas al hidrógeno se han destinado a vehículos eléctricos con pilas de combustible (VEPC) y a estaciones de repostaje de hidrógeno (IRENA, 2020b). El coste de las pilas de combustible de automoción se redujo alrededor de un 70 % entre 2008 y 2020 (Kleen y Padgett, 2021) y cabe esperar reducciones adicionales si se amplía la producción. Sin embargo, los envíos mundiales de pilas de combustible han crecido a un ritmo relativamente modesto. En 2020, las ventas mundiales de pilas de combustible ascendieron a 1.3 GW. La mayor parte de esta capacidad se instaló en coches, autobuses y camiones en Asia (gráfico 3.14); en 2020 se vendieron unos 8 000 VEPC (E4Tech, 2021). Aunque es la mayor cifra jamás registrada, palidece en comparación con los tres millones de coches eléctricos que se vendieron en todo el mundo ese mismo año (AIE, 2021e).

Gráfico 3.14 Ventas de pilas de combustible, por región de adopción, 2016-2020

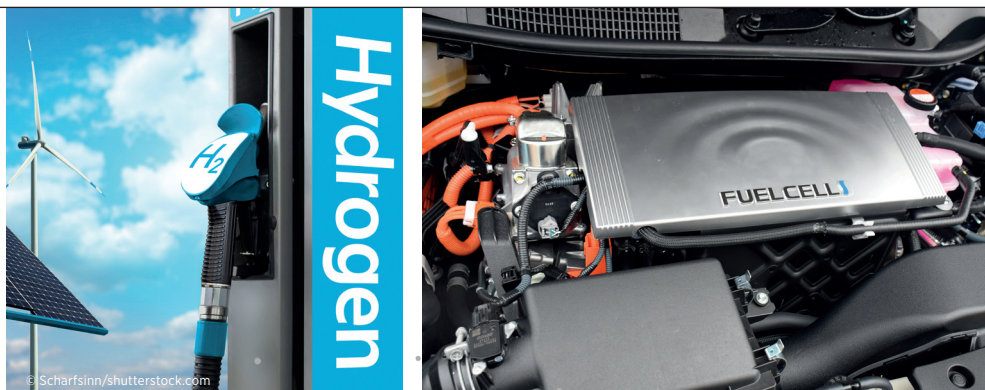


Fuente: E4Tech (2021).

²² Un tipo de electrolizador, la celda de electrolisis de óxido sólido, es básicamente la correspondiente pila de combustible de óxido sólido funcionando a la inversa.

Aun así, varios países siguen dando pasos adelante con las pilas de combustible en muchos sectores de uso final. China pretende tener 1 millón de VEPC en funcionamiento para 2030; Japón ha instalado 400 000 sistemas de pilas de combustible residenciales, con el objetivo de alcanzar los 5.3 millones en 2030; la República de Corea ha fijado el horizonte de 2040 para fabricar pilas de combustible destinadas a la generación de electricidad con una capacidad total de 15 GW (de estos, 7 GW se destinarán a exportación); en Europa, una coalición de empresas se ha comprometido a desplegar hasta 100 000 camiones pesados con pilas de combustible a base de hidrógeno para 2030. California se ha marcado el objetivo oficial de construir 200 estaciones de repostaje de hidrógeno para 2025 (CARB, 2019) y sus documentos de perspectiva contemplan que haya hasta 1 000 estaciones de este tipo atendiendo a 1 millón de VEPC para 2030 (CACFP, 2018).

En comparación con los electrolizadores, las pilas de combustible todavía tienen que encontrar su sitio definitivo en la transición energética. La innovación en pilas de combustible podría hacer girar los mercados y la atención en los próximos años. En cualquier caso, es probable que el mercado vaya a ser en general de menor escala que el de los electrolizadores.



© Tiamino/istockphoto.com



H₂



© Nguyen Quang Ngoc Tonkin/shutterstock.com



3.5 EL DESARROLLO INDUSTRIAL EN LOS PAÍSES RICOS EN RENOVABLES

Durante siglos, el acceso a la energía ha sido uno de los principales factores que han decidido la ubicación de la actividad industrial. Desde la China de la dinastía Song en el siglo XII hasta la Inglaterra de la Revolución Industrial y el Alto Medio Oeste de Estados Unidos en el siglo XX, las industrias siderúrgicas aparecieron en lugares con acceso a menas de hierro y carbón (Lovins, 2021b). El carbón es voluminoso, pesado y caro de transportar. Por tanto, era más eficiente producir el acero en lugares con yacimientos de carbón y transportar después el producto que transportar el carbón al centro de producción siderúrgica (McWilliams y Zachmann, 2021).

Las zonas ricas en carbón a menudo atraían industria en general. En la década de 1770, Adam Smith observó en su obra «La riqueza de las naciones» que «[...] en toda Gran Bretaña, los fabricantes se han establecido principalmente en las zonas carboníferas» (Smith, 1776). Un historiador de la economía observó que «es bien conocido que el mapa de la Revolución Industrial británica es simplemente el mapa de los yacimientos carboníferos» (Pollard, 1981). Solo el enorme descenso de los costes del tráfico de mercancías que se registró a partir del siglo XIX permitió a los emplazamientos industriales evitar la dependencia de la proximidad a los recursos naturales, un fenómeno descrito como «la muerte de la distancia» (Glaeser y Kohlhase, 2004).

La transición energética mundial cambiará las fuentes de obtención, conversión y distribución de energía. En un futuro neutro en carbono, el acceso a la energía vendrá determinado en gran medida por las fuentes renovables de electricidad y los combustibles derivados de estos insumos (hidrógeno, amoníaco, etcétera). Que este cambio vaya de la mano con una relocalización industrial general en zonas ricas en renovables dependerá de tres factores principales: diferencias de coste de la energía renovable específicas del emplazamiento, el coste de transportar la energía y el arraigo de las instalaciones y aglomeraciones industriales existentes (McWilliams y Zachmann, 2021).

Muchos factores influyen en la elección de un emplazamiento para la producción industrial, en particular el capital humano, las infraestructuras y los costes laborales, pero el coste de la energía puede tener una importancia decisiva. En el caso de industrias muy consumidoras de energía como el hierro, el acero, los productos químicos y petroquímicos, los metales no férreos y los materiales cerámicos el coste de los insumos de energía y combustibles fósiles representa la parte principal de los costes de producción totales (Moya Rivera y Boulamanti, 2016). A medida que aumente el número de países que se comprometan con una economía neutra en carbono y que impongan políticas de reducción de emisiones como la tarificación del carbono, el coste de los insumos de combustibles fósiles se elevará todavía más. En consecuencia, muchas de estas industrias tendrán que considerar la obtención de energía limpia y de bajo coste para seguir siendo competitivas.

Aunque los costes de las renovables tienden a la baja en todo el planeta, persisten diferencias considerables entre países y regiones. Por ejemplo, muchos países en desarrollo de los trópicos encuentran una ventaja competitiva natural en la energía solar²³. Los costes de capital según las regiones pueden variar en un factor superior a tres y el coste de capital en un factor superior a seis. En consecuencia, algunos países ya gozan de una ventaja de coste de tres a uno en el uso de tecnologías solares y esta ratio podría ser mucho mayor en los mejores emplazamientos²⁴. El coste de transporte de la energía renovable, ya sea en forma de electricidad o de hidrógeno, sigue siendo relativamente elevado. La forma más barata de transportar energía es en materiales y productos. De este modo, los potenciales renovables generan una notable ventaja competitiva para que las regiones con un excedente de recursos renovables se conviertan en centros de industrialización verde.

La relocalización de la industria tiene sentido cuando la reducción del coste de la energía supera al coste de envío adicional. La relocalización puede ser beneficiosa para productos como el aluminio, el amoníaco, el hierro, el combustible de aviación y el metanol (tabla 3.2).

23 No existe una definición universal de «países en desarrollo». En el presente informe, son los países que el Banco Mundial define como de renta media y baja.

24 El cálculo se basa en el coste normalizado de la electricidad obtenida de energía solar fotovoltaica en el sector comercial de 0.055 USD/KWh en India y 0.190 USD/KWh en Massachusetts (Estados Unidos) en 2020 (IRENA, 2021c).

Tabla 3.2 Datos económicos de la elección de la localización industrial

	Producción mundial, 2021 (tm/año)	Precio del producto (USD/t)	Precio del producto verde, 2030 (USD/t)	Coste de expedición (indicativo) (USD/t)	Beneficio en coste energético de la relocalización (USD/t)
Aluminio primario	65	2 500	2 500	70-100	425
Amoniaco	200	250-400	600	100	340
Cemento	2 900	20	100	50	20
Hierro	1 389	300-500	400-600	15-50	115
Combustible de aviación	250	300-500	1 000	50	600
Metanol	100	410-520	600	100	375
Hidrógeno	120	800	1 500	1 500	1 500

Fuente: Gielen *et al.* (2021).

Nota: Los beneficios en términos de coste de la energía se han calculado multiplicando la intensidad energética por el ahorro de coste por unidad de energía.

Los datos de costes de expedición proceden de estudios de mercado recientes. Las cifras son indicativas, ya que tienden a fluctuar en función de la oferta y la demanda. El beneficio en términos de coste de la energía es de 0.03 USD/kilovatio-hora de electricidad, 5 USD/gigajulio de energía térmica y 1.5 USD/kilogramo de hidrógeno. t = tonelada.



Hay numerosos ejemplos de relocalizaciones industriales basadas en el acceso a energía barata. Tras las crisis del petróleo de la década de 1970, Japón eliminó gradualmente las fundiciones de aluminio y optó por las importaciones. Las fundiciones de aluminio se sitúan normalmente cerca de centrales hidroeléctricas que producen abundante electricidad de bajo coste, en lugares tan diversos como Canadá, Islandia, Mozambique, Noruega, Rusia, Surinam, Tayikistán y Venezuela (República Bolivariana de). Las plantas de amoniaco se han situado cerca de fuentes de gas natural de bajo coste, en Noruega, Oriente Medio y Rusia, por ejemplo. Existen previsiones de instalar plantas de amoniaco renovable en lugares que cuentan con una producción eólica y solar de muy bajo coste, en zonas remotas de Australia, Chile, Omán y Arabia Saudí, por ejemplo (Gielen *et al.*, 2021).

Por supuesto, las decisiones de localización del futuro no se adoptan sobre un mapa en blanco y dependen de algo más que el mero coste de la energía. Es probable que las agrupaciones y aglomeraciones industriales existentes sean resistentes al cambio por la influencia del peso de su historia. La mayoría de las plantas siderúrgicas hipocarbónicas de Europa, por ejemplo, están situadas cerca de agrupaciones industriales ya existentes (McWilliams y Zachmann, 2021). Además, los países querrán conservar su base industrial mientras buscan maneras de descarbonizar las industrias contaminantes.

La construcción de nuevas instalaciones de producción en países ricos en renovables no implica necesariamente que se cierren plantas en otros lugares. Por el contrario, muchas industrias tienen margen de crecimiento. Para 2050, la readaptación de los centros de producción existentes no bastará para satisfacer la demanda mundial esperada de acero, cifrada en unos 200 millones de toneladas anuales (Bataille *et al.*, 2021). Aparecerán nuevas oportunidades para construir instalaciones adicionales de producción limpia en países con menas de hierro y renovables baratas²⁵.

Además, algunos países que carecen de acceso a renovables baratas podrán mantener sus industrias de procesamiento y comercialización, al igual que los países sin petróleo pueden tener grandes industrias petroquímicas. Pero es posible que algunas industrias grandes consumidoras de energía puedan trasladarse a países con excedentes de renovables de bajo coste, exportando mercaderías o productos semiterminados (hierro de reducción directa, etcétera) para su acabado en otros países. Australia, por ejemplo, exporta actualmente mena de hierro a los altos hornos de carbón de China, que producen la mitad del acero del mundo (Lovins, 2021b). Dado el ingente potencial renovable de Australia, cabe la posibilidad de que opte por pasar de exportar coque y mena de hierro a exportar hierro de reducción directa a base de hidrógeno renovable (Gielen *et al.*, 2020).

²⁵ La fabricación de acero a base de hidrógeno requiere *pellets* de mineral de hierro de alta calidad como materia prima. Actualmente se produce una cantidad limitada de mineral de hierro de alta calidad, sobre todo en América, Europa y Oriente Medio, aunque Brasil, la India, Rusia y Sudáfrica poseen reservas de buena calidad. Australia, el mayor productor de mineral de hierro del mundo, produce actualmente minerales de menor calidad. Los productores australianos de mineral de hierro tendrán que refinar su producto a fin de que sea adecuado para la fabricación de acero a base de hidrógeno, lo que posiblemente elevará sus costes de producción (BloombergNEF, 2021c).

CAPÍTULO 4

COMERCIO, SEGURIDAD E INTERDEPENDENCIA

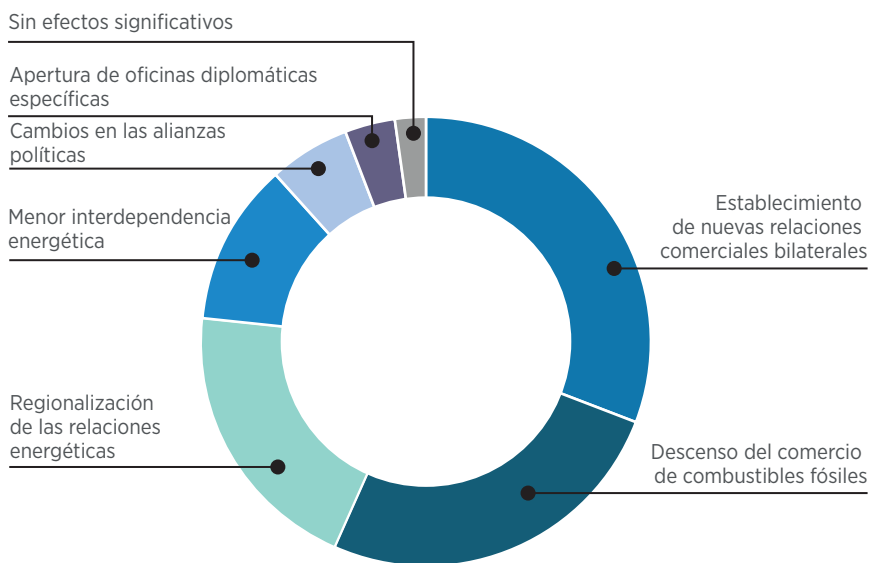
A medida que el hidrógeno se convierta en un producto de comercio internacional, el sector del hidrógeno atraerá inversiones internacionales de creciente cuantía. Estos nuevos flujos de comercio e inversión irán acompañados de pautas de interdependencia mundial diferentes de las relaciones energéticas del siglo XX, basadas en los hidrocarburos. Estos cambios modificarán la geografía del comercio de energía. Los países que no hayan comerciado con energía entre sí tendrán la oportunidad de establecer relaciones energéticas bilaterales centradas en las tecnologías y moléculas relacionadas con el hidrógeno. A medida que las relaciones económicas entre países vayan cambiando, también sus relaciones políticas podrían hacerlo. El advenimiento del mercado internacional del hidrógeno podría muy bien reconfigurar la política exterior y traer consigo cambios en las relaciones y alianzas bilaterales (gráfico 4.1).



04



Gráfico 4.1 Opiniones de los miembros de IRENA sobre las implicaciones del hidrógeno en la política exterior para 2030

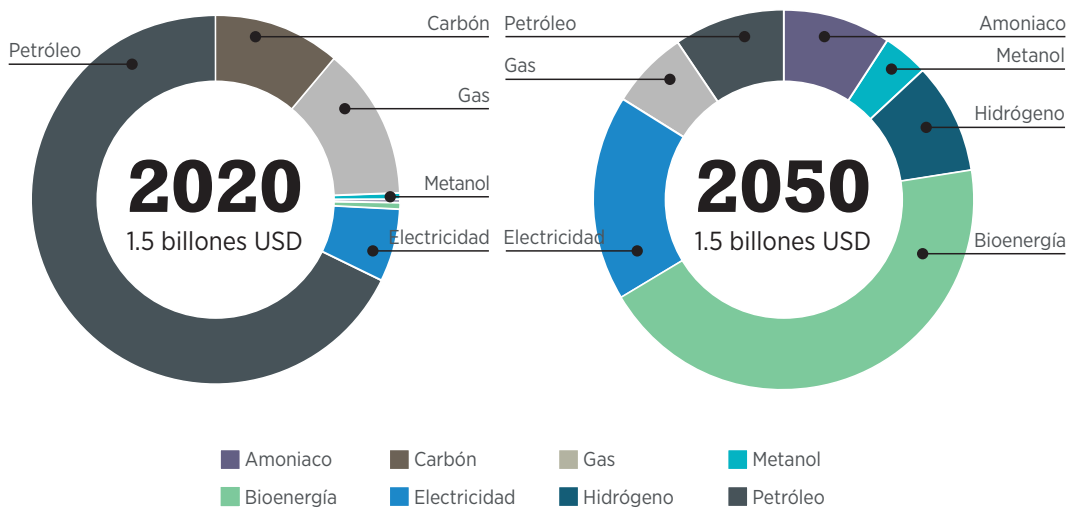


Fuente: Encuesta de IRENA para sus miembros, 2021 (véase el recuadro 2.2).
 Los encuestados podían seleccionar varias opciones. El gráfico presenta el porcentaje de votos emitidos.

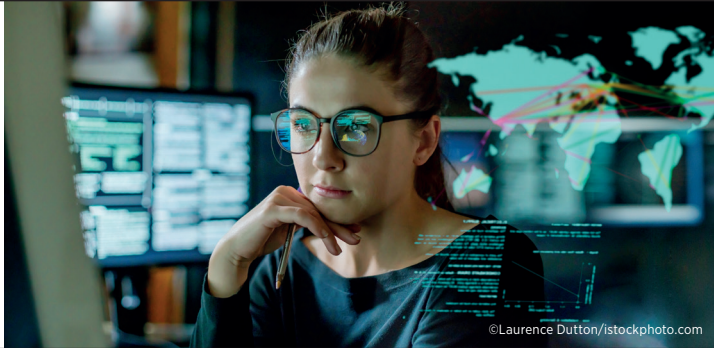
4.1 UNA NUEVA GEOGRAFÍA DEL COMERCIO

Es necesario valorar las repercusiones del hidrógeno limpio para el comercio de energía mundial en el contexto de la transformación energética general. La sustitución de los combustibles fósiles por las energías renovables acarreará perturbaciones fundamentales en la naturaleza y geografía del comercio de energía. El comercio de recursos energéticos se convertirá gradualmente en comercio de tecnologías energéticas y componentes y materias primas conexos (IRENA, 2019a). En consecuencia, el valor²⁶ del comercio de combustibles fósiles disminuirá y el de electricidad, hidrógeno y combustibles ricos en hidrógeno aumentará (gráfico 4.2).

Gráfico 4.2 Cambios en el valor del comercio de productos energéticos, de 2020 a 2050



26 Este valor incluye también los efectos sociales, políticos y geoestratégicos, entre otros.



Es probable que las relaciones energéticas se regionalicen, con lo que se transformará el mapa geopolítico. Las renovables podrían implantarse en todos los países, exportándose la electricidad renovable a los países vecinos por medio de cables de transmisión. Además, el hidrógeno limpio podría facilitar el transporte de energía renovable a larga distancia por medio de tuberías y barcos, de modo que se puedan aprovechar recursos sin explotar en zonas remotas. Sin embargo, es probable que los costes del transporte propicien la aparición de un mercado dual para el hidrógeno: un mercado regional, que comerce a través de tuberías, y un mercado mundial para el amoníaco, el metanol y otros combustibles líquidos. En otras palabras, es bien posible que el hidrógeno acabe siendo objeto de comercio en un mercado más diverso y regionalizado que los mercados del petróleo y el gas.

El uso actual del hidrógeno se concentra en las zonas costeras industriales, donde se encuentran muchas de las refinerías e instalaciones químicas del mundo. Estos puertos son ideales como trampolines para aprovechar la expansión del hidrógeno limpio. Con el tiempo, podrían convertirse en centros de importación o exportación, así como centros de almacenamiento para la distribución de combustibles para el sector marítimo. Estos puertos y otras zonas de concentración de actividades en torno a la cadena de valor del hidrógeno (a veces denominadas «valles de hidrógeno») podrían, en una fase posterior, interconectarse a través de enlaces de transporte de hidrógeno. Los puertos también podrían ser los nodos desde los que brote una red de estaciones de repostaje de hidrógeno ramificada a lo largo de los grandes corredores de mercancías.

Algunas de las actuales tuberías de transporte de gas natural podrían readaptarse (con ciertas modificaciones técnicas) para transportar hidrógeno. El mapa de los gasoductos existentes, como puede verse en el gráfico 4.3, indica dónde podrían quedar posibles enlaces transfronterizos, incluso con el hidrógeno verde. Es evidente que no todas las regiones tienen la misma cobertura de gasoductos. Las densas redes de tuberías de Asia Oriental, Eurasia y Norteamérica contrastan marcadamente con la relativa dispersión de las redes de otros continentes y la casi total ausencia de tales infraestructuras en el África Subsahariana. Sin embargo, el inmenso potencial renovable de África abre nuevas oportunidades para el desarrollo del continente en un mundo neutro en carbono (gráfico 4.1).

RECUADRO 4.1 OPORTUNIDADES EN ÁFRICA PARA LAS INFRAESTRUCTURAS EN EL SECTOR NAVAL

África tiene un ingente potencial energético renovable que podría utilizarse para satisfacer la demanda del creciente comercio marítimo. En 2019, el comercio marítimo total en África era de 762 millones de toneladas, que representan alrededor del 7 % del total mundial (UNCTAD, 2020). En lo que respecta al transporte marítimo de mercancías, Nigeria representa casi un tercio de la actividad, seguido de Marruecos y Sudáfrica. De cara a 2050, el incremento de la renta, el crecimiento económico y el crecimiento demográfico podrían hacer que el transporte marino de mercancías fuese más de once veces superior a los valores actuales (Khalili *et al.*, 2019). Aun considerando la eficiencia energética y una posible reducción del 45 % en el consumo energético de los barcos (IRENA, 2021d), la demanda de electricidad para producir combustibles sintéticos podría ascender a 500 TWh. Para poner esto en perspectiva, la demanda eléctrica total de África en 2019 fue de unos 700 Twh (AIE, 2019b). Si aumentara el consumo harían falta entre 100 y 350 GW de electrólisis (según el tipo de electricidad renovable que se utilice) y podría acarrear una inversión entre 200 000 y 400 000 millones USD.

Las instalaciones de distribución de nuevos combustibles en el sector naval van acompañadas de la transformación de puertos y de la construcción de instalaciones de exportación. Ya han comenzado a darse pasos en esta dirección. En noviembre de 2021, la Autoridad Portuaria Namibia firmó un memorando de entendimiento con el Puerto de Róterdam con el fin de establecer una ruta comercial para el hidrógeno verde. Este puerto pretende importar 20 MtH₂ para 2050, mientras que Namibia ya tiene previsto desarrollar un proyecto de 0.3 MtH₂, que comenzaría a exportar en 2026. Los socios del programa de crecimiento de la Cámara de Comercio e Industria de la Unión Europea en África Meridional evaluaron el potencial de las exportaciones de hidrógeno, en particular los volúmenes, costes y mercados potenciales (Roos y Wright, 2021). El resultado fue el anuncio, en octubre de 2021, de un estudio de viabilidad para evaluar el potencial de Boegoebaai como centro de exportación de hidrógeno y amoníaco verdes. Esto sería un complemento para la actividad industrial de la región que justificaría la construcción del puerto, actualmente en proceso de evaluación.



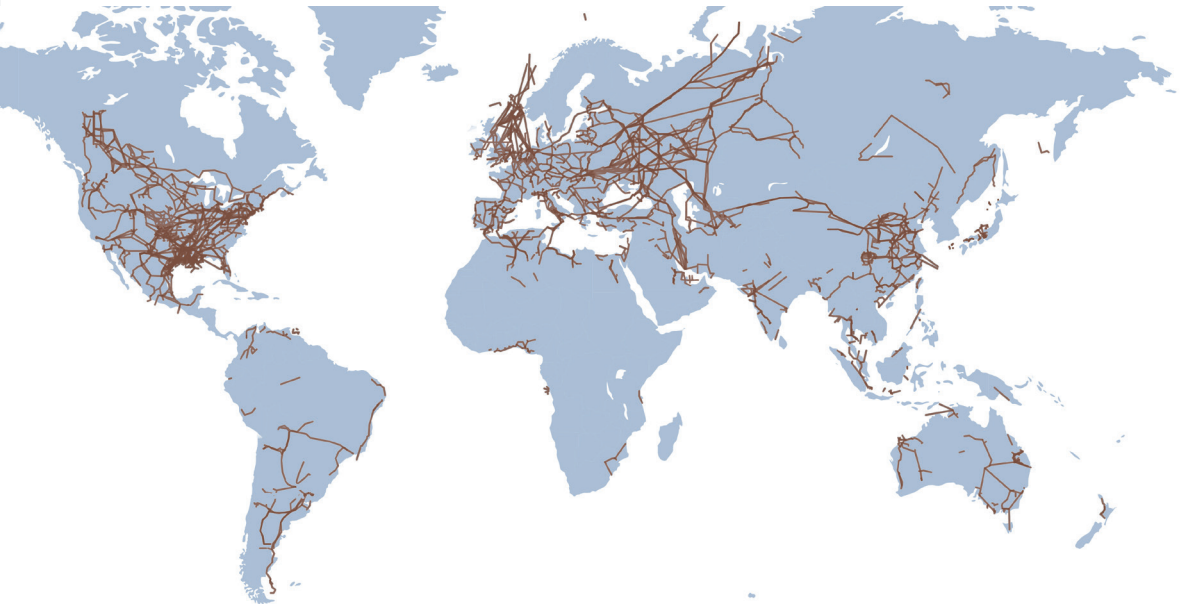
©AvigatorPhotographer/istockphoto.com



©fivepointsix/istockphoto.com

En ninguna decisión sobre infraestructuras energéticas se debería pasar por alto el hecho de que la geografía de las infraestructuras en una economía descarbonizada podría ser muy diferente de la actual. Por el lado de la oferta, por ejemplo, es probable que la producción de hidrógeno renovable tenga lugar en lugares diferentes de los que albergan actualmente los yacimientos de petróleo y gas (Muttitt *et al.*, 2021). A la inversa, una electrificación significativa de los usos finales reconfigurará el volumen y el alcance de la demanda. Todas las nuevas decisiones de inversión tienen una gran longevidad, por lo que las infraestructuras de tuberías fijas deberán evaluarse con perspectivas de futuro. Por ejemplo, cualquier gasoducto que se construya hoy deberá ser susceptible de «readaptarse» para transportar gases limpios como el hidrógeno y el biometano. Dicha readaptación conlleva desafíos técnicos y costes económicos, que deberán tenerse en cuenta a la hora de planificar inversiones.

Gráfico 4.3 Mapamundi de tuberías de transporte de gas natural



Fuente: GreenInfo Network y Global Energy Monitor (2021).

Fuente del mapa: Natural Earth, 2021.

Aviso legal: Este mapa se ofrece únicamente a título ilustrativo. Las fronteras que figuran en él no implican ninguna clase de respaldo o aceptación por parte de IRENA.

El comercio de hidrógeno ofrece oportunidades para una nueva cooperación regional e interregional. Se podría fomentar el comercio regional de hidrógeno, por ejemplo, entre Europa y África del Norte (van Wijk y Wouters, 2021), entre Australia y el Indo-Pacífico (Bowen, 2021) o a través del continente africano (gráfico 4.4).

El hidrógeno también podría configurar los futuros enlaces comerciales marítimos. Hay empresas y gobiernos que ya están planificando cadenas de valor internacionales y rutas de transporte marítimo. La primera expedición transoceánica de hidrógeno del mundo tuvo lugar en diciembre de 2019, cuando un buque cisterna que transportaba hidrógeno producido en Brunei y convertido en metilciclohexano zarpó con rumbo al puerto japonés de la Ciudad de Kawasaki. Ese mismo mes, Kawasaki Industries botó el «Suiso Frontier», el primer buque cisterna dedicado al hidrógeno para realizar envíos de demostración de hidrógeno líquido de Australia a Japón. En septiembre de 2020, el primer cargamento de «amoníaco azul» derivado del hidrógeno salió de Arabia Saudí con destino a Japón, donde se utilizó para generar electricidad²⁷. Estos proyectos de demostración apuntan al nacimiento de una nueva era en el comercio de energía.

4.2 FORMULACIÓN DE LAS NORMAS DEL JUEGO

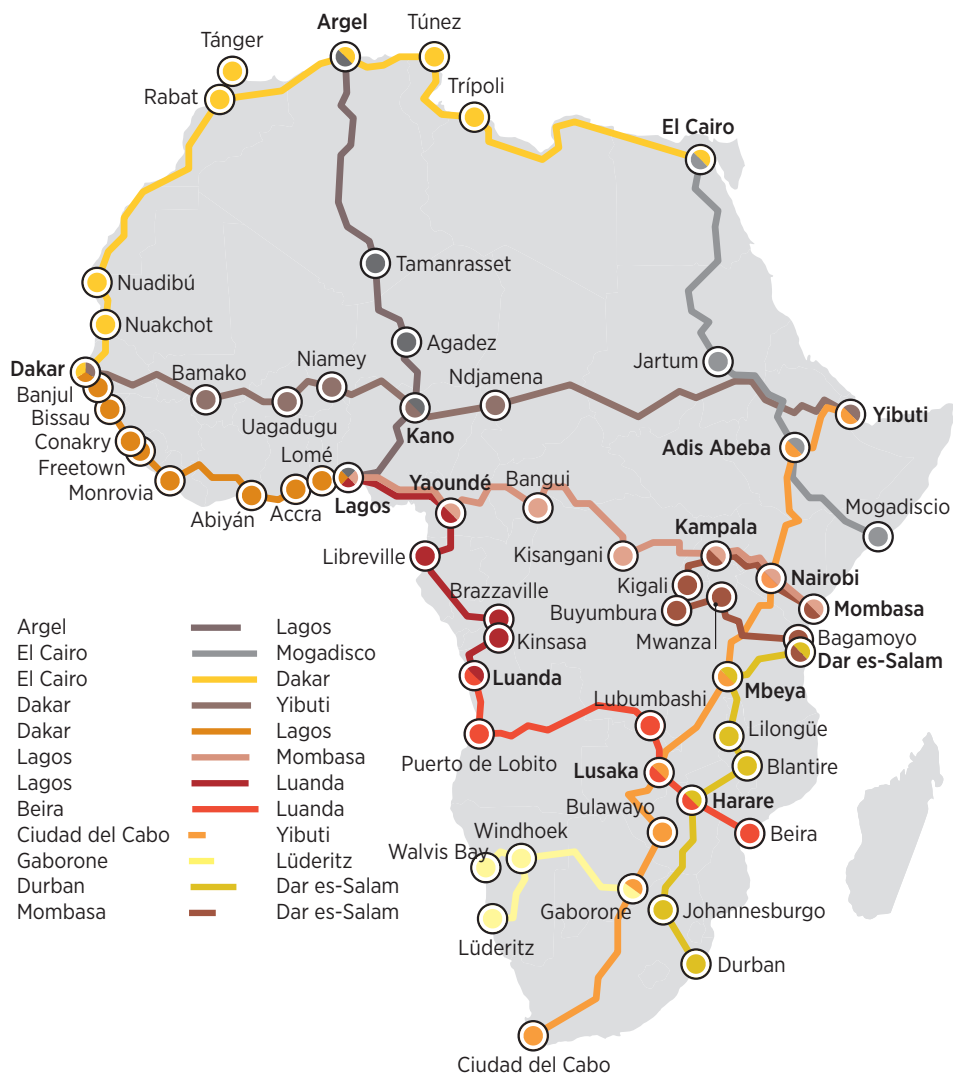
El hidrógeno no solo alterará las infraestructuras energéticas y los flujos comerciales; también precisará nuevas normas y gobernanza (Grinschgl, Pepe y Westphal, 2021). La formulación de esas normas podría convertirse en un terreno de competencia geopolítica o de cooperación internacional. Aunque la definición de normas comunes pueda parecer una actividad intrínsecamente técnica, contribuirá a determinar las tecnologías que dominen los mercados futuros y recompensará a quienes las controlen. Las normas se formulan para mejorar la calidad, seguridad e interoperabilidad de diversos productos y servicios. Las divergencias entre normas, sin embargo, podrían fragmentar los mercados, provocar la competencia normativa y levantar obstáculos al comercio (IRENA, 2020b; IRENA, 2021b).

Si el hidrógeno ha de contribuir a la agenda climática, es esencial conocer su huella de carbono y su impacto para la sostenibilidad. La certificación ha de llevar consigo normas adecuadas de fiabilidad, transparencia y auditoría independiente. Esto se puede lograr por medio de certificados o de «garantías de origen». Aunque ya han aparecido numerosos regímenes en distintas regiones²⁸, todavía no se ha establecido una norma mundial. Además, los regímenes ya existentes presentan grandes diferencias en cuanto a la definición de sostenibilidad y dónde se trazan los límites para el cómputo de las emisiones a lo largo de la cadena de suministro (Abad y Dodds, 2020). La cooperación internacional será esencial para garantizar la coherencia en terminología y datos a fin de que la conversión entre los regímenes de certificación sea transparente y coherente.

27 Dado que el CO₂ capturado se utilizó para producir metanol y para la recuperación mejorada de petróleo, este cargamento de hidrógeno tuvo una importante huella de carbono.

28 Por ejemplo CertifHy en la Unión Europea, proyectos piloto en Australia y avances metodológicos a nivel internacional de la Alianza Internacional para el Hidrógeno y las Pilas de Combustible en la Economía, entre otros (IRENA 2020b).

Gráfico 4.4 Posibles rutas del hidrógeno en África por las autopistas transafricanas actuales y futuras



Fuente: African Hydrogen Partnership (2019).

Fuente del mapa: Natural Earth, 2021.

Aviso legal: Este mapa se ofrece únicamente a título ilustrativo. Las fronteras y los nombres que figuran en él no implican ninguna clase de respaldo o aceptación por parte de IRENA.

Los motivos geopolíticos tienen gran importancia en estos debates. Los países tienen un incentivo para establecer normas que mantengan sus ventajas competitivas. Por ejemplo, los regímenes de certificación del hidrógeno que solo comprendan las emisiones generadas durante la producción excluirían las que se generen durante el transporte y seguramente serían preferidas por los productores radicados lejos de los mercados de consumo (White *et al.*, 2021). Del mismo modo, los países que posean grandes reservas de gas natural y sistemas de transporte podrían ser más tolerantes con los umbrales de emisión de gases de efecto invernadero que favorezcan la vía de producción azul o que se centren únicamente en el carbono y no en las emisiones de metano. Aunque se incluyan las emisiones de metano, los países podrían influir en la metodología o los valores utilizados para medirlas. Por ejemplo, los productores de gas podrían realizar declaraciones voluntarias de emisiones de metano junto con su producción, lo que podría dar lugar a que no se declarasen en su totalidad (Piria *et al.*, 2021).

La moneda de denominación y el mecanismo de tarificación del comercio internacional de hidrógeno son otros aspectos importantes. Numerosas incógnitas rodean al proceso de descubrimiento de precios en el comercio internacional de hidrógeno (por ejemplo, centros de operaciones, referencias, mecanismos de tarificación) y al tipo de contratos (de largo plazo, de compra garantizada o un modelo diferente)²⁹. La importancia de la moneda utilizada en los índices mundiales es que su uso puede mejorar la ventaja de una parte en la negociación de acuerdos aparte del hidrógeno. La moneda elegida se posiciona como referencia mundial a medida que se expande el mercado. Al especificar una moneda se reduce la exposición a los costes de importación derivada de los pares de divisas concretos. Por ejemplo, la Unión Europea, que probablemente será uno de los principales mercados de importación, pretende denominar sus futuras importaciones de hidrógeno en euros (Comisión Europea, 2020a). La Comisión Europea está firmemente convencida de que este movimiento haría que la Unión fuera menos susceptible a los efectos de la «aplicación extraterritorial ilegal de sanciones unilaterales y otras medidas por terceros países» (Comisión Europea, 2021).

Poner un precio al carbono podría ser útil, o incluso necesario, para que el hidrógeno limpio sea competitivo con la variante gris y en última instancia, también con los combustibles fósiles. En ese sentido, el hidrógeno podría verse envuelto en una serie de guerras comerciales del carbono. Una regulación rigurosa de las fugas de metano en los procesos E&P, por ejemplo, podría ser una fuente de fricción entre los productores de hidrógeno azul y las regiones importadoras en busca de hidrógeno limpio. Los mecanismos de ajuste fronterizo del carbono, como el propuesto por la Unión Europea, podrían provocar fricciones internacionales, ya que podrían perjudicar a las industrias consumidoras de carbono y expuestas al comercio en terceros países³⁰.

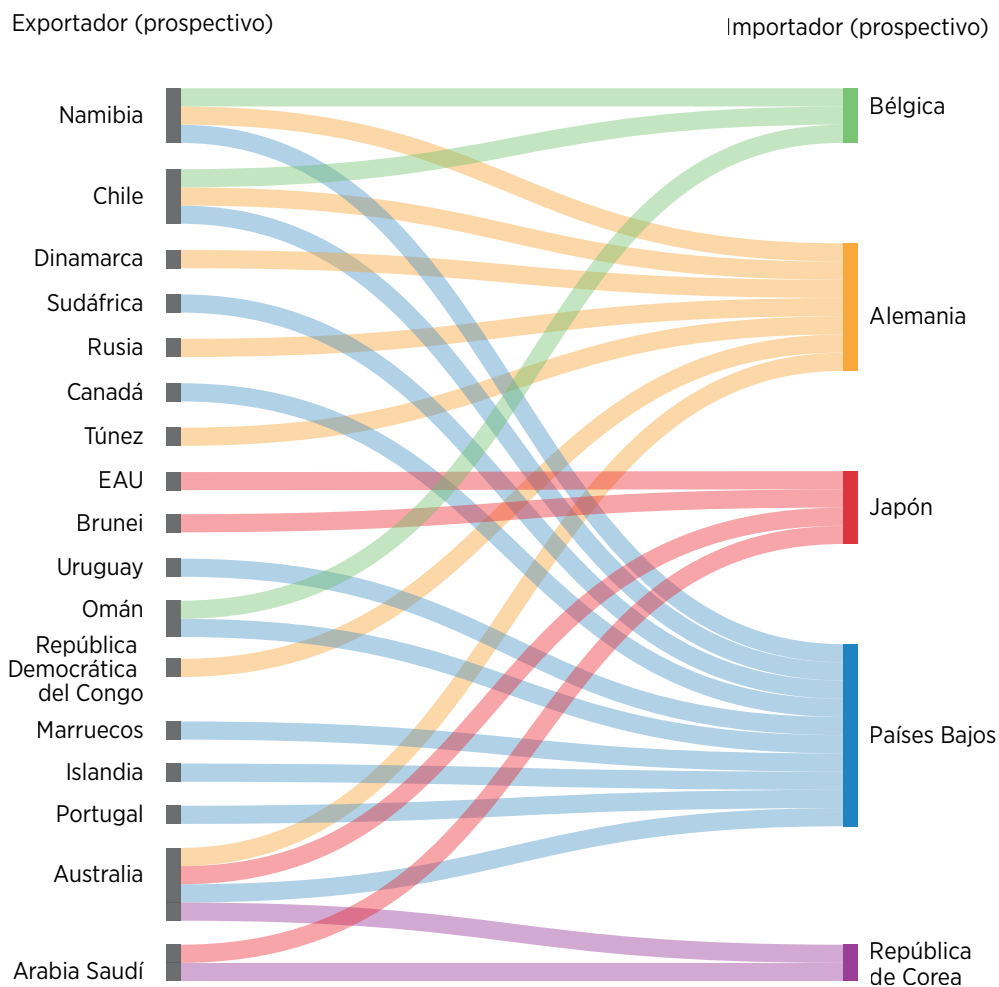
4.3 LA DIPLOMACIA DEL HIDRÓGENO

Al igual que en los primeros días de la industria del gas natural licuado (GNL), muchos gobiernos están forjando acuerdos y tratos bilaterales para construir y explotar infraestructuras que faciliten el comercio transfronterizo de hidrógeno. Estos tratos van desde estudios de viabilidad hasta cartas de intenciones, memorandos de entendimiento, alianzas energéticas e incluso cargamentos de demostración. Varios países, como Canadá, Chile, Alemania, Italia, Japón y España, han mencionado expresamente posibles relaciones bilaterales sobre el hidrógeno en sus estrategias nacionales. Con el tiempo, estos acuerdos y perspectivas emergentes podrían dar lugar a nuevas relaciones comerciales sobre la energía, nuevas vías de transporte marítimo y nuevas rutas comerciales (gráfico 4.5).

29 S&P Global Platts ya ha formulado referencias de precio para el hidrógeno electrolítico y el hidrógeno a base de gas (sin CAC) en seis países. Hasta la fecha, estas referencias están denominadas tanto en euros como en dólares estadounidenses (S&P Global, s.f.). Este primer paso en la formación del mercado va normalmente seguido de acuerdos bilaterales o mercados regionales, antes de que aparezca un mercado general con mayor liquidez (den Ouden, 2020). Del mismo modo, el mercado bursátil de electricidad y gas EEX tiene previsto lanzar un índice de precios en 2022 como reflejo del mercado no organizado y de las relaciones comerciales bilaterales que se rigen por acuerdos de importación y exportación (Reuters, 2021). Este índice se denominará en euros.

30 La propuesta inicial de la Unión Europea comprende las importaciones de amoníaco y electricidad, pero no de hidrógeno <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/es/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0564>.

Gráfico 4.5 Acuerdos y ME comerciales bilaterales con determinados países, anunciados hasta noviembre de 2021



Nota: El gráfico comprende únicamente los acuerdos relacionados con el comercio de hidrógeno, se basa en los anuncios públicos y no es exhaustivo. No se incluyen los acuerdos privados ni los que se centran exclusivamente en la cooperación tecnológica. ME = Memorando de entendimiento.

Algunos de estos acuerdos bilaterales emergentes sobre el hidrógeno involucran a países que tienen una relación comercial establecida en el ámbito de la energía. Por ejemplo, Japón ya importa crudo de Arabia Saudí; ambos países estudian ahora ampliar la relación comercial al amoníaco azul. Sin embargo, otros acuerdos bilaterales no coinciden con los flujos comerciales existentes en materia energética. Este es el caso, por ejemplo, de los acuerdos y conversaciones bilaterales entre Alemania y Marruecos, entre Namibia y los Países Bajos, y entre Nueva Zelanda y la República de Corea, entre otros. Esta por ver si se materializan todas estas rutas comerciales del hidrógeno, pero hay potencial para toda una nueva cartografía de geopolítica energética.

Algunos países que esperan importar hidrógeno y combustibles neutros en carbono derivados ya han puesto en marcha una diplomacia específica del hidrógeno (recuadro 4.2). Alemania y Japón son pioneros en el establecimiento de nuevas relaciones comerciales sobre el hidrógeno, pero otros países les siguen los pasos. Es muy probable que la diplomacia del hidrógeno se convierta en un aspecto integral de la diplomacia económica de algunos países.

4.4 CAMBIOS EN LAS RELACIONES POLÍTICAS

Las relaciones en materia de comercio e inversión entre los países se entrelazan con cuestiones de política general. Dado que los cambios en las relaciones económicas pueden afectar a los vínculos políticos (y viceversa), el surgimiento de los mercados del hidrógeno y otros combustibles limpios podría traer consigo cambios en las relaciones y alianzas políticas entre países.

Las relaciones comerciales en los mercados del petróleo y el gas se han configurado en gran medida por la geología: las reservas de hidrocarburos se concentran en un número limitado de países. Mientras tanto, el 80 % de la población mundial vive en países que son importadores netos de combustibles fósiles (IRENA, 2019a). Por el contrario, todos los países tienen recursos renovables, aunque es verdad que la fuerza del viento y la calidad de la irradiación solar varían en distintas partes del mundo, y otras renovables como la energía hidroeléctrica o geotérmica son más prevalentes en algunos lugares. Dado que la energía renovable está muy extendida, los países pueden tener flexibilidad para elegir a sus socios comerciales de preferencia en los mercados de combustibles limpios del futuro (Grimm y Westphal, 2021). Sin embargo, la capacidad de los países para convertir el potencial renovable en producción de energía depende de sus capacidades industriales y de la propiedad intelectual en la que se basa la innovación en el sector de las renovables. Estas capacidades están relativamente concentradas en unos pocos países. En consecuencia, la mayoría de los países dependen de la importación de paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas y otros equipos desde un número de países relativamente pequeño. Por tanto, las relaciones comerciales en la energía renovable están influenciadas, en gran medida, por las políticas industriales nacionales. Además, las estrategias empresariales seleccionan determinados países como centros de suministro regionales o mundiales.



©ake1150sb/istockphoto.com



©nd3000/istockphoto.com

RECUADRO 4.2 LA APARICIÓN DE LA DIPLOMACIA DEL HIDRÓGENO

Varios países trabajan ya por la vía diplomática para impulsar sus estrategias sobre el hidrógeno.

Alemania ha formalizado acuerdos bilaterales sobre el hidrógeno con una gran variedad de países proveedores potenciales, como Australia, Chile, Marruecos, Namibia, Túnez y Ucrania. El Ministerio Federal de Exteriores de Alemania está organizando oficinas específicas para la diplomacia del hidrógeno vinculadas con sus embajadas de Luanda (Angola), Abuja (Nigeria), Moscú (Rusia), Riad (Arabia Saudí) y Kyiv (Ucrania). Con estas nuevas oficinas, Alemania pretende promover un diálogo internacional sobre las implicaciones geopolíticas de un mercado mundial del hidrógeno. Alemania ha destinado además casi mil millones de euros a la Fundación H2Global, un organismo constituido por dieciséis importantes operadores de la industria alemana para fomentar un rápido aumento del mercado de hidrógeno verde y sus derivados. La Fundación H2Global tiene la misión de comprar hidrógeno verde sus derivados en el extranjero y revender estos productos en subastas anuales. Los fondos se utilizarán para compensar la diferencia entre el precio de compra y el precio de venta nacional de los derivados del hidrógeno³¹.

Japón mantiene contactos, a través de sus diplomáticos y de actores industriales, con Australia, Brunei, Noruega, Arabia Saudí y otros países para conformar las cadenas de valor del comercio de hidrógeno. La estrategia internacional de Japón sobre el hidrógeno tiene por objeto asegurar nuevos flujos de importación de combustibles verdes para competir con el GNL en la generación de electricidad y la gasolina en el transporte. Otro objetivo complementario es vender en el extranjero las tecnologías hipocarbónicas japonesas y los conocimientos en esta materia (Nagashima, 2018).

Otros países siguen sus pasos. **Países Bajos** fue el primer país en designar a un enviado especial sobre el hidrógeno (2019-2021). El Gobierno neerlandés mira a Chile, Namibia, Portugal y Uruguay, entre otros, como proveedores potenciales. La **República de Corea** ha formalizado acuerdos con Arabia Saudí y Nueva Zelanda. En **Bélgica** hay operadores industriales que se plantean realizar importaciones de gran escala desde Chile, Namibia y Omán, mientras que **Singapur** estudia la viabilidad de las rutas de suministro de hidrógeno desde América Latina. Estos acuerdos bilaterales emergentes forman parte de una carrera mundial para hacerse con los mejores centros de producción de hidrógeno (Radowitz, 2021).

La diplomacia del hidrógeno va en dos sentidos, ya que los exportadores también buscan y encuentran clientes potenciales. Por ejemplo, la estrategia nacional sobre el hidrógeno de **Chile** menciona que pondrá en marcha una «diplomacia del hidrógeno verde» para posicionarse internacionalmente como fuente de combustibles y vectores energéticos limpios. Señala que aprovechará su participación en plataformas internacionales y sus «relaciones diplomáticas con 171 Estados» para explotar su potencial de exportación de hidrógeno y captar inversión extranjera (Ministerio de Energía de Chile, 2020a). En 2020 acogió una cumbre sobre el hidrógeno verde (Ministerio de Energía de Chile, 2020b), cuyo ejemplo fue seguido en 2021 por **Omán**, otro posible exportador³².

31 El mecanismo de subastas concierne oferta y demanda mediante la instalación de un intermediario, Hydrogen Intermediary Company GmbH, que formaliza contratos de compra a largo plazo por el lado de la oferta y contratos de venta a corto plazo por el lado de la demanda. Los fondos del Gobierno Federal cubrirán la diferencia de coste. Con H2Global, operadores e inversores gozan de la seguridad necesaria para planificar e invertir para desarrollar capacidades electrolíticas de gran volumen, ya que pueden basar su modelo de negocio y financiación en acuerdos de compra a largo plazo con un socio contractual solvente a precios que reflejan los costes reales (BMW, 2021).

32 www.greenhydrogensummitoman.com/index.php

Los flujos comerciales del hidrógeno también pueden suscitar nuevas consideraciones estratégicas. A medida que algunos países y regiones comiencen a importar hidrógeno en grandes cantidades, crecerá la importancia estratégica de los países exportadores. Los nuevos centros de producción y rutas de transporte de hidrógeno también serán factores de planificación estratégica para las organizaciones de defensa y seguridad.

Surgirán oportunidades para configurar el incipiente mercado del hidrógeno para impulsar el desarrollo sostenible. Alemania, por ejemplo, ya ha contactado con varios países africanos para explorar y desarrollar una economía del hidrógeno que aproveche los recursos potenciales del continente para apoyar el desarrollo económico sostenible (H2Atlas, 2021).

Entre los numerosos países de todo el mundo que tienen buenas condiciones para producir hidrógeno limpio barato, los importadores prospectivos podrán elegir aquellos con quienes ya tengan fuertes vínculos. También pueden optar por utilizar su demanda de hidrógeno limpio para forjar nuevas alianzas. La geografía seguirá siendo importante, ya que no todos los países pueden producir hidrógeno de bajo coste para exportación, y es probable que los costes de transporte a larga distancia sigan siendo significativos. Algunos países simplemente carecen de los recursos necesarios (potencial renovable, espacio, suelo, disponibilidad de agua, etcétera), mientras otros carecen de proximidad geográfica a los grandes centros de demanda.

En este contexto, apoyar el desarrollo de las industrias del hidrógeno en los países en desarrollo con abundante potencial puede servir a multitud de objetivos. Dado que no todos los países tienen la misma capacidad de desarrollar su potencial energético renovable a escala y de forma competitiva, o de acceder a tecnologías que siguen concentradas en un número limitado de lugares, el establecimiento de relaciones comerciales sobre el hidrógeno podría fomentar la cooperación en torno al acceso a tecnologías, conocimientos y capital. Podría abrir nuevas posibilidades de colaboración para crear cadenas de valor locales, estimular industrias y crear empleo en los países ricos en renovables. De este modo, el hidrógeno limpio también podría ser un camino para alcanzar una mayor igualdad.

El creciente interés en el hidrógeno limpio fomenta la creación de alianzas y redes internacionales. Ya están surgiendo nuevas alianzas en todo el mundo en forma de asociaciones multipartitas y alianzas industriales (Ghosh y Chhabra, 2021). A largo plazo, a medida que cambien los flujos comerciales de la energía, también lo harán las alianzas en materia de seguridad. El modo en que el auge de los esquistos en Estados Unidos facilitó su desvinculación parcial de Oriente Medio podría influir en algunos de los cambios que se producirán gracias al progreso del hidrógeno limpio. Por ejemplo, rutas clave de tránsito de petróleo como el Estrecho de Hormuz podrían ser menos críticas para la seguridad energética mundial, aunque sigan siendo relevantes para el transporte de hidrógeno limpio, amoníaco y otros combustibles procedentes del Golfo Pérsico y de Oriente Medio en general.





4.5 MAYOR SEGURIDAD ENERGÉTICA

El hidrógeno se ha considerado a menudo una posible solución para los problemas de seguridad energética. Las crisis de los precios del petróleo de la década de 1970 y la escalada de dichos precios a principios de la década de 2000 generaron las primeras olas de interés en el hidrógeno... y con razón. El hidrógeno limpio podría reforzar la seguridad energética principalmente de tres maneras: 1) reduciendo la dependencia de las importaciones, 2) mitigando la volatilidad de los precios y 3) aumentando la flexibilidad y la resiliencia del sistema energético. La mayor parte de estos beneficios están asociados al hidrógeno verde, no al azul. Y muchos de ellos surgen únicamente cuando se desarrolla el mercado, si es que tal cosa ocurre.

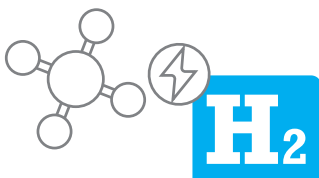
La seguridad energética no es solo cuestión de disponibilidad y asequibilidad, sino también de sostenibilidad e igualdad. Por ejemplo, los planes para importar hidrógeno renovable desde países donde buena parte de la población carece de acceso a la electricidad o donde la red todavía tiene una gran dependencia de los combustibles fósiles pueden reforzar la seguridad energética de los importadores, pero difícilmente pueden denominarse «verdes» o «sostenibles». El capítulo 5 profundiza en las dimensiones de sostenibilidad del hidrógeno.

También es preciso considerar la seguridad energética en el contexto de los impactos físicos del cambio climático. Este no es un asunto menor, ya que las infraestructuras energéticas son cada vez más vulnerables al cambio climático. Se calcula que la mitad de las fábricas de GNL del mundo, por ejemplo, están expuestas a un «riesgo muy alto» de sufrir ciclones destructivos, mientras que un 35 % de las refinerías están radicadas en zonas de alto riesgo. Muchas de las fábricas y refinerías de GNL del mundo están situadas en zonas costeras, fuertemente expuestas al riesgo de padecer marejadas e inundaciones (AIE, 2021f). Aunque el hidrógeno podría incrementar la diversidad de combustibles y la resiliencia del sistema, las instalaciones de producción de hidrógeno, especialmente las situadas en zonas costeras de baja altitud, también podrían ser vulnerables a los efectos del cambio climático, en particular tormentas, inundaciones y sequía.

Reducción de la dependencia de las importaciones

El hidrógeno puede reducir la dependencia de las importaciones de energía al sustituirlas por recursos nacionales. Si se explotan las fuentes locales de energía eólica, solar, hidroeléctrica, biomásica o geotérmica, la seguridad energética aumentaría hasta el punto de desplazar a los combustibles importados. Esto podría ayudar a desvincular el consumo energético nacional de las veleidades de los mercados mundiales y reducir la factura nacional de la importación de energía (Steinberger-Wilckens *et al.*, 2017). El escenario de 1.5 °C de IRENA contempla que dos tercios de la producción de hidrógeno verde en 2050 se utilizarán en el ámbito local y no serán objeto de transporte transfronterizo (IRENA, en preparación-a).

Si se utiliza gas natural como materia primara para la producción de hidrógeno, las importaciones de gas natural podrían extenderse o incluso aumentar. Los países no productores que decidan fabricar hidrógeno con gas natural podrían acabar por importar tanto gas natural por tuberías o terminales de GNL como antes³³. Por supuesto, los exportadores de gas podrían optar por exportar directamente hidrógeno azul. Desde la perspectiva de los países importadores, ninguna de estas vías supone cambios significativos en la ecuación de la seguridad energética. La actual dependencia de las importaciones podría mantenerse, o aumentarse, si continuara la dependencia de un producto proclive a sufrir la volatilidad geopolítica y del mercado.



³³ El uso de gas natural importado para producir hidrógeno también podría dar lugar a un flujo inverso de comercio de CO₂, que podría ser necesario transportar de regreso para almacenarse en yacimientos gasíferos (o petrolíferos) agotados, lo que agrega un nivel de complejidad adicional a la cadena de valor. Véase por ejemplo el proyecto LPG-for-CO₂ entre Arabia Saudí y la República de Corea, o el proyecto «H2morrow» en el que participan la compañía energética noruega Equinor, el mayor operador alemán de gasoductos OGE y el productor de acero alemán Thyssenkrupp (Ratcliffe, Kim y Park, 2021; Open Grid Europe, 2021).

Mitigar la volatilidad de los precios

El hidrógeno renovable puede proteger a los grandes compradores industriales frente a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles. Los mercados de los combustibles fósiles son notoriamente cíclicos y los precios pueden sufrir grandes oscilaciones con el tiempo. Estos riesgos se pusieron de manifiesto en el otoño e invierno de 2021, cuando los precios del gas (y de la electricidad en menor medida) alcanzaron máximos históricos en varios mercados de todo el mundo, obligando a las industrias más consumidoras de energía, como las fábricas de fertilizantes, a reducir temporalmente su producción (Paulsson y Durisin, 2021).

Por el contrario, las compras de energía de fuentes renovables se rigen cada vez más por contratos de compra de electricidad (CCE) a largo plazo, con precios fijados de manera competitiva a través de subastas. En función de la estrategia de los licitadores, puede que decidan asumir el riesgo de oscilación en los mercados de productos básicos retrasando la firma de los contratos de compra con los proveedores de componentes y equipos, o trasladar este riesgo a los proveedores firmando los contratos en el momento de la subasta. Hasta la fecha, el descenso de los costes debido a la curva de aprendizaje, a las mejoras en tecnologías y procesos y a las economías de escala ha sido mayor que las fluctuaciones de los precios de los productos. En este sentido, los licitantes normalmente han realizado sus ofertas en previsión del descenso de costes y del aumento de los márgenes de beneficio, lo que implica que también asumen este riesgo³⁴. Esto convierte a los CCE en una opción atractiva para reducir la exposición a la volatilidad de los precios del combustible, debida no solo a las oscilaciones de los productos, sino también a conflictos, accidentes u otras causas. Por consiguiente, ampliar la matriz energética con el hidrógeno verde podría llevar mayor estabilidad de los precios a sectores tales como los fertilizantes, la aviación y el transporte marítimo.

Dicho esto, la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles se debe en parte a los ciclos de inversión de la industria, que a veces producen desequilibrios entre la oferta y la demanda. Lo mismo ocurrirá en el caso de la producción de hidrógeno o amoníaco verdes, con sus activos fijos y gran intensidad de capital. Cuando la oferta de hidrógeno verde sea insuficiente, habrá una demora en los esfuerzos por aumentar la capacidad de producción.



34 Las subastas tienen un diseño flexible y pueden adaptarse para asignar riesgos a diferentes operadores del mercado, en función de las circunstancias y los objetivos específicos del país.

Mejorar la flexibilidad y la resiliencia

El hidrógeno también puede aportar flexibilidad y resiliencia a un sistema energético que cabe esperar que experimente una profunda electrificación en las próximas décadas. Es necesaria una cuidadosa planificación para determinar las mejores maneras de implantar el hidrógeno. Por ejemplo, los electrolizadores se pueden desplegar en zonas donde se produce una gran proporción de energía de fuentes renovables variables y donde el excedente eléctrico no se puede transmitir a través de líneas eléctricas o almacenar en baterías (por ejemplo, el norte de Chile o la producción de energía eólica marina en el Mar del Norte) (IRENA, 2021b). Aunque los objetivos de electrólisis nacional podrían favorecer los progresos en el cumplimiento de los objetivos de la política industrial y de seguridad energética, los poderes públicos no querrán menoscabar sus objetivos de mitigación del clima o desviar la atención de otras prioridades, como el acceso universal a la energía.

La verdadera fortaleza competitiva del hidrógeno radica en su capacidad única para almacenar energía durante largos periodos de tiempo y en grandes cantidades. A medida que el hidrógeno limpio desplaza a los combustibles fósiles en algunos usos finales, el almacenamiento del hidrógeno podría hacerse cada vez más esencial para la seguridad energética, como lo es actualmente el almacenamiento de gas natural en muchas regiones. Sin embargo, hay diferencias entre el almacenamiento de gas natural y el de hidrógeno. El gas natural se almacena sobre todo para satisfacer las variaciones (estacionales) de la demanda. Por el contrario, es probable que la demanda del hidrógeno sea más constante, al menos en los primeros años de crecimiento del mercado del hidrógeno, cuando es probable que el grueso de la demanda provenga de clientes industriales (sobre todo acero, amoníaco y productos químicos de alto valor)³⁵.

El almacenamiento de hidrógeno será necesario fundamentalmente para atender las variaciones de la oferta, no de la demanda, ya que el hidrógeno verde se fabrica con energía de fuentes renovables variables. Esta podría ser una razón para ubicar los almacenes de hidrógeno más cerca de los centros de producción que de los centros de demanda. La localización de la producción y del almacenamiento en países exportadores podría suscitar inquietud por razones de seguridad energética en los países importadores que careciesen de la capacidad de reserva necesaria para compensar posibles alteraciones de la oferta. Por supuesto, la localización exacta de los almacenes también vendrá determinada por la disponibilidad de estructuras subterráneas adecuadas.

Actualmente se considera que la opción más prometedora para el almacenamiento de hidrógeno de larga duración son las cavernas de sal³⁶. Las que se utilizan actualmente para almacenar gas natural podrían adaptarse para almacenar hidrógeno puro. Sin embargo, dado que el hidrógeno tiene menor densidad energética que el gas natural, un centro de almacenamiento de gas natural readaptado solo puede contener el 24 % de los volúmenes energéticos originales (GIE y Guidehouse, 2021). En otras palabras, haría falta una superficie cuatro veces mayor para mantener la actual capacidad de almacenamiento de energía. En todo el mundo, solo se ha almacenado hidrógeno en seis cavernas de sal: tres en Teesside en el Reino Unido y otras tres en el estado de Texas en Estados Unidos. Ampliar el almacenamiento geológico de hidrógeno exige una cuidadosa planificación, porque es probable que algunos centros de almacenamiento se utilicen para almacenar metano, biometano o incluso CO₂ durante la transición y posiblemente a largo plazo.

El hidrógeno también puede aumentar la resiliencia de comunidades remotas, desde pueblos enclavados en la profundidad de las montañas hasta islas muy alejadas del continente. Estas comunidades afrontan retos de seguridad energética muy particulares. A menudo tienen una gran dependencia de los combustibles fósiles externos, mientras que sus redes eléctricas son pequeñas y suelen utilizar generadores diésel como respaldo. Aun así, algunos de los mejores recursos energéticos renovables del mundo se encuentran en comunidades remotas e insulares (IRENA, 2016a). También aquí el hidrógeno (a menudo combinado con baterías) ofrece una fuente de resiliencia. Por ejemplo, en el pequeño archipiélago escocés de las Orcadas, la energía eólica y mareomotriz se convierte en hidrógeno por medio de dos electrolizadores de agua. El hidrógeno proporciona entonces calor y electricidad a las escuelas locales, a los edificios aeroportuarios y a varios transbordadores y vehículos de pilas de combustible (FCH JU, s.f.).

35 El uso de hidrógeno para calefacción y para la generación de cargas punta de electricidad podría agregar una dosis de estacionalidad y variabilidad al perfil de demanda del hidrógeno, lo que incrementaría la necesidad de almacenamiento.

36 El hidrógeno también puede almacenarse en otros tipos de formaciones subterráneas (por ejemplo, acuíferos, cavernas de roca o yacimientos gasíferos y petrolíferos agotados), así como en tanques, tuberías o recipientes a presión en superficie (Caglayan *et al.*, 2020).

4.6 RIESGOS Y VULNERABILIDADES COMERCIALES

La introducción del hidrógeno como vector energético puede entrañar riesgos para la seguridad energética, especialmente en lo que respecta al comercio internacional de hidrógeno y sus derivados. Cabe prever que el hidrógeno no sea tan importante en el sistema energético descarbonizado de 2050 como lo son los combustibles fósiles en la actualidad. Por consiguiente, el nivel de riesgo comercial se limitaría a un menor número de sectores. En esta sección se analizan tres posibles vulnerabilidades de las cadenas mundiales de suministro de hidrógeno: 1) el riesgo de la inversión de los países, 2) los fallos técnicos y las perturbaciones políticas y 3) el acceso a materias primas críticas para las tecnologías relacionadas con el hidrógeno.

Riesgo de la inversión

La construcción de infraestructuras para el comercio de hidrógeno entraña riesgos para ambos lados de la cadena de suministro. Dada la elevada intensidad de capital de las cadenas de valor del comercio de hidrógeno, es probable que para eliminar el riesgo de estas inversiones se necesiten grandes consorcios, altos niveles de implicación de los Estados y coordinación internacional. La historia del mercado de GNL puede ser instructiva en este sentido, como muestra el recuadro 4.3.

Desde la perspectiva de un exportador, la seguridad de los ingresos es crucial. Sin un flujo de renta garantizado, no es posible recuperar el capital desembolsado por adelantado para construir proyectos de hidrógeno. Los ingresos deben ser suficientes para cubrir los costes de los electrolizadores (en el caso del hidrógeno verde), los reformadores de gas natural (en el caso del hidrógeno azul), los parques solares y eólicos (para el hidrógeno verde), las instalaciones de reserva de gas (para el hidrógeno azul) y las infraestructuras de transporte y almacenamiento.

Hay planes relativos a proyectos de exportación de hidrógeno en Australia, Oriente Medio, África del Norte y del Sur y Sudamérica. En conjunto, estos planes contemplan la producción de millones de toneladas de hidrógeno limpio y productos derivados con destino a los mercados mundiales. Pero tienen un futuro incierto por delante, ya que la demanda mundial de hidrógeno limpio apenas está emergiendo y la competencia por las ventas será feroz. Son muchos más los países que aspiran a exportar hidrógeno que los que piensan en importar.

Desde la perspectiva de los compradores que se preparan para depender de las importaciones, la seguridad del suministro es crucial. Necesitan tener la confianza de que habrá suficiente capacidad de electricidad renovable disponible para la electrólisis en los países exportadores de hidrógeno. Varios aspirantes a exportadores de hidrógeno registran una creciente demanda nacional de electricidad. Veamos Oriente Medio y África del Norte, una región que suele considerarse potencial proveedora de hidrógeno y derivados. Se estima que su población se duplicará de aquí a 2050 (Naciones Unidas, 2019); en consecuencia, cabe esperar que se dispare la demanda de electricidad. Esto pone un alto nivel de exigencia en las renovables, que tendrán que satisfacer al mismo tiempo el incremento de la demanda, reemplazar a las unidades de generación de combustibles fósiles existentes y alimentar los electrolizadores que producirán hidrógeno para los mercados de exportación.



La incertidumbre en las inversiones también pone en peligro la seguridad energética. Aunque se han anunciado numerosos proyectos de exportación de hidrógeno a escala de gigavatios, podrían sufrir retrasos debido a distintos factores, en particular los procesos de expedición de permisos. En junio de 2021, por ejemplo, el Gobierno de Australia rechazó, por razones medioambientales, un plan para construir el mayor proyecto de exportación de energía verde del mundo, denominado Asian Renewable Energy Hub (Smyth, 2021).

Si el riesgo de la inversión es mayor, también lo son los costes generales de financiación del proyecto, pero no por ello se ha de echar atrás la inversión necesariamente. Los sectores de exploración y producción de petróleo y gas demuestran que, si los ingresos están claros, la inversión seguirá adelante, incluso en países con un perfil de riesgo alto. En mayo de 2021, por ejemplo, un promotor australiano de sistemas energéticos renovables firmó un memorando de entendimiento por valor de 40 000 millones USD con el Gobierno de Mauritania para construir uno de los mayores proyectos de hidrógeno verde del mundo (gráfico 4.6). El acuerdo se firmó a pesar de que Mauritania también ha recibido la calificación de «*high warning*» (advertencia de alto nivel) en el Índice de Fragilidad de los Estados (Fund for Peace, 2021).

RECUADRO 4.3 MITIGACIÓN DEL RIESGO DE VOLUMEN Y PRECIO EN EL COMERCIO DE HIDRÓGENO: ENSEÑANZAS DEL DESARROLLO DEL MERCADO DE GNL

Durante las primeras fases de su desarrollo, la industria de gas natural licuado (GNL) se enfrentó al mismo dilema que los exportadores de nitrógeno en la actualidad: cómo mitigar el riesgo de precio para los exportadores y el riesgo de volumen para los compradores. La oferta inicial en esos mercados se destinaba a compradores garantizados en virtud de contratos bilaterales a largo plazo (veinte años o más) que tenían tres características clave (Secretaría de la Carta de la Energía, 2007).

Primero, incluían cláusulas de compra garantizada (*take-or-pay*), de modo que los compradores pagaban unas cantidades mínimas de gas natural al margen de si efectivamente las necesitaban o no. Segundo, los contratos adoptaron un sistema de tarificación del «valor de sustitución», de modo que el precio del GNL no se basaba en el coste de producción, transporte, margen de beneficio, etcétera, sino que se vinculaba al precio de los combustibles competidores (en general, el petróleo). Tercero, los contratos incluían «cláusulas de destino», que impedían al comprador revender el GNL a terceros.

A consecuencia de estas condiciones, las primeras rutas comerciales de GNL solían denominarse «tuberías flotantes», porque se utilizaban buques cisterna como lanzaderas de ida y vuelta entre determinados terminales de importación y exportación. Este sistema era una manera de compartir el riesgo; el comprador no tenía que preocuparse por la seguridad del suministro y el vendedor obtenía un retorno aceptable de su inversión. En los últimos años, el comercio de GNL se ha flexibilizado mucho con el incremento de los contratos a corto plazo y las operaciones al contado.

Japón fue pionero en la creación de un mercado negociado de GNL. Desde sus primeras importaciones de GNL de Alaska en 1969, Japón fue el principal comprador de este combustible (hasta que le superó China en el primer semestre de 2021) y configuró la estructura de este mercado. La indexación de precios con respecto al denominado cóctel de crudo japonés es ahora un elemento estándar del mercado asiático de GNL, que es el mayor mercado regional de este combustible con diferencia (Koyama, 2021).

Gráfico 4.6 Los veinte mayores proyectos de hidrógeno verde a escala de gigavatios anunciados en el mundo



- | | | |
|----|---|-------------------|
| 1 | HyDeal Ambition (67GW) | Europa Occidental |
| 2 | Sin nombre (30GW) | Kazajistán |
| 3 | Western Green Energy Hub (28GW) | Australia |
| 4 | AMAN (16GW)^a | Mauritania |
| 5 | Asian Renewable Energy Hub (14GW) ... | Australia |
| 6 | Oman Green Energy Hub (14GW)^a | Omán |
| 7 | AquaVentus (10GW) | Alemania |
| 8 | NorthH2 (10GW) | Países Bajos |
| 9 | H2 Magallanes (8GW) | Chile |
| 10 | Beijing Jingneng (5GW) | China |
| 11 | Project Nour (5GW)^a | Mauritania |
| 12 | HyEnergy Zero Carbon Hydrogen (4GW)^a , | Australia |
| 13 | Pacific solar Hydrogen (3.6GW) | Australia |
| 14 | Green Marlin (3.2GW) | Irlanda |
| 15 | H2-Hub Gladstone (3GW) | Australia |
| 16 | Moolawatana Renewable Hydrogen Project (3GW)^a - | Australia |
| 17 | Murchison Renewable Hydrogen Project (3GW) - | Australia |
| 18 | Unnamed (3GW) | Namibia |
| 19 | Base One (2GW)^a | Brasil |
| 20 | Helios green Fuels Project (2GW) | Arabia Saudí |

Nota: El tamaño se refiere a la capacidad electrolítica. Información basada en los planes anunciados.

a. Capacidad electrolítica estimada basada en una comparación con proyectos de tamaño similar.

Aviso legal: Este mapa se ofrece únicamente a título ilustrativo. Las fronteras que figuran en él no implican ninguna clase de respaldo o aceptación por parte de IRENA. Fuente del mapa: Natural Earth, 2021.

Los inversores extranjeros tienen límites en cuanto al grado de riesgo que están dispuestos a soportar. Es improbable que los países más convulsos, que pueden tener algunos de los mejores potenciales de producción de hidrógeno y derivados (Ram *et al.*, 2020), aprovechen ese potencial a corto plazo debido a los inmensos riesgos que conlleva hacer negocios en sus frágiles condiciones políticas y de seguridad.

Fallos técnicos y perturbaciones políticas

Los suministros de energía pueden verse alterados por varios tipos de problemas: fallos técnicos (averías de equipos o infraestructuras), fallos humanos (errores, accidentes o actos maliciosos) o catástrofes naturales (huracanes, terremotos o inundaciones). Las consecuencias de estas perturbaciones pueden ser más graves en el caso de las infraestructuras del hidrógeno porque este elemento tiene propiedades únicas que requieren una gestión especial en materia de seguridad³⁷. Sin embargo, los riesgos para la seguridad asociados al hidrógeno son bien conocidos, y se pueden aplicar normas, protocolos y medidas nacionales e internacionales para mitigarlos.

Otra forma de perturbación se produce cuando los Estados intentan aprovechar el comercio y la interdependencia de la energía como instrumento coercitivo con fines geoestratégicos. Hay múltiples ejemplos históricos de Estados que manipulan los flujos energéticos (boicots a la exportación o prohibiciones a la importación), los precios de la energía (descuentos para aliados) o las infraestructuras energéticas (construcción de nuevos oleoductos y gasoductos) por razones de política exterior (Van de Graaf y Sovacool, 2020). La mayoría de estos casos de «gobernación de la energía» se han asociado al crudo y al gas natural.

No cabe descartar que en el futuro se puedan instrumentalizar las importaciones o exportaciones de hidrógeno con fines de chantaje o extorsión de carácter político. Una condición indispensable para que se produzca esta gobernación de la energía es la existencia de una independencia asimétrica, una situación en la que uno de los actores es mucho más vulnerable a la ruptura de la relación que el otro; por ejemplo, porque puede recurrir rápidamente a otros socios comerciales o porque posee reservas significativas (por ejemplo, existencias de emergencia) (Keohane y Nye, 2001). En los primeros días del comercio internacional de hidrógeno, el número de socios comerciales será limitado y es probable que tanto proveedores como clientes estén sujetos a contratos bilaterales de larga duración. Cualquier perturbación en las importaciones o exportaciones afectará intensamente a la otra parte debido a la probable ausencia de un mercado líquido.

Sin embargo, es muy improbable que surja un cártel del hidrógeno que se parezca a las alianzas históricas sobre los combustibles fósiles, como el caso de las Siete Hermanas. Para que un cártel sea efectivo debe haber un número relativamente pequeño de productores que controlen una parte importante del mercado, deben ser capaces de establecer e imponer el cumplimiento de cuotas de producción, controlar la expansión de la capacidad y limitar la entrada de nuevos productores. Además, los sustitutos a corto plazo para el producto en cuestión deben ser limitados. Los mercados del gas no se han cartelizado porque no se han dado estas condiciones (Jaffe y Soligo, 2006). En el caso del hidrógeno, no es probable que se cumpla ninguna de ellas.

El hidrógeno puede producirse en muchos lugares del mundo. Es, de hecho, un producto manufacturado más que una materia prima o fuente de energía. Esto hace que sea imposible evitar que entren nuevos operadores en la industria, una condición esencial para la formación de un cártel. Por otra parte, muchos países han declarado su aspiración de convertirse en exportadores de hidrógeno y combustibles derivados, lo que limita las probabilidades de concentración de las exportaciones.

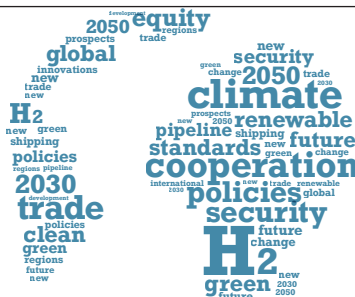
37 El hidrógeno tiene una amplia gama de concentraciones altamente inflamables y algunos compuestos derivados del hidrógeno pueden ser peligrosos para la salud.

Acceso a materias primas críticas

En la tecnología del hidrógeno (y otras tecnologías energéticas renovables) hacen falta materias primas, así que el debate se extiende también a la «seguridad de los materiales». En las tecnologías de las pilas de combustible y de almacenamiento de hidrógeno se utilizan alrededor de treinta materias primas (Comisión Europea, 2020b). Aunque las reservas geológicas de la mayoría de los minerales y metales son actualmente suficientes, es inevitable que los mercados se tensionen con el rápido incremento de la demanda y los prolongados plazos de entrega en los proyectos de minería y refino. Entre tanto, puede que aparezcan otras tecnologías que compitan con el hidrógeno por las cantidades disponibles de materiales críticos. Aunque los países puedan producir su propio hidrógeno y mejorar así su independencia energética, puede que dependan de un número limitado de países para obtener las materias primas necesarias. Los conceptos de innovación tecnológica, eficiencia energética, reciclado y economía circular serán críticos para aliviar la inquietud por la posibilidad de que se produzcan estrangulamientos del suministro de minerales y metales.

El rápido crecimiento del hidrógeno favorecerá el crecimiento de la demanda de níquel y zirconio para los electrolizadores y de los metales del grupo del platino para las pilas de combustible (AIE, 2021g). Como el hidrógeno desencadenará una mayor implantación de tecnologías renovables como la solar y la eólica —y como irá de la mano con la instalación de nuevas líneas eléctricas y baterías—, también aumentará la demanda de los minerales que se utilizan en esas tecnologías.

Diferentes tipos de electrolizadores y pilas de combustible necesitan diferentes materiales. Los electrolizadores alcalinos, que dominan el mercado actual, utilizan materiales que generalmente no se consideran críticos, como el acero y el níquel (HyTechCycling, 2020). Por el contrario, los electrolizadores de membrana de electrolitos poliméricos y los electrolizadores de óxido sólido parecen plantear problemas más serios de dependencia de materiales críticos. El platino y el iridio, que se utilizan en los electrolizadores de membrana de electrolito polimérico, son dos de los metales más escasos y con mayor intensidad de emisiones del mundo. Su oferta también está muy concentrada: Sudáfrica suministra más del 70 % del platino y más del 85 % del iridio del mundo (gráfico 4.7) (Minke *et al.*, 2021). Actualmente no hay sustitutos del iridio disponibles o previstos (Kiemel *et al.*, 2021).



© metamorworks / istockphoto.com

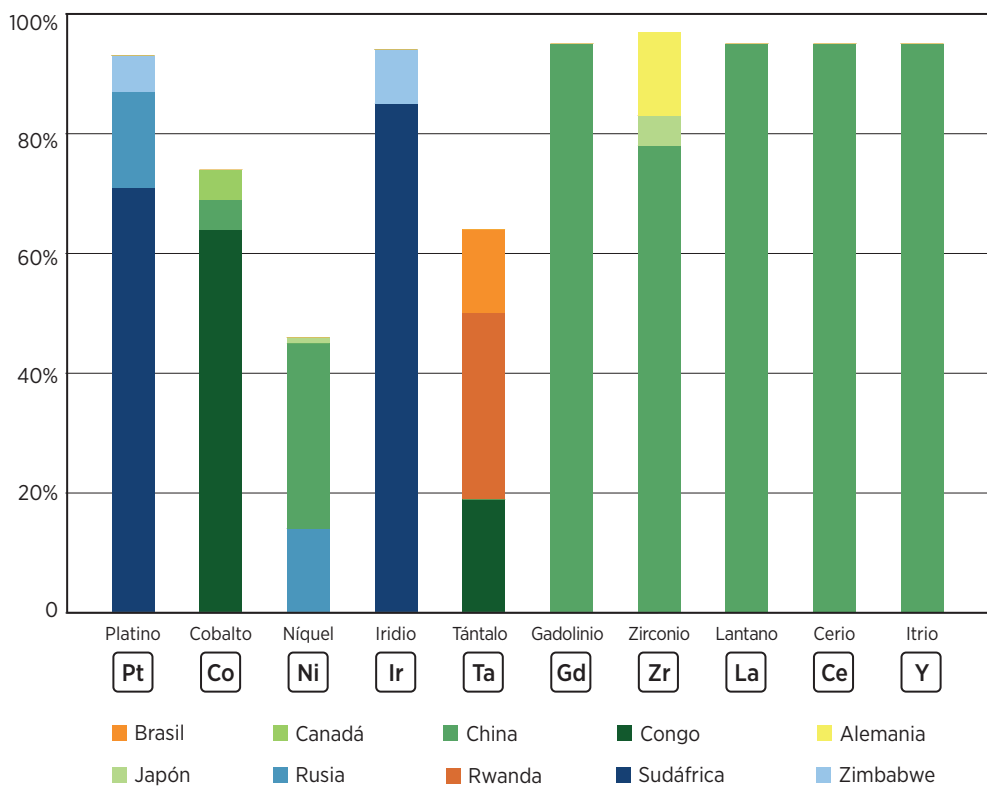
Uno de los principales usos de los metales del grupo del platino en la actualidad es la industria de automoción. Los catalizadores de los motores de combustión interna utilizan tres de estos metales —el platino, el paladio y el rodio— para limitar las emisiones de dióxido de azufre y óxido nítrico. El auge de los vehículos eléctricos alimentados por baterías reduce esta demanda. La industria del platino confía en que el auge de los electrolizadores de membrana de electrólito polimérico y las pilas de combustible pueda compensar la demanda de platino perdida. Los electrolizadores de óxido sólido, que actualmente se producen a escala de laboratorio, pero que prometen eficiencias que podrían reducir el consumo eléctrico, se enfrentan a una concentración de la oferta todavía mayor; casi el 95 % de los materiales críticos utilizados en los electrolizadores de óxido sólido provienen exclusivamente de China (gráfico 4.7) (IRENA, 2020a). Lo mismo se aplica a las pilas de combustible de óxido sólido.

Es importante señalar que los mercados para muchos de estos materiales no son líquidos y que son inelásticos a corto plazo. Esto significa que un cambio relativamente pequeño en la oferta y la demanda puede acarrear grandes fluctuaciones de precio. En los últimos veinte años, por ejemplo, los precios han fluctuado por un factor de 4 en el caso del platino, de 15 en el caso del paladio y de 70 en el caso del iridio (Platinum Matthey, s.f.). Estas fluctuaciones de precio podrían verse reflejadas en las cadenas de suministro de hidrógeno y afectar al coste total de equipos clave, como los electrolizadores, así como a los ingresos para los extractores y exportadores de materias primas.



Gráfico 4.7 Mayores productores de materiales críticos en electrolizadores

Fracción del suministro minero mundial (%)



Fuente: IRENA(2020a).



©Eigenvy_V/shutterstock.com

CAPÍTULO 5

LAS CAUSAS DE INESTABILIDAD GEOPOLÍTICA Y EL PAPEL DEL HIDRÓGENO PARA ABORDARLAS

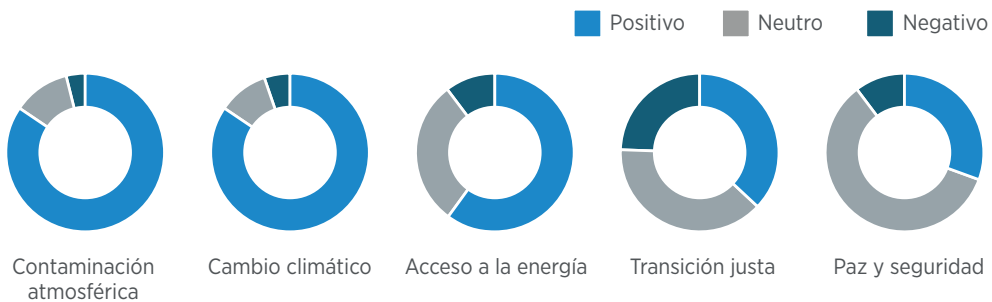
En el actual mundo interconectado, las historias de cambio geopolítico deben lidiar con la amplitud y el carácter multidimensional de las amenazas y vulnerabilidades locales. A menudo se utiliza el concepto de «seguridad humana» para describir las causas de inestabilidad geopolítica. Al margen de las amenazas militares a la seguridad del Estado, este concepto amplía la agenda de seguridad para incluir amenazas no tradicionales como el cambio climático, la pobreza y la enfermedad, que pueden menoscabar la paz y la estabilidad en y entre los países. La Asamblea General de las Naciones Unidas (2012) ha respaldado este principio, que inspira el trabajo de las Naciones Unidas en ámbitos que van desde la pacificación hasta la asistencia humanitaria y el desarrollo sostenible.

Los diecisiete Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) refleja la multidimensionalidad de la seguridad humana. En función de cómo se desarrolle, el hidrógeno podría tener efectos tanto positivos como negativos para el desarrollo sostenible (gráfico 5.1).



05

Gráfico 5.1 Opiniones de expertos acerca de las repercusiones del hidrógeno sobre determinados resultados de desarrollo sostenible para 2050



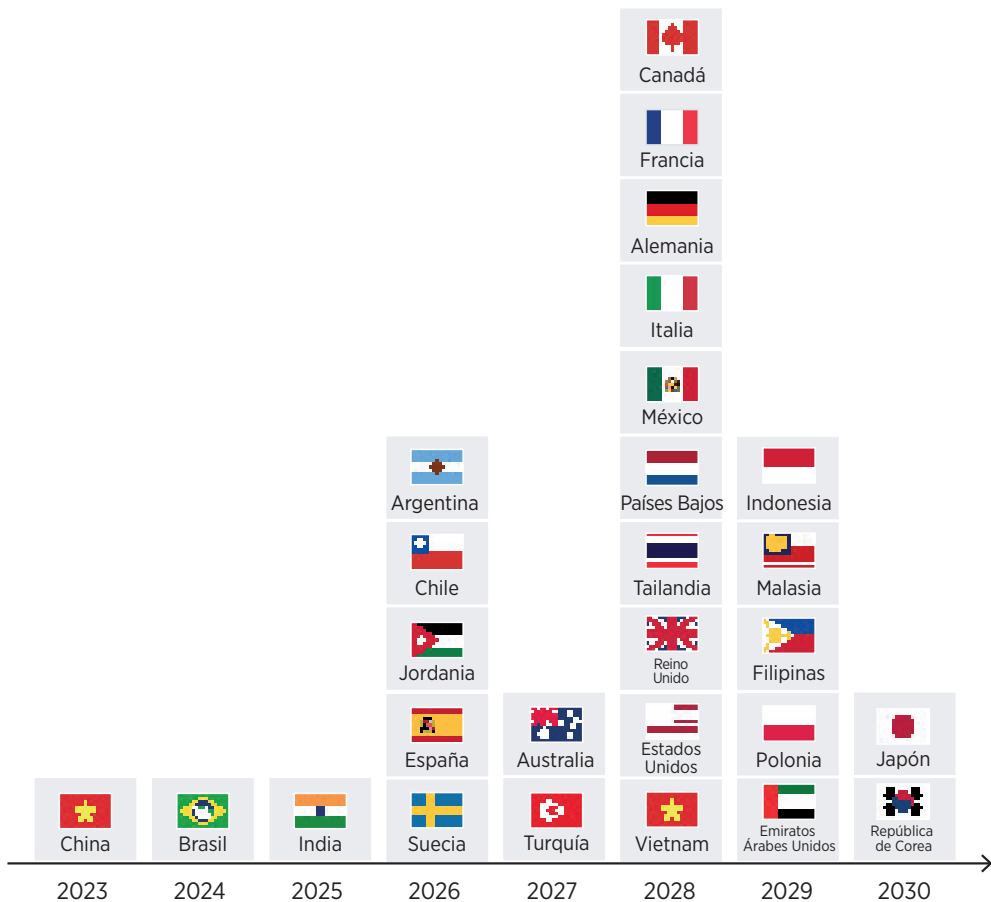
Fuente: Encuesta de IRENA para expertos (recuadro 2.2)

5.1 TRANSFORMACIONES SOCIOPOLÍTICAS

La transición energética mundial tiene consecuencias sociales y económicas que podrían tener un efecto dominó en la esfera geopolítica. Para que la transición energética sea justa e inclusiva, los responsables políticos deben prestar atención a sus efectos en el empleo y el desarrollo industria, así como a su inclusividad. Por una parte, IRENA estima que los electrolizadores por sí solos podrían propiciar la creación de dos millones de puestos de trabajo en todo el mundo a partir de 2030, para una población activa que se estima que alcanzará los 137 millones de personas para entonces (IRENA y OIT, 2021). Por otra, el hidrógeno podría causar perturbaciones en ciertas industrias al elevar el riesgo de que haya activos que queden en desuso. A veces se califica el hidrógeno azul de apuesta segura, porque permite que los países productores monetizen recursos de gas natural y tuberías que, de otro modo, podrían quedar en desuso. Pero la reducción de costes que se espera en el hidrógeno verde, junto con políticas más rigurosas de mitigación climática, implica que las inversiones en cadenas de suministro basadas en los combustibles fósiles (azul o gris)—especialmente en activos pensados para mantenerse en explotación durante muchos años— podrían acabar estancadas.

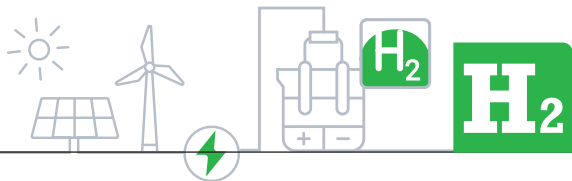
IRENA espera que el hidrógeno verde tenga menores costes que el azul para 2030 (IRENA, 2020a). Puede que esto ocurra incluso antes en algunos países como China, gracias a sus electrolizadores baratos, y Brasil o India, gracias a que tiene renovables asequibles y precios del gas relativamente elevados (gráfico 5.2).

Gráfico 5.2 Países en los que el hidrógeno verde podría ser más barato que el hidrógeno azul, por año



Fuente: BloombergNEF (2021d).

Notas: El gráfico se basa en el optimista escenario de costes de los electrolizadores alcalinos de Bloomberg New Energy Finance, en que la capacidad renovable y la electrolítica se desarrollen a la par y en las perspectivas de promedio del precio del gas a 20 años.



Otro riesgo de activos en desuso se cierne sobre el segmento de uso final de la cadena de valor del hidrógeno. Cabe prever que el hidrógeno limpio desempeñe un importante papel en industrias pesadas como el acero, el cemento y las sustancias químicas. Las plantas existentes en estos sectores tienen una vida útil normal de 30-40 años y la mayoría tendrán que someterse a reformas importantes durante su vida útil (IRENA, 2020b). Si se construyen nuevas plantas y activos que funcionen con combustibles fósiles, bloquearán miles de millones de toneladas de emisiones de gases de efecto invernadero y se corre el riesgo de que queden en desuso por el camino hacia la neutralidad climática. Dado que quedan pocos ciclos de inversión hasta 2050, será crucial adoptar una perspectiva de futuro para estas plantas.

La colaboración en y entre países será crucial para la oportuna difusión de las tecnologías limpias, especialmente para la industria pesada y el transporte. Por ejemplo, prestar asistencia a los países en desarrollo a implementar proyectos de hidrógeno podría contribuir a que se desenganchen de los combustibles fósiles, en lugar de quedar bloqueados en ellos. Por su parte, puede que para los países industrializados sea mejor reemplazar las infraestructuras envejecidas por soluciones compatibles con la neutralidad climática diseñadas para la economía del futuro.

El hidrógeno también puede formar parte de un paquete de transición justa y favorecer el desarrollo y la reconversión industriales, en particular en los polígonos industriales y los puertos, que son grandes consumidores de energía. Por ejemplo, la multinacional eléctrica española Iberdrola ha comenzado a construir una planta de hidrógeno verde para uso industrial en Puertollano (España), una antigua ciudad minera (Iberdrola, s.f.). El Puerto de Róterdam, que actualmente es un importante concentrador de combustibles fósiles, contempla convertirse en un concentrador de hidrógeno verde, conectándolo a cables de alta tensión de parques eólicos marítimos en el Mar del Norte y estableciendo nuevas rutas comerciales para importar hidrógeno y derivados (Autoridad Portuaria de Róterdam, 2020).



5.2 CAMBIO CLIMÁTICO, ESTRÉS HÍDRICO E INSEGURIDAD ALIMENTARIA

Riesgos para la seguridad relacionados con el clima

Durante más de una década, el cambio climático ha sido ampliamente reconocido como un potencial «multiplicador de amenazas», agravando las causas existentes de conflicto e inseguridad (Asamblea General de las Naciones Unidas, 2009). El informe de 2015 titulado *A New Climate for Peace* (Un nuevo clima para la paz), encargado por el Grupo de los Siete (G7) (Adelphi *et al.*, 2015) identifica siete riesgos compuestos de fragilidad climática que presentan graves amenazas para la estabilidad de los Estados y las sociedades en las próximas décadas (tabla 5.1): desde el incremento de la competencia por los recursos locales y la volatilidad de los precios de los alimentos hasta la menor seguridad de los medios de vida y la migración.

Tabla 5.1 Siete formas en que el cambio climático amenaza la estabilidad

Amenaza	Descripción
Competencia por los recursos locales	Con el aumento de la presión sobre los recursos naturales, la competencia puede provocar inestabilidad e incluso conflictos violentos en ausencia de mecanismos eficaces de resolución de controversias.
Inseguridad de los medios de vida y migración	El cambio climático aumentará la inseguridad de las personas que dependen de los recursos naturales para su medio de vida, lo que podría llevarles a emigrar o buscar fuentes de ingresos informales e ilegales.
Desastres y episodios meteorológicos extremos	Los desastres y episodios meteorológicos extremos agravarán situaciones ya frágiles y pueden aumentar las vulnerabilidades y las injusticias que sufre la población, especialmente en países afectados por conflictos.
Volatilidad de los precios y el suministro de alimentos	Es muy probable que el cambio climático perturbe la producción de alimentos en muchas regiones, incrementando los precios y la volatilidad del mercado y agravando el riesgo de protestas, disturbios y conflicto civil.
Gestión transfronteriza del agua	La gestión transfronteriza del agua es motivo frecuente de tensiones. A medida que la demanda crezca y el cambio climático afecte a su disponibilidad y calidad, es probable que la competencia por el uso del agua incremente la presión sobre las estructuras de gobernanza existentes.
Elevación del nivel del mar y degradación costera	La elevación del nivel del mar amenazará la viabilidad de las zonas de baja altitud incluso antes de que se vean sumergidas, lo que provocará trastornos sociales, desplazamientos y migraciones. Además, los desacuerdos sobre las fronteras marítimas y los recursos oceánicos podrían aumentar.
Efectos no deseados de las políticas climáticas	Con la aplicación más generalizada de las políticas de adaptación y mitigación, también aumentarán los riesgos de que se produzcan efectos negativos no deseados, especialmente en contextos ya frágiles.

Fuente: Adelphi *et al.* (2015).



El hidrógeno limpio será esencial para conseguir una descarbonización rápida y evitar el cambio climático desbocado. Dado que reduce las amenazas creadas por el cambio climático, puede contribuir a la estabilidad geopolítica. La necesidad de una buena política es especialmente pertinente en el caso del hidrógeno azul, dados los riesgos de las fugas de metano y la falta de normas sobre tasas de captura de dióxido de carbono. El gas hidrógeno puede contribuir indirectamente al calentamiento global cuando escapa a la atmósfera, porque incrementa los niveles de metano y ozono, los gases de efecto invernadero más nocivos después del dióxido de carbono. Sin embargo, este efecto no debe exagerarse. Se calcula que el potencial de calentamiento global del hidrógeno a cien años no llega a una cuarta parte del que tiene el metano³⁸. No obstante, será crucial contar con certificados de origen enraizados en un sistema internacional transparente y creíble para controlar y gestionar la contribución del hidrógeno a los esfuerzos en materia de cambio climático.

Estrés hídrico

El estrés hídrico presenta una amenaza directa al bienestar del ser humano y del medio ambiente. También puede causar migraciones masivas y provocar conflictos. Estos pueden estallar a distintos niveles, desde el nivel comunitario, donde las comunidades locales pueden verse obligadas a competir por los escasos recursos de agua dulce, hasta el nivel internacional, en forma de conflictos transfronterizos (FAO, 2020). Más de 2 000 millones de personas viven en países que padecen estrés hídrico (UNESCO, 2021). Se estima que el problema empeorará debido al cambio climático, a los modelos económicos y al crecimiento demográfico.

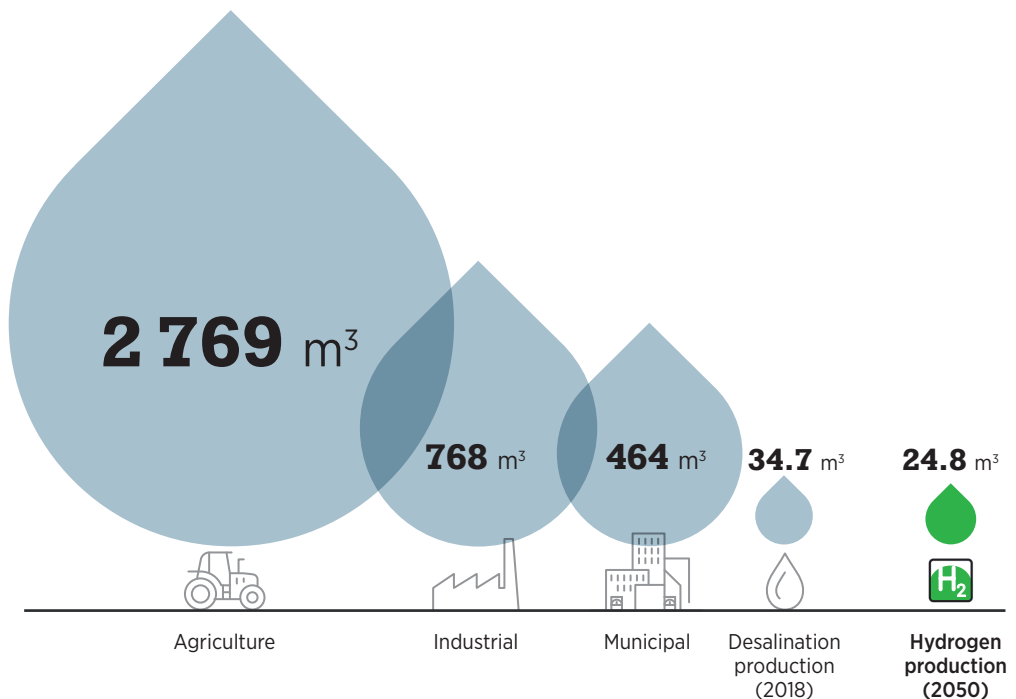
El hidrógeno necesita importantes cantidades de agua (pura) como materia prima. A medida que los efectos del cambio climático continúen exacerbando el estrés hídrico, puede que un número cada vez mayor de países se planteen si la producción de hidrógeno es adecuada a largo plazo. Los 409 millones de toneladas de hidrógeno verde que se estima serán necesarios para 2050 conforme al objetivo de 1.5 °C de IRENA precisarán entre 7 000 y 9 000 millones de metros cúbicos (m³) de agua al año: menos del 0.25 % del consumo actual de agua dulce (Banco Mundial, s.f.-c). Además, la vía de producción elegida importa, ya que el hidrógeno verde tiene una huella hídrica menor que el azul. Las tecnologías solar fotovoltaica y eólica utilizan mucha menos agua que la generación térmica en la fase operativa, por lo que liberan recursos hídricos cada vez más constreñidos (IRENA, 2015). Por ejemplo, el análisis de IRENA de los compromisos de China y la India sobre su contribución determinada a nivel nacional (CDN) revela que la expansión de la electricidad renovable, en particular de la solar fotovoltaica y la eólica, junto con las mejoras de las tecnologías de refrigeración, podría reducir la intensidad de captación de agua en la generación de electricidad en un 42 % y un 84 % para 2030, respectivamente (IRENA, 2018b; IRENA, 2016b). En la región del Consejo de Cooperación del Golfo (CCG), el cumplimiento de los planes y objetivos de implantación de energías renovables para 2030 puede reducir las captaciones de agua para la producción de electricidad y la consiguiente extracción de combustibles en 11,5 billones de litros, un descenso del 17 % (IRENA, 2019b).



38 Se estima que el potencial de calentamiento global del hidrógeno en un periodo de cien años es de 1.9-4.7, mientras que en el caso del metano es de 21.2-37.2 (Field y Derwent, 2021).

Los inversores tienen la mirada puesta en las localizaciones que mejores recursos solares FV y eólicos poseen para desarrollar proyectos de hidrógeno verde. La trampa está en que las zonas más soleadas tienden a ser también las más secas. Más del 70 % de los proyectos electrolíticos planificados estarán en regiones que padecen estrés hídrico, como Australia, Chile, Omán, Arabia Saudí y España (gráfico 5.4). En consecuencia, más del 85 % de los proyectos planificados de hidrógeno verde pueden necesitar abastecerse de agua mediante desalación (Rystad, 2021). La desalación del agua marina encarecería el kilogramo de hidrógeno entre 0.02 y 0.05 USD (Blanco, 2021; Caldera y Breyer, 2017). Y la mayor parte de las desaladoras comerciales actuales funcionan con combustibles fósiles.

Gráfico 5.3 Consumo hídrico del hidrógeno en 2050 en comparación con determinados sectores hoy (en miles de millones de euros metros cúbicos)

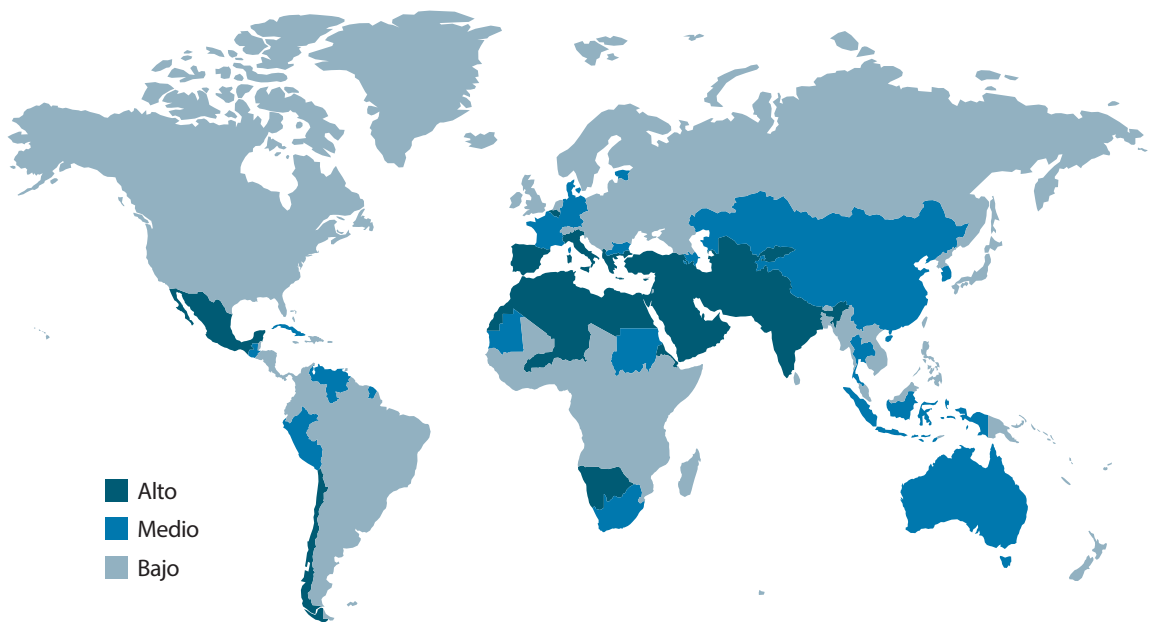


Fuente: Blanco (2021).

Notas: El gráfico solo tiene en cuenta el consumo de agua, no las captaciones. Las captaciones comprenden el agua que retorna directamente a la masa de agua de la que se extrajo. El consumo comprende el agua que se convierte en otra forma o que no retorna a la masa original. Aunque la mayor parte del agua puede recuperarse cuando el hidrógeno se quema o se utiliza en una pila de combustible, en general no retorna a la masa original de agua y se considera consumido (Beswick, Oliveira y Yan, 2021).

El hidrógeno verde puede representar una oportunidad para mejorar la seguridad hídrica. La desalación puede ser costosa para sectores como la agricultura o pequeñas industrias, por lo que el suministro de agua es crítico. La desalación para el hidrógeno verde incrementa en torno a un 1 o 2 % el consumo de energía y el coste de producción, cuyo factor determinante es el consumo eléctrico. De este modo, el hidrógeno verde podría ser un estímulo para el sector de la desalación y acarrear una expansión masiva de su capacidad. También podría incrementar el suministro de agua dulce para otros fines al margen de la electrólisis o reducir el coste de la desalación (IRENA, 2020a). Sin embargo, cabe señalar que las desaladoras producen salmuera enriquecida con sal y sustancias químicas, por lo que su retorno al mar podría tener efectos ecológicos.

Gráfico 5.4 Mapa térmico de los niveles de estrés hídrico



Fuente: Basado en Rystad Energy RenewableCube (2021).

Fuente del mapa: Natural Earth, 2021.

Aviso legal: Este mapa se ofrece únicamente a título ilustrativo. Las fronteras que figuran en él no implican ninguna clase de respaldo o aceptación por parte de IRENA.

Conflictos por la tierra y los alimentos

El hidrógeno se utiliza para producir todo el amoniaco industrial del mundo. El amoniaco es el principal ingrediente utilizado en los fertilizantes sintéticos, que representan una buena parte de las cosechas mundiales. Estos fertilizantes a base de hidrógeno sustentan aproximadamente a la mitad de la población mundial (Ritchie, 2017). Sin hidrógeno, la productividad agrícola caería en picado, poniendo en peligro la seguridad alimentaria de millones de personas.

Actualmente no existe una verdadera alternativa al uso de hidrógeno para producir fertilizantes sintéticos y, en general, el hidrógeno se obtiene del gas natural y del carbón, sin captura y almacenamiento de carbono. El previsible auge del hidrógeno limpio podría contribuir así a la descarbonización de la cadena mundial de suministro de alimentos. En la medida en que aumente la oferta de hidrógeno en el mercado, también podría reforzar la seguridad alimentaria mundial.

Estos efectos podrían ser especialmente pertinentes para el África Subsahariana, donde el consumo de fertilizantes fue inferior a 20 kilogramos por hectárea (kg/ha) en 2018: dos o tres veces menor que el necesario para satisfacer las necesidades del sector agrario (Banco Mundial, s.f.-d). El uso inadecuado de los fertilizantes causa el agotamiento de los nutrientes del suelo, baja productividad agraria y menos suelo cultivable per cápita. El amoniaco del continente se produce fundamentalmente a partir del gas natural que se concentra en Argelia, Egipto y Nigeria. Sin embargo, también se puede producir amoniaco de forma competitiva con energía solar y eólica, habiéndose anunciado proyectos en Egipto, Mauritania, Marruecos y Namibia (recuadro 3.2).



© fotolog / istock.com

© Niwat panket / shutterstock.com



También es esencial establecer prioridades, ya que los países deberían satisfacer sus necesidades nacionales de amoníaco antes de exportar.

El advenimiento del hidrógeno limpio también podría afectar a los precios mundiales de los alimentos. Imponer cuotas de hidrógeno verde a los productores de fertilizantes —como la India piensa hacer— puede contribuir a la expansión de la producción de hidrógeno verde. Sin embargo, su impacto sobre la seguridad alimentaria debería ser objeto de un atento seguimiento. El coste del gas natural representa actualmente entre el 60 y 80 % de los costes de insumos variables en la producción de fertilizantes nitrogenados (Comisión Europea, 2019). Cuando el precio del gas fluctúa, los precios de los fertilizantes también. Este efecto pudo apreciarse perfectamente en el otoño de 2021, cuando la escalada de los precios del gas natural obligó a algunos fabricantes de fertilizantes de Europa a recortar en todo o en parte la producción que habían ampliado (Thapliyal, 2021).

En lo que respecta a su impacto sobre el suelo, hay ciertos límites para el despliegue de instalaciones electrolíticas de gran escala a base de renovables en algunas zonas, como la elevada densidad demográfica o la competencia de otras actividades o funciones (*por ejemplo*, zonas agrarias o protegidas). Sin embargo, el impacto más significativo sobre el suelo vendrá de las enormes granjas eólicas y solares FV que habrá que construir para suministrar las cantidades necesarias de electricidad renovable e hidrógeno verde. En Australia, el proyecto «Western Green Energy Hub» ocupará una superficie de 15 000 km², alrededor de la mitad de la superficie de Bélgica o Lesotho, para producir hidrógeno verde y amoníaco para exportación. El riesgo de competencia por otros usos del suelo puede reducirse si las instalaciones renovables se construyen en regiones desérticas despobladas, como en el caso del proyecto Nour de hidrógeno eólico-solar en Mauritania, que podría dar lugar a la construcción del primer parque eólico marítimo de África (Collins, 2021b).

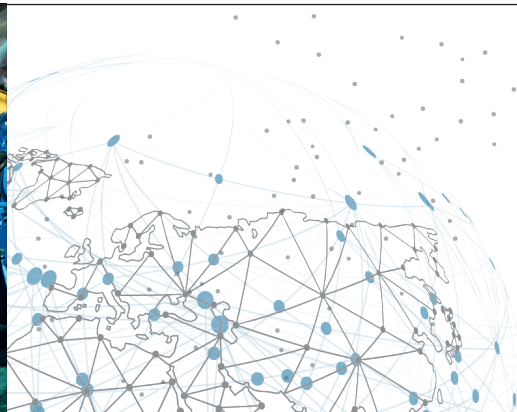
5.3 EL HIDRÓGENO Y LOS PAÍSES EN DESARROLLO

Muchos países han manejado durante mucho tiempo la premisa de que la vía de desarrollo más barata y accesible está pavimentada con combustibles fósiles, en particular el carbón. El carbón suministra más de un tercio de la electricidad del mundo y desempeña un papel crucial en industrias como el hierro y el acero. En varios países en rápido desarrollo, el carbón ha sido el combustible que ha alimentado sus tasas de crecimiento durante los últimos años y décadas. En China, por ejemplo, el carbón representaba el 61 % de la generación de electricidad total en 2020, mientras que en la India, el 71 % del suministro eléctrico depende del carbón (Ember, s.f.-a; Ember, s.f.-b). Industrias que hacen un uso intensivo de energía, como las cementeras, siderúrgicas y químicas, siguen casadas con los combustibles fósiles.

Durante la última década, el advenimiento de renovables más baratas ha comenzado a poner en cuestión la dependencia de los combustibles del siglo XX. El descenso de los costes de tecnologías renovables como la solar fotovoltaica, la eólica y las baterías abre un nuevo camino al desarrollo. Las renovables son actualmente la forma más barata de generación de electricidad y en 2020 mejoraron los costes del 61 % de las centrales eléctricas alimentadas por carbón sin necesidad de asistencia financiera (IRENA, 2021e; Lovins, 2021a). En consecuencia, los países en desarrollo se encuentran ahora ante una oportunidad única de adelantar a los combustibles fósiles en el sistema eléctrico. Varios países lo han hecho ya o están a punto de inclinarse por las renovables para atender a todo o casi todo el crecimiento de la demanda eléctrica (Bond *et al.*, 2021).

No hay motivo para creer que ese adelantamiento a los combustibles fósiles vaya a limitarse al sector eléctrico. Por ejemplo, hay países y regiones que pueden pasar directamente a la movilidad eléctrica, como han hecho India y África con los vehículos eléctricos de dos y tres ruedas. El hidrógeno limpio puede ampliar el conjunto de opciones que permitan realizar el adelantamiento en numerosos sectores.

Muchos países en desarrollo tienen décadas de experiencia con el hidrógeno, aunque solo sea como materia prima de la producción de amoníaco para fertilizantes. Algunos países están aprovechando sus oportunidades de poner en marcha proyectos piloto sobre el hidrógeno en nuevos sectores. Indonesia, Sudáfrica y Trinidad y Tobago comienzan a instalar pilas de combustible a base de metanol o de amoníaco en torres de telecomunicaciones, a menudo en sustitución de generadores diésel para los sistemas de alimentación auxiliar (Romer, 2011). China, Costa Rica y Malasia han introducido autobuses con pilas de combustible (De Sisternes, Fernando y Jackson, 2020). India estudia imponer la obligación de que las refinerías y las fábricas de fertilizantes utilicen en parte hidrógeno verde (Verma, 2021).



Los países en desarrollo todavía tienen que construir sus infraestructuras, en particular carreteras, casas, escuelas, fábricas, sistemas de alcantarillado y sistemas eléctricos. Para hacerlo necesitan gran cantidad de energía y materiales con una gran intensidad de emisiones, que a menudo son importados. Satisfacer estas necesidades multiplicará los beneficios del adelantamiento.

El hidrógeno limpio puede ofrecer nuevas oportunidades industriales para la producción y utilización de productos como el acero verde. Incluso algunos de los países más pobres del mundo pueden tener la capacidad de explotar su potencial energético renovable para producir hidrógeno verde localmente, de modo que se generen oportunidades económicas y se incremente la seguridad energética. Este potencial solo podrá aprovecharse a través de un esfuerzo internacional de canalización de recursos, puesta en común de tecnologías y transferencia de conocimientos técnicos.

El mundo entero se beneficiará de la implantación del hidrógeno en los países en desarrollo y las economías emergentes si ayuda a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuye al desarrollo local y al crecimiento económico. Desde el cambio de siglo, el consumo de energía del conjunto de los países en desarrollo casi se ha duplicado; los países en desarrollo y las economías emergentes representan ahora más de la mitad de la demanda energética mundial (BP, 2021)³⁹ aunque su consumo per cápita se mantiene muy por debajo del de los países desarrollados y millones de personas de estos países carecen todavía de acceso a servicios energéticos básicos.

Por el momento, no obstante, las tecnologías de transición energética son demasiado caras para muchos países en desarrollo. Por consiguiente, es posible que la brecha entre los países ricos, que pueden permitirse la investigación, el desarrollo y la implantación del hidrógeno limpio, y los países más pobres, que no pueden hacerlo, aumente antes de reducirse, lo que supondrá un obstáculo para una transición energética justa y equitativa.

Ayudar a los países en desarrollo —especialmente a los menos desarrollados— a implantar las tecnologías del hidrógeno desde un principio podría evitar que se amplíe la brecha de la descarbonización mundial. El acceso a tecnología (patentada), formación, desarrollo de capacidades y financiación asequible será clave para aprovechar todas las posibilidades que ofrece el hidrógeno para descarbonizar el sistema energético mundial y contribuir a la igualdad y la estabilidad. Esto no es solo una cuestión de equidad. Un mercado del hidrógeno diverso creará nuevas oportunidades para el comercio y la cooperación, reduciendo los riesgos de la cadena de suministro y mejorando la seguridad energética para todos.



© marchmeena29/istock.com

39 Según datos de consumo de energía primaria de países de la OCDE y ajenos a la OCDE.

CAPÍTULO 6

CONSIDERACIONES POLÍTICAS Y EL CAMINO A SEGUIR

La Comisión Mundial sobre la Geopolítica de la Transformación Energética afirmó en su informe de 2019 que el mundo que surgirá de la transición energética renovable será muy diferente del que se construyó sobre los combustibles fósiles (IRENA, 2019a). También señaló que no era posible predecir el alcance y el ritmo precisos de la transformación energética. El auge del hidrógeno es ejemplo de ello. Hace algunos años, el hidrógeno era considerado un nicho en el debate energético mundial. Actualmente es un elemento fundamental de las estrategias de descarbonización para los sectores más resistentes, con un creciente número de países e industrias que apuestan por que su uso se va a generalizar.

Muchos aspectos de la transición energética siguen evolucionando. La cuota de la energía renovable sigue creciendo, con los consiguientes cambios sistémicos. La importante electrificación de los usos finales ya está reconfigurando el volumen y el alcance de la demanda. Todavía está por determinar qué papel desempeñará el hidrógeno, ya que la mayor parte se sigue produciendo con combustibles fósiles. La producción de hidrógeno verde prosperará, pero también en zonas distintas de las que albergan actualmente los yacimientos de petróleo y gas. La evolución de los mercados del hidrógeno puede tener diferentes implicaciones económicas, sociales, ambientales y geopolíticas. Pese a las numerosas incógnitas, la implantación del hidrógeno debería realizar avances significativos para 2030 en el camino hacia un sistema energético descarbonizado para 2050. A continuación, se tratan algunas de las consideraciones en las que se basa la acción política.



© northlightimages / istock

06

El hidrógeno forma parte de una transición energética mucho más amplia, y su estrategia de desarrollo e implantación no debería aplicarse de forma aislada.

Los países deberían evaluar con detenimiento cómo encaja el hidrógeno en su estrategia económica, social, medioambiental y política en general. Entre los factores que deberán sopesar en sus esfuerzos para posicionarse en la nueva economía de la energía están la madurez de su sector energético, el nivel actual de competitividad económica y los efectos socioeconómicos que pueda tener cada decisión que tomen. Por ejemplo, es bien posible que un país que disponga de buenos recursos energéticos renovables y electricidad barata opte por la electrólisis para fabricar hidrógeno verde competitivo en costes. En otros casos, puede que los responsables políticos consideren más útil centrarse en otras tecnologías que sustentan la transición energética (IRENA, 2020b).

La transición energética está diversificando proveedores, rutas de suministro y los tipos de vectores energéticos disponibles para importación. En consecuencia, los planes y las inversiones que se hagan en infraestructuras deberán evaluarse detenidamente, dado que estas decisiones tienen una larga vida y los riesgos (y los costes) de que los activos queden en desuso son elevados. Por ejemplo, las infraestructuras de tuberías deben ser susceptibles de readaptarse para transportar gases verdes como el hidrógeno y el biometano. Y los desafíos técnicos y costes económicos de esta readaptación deberían tenerse en cuenta desde el principio.

Será esencial establecer las prioridades con acierto en lo que respecta al uso del hidrógeno para lograr su rápida expansión y contribución a largo plazo a los esfuerzos de descarbonización.

En la esfera mundial, los esfuerzos deberían concentrarse en las aplicaciones que ofrezcan las ventajas más inmediatas y permitan economías de escala, en particular a corto plazo. En sus primeros días, es probable que el comercio del hidrógeno se conforme en torno a acuerdos bilaterales que entrañarán un riesgo de incumplimiento por una de las partes. Dar prioridad a las aplicaciones de alta demanda para las que el hidrógeno es claramente la mejor alternativa podría ser más rentable y menos susceptible a los riesgos asociados a los mercados incipientes. Un ejemplo podría ser apoyar y después acelerar el cambio al hidrógeno verde en aplicaciones industriales donde ya se utilice hidrógeno, como el refinado y la producción de amoníaco y metanol (IRENA, 2020b).

La electricidad generada de fuentes renovables para usos productivos debería evaluarse con prudencia antes de pasar a producir hidrógeno verde (IRENA, 2020b). De lo contrario, el uso indiscriminado de hidrógeno verde podría ralentizar la transición energética y posiblemente volver a introducir más combustibles fósiles en la matriz energética. No aplicar el principio de adicionalidad también podría dificultar el progreso para extender el acceso a la energía a quienes carecen de ella actualmente, si los países priorizan la implantación de renovables para la exportación de hidrógeno verde.



© peshkov/istock

La cooperación internacional será necesaria para diseñar un mercado del hidrógeno transparente con normas coherentes que contribuyan a los esfuerzos relacionados con el cambio climático de manera constructiva.

El hidrógeno limpio puede ser parte importante del rompecabezas de la descarbonización profunda y, a su vez, contribuir a la estabilidad geopolítica generando buenas oportunidades económicas y políticas para los países y regiones y reduciendo al mínimo los riesgos y las pérdidas a causa del clima. Pero existen riesgos de encajonamiento tecnológico en el carbono si las estrategias sobre el hidrógeno prolongan la oferta y la demanda de combustibles fósiles y dificultan la eficiencia energética y la electrificación. En lo que respecta al hidrógeno azul, será necesario un umbral acordado de captura de carbono y de emisiones de metano para garantizar que este tipo de hidrógeno realice una contribución significativa a la descarbonización.

La transparencia en el procedimiento de determinación de las emisiones será esencial para el correcto funcionamiento del mercado internacional del hidrógeno. El éxito de los mercados de hidrógeno limpio depende de la capacidad de establecer normas coherentes y transparentes que faciliten su implantación en países, regiones y sectores. Su conformación podría ser un escenario de competencia geopolítica, pero es mucho lo que se puede ganar con una potente cooperación internacional y un compromiso político y económico constructivo. IRENA ofrece un útil paraguas mundial para este tipo de cooperación a través de su Marco de Colaboración sobre el hidrógeno verde.

El apoyo al avance de la energía renovable y del hidrógeno verde en los países en desarrollo es crucial para descarbonizar el sistema energético y puede contribuir a la igualdad y la estabilidad en el mundo.

Un mercado del hidrógeno diverso crearía nuevas oportunidades para el comercio y la cooperación, reduciría los riesgos de la cadena de suministro y mejoraría la seguridad energética para todos. La capacidad de los países para convertir el potencial renovable en producción de energía depende de su capacidad de fabricación de los equipos necesarios y de la propiedad intelectual e industrial que sustenta la innovación. Actualmente, la capacidad de fabricación está relativamente concentrada en unos pocos países. Esto implica que la mayoría de los países dependen de los equipos que importan de un conjunto relativamente reducido de lugares. En pro de la estabilidad geopolítica y de una transición energética justa, los futuros importadores deberían promover la diversificación haciendo posible que los países en desarrollo con abundancia de renovables establezcan cadenas de valor locales e industrias verdes creadoras de empleo. El acceso a tecnología, formación, desarrollo de capacidades y financiación asequible será vital para aprovechar todas las posibilidades que ofrece el hidrógeno para descarbonizar el sistema energético mundial y contribuir a la igualdad y la estabilidad en el mundo.

Los riesgos geopolíticos pueden mitigarse reduciendo el consumo innecesario de energía en muchos usos finales.

Para transformar una industria de modo que sea verdaderamente sostenible no basta con cambiar de fuentes de energía, sino que también es preciso desarrollar métodos eficientes de utilizar la energía de forma justa y equitativa. Esto implica reducir el consumo de energía innecesario en numerosos usos finales y cambiar el sistema, que se basa en el incremento constante del consumo. Por ejemplo, en el cambio a un sistema energético descarbonizado, puede que los países produzcan hidrógeno para mejorar su independencia energética pero que sigan dependiendo de los materiales importados de un número reducido de países. La innovación, la eficiencia, el reciclado y la economía circular pueden ayudar a aliviar la inquietud por la posibilidad de que se produzcan estrangulamientos del suministro de minerales y metales. Pero reducir la demanda será esencial para la seguridad de los materiales a largo plazo.

Los responsables políticos deberían considerar las repercusiones generales del desarrollo de hidrógeno para el desarrollo sostenible a fin de garantizar resultados positivos y duraderos.

A menudo se cita el concepto de «seguridad humana» como una de las causas de inestabilidad geopolítica. Según se ha desarrollado en la Agenda 2030 y en los diecisiete Objetivos de Desarrollo Sostenible, este concepto amplía la agenda de seguridad para incluir amenazas como la pobreza y la enfermedad, que pueden menoscabar la paz y la estabilidad en y entre los países. En función de cómo se desarrolle, el hidrógeno podría tener efectos tanto positivos como negativos para el desarrollo sostenible. Por ejemplo, desde una perspectiva técnica, en general no se percibe que el agua que hace falta para el uso de hidrógeno sea un obstáculo para su implantación. Sin embargo, el cambio climático multiplica los riesgos hídricos en zonas que actualmente se consideran prometedores centros de producción de hidrógeno. Un mayor conocimiento del carácter multidimensional de las amenazas y vulnerabilidades mundiales permitirá prever y desactivar ciertos riesgos que podrían acompañar a la implantación del hidrógeno a gran escala.

Los gobiernos se encuentran actualmente ante una oportunidad única de conformar el advenimiento del hidrógeno, evitar los defectos e ineficiencias de los sistemas actuales e influir en los resultados geopolíticos. Es evidente que la creciente adopción de las tecnologías del hidrógeno perturbará determinadas alianzas y asociaciones económicas y políticas. Si se trabaja con el debido cuidado y cautela, este conjunto de tecnologías energéticas también ofrece la oportunidad de demostrar la fuerza positiva de estas perturbaciones, incrementando la soberanía, la resiliencia y la cooperación a escala nacional y regional. La experiencia en el uso de combustibles fósiles puede ser instructiva a medida que se acelere en la carrera por el hidrógeno limpio. Los responsables políticos también pueden extraer enseñanzas tempranas de los pioneros del sector del hidrógeno y reproducir las prácticas que desarrollen con éxito. Sobre todo, la cooperación internacional será esencial para resolver de manera eficaz las incógnitas, mitigar los riesgos y superar los obstáculos que se presenten en los años venideros.

REFERENCIAS

Abad, A.V. y P.E. Dodds (2020), *Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges* [Iniciativas de caracterización del hidrógeno verde: definiciones, normas, garantías de origen y desafíos], *Energy Policy*, Vol. 138, 111300.

Adelphi, International Alert, The Wilson Center e Instituto de Estudios de Seguridad de la Unión Europea (2015), *A New Climate for Peace: Taking Action on Climate and Fragility Risks* [Un nuevo clima para la paz: actuar sobre los riesgos climáticos y de fragilidad].

ADNOC (2021a), *ADNOC and three Japanese companies to explore hydrogen and blue ammonia opportunities* [ADNOC y tres empresas japonesas explorarán las oportunidades que ofrecen el hidrógeno y el amoníaco azul], Abu Dhabi National Oil Company, Abu Dabi, www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2021/adnoc-and-three-japanese-companies-to-explore-hydrogen-and-blue-ammonia-opportunities.

ADNOC (2021b), *ADNOC and PETRONAS sign comprehensive strategic framework agreement* [ADNOC y PETRONAS firman un acuerdo marco estratégico integral], Abu Dhabi National Oil Company, Abu Dabi, www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2021/adnoc-and-petronas-sign-comprehensive-strategic-framework-agreement.

ADNOC (2021c), *ADNOC and Korea's GS energy explore opportunities to grow Abu Dhabi's hydrogen economy and carrier fuel export position* [ADNOC y la coreana GS Energy exploran oportunidades para potenciar el crecimiento de la economía del hidrógeno en Abu Dabi y su posición como exportador de combustible para el transporte], Abu Dhabi National Oil Company, Abu Dabi, www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2021/adnoc-and-koreas-gs-energy-explore-opportunities.

African Hydrogen Partnership (2019), *Green African Hydrogen Operational Planning* [Hidrógeno africano verde, planificación operativa], www.afr-h2-p.com/documents, (último acceso: 29 de marzo de 2022).

Agora (2021), *12 insights on hydrogen* [Doce perspectivas sobre el hidrógeno], Agora Energiewende and Agora Industry, www.agora-energiewende.de/en/publications/12-insights-on-hydrogen-publication/.

AIE (2019a), *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*, AIE, París.

AIE (2019b), *Africa Energy Outlook 2019 – World Energy Outlook Special Report* [Perspectivas energéticas africanas – Informe especial de perspectivas energéticas mundiales], AIE, París, www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2019.

AIE (2020), *World Energy Outlook 2020* [Perspectivas energéticas mundiales 2021], AIE, París, www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020.

AIE (2021a), *Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector* [Neutralidad climática para 2050: Una hoja de ruta para el sector energético mundial], Agencia Internacional de la Energía, París, https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf.

AIE (2021b), *Methane Tracker 2021 – Analysis* [Observador del Metano 2021 – Análisis], AIE, París, www.iea.org/reports/methane-tracker-2021.

AIE (2021c), *Global Hydrogen Review 2021* [Informe mundial del hidrógeno 2021], AIE, París, www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021.

AIE (2021d), *Could the green hydrogen boom lead to additional renewable capacity by 2026?* [¿Podría el auge del hidrógeno verde generar capacidad renovable adicional para 2026?], AIE, París, 1 de diciembre, www.iea.org/articles/could-the-green-hydrogen-boom-lead-to-additional-renewable-capacity-by-2026.

AIE (2021e), *Global EV Outlook 2021* [Perspectiva mundial de los vehículos eléctricos 2021], AIE, París, www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021.

AIE (2021f), *World Energy Outlook 2021* [Perspectiva mundial de la energía 2021], AIE, París, www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021.

AIE (2021g), *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions* [El papel de los minerales críticos en las transiciones energéticas limpias], AIE, París.

Amelang, S. (2020), *Europe vies with China for clean hydrogen superpower status* [Europa rivaliza con China por el estatus de superpotencia del hidrógeno limpio], Clean Energy Wire, www.cleanenergywire.org/news/europe-vies-china-clean-hydrogen-superpower-status.

Aramco (2020a), *Aramco completes its acquisition of a 70% stake in SABIC from the Public Investment Fund (PIF)* [Aramco completa su adquisición de una participación del 70 % en SABIC con cargo al Fondo Público de Inversión], www.aramco.com/en/news-media/news/2020/saudi-aramco-completes-acquisition-of-70-percent-stake-in-sabic.

Aramco (2020b), *World's first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future* [El primer cargamento de amoníaco azul del mundo abre una nueva ruta hacia un futuro sostenible], www.aramco.com/en/news-media/news/2020/first-blue-ammonia-shipment.

Argus (2021), *Oman signs land deal for new green hydrogen plant* [Omán firma un contrato de suelo para una nueva planta de hidrógeno verde], www.argusmedia.com/en/news/2247165-oman-signs-land-deal-for-new-green-hydrogen-plant.

Asamblea General de las Naciones Unidas (2009), El cambio climático y sus posibles repercusiones para la seguridad. *Informe del Secretario General*, 11 de septiembre, Naciones Unidas, Nueva York.

- Atchison, J. (2021)**, *Ammonia infrastructure: panel wrap-up from the 2020 Ammonia Energy Conference* [La infraestructura del amoníaco: conclusiones del panel de la Conferencia Energética sobre el Amoníaco], 22 de enero, www.ammoniaenergy.org/articles/ammonia-infrastructure/.
- Autoridad Portuaria de Róterdam (2020)**, *Hydrogen vision* [Una visión del hidrógeno], 7 de mayo, <https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2021-06/hydrogen-vision-port-of-rotterdam-authority-may-2020.pdf>.
- Banco Mundial (s.f.-a)**, *GDP (current, US\$)* [PIB (actual, USD)], Banco Mundial, Washington DC, <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD>.
- Banco Mundial (s.f.-b)**, *Energy imports, net (% of energy use)*, *World Development Indicators* [Importaciones de energía, netas (% de uso de energía), Indicadores del desarrollo mundial] <https://data.worldbank.org/indicator/EG.IMP.CON.S.ZS>.
- Banco Mundial (s.f.-c)**, *Annual freshwater withdrawals, total (billion cubic meters)* [Captaciones anuales de agua dulce, total (miles de millones de metros cúbicos)], <https://data.worldbank.org/indicator/ER.H2O.FWTL.K3>.
- Banco Mundial (s.f.-d)**, *Fertiliser consumption (kilograms per hectare of arable land)* [Consumo de fertilizantes (kilogramos por hectárea de tierra cultivable)], <https://data.worldbank.org/indicator/AG.CON.FERT.ZS>.
- Bataille, C. et al. (2021)**, *Global Facility Level Net-Zero Steel Pathways: Technical Report on the First Scenarios of the Net-Zero Steel Project* [Informe técnico sobre los primeros escenarios del proyecto de acero neutro en carbono], Instituto para el Desarrollo Sostenible y las Relaciones Internacionales, París, https://netzerosteel.org/wp-content/uploads/pdf/net_zero_steel_report.pdf.
- Bauer, C. et al. (2021)**, *On the climate impacts of blue hydrogen production* [Sobre los impactos climáticos de la producción de hidrógeno azul]. <https://doi.org/10.33774/CHEMRXIV-2021-HZOQP>.
- Beswick, R.R., A.M. Oliveira e Y. Yan (2021)**, *Does the green hydrogen economy have a water problem? [¿Tiene la economía del hidrógeno verde un problema con el agua?]*, *ACS Energy Letters*, Vol. 6, No. 9, pp. 3167-3169.
- Black, R. et al. (2021)**, *Taking Stock: A global assessment of net zero targets* [Una evaluación mundial de los objetivos de cero emisiones], Energy & Climate Intelligence Unit y Oxford Net Zero, Londres.
- Blanco, H. (2021)**, *Hydrogen production in 2050: How much water will 74 EJ need?* [La producción de hidrógeno en 2050: cuánta agua se necesitará para producir 74 EJ?], *Energy Post*, <https://energypost.eu/hydrogen-production-in-2050-how-much-water-will-74ej-need/>.
- BloombergNEF (2021a)**, *New Energy Outlook 2021* [Nuevas perspectivas energéticas 2021], Bloomberg New Energy Finance, Londres.
- BloombergNEF (2021b)**, *2H 2021 Hydrogen Market Outlook: China Drives a Gigawatt* [Perspectiva del mercado del hidrógeno 2H 2021], Bloomberg New Energy Finance, Londres.
- BloombergNEF (2021c)**, *Decarbonizing Steel: A Net Zero Pathway* [Descarbonización del acero: una vía hacia la neutralidad climática], Bloomberg New Energy Finance, Londres.
- BloombergNEF (2021d)**, *Green Hydrogen to Start Undercutting Blue by Mid-2020s* [El hidrógeno verde comenzará a ser más barato que el azul a mediados de la década de 2020], Bloomberg New Energy Finance, Londres.
- BMW (2021)**, *Minister Altmaier: 'Making further progress on international market ramp-up for green hydrogen'* [Según el ministro Altmaier, continúan los avances en la expansión del mercado internacional del hidrógeno verde], Ministerio Federal de Economía y Acción Climática, comunicado de prensa de 14 de junio, www.bmw.de/Redaktion/EN/Pressemitteilung/en/2021/06/20210614-new-funding-instrument-h2global-launched.html (último acceso: 29 de marzo de 2022).
- Bogdanov, D., M. Child and C. Breyer (2019)**, *Reply to 'Bias in energy system models with uniform cost of capital assumption'* [Respuesta a «Sesgo en los modelos de sistemas energéticos basados en la premisa del coste de capital uniforme»] *Nature Communication*, Vol. 10, 4587, <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12469-y>.
- Bond, K. et al. (2021)**, *Reach for the sun: The emerging market electricity leapfrog* [El salto eléctrico del mercado emergente], Carbon Tracker.
- Bowen, J. (2021)**, *Fuelling Cooperation: The Indo-Pacific Hydrogen Transformation* [Combustible para la cooperación: la transformación del hidrógeno en el Indo-Pacífico], Perth USAsia Center.
- BP (2021)**, *Statistical Review of World Energy 2021* [Revisión estadística de la energía mundial 2021], BP, Londres, www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf.
- Brasington, L. (2019)**, *Hydrogen in China* [El hidrógeno en China], Cleantech Group, www.cleantech.com/hydrogen-in-china/.
- Brisbane Times (2021)**, *Fortescue unveils plan for world-leading green hydrogen hub in Qld* [Fortescue desvela un plan de instalación de un centro líder mundial en hidrógeno verde], 10 de octubre, www.brisbanetimes.com.au/ (requiere suscripción).
- Bullard, N. (2021)**, *A gigafactory for hydrogen could be a game changer* [Una gigafábrica de hidrógeno podría cambiar las reglas del juego], Bloomberg, www.bloomberg.com/news/articles/2021-07-01/a-gigafactory-for-hydrogen-could-be-a-game-changer, (requiere suscripción).
- CAFCP (2018)**, *The California Fuel Cell Revolution* [La revolución de las pilas de combustible de California], California Fuel Cell Partnership, julio, p. 24.

Caglayan, D.G. et al. (2020), *Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe* [El potencial técnico de las cavernas de sal para el almacenamiento de hidrógeno en Europa], *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 45, No.11, pp. 6793-6805.

Caldera, U., y C. Breyer (2017), *Learning curve for seawater reverse osmosis desalination plants: Capital cost trend of the past, present, and future* [Curva de aprendizaje de las desaladoras de ósmosis inversa: tendencia del coste de capital del pasado, presente y futuro], *Water Resources Research*, Vol. 53, No. 12, pp. 10523-10538.

CARB (2019), *2019 Annual Evaluation of Fuel Cell Electric Vehicle Deployment & Hydrogen Fuel Station Network Development* [Evaluación anual de 2019 del despliegue de vehículos eléctricos de pila de combustible y de la red de estaciones de repostaje de hidrógeno], California Air Resources Board, julio, p. 89.

CME (2021), Hidrógeno en el horizonte: ¿preparados, listos, ya? Estrategias nacionales, *Consejo Mundial de la Energía*, Londres, https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Working_Paper_-_National_Hydrogen_Strategies_-_September_2021_SPANISH.pdf?v=1646390984.

Collins, L. (2021a), *Green hydrogen now cheaper to produce than grey H2 across Europe due to high fossil gas prices* [El hidrógeno verde es ahora más barato de producir que el H2 gris en toda Europa debido a los elevados precios del gas fósil], *Recharge*, www.rechargenews.com/energy-transition/green-hydrogen-now-cheaper-to-produce-than-grey-h2-across-europe-due-to-high-fossil-gas-prices/2-1-1098104.

Collins, L. (2021b), *New 10GW green hydrogen project in Mauritania could include Africa's first offshore wind farm* [Un nuevo proyecto de hidrógeno verde de 10 GW en Mauritania podría impulsar el primer parque eólico marítimo de África], *Recharge*, www.rechargenews.com/energy-transition/new-10gw-green-hydrogen-project-in-mauritania-could-include-africas-first-offshore-wind-farm/2-1-1074316.

Comisión Europea (2019), *Fertilisers in the EU: Prices, trade, and use* [Los fertilizantes en la UE: precios, comercio y uso], *EU Agricultural Market Briefs*, No. 15, Junio, https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/food-farming-fisheries/farming/documents/market-brief-fertilisers_june2019_en.pdf.

Comisión Europea (2020a), *Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra*, 8 de julio, Bruselas, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=EN>.

Comisión Europea (2020b), *Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU: A Foresight Study* [Materias primas críticas para tecnologías y sectores estratégicos en la UE: un estudio de prospectiva], Centro Común de Investigación, Comisión Europea, Bruselas, <https://ec.europa.eu/docsroom/documents/42881>.

Comisión Europea (2021), *Sistema económico y financiero europeo: fomentar la apertura, la fortaleza y la resiliencia*, 19 de enero, Bruselas.

Comité de Asesoramiento Estratégico de la Hoja de Ruta Tecnológica y Society of Automotive Engineers of China (SAE-China) (2016), *Hydrogen Fuel Cell Vehicle Technology Roadmap* [Hoja de ruta tecnológica de los vehículos de pilas de combustible de hidrógeno], https://static1.squarespace.com/static/5b7d93fe0dbda3ea011485b9/t/5d93c88ef490cb28e94bd655/1569966226975/FCV+Tech+Roadmap_China.pdf.

Congreso de EE. UU. (2021), *H.R.5376 - Build Back Better Act* [H.R.5376 - Ley para reconstruir mejor], www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376/text.

Consejo Mundial de la Energía (2021), Hidrógeno en el horizonte: ¿preparados, listos, ya? Demanda de hidrógeno y dinámica de costes, Consejo Mundial de la Energía, septiembre de 2021, https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Working_Paper_-_Hydrogen_Demand_And_Cost_Dynamics_-_September_2021_SPANISH.pdf?v=1646391021.

CSET (2021), *Outline of the People's Republic of China 14th Five-Year Plan for National Economic and Social Development and Long-Range Objectives for 2035* [Descripción del Decimocuarto Plan Quinquenal de la República Popular China para el Desarrollo Económico y Social Nacional y Objetivos de Largo Alcance para 2035], Center for Security and Emerging Technology, Georgetown University, Washington, D.C., https://cset.georgetown.edu/wp-content/uploads/t0284_14th_Five-Year_Plan_EN.pdf.

CSIS (2021a), *Hydrogen Economy Roadmap of Korea* [Hoja de ruta de la economía del hidrógeno de Corea], Center for Strategic and International Studies, www.csis.org/analysis/south-koreas-hydrogen-industrial-strategy.

CSIS (2021b), *Japan's hydrogen industrial strategy* [Estrategia industrial sobre el hidrógeno de Japón], Center for Strategic and International Studies, www.csis.org/analysis/japans-hydrogen-industrial-strategy.

De Sisternes J., J. Fernando y C.P. Jackson (2020), *Green Hydrogen in Developing Countries* [El hidrógeno verde en los países en desarrollo], Grupo Banco Mundial, Washington, D.C., <https://documents.worldbank.org/curated/es/953571597951239276/Green-Hydrogen-in-Developing-Countries>.

den Ouden, B. (2020), *A Hydrogen Exchange for the Climate* [Un mercado bursátil del hidrógeno para el clima], Ministerio de Economía y Política Climática de los Países Bajos, www.government.nl/documents/reports/2020/09/24/a-hydrogen-exchange-for-the-climate.

E4Tech (2021), *The Fuel Cell Industry Review 2020* [Informe de la industria de pilas de combustible 2020], www.fuelcellindustryreview.com. (último acceso: 30 de marzo de 2022).

Egli, F., B. Steffen, B. y T.S. Schmidt (2019), *Reply to 'Bias in energy system models with uniform cost of capital assumption'* [Respuesta a «Sesgo en los modelos de sistemas energéticos basados en la premisa del coste de capital uniforme»]. *Nature Communication*, Vol. 10, 4588. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12468-z>.

EIA (s.f.), *Europe Brent spot price FOB (dollars per barrel)* [Precio contado del Brent FOB Europa (dólares por barril)], Energy Information Administration, Washington, D.C., www.eia.gov/dnav/pet/hist/rbrteD.htm.

Ember (s.f.-a), *China was the only G20 country to see large increase in coal generation in 2020* [China fue el único país del G20 que registró un fuerte incremento de la generación de carbón en 2020], <https://ember-climate.org/global-electricity-review-2021/g20-profiles/china/>.

Ember (s.f.-b), *India's wind and solar generation tripled since 2015* [La generación eólica y solar de la India se ha triplicado desde 2015], <https://ember-climate.org/global-electricity-review-2021/g20-profiles/india/>.

Emirates News Agency, 2021, *UAE announces Hydrogen Leadership Roadmap, reinforcing Nation's commitment to driving economic opportunity through decisive climate action* [Los EAU anuncian una hoja de ruta de liderazgo en el hidrógeno que refuerza el compromiso de la nación de impulsar esta oportunidad económica a través de una acción climática decisiva], www.wam.ae/en/details/1395302988986. (último acceso: 30 de marzo de 2022).

Energy Transition Commission (2021), *Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy* [Hacer la economía del hidrógeno posible: aceleración del hidrógeno limpio en una economía electrificada], The Making Mission Possible Series, ETC, www.energy-transitions.org/publications/making-clean-hydrogen-possible/.

Energy Voice (2021), *CWP signs \$40bn MoU with Mauritania on green hydrogen* [CWP firma un acuerdo de 40 000 millones USD con Mauritania sobre hidrógeno verde], 31 de mayo, www.energyvoice.com/renewables-energy-transition/hydrogen/africa-hydrogen/326911/cwp-mou-mauritania-hydrogen/.

Engineering News (2021), *Namibia selects preferred bidder for pioneering \$9.4bn green hydrogen project* [Namibia selecciona al licitante preferente para poner en marcha un pionero proyecto de hidrógeno verde de 9 400 millones USD], 5 de noviembre, www.engineeringnews.co.za/article/namibia-may-launch-second-green-hydrogen-bidding-process-in-early-2022-2021-11-23.

Equinor y OGE (2019), *The potential of hydrogen for decarbonization of German industry* [El potencial del hidrógeno para la descarbonización de la industria alemana], Equinor y Open Grid Europe, www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/climate-and-sustainability/H2morrow-The%20Potential-of-Hydrogen-for-Decarbonization-of-German-Industry.pdf.

FAO (2020), *El estado mundial de la agricultura y la alimentación, 2020. Superar los desafíos relacionados con el agua en la agricultura*, Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, Roma, <https://www.fao.org/publications/card/es/c/CBI447ES>.

FCH JU (2014), *Study on Development of Water Electrolysis in the EU* [Estudio sobre el desarrollo de la electrólisis del agua en la UE], Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, [www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20\(ID%20199214\).pdf](http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20(ID%20199214).pdf).

FCH JU (s.f.), *Discover New FCH JU Project Big Hit: Orkney Islands- A Model Hydrogen Territory* [Descubra el nuevo proyecto BIG HIT de FCH JU: las Islas Orcadas, un territorio modelo para el hidrógeno], Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. www.fch.europa.eu/news/discover-new-fch-ju-project-big-hit-orkney-islands-model-hydrogen-territory.

Field, R. A., y R.G. Derwent (2021), *Global warming consequences of replacing natural gas with hydrogen in the domestic energy sectors of future low-carbon economies in the United Kingdom and the United States of America* [Consecuencias para el calentamiento global de la sustitución del gas natural por el hidrógeno en los sectores energéticos nacionales de las futuras economías hipocarbónicas del Reino Unido y los Estados Unidos de América], *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 46, No. 58, pp. 30190-30203.

Financial Times (2021), *The race to scale up green hydrogen* [La carrera por la expansión del hidrógeno], Financial Times, 8 de marzo, www.ft.com/content/7eac54ee-f1d1-4ebc-9573-b52f87d00240. (último acceso: 30 de marzo de 2022).

Fitchratings (2021), *Climate Change "Stranded Assets" Are a Long-Term Risk for Some Sovereigns* [Los «activos en desuso» por el cambio climático son un riesgo a largo plazo para algunos Estados soberanos], 15 de febrero, www.fitchratings.com/research/sovereigns/climate-change-stranded-assets-are-long-term-risk-for-some-sovereigns-15-02-2021.

Fraunhofer ISE (2020), *HySpeedInnovation: A joint action plan for innovation and upscaling in the field of water electrolysis technology* [HySpeedInnovation: un plan de acción conjunto para la innovación y la expansión en el ámbito de la tecnología de electrólisis del agua], www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/News/Position-Paper-HySpeedInnovation.pdf.

Fund for Peace (2021), *Fragile States Index Annual Report 2021* [Índice de Fragilidad de los Estados, informe anual de 2021], Fund for Peace, Washington, D.C., <https://fragilestatesindex.org/wp-content/uploads/2021/05/fsi2021-report.pdf>.

Gas for Climate (2021a), *Extending the European Hydrogen Backbone* [Ampliación de la espina dorsal europea del hidrógeno], https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/extending-the-european-hydrogen-backbone/.

Gas for Climate (2021b), *Market State and Trends in Renewable and Low-Carbon Gases in Europe* [Estado y tendencias del mercado de los gases renovables e hipocarbónicos en Europa], www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2021/12/Gas-for-Climate-Market-State-and-Trends-report-2021.pdf.

Geingob, H. G. (2021). *Namibia is poised to become the renewable energy hub of Africa* [Namibia, preparada para convertirse en el centro energético renovable de África], Foro Económico Mundial, 3 de octubre, www.weforum.org/agenda/2021/10/namibia-is-positioned-to-become-the-renewable-energy-hub-of-africa/.

Ghosh, A. y S. Chhabra (2021). *Speed and Scale for Disruptive Climate Technologies: Case for a Global Green Hydrogen Alliance* [Velocidad y escala de las tecnologías climáticas disruptivas: justificación para una alianza mundial sobre el hidrógeno verde], GCF-CEEW Report, Global Challenges Foundation, Estocolmo.

GIE & Guidehouse (2021). *Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system* [Consideración del valor del almacenamiento subterráneo de gas para el sistema del hidrógeno europeo], junio, www.gie.eu/gie-presents-new-study-picturing-the-value-of-underground-gas-storage-to-the-european-hydrogen-system/.

Gielen, D. et al. (2020). *Renewables-based decarbonization and relocation of iron and steel making: A case study* [Descarbonización basada en renovables y relocalización de la siderurgia: estudio de un caso], *Journal of Industrial Ecology*, Vol. 24, No. 5, pp. 1113-25.

Gielen, D. et al. (2021). *EU's carbon border adjustment mechanism lacks the detail to drive industry's relocation near clean energy* [El mecanismo de ajuste transfronterizo de carbono de la UE carece del grado de detalle necesario para impulsar la relocalización de la industria cerca de la energía limpia], *Energy Post*, 15 de junio, <https://energypost.eu/eus-carbon-border-adjustment-mechanism-lacks-the-detail-to-drive-industrys-relocation-near-clean-energy/>.

Glaeser, E. L. y J.E. Kohlhasse (2004). *Cities, regions and the decline of transport costs* [Las ciudades, las regiones y el descenso de los costes del transporte], en *Fifty Years of Regional Science [Cincuenta años de ciencia regional]*, pp. 197-228, Springer, Berlín, Heidelberg.

Gobierno de Australia (2019). *Australia's National Hydrogen Strategy* [Estrategia nacional de Australia sobre el hidrógeno], www.industry.gov.au/data-and-publications/australias-national-hydrogen-strategy.

Gobierno de Australia (2021). *Future hydrogen industry to create jobs, lower emissions and boost regional Australia* [La futura industria del hidrógeno creará empleo, reducirá las emisiones e impulsará la Australia regional, comunicación a los medios, www.minister.industry.gov.au/ministers/taylor/media-releases/future-hydrogen-industry-create-jobs-lower-emissions-and-boost-regional-australia.

Gobierno de Canadá (2020). *Canada's Hydrogen Opportunity* [La oportunidad del hidrógeno para Canadá], p. 86.

Gobierno de Chile (2020). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, noviembre, https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf.

Gobierno de Namibia (2021). *Pillar 2: Economic advancement. Activity 2: Investigate the feasibility of green hydrogen and ammonia as a transformative strategic industry* [Pilar 2: Avance económico. Actividad 2: Investigar la viabilidad del hidrógeno y el amoníaco verdes como industria estratégica transformadora] <https://hpii.gov.na/activities/activity-2-investigate-the-feasibility-of-green-hydrogen-and-ammonia-as-a-transformative-strategic-industry/>.

Gobierno de Rusia (2021). *Agenda: Draft hydrogen energy development concept, federal support for the regions* [Agenda: proyecto del concepto de desarrollo energético del hidrógeno, apoyo federal a las regiones], <http://government.ru/en/news/42970/>, (último acceso: 13 de enero de 2022).

Godula-Jopek, A. (2015). *Introduction* [Introducción], en *Hydrogen Production by Electrolysis* [Producción de hidrógeno por electrólisis], pp. 15, Wiley-VCH, Weinheim.

Goldman Sachs (2020). *Green Hydrogen: The Next Transformational Driver of the Utilities Industry* [El próximo motor de transformación de la industria de servicios de utilidad pública], Goldman Sachs, Nueva York, 22 de septiembre, www.goldmansachs.com/insights/pages/gs-research/green-hydrogen/report.pdf.

GreenInfo Network and Global Energy Monitor (2021). https://greeninfo-network.github.io/fossil_tracker/ (último acceso: 30 de marzo de 2022).

Grimm, V. y K. Westphal (2021). *The focus on green hydrogen slows down climate protection* [El enfoque del hidrógeno verde ralentiza la protección climática], SWP Point of View, www.swp-berlin.org/en/publication/climate-purists-only-want-green-hydrogen-that-is-a-mistake, (último acceso: 30 de marzo de 2022).

Grinschgl, J., J.M. Pepe y K. Westphal (2021). *Eine neue Wasserstoffwelt: Geotechnologische, geoökonomische und geopolitische Implikationen für Europa* [Un nuevo mundo del hidrógeno: implicaciones geotecnológicas, geoeconómicas y geopolíticas para Europa], SWP Aktuell, 8 de diciembre.

H2Atlas Africa (2021). Atlas de potenciales de generación de hidrógeno verde en África, www.h2atlas.de (último acceso: 13 de enero de 2022).

Harding, R. (2019). *Japan launches first liquid hydrogen carrier ship* [Japón bota el primer buque transportador de hidrógeno líquido], *Financial Times*, 11 de diciembre, www.ft.com/content/8ae16d5e-1bd4-11ea-97df-cc63de1d73f4 (requiere suscripción).

HELIOS (s.f.). *Fostering cleaner energy for our planet* [Fomentando energía limpia para nuestro planeta], www.heliosindustry.com/project/.

Herramienta web IRENA INSPIRE (2021). <http://inspire.irena.org/Pages/home.aspx> (última consulta: 30 de marzo de 2022).

Howarth, R.W. y M.Z. Jacobson (2021). *How green is blue hydrogen?* [¿Cómo de verde es el hidrógeno azul?] *Energy Science & Engineering*, Vol. 9, Issue 10, pp. 1676-1687, <https://doi.org/10.1002/ESE3.956>.

Hydrogen Council (2021), *Hydrogen for Net Zero: A Critical Cost-Competitive Energy Vector* [Hidrógeno para la neutralidad climática: un vector energético crítico competitivo en costes], https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-for-Net-Zero_Full-Report.pdf.

HyTechCycling (2020), *Assessment of critical materials and components in FCH technologies* [Evaluación de materiales y componentes críticos en tecnologías HPC], <http://hytechcycling.eu/wp-content/uploads/d2-1-assessment-of-critical-materials-den-components-in-fch-technologies.pdf>.

Iberdrola (s.f.), Iberdrola construye la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa, <https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-emblematicos/puertollano-planta-hidrogeno-verde>.

IPCC, (2021), *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Cambio climático 2021: Fundamentos científicos físicos. Contribución del Grupo de Trabajo I al Sexto informe medioambiental del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático].

IRENA (2015), *Renewable Energy in the Water, Energy and Food Nexus* [La energía renovable en el nexo del agua, la energía y los alimentos], IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2016a), *A Path to Prosperity: Renewable Energy for Islands* [Un camino a la prosperidad: energía renovable para las islas], IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2016b), *Water Use in China's Power Sector: Impact of Renewables and Improved Cooling Technologies to 2030* [El uso de agua en la generación de electricidad en China: impacto de las renovables y de las tecnologías de refrigeración para 2030], IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2018a), *Renewable Power-To-Hydrogen - Innovation Landscape Brief* [Conversión de energía renovable en hidrógeno: informe del panorama de innovación], IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2018b), *Water Use in India's Power Generation: Impact of Renewables and Improved Cooling Technologies to 2030* [El uso de agua en la generación de electricidad en la India: impacto de las renovables y mejora de las tecnologías de refrigeración para 2030], IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2019a), *A New World: The Geopolitics of the Energy Transformation* [Un nuevo mundo: la geopolítica de la transformación energética], IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2019b), *Renewable Energy Market Analysis: GCC 2019* [Análisis del mercado de energías renovables: CCG 2019], IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2020a), *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal* [Reducción de costes del hidrógeno verde: expansión de los electrolizadores para cumplir el objetivo climático de 1.5 °C], IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2020b), *Green Hydrogen: A guide to policy making* [El hidrógeno verde: guía para la formulación de políticas], IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2020c), *Energy subsidies: Evolution in the global energy transformation to 2050* [Subsidios a la energía: evolución en la transformación energética mundial para 2050], IRENA, Abu Dhabi.

IRENA (2021a), *Perspectivas de la transición energética mundial*, IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2021b), *Green Hydrogen Supply: A guide to policy making* [El suministro de hidrógeno verde: guía para la formulación de políticas], IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2021c), *Costos de generación de energía renovable en 2020*, IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2021d), *A pathway to decarbonise the shipping sector by 2050* [Una vía para descarbonizar el sector de transporte marítimo para 2050], IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2021e), La mayoría de las nuevas energías renovables tienen costos más bajos que el combustible fósil más barato, 22 de junio, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Press-Release/2021/Jun/Press-Release_Costs-2020-es.pdf?la=en&hash=C5D069B82A38F96687DA834908A034FCD500B78A.

IRENA (en preparación-a), *Global hydrogen trade to meet the 1.5 °C climate goal: Part II - Technology review of hydrogen carriers* [Comercio mundial de hidrógeno para cumplir el objetivo climático de 1.5 °C: Parte II - Estudio tecnológico de los vectores de hidrógeno], IRENA, Abu Dabi.

IRENA (en preparación-b), *Green hydrogen for industry: A guide to policy making* [Hidrógeno verde para la industria: guía para la formulación de políticas], IRENA, Abu Dabi.

IRENA y OIT (2021), *Renewable Energy and Jobs - Annual Review 2021*, Agencia Internacional de Energías Renovables, Organización Internacional del Trabajo, Abu Dabi, Ginebra.

IRENA, IEA, REN21 (2020), *Renewable energy policies in a time of transition: Heating and cooling* [Políticas sobre energías renovables en época de transición: calefacción y refrigeración], IRENA, Abu Dabi.

Jaffe, A.M. and R. Soligo (2006), *Market Structure in the New Gas Economy: Is Cartelisation Possible?* [La estructura del mercado en la nueva economía del gas: ¿es la cartelización posible? *En Natural Gas and Geopolitics: From 1970 to 2040* [Gas natural y geopolítica: de 1970 a 2040], pp. 439-464, Cambridge University Press, Nueva York.

Keohane, R.O. and J.S.Nye (2001), *Power and Interdependence* [Electricidad e interdependencia] (3.ª edición), Longman, Nueva York.

- Khalili S., (2019)**, *Global Transportation Demand Development with Impacts on the Energy Demand and Greenhouse Gas Emissions in a Climate-Constrained World* [El desarrollo de la demanda de transporte mundial con efectos sobre la demanda energética y las emisiones de gases de efecto invernadero en un mundo con limitaciones climáticas], *Energies*, Vol. 12, No. 20, 3870. <https://doi.org/10.3390/en12203870>.
- Kiemel, S., et al. (2021)**, *Critical materials for water electrolyzers at the example of the energy transition in Germany* [Materiales críticos para los electrolizadores de agua en el ejemplo de la transición energética de Alemania], *International Journal of Energy Research*, Vol. 45(7), pp. 9914-9935.
- Kleen, G. y E. Padgett (2021)**, *Durability-adjusted fuel cell system cost* [Coste de los sistemas de pilas de combustible ajustados según la durabilidad], Departamento de Energía de EE. UU., 8 de enero, www.hydrogen.energy.gov/pdfs/21001-durability-adjusted-fcs-cost.pdf.
- Koyama, K. (2021)**, *China replaced Japan as world's largest LNG importer in 1st half of 2021: A Japanese perspective on the international energy landscape* [China sustituye a Japón como principal importador de GNL del mundo en el primer semestre de 2021: una perspectiva japonesa del panorama energético internacional], 26 de julio, Institute of Energy Economics, Japón.
- La Repubblica (2021)**, *Snam, Alverà guarda al futuro: dalla Gigafactory allo stoccaggio* [Snam, Alverà mira al futuro: de la gigafábrica al almacenamiento], https://finanza.repubblica.it/News/2021/11/29/snam_alvera_guarda_al_futuro_dalla_gigafactory_allo_stoccaggio-101/.
- Longden, T., et al. (2022)**, *'Clean' hydrogen? - Comparing the emissions and costs of fossil fuel versus renewable electricity based hydrogen* [¿Hidrógeno «limpio»? Comparación de emisiones y costes de los combustibles fósiles frente al hidrógeno basado en electricidad renovable], *Applied Energy*, Vol. 306, Part B, 118145, www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921014215#s0010.
- Lovins, A. (2021a)**, *Profitably decarbonizing heavy transport and industrial heat: transforming these 'harder-to-abate' sectors is not uniquely hard and can be lucrative* [Descarbonizar el transporte pesado y el calor industrial de forma rentable: la transformación de estos sectores de «difícil descarbonización» no presenta una dificultad singular y puede ser lucrativa], RMI Innovation Center, Basalt, CO, www.rmi.org/profitable-decarb/.
- Lovins, A. (2021b)**, *Decarbonizing our toughest sectors - profitably* [Descarbonizar nuestros sectores más difíciles... de forma rentable], *MIT Sloan Management Review*, 4 de agosto, <https://sloanreview.mit.edu/article/decarbonizing-our-toughest-sectors-profitably/>.
- Ludwig, M., (2021)**, *The Green Tech Opportunity in Hydrogen* [La oportunidad tecnológica verde en el hidrógeno], 12 de abril, www.bcg.com/en-in/publications/2021/capturing-value-in-the-low-carbon-hydrogen-market.
- Mander, B. (2020)**, *Chile seeks to turn solar boom into green hydrogen bonanza* [Chile pretende convertir el auge de la energía solar en la prosperidad del hidrógeno verde], *Financial Times*, 31 de agosto, www.ft.com/content/16481d72-1495-4b24-9c59-97ea9a856cc1. (requiere suscripción).
- McWilliams, B. y G. Zachmann (2021)**, *A new economic geography of decarbonisation?* [¿Una nueva geografía económica de la descarbonización?], Bruegel, 8 de noviembre, www.bruegel.org/2021/11/a-new-economic-geography-of-decarbonisation/#:~:text=The%20interactive%20map%20allows%20users,encouraged%20to%20experiment%20for%20themselves.
- MEM (2021)**, Hoja de ruta del hidrógeno verde, Ministerio de Energía, Minería y Medio Ambiente, Gobierno de Marruecos, www.mem.gov.ma/Lists/Lst_rapports/Attachments/36/Feuille%20de%20route%20de%20hydrog%C3%A8ne%20vert.pdf.
- METI (2017)**, *Basic hydrogen strategy* [Estrategia básica sobre el hidrógeno], Ministerio de Economía, Comercio e Industria, Gobierno de Japón, 26 de diciembre, www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003b.pdf (última consulta: 13 de enero de 2021).
- Ministerio de Energía de Chile (2020a)**, *National Green Hydrogen Strategy* [Estrategia nacional de hidrógeno verde], Gobierno de Chile, Santiago, https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf.
- Ministerio de Energía de Chile (2020b)**, *Chile 2020: Green Hydrogen Summit - Highlights* [Chile 2020: Cumbre del Hidrógeno Verde - Resumen], Gobierno de Chile, Santiago, https://energia.gob.cl/sites/default/files/giz_green_hydrogen_summit.pdf.
- Ministerio de Medio Ambiente de Japón (2020)**, *Summary of Japan's hydrogen strategy* [Resumen de la estrategia de Japón sobre el hidrógeno], www.env.go.jp/seisaku/list/ondanka_saisei/lowcarbon-h2-sc/PDF/Summary_of_Japan's_Hydrogen_Strategy.pdf.
- Minke, C. et al. (2021)**, *Is iridium demand a potential bottleneck in the realisation of large-scale PEM water electrolysis?* [¿Es la demanda de iridio un posible cuello de botella en la realización de la electrólisis del agua mediante PEM a gran escala?], *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 46, Issue 46, pp. 23581-23590.
- Mission Possible Partnership (2021)**, *Net Zero Steel: Sector Transition Strategy* [Acero neutro en carbono: estrategia de transición sectorial], octubre de 2021.
- MOEF (2020)**, *Korea's green new deal* [El nuevo pacto verde de Corea], Ministerio de Economía y Finanzas www.greenclimate.fund/sites/default/files/event/koreas-green-new-deal-moef-international-conference-green-new-deal.pdf.
- Moya Rivera, J. y A. Boulamanti (2016)**, *Production Costs from Energy Intensive Industries in the EU and Third Countries* [Costes de producción de industrias energéticamente intensivas en la UE y terceros países], EUR 27729, JRC100101, Oficina de

Publicaciones de la Unión Europea, Luxemburgo, <https://op.europa.eu/es/publication-detail/-/publication/7e4fe297-084c-11e6-b713-01aa75ed71a1/language-en>.

Muttiit, G. et al. (2021), *Step off the gas: International public finance, natural gas and clean alternatives in the Global South* [Salir del gas: finanzas públicas internacionales, gas natural y alternativas limpias en el Sur Global], Instituto Internacional para el Desarrollo Sostenible, junio.

Naciones Unidas (2019), *World Population Prospects 2019* [Perspectivas de la población mundial 2019], Naciones Unidas, Nueva York.

Nagashima, M. (2018), *Japan's hydrogen strategy and its economic and geopolitical implications* [Estrategia de Japón sobre el hidrógeno y sus implicaciones económicas y geopolíticas], Instituto Francés de Relaciones Internacionales (IFRI), octubre, www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/nagashima_japan_hydrogen_2018_.pdf.

Niermann, M. et al. (2019), *Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs)-techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain* [Líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC): análisis tecnoeconómico de los LOHC en una cadena de proceso definida], *Energy and Environmental Science*, Vol. 12, No. 1, pp. 290-307.

Open Grid Europe (2021), *H2morrow: Act today to be greenhouse gas neutral by 2050* [El mañana del H2: actuar hoy para alcanzar la neutralidad en gases de efecto invernadero para 2050], <https://oge.net/en/us/projects/our-hydrogen-projects/h2morrow>.

Patonia, A. (2021), *Hydrogen: Savior or boondoggle for Russia?* [El hidrógeno: ¿salvador o costosa pérdida de tiempo para Rusia?], 18 de agosto, www.gmfus.org/news/hydrogen-savior-or-boondoggle-russia.

Paulsson, L. y M. Durisin (2021), *Energy crunch hits pig slaughter and fertilizers in risk to food* [La crisis energética golpea al porcino y a los fertilizantes con riesgo para el sector alimentario], *Bloomberg*, 17 de septiembre, www.bloomberg.com/news/articles/2021-09-17/europe-s-energy-woes-hit-fertilizers-in-another-threat-to-food. (requiere suscripción).

Philibert, C. (2017), *Renewable Energy for Industry: From Green Energy to Green Materials and Fuels* [Energía renovable para la industria: de la energía verde a los materiales y combustibles verdes], *IEA Insights Series*, OCDE/AIE, París, https://iea.blob.core.windows.net/assets/48356f8e-77a7-49b8-87de-87326a862a9a/Insights_series_2017_Renewable_Energy_for_Industry.pdf.

Piria, R. et al. (2021), *Critical review of the IPHE working paper 'Methodology for determining the GHG emissions associated with the production of hydrogen'* [Análisis crítico del informe de IPHE «Metodología para determinar las emisiones de GEI asociadas a la producción de hidrógeno»], Adelphi y Öko Institut e.V., www.adelphi.eu (último acceso: 13 de enero de 2022).

Platinum Matthey, (s.f.), <https://www.platinum.matthey.com/prices/price-charts>.

Pollard, S. (1981), *Peaceful Conquest: The Industrialization of Europe - 1760-1970* [La conquista pacífica: la industrialización de Europa - 1760-1970], Oxford University Press, Oxford.

Prinzhofer, A., C.S.T. Cissé y A.B. Diallo (2018), *Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali)* [Descubrimiento de una gran acumulación de hidrógeno natural en Bourakebougou (Mali)], *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 43, No. 42, pp. 19315-19326.

Radowitz, B. (2021), *Germany eyes world's cheapest green hydrogen from Namibia amid global 'race for best sites'* [Alemania fija su mirada en el hidrógeno verde más barato del mundo en medio de la «carrera mundial por los mejores centros de producción»], *Recharge News*, 25 de agosto.

Ram M. et al. (2020), *Powerfuels in a Renewable Energy World - Global volumes, costs, and trading 2030 to 2050* [Los electrocombustibles en un mundo de energía renovable: volúmenes, costes y comercio mundiales de 2030 a 2050], LUT University y Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Lappeenranta, Berlín.

Ratcliffe, V., S. El Wardany and M. Martin (2020), *Saudi Arabia aims next to be largest hydrogen exporter* [Arabia Saudi quiere ser ahora el mayor exportador de hidrógeno del mundo], *Bloomberg*, 18 de noviembre, www.bloomberqint.com/business/biggest-in-oil-saudis-aim-next-to-be-largest-hydrogen-exporter.

Ratcliffe, V., S. Kim y K. Park (2021), *Saudi Arabia to ship gas to South Korea and take CO₂ back* [Arabia Saudi enviará gas a Corea del Sur y recibirá CO₂], *Bloomberg*, 3 de marzo, www.bloomberg.com/news/articles/2021-03-03/saudi-arabia-to-ship-gas-to-south-korea-and-take-back-the-co2. (requiere suscripción)

Recharge News (2021a), *Modi pledges massive green hydrogen 'quantum leap' to Indian energy independence* [Modi se compromete a dar un «salto cuántico» en el hidrógeno verde para la independencia energética de la India], 16 de agosto, www.rechargenews.com/energy-transition/modi-pledges-massive-green-hydrogen-quantum-leap-to-indian-energy-independence/2-1-1052701.

Recharge News (2021b), *'Our largest energy source': South Korea plans 40 foreign hydrogen bases to meet vast future demand* [«Nuestra mayor fuente de energía: Corea del Sur planea cuarenta bases de hidrógeno en el extranjero para satisfacer la ingente demanda futura»], 1 de diciembre, www.rechargenews.com/energy-transition/our-largest-energy-source-south-korea-plans-40-foreign-hydrogen-bases-to-meet-vast-future-demand/2-1-1110526.

Recharge News (2021c), *New 10GW green hydrogen project in Mauritania could include Africa's first offshore wind farm* [Un nuevo proyecto de hidrógeno verde de 10 GW en Mauritania podría impulsar el primer parque eólico marítimo de África], 28 de

septiembre, www.rechargenews.com/energy-transition/new-10gw-green-hydrogen-project-in-mauritania-could-include-africas-first-offshore-wind-farm/2-1-1074316.

Reuters (2021), *Deutsche Boerse's EEX to launch hydrogen index in 2022* [El mercado bursátil EEX de Deutsche Boerse pondrá en marcha el índice del hidrógeno en 2022], www.reuters.com/business/sustainable-business/exclusive-deutsche-boerses-eex-launch-hydrogen-index-2022-2021-11-24/.

RIA Novosti (2021), *Не только газ: Россия нашла новый способ заработать на Европе* [No solo gas: Rusia ha encontrado una nueva manera de ganar dinero con Europa], <https://ria.ru/20210505/vodorod-1729501925.html>.

Ritchie, H. (2017), *How many people does synthetic fertilizer feed?* [¿A cuánta gente alimentan los fertilizantes sintéticos?], *Our World in Data*, 7 de noviembre, <https://ourworldindata.org/how-many-people-does-synthetic-fertilizer-feed>, actualizado a 30 de abril de 2020.

Romer, R. (2011), *Fuel cell systems provide clean backup power in telecom applications worldwide* [Los sistemas de pilas de combustible proporcionan energía de respaldo limpia en aplicaciones de telecomunicaciones de todo el mundo] XXXIII Conferencia Internacional de Energía en Telecomunicaciones (INTELEC) del IEEE, 2011, pp. 1-2, doi: <https://doi.org/10.1109/INTLEC.2011.6099732>.

Roos, T. y J. Wright (2021), *Powerfuels and Green Hydrogen* [Los electrocombustibles y el hidrógeno verde], UE-Sudáfrica, www.euchamber.co.za/wp-content/uploads/2021/02/Powerfuels-Summary-Report-South-Africa-EU-SA_Partners-for-Growth-Final-28-Jan-2021.pdf.

Rystad Energy RenewableCube, (2021), *Green hydrogen projects will stay dry without a parallel desalination market to provide fresh water* [Los proyectos de hidrógeno verde se quedarán secos sin un mercado de desalación paralelo que suministre agua dulce], comunicado de prensa, 27 de septiembre, www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/green-hydrogen-projects-will-stay-dry-without-a-parallel-desalination-market-to-provide-fresh-water, (último acceso: 13 de enero de 2022).

S&P Global (s.f.), *Hydrogen Price Assessments* [Análisis de los precios del hidrógeno], S&P Global Platts. Londres.

Saunois, M. et al. (2016), *The global methane budget 2000-2012* [Presupuesto mundial de metano 2000-2012], *Earth System Science Data*, Vol. 8, No. 2, pp. 697-751. <https://doi.org/10.5194/essd-8-697-2016>.

Secretaría de la Carta de la Energía (2007), *Putting a price on energy: International pricing mechanisms for oil and gas* [Poner un precio a la energía: mecanismos internacionales de tarificación del petróleo y el gas]. Tratado sobre la Carta de la Energía, Bruselas. www.energycharter.org/what-we-do/trade-and-transit/trade-and-transit-thematic-reports/putting-a-price-on-energy-international-pricing-mechanisms-for-oil-and-gas-2007/.

Smith, A. (1776), *La riqueza de las naciones*, W. Strahan y T. Cadell, Londres.

Smolinka, T., M. Günther y J. Garcke (2011), *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien* [Estado y potencial de desarrollo de la electrólisis para la producción de hidrógeno a base de energía renovable], Fraunhofer ISE, www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf.

Smyth, J. (2021), *Green groups fume as Canberra rejects world's biggest renewables project* [Los grupos verdes echan humo por el rechazo de Canberra al mayor proyecto de renovables del mundo], *Financial Times*, 21 de junio, (último acceso: 13 de enero de 2022).

Steinberger-Wilckens, R. et al. (editores) (2017), *The Role of Hydrogen and Fuel Cells in Delivering Energy Security for the UK* [El papel del hidrógeno y de las pilas de combustible para garantizar la seguridad energética en el Reino Unido], H2FC Supergen, Londres.

Systemiq (2020), *The Paris Effect: How the Climate Agreement is Reshaping the Global Economy* [El efecto de París: como el Acuerdo Climático está reconfigurando la economía mundial], https://www.systemiq.earth/wp-content/uploads/2020/12/The-Paris-Effect_SYSTEMIQ_Full-Report_December-2020.pdf.

Thapliyal, D. (2021), *Fertilizers and the cross-commodity impact of record high gas prices* [Los fertilizantes y los efectos de los máximos históricos de los precios del gas para varios productos], Independent Commodity Intelligence Services, www.icis.com/explore/resources/news/2021/10/05/10686659/topic-page-fertilizers-in-the-cross-commodity-impact-of-record-high-gas-prices.

The Korea Herald (2019), *S. Korea to build 3 hydrogen-powered cities by 2022* [Corea del Sur construirá tres ciudades con electricidad a base de hidrógeno en 2022], 10 de octubre, www.koreaherald.com/view.php?ud=20191010000806, (última consulta: 30 de marzo de 2022).

UCL (s.f.), *Economic rents* [Rentas económicas], University College London, www.ucl.ac.uk/bartlett/public-purpose/research/economic-rents.

UN Comtrade (2021), <https://comtrade.un.org/data>.

UNCTAD, (2020), *Review of Maritime Transport* (Informe del transporte marítimo), 2020, Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo, https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2020_en.pdf.

UNESCO (2021), Informe mundial de las Naciones Unidas sobre el desarrollo de los recursos hídricos 2021: el valor del agua, Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura, París.

UNFCCC (2021), *COP26 world leaders summit- statement on the breakthrough agenda* [Cumbre de líderes mundiales en la COP26: declaración sobre la agenda de avances], *Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Reino Unido 2021*, Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, <https://ukcop26.org/cop26-world-leaders-summit-statement-on-the-breakthrough-agenda/>.

Van de Graaf, T. y B.K. Sovacool (2020), *Global Energy Politics* [Política energética mundial], John Wiley & Sons.

van Wijk, A. y F. Wouters (2021), *Hydrogen-The Bridge Between Africa and Europe* [Hidrógeno: el puente entre África y Europa], en Weijnen M.P.C., Z. Lukszo y S. Farahani (editores) *Shaping an Inclusive Energy Transition* [Formulación de una transición energética inclusiva], Springer, Cham, https://link.springer.com/chapter/10.1007%2F978-3-030-74586-8_5.

Verma, N. (2021), *India to require refiners, fertiliser plants to use some green hydrogen* [La India necesitará que las refinerías y las fábricas de fertilizantes utilicen en parte hidrógeno verde], *Reuters*, 10 de agosto (último acceso: 30 de marzo de 2022).

Vortex (2021a), *Global annual average global horizontal irradiation* [Irradiación global horizontal promedio anual], *IRENA Global Atlas*, <https://globalatlas.irena.org/workspace>.

Vortex (2021b), *Global annual average wind speed at 100 m height* [Velocidad media anual mundial del viento a 100 m de altitud], *IRENA Global Atlas*, <https://globalatlas.irena.org/workspace>.

Wang, X. (2021), *Alkaline vs. PEM: Breaking electrolyzer technologies myths* [Alcalina o PEM: refutación de los mitos de las tecnologías de electrólisis], 28 de julio, Bloomberg (requiere suscripción).

Weidlich, B. (2021), *Namibia optimistic about new green hydrogen industry*, [Namibia es optimista sobre la nueva industria del hidrógeno verde], 8 de noviembre, <https://namibian.org/news/economics/namibia-optimistic-about-new-green-hydrogen-industry>.

White, L.V. et al. (2021), *Towards emissions certification systems for international trade in hydrogen: The policy challenge of defining boundaries for emissions accounting* [Hacia unos sistemas de certificación de emisiones para el comercio internacional de hidrógeno: el reto normativo de definir fronteras para la contabilidad de emisiones], *Energy*, Vol. 215, 119139.

Zgonnik, V. (2020), *The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review* [La presencia y geociencia del hidrógeno natural: un estudio exhaustivo], *Earth-Science Reviews*, Vol.203, 103140.



Geopolítica de la transformación energética

El factor hidrógeno

Acceso a la publicación
y al anexo en internet:



www.irena.org

ISBN 978-92-9260-454-7