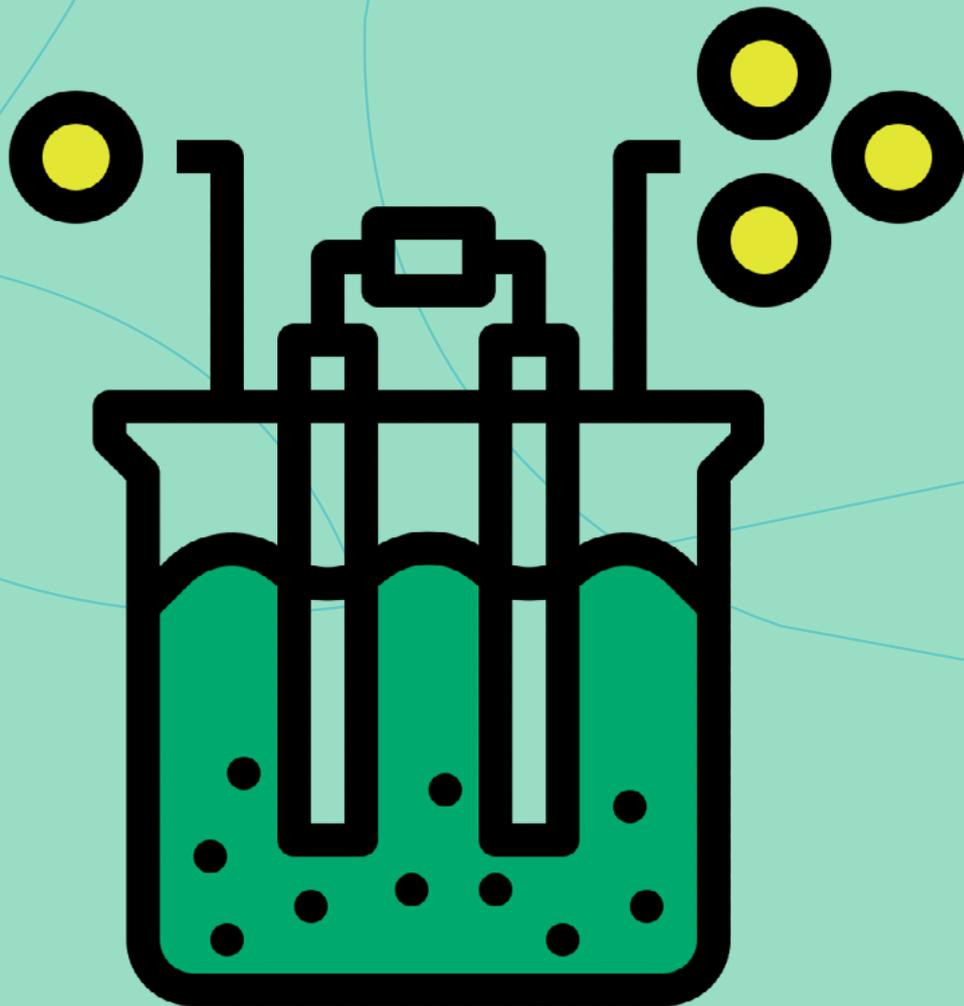


Hidrógeno verde

Grandes interrogantes en torno a una pequeña molécula

Evert Nieuwenhuis & Richard Wouters



Hidrógeno verde

Grandes interrogantes en torno a una pequeña molécula

Evert Nieuwenhuis & Richard Wouters



Ilustración de la portada: ultimatearm via @flaticon

https://www.flaticon.com/free-icon/hydrogen_2647022

Hidrógeno verde: Grandes interrogantes en torno a una pequeña molécula

Edición original (en inglés): diciembre 2021

Edición en español: febrero 2023

Realizado por la Green European Foundation [Fundación Verde Europea] con el apoyo de Wetenschappelijk Bureau GroenLinks.

Publicado con el apoyo financiero del Parlamento Europeo a la Fundación Verde Europea. El Parlamento Europeo no es responsable del contenido de esta publicación.

Agradecimientos

Esta publicación forma parte del proyecto Climate Emergency Economy de la Fundación Verde Europea. El proyecto está liderado por Green House Think Tank [Peter Sims y Jonathan Essex] y cuenta con el apoyo de Green Foundation Ireland [Tommy Simpson y Davie Philip] y Wetenschappelijk Bureau GroenLinks [Evert Nieu y Richard Wouters].

Este informe se ha elaborado en parte mediante una reunión de expertos y una serie de consultas en línea que tuvieron lugar entre marzo y noviembre de 2021. Los autores desean expresar su agradecimiento a los expertos, políticos y activistas que participaron en estos animados debates. Nicki Minnai realizó una valiosa labor de investigación para el informe.

Autores: Evert Nieuwenhuis y Richard Wouters [Wetenschappelijk Bureau GroenLinks]

Coordinadora GEF del proyecto: Sien Hasker

Diseño y maquetación: Nuno Pinto da Cruz

Versión en español coordinada por Transición Verde

Traducción al español: Soledad García-Consuegra, Transición Verde

Maquetación de la edición en español: Silvia Comesaña



El texto de esta publicación tiene licencia de Creative Commons Attribution-ShareAlike 4.0 International [CC BY-SA 4.0]. Para ver el acuerdo de licencia, consulte <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/legalcode>. Para un resumen [no lo sustituye], véase <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0>.

Puedes descargar la publicación en español en <https://transicionverde.es/informes/> o puedes solicitar ejemplares gratuitos enviando un mensaje por correo electrónico a info@gef.eu



La Fundación Verde Europea [Green European Foundation, GEF] es una fundación política de ámbito europeo cuya misión es contribuir a un intenso debate sobre Europa y fomentar una mayor participación de la ciudadanía en la política europea. La GEF se esfuerza por incorporar los debates sobre las políticas europeas tanto dentro como fuera de la familia política de los Verdes. La fundación actúa como laboratorio de nuevas ideas, ofrece educación política transfronteriza y una plataforma de cooperación e intercambio a nivel europeo.



Wetenschappelijk Bureau GroenLinks [WBGL] es un think tank independiente vinculado a GroenLinks, los Verdes holandeses. WBGL trabaja para profundizar y ampliar el pensamiento progresista y verde. Los retos ecológicos, la desigualdad y las violaciones de los derechos humanos exigen respuestas ecológicas, sociales y progresistas. La organización opera en torno a la intersección de la ciencia, la sociedad y la política, para trabajar en soluciones a largo plazo.





Índice

Introducción	5
1. El hidrógeno y la transición verde	7
Usos actuales y futuros del hidrógeno	7
La producción de hidrógeno	8
Transporte y almacenamiento del hidrógeno	8
2. Los desafíos del hidrógeno verde	9
Necesidad de espacio	9
Necesidad de materiales	9
Necesidad de infraestructuras	10
Normas de seguridad	11
Costes y subvenciones	11
Correspondencia entre hidrógeno verde y electricidad verde	12
3. Hidrógeno azul	13
Las sombras del hidrógeno azul	13
Convertir el hidrógeno gris en azul	15
Hidrógeno turquesa	16
Hidrógeno verde en lugar de azul	16
4. Escalera del hidrógeno	17
¿Por qué necesitamos una escalera del hidrógeno?	17
El marco de evaluación de una escalera del hidrógeno	18
Implantación de una escalera del hidrógeno	20
5. Importaciones de hidrógeno	22
Geopolítica del hidrógeno	22
Normas, certificados y etiquetas	23
Sostenibilidad más allá de la huella de carbono	24
Redistribución de la industria	25
La suficiencia por encima de la autosuficiencia	26
6. Recomendaciones	28
Hidrógeno verde	28
Hidrógeno azul	28
Escalera del hidrógeno	29
Importación de hidrógeno	29



Introducción

Europa se encamina hacia la Era Verde, una era definida por la neutralidad climática y la economía circular. Existe un amplio consenso sobre la necesidad de esta transición, lo que se refleja en el Acuerdo de París y en el Pacto Verde Europeo. Pero, para dar paso a esta nueva era, deben adoptarse las políticas verdes con celeridad. Un mayor retraso podría resultar peligroso. Por ello, los gobiernos deben asumir el liderazgo y dirigir nuestras sociedades hacia una transición rápida y de largo alcance. Para que la industria sea climáticamente neutra y circular, es esencial llevar a cabo una política industrial verde¹. El hidrógeno verde es un elemento clave de esa política.

La Era Verde anunciará el fin del petróleo, el gas natural y el carbón. El hidrógeno verde puede desempeñar un papel crucial en la transición hacia el abandono de estos combustibles fósiles². Se obtiene sin emisiones utilizando electricidad renovable. Puede utilizarse como vector energético y como materia prima, sustituyendo a los insumos fósiles. Cuando se utiliza para producir energía, en una pila de combustible o en una caldera, no libera CO₂. El agua es su único o principal subproducto. El hidrógeno también puede utilizarse como amortiguador en un sistema de energía verde: la energía renovable puede convertirse en hidrógeno durante los periodos de alta producción y luego volver a convertirse en electricidad en los momentos en que la producción sea insuficiente. Además, dada su capacidad para funcionar tanto como vector energético como materia prima, el hidrógeno abre la posibilidad de intercambio entre estas aplicaciones. Esto permite la integración de los sistemas de energía y materiales, reforzando así su resistencia y flexibilidad³. El hidrógeno verde puede impulsar las transiciones energéticas y circulares que nos conducirán a la Era Verde.

Pero el hidrógeno verde también tiene sus inconvenientes. En primer lugar, su producción, mediante electrólisis con electricidad renovable, es extremadamente intensiva en energía. Para alcanzar el objetivo de 10 millones de toneladas de hidrógeno fijado por la Comisión Europea para 2030, se necesitarán casi 500 teravatios-hora de electricidad renovable. Esto equivale

aproximadamente al consumo total de electricidad de Alemania (558 teravatios-hora) o Francia (474 teravatios-hora) en 2019. En otras palabras, dentro de unos ocho años tendremos que ser capaces de producir una cantidad adicional de electricidad renovable comparable al consumo total actual de electricidad de los mayores Estados miembros de la Unión Europea⁴. Será una tarea gigantesca y difícil que requerirá vastas extensiones de terreno para aerogeneradores, paneles solares y otras instalaciones de energías renovables, así como grandes cantidades de minerales escasos. El elevado consumo eléctrico de la producción de hidrógeno verde se debe en parte a que se pierden grandes cantidades de energía durante la conversión de electricidad en hidrógeno. Lo mismo ocurre cuando se utiliza hidrógeno para generar electricidad. Mientras que la eficiencia energética global (“del pozo a la rueda”) de los coches eléctricos ronda el 77%, la cifra de los coches impulsados por hidrógeno es sólo del 33%⁵. En resumen, el hidrógeno verde es eficaz, versátil y puede producirse de forma sostenible. Sin embargo, también es caro de producir, energéticamente ineficiente y escaso: la electrólisis representa actualmente menos del 1% de la producción de hidrógeno en la UE.

El hidrógeno está de plena actualidad. Los gobiernos y la industria están lanzando planes para su producción, uso y transporte⁶. Esta apuesta por el hidrógeno podría ser una buena noticia para el planeta, pero eso no significa que podamos quedarnos sentados esperando que nos lleve automáticamente a la Era Verde. Las empresas de energía fósil están entre las interesadas en producir y vender (más) hidrógeno, pero su oferta incluye explícitamente el hidrógeno procedente de combustibles fósiles. Aunque el hidrógeno en cualquiera de sus formas puede considerarse útil para crear un mercado del hidrógeno y acelerar su adopción, estas inversiones podrían servir para aferrarnos a la era fósil y obstaculizar así la lucha contra las alteraciones climáticas extremas.

La introducción del hidrógeno en nuestros sistemas energéticos y de materiales plantea claramente una serie de cuestiones acuciantes y muy relevantes para el trabajo de los partidos Verdes en Europa. Este informe

1 Wetenschappelijk Bureau GroenLinks, *Groene industriepolitiek – Bouwen aan de Groene Eeuw*, 2021 www.wbgl.nl/glj y Green European Foundation, *Blockers and Enablers for Decarbonising the Dutch Chemistry, Refinery and Basic Metals Industries*, 2020. <https://gef.eu/publication/blockers-and-enablers-for-decarbonising-the-dutch-chemistry-refinery-and-basic-metals-industries/>

2 Raad voor de Leefomgeving en infrastructuur [Consejo de Medio Ambiente e Infraestructuras], *Waterstof, de ontbrekende schakel*, 2021. <https://www.rli.nl/publicaties/2021/advies/waterstof-de-ontbrekende-schakel>

3 Natuur & Milieu, *Waterstofverkenning*, 2020.

4 Keith Whiriskey & Marta Lovisolo, 'Additionality: the key to turn the hydrogen buzz into a renewable boom', <http://euractiv.com>, 14 octubre 2021. <https://www.euractiv.com/section/energy/opinion/additionality-the-key-to-turn-the-hydrogen-buzz-into-a-renewable-boom/>

5 Transport & Environment, *Electrofuels? Yes, we can ... if we're efficient. Decarbonising the EU's transport sector with renewable electricity and electrofuels*, 2020, p. 29. <https://www.transportenvironment.org/discover/electrofuels-yes-we-can-if-were-efficient/>

6 Por ejemplo, más de 750 proyectos industriales se han adherido a la Alianza Europea por un Hidrógeno Limpio. Comisión Europea, 'Hydrogen: Europe's Industry rolling out hydrogen projects on massive scale', <http://ec.europa.eu>, 30 noviembre 2021. https://ec.europa.eu/info/news/hydrogen-europes-industry-rolling-out-hydrogen-projects-massive-scale-2021-nov-30_en



pretende ofrecer una breve panorámica de las cuestiones más controvertidas en torno al hidrógeno desde una perspectiva verde, con el fin de facilitar el debate sobre este asunto.

En el capítulo 1 se analizan las propiedades, la disponibilidad y la producción de hidrógeno así como el papel que podría desempeñar en la transición energética. El capítulo 2 ofrece una visión general de los retos que es preciso superar si queremos avanzar hacia la producción y el uso a gran escala del hidrógeno verde. En los capítulos 3, 4 y 5 se plantean tres respuestas a la actual escasez de hidrógeno verde y se analizan sus ventajas e inconvenientes relativos.

La primera es el **hidrógeno azul**, derivado del metano del gas natural. Aunque el dióxido de carbono es un subproducto del proceso de producción, la mayor parte se captura y se almacena bajo tierra, por ejemplo, bajo el Mar del Norte. El hidrógeno azul podría desempeñar un papel útil en una fase de transición, pero ¿cómo evitar un efecto de bloqueo que ralentice la aparición del hidrógeno verde?

La segunda respuesta, la **escalera del hidrógeno**, permite determinar qué aplicaciones del hidrógeno verde deberían tener prioridad en un escenario de escasez. Las aplicaciones para las que existen alternativas sostenibles se sitúan más abajo en la escalera del hidrógeno.

La tercera respuesta es la **importación de hidrógeno** desde países ricos en energía solar o eólica de fuera de la UE, donde la producción es más eficiente y barata. Esto ofrece tanto oportunidades como amenazas. ¿Cómo garantizar que los habitantes de esos países (entre ellos, Namibia, Chile y Arabia Saudí) se beneficien realmente del comercio de hidrógeno? ¿Y cómo mitigar los riesgos geopolíticos de la dependencia de las importaciones de hidrógeno, como ha ocurrido con el petróleo y el gas natural?

El informe concluye con un capítulo de recomendaciones políticas.



1. El hidrógeno y la transición verde

El hidrógeno (H) es el elemento más pequeño y ligero de la Tierra. Es un gas incoloro, inodoro, insípido y no tóxico formado por moléculas compuestas por un par de átomos idénticos (H₂). Es muy inflamable, más ligero que el aire y sólo se vuelve líquido a una temperatura de 253 grados Celsius bajo cero. El hidrógeno es el elemento más abundante del universo: más del 90% de los átomos del universo son átomos de hidrógeno⁷. También es común en la Tierra, donde alrededor de dos tercios de todas las moléculas contienen uno o más átomos de hidrógeno, incluidos el agua (H₂O) y el metano (CH₄).

Aunque técnicamente no hay escasez de hidrógeno en la Tierra, casi nunca se encuentra en su forma aislada (H₂). Sin embargo, es precisamente en esta forma en la que el hidrógeno puede desempeñar un papel en la transición energética. Quien quiera utilizar hidrógeno debe, por tanto, producirlo. Existen diversos métodos de producción⁸. El de mayor interés para este informe es la electrólisis, que utiliza electricidad para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno. Si esa electricidad se genera a partir de fuentes renovables, el hidrógeno producido se considera “verde”. Ni su producción ni su uso -mediante un quemador o una pila de combustible, las dos formas de extraer energía del hidrógeno- emiten CO₂. Hay que tener en cuenta que el hidrógeno no es una fuente de energía (como el carbón o el petróleo), sino un vector energético: se necesita energía para producir hidrógeno y, cuando se oxida, se libera energía. El hidrógeno también se utiliza como materia prima en varios procesos industriales. La demanda de esta aplicación aumentará a medida que la industria se vaya descarbonizando. El hecho de que el hidrógeno sea a la vez un vector energético y una materia prima que puede emplearse sin emitir CO₂ lo hace indispensable para impulsar la Era Verde.

Usos actuales y futuros del hidrógeno

Como ya se ha dicho, el hidrógeno desempeña tres importantes funciones en nuestra economía actual y futura: como vector energético, como materia prima y como amortiguador dentro del sistema energético. Estas diversas funciones le permiten actuar como conector entre los sistemas energético y de materiales: la posibilidad de convertir electrones en moléculas y viceversa aporta flexibilidad y seguridad de suministro. En el siguiente cuadro se enumeran las distintas aplica-

ciones del hidrógeno por sectores⁹ y, a continuación, se ofrecen más detalles sobre dichas aplicaciones¹⁰.

Sector Económico	Aplicaciones del hidrógeno
Sector industrial	Calor a alta temperatura Materias primas
Sector energético	Almacenamiento y transporte flexibles de energía
Sector del transporte y la movilidad	Combustible para medios de transporte
Sector de la construcción	Calefacción Agua caliente

Calor a alta temperatura: La combustión de hidrógeno permite a las industrias química y siderúrgica, por ejemplo, generar el calor de alta temperatura necesario para los procesos de fabricación sin liberar CO₂.

Materias primas: El hidrógeno, en combinación con otras materias primas, se utiliza en los procesos de fabricación de diversos productos, como fertilizantes, acero, plásticos y combustibles fósiles para el transporte. También es un ingrediente de los combustibles sintéticos para la navegación y la aviación que podrían sustituir a los combustibles convencionales.

Almacenamiento y transporte flexibles de energía: el hidrógeno puede utilizarse en el sistema eléctrico para almacenar (grandes) excedentes de electricidad, para hacer frente a los picos de demanda y a la escasez a largo plazo, y para transportar energía a largas distancias.

Combustible para medios de transporte: En el sector del transporte y la movilidad, el hidrógeno es una alternativa a los combustibles que emiten CO₂, como la gasolina, el gasóleo y el queroseno. Por ejemplo, los vehículos pesados pueden equiparse con pilas de combustible que (re)convierten el hidrógeno en electricidad para alimentar el motor. Además, tanto el amoníaco como los combustibles sintéticos pueden obtenerse a partir del hidrógeno. El primero¹¹ es la opción más prometedora para el transporte marítimo de larga distancia, y el segundo para el transporte aéreo de larga distancia.

Calefacción y agua caliente en el sector de la construcción: El hidrógeno puede utilizarse para alimentar sistemas de calefacción central y para calentar agua corriente, principalmente como sustituto del gas natural.

7 N.N., "Hydrogen", wikipedia.org. <https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen>

8 Véase "La producción de hidrógeno" a continuación para una breve descripción.

9 Consejo de Medio Ambiente e Infraestructuras, *Waterstof: de ontbrekende schakel*, 2021, p. 23. <https://www.rli.nl/publicaties/2021/advies/waterstof-de-ontbrekende-schakel>

10 Este resumen es una adaptación del informe del Raad voor de Leefomgeving en Infrastructuur [Consejo de Medio Ambiente e Infraestructuras], *Waterstof: de ontbrekende schakel*, 2021, pp. 29-30. <https://www.rli.nl/publicaties/2021/advies/waterstof-de-ontbrekende-schakel>

11 Véase más arriba "Materias primas".



Si queremos garantizar una transición energética rápida y equitativa, teniendo en cuenta al mismo tiempo las consideraciones a largo plazo, no todas estas aplicaciones son igualmente deseables. Por ejemplo, el hidrógeno no es la opción más eficiente para calentar casas o propulsar coches. Lo veremos con más detalle en el capítulo 4 sobre la escalera del hidrógeno.

La producción de hidrógeno

Como ya se ha mencionado, el hidrógeno rara vez se encuentra en estado puro en la Tierra. Esto se debe a que las moléculas de hidrógeno se enlazan rápida y fácilmente con otras moléculas de la atmósfera, como el oxígeno (el átomo O, que crea H₂O, o agua) o el carbono (el átomo C, que crea CH₄, metano). Por tanto, el hidrógeno puro debe producirse químicamente separándolo de otros átomos como el oxígeno y el carbono. Este proceso requiere energía.

Existen diversas formas de producir hidrógeno, a las que a menudo se les atribuyen colores. Las más importantes son las siguientes¹²:

Hidrógeno gris: Los combustibles fósiles, como el gas natural o el carbón, se descomponen en carbono e hidrógeno mediante un proceso químico. Esto requiere combustibles fósiles y libera CO₂ a la atmósfera, contribuyendo así al calentamiento global. Alrededor del 95% del hidrógeno que se produce actualmente en el mundo es gris.

Hidrógeno azul: Utiliza el mismo proceso de producción que el hidrógeno gris, pero durante el mismo se captura la mayor parte del CO₂ y se almacena, por ejemplo, en yacimientos de gas y petróleo agotados.

Hidrógeno verde: Mediante electrólisis, el agua pura (H₂O) se descompone en hidrógeno puro (H₂) y oxígeno puro (O₂). En este proceso no se libera CO₂. La electrólisis requiere electricidad, y si ésta procede de fuentes renovables que tampoco producen CO₂, el hidrógeno resultante se considera “verde”. El hidrógeno producido mediante electrólisis tiene un mayor grado de pureza que el hidrógeno gris y el azul; puede utilizarse inmediatamente en pilas de combustible.

Hidrógeno púrpura: Los reactores nucleares proporcionan energía y calor que se utilizan para la electrólisis o la descomposición química, con el hidrógeno como producto¹³.

Hidrógeno turquesa: Producido a partir del gas natural mediante “pirólisis del metano”, también conocida como craqueo del metano. En este proceso, el metano del gas natural se convierte en hidrógeno y carbono sólido mediante calentamiento sin oxígeno. El carbono sólido puede almacenarse para evitar que se libere a la atmósfera.

Transporte y almacenamiento del hidrógeno

El hidrógeno puede transportarse de varias formas¹⁴. Para volúmenes pequeños (por ejemplo, 50 litros), el transporte en botellas como gas comprimido es la opción lógica. Los volúmenes algo mayores (hasta 1 tonelada) pueden licuarse enfriando el gas por debajo de 253 grados Celsius y transportarse en camiones cisterna criogénicos especialmente diseñados.

Para mayores volúmenes, la opción más lógica son los gasoductos. Ya hay 1.500 kilómetros de tuberías de hidrógeno en la UE, sobre todo en países con gran consumo industrial de hidrógeno, como los Países Bajos, Bélgica y Alemania. El hidrógeno también puede transportarse utilizando infraestructuras de gas natural, a condición de que se introduzcan ciertas modificaciones¹⁵. Un consorcio de 23 empresas europeas de infraestructuras gasísticas está desarrollando planes para crear una red europea de conducciones de hidrógeno. En 2040 habrá 39.700 kilómetros de tuberías de hidrógeno, incluidas las conexiones con el norte de África¹⁶.

A falta de tuberías, el transporte de hidrógeno a larga distancia puede hacerse en barco. La licuefacción es una forma de aumentar la densidad energética del gas comprimido y, por tanto, el atractivo económico de su transporte. Otro método consiste en unir temporalmente el hidrógeno a otras moléculas, física o químicamente, para reducir su volumen. Por ejemplo, el hidrógeno puede convertirse en amoníaco (NH₃), utilizando el nitrógeno (N₂) del aire. Tanto la licuefacción como la conversión requieren mucha energía y son caras.

El hidrógeno puede almacenarse también de distintas formas¹⁷. Una de ellas es licuarlo, como se hace para el transporte. También es posible almacenar grandes cantidades de hidrógeno en yacimientos de gas natural agotados, aunque todavía queda mucho por investigar para garantizar su seguridad. También es posible almacenarlo en cuevas de sal, algo que ya se hace en Estados Unidos y el Reino Unido.

12 Este resumen se basa en *The World of Hydrogen*. <https://www.theworldofhydrogen.com/>

13 El hidrógeno de origen nuclear también puede denominarse hidrógeno rosa o rojo.

14 Este apartado se basa en parte en *The World of Hydrogen*. <https://www.theworldofhydrogen.com/gasunie/infrastructure/>

15 DNV GL, *Verkenning waterstofinfrastructuur*, 2017. https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/DNVGL%20rapport%20verkenning%20waterstofinfrastructuur_rev2.pdf?UA-142619432-2

16 Guidehouse, Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, Net4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas & Teréga, *European Hydrogen Backbone*, 2020. <https://gasforclimate2050.eu/ehb/>

17 *The World of Hydrogen*. <https://www.theworldofhydrogen.com/>



2. Los desafíos del hidrógeno verde

Mientras que la energía del sol y del viento es casi infinita, el hidrógeno producido a partir de estas fuentes renovables no lo es. Como se detalla en la introducción de este informe, la producción de hidrógeno verde utiliza grandes cantidades de electricidad renovable. Esto, a su vez, requiere un gran número de turbinas eólicas, paneles solares y otras instalaciones de energía renovable. Para hacernos una idea de lo que supondría pasar a una economía verde del hidrógeno, podemos fijarnos en la estrategia del hidrógeno de la Comisión Europea. Su objetivo intermedio de producción de 10 millones de toneladas de hidrógeno verde para 2030 supera ligeramente la producción actual de hidrógeno gris de la UE¹⁸. Esto requeriría una aportación adicional de electricidad renovable casi igual a la energía eólica y solar total producida en la UE en 2020¹⁹.

La razón principal de la elevada demanda energética de la producción de hidrógeno verde es la necesidad de igualar las enormes cantidades de energía condensada en los combustibles fósiles que el hidrógeno verde pretende sustituir. Pero también se debe a la baja tasa de conversión de los electrolizadores: en su fase actual de desarrollo, alrededor del 30% de la energía total se pierde en la conversión de electrones en moléculas. La energía perdida adopta la forma de calor residual. En función de la ubicación de los electrolizadores, este calor puede encontrar una aplicación útil, por ejemplo en los sistemas de calefacción urbana.

A medida que aumenta el número de Estados miembros de la UE que publican sus propias estrategias de hidrógeno, incluidos objetivos y medidas de apoyo para impulsar la capacidad de los electrolizadores, el objetivo de 10 millones de toneladas de hidrógeno verde para 2030 parece alcanzable. No obstante, el aumento de la producción de hidrógeno verde y de electricidad renovable plantea retos considerables en varios ámbitos, como el uso del suelo, los materiales, las infraestructuras, la seguridad y los costes. La combinación de la producción de hidrógeno verde con un suministro suficiente de energía renovable es una cuestión especialmente delicada.

Necesidad de espacio

Aunque la generación de electricidad renovable está experimentando un rápido crecimiento y deberá hacerlo aún más rápido, nunca será infinita, aunque sólo sea porque ocupa espacio. La energía solar y eólica está más dispersa que la de los combustibles fósiles, y necesita ser captada en una gran superficie. No en vano, la nueva coalición de gobierno de Alemania, que tomó posesión a finales de 2021, ha reservado el 2% de la superficie terrestre del país para turbinas eólicas²⁰. Los planes de nuevos parques eólicos y solares, así como de tendidos eléctricos de alta tensión, suelen provocar conflictos por su impacto en el paisaje, la biodiversidad o la salud de los residentes de la zona. Los parques eólicos en el mar provocan protestas del sector pesquero, entre otros.

Necesidad de materiales

Las infraestructuras de energías renovables, incluidas las turbinas eólicas, los paneles solares y las líneas eléctricas, requieren materiales, especialmente metales. La transición energética implica el paso de un sistema energético basado en los combustibles fósiles a otro basado en los metales. El crecimiento de las energías renovables está impulsando la demanda de hierro, aluminio, cobre, zinc, cromo, manganeso y tierras raras, por nombrar sólo algunos²¹. Sin embargo, los minerales metálicos son recursos finitos. Para algunos minerales, como el cobre, el agotamiento está en el horizonte. Mientras que a finales del siglo XIX la ley media del cobre se situaba entre el 10% y el 20%, desde entonces ha descendido hasta el 0,5%²². Si la ley del mineral sigue bajando, llegará un momento en que la extracción de cobre requerirá demasiada energía, agua, materiales o tierra, o causará daños considerables a la naturaleza y al medio ambiente. La minería de metales ya es responsable de importantes pérdidas de biodiversidad, residuos y contaminación, especialmente en el Sur Global. Además, en el sector minero abundan las violaciones de los derechos humanos. La UE depende en gran medida de las importaciones para la mayoría de los metales que utiliza. Esto crea riesgos de suministro que pueden ralentizar la transición energética, sobre todo si no mejoramos en el reciclaje de metales y en la obten-

18 Comisión Europea, *Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra*, 2020. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>

19 Suponiendo una eficiencia de conversión del 70%, 10 millones de toneladas de hidrógeno verde requerirían 476 teravatios-hora de electricidad. La energía solar y eólica producida en el conjunto de la UE en 2020 fue de 540 teravatios-hora.

20 SPD, Bündnis 90/Die Grünen & FDP, *Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit*, 24 Noviembre 2021, p. 57. <https://www.gruene.de/artikel/koalitionsvertrag-mehr-fortschritt-wagen>

21 Agencia Internacional de la Energía, *The role of critical minerals in clean energy transitions*, 2021, p. 5. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>

22 Theo Henckens & Ernst Worrell, 'Reviewing the availability of copper and nickel for future generations. The balance between production growth, sustainability and recycling rates', *Journal of Cleaner Production* 264, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121460>



ción responsable de los metales vírgenes que realmente necesitamos²³.

El hidrógeno verde entraña una demanda adicional de metales para aplicaciones como electrolizadores, pilas de combustible y conducciones de hidrógeno. Entre los metales necesarios para los electrolizadores se encuentran el níquel, el circonio y los metales del grupo del platino²⁴. Se trata de uno de los metales más raros, del que sólo se extraen unas 7 toneladas al año, principalmente en Sudáfrica. Sin embargo, es indispensable para la reacción catalítica que descompone el agua en hidrógeno y oxígeno en el tipo de electrolizador más eficaz para hacer frente a un suministro fluctuante de electricidad renovable²⁵. Si ésta se convierte en la forma dominante de electrólisis, la UE podría necesitar más iridio del que se extrae actualmente en todo el mundo para su objetivo de hidrógeno para 2030²⁶. Se espera que la eficiencia material de los electrolizadores aumente en los próximos años, lo que significa que se necesitarán menores cantidades de metales raros para alcanzar la misma capacidad. Aun así, la escasez de iridio puede convertirse en un cuello de botella para la producción de hidrógeno verde.

Además de metales, la producción de hidrógeno verde por electrólisis requiere agua dulce desmineralizada. Se necesitan nueve litros de agua para producir un kilogramo de hidrógeno²⁷. En las regiones ricas en energía solar, idóneas para la producción de hidrógeno, suele escasear el agua dulce. Y será aún más escasa debido a los efectos del cambio climático. En estas condiciones, los productores de hidrógeno verde harían bien en establecerse en lugares donde puedan utilizar agua de mar. El proceso de desalinización aumenta la demanda de electricidad del hidrógeno verde, pero sólo en un 0,1% aproximadamente²⁸. El producto residual de la desalinización, la salmuera, debe tratarse de forma responsable, preferiblemente transformándolo en productos químicos aprovechables.

Necesidad de infraestructuras

Las previsiones sobre la cantidad de hidrógeno verde que necesitará la UE varían mucho. Según algunas hipótesis, los 10 millones de toneladas que la Comisión Europea se propone producir de aquí a 2030 bastarán para satisfacer la demanda de la UE²⁹. Otros prevén que la demanda aumente mucho más, hasta casi 70 millones de toneladas en 2050³⁰.

Esta falta de consenso dificulta a gobiernos y operadores privados la planificación de las infraestructuras necesarias para la transición hacia el hidrógeno verde. ¿Dónde deben instalarse los nuevos conductos de hidrógeno que se sumarán a los 1.500 kilómetros ya existentes? ¿Y dónde deben ubicarse las instalaciones de almacenamiento que permitan equilibrar la oferta y la demanda? ¿Qué partes de la red eléctrica deben reforzarse para que llegue suficiente electricidad a los electrolizadores? Esta incertidumbre se extiende a las posibles ubicaciones para la producción ecológica de hidrógeno. Los electrolizadores pueden instalarse en tierra, pero también integrarse en aerogeneradores o parques eólicos marinos. Además, el hidrógeno verde puede producirse en el país o importarse del extranjero. Otras incógnitas son la ubicación previsible de los grandes consumidores -aunque algunas industrias en vías de descarbonización no tienen otra opción que el hidrógeno verde- y la forma en que se transportará el hidrógeno a grandes distancias. Dado que el hidrógeno gaseoso tiene un gran volumen, el transporte marítimo probablemente requerirá licuefacción o conversión en amoníaco³¹. ¿Se necesitarán conducciones para el transporte posterior del amoníaco?

No obstante, el despliegue de infraestructuras para una transición verde del hidrógeno debe comenzar pronto. Crear las condiciones de infraestructura necesarias para la desfosilización es un elemento indispensable de toda política industrial verde³². Si los gobiernos esperan a tener certezas o dejan esta tarea en manos del sector

23 Green European Foundation, *Metales para una Europa verde y digital*, 2021, secciones 1 y 2

24 Agencia Internacional de la Energía, *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*, 2021, pp. 111-113. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>

25 Electrolizador de membrana electrolítica de polímero (PEM), también conocido como electrolizador de membrana de intercambio de protones. Véase Raad voor de Leefomgeving en Infrastructuur (Consejo Consultivo Alemán), *The role of hydrogen in climate protection: quality rather than quantity*, 2021, p. 18. https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/EN/04_Statements/2020_2024/2021_II_statement_hydrogen_in_climate_protection.html

26 Este cálculo se basa en datos facilitados por la Agencia Internacional de Energías Renovables. IRENA, *Green hydrogen cost reduction. Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 °C climate goal*, 2020, p. 68. <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>

27 Con 8 kilogramos de oxígeno como subproducto.

28 Transport & Environment, *Electrofuels? Yes, we can... if we're efficient. Decarbonising the EU's transport sector with renewable electricity and electrofuels*, 2020, p. 26. <https://www.transportenvironment.org/discover/electrofuels-yes-we-can-if-were-efficient/>

29 Véase el resumen de las previsiones de Bellona, *Cannibalising the Energiewende? 27 Shades of Green Hydrogen*, 2021, p. 5. <https://bellona.org/publication/will-hydrogen-cannibalise-the-energiewende>

30 Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (Empresa Común Pilas de Combustible e Hidrógeno), *Hydrogen roadmap Europe. A sustainable pathway for the European energy transition*, pp. 49-50. <https://www.fch.europa.eu/news/hydrogen-roadmap-europe-sustainable-pathway-european-energy-transition>

31 Véase capítulo 1.

32 Green European Foundation, *Blockers and enablers for decarbonising the Dutch chemistry, refinery and basic metals industries*, 2020, p. 16. <https://gef.eu/publication/blockers-and-enablers-for-decarbonising-the-dutch-chemistry-refinery-and-basic-metals-industries/>



privado, corren el riesgo de que se repita el drama de la congestión de la red eléctrica.

En varios países de la UE, la falta de capacidad de la red ha provocado retrasos en la construcción y conexión de las tan necesarias instalaciones de energías renovables. Los gobiernos harían bien en empezar por las infraestructuras de hidrógeno que menos vayan a lamentar haber construido, conectando los emplazamientos probables de electrolizadores con las áreas industriales que no tienen alternativas al hidrógeno verde. En muchos casos, los gasoductos de gas natural existentes pueden adaptarse para transportar hidrógeno, reduciendo así los costes³³. Debe evitarse mezclar gas natural con hidrógeno en los gasoductos. Tras la separación, el hidrógeno no sería lo suficientemente puro para su uso en pilas de combustible. Si no se realiza ninguna separación, lo que significaría que los usuarios finales recibirían una mezcla de gas natural e hidrógeno, resultaría casi imposible establecer prioridades para el uso del hidrógeno verde³⁴.

Normas de seguridad

El hidrógeno es un gas altamente inflamable. Tiene una temperatura de ignición inferior a la del gas natural y arde más rápidamente, con una llama poco visible. Al igual que el gas natural, el hidrógeno es inodoro. Al ser 14 veces más ligero que el aire, el hidrógeno se eleva y se dispersa rápidamente cuando se libera, lo que supone una ventaja de seguridad al aire libre pero un riesgo en espacios cerrados³⁵. La expansión de la producción, el transporte, el almacenamiento y el uso del hidrógeno más allá de los actuales entornos industriales requeriría, por tanto, nuevas normas de seguridad (incluida la adición de un odorante), así como sistemas de control y verificación, para que la imagen del hidrógeno verde no se vea empañada por accidentes. La Comisión Europea reconoce que esas normas son “ cruciales “ y su desarrollo está en marcha³⁶.

Costes y subvenciones

Como ya se ha señalado, actualmente se producen cantidades muy pequeñas de hidrógeno verde, representando la electrólisis menos del 1% de la producción de hidrógeno en la UE. Ello se debe principalmente a

los costes que acarrea. Según la Agencia Internacional de la Energía, el hidrógeno verde es entre 2 y 16 veces más caro que el hidrógeno gris producido a partir de gas natural, dependiendo de los precios del gas y de la electricidad renovable³⁷. Esto se debe a una serie de factores, entre ellos el bajo índice de producción y la modesta capacidad de los electrolizadores, la necesidad de nuevos avances en el campo de la tecnología de los electrolizadores y el mayor precio de la electricidad renovable. Sin embargo, es muy posible que se atisbe en el horizonte un fuerte descenso de los costes, como ha ocurrido con los paneles solares y las baterías. Se prevé que los electrolizadores se abaraten gracias a las economías de escala y al uso más eficiente de materiales escasos, que las tasas de conversión aumenten y, lo que es más importante, que la electricidad renovable se abarate. Con este descenso de los costes, el hidrógeno verde podría competir con el fósil para 2030, sobre todo en las regiones con abundante energía solar³⁸.

La rapidez con la que el hidrógeno verde llegue a ser competitivo en costes depende, al menos en parte, de los gobiernos. Para ser más precisos: de la audacia y ambición de sus políticas industriales verdes. Los gobiernos nacionales deben desarrollar la infraestructura necesaria en el momento oportuno. La UE puede impulsar el hidrógeno verde poniendo un precio elevado a las emisiones de CO₂³⁹ y creando una demanda garantizada. El paquete legislativo Fit for 55 de la Comisión Europea sobre política climática, por ejemplo, propone la obligación de utilizar hidrógeno verde y combustibles a base de hidrógeno verde en determinadas aplicaciones industriales y de transporte⁴⁰. Del mismo modo, la UE podría imponer a los compradores de acero, como la industria automovilística, la obligación de utilizar en sus productos una proporción cada vez mayor de acero libre de combustibles fósiles. Esto impulsaría la producción de acero con hidrógeno verde y/o electricidad verde en lugar de carbón.

Las subvenciones son otro instrumento para aumentar la oferta y la demanda de hidrógeno verde. Los gobiernos ya están apoyando el desarrollo y la producción de electrolizadores. Los llamados “contratos por diferencia de carbono” (CCfD) pueden acelerar la adopción del hidrógeno verde en los sectores siderúrgico y químico. En virtud de este sistema, las empresas recibirían una compensación por la desventaja de costes que supone el uso de hidrógeno verde con respecto a los

33 Agora Energiewende, *No-regret hydrogen. Charting early steps for H2 infrastructure in Europe*, 2021. <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/>

34 Véase capítulo 4.

35 Raad voor de Leefomgeving en Infrastructuur [Consejo de Medio Ambiente e Infraestructuras], *Waterstof: de ontbrekende schakel*, 2021, pp. 113-114. <https://www.rli.nl/publicaties/2021/advies/waterstof-de-ontbrekende-schakel>

36 Comisión Europea, “Preguntas y respuestas: Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra”. [ec.europa.eu](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda_20_1257), 8 julio 2020. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda_20_1257

37 Agencia Internacional de la Energía, *Global Hydrogen Review 2021*, p. 113. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>

38 Ibid, p. 114.

39 Véase capítulo 3.

40 Comisión Europea, *Fit for 55*, 2021. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_21_3541



combustibles o materias primas de origen fósil. Este tipo de ayuda estatal reduce el riesgo de sobrefinanciación.

Las inversiones públicas y privadas en hidrógeno verde pueden ayudar a la UE a lograr la neutralidad climática, pero también pueden suponer una recompensa adicional: el liderazgo mundial en la producción de electrolizadores. La UE concentra ya más del 60% de la capacidad mundial de fabricación de electrolizadores⁴¹.

Correspondencia entre hidrógeno verde y electricidad verde

Las prometedoras perspectivas de futuro del hidrógeno verde no deben hacernos olvidar los problemas actuales. Una de las cuestiones más delicadas es el gran consumo eléctrico del hidrógeno verde. En la situación actual, hay pocos momentos y lugares en los que haya un exceso de oferta de electricidad renovable. Si la electricidad renovable para electrolizadores simplemente se comprara en el mercado y se tomara de la red, se desviaría de otros usuarios de energía. Dada la actual combinación de redes eléctricas que existe en la mayoría de los países europeos, esta demanda adicional se cubriría en su mayor parte mediante centrales de gas natural o carbón. En estas condiciones, es poco probable que la producción de millones de toneladas de hidrógeno verde contribuya en gran medida a los objetivos climáticos de la UE para 2030. Incluso podría aumentar las emisiones de CO₂ en comparación con el hidrógeno gris⁴².

El problema de que la producción de hidrógeno verde desvíe electricidad renovable de otros usuarios podría aliviarse introduciendo un requisito de adicionalidad⁴³. En las zonas del mercado en las que el mix eléctrico aún no está encabezado por las energías renovables, el aumento de la producción de hidrógeno verde debería ir de la mano de la expansión acelerada de la capacidad eólica y solar. Se debería animar a las empresas que planean dedicarse a la producción de hidrógeno verde a que lo anuncien con antelación para que los gobiernos y los promotores de energías renovables puedan anticiparse a sus necesidades de energía verde. Los acuerdos de compra de energía (PPA) pueden dar a los operadores de energía eólica y solar una mayor seguridad sobre la rentabilidad de las inversiones adicionales. Los gobiernos sólo podrían subvencionar electrolizadores si pudieran demostrar que la electricidad renovable que necesitan será generada por instalaciones que de otro

modo no se habrían construido⁴⁴, o sólo en una fase posterior.

La aceleración del crecimiento de las energías renovables, que ya alcanza niveles exponenciales, es esencial para limitar el calentamiento global a 1,5 grados, al tiempo que se responsabiliza de la gran parte de las emisiones históricas de gases de efecto invernadero de Europa. Para ello, la UE tendría que lograr la neutralidad climática en 2040⁴⁵. Una mayor aceleración para permitir la producción de hidrógeno verdaderamente verde, por muy deseable que sea, bien podría tropezar con obstáculos como cuellos de botella en la red eléctrica, escasez de metales, falta de trabajadores cualificados, conflictos por la tierra y largos procedimientos administrativos.

La necesidad de hidrógeno verde y el interés que suscita son evidentes, pero existen obstáculos considerables a la hora de aumentar la escasa producción actual de manera que cubra todas las aplicaciones posibles. En este contexto, ¿cuáles son nuestras opciones? El resto de este informe se centrará en tres respuestas clave, cada una de las cuales tiene un papel que desempeñar: la producción de hidrógeno azul, la priorización de las aplicaciones del hidrógeno (la escalera del hidrógeno) y las importaciones de hidrógeno.

41 Agencia Internacional de la Energía, *Global Hydrogen Review 2021*, p. 183. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>

42 Bellona, *Cannibalising the Energiewende? 27 Shades of Green Hydrogen*, 2021, p. 8. <https://bellona.org/publication/will-hydrogen-cannibalise-the-energiewende>

43 La UE cuenta ya con un requisito de este tipo para el hidrógeno verde utilizado en el sector del transporte. La Comisión Europea está trabajando en un acto delegado que se espera que amplíe y suavice el requisito. Véase nota 42.

44 Véase la contribución conjunta de Austria, Dinamarca, España, Irlanda, Luxemburgo y Portugal, *Additionality in renewable hydrogen*, 9 de noviembre de 2020. <https://www.politico.eu/wp-content/uploads/2020/11/2020-11-09-Additionality-in-renewable-hydrogen-production-AT-DK-ES-IE-LU-PT.pdf>

45 Greens/EFA Group in the European Parliament, *Fit for 55 in light of IPCC report - Letter to the European Commission*, 13 septiembre 2021. <https://www.greens-efa.eu/en/article/document/fit-for-55-in-light-of-ipcc-report>



3. Hidrógeno azul

El hidrógeno azul se produce a partir del gas natural, igual que el hidrógeno gris, aunque almacenando bajo tierra la mayor parte (no todo) del CO₂ resultante en lugar de liberarlo a la atmósfera. Actualmente hay tres instalaciones de hidrógeno azul en funcionamiento, en Canadá y Estados Unidos⁴⁶. El hidrógeno azul es especialmente atractivo para las grandes empresas energéticas porque les permite utilizar sus activos de combustibles fósiles durante más tiempo.

La mayoría de los defensores del hidrógeno azul lo consideran una tecnología puente, capaz de ofrecer una rápida reducción de las emisiones de CO₂ hasta que se encuentre una solución a la insuficiente capacidad de las energías renovables y a los elevados costes que obstaculizan el desarrollo del hidrógeno verde⁴⁷. Permitiría a la industria empezar a adaptar sus instalaciones para abandonar inmediatamente el gas natural, el petróleo y el carbón, en lugar de esperar a que el hidrógeno verde esté disponible y sea asequible. Según este punto de vista, el hidrógeno azul puede allanar el camino hacia una verdadera descarbonización basada en el hidrógeno verde.

Las sombras del hidrógeno azul

Por tentador que parezca, el uso del hidrógeno azul va acompañado de una serie de inconvenientes y riesgos. En primer lugar, al igual que el hidrógeno verde, la producción de hidrógeno azul implica un mayor consumo de energía que el uso directo de gas natural en la industria. El hidrógeno de origen fósil se produce principalmente mediante el reformado de metano con vapor. En este proceso interviene el gas natural no sólo como materia prima, sino también como combustible para producir el calor necesario, lo que implica un uso adicional de gas de entre el 3% y el 20%⁴⁸. La captura, el transporte y el almacenamiento de CO₂ también suponen un consumo energético adicional de entre el 3% y el 10%⁴⁹. Esto incluye la electricidad, que también puede generarse mediante la combustión de gas natural.

Esta demanda adicional de gas natural hace que la ventaja climática del hidrógeno azul sea mucho menos evidente. ¿Cómo se cubriría la demanda adicional de gas en Europa? Seguramente con importaciones de Rusia, que ya es con mucho el mayor proveedor de la UE. Esto plantea el problema de las emisiones de metano. El metano es el principal componente del gas natural. Las fugas de metano durante la extracción, transporte y almacenamiento es mucho mayor en Rusia que en la UE o Noruega. Aunque faltan mediciones, las estimaciones de la proporción de metano que se filtra a la atmósfera a lo largo de la cadena rusa de suministro de gas oscilan entre el 0,5% y el 5%⁵⁰. Estas fugas son un importante motor del cambio climático. El metano es un gas de efecto invernadero de vida corta pero extremadamente potente; tiene un impacto sobre el calentamiento global 30 veces superior al del CO₂ a lo largo de un siglo, que se eleva a 83 veces superior en un periodo de 20 años. Para frenar el calentamiento a corto plazo, el mundo necesita urgentemente reducir las emisiones de metano, no aumentarlas⁵¹.

La Comisión Europea tiene previsto tomar medidas contra las fugas de metano procedentes tanto del gas nacional como del importado⁵². Sin embargo, es dudoso que la UE tenga suficiente influencia sobre la industria rusa del gas para obligarla a corregir su comportamiento mientras Moscú siga haciendo la vista gorda, como demuestra el hecho de que no haya firmado el Compromiso Mundial contra el Metano, lanzado en la cumbre de la ONU sobre el clima celebrada en Glasgow⁵³ en noviembre de 2021. El tenso mercado del gas que disparó los precios en otoño de 2021 podría convertirse en un fenómeno recurrente durante la próxima década⁵⁴, debilitando a la UE frente a la presión rusa. Una razón más para abandonar el gas fósil.

En segundo lugar, la captura de CO₂ a partir del reformado de metano con vapor nunca alcanzará una eficiencia del 100%. El CO₂ emitido durante la combustión de gas natural para obtener calor es especialmente

46 Global CCS Institute, *Global Status of CCS 2021*, p. 16. https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/10/2021-Global-Status-of-CCS-Report_Global_CCS_Institute.pdf

47 Véase capítulo 2

48 M. Roeb et al., *Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende* – Teil 1, p. 21. <https://www.dlr.de/content/en/downloads/2020/hydrogen-research-study-part-1.html>

49 Sachverständigenrat für Umweltfragen [Consejo Consultivo Alemán], *The role of hydrogen in climate protection: quality rather than quantity*, 2021. https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/EN/04_Statements/2020_2024/2021_11_statement_hydrogen_in_climate_protection.html

50 Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Implementing a methane pricing model for the EU gas market*, 2021, p. 8. <https://crm.foes.de/civicism/mailling/view?reset=1&id=1443>

51 Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, 'Global Assessment: Urgent steps must be taken to reduce methane emissions this decade', <http://unep.org>, 6 mayo 2021. <https://www.unep.org/news-and-stories/press-release/global-assessment-urgent-steps-must-be-taken-reduce-methane>

52 Comisión Europea, *Estrategia de la UE para reducir las emisiones de metano*, 2020. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0663&from=EN> Para una propuesta concreta de impuesto a la importación de metano en el gas natural, véase Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Implementing a methane pricing model for the EU gas market*, 2021. <https://crm.foes.de/civicism/mailling/view?reset=1&id=1443>

53 El Compromiso Mundial sobre el Metano ha sido firmado por Estados Unidos, la UE y más de 100 países. <https://www.globalmethanepledge.org/>

54 The Hague Centre for Strategic Studies, *De afnemende leveringszekerheid van aardgas in Nederland*, 2021, p. 15. <https://hcass.nl/report/afnemende-leveringszekerheid-aardgas-nl/>



difícil de capturar, ya que está mezclado con nitrógeno⁵⁵.

Cuanto mayor sea la tasa de captura de carbono, más energía requerirá. Mientras que la tasa de captura actual ronda el 60%⁵⁶, la Comisión Europea considera que el 90% es el máximo⁵⁷. Por tanto, un porcentaje del CO₂ generado durante la producción de hidrógeno azul seguirá yendo a parar a la atmósfera.

Una tercera cuestión relacionada con el hidrógeno azul es el hecho de que el éxito de la captura y almacenamiento de carbono (CAC) depende de la disponibilidad de emplazamientos geológicos fiables. Dado que no puede excluirse por completo la posibilidad de que se produzcan fugas de CO₂, lo que supondría una amenaza para el medio ambiente y la salud pública, la opción más viable es el almacenamiento en yacimientos marinos de gas y petróleo agotados. Sin embargo, los emplazamientos de almacenamiento europeos actualmente en funcionamiento (frente a las costas noruegas) o en fase de desarrollo (en aguas británicas, irlandesas, noruegas y holandesas) tienen una capacidad anual limitada. Ni siquiera serían capaces de recoger la mitad de las emisiones de CO₂ resultantes de la actual producción de hidrógeno gris en Europa⁵⁸. Mientras tanto, la construcción de nuevas instalaciones de almacenamiento requiere mucho tiempo. Esto reduce las posibilidades del hidrógeno azul. Además, los emplazamientos de almacenamiento adecuados son “un recurso escaso en Europa”⁵⁹ y debemos procurar no desaprovecharlos. Convendría reservar un amplio espacio bajo el lecho marino para las emisiones negativas: la eliminación de CO₂ de la atmósfera en caso de que las políticas climáticas no logren frenar las emisiones de gases de efecto invernadero a tiempo para evitar un cambio climático desastroso.

Un cuarto problema del hidrógeno azul es que los proyectos de CAC tienen un alto índice de fracaso. En 2007, el Consejo Europeo pidió a la Comisión que apoyara 12 plantas de demostración de CAC a escala

comercial en la UE para 2015. Ninguna de ellas se materializó⁶⁰. A escala mundial, de todas las plantas piloto y de demostración a gran escala previstas, el 78% se han cancelado o han quedado en suspenso debido a un “desequilibrio entre riesgo y rentabilidad”⁶¹. El actual aumento del precio del CO₂ en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (RCDE UE) promete mayores beneficios, y la creciente participación de los gobiernos en los proyectos de CAC también puede propiciar un mayor índice de éxito. Pero sigue existiendo la posibilidad de que las empresas de hidrógeno azul acaben produciendo hidrógeno gris por falta de una infraestructura completa de almacenamiento de carbono.

En quinto lugar, la vida útil de las nuevas instalaciones de hidrógeno azul -al menos 30 años- choca con el objetivo de la UE de lograr la neutralidad climática en 2050. Este plazo deberá adelantarse si queremos que la UE cumpla su cometido de limitar el calentamiento global a 1,5 grados⁶². Las instalaciones que aún no se han construido corren el riesgo de convertirse en activos bloqueados o pueden aferrarnos al uso de combustibles fósiles y a las emisiones de CO₂ durante más tiempo del que nuestro clima puede soportar. Estos riesgos también se aplican a los métodos alternativos para la producción de hidrógeno azul que no utilizan gas adicional para la calefacción y prometen una elevada tasa de captura de CO₂⁶³. En caso de que requieran la construcción de nuevas plantas, el plazo para tales inversiones parece ya cerrado.

Por último, la volatilidad de los precios del gas natural es una amenaza para el hidrógeno azul, haciendo que su ventaja en costes sea ilusoria. En otoño de 2021, cuando los precios del gas se dispararon, tanto el hidrógeno gris como el azul resultaron más caros de producir que el hidrógeno verde procedente de electricidad renovable adquirida mediante acuerdos de compra de energía (que ofrecen precios estables)⁶⁴. Además, algunas fábricas europeas redujeron su producción de hidrógeno fósil para recortar pérdidas, lo que debilita el

55 CE Delft, *Feasibility study into blue hydrogen*, 2018, p. 10. <https://cedelft.eu/publications/feasibility-study-into-blue-hydrogen/>

56 UK Committee on Climate Change, *Hydrogen in a low-carbon economy*, 2018, p. 67. <https://www.theccc.org.uk/publication/hydrogen-in-a-low-carbon-economy/>

57 Comisión Europea, *Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra*, 2020. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301> La misma estimación en *Global warming of 1.5 °C*, p. 124, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, <https://www.ipcc.ch/sr15/>

58 Sachverständigenrat für Umweltfragen [Consejo Consultivo Alemán], *The role of hydrogen in climate protection: quality rather than quantity*, 2021. https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/EN/04_Statements/2020_2024/2021_11_statement_hydrogen_in_climate_protection.html

59 E3G, *European CCS: learning from failure or failing to learn?*, 2020, p. 9. <https://www.e3g.org/publications/european-ccs-learning-from-failure-or-failing-to-learn-summary/>

60 Tribunal de Cuentas Europeo, *Demostración de captura y almacenamiento de carbono y energías renovables innovadoras a escala comercial en la UE: en los últimos diez años no se han conseguido los avances previstos*, 2018, p. 24. <https://op.europa.eu/webpub/eca/special-reports/climate-action-24-2018/es/>

61 Nan Wang et al., ‘What went wrong? Learning from three decades of carbon capture, utilization and sequestration [CCUS] pilot and demonstration projects’, *Energy Policy* 158, 2021, pp. 2 & 6. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112546>

62 Véase el capítulo 2

63 Reformado autotérmico con CAC. CE Delft, *Feasibility study into blue hydrogen*, 2018, pp. 10-11. <https://cedelft.eu/publications/feasibility-study-into-blue-hydrogen/>

64 Leigh Collins, ‘Green hydrogen now cheaper to produce than grey H2 across Europe due to high fossil



argumento de que el hidrógeno azul proporciona más seguridad de suministro que el verde.

Convertir el hidrógeno gris en azul

El hidrógeno azul no es neutro para el clima. El carbono del gas natural nunca podrá almacenarse de forma tan segura y completa como antes de ser extraído.

Los gobiernos deberían promover el hidrógeno azul sólo cuando los beneficios inmediatos de su uso superen los inconvenientes y los riesgos; por ejemplo, para sustituir al hidrógeno gris en lugares donde la producción de electricidad renovable no puede aumentarse lo suficientemente rápido como para producir cantidades suficientes de hidrógeno verde⁶⁵. También existe la posibilidad de producir hidrógeno azul si se utilizan gases residuales industriales como materia prima en lugar de gas natural. Este método evita en gran medida crear una demanda adicional de gas natural (ruso) y aumentar las emisiones de CO₂ en caso de que la CAC no se materialice. Además, el “azulado” de las plantas de hidrógeno gris existentes conlleva un menor riesgo de bloqueo.

Incluso con este enfoque cauteloso, el excedente de hidrógeno azul podría estar disponible para nuevas aplicaciones industriales, allanando el camino para el hidrógeno verde. Después de todo, una de las principales aplicaciones actuales del hidrógeno gris, la producción de combustibles fósiles para el transporte, disminuirá debido a la electrificación del parque automovilístico. Otra aplicación, los fertilizantes sintéticos nitrogenados, también se reducirá, ya que los gobiernos pretenden cerrar los ciclos de nutrientes en la agricultura y la Comisión Europea impulsa la agricultura ecológica en al menos el 25% de las tierras agrícolas de la UE para 2030⁶⁶.

Si los gobiernos deciden conceder subvenciones para la conversión de las instalaciones de hidrógeno gris en azul, deberían exigir una tasa de captura de carbono del 90% y el mayor número posible de garantías contra las fugas de metano en las cadenas de suministro y producción. Las subvenciones también deberían estar limitadas en el tiempo; sin embargo, sería preferible que fueran innecesarias debido a un elevado precio

del carbono. Eso está principalmente en manos de los legisladores de la UE. Según la Comisión Europea, “se necesitarían precios del carbono del orden de 55 a 90 euros por tonelada de CO₂ para que el hidrógeno de origen fósil con captura de carbono fuera competitivo con el hidrógeno de origen fósil actual”. El precio por emitir una tonelada de CO₂ en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (RCDE UE) alcanzó los 90 euros a finales de 2021, pero es poco probable que este pico se mantenga. Se prevé que el precio del carbono se sitúe entre 85 y 100 euros en 2030 si el Parlamento Europeo y el Consejo de Ministros aprueban la revisión de la directiva sobre el RCDE que la Comisión presentó en su paquete legislativo Fit for 55⁶⁷. Los legisladores podrían impulsar el precio del CO₂ decidiendo un descenso más pronunciado del techo de emisiones y/o un precio mínimo del carbono⁶⁸ dentro del RCCDE. Acelerar la eliminación progresiva de los derechos de CO₂ gratuitos y la introducción de un precio del carbono para los productos importados, como los fertilizantes⁶⁹, también ayudaría a pasar del hidrógeno gris al azul sin subvenciones. Este endurecimiento de la política climática también nos acercaría a la era del hidrógeno verde.

Los gobiernos nacionales seguirían teniendo un papel que desempeñar en el desarrollo del hidrógeno azul, proporcionando la infraestructura de CAC necesaria si lo consideran suficientemente seguro y viable. Las conducciones asociadas, las estaciones de compresión y las ubicaciones de almacenamiento deberían considerarse infraestructuras públicas, aunque sólo fuera para evitar monopolios privados⁷⁰. Los propietarios de las centrales de hidrógeno pagarían al operador público por cada tonelada de CO₂ transportada y almacenada bajo el lecho marino. La propiedad pública puede conducir a un mayor índice de éxito de los proyectos de CAC⁷¹. También permite a los gobiernos bloquear el acceso a la CAC a industrias que ya disponen de una alternativa sin combustibles fósiles, como la electrificación directa con energía renovable⁷². La política industrial verde debe dar prioridad a las inversiones con visión de futuro frente a las medidas provisionales. Con una infraestructura pública de CAC, también sería posible reducir el impacto climático de las industrias en las que la producción de CO₂ durante los procesos químicos

gas prices’, <http://rechargenews.com>, 12 noviembre 2021. <https://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>

65 La Comisión Europea plantea reequipar con CAC la mitad de las plantas de hidrógeno existentes. Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra, 2020. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>

66 Comisión Europea, *Estrategia de la granja a la mesa para un sistema alimentario justo, saludable y respetuoso con el medio ambiente*, 2020, pp. 9-10. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0381>

67 Frédéric Simon, ‘Analyst: EU carbon price on track to reach € 90 by 2030’, *euractiv.com*, 19 julio 2021. <https://www.euractiv.com/section/emissions-trading-scheme/interview/analyst-eu-carbon-price-on-track-to-reach-e90-by-2030/>

68 Greens/EFA Group in the European Parliament, *Letter to the European Commission*, 30 junio 2021, p. 2. <http://extranet.greens-efa-service.eu/public/media/file/1/7142>

69 Según el Mecanismo de Ajuste en la Frontera del Carbono propuesto. Véase https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda_21_3661

70 Natuur & Milieu, *Transitievisie CCS*, 2021, p. 7. <https://www.natuurmilieu.nl/themas/kenniscentrum/transitievisie-ccs-waterstof/>

71 Nan Wang et al., ‘What went wrong? Learning from three decades of carbon capture, utilization and sequestration [CCUS] pilot and demonstration projects’, *Energy Policy* 158, 2021, p. 7. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112546>

72 Véase capítulo 4



es inevitable actualmente, especialmente el sector del cemento. Además, el desarrollo de una infraestructura de CAC eficaz sentaría las bases para unas emisiones negativas⁷³. Por desgracia, es muy probable que para limitar el calentamiento global a 1,5 grados tengamos que desplegar una serie de métodos, tanto tecnológicos como naturales, que extraigan el exceso de CO₂ de la atmósfera⁷⁴.

Hidrógeno turquesa

Una alternativa al hidrógeno azul que también puede acabar generando emisiones negativas a través de la CAC es el hidrógeno turquesa. Este proceso de producción también crea hidrógeno a partir de gas natural, pero mediante pirólisis de metano en lugar de reformado de metano con vapor. Durante este proceso, el calentamiento sin oxígeno divide el metano del gas natural en hidrógeno y carbono sólido. Este último puede utilizarse como aditivo o almacenarse para evitar que llegue a la atmósfera.

El hidrógeno turquesa aún no está disponible comercialmente, pero podría estarlo en 2030⁷⁵. Su llegada tardía conlleva el riesgo de que las instalaciones asociadas se conviertan en activos bloqueados o nos mantengan atrapados en el uso del gas natural. Sin embargo, el desarrollo de la pirólisis de metano a una escala modesta aún puede tener sentido. Esta tecnología podría contribuir a una Europa sin combustibles fósiles, siempre que el biogás sustituya al gas natural como materia prima. Al igual que el gas natural, el biogás se compone principalmente de metano, pero puede producirse a partir de flujos de residuos orgánicos como los lodos de depuradora. Su limitada oferta tendrá una gran demanda en una Europa climáticamente neutra, pero parte de él se transformará probablemente en carbono para materiales; incluso el acero libre de combustibles fósiles necesita carbono como aditivo.

En caso necesario, el uso de biogás para producir hidrógeno también podría servir para reducir el CO₂ atmosférico. Como el carbono del biogás procede en última instancia de plantas que han extraído CO₂ del aire, el almacenamiento de este carbono en forma sólida tras la pirólisis representaría emisiones negativas, sin el

riesgo de fuga asociado al CO₂ que se esconde bajo tierra. Incluso la utilización del biocarbono resultante en diferentes productos podría contabilizarse como emisiones negativas una vez que contemos con una economía circular en la que los materiales desechados no se quemen, sino que se reciclen⁷⁶.

Hidrógeno verde en lugar de azul

Para alcanzar su objetivo de producción de 10 millones de toneladas de hidrógeno verde de aquí a 2030, la Comisión Europea ha planteado obligar a los gobiernos nacionales a que garanticen que, de aquí a 2030, al menos el 50% del hidrógeno utilizado por la industria sea verde⁷⁷. Si los legisladores de la UE aprueban esta disposición del paquete "Fit for 55", se evitará una dependencia excesiva del hidrógeno azul o turquesa⁷⁸. También permitirá orientar los fondos públicos hacia el hidrógeno verde, y es de esperar que acelere el despliegue de la energía eólica y solar. Pero también podría desencadenar una carrera por el hidrógeno verde en países tan lejanos como Chile, Namibia y Omán. ¿O esa carrera ya ha empezado? Este es el tema del capítulo 5.

73 O eliminación de dióxido de carbono [RCD]. En el informe especial de 2018 del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), "todas las vías analizadas que limitan el calentamiento a 1,5 °C sin rebasamiento o con un rebasamiento limitado utilizan la RCD en cierta medida para neutralizar las emisiones procedentes de fuentes para las que no se han identificado medidas de mitigación y, en la mayoría de los casos, también para lograr emisiones netas negativas que devuelvan el calentamiento global a 1,5 °C tras alcanzar un máximo." IPCC, *Global warming of 1.5°C*, 2018, p. 96. <https://www.ipcc.ch/sr15/>

74 Para una visión general de las tecnologías de emisiones negativas, véase Sara Budinis, 'Going carbon negative: What are the technology options?', <http://iea.org>, 31 enero 2020. <https://www.iea.org/commentaries/going-carbon-negative-what-are-the-technology-options>

75 TNO, 'Ember methane pyrolysis technology produces hydrogen without CO2 emissions', <http://tno.nl>. <https://www.tno.nl/en/focus-areas/energy-transition/road-maps/towards-co2-neutral-industry/hydrogen-for-a-sustainable-energy-supply/optimising-production-hydrogen/ember-methane-pyrolysis/>

76 En la actualidad y a escala mundial, sólo un 9% de nuestra economía es circular. Circle Economy, 'The circularity gap report 2021'. <https://www.circularity-gap.world/2021>

77 El hidrógeno utilizado en la producción de combustibles fósiles para el transporte queda excluido de la obligación. Comisión Europea, *Propuesta de modificación de la Directiva 2018/2001 en lo relativo a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables*, 2021, artículo 1(11). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021PC0557>

78 Alex Kaat, 'Waterstofdoel uit 'Fit for 55' zet Nederlands beleid op zijn kop', <http://energeia.nl>, 7 septiembre 2021. <https://energeia.nl/trilemma/40097210/waterstof-doel-uit-fit-for-55-zet-nederlands-beleid-op-zijn-kop>



4. Escalera del hidrógeno

“El hidrógeno verde es el champán entre los vectores energéticos”, explica Thijs Van de Graaf, investigador de la Universidad de Gante y consultor de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). “Es un recurso fantástico, pero muy caro. Sólo para ocasiones especiales”⁷⁹.

Esta comparación da en el clavo. Al igual que el champán, el hidrógeno verde escasea y es caro. La electricidad verde necesaria para producirlo es cualquier cosa menos abundante, y así seguirá siendo hasta bien entrada la próxima década. Incluso en un país como Países Bajos, la sustitución directa del hidrógeno gris por hidrógeno verde requeriría el doble de electricidad renovable de la que el país produce actualmente, y podría ralentizar la ecologización del mix eléctrico⁸⁰.

Como ya se ha mencionado, el elevado consumo de electricidad del hidrógeno verde se debe en parte a la pérdida de un porcentaje significativo de energía en la conversión de electricidad en hidrógeno y viceversa⁸¹. Por ejemplo, la eficiencia energética global de los coches eléctricos es más del doble que la de los coches impulsados por hidrógeno⁸².

En otra analogía con el champán, el hidrógeno verde también es muy codiciado. Cada vez más empresas anuncian sus planes para empezar a trabajar con hidrógeno verde, el cual tiene aplicaciones muy diversas, desde el acero verde hasta las bicicletas de hidrógeno. Por ejemplo, el primer vehículo de acero verde, un camión fabricado por Volvo con acero producido con hidrógeno verde por el fabricante de acero escandinavo SSAB, salió de la cadena de producción a mediados de 2021⁸³. Otros fabricantes de acero también apuestan por el hidrógeno verde. Además, grandes fabricantes de aeronaves como Airbus presentan planes para operar aviones con hidrógeno en lugar de queroseno a partir de 2035⁸⁴, mientras que el fabricante de aviones más pequeños ZeroAvia quiere hacer la ruta entre Rotterdam y Londres para 2024 con un avión de 19

plazas propulsado por hidrógeno⁸⁵. El entorno construido es otro sector en el que el hidrógeno se espera con impaciencia, dada la relativa facilidad para sustituir el gas natural por hidrógeno. En el idílico pueblo neerlandés de Graft-De Rijp, por ejemplo, una cooperativa energética está haciendo planes para que el pueblo deje de utilizar gas a partir de 2025. Esto se logrará con la ayuda de su propia planta de hidrógeno, que funciona con energía solar generada localmente y energía eólica procedente de parques eólicos marinos⁸⁶. Mientras tanto, las bicicletas de hidrógeno están disponibles desde 2020 y pueden comprarse por la módica suma de 7500 euros, sin incluir la estación de servicio de hidrógeno⁸⁷.

¿Por qué necesitamos una escalera del hidrógeno?

Estos breves ejemplos plantean la cuestión de qué aplicaciones deben priorizarse en la toma de decisiones sobre la limitada cantidad de hidrógeno verde de que disponemos. En otras palabras, ¿quién debería beberse ese preciado y delicioso champán? Aunque en general creemos que todo el mundo tiene derecho a beber todo el champán que quiera, la compra de hidrógeno verde requiere algún tipo de regulación.

Hay varias razones para ello. En primer lugar, el hidrógeno verde entraña contrapartidas para la sociedad. El hidrógeno verde y la electricidad renovable necesaria para producirlo requieren mucho espacio, materiales escasos y dinero público (por ejemplo, para construir infraestructuras⁸⁸). Por tanto, las decisiones que se tomen deben servir al interés público en la medida de lo posible. Sería injusto que una minoría de empresas y particulares se beneficiara del hidrógeno verde mientras la sociedad en general paga la factura (por ejemplo, en forma de cambios en el paisaje debido a la construcción de grandes parques eólicos).

79 Caitlin Stoker, 'Waterstof zet de machtsverhoudingen op zijn kop', *Het Financieele Dagblad*, 15 octubre 2021. <https://fd.nl/tech-en-innovatie/1414264/waterstof-zet-de-machtsverhoudingen-op-zijn-kop-mqk1caRl8EdU>

80 Véase capítulo 2

81 Véase introducción y capítulo 2

82 Transport & Environment, *Electrofuels? Yes, we can ... if we're efficient. Decarbonising the EU's transport sector with renewable electricity and electrofuels*, 2020, p. 29. <https://www.transportenvironment.org/discover/electrofuels-yes-we-can-if-were-efficient/>

83 Marc Seijlhouwer, 'Dit is hem: het eerste voertuig van groen staal gemaakt van waterstof, gebouwd door Volvo', *change.inc*, 14 octubre 2021. <https://www.change.inc/mobiliteit/dit-is-hem-het-eerste-voertuig-van-groen-staal-gebouwd-door-volvo-37195>

84 RTL Nieuws, 'Airbus presenteert concepten voor uitstootvrije vliegtuigen', <http://rtlnieuws.nl>, 23 septiembre 2020. <https://www.rtlnieuws.nl/tech/artikel/5185725/airbus-presenteert-concepten-voor-uitstootvrije-vliegtuigen>

85 NOS, 'Luchthavens en vliegtuigbouwer: over 3 jaar op waterstof vliegen naar Londen', <http://nos.nl>, 27 octubre 2021. <https://nos.nl/index.php/artikel/2403309-luchthavens-en-vliegtuigbouwer-over-3-jaar-op-waterstof-vliegen-naar-londen>

86 NH Nieuws, 'De Rijp en Graft in 2025 aan de waterstof?', <http://nhnieuws.nl>, 15 octubre 2020. <https://www.nhnieuws.nl/nieuws/274580/de-rijp-en-graft-in-2025-aan-de-waterstof>

87 N.N., 'Fiets op waterstof vanaf deze zomer te koop in Nederland', <http://tweewieler.nl>, 4 junio 2020. <https://www.tweewieler.nl/41948/fiets-op-waterstof-vanaf-deze-zomer-te-koop-in-nederland>

88 Véase capítulo 2.



En relación con esto hay una consideración relativa a las infraestructuras. La transición al hidrógeno verde requiere la construcción de plantas de electrólisis, tuberías e instalaciones de almacenamiento, así como infraestructuras específicas para cada aplicación, con una vida útil de varias décadas o más. Sin decisiones bien meditadas sobre qué aplicaciones deberían tener acceso al hidrógeno, podríamos estancarnos en prácticas de despilfarro durante largos periodos de tiempo. Supongamos que decidimos construir conducciones de hidrógeno y estaciones de servicio para turismos impulsados por hidrógeno. El importante coste y el esfuerzo que ello supondría nos inmovilizaría en esta práctica durante décadas. Está claro que los coches de hidrógeno son menos eficientes energéticamente que los eléctricos.

Por último, hay compromisos energético-climáticos. El rápido desarrollo de los trastornos climáticos y la necesidad de mantener el calentamiento global por debajo de 1,5 grados nos obligan a dar prioridad a las aplicaciones ecológicas del hidrógeno que eviten la mayor cantidad de emisiones de CO₂. Esto implica, una vez más, que no debemos recurrir al hidrógeno en los casos en que ya existan alternativas mejores, como la electrificación directa. Por ejemplo, en los edificios, las bombas de calor eléctricas tienen una tasa de conversión energética mucho más favorable que las calderas de hidrógeno⁸⁹. Sustituir los combustibles fósiles por electricidad verde es también la forma más eficiente de descarbonizar muchos procesos industriales⁹⁰.

Se conoce como “escalera del hidrógeno” a una clasificación de las distintas aplicaciones del hidrógeno en términos de prioridad. En la sección siguiente, se examinan en primer lugar las consideraciones que constituyen la base de las escaleras del hidrógeno. A continuación, se representa gráficamente el marco de evaluación aplicado a determinados ejemplos concretos y la escalera del hidrógeno resultante (figuras 1 y 2).

El marco de evaluación de una escalera del hidrógeno

Se han desarrollado varias escaleras del hidrógeno, cada una con sus propios puntos de partida y consideraciones⁹¹. En este capítulo, seguimos en gran medida la escalera del hidrógeno desarrollada por la organización medioambiental neerlandesa Natuur & Milieu⁹². Hay varias razones para ello. En primer lugar, la escalera del hidrógeno de Natuur & Milieu se basa en principios

ecológicos clave, como la consecución de la máxima sostenibilidad tanto presente como futura y en una consideración exhaustiva de las repercusiones sociales a corto y largo plazo. En segundo lugar, esta versión de la escalera del hidrógeno es dinámica y no estática. En lugar de centrarnos en el resultado exacto (por ejemplo, si la bicicleta de hidrógeno tendría que estar un peldaño por encima del escúter de hidrógeno), lo más importante son las consideraciones que guían nuestras decisiones. Las decisiones se toman utilizando varios criterios, y su ponderación puede variar de un país a otro. Dado que hemos elaborado este informe pensando en los partidos verdes de toda Europa, creemos que es más importante centrarse en los criterios subyacentes (el marco de evaluación) que en el resultado *per se*. Al fin y al cabo, una de las principales razones para desarrollar una escalera del hidrógeno es fomentar el debate como requisito previo para tomar decisiones bien meditadas.

A continuación presentamos un marco de evaluación de tres preguntas que, en nuestra opinión, constituye la base de una buena escalera del hidrógeno verde. Si una pregunta recibe un “no” como respuesta, la aplicación merece una posición más alta (mayor prioridad) en la escalera del hidrógeno. Las preguntas se enumeran por orden de importancia: el primer criterio (disponibilidad de alternativas sostenibles a largo plazo) es más importante que el segundo (eficiencia energética), que a su vez es más importante que el tercero (costes para la sociedad).

1. ¿Está, o estará disponible con el tiempo, una alternativa sostenible?

Si no existen alternativas al hidrógeno para una aplicación concreta, esta merecerá una posición más alta en la escalera del hidrógeno. Tomemos como ejemplo la producción de acero. El acero, un material casi indispensable, se utiliza en innumerables aplicaciones, incluidas las turbinas eólicas y las torres de alta tensión, cruciales para la Era Verde. En la actualidad, el mineral de hierro se transforma en acero utilizando carbón, lo que provoca elevadas emisiones de CO₂. El hidrógeno es la única alternativa sostenible viable al acero primario. Por tanto, el acero verde debería ocupar un lugar prioritario en la escala.

“A su debido tiempo” se refiere al periodo de amortización de las inversiones necesarias (incluidas las infraestructuras) para el cambio al hidrógeno. En casos concretos, en los que sea muy probable disponer de una alternativa más sostenible que el

89 “Las bombas de calor fotovoltaicas necesitan entre 5 y 6 veces menos electricidad que una caldera que funcione con hidrógeno electrolítico para proporcionar la misma cantidad de calefacción”. Agencia Internacional de la Energía, *Global Hydrogen Review 2021*, p. 87. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>

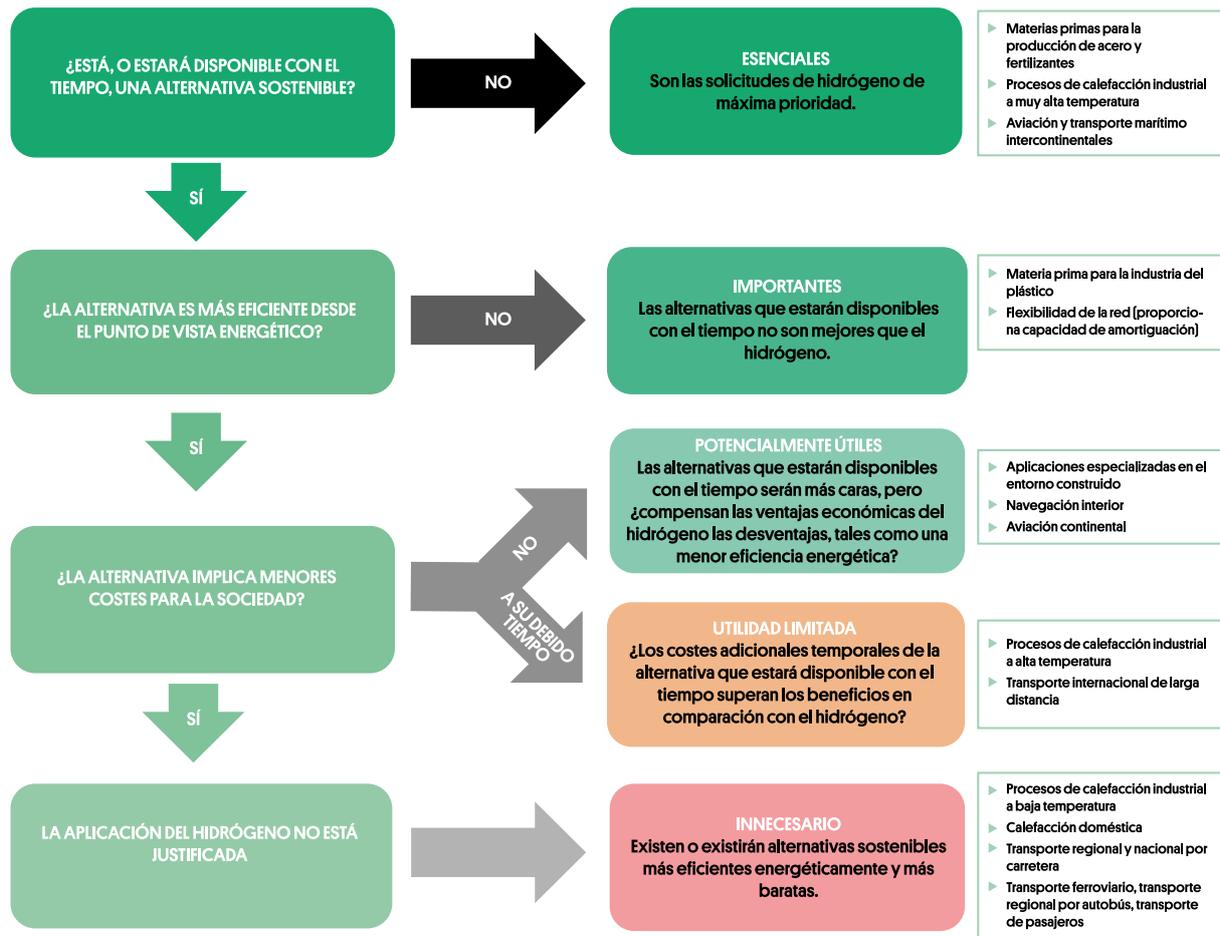
90 “Dado que el factor de rendimiento de la calefacción eléctrica es como mínimo comparable y en el mejor de los casos [...] considerablemente mejor que la combustión de hidrógeno por electrólisis, antes de pensar en la producción de calor a partir de hidrógeno, hay que considerar las tecnologías de producción de calor por electricidad”. Agora Energiewende, *No-regret hydrogen. Charting early steps for H2 infrastructure in Europe*, 2021, p. 14. <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/>

91 Véase, por ejemplo, Energieakkoord, *Dossier: waterstof* <https://www.zeeuwsenergieakkoord.nl/bibliotheek/waterstof> and Michael Liebreich, ‘The Clean Hydrogen Ladder (version 4.1)’, <http://linkedin.com>, 15 agosto 2021. <https://www.linkedin.com/pulse/clean-hydrogen-ladder-v40-michael-liebreich/>

92 Natuur & Milieu, ‘Waterstof: de waterstofladder’, <http://natuurenmilieu.nl> <https://www.natuurenmilieu.nl/themas/energie/projecten-energie/waterstof/waterstof-de-waterstofladder/>



Figura 1: Marco de evaluación de una escalera de hidrógeno



hidrógeno mucho antes de la amortización total, podría ser preferible trabajar hacia esa alternativa al mismo tiempo que se realizan esfuerzos para reducir las emisiones de CO₂ mientras tanto. Al fin y al cabo, el hidrógeno verde seguirá escaseando durante bastante tiempo y las aplicaciones de mayor calidad del hidrógeno (cuando no existan alternativas) merecen que se les dé prioridad.

“Sostenible” se refiere a un análisis de toda la cadena de valor, incluidos los aspectos sociales. Por ejemplo, la combustión de grandes cantidades de biomasa para obtener calor industrial a alta temperatura amenazaría tanto la biodiversidad como la seguridad alimentaria.

2. ¿La alternativa es más eficiente desde el punto de vista energético?

Si una aplicación concreta puede realizarse de forma más eficiente utilizando una alternativa al hidrógeno, debería ocupar una posición inferior en la escala del hidrógeno. Como ya se ha dicho, los coches eléctricos, las bicicletas y las bombas de calor son más eficientes energéticamente que sus alternativas alimentadas con hidrógeno. Por lo tanto, el uso del hidrógeno para el transporte privado y la calefacción en el entorno construido debería ocupar un peldaño inferior en la escala del hidrógeno.

3. ¿La alternativa implica menores costes para la sociedad?

El uso del hidrógeno, o de sus alternativas, supone no sólo beneficios y costes económicos, también costes y beneficios para la sociedad. Tomemos el ejemplo del pueblo de Graft-De Rijk. El uso de bombas de calor garantizaría una mayor eficiencia energética. Sin embargo, con la tecnología actual, también sería necesario aislar a fondo las casas del pueblo, lo que podría estropear su aspecto histórico. En este caso, las consideraciones sociales de mayor calado podrían prevalecer sobre la eficiencia energética, justificando el uso del hidrógeno.

A continuación se muestran unas representaciones esquemáticas del marco de evaluación (fig. 1) y su resultado, la escalera de hidrógeno (fig. 2), utilizando una pequeña selección de ejemplos. Los resultados no deben considerarse exhaustivos⁹³.

La utilización de este marco de evaluación concreto conduce a la escalera del hidrógeno que se detalla en la figura 2. Cabe señalar que, debido a la innovación tecnológica constante, las escalas del hidrógeno no pueden ofrecer una clasificación definitiva de todas las aplicaciones del hidrógeno; éstas pueden ascender o descender en la escala en función de los últimos

93 Estos diagramas se basan en la escalera del hidrógeno de Natuur & Milieu. Natuur & Milieu, *Waterstofverkenning*, 2020.



Figura 2: Una escalera del hidrógeno



avances. Además, el contexto de utilización del hidrógeno puede variar de un país a otro. Esto significa que la aplicación del hidrógeno, al igual que toda la transición energética y la Era Verde que preconiza, requiere una individualización. La principal utilidad de una escalera del hidrógeno es servir de guía para el debate sobre esta cuestión, señalando el camino hacia opciones bien meditadas.

Implantación de una escalera del hidrógeno

¿De qué mecanismos disponemos para aplicar la priorización del hidrógeno? En otras palabras, ¿cómo garantizar que el limitado suministro de hidrógeno verde se utilice para las aplicaciones situadas en los peldaños superiores de la escalera del hidrógeno (por ejemplo, el acero verde) y no para las situadas en sus peldaños inferiores (por ejemplo, las bicicletas de hidrógeno)?

Las aplicaciones que están por debajo de la media no tienen por qué prohibirse, pero no deberían recibir ayudas públicas. Si alguien quiere comprar una bicicleta de hidrógeno, que lo haga, pero no debería recibir ni un euro de las arcas públicas para ello. Por el contrario, las aplicaciones que se sitúan en lo más alto de la escala deberían ser objeto de incentivos gubernamentales.

Los siguientes instrumentos políticos -que forman parte de las políticas industriales verdes- pueden desempeñar

un papel importante en la implantación de una escalera del hidrógeno:

Subvenciones: La escalera del hidrógeno debe ser el principio rector a la hora de conceder subvenciones. Con el fin de crear un mercado para el hidrógeno verde, es aconsejable que los gobiernos compensen a los primeros en adoptarlo por los costes adicionales del mismo con respecto a los combustibles fósiles y las materias primas. Esto debería estar disponible exclusivamente para aplicaciones que se encuentren en la parte alta de la escalera. También pueden concederse subvenciones para I+D y otros costes de desarrollo. La cooperativa energética de Graft-De Rijk, por ejemplo, podría recibir ayuda financiera a fin de seguir desarrollando sus planes.

Desarrollo de infraestructuras públicas: El desarrollo de la infraestructura para el transporte y almacenamiento de hidrógeno debería ser una responsabilidad pública⁹⁴. Esto permitiría a los gobiernos establecer prioridades en función de la escalera del hidrógeno. Una fábrica de acero o de fertilizantes que necesite hidrógeno para ser climáticamente neutra se podría conectar a la red pública, mientras que a una nueva urbanización que sueñe con una calefacción a base de hidrógeno se le podría aconsejar que se lo pensara mejor.

94 Véase capítulo 2.

Regulación: Los gobiernos podrían establecer requisitos para los productos que fomenten el uso del hidrógeno verde, a ser posible a escala europea. La obligación de que los fabricantes de automóviles utilicen progresivamente acero no fósil, por ejemplo, crearía un mercado para el acero verde y, por tanto, para el hidrógeno verde⁹⁵. Tales requisitos deberían desarrollarse para los productos que se sitúan en la parte alta de la escalera del hidrógeno. Entre estos productos se encuentran los combustibles para el transporte marítimo intercontinental y la aviación. Para el transporte marítimo, la UE debería establecer normas dirigidas a aumentar la proporción de hidrógeno verde y de amoníaco a base de hidrógeno verde en la combinación de combustibles. En el caso del combustible para aviones, debería introducir la obligación de mezclar e-queroseno fabricado a partir de hidrógeno verde y CO₂, incluida una proporción cada vez mayor de CO₂ extraído de la atmósfera mediante captura directa de aire (DAC).

Contratación pública: A la hora de comprar productos o sacar a concurso proyectos de construcción, los gobiernos podrían establecer condiciones que fomenten el uso de hidrógeno verde, siempre que esté en consonancia con la escalera del hidrógeno. Algunos ejemplos son el acero verde para infraestructuras y el combustible sintético para las fuerzas aéreas.

La tarificación del CO₂, por ejemplo a través del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (RCDE UE), es claramente una herramienta valiosa para estimular el hidrógeno verde. Sin embargo, estos mecanismos no distinguen entre las distintas aplicaciones específicas del hidrógeno por lo que no es posible utilizar el RCDE para dar prioridad a una aplicación del hidrógeno sobre otra.



95 Wetenschappelijk Bureau GroenLinks, *Groene industriepolitiek: Bouwen aan de Groene Eeuw*, 2021, www.wbgl.nl/gip and Tomas Wyns, 'Naar een nieuw industriebeleid voor een klimaat- neutrale en competitieve Vlaamse en Belgische industrie', in Sacha Dierckx (ed.), *Klimaat en sociale rechtvaardigheid*, 2019, pp. 257-276.

5. Importaciones de hidrógeno

La producción de la UE podría ser incapaz de satisfacer la demanda de hidrógeno verde ni a corto ni a largo plazo, incluso si va acompañada del uso limitado de hidrógeno azul⁹⁶ y de un sistema de priorización que desincentive la demanda de hidrógeno por parte de sectores con alternativas más favorables, como la electrificación directa⁹⁷. Conscientes de ello, la Comisión Europea, los gobiernos nacionales y la industria están estudiando la importación de hidrógeno verde desde regiones ricas en sol y/o viento fuera de la UE que tengan acceso a suficiente agua de cualquier tipo, así como a puertos y/o conducciones que puedan adaptarse a su transporte. Si los legisladores de la UE aprueban la propuesta de la Comisión de que el 50% del hidrógeno utilizado por la industria sea verde para 2030⁹⁸, se dará un impulso adicional a los planes de importación⁹⁹.

Varios Estados de la UE ya han firmado acuerdos con terceros países que desean convertirse en exportadores de hidrógeno verde. Alemania, por ejemplo, ha acordado establecer una asociación de hidrógeno con Namibia, una antigua colonia, extensa y escasamente poblada, que tiene el doble de horas de sol que Alemania. El gobierno alemán ha firmado acuerdos similares con Marruecos, Túnez, Chile y Australia. También está cortejando a los Emiratos Árabes Unidos y a Ucrania. Berlín ha reservado un presupuesto de 2.000 millones de euros para concretar estos acuerdos¹⁰⁰. Los Países Bajos y Bélgica también han firmado acuerdos con Namibia y Chile. Este último país ha sido bautizado como “la Arabia Saudí de las renovables”¹⁰¹ (aunque la propia Arabia Saudí podría estar intentando reclamar ese título). La atención de la Comisión Europea se centra en África (del Norte) y Ucrania. En palabras de la presidenta de la Comisión, Ursula von der Leyen: “Invertiremos en África para crear un mercado de hidrógeno verde que conecte las dos orillas del Mediterráneo”¹⁰².

La adquisición de hidrógeno verde a gran escala procedente de terceros países podría originar riesgos geopo-

líticos para la UE. En última instancia, podría afectar a su base industrial. Pero este capítulo no se limita a los posibles efectos en la UE. Los impactos locales en los países exportadores también deberían preocuparnos. Los riesgos éticos del comercio de hidrógeno verde no son distintos de los que afrontamos en la actualidad al importar gas natural, petróleo, carbón, metales, soja, aceite de palma, madera y pellets de madera. La UE debe contrarrestar estos riesgos si quiere un mercado mundial del hidrógeno que beneficie a todos. Esta vez tenemos que hacerlo bien desde el principio.

Geopolítica del hidrógeno

Al abrirse a las importaciones de hidrógeno verde, ¿corre la Unión Europea el riesgo de repetir el error de su dependencia excesiva de unos pocos proveedores? En la actualidad, dos tercios del gas natural que consumimos lo suministran tan solo tres países - Rusia, Noruega y Argelia -, siendo un Estado sin escrúpulos el principal vendedor. ¿La importación de grandes volúmenes de hidrógeno volvería a hacer a la UE vulnerable a la manipulación de precios y al chantaje político?

Una UE que aspire a la autonomía estratégica haría bien en apostar por un amplio grupo de proveedores de hidrógeno¹⁰³. La diversificación es ciertamente factible. Mientras que la geología es caprichosa con las reservas de petróleo y gas, el clima y la geografía son generosos con las condiciones más adecuadas para el hidrógeno verde. Muchos países del mundo disponen de recursos solares y eólicos para producir hidrógeno en grandes cantidades. El hidrógeno es un “combustible democrático”, según la ministra belga de Energía, Tinne Van der Straeten¹⁰⁴.

Incluso los Estados miembros del sur de la UE podrían producir mucho hidrógeno verde -más del que necesitan para su propio consumo- a un coste favorable. El hidrógeno podría exportarse al resto de la UE. Lisboa y La Haya ya han firmado un memorando de acuerdo para fomentar la exportación de hidrógeno de Portugal

96 Véase capítulo 3.

97 Véase capítulo 4.

98 Véase capítulo 3.

99 Planbureau voor de Leefomgeving [Agencia de Evaluación Ambiental de los Países Bajos], *Nederland fit for 55? Mogelijke gevolgen van het voorgestelde EU-klimaatbeleid*, 2021, p. 6. <https://www.pbl.nl/publicaties/nederland-fit-for-55>

100 Klaus Stratmann, 'Bundesregierung will Wasserstoff-Großprojekte vorantreiben', <http://handelsblatt.com>, 17 marzo 2021. <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/foerderkonzept-h2-global-bundesregierung-will-wasserstoff-grossprojekte-vorantreiben/27015140.html>

101 Gabriela Cabaña & Mario Diaz, 'The Limits of Europe's Corporate-Led Hydrogen Project', *Green European Journal*, 29 noviembre 2021. <https://www.greeneuropean-journal.eu/the-limits-of-europes-corporate-led-hydrogen-project/>

102 Ursula von der Leyen, 'Reforzar el alma de nuestra Unión – Discurso sobre el estado de la Unión de 2021', <http://ec.europa.eu>, 15 septiembre 2021. https://state-of-the-union.ec.europa.eu/state-union-2021_es

103 The Hague Centre for Strategic Studies, *Energy transition, Europe, and geopolitics*, 2021, p. 4. <https://hcss.nl/report/energy-transition-europe-and-geopolitics/>

104 Tobe Steel, 'Regering gaat voor grootschalige import van waterstof', <http://tijd.be>, 29 octubre 2021. <https://www.tijd.be/politiek-economie/belgie/federaal/regering-gaat-voor-grootschalige-import-van-waterstof/10342883.html>



a los Países Bajos¹⁰⁵. En el norte de Europa, el hidrógeno verde producido en el Mar del Norte y sus alrededores puede no ser suficiente para satisfacer la demanda, pero podría ser competitivo en costes una vez que las energías renovables alimenten la red y los excedentes de electricidad sean más frecuentes. Después de todo, el transporte intercontinental aumenta considerablemente el coste del hidrógeno verde importado¹⁰⁶. La huella de CO₂ del transporte marítimo también podría ensombrecer la importación de hidrógeno verde, a menos que, por ejemplo, los petroleros que transportan el amoníaco en el que se convierte el hidrógeno verde para reducir el volumen de transporte se alimenten con su propia carga.

Por estas razones, el hidrógeno verde “hecho en la UE” no será sustituido necesariamente en el mercado por el importado de lugares más soleados y ventosos. En 2050, la producción nacional podría satisfacer la mitad de la demanda de hidrógeno verde de la UE, mientras que las importaciones cubrirían la otra mitad¹⁰⁷. Esta cifra es muy superior a la actual dependencia de la UE de las importaciones de petróleo (97%) y gas natural (90%)¹⁰⁸. Por tanto, la transición hacia el hidrógeno verde podría aumentar la autonomía estratégica de la UE, incluso si pasara a formar parte de un mercado mundial de hidrógeno verde.

Aquí se avecina un reto geopolítico completamente distinto. ¿Cómo vamos a actuar con los exportadores de combustibles fósiles que corren el riesgo de convertirse en los perdedores de la transición energética? El paso a las energías renovables redibujará el mapa geopolítico mundial. Un país como Rusia, con su negación del inevitable fin de la bonanza de los combustibles fósiles, podría hundirse en la insignificancia económica. Pero con sus armas nucleares, su derecho de veto en el Consejo de Seguridad de la ONU y su talento para la guerra híbrida y la ciberdelincuencia, conservaría un gran poder de intimidación. ¿Puede defender la UE los valores que el régimen de Putin desprecia abiertamente -democracia, derechos humanos, Estado de Derecho, integridad territorial de los países vecinos- y ayudar a

Rusia a entrar en la Era Verde, en aras de la protección del clima y la seguridad europea? Una posible vía es ayudar a Rusia a producir hidrógeno verde para el mercado europeo. Mientras que la radiación solar y la velocidad del viento, relativamente bajas, sitúan a Rusia en desventaja, la vasta superficie del país y los gasoductos conectados a la UE hablan en su favor. Una vez que la UE abandone el hábito del gas, algunos de estos gasoductos podrían reconvertirse para producir hidrógeno.

Arabia Saudí, ese otro gigante de los combustibles fósiles, es más consciente de la necesidad de reinventarse ante la era verde. El reino del desierto planea aprovechar sus excelentes condiciones climáticas y su gran superficie para convertirse en el mayor proveedor mundial de hidrógeno verde. Ya ha comenzado la construcción de una enorme planta de electrólisis que funcionará con electricidad renovable y agua de mar desalinizada, y las exportaciones podrían empezar ya en 2025¹⁰⁹.

Sin embargo, tanto Arabia Saudí¹¹⁰ como Rusia¹¹¹ también tienen grandes planes para el hidrógeno azul. Ninguno de los dos países quiere mantener sus reservas de gas natural bajo tierra. Como ya se ha dicho¹¹², la vida útil de las nuevas instalaciones de hidrógeno azul dificultará que se alcance la neutralidad climática a tiempo. La Unión Europea debería evitar la construcción de nuevas centrales de hidrógeno azul para no dar un mal ejemplo.

Normas, certificados y etiquetas

La aparición de un mercado mundial de hidrógeno de distintos colores crea la necesidad de normas y certificación. Muchos compradores preferirán el hidrógeno verde al gris o al azul por su mayor pureza, o por razones de sostenibilidad, y querrán garantías de que el hidrógeno que reciben se ha producido con electricidad renovable. La UE, por su parte, debe facilitar la importación de hidrógeno verde frente al gris y el azul, por ejemplo mediante la fijación de precios del carbono en frontera, aunque sólo sea para alcanzar el objetivo de

105 Ministro de Medio Ambiente y Acción por el Clima de la República Portuguesa y Ministro de Asuntos Económicos y Política Climática de los Países Bajos, *Memorandum of understanding – Hydrogen*, 17 agosto 2020. <https://www.government.nl/documents/publications/2020/09/23/memorandum-of-understanding-between-the-netherlands-and-portugal-concerning-green-hydrogen>

106 Véase capítulo 1.

107 Véase, por ejemplo, Belfer Center for Science and International Affairs, *Geopolitical and market implications of renewable hydrogen. New dependencies in a low-carbon energy world*, 2020, p. 31 <https://www.belfercenter.org/publication/geopolitical-and-market-implications-renewable-hydrogen-new-dependencies-low-carbon> and World Energy Council Europe, *Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities*, 2021, p. 5. <https://www.weltenergie-rat.de/publikationen/studien/hydrogen-imports-into-the-eu/>

108 Eurostat, 'Energy production and imports', ec.europa.eu/eurostat, 2021. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_production_and_imports

109 Verity Ratcliffe, 'Saudi Arabia's bold plan to rule the \$700 billion hydrogen market', <http://economictimes.indiatimes.com>, 7 marzo 2021. <https://economictimes.indiatimes.com/news/international/saudi-arabia/saudi-arabias-bold-plan-to-rule-the-700-billion-hydrogen-market/articleshow/81374199.cms>

110 Matthew Martin & Salma El Wardany, 'Saudi Arabia to use \$110 billion gas field for blue hydrogen', <http://bloomberg.com>, 24 octubre 2021. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-10-24/saudi-arabia-to-use-110-billion-gas-project-for-blue-hydrogen>

111 Angelina Davydova, 'Will Russia ever leave fossil fuels behind?', bbc.com, 24 noviembre 2021. <https://www.bbc.com/future/article/20211115-climate-change-can-russia-leave-fossil-fuels-behind>

112 Véase capítulo 3.



hidrógeno verde para 2030¹¹³. Esto requiere una metodología para calcular las emisiones de carbono dentro de la cadena de producción del hidrógeno y sus derivados.

Como gran importador potencial de hidrógeno, que no depende de un único proveedor, la UE tiene margen de maniobra para establecer normas no sólo para sí misma, sino para el mercado mundial¹¹⁴. Entre ellas debe figurar la certificación y el etiquetado de todo el hidrógeno comercializado, documentando el origen, el método de producción, la pureza y la huella de carbono de cada unidad de hidrógeno y productos derivados¹¹⁵. La huella debe abarcar todo el ciclo de vida, incluido el transporte. Para que el hidrógeno obtenido por electrólisis se considere verde, es fundamental la adicionalidad de la electricidad renovable utilizada en el proceso¹¹⁶. En muchos países con grandes ambiciones en materia de hidrógeno, pero todavía con poca generación de renovables -desde los Países Bajos hasta Arabia Saudí-, existe un riesgo considerable de que la producción de hidrógeno verde frene la ecologización de la combinación de fuentes de electricidad. En última instancia, el hidrógeno sólo debería certificarse como verde si su producción se alinea en el tiempo con la generación de electricidad renovable en la misma zona de mercado.

Sostenibilidad más allá de la huella de carbono

Las normas anteriormente expuestas abordan principalmente los impactos climáticos de los diferentes tipos de hidrógeno. Si queremos que el hidrógeno verde beneficie a los ciudadanos de los países exportadores e importadores, así como al planeta, estas normas no serán suficientes. Necesitamos una gama más amplia de normas a favor de la sostenibilidad. El hidrógeno verde no sólo requiere energía solar o eólica, sino también tierra, agua y metales¹¹⁷. Su producción puede provocar impactos significativos en el medio ambiente y la economía, y puede dar lugar a conflictos con las comunidades locales. Tal es el caso en países en los que la democracia, la responsabilidad y el Estado de Derecho no están firmemente anclados.

Como ya se ha dicho, la producción de hidrógeno verde requiere grandes extensiones de terreno para

instalar enormes parques solares o eólicos que generen la energía renovable necesaria para la electrólisis. En Namibia, esto supuestamente no es un problema. Según la entonces ministra alemana de Investigación, Anja Karliczek, que cerró en agosto de 2021 el acuerdo sobre hidrógeno con el Gobierno namibio, el país dispone de “grandes superficies hasta ahora no utilizadas”¹¹⁸. Hay que tener cuidado al emplear palabras como “no utilizadas” y “vacías”. Una zona sin utilizar podría denominarse más bien naturaleza. Incluso los desiertos albergan una gran variedad de plantas y animales. Los promotores de energías renovables deben evaluar y minimizar su impacto sobre la biodiversidad.

Además, un terreno aparentemente baldío puede seguir siendo utilizado activamente por las comunidades locales y nómadas para la recolección de alimentos, el pastoreo de rebaños, la caza, la pesca, el tránsito o la realización de rituales o ceremonias. Aunque estos grupos carezcan de derechos de propiedad formales, son partes interesadas a las que no se puede ignorar. El sector de las energías renovables debería tomar en serio las lecciones aprendidas (por algunos) en el sector minero. Las normas más progresistas de la actualidad, las de la Iniciativa para la Garantía de Minería Responsable (IRMA), establecen que las empresas mineras deben obtener y mantener un amplio apoyo de las comunidades afectadas¹¹⁹. Se presta especial atención a los pueblos indígenas; se exige su consentimiento libre, previo e informado para los proyectos que afecten a sus derechos¹²⁰. Una posible forma de obtener el consentimiento es garantizar que los parques solares y eólicos proporcionen beneficios locales, como empleos dignos, electricidad asequible y participación en los beneficios¹²¹.

A mayor escala, las inversiones en energías renovables, líneas eléctricas y electrolizadores no deben centrarse exclusivamente en la exportación de hidrógeno; también deben reducir la pobreza energética y acelerar la descarbonización de la red eléctrica, el transporte y la industria nacionales. Además, los inversores extranjeros y los países importadores de hidrógeno deben permitir a los países exportadores añadir valor a su hidrógeno. Por ejemplo, el hidrógeno verde puede utilizarse como materia prima para la producción nacional de fertili-

113 Ibid.

114 Mark Leonard et al., ‘The geopolitics of the European Green Deal’, *Policy Contribution 04*, 2021, p. 19. <https://www.bruegel.org/2021/02/the-geopolitics-of-the-european-green-deal/>

115 Véase el proyecto CertifHy®, financiado por la Comisión Europea: <https://www.certifyhy.eu/>

116 Véase el capítulo 2.

117 Ibid.

118 Nadia Weekes, ‘Germany seals Namibia green hydrogen partnership’, *windpowermonthly.com*, 25 agosto 2021. <https://www.windpowermonthly.com/article/1725661/germany-seals-namibia-green-hydrogen-partnership> citado en Gabriela Cabaña & Mario Díaz, ‘The Limits of Europe’s Corporate-Led Hydrogen Project’, *Green European Journal*, 29 noviembre 2021. <https://www.greeneuropeanjournal.eu/the-limits-of-europes-corporate-led-hydrogen-project/>

119 Iniciativa para la Garantía de Minería Responsable, *Standard for Responsible Mining*. <https://responsiblemining.net/resources>

120 OIT, Convenio sobre pueblos indígenas y tribales, 1989 [núm. 169] https://www.ilo.org/dyn/normlex/es/f?p=NORMLEXPUB:12100:0::NO::P12100_ILO_CODE:C169 y Naciones Unidas, Declaración sobre los derechos de los pueblos indígenas, 2007. <https://www.un.org/development/desa/indigenouspeoples/declaration-on-the-rights-of-indigenous-peoples.html>

121 Tal como promueve el Sustainable Hydrogen Club y su marca de calidad SDGproof®: <https://sustainablehydrogenclub.com/> y <https://sdgproof.org/>



zantes nitrogenados, lo que puede ayudar a los agricultores que lidian con suelos pobres a aumentar sus cosechas¹²². El valor añadido requiere transferencia de tecnología, capacitación, inversiones privadas, subvenciones públicas y préstamos del Banco Europeo de Inversiones, entre otros.

El mismo principio de reparto de beneficios debería aplicarse a la desalinización del agua de mar, esencial para la producción de hidrógeno verde en zonas sin gran disponibilidad de agua dulce. Es importante que las plantas desalinizadoras no se limiten a alimentar el proceso de producción, sino que también proporcionen agua potable a los residentes que carecen de suministro. Los residuos de la desalinización, salmuera mezclada con productos químicos como cobre y cloro, no deben bombearse de nuevo al mar, donde pueden dañar los ecosistemas. En su lugar, deberían tratarse y almacenarse de forma segura hasta que se hayan desarrollado métodos para reciclarlos y convertirlos en materiales aprovechables, como el litio para baterías portátiles¹²³.

El reciclado seguro también es crucial para las turbinas eólicas, las instalaciones solares y los electrolizadores que intervienen en la producción ecológica de hidrógeno. Los metales escasos no deben acabar como residuos. El cierre de los circuitos de materiales comienza con el diseño circular. Además, el abastecimiento responsable de metales, de acuerdo con las normas IRMA, no es menos importante para la generación de energía renovable en el extranjero que dentro de la UE¹²⁴.

Estos son sólo algunos de los retos a los que se enfrentan los productores de hidrógeno verde y los gobiernos que los apoyan, especialmente en el Sur Global. También hay otros riesgos que hay que abordar, como las malas condiciones laborales, los incidentes en el ámbito de la seguridad, las injusticias de género, la corrupción y la evasión fiscal. Si los países en desarrollo dependen demasiado de las exportaciones de hidrógeno verde, pueden exponerse a crisis económicas debidas a la volatilidad de los precios, o perder competitividad debido a la apreciación monetaria (“mal holandés”).

En Alemania, el Consejo Nacional del Hidrógeno, formado por múltiples partes interesadas, ha reconocido

muchos de estos retos. Sus criterios de sostenibilidad para los proyectos de importación de hidrógeno verde constituyen una buena base para establecer normas transfronterizas que, a su vez, pueden ayudar a que el comercio de hidrógeno verde contribuya a los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas en lugar de arrojar otra maldición de los recursos sobre el Sur Global¹²⁵. La Comisión Europea debería hacer suyas estas propuestas y llevarlas adelante, en diálogo con los gobiernos y la sociedad civil de los países potencialmente exportadores de hidrógeno.

Las normas europeas de sostenibilidad relativas al hidrógeno permitirían una certificación más completa de los proyectos y flujos de hidrógeno verde, que iría más allá de la huella de carbono. Una vez establecidas, deberían formar parte de las asociaciones en materia de hidrógeno con terceros países. La transferencia de estas asociaciones al ámbito de la UE, como sugiere la nueva coalición de gobierno alemana, tendría como resultado un impacto más fuerte y una aplicación más uniforme¹²⁶. La oferta de contratos por diferencias¹²⁷ a las empresas que quieran pasarse al hidrógeno verde debería condicionarse al cumplimiento de las normas de sostenibilidad. Como siguiente paso, las normas deberían ser vinculantes para todas las empresas que operan en el mercado de la UE. Una forma de hacerlo sería incluirlas explícitamente en la legislación prevista sobre la diligencia debida obligatoria en la cadena de valor, acompañada de las normas IRMA para la minería industrial¹²⁸. La UE debería promover continuamente sus normas y certificados en los foros internacionales, desde el G20 y el G7 hasta la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) y la Asociación Internacional para el Hidrógeno y las Pilas de Combustible en la Economía (IPHE).

Redistribución de la industria

De acuerdo con el Objetivo de Desarrollo Sostenible de “diversificación industrial y adición de valor a los productos básicos”¹²⁹, la producción de hidrógeno verde debería permitir a los países del Sur Global ascender en la cadena de valor. Entre las oportunidades de adición de valor figuran la transformación doméstica del hidró-

122 Pablo Tiftonell et al., ‘Combining organic and mineral fertilizers for integrated soil fertility management in smallholder farming systems of Kenya: explorations using the crop-soil model FIELD’, *Agronomy Journal* 100/5, 2008. <http://dx.doi.org/10.2134/agronj2007.0355>

123 Hwajoo Joo et al., ‘Pilot-scale demonstration of an electrochemical system for lithium recovery from the desalination concentrate’, *Environmental Science: Water Research & Technology* 2, 2020. <http://dx.doi.org/10.1039/c9ew00756c>

124 Véase capítulo 2.

125 Nationaler Wasserstoffrat [Consejo Nacional del Hidrógeno], *Nachhaltigkeitskriterien für Importprojekte von erneuerbarem Wasserstoff und PtX-Produkten*, 29 octubre 2021. <https://www.wasserstoffrat.de/aktuelles/pressemitteilung-vom-05112021>

126 SPD, Bündnis 90/Die Grünen & FDP, Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit, 24 noviembre 2021, p. 60. <https://www.gruene.de/artikel/koalitionsvertrag-mehr-fortschritt-wagen>

127 Véase capítulo 2.

128 Lamentablemente, el anunciado proyecto de directiva fue aplazado por la Comisión Europea a finales de 2021. El Parlamento Europeo expuso sus exigencias en una *Resolución sobre diligencia debida de las empresas y responsabilidad corporativa*, 10 marzo 2021. https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2021-0073_ES.html

129 Naciones Unidas, *Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación*. <https://www.un.org/sustainable-development/es/infrastructure/>



geno en fertilizantes y combustibles sintéticos y su uso en la producción de acero verde. Si los países en desarrollo lo consiguen, las actividades industriales que dependen del hidrógeno podrían desplazarse fuera de la UE. Trasladar una fábrica de fertilizantes a Namibia tiene mucho sentido cuando la materia prima principal se produce allí, el producto final es más fácil de transportar y/o se destina al mercado africano.

Lo mismo ocurre con el traslado de una fábrica de acero a Chile cuando el mineral de hierro procede de minas cercanas. Se acortarían las cadenas de suministro y se reducirían las emisiones del transporte. Aunque estas deslocalizaciones supondrían un golpe para la UE y la obligarían a ayudar a los trabajadores despedidos a encontrar un nuevo empleo, encierran una gran dosis de justicia económica y medioambiental.

Al mismo tiempo, la sabiduría geopolítica dicta que la UE no debe depender demasiado de terceros países para los llamados “productos estratégicos”. El acero es un importante ingrediente para la transición energética, y los fertilizantes nitrogenados apuntalarán la seguridad alimentaria hasta que nuestros sistemas agrícolas sean totalmente circulares. El deseo de evitar dependencias estratégicas es una razón más para producir una parte sustancial del hidrógeno verde dentro de las fronteras de la UE, así como para garantizar que la UE tenga la industria más ecoeficiente del mundo.

Especialmente en el Sur Global, los combustibles sintéticos conllevan el riesgo de afianzar el uso de combustibles fósiles. Estos combustibles son propulsores ineficaces para los automóviles, pero probablemente la opción menos mala para los aviones de largo recorrido. No sólo requieren hidrógeno, sino también carbono. Por el momento, el suministro más obvio procede de procesos industriales con flujos de CO₂ que, de otro modo, habrían acabado en la atmósfera. Sin embargo, esto podría crear un bloqueo fósil en los países que no disponen de un mecanismo eficaz (como el RCDE de la UE) para reducir las emisiones de CO₂¹³⁰. Aunque la UE no está en condiciones de dar lecciones a los países en desarrollo sobre los gases de efecto invernadero, puede dar un paso para que los combustibles sintéticos realmente se obtengan de fuentes no fósiles. El queroseno producido a partir de hidrógeno verde y CO₂ extraído mediante captura directa del aire (DAC) debería mezclarse gradualmente con el queroseno estándar utilizado por los aviones que viajan desde y hacia los aeropuertos europeos. La obligación de mezclarlo

empezaría con una centésima parte y aumentaría con el tiempo. Su introducción sólo requiere un pequeño retoque de la normativa sobre combustibles de aviación propuesta por la Comisión Europea como parte de su paquete “Fit for 55”¹³¹.

Sin embargo, el DAC es caro. La obligación de convertir el CO₂ ambiental en combustible para aviones aumentaría el precio de los billetes. El correspondiente descenso de los viajes en avión sería una buena noticia para el clima, dado que el sector de la aviación está aún muy lejos de alcanzar la neutralidad climática¹³². Al mismo tiempo, una obligación de mezcla impulsaría el DAC, uno de los métodos para eliminar CO₂ de la atmósfera que algún día podría ser necesario para lograr emisiones negativas¹³³.

Los países que mejor se adaptan a la producción de hidrógeno verde también tienen potencial para el DAC, dado que ambos requieren grandes cantidades de energía renovable. A la hora de elegir una tecnología DAC concreta, hay que tener muy en cuenta las necesidades de calor, suelo y agua¹³⁴. En zonas con escasez de agua, el DAC debería producir preferiblemente más agua de la que utiliza. Con unas normas de sostenibilidad estrictas, la producción de combustibles sintéticos de origen no fósil podría ser una forma inteligente de que los países exportadores de hidrógeno se hicieran con una parte mayor de la cadena de valor.

La suficiencia por encima de la autosuficiencia

Al abogar por las energías renovables, muchos partidos y movimientos verdes no sólo han señalado sus beneficios medioambientales, sino que también han ofrecido la perspectiva de una Europa autosuficiente que ya no dependa de los jeques del petróleo y otros autócratas para su abastecimiento energético. La necesidad de importar hidrógeno verde, además de la producción intracomunitaria, las medidas de priorización del hidrógeno y el uso (limitado) del hidrógeno azul pueden resultar decepcionantes para muchos.

La razón por la que se nos resiste la autosuficiencia energética es que se ha quedado por el camino otro mensaje ecologista primordial. Para preservar los recursos naturales de los que dependemos, tenemos que cambiar radicalmente nuestra forma de producir y consumir. Y este mensaje es más urgente que nunca. El agotamiento de la Tierra y la alteración de sus procesos

130 Nationaler Wasserstoffrat [Consejo Nacional del Hidrógeno], *Nachhaltigkeitskriterien für Importprojekte von erneuerbarem Wasserstoff und PtX-Produkten*, 29 octubre 2021, p. 6. <https://www.wasserstoffrat.de/aktuelles/pressemitteilung-vom-05112021>

131 Transport & Environment, *ReFuelEU Aviation: T&E's recommendations*, 2021, p. 3. <https://www.transportenvironment.org/discover/the-eus-sustainable-aviation-fuels-initiative-tes-recommendations/>

132 Es poco probable que la producción de e-queroseno libre de combustibles fósiles sea suficiente para sustituir el consumo actual de combustibles fósiles de la aviación de larga distancia. Además, los efectos del e-queroseno sobre el clima, aunque menores que los del queroseno convencional, no son nulos. Esto significa que incluso el uso de queroseno libre de combustibles fósiles no es neutro para el clima.

133 Véase capítulo 3.

134 World Resources Institute, 'Direct air capture: resource considerations and costs for carbon removal', <http://wri.org>, 6 enero 2021. <https://www.wri.org/insights/direct-air-capture-resource-considerations-and-costs-carbon-removal>



naturales ya no pueden ignorarse. Se han traspasado varios límites planetarios debido al uso excesivo de los recursos por parte de los países y las personas ricas. No sólo el cambio climático, sino también la pérdida de biodiversidad, el cambio en el uso del suelo y la contaminación por nitrógeno y fósforo han llegado a un punto en el que “las actividades humanas podrían conducir inadvertidamente al Sistema Tierra a un estado mucho menos hospitalario”, según el Centro de Resiliencia de Estocolmo¹³⁵.

Incluso el hidrógeno verde conlleva una huella ecológica. Una razón más para replantearnos el metabolismo de nuestra economía. Para moderar la demanda de hidrógeno, debemos ir más allá de la escalera del hidrógeno y evaluar críticamente nuestro uso de fertilizantes, plásticos, acero y combustibles. Una agricultura regenerativa que proteja los suelos y la biodiversidad necesitaría menos insumos químicos. El reciclado seguro de los lodos de depuradora permitiría cerrar aún más el ciclo de los nutrientes. Unos envases más selectivos, reutilizables y con depósito, requerirían menores cantidades de plásticos. Una arquitectura que se planteara invertir el crecimiento de la superficie habitable media por persona y promoviera formas de vida más comunales reduciría la necesidad de materiales de construcción, incluido el acero. El uso de la madera en la construcción reduciría aún más la demanda de acero y permitiría el almacenamiento de carbono en el interior de los edificios. En cuanto a la movilidad, la sustitución del coche privado por la marcha a pie, la bicicleta, el transporte público y los coches eléctricos compartidos ahorraría una cantidad considerable de materiales -sobre todo, de acero- y de energía. El enorme reto de hacer más ecológica la aviación sería más manejable si los vuelos de negocios y de vacaciones volvieran a ser excepcionales, como lo eran no hace tanto tiempo.

Volviendo a la visión verde, el caso del hidrógeno podría enseñarnos que la suficiencia -que implica una calidad de vida digna para todos dentro de los límites planetarios- es más importante que la autosuficiencia, que negaría a los países más pobres la oportunidad de incluir el comercio justo con la UE en sus estrategias de desarrollo. Europa debe liderar el camino hacia la Era Verde, pero debe procurar que nadie se quede atrás.

135 Stockholm Resilience Centre, 'Planetary Boundaries – an update', stockholmresilience.org, 15 enero 2015. <https://www.stockholmresilience.org/research/research-news/2015-01-15-planetary-boundaries---an-update.html>



6. Recomendaciones

La demanda de hidrógeno verde como vector energético sin emisiones, materia prima industrial y amortiguador energético crecerá rápidamente en los próximos años. Incluso si la Unión Europea fuera más allá de sus objetivos de neutralidad climática, circularidad y contaminación cero y aspirara a la suficiencia total, seguiría necesitando una cantidad cada vez mayor de hidrógeno verde en las próximas dos décadas para desprenderse de los combustibles y las materias primas fósiles. Sin embargo, el ritmo al que Europa puede aumentar la producción tiene sus límites. Aparte de los costes y los plazos, la principal limitación es la enorme cantidad de electricidad renovable que se consume durante el proceso de producción de hidrógeno verde. Esto añadiría varios gigavatios a la capacidad de energías renovables que la UE debe instalar año tras año para descarbonizar su sector energético y dar cabida a la electrificación de los vehículos y la calefacción. Ya que hay que evitar un retraso en la ecologización del mix eléctrico, el hidrógeno verde escaseará durante mucho tiempo. Las políticas industriales verdes deberán tenerlo en cuenta.

En este informe hemos examinado tres posibles respuestas a la escasez de hidrógeno verde: el hidrógeno azul, la escalera de hidrógeno y la importación de hidrógeno. Cada una de ellas puede contribuir a acelerar la transición hacia el hidrógeno verde. En particular, debe evitarse una dependencia excesiva del hidrógeno azul, para evitar un bloqueo fósil. Las recomendaciones políticas que se exponen a continuación, elaboradas a partir de esta investigación, se dirigen principalmente a los responsables políticos europeos y nacionales, de los partidos verdes y de otros partidos. En muchos casos, tendrán que trabajar juntos -en la mesa de negociaciones de Bruselas, por ejemplo, y dentro de las familias políticas europeas- para sacar el máximo partido del hidrógeno verde en el camino hacia la Era Verde.

Hidrógeno verde

1. Aplicar un requisito de adicionalidad a la electricidad renovable utilizada para la producción de hidrógeno verde. La Comisión Europea sólo debería permitir subvenciones para electrolizadores si se demuestra que la electricidad renovable que necesitan sería generada por instalaciones que de otro modo no se habrían construido.
2. Desarrollar una infraestructura pública para el hidrógeno verde, comenzando por opciones con mayores probabilidades de éxito, como la modernización de los gasoductos de gas natural existentes.
3. Apoyar la propuesta de la Comisión Europea que obligaría a los Estados miembros de la UE a garantizar que, para 2030, al menos el 50% del hidrógeno

utilizado por la industria sea verde. Para 2040, todo el hidrógeno, tanto el de producción nacional como el importado, deberá ser verde.

4. En el marco de la revisión en curso del régimen de comercio de derechos de emisión (“RCDE UE”), y a través de las políticas nacionales si fuera necesario, aspirar a un precio (mínimo) del CO₂ que ponga fin rápidamente a la desventaja de costes del hidrógeno verde frente al gris y al azul.
5. Seguir invirtiendo en fondos para investigación y desarrollo a fin de aumentar la eficiencia energética y material de la electrólisis, incluida la sustitución de metales escasos por otros materiales más abundantes. Hacer obligatorio el abastecimiento responsable y el reciclaje seguro de metales y minerales .

Hidrógeno azul

6. Promover el hidrógeno azul como combustible de transición y como materia prima:
 - a. cuando sustituya al hidrógeno gris, en áreas del mercado eléctrico en las que las energías renovables no puedan ampliarse con la rapidez suficiente para producir cantidades suficientes de hidrógeno verde, o si se utilizan gases residuales industriales como materia prima en lugar de gas natural;
 - b. cuando las autoridades nacionales y la ciudadanía estén convencidos de la seguridad y viabilidad de la captura y almacenamiento de carbono (CAC) y pueda alcanzarse una tasa de captura no inferior al 90%.
7. En el marco de la revisión en curso del RCDE de la UE, y a través de las políticas nacionales si fuera necesario, aspirar a un precio (mínimo) del CO₂ lo suficientemente alto como para que la CAC sea financieramente viable sin subvenciones.
8. Desarrollar una infraestructura pública de CAC (condicionada a la seguridad y la viabilidad). Cobrar tasas a los usuarios. Bloquear el acceso a la CAC a las industrias que ya disponen de una alternativa sin combustibles fósiles. Mantener disponibles los depósitos de CAC bajo el lecho marino para las emisiones negativas.
9. Atajar las fugas de metano en la cadena de suministro del gas natural, incluidos los usuarios finales. Introducir una norma de rendimiento y un sistema de precios para las emisiones de metano procedentes del gas nacional y del importado.



Escalera del hidrógeno

10. Desarrollar una escalera del hidrógeno: una clasificación de las aplicaciones del hidrógeno (verde) que indique qué usos deben priorizarse.
11. Véanse los siguientes criterios a la hora de definir las aplicaciones prioritarias del hidrógeno verde:
 - a. ¿Está, o estará disponible con el tiempo, una alternativa sostenible? Si no es así, esta aplicación merece una posición elevada en la escalera del hidrógeno.
 - b. ¿La alternativa es más eficiente desde el punto de vista energético? Las alternativas con mayor eficiencia energética, especialmente la electrificación directa, son preferibles al hidrógeno.
 - c. ¿La alternativa implica menores costes para la sociedad? Las consideraciones sociales más amplias, como la preservación de la arquitectura histórica en el entorno construido, pueden prevalecer sobre la eficiencia energética, justificando así el uso del hidrógeno.
12. Utilizar la escalera del hidrógeno como instrumento dinámico que tenga en cuenta las innovaciones tecnológicas y los diferentes contextos nacionales o regionales.
13. Considerar el uso de los siguientes instrumentos de política industrial verde para implantar la escalera del hidrógeno:
 - a. Subvenciones. La escalera del hidrógeno debe ser el principio rector a la hora de conceder subvenciones, por ejemplo para compensar a los primeros en adoptarla por los costes adicionales del hidrógeno verde respecto a los combustibles fósiles y las materias primas mediante contratos de carbono por diferencia (CcfD).
 - b. Infraestructuras. El desarrollo de infraestructuras verdes de hidrógeno debe ser una tarea pública; esto permitirá establecer prioridades en función de la escalera del hidrógeno.
 - c. Regulación. Los gobiernos, idealmente a nivel de la UE, deberían establecer requisitos para los productos que fomenten el uso del hidrógeno verde. Estos requisitos deberían aplicarse a los productos que se encuentran en la parte alta de la escalera del hidrógeno (como el acero), frente a los que se encuentran en la parte baja (como los combustibles sintéticos para automóviles). En cuanto al transporte marítimo, la UE debería establecer normas para aumentar la proporción de hidrógeno verde y de amoníaco a base de hidrógeno verde en la combinación de combustibles. En el caso del combustible para reactores, debería introducir la obligación de mezclar

e-queroseno producido a partir de hidrógeno verde y CO₂, incluso mediante captura directa de aire (DAC).

- d) Contratación pública. A la hora de comprar productos o sacar a concurso proyectos de construcción, los gobiernos podrían poner condiciones que fomenten el uso de hidrógeno verde, siempre que esté en consonancia con la escalera del hidrógeno.

Importación de hidrógeno

14. Desarrollar una metodología para calcular las emisiones de carbono dentro de la cadena de producción del hidrógeno y sus derivados. Exigir la certificación y el etiquetado de todo el hidrógeno comercializado en la UE, documentando el origen, el método de producción, la pureza y la huella de carbono de cada unidad de hidrógeno y productos derivados. La huella debe abarcar todo el ciclo de vida, incluida la adicionalidad de la electricidad renovable consumida, así como el transporte.
 15. Paralelamente, establecer normas de sostenibilidad más amplias para el hidrógeno (verde) importado que:
 - a. contrarresten los riesgos de pérdida de biodiversidad, acaparamiento de tierras, desvío de agua y electricidad renovable, explotación laboral, incidentes de seguridad, injusticias de género, evasión fiscal, corrupción y (otras) violaciones de los derechos humanos;
 - b. prescribir el abastecimiento responsable y el reciclaje seguro de los materiales utilizados en la producción de electricidad renovable e hidrógeno verde;
 - c. incluir beneficios locales para las comunidades afectadas y valor añadido para los países exportadores.
- La UE debe obligar a cumplir estas normas y promoverlas en los foros internacionales.
16. Garantizar que el hidrógeno verde proceda de diversos países proveedores, con una parte sustancial producida dentro de la UE.
 17. Apoyar a los países que dependen en alto grado de las exportaciones de combustibles fósiles para que pasen a producir y exportar hidrógeno verde, si la situación política lo permite y se pueden cumplir los estándares de sostenibilidad.
 18. Favorecer la importación de hidrógeno verde frente al gris y el azul, incluso mediante la tarificación del carbono en frontera.



- 19.**Trasladar las asociaciones de hidrógeno verde con posibles Estados proveedores al ámbito de la UE para evitar que los Estados miembros se enfrenten entre sí y promover la aplicación uniforme de estándares de sostenibilidad.
- 20.**Reducir la demanda de hidrógeno verde importado y nacional orientando la producción y el consumo hacia la suficiencia, reduciendo así la necesidad de fertilizantes, plásticos, acero y combustibles.



Contacto:



GREEN EUROPEAN FOUNDATION
Rue du Fossé – 1536 Luxembourg
Oficina de Bruselas: Mundo Madou
Avenue des Arts 7-8
1210 Brussels, Belgium

t: +32 2 329 00 50
e: info@gef.eu



Para contactar con nosotros:

Visita nuestra página web



Síguenos en las redes sociales para conocer nuestras últimas actividades y eventos en Europa

