

Resumen

Numerosos países de todo el mundo han publicado durante los últimos años sus correspondientes estrategias nacionales sobre el hidrógeno. Estas estrategias proporcionan una visión nacional sobre la economía de hidrógeno en las próximas décadas, así como la forma en que los gobiernos planean apoyar el desarrollo del sector nacional del hidrógeno, destacando las áreas de interés de cada país, las barreras regulatorias y las oportunidades de mercado. Sin embargo, no se han realizado investigaciones públicas que permitan comparar la estructura y el contenido de estas. El presente trabajo pretende responder a esta carencia, analizando la estructura de doce estrategias nacionales publicadas por países de los cinco continentes.

Palabras clave: hidrógeno, hoja de ruta, calentamiento global, transición energética.

Abstract

Many countries have recognised the importance of a hydrogen economy in reducing emissions and limiting the global warming. Recently published national hydrogen strategies from countries across the globe inform how governments plan to support the hydrogen transition, highlight country-specific areas of interest, identify regulatory barriers and market opportunities and provide a country-specific context for the transition. By design, these hydrogen strategies present a national perspective on the emergence of a hydrogen economy over the upcoming decades. However, what is missing is a clear understanding of how the structure and content of national hydrogen strategies compare. Our work aims to address this gap by studying the structure of twelve national strategies published by countries from all continents and identifying common design elements and trends in a global context.

Keywords: hydrogen economy, road-map, energy transition, decarbonization, policymaking.

JEL classification: Q42, Q43, Q48.

ESTRATEGIAS NACIONALES SOBRE EL HIDRÓGENO: ELEMENTOS DE DISEÑO COMUNES Y LECCIONES APRENDIDAS

Santiago SERNA

Timo GERRES

Rafael COSSENT

Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas)

I. INTRODUCCIÓN

LOS combustibles fósiles siguen dominando la matriz energética actual y son los principales responsables del calentamiento global, cuyo impacto negativo en el medio ambiente está científicamente demostrado. Para hacer frente a estos problemas medioambientales, los líderes mundiales firmaron en 2015 el Acuerdo de París, al que se han sumado 192 países hasta la fecha, que tiene como objetivo limitar el aumento de la temperatura global a 2 °C, además de promover esfuerzos para limitar este aumento a solo 1,5 °C.

El cumplimiento de estos objetivos requiere una transición desde el sistema energético actual, fuertemente dependiente de los combustibles fósiles, a un sistema energético de bajas o nulas emisiones basado en fuentes de energía renovables. La electrificación a partir de fuentes de energía renovables puede hacer posible la decarbonización de sectores como el transporte ligero, el ferrocarril o la climatización residencial, entre otros. Sin embargo, la electrificación directa no es posible en los sectores conocidos como de difícil electrificación que incluyen el transporte pesado por carretera,

el transporte marítimo, el transporte aéreo o la industria pesada (cemento, acero y productos químicos). En este escenario, el hidrógeno, obtenido a partir de fuentes de energía limpias, es la mejor opción para conseguir la descarbonización de estos sectores.

Países de todo el mundo han reconocido el papel del hidrógeno en la reducción de emisiones incluyéndolo como una parte importante de su planificación energética. En septiembre de 2021, doce países ya habían publicado hojas de ruta nacionales sobre el hidrógeno y otros 60 países estaban estudiando activamente su integración en la matriz energética nacional (WEC, 2021). Estas estrategias (1) pretenden proporcionar un contexto adecuado para el desarrollo de la economía del hidrógeno identificando las fortalezas de cada país, los sectores y aplicaciones más relevantes o las oportunidades a medio y largo plazo. Japón fue el primer país en publicar su estrategia sobre el hidrógeno en 2017. A esta publicación le siguieron en la región las hojas de ruta de Corea del Sur (2019) y de Australia (2019). En Europa, Francia (2018) y Alemania (2020) fueron los primeros países con estrategias nacionales en marcha, mientras que la UE

publicó su propia estrategia poco después (2). En América, los primeros países en apostar por el hidrógeno fueron Canadá (2020), en América del Norte, y Chile (2020), en América Latina, mientras que en el continente africano el primer país en tener disponible su estrategia fue Marruecos (2021).

Varias publicaciones han analizado las diferentes estrategias nacionales sobre el hidrógeno. El Consejo Mundial de la Energía (WEC, por sus siglas en inglés) publicó en 2020 un estudio detallado sobre los elementos de las hojas de ruta y estrategias nacionales (WEC, 2020). Sin embargo, muchas hojas de ruta se han publicado posteriormente y no están incluidas en este estudio. En 2021 se publicó una breve actualización (WEC, 2021). La Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) ha publicado varios informes en relación al desarrollo de la economía del hidrógeno tanto a nivel global (IEA, 2019), como a nivel regional, por ejemplo, en Latinoamérica (IEA, 2021d). Aunque las estrategias nacionales son una fuente importante en estos informes, su análisis se basa principalmente en sus supuestos de modelización, sus trabajos de investigación y en consultas con la industria y los Gobiernos.

Publicaciones del sector privado, como la publicación de la consultora Yéle (2020), ofrecen una visión general de los objetivos establecidos en las estrategias nacionales, pero sin un análisis en profundidad. Las estrategias nacionales de los distintos países también se utilizan para analizar cuestiones geopolíticas y geoeconómicas específicas, como el papel del hidrógeno en la re-

gión mediterránea (Escribano, 2021).

Sin embargo, no se han identificado estudios públicos que permitan establecer una comparación entre la estructura y el contenido de las estrategias nacionales sobre el hidrógeno. El presente trabajo pretende abordar precisamente esta cuestión analizando la estructura de estas estrategias con el objetivo de identificar los elementos y tendencias comunes.

Siguiendo el enfoque presentado en la sección segunda, se ha analizado una muestra de doce estrategias nacionales estudiando, según estas estrategias, cómo se plantea producir el hidrógeno, qué sectores lo consumirían, cómo se piensa que se transportará y qué medidas políticas pueden apoyar la aparición de una economía del hidrógeno (sección tercera). A partir de estos resultados, se destacan los elementos comunes a las estrategias nacionales de cada país (sección cuarta) y se muestra cómo este análisis puede ayudar a académicos, responsables políticos e industria a comprender mejor el contexto internacional y evaluar las implicaciones de una transición hacia una economía del hidrógeno.

II. METODOLOGÍA

Las estrategias revisadas tienen elementos comunes que describen cómo el hidrógeno se puede convertir en uno de los pilares del sistema energético del futuro. El análisis se hace en base a las siguientes cuatro preguntas clave, que todas las estrategias abordan de forma diferente.

1. ¿Cómo se producirá el hidrógeno a nivel nacional?

2. ¿Qué aplicaciones y sectores van a consumirlo?

3. ¿Cómo se va a transportar el hidrógeno hasta los consumidores?

4. ¿Qué políticas son necesarias para apoyar este proceso?

Las respuestas que dan las distintas estrategias nacionales a estas cuatro preguntas se abordan en la sección tercera, siguiendo siempre el siguiente esquema. En primer lugar, se resumen los últimos hallazgos científicos y no científicos relativos a las tecnologías de producción, las aplicaciones potenciales, las opciones de transporte y almacenamiento, y las medidas políticas.

A continuación, se analiza cómo esta información está incluida en las estrategias publicadas por los doce países analizados en el presente estudio (cuadro n.º 1). Estos países constituyen una muestra suficientemente significativa del contexto internacional incluyendo las principales economías europeas y los países más importantes de cada continente que habían publicado su estrategia a principios de 2022.

La mayoría de las publicaciones describen la aparición de una economía del hidrógeno hasta 2050, con objetivos intermedios específicos para 2030 o 2040. Corea del Sur (2040) y Francia (2028), con un horizonte temporal más corto, son la excepción. Sudáfrica también especifica objetivos intermedios, que se han obviado para facilitar la comparación con otras estrategias nacionales. Las estrategias también difieren significativamente en su complejidad. Desde estrategias muy concisas

como la chilena, a estrategias muy detalladas que se presentan en informes de más de cien páginas, como las estrategias de Canadá, Sudáfrica o Australia. Los informes más breves, como las estrategias francesa, surcoreana o japonesa, suelen centrarse en medidas específicas, como las políticas de apoyo o el fomento de la tecnología.

Al analizar estos documentos, solo se tuvieron en cuenta las menciones explícitas. Por ejemplo, una estrategia puede dejar una puerta abierta al hidrógeno rosa (generado con energía nuclear) o a la mezcla del hidrógeno con el gas natural, conocido como *blending*. Sin embargo, si no se indica claramente y queda sujeto a la interpretación del lector, el hidrógeno rosa o el *blending* no se consideran parte de la estrategia.

Solo se ha tenido en cuenta la información contenida en las estrategias nacionales, sin

estudiar otros informes públicos o cambios en los debates nacionales en curso. Además, solo se incluyeron en esta revisión las estrategias publicadas por organismos gubernamentales. Por consiguiente, la hoja de ruta de Estados Unidos hacia una economía del hidrógeno, un documento conjunto de varios agentes privados y organizaciones no gubernamentales (3), no se incluyó en esta revisión. China, el mayor productor y consumidor de hidrógeno hasta la fecha, publicó su plan nacional para el desarrollo de la industria del hidrógeno en marzo de 2022 (Xinhua, 2022). Como su nombre indica, el documento se centra en las aplicaciones industriales del hidrógeno y abarca principalmente la evolución de los precios de producción de hidrógeno y el apoyo a la investigación y los proyectos piloto. Sin embargo, el plan de desarrollo carece de varios elementos centrales en una estrategia nacional

y no incluye una visión del futuro papel del hidrógeno en el país. Por ello, también se decidió no incluirlo en este estudio. Después de China, Estados Unidos es actualmente el segundo mayor consumidor de hidrógeno del mundo, por ello, la ausencia de las perspectivas de Estados Unidos y China constituye una importante limitación del presente estudio.

III. ANÁLISIS: ELEMENTOS COMUNES DE LAS ESTRATEGIAS NACIONALES

A continuación, se analizan estas estrategias comparando los elementos de diseño comunes a todas las publicaciones. Este análisis se estructura en base a cuatro preguntas clave: i) ¿cómo se va a producir el hidrógeno a nivel nacional? (apartado 1); ii) ¿quién lo va a consumir y para qué? (apartado 2); iii) ¿cómo se

CUADRO N.º 1

HOJAS DE RUTA INCLUIDAS EN EL ESTUDIO

| PAÍS | FECHA | HORIZONTE | EDITOR | |
|---------------|-----------------|---------------------|---|---------------------------------|
| Alemania | Junio 2020 | 2030-2050 | Ministerio Federal de Economía y Asuntos Energéticos | (bmwi, 2020) |
| Australia | Noviembre 2019 | 2030-2050 | Departamento de Industria, Innovación y Ciencia | (COAG, 2019) |
| Canadá | Diciembre 2020 | 2030-2050 | Ministerio de Recursos Naturales | (NRCan, 2020) |
| Chile | Noviembre 2020 | 2030 | Ministerio de Energía | (MinEnergía, 2020) |
| Colombia | Septiembre 2021 | 2030-2050 | Ministerio de Minas y Energía | (MME, 2021) |
| Corea del Sur | Enero 2019 | 2040 | Ministerio de Comercio, Industria y Energía | (MOTIE, 2019) |
| España | Octubre 2020 | 2030-2050 | Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico | (MITECO, 2020) |
| Francia | Junio 2018 | 2028 | Ministerio para la Transición Ecológica e Inclusiva | (Ministère de l'Écologie, 2018) |
| Japón | Marzo 2019 | 2030-2050 | Consejo Ministerial sobre Energías Renovables, Hidrógeno y Temas Relacionados | (METI, 2019) |
| Marruecos | Noviembre 2021 | 2030-2050 | Ministerio de Energía, Minas y Medio Ambiente | (MEM, 2021) |
| Reino Unido | Agosto 2021 | 2030-2050 | Secretaría de Estado de Empresa, Energía y Estrategia Industrial | (BEIS, 2021) |
| Sudáfrica | Febrero 2022 | 2024-2030-2040-2050 | Departamento de Ciencia e Innovación | (DST, 2021) |

Fuente: Elaboración propia.

van a interconectar productores y consumidores de hidrógeno? (apartado 3); y iv) ¿qué políticas pueden apoyar este proceso? (apartado 4).

1. ¿Cómo se producirá el hidrógeno a nivel nacional?

La producción de hidrógeno a nivel comercial no es una novedad, ya que el hidrógeno se lleva produciendo más de cien años a partir de combustibles fósiles. Este hidrógeno se denomina hidrógeno gris si procede del gas natural o hidrógeno marrón cuando se obtiene por el proceso de gasificación del carbón. El hidrógeno gris es el más utilizado actualmente y se produce en un proceso conocido como *SMR* (*steam methane reforming*) en el que el metano (CH_4), componente mayoritario del gas natural, se transforma en hidrógeno (H_2) y dióxido de carbono (CO_2) en una reacción con vapor de agua de alta temperatura ($>1.000\text{ }^\circ\text{C}$).

El *SMR* es un elemento clave en las refinerías modernas que se emplea para suministrar hidrógeno, entre otras, a las unidades de hidrocrackeo e hidrotratamiento. Además, el *SMR*, combinado con el proceso Haber-Bosch constituye la principal vía de producción actual de amoníaco, un compuesto que sirve como base para más de la mitad de los fertilizantes comercializados a nivel mundial (FAO, 2017). A causa de las elevadas emisiones en la fase de producción de hidrógeno, el amoníaco es uno de los productos químicos más intensivos en emisiones, representando el 49 por 100 de las emisiones de CO_2 de la producción mundial de productos químicos primarios en 2020 (IEA, 2021a).

Para que el hidrógeno desempeñe un papel importante en la transición hacia una economía climáticamente neutra es necesario disponer de rutas de producción alternativas. Existen dos opciones para sustituir al *SMR* por hidrógeno de bajas emisiones a nivel industrial y satisfacer, además, la nueva demanda. La primera opción es combinar el *SMR* o la gasificación de carbón con tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés), en este caso el hidrógeno se conoce como hidrógeno azul. La segunda opción es utilizar electricidad procedente de fuentes de energía renovable para obtener hidrógeno del agua en un proceso conocido como electrólisis, entonces el hidrógeno se conoce como hidrógeno verde. El hidrógeno rosa y el turquesa son opciones adicionales que se están investigando y que complementan el espectro de colores del hidrógeno de bajas emisiones. A continuación, se ofrece una breve descripción de estas opciones tecnológicas a las que se hace referencia en las diferentes estrategias nacionales.

El *hidrógeno azul* utiliza la vía convencional de producción de hidrógeno a partir de hidrocarburos fósiles, pero en lugar de liberar al aire las emisiones del proceso, estas son atrapadas en una instalación de captura de carbono que separa el CO_2 de los gases de escape. La principal ventaja del hidrógeno azul es que las instalaciones industriales existentes pueden ser readaptadas mientras se sigue utilizando gas natural como fuente de hidrógeno; sin embargo, no todas las emisiones pueden ser capturadas. Mientras que la IEA prevé que en el futuro las eficiencias de captura serán mayores al 95 por 100, un

estudio reciente muestra que los sistemas de captura de carbono utilizados actualmente solo reducen de forma marginal las emisiones totales, y que el hidrógeno azul podría ser más intensivo en emisiones por unidad de energía que el gas natural (Howarth y Jacobson, 2021). La evolución y optimización de los procesos de captura actuales permitiría reducir la cantidad de emisiones respecto al hidrógeno gris, pero en ningún caso sería una tecnología de cero emisiones. En términos económicos, la producción de hidrógeno azul siempre requerirá equipos adicionales y se enfrenta a un mayor consumo de energía que la producción de hidrógeno gris. Si el CO_2 capturado no puede ser utilizado in situ o por consumidores cercanos, deberá ser almacenado permanentemente bajo tierra en una formación geológica adecuada.

El *hidrógeno verde* se obtiene mediante un proceso de electrólisis del agua (H_2O), utilizando electricidad de origen renovable para descomponer el agua en oxígeno (O_2) e hidrógeno (H_2). Hay dos tipos de electrolizadores comercialmente disponibles: los electrolizadores alcalinos (AEL) y los electrolizadores de membrana electrolítica de polímero (PEM/PEMEL). Los electrolizadores de óxido sólido (SOEL/SOEC) son otra tecnología que se encuentra actualmente en investigación. Entre otras, existen diferencias en cuanto a la flexibilidad de operación, la eficiencia operativa, la vida útil de las pilas y los costes de inversión actuales y futuros (Buttler y Spliethoff, 2018). Debido a los altos precios del gas natural en Europa a finales de 2021, el hidrógeno verde fue temporalmente competitivo con la producción de hidrógeno gris en esta región (Burgess, 2021);

Collins, 2021), sin embargo, la producción mundial de hidrógeno verde a escala comercial sigue siendo despreciable (IEA, 2021c). Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), la disminución de los costes de inversión, el acceso a electricidad renovable de bajo coste y el aumento de la eficiencia de los electrolizadores son los principales motores para el desarrollo de una economía del hidrógeno verde en las próximas décadas (Taibi *et al.*, 2020).

El *hidrógeno rosa* combina la electricidad y el calor generado por las centrales nucleares para operar electrolizadores en un proceso de alta eficiencia. Aunque la producción de hidrógeno *in situ* a pequeña escala para uso propio es habitual en las centrales nucleares (Collins, 2022), la implantación a gran escala solo se encuentra en la fase de estudio de viabilidad (IAEA, 2020).

El *hidrógeno turqués* se produce mediante la pirólisis de portadores de energía basados en el carbono, descomponiéndolos térmicamente en sus componentes elementales. El carbono elemental sólido sería el principal producto residual del proceso, que es de origen fósil si se utiliza gas natural o biogénico en el caso de la biomasa. Los catalizadores podrían reducir las temperaturas de proceso necesarias a 400-700 °C (Sánchez-Bastardo, Schlögl y Ruland, 2020). No obstante, el proceso se estudia a escala de laboratorio, y solo está previsto a escala piloto para 2023 (Bhardwaj *et al.*, 2019).

Todas las estrategias nacionales especifican qué tecnologías de producción de hidrógeno se espera que sean importantes. El hidrógeno verde es la tecnología

predominante y es mencionada por todas las publicaciones. Sin embargo, en algunos países, durante las primeras fases de desarrollo su papel se considera secundario frente al hidrógeno azul. Australia, Canadá, Colombia y Sudáfrica destacan en sus estrategias la importancia de la producción de hidrógeno azul beneficiándose de la disponibilidad local de depósitos de gas natural y carbón. Asimismo, países sin recursos fósiles significativos, como Corea del Sur o Japón, presentan el hidrógeno azul como un elemento importante de sus estrategias nacionales. Ambos países tienen en común que los recursos renovables locales podrían no ser suficientes para la producción de hidrógeno verde a gran escala. Japón, por ejemplo, es una de las regiones con mayores costes previstos para la producción de hidrógeno verde según el mapa de costes nivelados del hidrógeno *LCOH* (por sus siglas en inglés) publicado por la IEA (2019). En cambio, países como Chile, Marruecos o España, con un alto potencial de energías renovables solo se centran en el hidrógeno verde. Muy pocos países mencionan y fomentan la biomasa como posible materia prima para la producción de hidrógeno o incluyen la energía nuclear como una alternativa en sus estrategias. En este sentido, Reino Unido y Canadá dejan abierta la posibilidad de producir hidrógeno a partir de energía nuclear en un futuro, mientras que esta última destaca la alta disponibilidad de biomasa de bajo coste como una posible vía de producción de hidrógeno.

Las tecnologías de producción suelen ir acompañadas de objetivos de producción de hidrógeno. En este caso, es importante diferenciar entre los objetivos a

largo plazo que definen el papel del hidrógeno en una matriz energética descarbonizada y los objetivos intermedios orientados a incrementar la producción de hidrógeno durante la próxima década. Las grandes economías europeas, como Alemania (5 GW), Reino Unido (5 GW), Francia (6,5 GW) y España (4 GW), tienen objetivos intermedios de capacidad similares para 2030. Muchas estrategias no cuantifican estos objetivos, mientras que los objetivos de capacidad de Chile (25 GW) y Sudáfrica (11,7 GW) para 2030 destacan en comparación con otras estrategias nacionales. Alemania (10 GW) y Sudáfrica (15 GW) también cuantifican los objetivos de capacidad nacional para 2040.

2. ¿Qué aplicaciones y sectores van a consumir hidrógeno?

El hidrógeno es una molécula muy versátil con características únicas que permiten su aplicación en numerosos sectores como la industria, la movilidad o la producción de electricidad. Con el objetivo de proporcionar una idea sobre cómo pueden clasificarse estas aplicaciones, en esta sección se diferencia entre tres tipos de usos del hidrógeno: usos del hidrógeno como materia prima en el sector industrial, usos del hidrógeno en pilas de combustible y usos térmicos del hidrógeno. Estas categorías no son exclusivas, y los casos de uso se pueden solapar para algunas aplicaciones.

El *hidrógeno utilizado como materia prima* para el sector industrial representó en 2020 prácticamente todo el consumo de hidrógeno a nivel global mientras que solo el 0,02 por 100 fue consumido por el sector transporte (IEA, 2021c). Dentro del sector industrial, el refino (44 por 100),

CUADRO N.º 2

MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN LAS DISTINTAS ESTRATEGIAS

| PAÍS | MÉTODO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO | HORIZONTE | CAPACIDAD INSTALADA |
|---------------|---|--------------|---------------------|
| Alemania | Hidrógeno verde | 2030 2040 | 5 GW 10 GW |
| Australia | SMR y carbón con CCS e hidrógeno verde | 2030 2050 | S/E |
| Canadá | Carbón y SMR con CCS e hidrógeno verde. También se mencionan la gasificación de la biomasa y la energía nuclear | 2030 | S/E |
| Chile | Hidrógeno verde | 2050 | S/E |
| Colombia | Hidrógeno verde, carbón y SMR con CCS | 2030 2050 | 4 GW S/E |
| Corea del Sur | Producción a partir de GNL sin especificar la CCS. Producción e importación (a largo plazo) de hidrógeno verde | 2040 | S/E |
| España | Hidrógeno verde | 2030 2050 | 4 GW S/E |
| Francia | Hidrógeno de bajas emisiones (SMR con CCS) e hidrógeno verde | 2028 | 6,5 GW |
| Japón | Hidrógeno verde, carbón y recursos de combustibles fósiles sin explotar con CCS | 2030 2050 | S/E |
| Marruecos | Hidrógeno verde | 2030 2050 | S/E |
| Reino Unido | Hidrógeno verde y SMR con CCS Hidrógeno verde, SMR con CCS. Deja abierta la posibilidad de utilizar energía nuclear en un futuro | 2030 2050 | 5 GW S/E |
| Sudáfrica | Hidrógeno verde y SMR con CCS | 2030 2040 | 11,7 GW 15 W |

el amoníaco (37 por 100) y la producción de metanol (14 por 100) representaron casi toda la demanda de hidrógeno, mientras que la mayor parte del hidrógeno restante fue consumido en la reducción directa de hierro (DRI) para la fabricación de acero (inferior al 5 por 100). Los usos actuales del hidrógeno pueden considerarse el primer paso para el consumo de hidrógeno de bajas emisiones ya que no hacen falta grandes cambios en la infraestructura, o en los equipos, para la sustitución del hidrógeno gris por hidrógeno de bajas emisiones.

La producción de amoníaco para producir fertilizantes requiere de hidrógeno elemental, que se obtiene por reformado de vapor de agua del gas natural (SMR). Reemplazar este

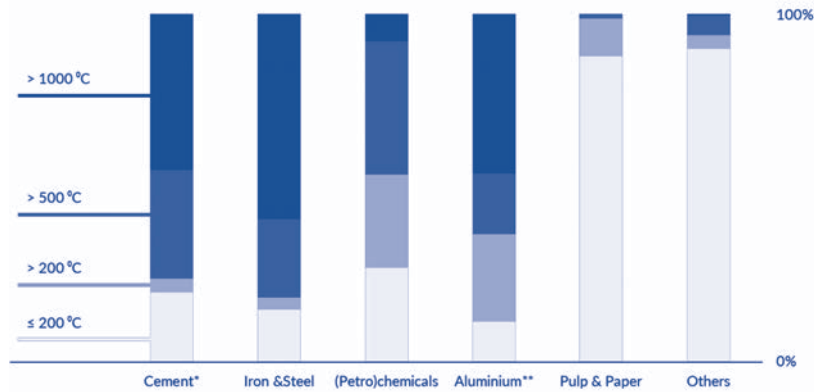
hidrógeno gris por hidrógeno de bajas emisiones puede reducir significativamente la huella de carbono de la producción de fertilizantes. En el caso de las refinerías modernas, reemplazar el hidrógeno gris por hidrógeno de bajas emisiones no puede hacer que la industria del refinado sea neutra en emisiones ya que su utilización con fines energéticos siempre provocará emisiones de gases de efecto invernadero. En consecuencia, el uso de hidrógeno en los procesos de refinado actuales es incompatible con una economía neutra en emisiones y solo contribuye a reducir la huella de carbono de los procesos de refinado que se utilizan actualmente.

El consumo de hidrógeno a gran escala en la industria side-

rúrgica se basa en el cambio de los altos hornos a los hornos de hierro reducido directamente (DRI, por sus siglas en inglés) para la producción de acero primario. En 2019, alrededor del ocho por 100 de la producción mundial de hierro procedía de hornos que utilizaban gas natural para refinar el mineral rico en óxidos de hierro (FexOy) en el proceso DRI. El SMR se utiliza para producir gas de síntesis (CO+H₂) que actúa como agente reductor. Solo se necesitan pequeños cambios en los procesos auxiliares para sustituir el gas de síntesis por hidrógeno puro como agente reductor, así solo se emitiría agua como subproducto y no se emitiría CO₂.

Hidrógeno utilizado en las pilas de combustible. En este

GRÁFICO 1
CONSUMO DE CALOR EN LAS INDUSTRIAS DE LA UE POR BANDA DE TEMPERATURA



Notas: Para el cemento, se utilizan los datos de todo el sector de los minerales no metálicos. Para el aluminio, se utilizan los datos de toda la industria no metálica.

Fuente: Kosmadakis (2019).

caso el hidrógeno se utiliza como vector energético para generar electricidad en una pila de combustible gracias a la energía liberada al reaccionar hidrógeno (H_2) con oxígeno (O_2) para producir agua (H_2O). Se trata de una tecnología ya disponible comercialmente y que se puede aplicar al transporte por carretera, el ferrocarril y, potencialmente, al transporte aéreo y marítimo. En el caso de dos turismos comparables, la eficiencia Well-to-Wheel* puede ser hasta un 90 por 100 superior a los motores de combustión de gasolina si se utiliza hidrógeno verde (Liu *et al.*, 2020). En el caso del transporte ferroviario, el hidrógeno también puede desempeñar un papel fundamental en la descarbonización de las líneas ferroviarias no electrificadas en las que circulan trenes diésel y donde la electrificación no es técnica o económicamente viable.

El hidrógeno para uso térmico podría ser relevante para la descarbonización de aplicaciones que requieren temperaturas muy

altas, siendo la única alternativa de bajas emisiones disponible actualmente. En teoría, la combustión de hidrógeno podría sustituir por completo a los combustibles fósiles y al gas natural para fines energéticos, como la calefacción residencial, los hornos industriales o la producción de electricidad. Sin embargo, las aplicaciones de baja y media temperatura pueden electrificarse eficazmente con equipos estandarizados (Madeddu *et al.*, 2020).

Como se muestra en el gráfico, el 90 por 100 de la demanda de calor para aplicaciones industriales está por debajo de 200 °C. Solo la industria pesada, que incluye la producción de minerales no metálicos como el cemento, la cerámica, o el vidrio, los metales y los productos petroquímicos están por encima de este umbral. Por otra parte, el uso de hidrógeno para la calefacción residencial se va a enfrentar siempre a la competencia de las opciones de electrificación directa, por ejemplo, las bombas

de calor eléctricas de alta eficiencia. Los escenarios de descarbonización residencial conducen a resultados muy diferentes en los estudios que evalúan los potenciales de electrificación y uso del hidrógeno a largo plazo (Hanley, Deane y Gallachóir, 2018; Ruhnau *et al.*, 2019).

Además de su uso directo en motores de combustión, el hidrógeno se puede mezclar con CO_2 para la producción de combustibles sintéticos que se pueden quemar en los motores de combustión actuales. Estos combustibles pueden ser potencialmente neutros en carbono, ya que durante su utilización emiten la misma cantidad de CO_2 que previamente se ha utilizado para su fabricación. Las emisiones totales producidas durante su ciclo de vida dependerán del origen de este CO_2 , que no puede proceder de las emisiones capturadas en otros procesos, sino que debe proceder directamente de la atmósfera o ser de origen biogénico.

Otra alternativa para obtener combustibles alternativos es transformar el hidrógeno en amoníaco. El amoníaco puede actuar como un combustible que solo contiene moléculas de nitrógeno e hidrógeno atmosférico. A diferencia de los combustibles sintéticos, el amoníaco no se puede utilizar en los motores de combustión actuales y necesita de nuevos motores que ya se encuentran en desarrollo (4). Un reto relacionado con todos los procesos de combustión es la formación de otros gases de efecto invernadero si los motores no funcionan en condiciones óptimas. En el caso del amoníaco, las emisiones de NO_x resultantes de su combustión podrían

ser 300 veces más perjudiciales que las de CO₂ (Kobayashi *et al.*, 2019).

Por último, también se está investigando la producción de productos químicos y polímeros a partir de hidrocarburos sintéticos, combinando el hidrógeno con carbono procedente de captura directa del aire (DAG, por sus siglas en inglés) o con carbono de origen biogénico (DECHEMA, 2017). Existen ya varios procesos piloto que utilizan como fuente de carbono el carbono fósil capturado de procesos convencionales (Agora Energiewende y Wuppertal Institute, 2021).

Una comparativa sobre la importancia que las estrategias nacionales otorgan a cada aplicación en sus estrategias se puede ver en el cuadro n.º 3. Los cuadros y el mapa 1, por su parte, ofrecen una visión de los objetivos cuantitativos de las estrategias nacionales revisadas.

Entre los casos de uso actuales del hidrógeno en el sector industrial, la producción de amoníaco es la opción más mencionada. Todas las estrategias, excepto la de Corea del Sur, mencionan la importancia del hidrógeno de bajas emisiones para la producción de amoníaco. Sin embargo, algunos países como Japón consideran el amoníaco principalmente como combustible de transporte o como portador de hidrógeno líquido. Su estrategia nacional solo menciona el amoníaco para casos de uso industrial en el horizonte a largo plazo. La sustitución del hidrógeno gris consumido actualmente por el hidrógeno verde se menciona específicamente en algunas estrategias, por ejemplo, las publicaciones colombiana,

francesa, alemana, británica y española. En la estrategia alemana se establece específicamente que el principal objetivo a largo plazo, hasta 2050, debe ser el uso del hidrógeno como materia prima en el sector industrial.

Algunas publicaciones también se refieren al metanol como otro producto químico que se produce a partir de hidrógeno gris y que debería ser sustituido por hidrógeno de bajas emisiones. Sin embargo, su papel en muchas de las estrategias está vinculado principalmente a su potencial como portador de hidrógeno o como combustible. Muchas de las estrategias que cuantifican los objetivos nacionales de la industria a medio plazo establecen tasas para la sustitución de hidrógeno gris por alternativas de bajas emisiones. Por ejemplo, Colombia o Francia aspiran a una cuota del 40 por 100 para 2030, mientras que España contempla una cuota del 25 por 100.

La producción de acero primario basada totalmente en hidrógeno como portador de energía y agente reductor es mencionada por la mayoría de las estrategias como una tecnología emergente y como un consumo potencial de hidrógeno en el horizonte a medio plazo. Por lo tanto, resulta interesante saber qué estrategias no mencionan la producción de acero en el contexto nacional, estas son, Chile, Japón y Corea del Sur. Aunque la estrategia chilena identifica la producción de acero como un caso de uso potencial del hidrógeno, no considera la implementación de la tecnología en el horizonte de 2050 centran-do las aplicaciones industriales en el sector del refino y de la producción de amoníaco. En el caso

de Corea del Sur, la estrategia nacional se centra en el papel de la industria coreana como proveedora mundial de tecnología de pilas de combustible de hidrógeno. Japón menciona casos de uso industrial para el horizonte de 2050, pero no especifica los sectores industriales con mayor detalle.

Una alternativa de bajas emisiones para el sector del transporte son los combustibles sintéticos, que justifican el consumo de hidrógeno a largo plazo en el sector del refino, en refinerías destinadas a la producción de estos nuevos combustibles. Salvo en el caso de Marruecos, ninguna hoja de ruta menciona la aplicación de los combustibles sintéticos en el transporte terrestre mientras que todas las estrategias, salvo la de Corea del Sur o Japón, destacan su papel en el transporte marítimo y aéreo (5). El papel de los combustibles sintéticos en la aviación y del amoníaco como portador de energía en el transporte marítimo está impulsado por las estrategias de descarbonización a largo plazo de las asociaciones internacionales del transporte aéreo, IATA (2021), y marítimo (IMO/OMI, 2018) hacia 2050. El transporte aéreo y marítimo son industrias globales, por lo que no sorprende la alineación directa o indirecta de las estrategias nacionales con las hojas de ruta internacionales. En este sentido, la producción de combustible sintético y su consumo en forma de amoníaco o hidrocarburos sintéticos solo se prevé para el horizonte a largo plazo en las estrategias chilena, colombiana y española. Otros países indican la necesidad de invertir y potenciar la tecnología en el horizonte de 2030, pero solo mencionan su uso a gran escala

hasta 2050 (Australia, Alemania, Marruecos). El transporte marítimo y, en menor medida, la aviación solo se menciona en el horizonte de 2030 si las estrategias destacan proyectos en fase piloto o de demostración. Reino Unido y Canadá esperan realizar las primeras pruebas para el transporte marítimo antes de 2030, mientras que Francia y Sudáfrica hacen hincapié en las necesidades de I+D para la aviación y la industria marítima.

Además de los combustibles sintéticos, casi todas las estrategias nacionales mencionan el uso del hidrógeno con fines térmicos ya sea en el sector eléctrico o en la combustión directa para la calefacción en el sector

industrial y, en menor medida, en el sector residencial. En todas las publicaciones revisadas, a excepción de la estrategia del Reino Unido, el papel del hidrógeno en el sector eléctrico para la generación de electricidad y para el almacenamiento estacional solo desempeña un papel importante en el largo plazo. En el caso del Reino Unido ya se prevé una demanda importante por parte del sector eléctrico para 2030 mientras que Francia y Chile no consideran el sector eléctrico como un elemento importante de sus estrategias. Las estrategias de Corea del Sur y el Reino Unido detallan dos casos de uso muy diferentes para la utilización del hidrógeno en la generación de electricidad. La

publicación coreana solo menciona las pilas de combustible estacionarias para aplicaciones residenciales o a nivel de sistemas de distribución para la generación de electricidad. En cambio, la publicación británica señala la combustión de hidrógeno en instalaciones de cogeneración como caso de uso del hidrógeno para el sector eléctrico. Muchas otras estrategias se inclinan por la combustión de hidrógeno de alta eficiencia como alternativa a las centrales eléctricas de gas natural o se mantienen neutrales en cuanto a la tecnología. La mayoría de los países solo prevén un mayor papel para los usos de la energía térmica en el horizonte de 2050.

CUADRO N.º 3

RESUMEN DE LOS CASOS DE USO PRIORITARIO DEL HIDRÓGENO EN LAS DIFERENTES ESTRATEGIAS NACIONALES

| | Alemania | Australia | Canadá | Chile | Colombia | Corea del Sur | España | Francia | Japón | Marruecos | Reino Unido | Sudáfrica |
|-----------------------|----------|-----------|--------|-------|----------|---------------|--------|---------|-------|-----------|-------------|-----------|
| Amoniaco | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | | Alta | Alta | Baja | Alta | Alta | Alta |
| Refino | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | | Alta | Alta | Baja | Alta | Alta | Alta |
| Acero | Alta | Alta | Baja | | Baja | | Alta | Alta | Baja | Baja | Alta | Alta |
| Vehículos | Media | Alta | Alta | Baja | Alta | Alta | Media | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta |
| Autobuses | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta |
| Camiones | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta | Alta |
| Trenes | Alta | Baja | Media | | | Baja | Media | Alta | Media | Media | Media | Media |
| Transporte marítimo | Baja | Baja | Baja | Baja | Baja | Baja | Baja | | Media | Baja | Baja | Baja |
| Transporte aéreo | Baja | Baja | Baja | | Baja | Baja | Baja | | | Baja | Baja | Baja |
| Sector eléctrico | | Media | Media | | Media | Alta | Media | | Alta | Media | Alta | Media |
| Calor industrial | Baja | Media | Alta | | Baja | | Media | Baja | | Media | Alta | |
| Calefacción doméstica | Baja | | Media | | Baja | | | Baja | | | Alta | |

Hidrógeno utilizado como materia prima en el sector industrial

Hidrógeno utilizado en pilas de combustible

Hidrógeno utilizado con fines térmicos (incluyendo los combustibles sintéticos)

| | |
|-------|--|
| Alta | Su uso es visto como una prioridad para antes de 2030 |
| Media | Algunas aplicaciones puntuales para antes de 2030 |
| Baja | No es importante para la estrategia o su uso está previsto para más allá de 2040 |

Fuentes: Elaboración propia en base al contenido de las hojas de ruta.

CUADRO N.º 4

VISIÓN GENERAL DE LOS CASOS DE USO DEL HIDRÓGENO CUANTIFICADOS EN LAS DIFERENTES ESTRATEGIAS NACIONALES DE HIDRÓGENO

| | Alemania | | Australia | | Canadá | | Chile | Colombia | | Corea del Sur | España | | Francia | Japón | | Marruecos | Reino Unido | | Sudáfrica | | |
|------------------------------|----------|------|-----------|------|--------|------|-------|----------|------|---------------|--------|------|---------|-------|------|-----------|-------------|------|-----------|------|------|
| | 2030 | 2050 | 2030 | 2050 | 2030 | 2050 | 2030 | 2030 | 2050 | 2040 | 2030 | 2050 | 2028 | 2030 | 2050 | 2030 | 2050 | 2030 | 2050 | 2030 | 2050 |
| Industria | ○ | ○ | x | x | x | x | x | ● | ○ | - | ● | x | ○ | - | x | ○ | ○ | ○ | ○ | x | x |
| Amoniaco | - | - | x | x | x | x | x | x | x | - | - | - | x | - | - | x | x | x | - | - | - |
| Refino | - | - | x | x | x | x | x | x | x | - | - | - | x | - | - | x | x | x | - | - | - |
| Acero | - | - | - | - | - | x | - | - | x | - | - | - | x | - | - | - | - | x | - | x | x |
| Transporte terrestre | x | x | x | x | x | ○ | x | ○ | ○ | x | - | x | ○ | - | x | ○ | ○ | ○ | ○ | x | x |
| Vehículos | x | x | - | - | x | ● | - | ● | x | ● | ● | - | ● | ● | x | x | x | x | x | x | x |
| Autobuses | x | x | x | x | x | x | x | x | x | ● | x | ● | ● | x | x | x | x | ● | x | x | x |
| Camiones | x | x | x | x | x | ● | x | ● | x | ● | ● | x | ● | x | x | x | x | ● | x | ● | x |
| Trenes | x | x | - | - | x | x | - | - | x | ● | x | x | x | x | x | x | x | x | x | ● | x |
| Transporte marítimo | - | x | - | - | - | x | - | - | x | x | - | x | x | x | x | - | x | x | x | x | x |
| Aviación | - | x | - | - | - | x | - | - | x | x | - | x | x | - | - | - | x | x | x | x | x |
| Sector eléctrico | x | x | - | - | x | x | - | - | x | ○ | x | x | - | x | x | x | x | ○ | ○ | x | ○ |
| Calor industrial | - | x | - | - | x | x | - | - | x | - | - | x | x | - | - | - | x | x | x | - | - |
| Calefacción doméstica | - | x | - | - | x | x | - | - | x | - | - | x | x | - | - | - | ○ | x | - | - | - |

- No mencionado, x mencionado, ● mencionado con objetivos específicos, ○ mencionado con demanda potencial

Hidrógeno utilizado como materia prima en el sector industrial

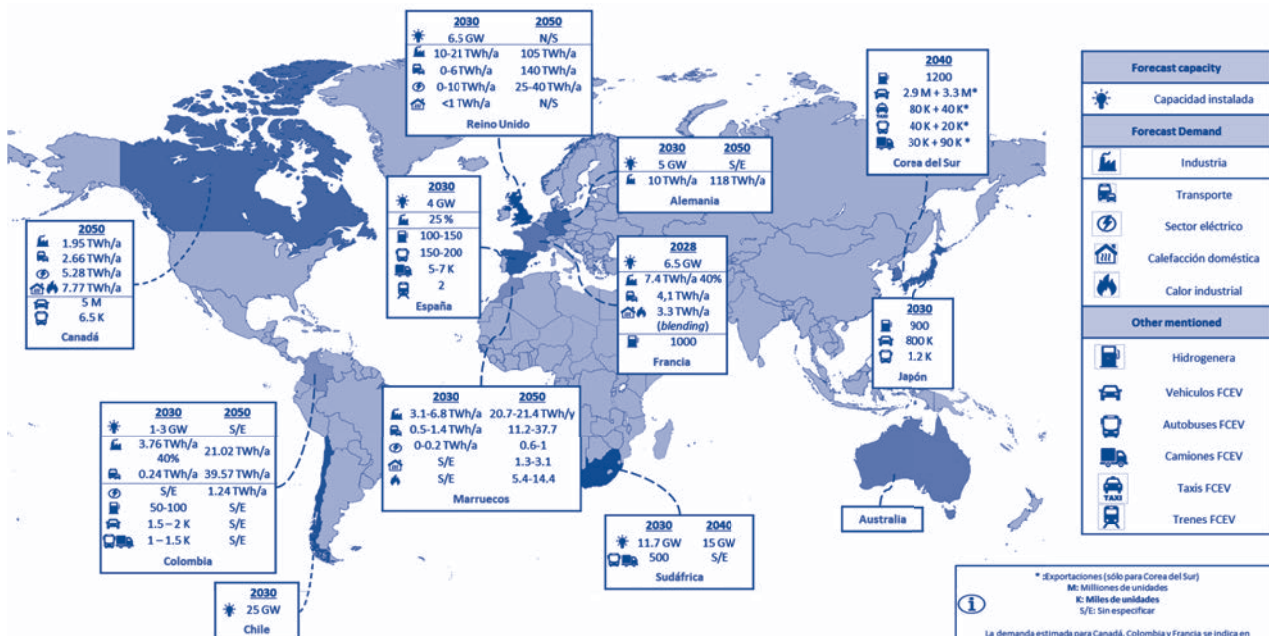
Hidrógeno utilizado en pilas de combustible

Hidrógeno utilizado con fines térmicos (incluyendo los combustibles sintéticos)

Fuentes: Elaboración propia en base al contenido de las hojas de ruta.

MAPA 1

MAPA DE OBJETIVOS CUANTITATIVOS EN LAS ESTRATEGIAS NACIONALES DE HIDRÓGENO REVISADAS



Fuentes: Elaboración propia en base al contenido de las hojas de ruta.

3. ¿Cómo transportar el hidrógeno hasta los consumidores finales?

Los productores de hidrógeno requieren consumidores de hidrógeno y viceversa. Sin embargo, no es posible satisfacer esta demanda sin tener en cuenta la infraestructura de transporte necesaria para conectarlos. La adecuación de la oferta y la demanda se prevé tendrá lugar en tres fases diferentes. Una primera fase de producción-consumo integrados, que tendrá lugar en ecosistemas industriales, y que será importante durante las primeras fases de desarrollo. Una segunda fase en la que estos ecosistemas se interconectarán entre sí, formándose la infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrógeno a nivel regional y nacional. Y, por último, una tercera fase donde el hidrógeno se convertirá en un bien de comercio internacional en la que los países podrán importar hidrógeno para satisfacer la demanda nacional o exportar el exceso de producción a consumidores de todo el mundo.

La producción y el consumo integrados de hidrógeno representan la forma en que se consume el hidrógeno actualmente en las aplicaciones industriales. En comparación al hidrógeno gris, el hidrógeno de bajas emisiones se enfrenta a varias limitaciones de ubicación. Por ejemplo, el hidrógeno verde necesita acceso a fuentes de energía renovable o disponer de terrenos para su construcción, además de una sólida infraestructura eléctrica para llevar la electricidad hasta los electrolizadores. El hidrógeno azul, por otra parte, depende de instalaciones para procesar el CO₂ capturado y almacenarlo permanentemente en caso de

que no pueda ser utilizado por consumidores cercanos. Muy pocas instalaciones industriales actuales cumplen los requisitos de producción y consumo integrados; un ejemplo de estos ecosistemas es la planta de fertilizantes con producción *in situ* de hidrógeno verde que proyectan las empresas españolas Ferti-beria e Iberdrola en Puertollano (Baratti, 2021). En el sector del transporte, que se espera que sea el principal consumidor de hidrógeno en el futuro (IEA, 2019), el consumo tiene una mayor independencia de los centros de producción.

La infraestructura de transporte de hidrógeno permite conectar la producción y la demanda. Históricamente, las redes de energía se han desarrollado primero de forma muy local y en una segunda fase, solo si es necesario, se han ampliado hacia un nivel interregional, nacional, o internacional (6). Debido a su estado gaseoso, las tuberías son la forma más eficaz de transportar hidrógeno a cortas distancias, sin embargo, requieren de un desembolso inicial elevado y necesitan de cierto volumen de transporte para ser económicamente viables. Los gasoductos también desempeñan un papel importante en la conexión de los centros de demanda de combustibles fósiles y de gas natural a nivel nacional. Dicha infraestructura de gas natural existente puede ser readaptada para transportar hidrógeno en su lugar (Gas for Climate, 2020; ACER, 2021). Otra opción para transportar hidrógeno a corto plazo es mezclarlo con el gas natural para consumir ambos de forma conjunta, aunque siguen existiendo muchas dudas técnicas y normativas sobre su viabilidad práctica (ACER, 2020). El trans-

porte de hidrógeno comprimido o licuado en camiones, trenes o barcos interiores es una alternativa para distribuir el hidrógeno varios cientos de kilómetros hasta los centros de consumo, tales como las estaciones de repostaje de hidrógeno para vehículos (Yang y Ogden, 2007; EU JRC, 2021).

El almacenamiento de hidrógeno es un elemento importante en los sistemas de transporte y sus aplicaciones difieren en función de las necesidades. Las opciones de almacenamiento a corto plazo incluyen los depósitos a presión o, en menor medida, el almacenamiento dentro del sistema de tuberías. Por otra parte, las opciones de almacenamiento a largo plazo, que pueden ayudar a equilibrar las fluctuaciones estacionales entre la oferta y la demanda (DOE, 2022), incluyen cavernas de sal o de roca revestida, o la transformación del hidrógeno a portadores líquidos o sólidos.

Las importaciones y exportaciones de hidrógeno en grandes volúmenes a distancias superiores a 1.000 km podrían ser factibles con sistemas de tuberías nuevos o existentes. Sin embargo, para que el hidrógeno se convierta en un producto de comercio internacional es necesario transportarlo por barco. El comercio del gas natural licuado (GNL), que en 2020 representó alrededor del 20 por 100 del consumo de gas natural en Europa (IEA, 2021b), puede servir como modelo para los futuros mercados mundiales del hidrógeno. Las instalaciones de exportación de los países productores licúan el gas natural enfriándolo o presurizándolo (7), mientras que las instalaciones de importación invierten el proceso para

introducir el gas en los sistemas de tuberías nacionales. La obtención de hidrógeno líquido es bastante más difícil, ya que su punto de ebullición es de $-252,9\text{ }^{\circ}\text{C}$, frente a los $-165\text{ }^{\circ}\text{C}$ del gas natural. La transformación del hidrógeno en portadores líquidos de hidrógeno (*LOHC*, por sus siglas en inglés) para su transporte y su retransformación en el punto de destino son una alternativa más viable al transporte de hidrógeno licuado. Otra alternativa es el transporte de hidrógeno en forma de amoníaco (NH_3) (IEA, 2019; EU JRC, 2021). Sin embargo, todas estas opciones comparten la escasa o casi nula experiencia sobre su conveniencia para un transporte marítimo económicamente viable (8).

Las estrategias nacionales no aportan demasiado detalle con relación a los centros de producción y consumo integrados, pero suelen hacer hincapié en el carácter local del suministro de hidrógeno durante las primeras fases de la transición. La estrategia del Reino Unido especifica que las aplicaciones ubicadas en un mismo lugar, sin redes de tuberías adicionales para conectar la oferta y la demanda, serán el caso de uso dominante antes de 2025, y uno de los ejes de la estrategia francesa es el suministro local de la demanda de hidrógeno industrial. Colombia destaca el carácter descentralizado de las plantas piloto. Otras publicaciones nacionales destacan el carácter local de los proyectos piloto para la demanda industrial, como la estrategia canadiense. La estrategia alemana introduce el término *sandboxes* para los proyectos piloto que operan en un entorno regulatorio aislado con el objetivo de que las aplicaciones del hidrógeno alcancen un estado de madurez tecnológica.

El transporte de hidrógeno por carretera en camiones es el método de transporte de hidrógeno predominante actualmente y podría ser clave para vincular los centros de demanda y consumo en el contexto nacional. Sin embargo, de todas las publicaciones revisadas, solo Canadá, Corea del Sur y el Reino Unido detallan el papel de los camiones cisterna de hidrógeno en todo el horizonte temporal de sus estrategias nacionales. Todas las publicaciones mencionan la importancia de las redes de gas para la transición siendo la reutilización de las redes de gas natural existentes o la construcción de nuevos gaseoductos las alternativas más mencionadas por todas las estrategias. Estas dos soluciones para conectar los centros de demanda y suministro a nivel regional y nacional solo se enmarcan como una solución a medio y largo plazo.

Por otra parte, el *blending* se presenta como una opción más a corto plazo para su uso en todo el sistema. Sin embargo, su papel es muy diferente en todas las publicaciones revisadas. Francia y el Reino Unido cuantifican los objetivos de *blending* para el horizonte de 2028, detallando acciones concretas y proyectos piloto. Australia y Canadá también impulsan activamente las primeras pruebas piloto mientras que Chile solo contempla el *blending* como una opción a partir de 2025. Sudáfrica menciona mandatos de *blending* para hidrógeno o el amoníaco como una opción para acelerar la transición. Canadá también incluye el *blending* en su visión a corto plazo y medio plazo. Además, para 2050 prevé una cuota potencial del 86 por 100 de hidrógeno en el volumen total de combustibles transportados

por tuberías. Esto implica que, en su visión a largo plazo, la economía canadiense no estaría completamente descarbonizada para 2050. Por último, solo hay dos países que no hacen referencia al *blending* en sus estrategias: Alemania y Marruecos.

La mayoría de las estrategias no mencionan el almacenamiento de hidrógeno o lo hacen de forma muy limitada, haciendo una revisión de las opciones de almacenamiento existentes, pero sin especificar el papel que van a jugar dentro de la estrategia. Este es el caso, por ejemplo, de la estrategia española. Tan solo cuatro estrategias incluyen el almacenamiento de hidrógeno de forma detallada dentro de sus estrategias: Canadá, Alemania, Corea del Sur o el Reino Unido. En el caso de las aplicaciones industriales, el almacenamiento a corto plazo se realizará en tanques presurizados o en forma de hidrógeno líquido. En cambio, si el hidrógeno se va a utilizar como portador de energía para el almacenamiento estacional de energía, se almacenará en depósitos subterráneos y en portadores de hidrógeno.

Una característica peculiar de la estrategia australiana, en la que se hace mucho hincapié en la producción de hidrógeno azul, es la existencia de sistemas para transportar el CO_2 capturado a los posibles lugares de almacenamiento subterráneo a largo plazo. La necesidad de ductos de CO_2 también se incluye en las publicaciones de otros países que optan por el hidrógeno azul como Canadá, Colombia, Japón y el Reino Unido.

Un resumen de los métodos de almacenamiento y transporte mencionados en las diferentes

estrategias puede encontrarse en el cuadro n.º 5.

Todas las estrategias nacionales examinadas tienen en común que su visión a largo plazo contempla los mercados mundiales del hidrógeno con flujos de importación y exportación a través de las fronteras nacionales. El futuro papel que cada país prevé para sí mismo depende del potencial y del coste de producción previstos a nivel nacional, en comparación con los competidores y los mercados objetivo, además de consideraciones sobre la logística del comercio mundial de hidrógeno. Alemania, Corea del Sur y Japón tienen en común que sus estrategias se dirigen a aumentar la producción local de hidrógeno a medio plazo, al tiempo que reconocen que la producción nacional no podrá satisfacer la creciente demanda a largo plazo. La publicación

alemana es una de las más decididas en cuanto a su dependencia de las importaciones, afirmando que Alemania seguirá importando gran parte de su energía del extranjero como premisa básica de la estrategia nacional. El segundo grupo de países espera que la demanda local pueda ser cubierta por la oferta local a medio y largo plazo. La estrategia del Reino Unido menciona los potenciales de importación y exportación para el horizonte de 2050, y, por tanto, mantiene una posición abierta sobre el papel del país en los flujos comerciales de hidrógeno. España y Colombia esperan que la producción local se destine predominantemente a satisfacer la demanda local hasta 2030, pero a largo plazo se puede exportar el exceso de producción. El tercer grupo de países aspira a una economía del hidrógeno totalmente orientada a la exportación. Además

de Australia, que ya ha empezado a exportar hidrógeno licuado a Japón en un proyecto piloto (Edwardes-Evans, 2022), otros países como Canadá, Chile, Sudáfrica o Marruecos se incluyen en este grupo.

Ya sea en África, América u Oceanía, los países exportadores han identificado dos mercados clave para las exportaciones de hidrógeno: Europa y Asia Oriental. Tanto los importadores como los exportadores ven el transporte marítimo como hidrógeno licuado o en forma de amoniaco u otros portadores de hidrógeno como la opción de transporte predominante para suministrar hidrógeno a Japón, Corea del Sur y, potencialmente, a China. En el caso de Europa, tanto el transporte de hidrógeno por tuberías como su transporte por barco se consideran opciones viables para satisfacer la futura demanda. La competencia entre ambos méto-

CUADRO N.º 5

SOLUCIONES DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO Y CO₂ EN LAS ESTRATEGIAS NACIONALES

| | ALEMANIA | AUSTRALIA | CANADÁ | CHILE | COLOMBIA | COREA DEL SUR | ESPAÑA | FRANCIA | JAPÓN | MARRUECOS | REINO UNIDO | SUDÁFRICA |
|--|----------|-----------|--------|-------|----------|---------------|--------|---------|-------|-----------|-------------|-----------|
| Transporte | | | | | | | | | | | | |
| Hidroducto dedicado | X | X | X | | X | X | X | | X | X | X | X |
| Blending | | X | X | X | X | | X | X | X | | X | X |
| Transporte en camiones | | | X | | | X | | | | | X | |
| Transporte en barcos | X | X | X | X | X | X | | | X | X | X | |
| Almacenamiento | | | | | | | | | | | | |
| Recipientes de alta presión | X | | X | | | | | | | | X | |
| Hidrógeno licuado | | | | | | X | | | X | | | |
| Portadores de hidrógeno | X | | | | | | | | X | | X | |
| Almacenamiento geológico subterráneo | | X | X | | X | | | | | X | X | |
| Captura de CO₂ | | | | | | | | | | | | |
| Infraestructura de captura y almacenamiento de CO ₂ | | X | X | | X | | | | | | X | X |

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO N.º 6

OBJETIVOS Y PRODUCTOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN (I/E)

| | OBJETIVOS I/E | PRODUCTOS I/E | GASEODUCTO | BARCO |
|---------------|--|---|------------|-------|
| Alemania | Estados miembros de la UE y otros países no pertenecientes a la UE | H ₂ , LOHC | | |
| Corea del Sur | S/E | H ₂ | | |
| Japón | S/E | H ₂ , NH ₃ y LOHC | | |
| Australia | Asia | H ₂ , NH ₃ | | X |
| Canadá | California, este de Estados Unidos, Japón, Corea del Sur, China y Europa | H ₂ , NH ₃ y LOHC | X | X |
| Colombia | Asia, Europa (en menor medida) y, eventualmente, Estados Unidos | H ₂ , NH ₃ , LOHC | | X |
| Chile | Europa, China, Japón, Corea del Sur, Estados Unidos, Latinoamérica (>2030) | H ₂ , NH ₃ , Synfuels | | X |
| España | Europa | H ₂ | X | |
| Marruecos | Europa | H ₂ , Synfuels | X | X |
| Sudáfrica | Japón, Corea del Sur, Europa | H ₂ | | X |
| Reino Unido | S/E | S/E | | |

Importador

Exportador

Sin especificar (S/E)

H₂: Hidrógeno; NH₃: Amoníaco; LOHC: Portador líquido de hidrógeno; Synfuels: Combustibles sintéticos

Fuente: Elaboración propia.

dos de transporte existe hoy en día para las importaciones de gas natural a Europa, sin embargo, la dinámica entre el suministro de gasoductos regionales a los centros de consumo centro-europeos desde Marruecos o España en comparación con los envíos de hidrógeno por barco procedentes de Australia, Chile, Canadá o Colombia es muy incierta. Como uno de los principales mercados de importación, Alemania destaca el papel de los gasoductos para satisfacer la demanda europea y subraya la necesidad de fomentar la cooperación global y construir nuevas cadenas de suministro. Según las publicaciones revisadas, las rutas de importación y exportación a través de América están menos claras. Canadá, Chile y Colombia consideran a Estados Unidos como un mercado potencial, en cambio, una hoja de ruta del sector privado para EE. UU (FECHEA, 2021) espera que el país sea un exportador en lugar

de un importador de hidrógeno en el futuro. Chile también tiene previsto exportar hidrógeno a otros países de América Latina (LATAM) a partir de 2030. Al ser el primer país de la región en publicar su estrategia en 2020, el potencial de exportación de Chile a la región de LATAM podría tener que revisarse en función de las estrategias de hidrógeno de otros países. Por ejemplo, la estrategia colombiana, otra de las mayores economías de la región incluida en este estudio, también pretende ser un exportador en el futuro mercado del hidrógeno.

En el cuadro n.º 6 se resumen las estrategias relativas a los objetivos de importación/exportación de hidrógeno y sus derivados.

4. ¿Qué medidas políticas pueden apoyar este proceso?

En la actualidad, el hidrógeno de bajas emisiones es un pro-

ducto de nicho, y queda mucho camino por recorrer para su producción y consumo a gran escala. Los electrolizadores y las instalaciones de captura de carbono ya están disponibles a escala comercial. Sin embargo, para cumplir los objetivos nacionales, la penetración en el mercado de estas tecnologías debe experimentar un fuerte crecimiento en las próximas décadas. El apoyo directo por parte de los Gobiernos es vital para el desarrollo de una economía del hidrógeno y puede adoptar muchas formas que se encuadran en una de las siguientes categorías principales.

La *financiación pública* abarca una amplia gama de medidas destinadas al sector privado y a los consumidores para el desarrollo, la aplicación y el uso de tecnologías relacionadas con el hidrógeno. Mediante la financiación de la I+D a las universidades, los institutos de investigación y el sector privado,

los países pueden ayudar a que la tecnología esté lista para el mercado. En el momento en que esta tecnología esté disponible comercialmente, las subvenciones directas o los incentivos fiscales pueden contribuir a hacerla comercialmente competitiva con las alternativas convencionales. Otro enfoque para utilizar la financiación pública son las políticas de contratación pública. En este caso, el Gobierno puede financiar indirectamente a los proveedores de tecnología y crear una demanda de hidrógeno introduciendo criterios de contratación pública que favorezcan las tecnologías del hidrógeno.

Un precio para las emisiones de carbono, ya sea en forma de impuesto sobre el carbono o de un sistema de comercio de emisiones (*ETS*, por sus siglas en inglés), puede contribuir a que las tecnologías de hidrógeno de bajas emisiones y sus aplicaciones sean competitivas en comparación con las alternativas convencionales. Más que un apoyo directo al hidrógeno, la fijación de un impuesto al carbono aumenta el coste de las tecnologías convencionales de origen fósil, con lo que mejora el argumento comercial para todas las alternativas de bajas emisiones, no solo las basadas en el hidrógeno.

Las normas y regulaciones para las aplicaciones del hidrógeno pueden proporcionar la base legal para un uso seguro y ecológico del mismo. Un marco normativo, entre otros, para la pureza del hidrógeno, los requisitos de diseño de las aplicaciones basadas en el hidrógeno, los procedimientos de autorización o su taxonomía pueden basarse en estándares comunes que, en última instancia, den lugar a mandatos para el uso del hidró-

geno en determinadas aplicaciones. Las garantías de origen (GO) para certificar la producción puede ser un recurso para identificar los productos de hidrógeno de bajas emisiones y permitir a los Gobiernos establecer mandatos de consumo. En este caso, los conocidos como *sandboxes* regulatorios ofrecen la posibilidad de explorar a escala piloto los cambios normativos necesarios.

La colaboración público-privada es un término que engloba aquellas políticas que fomentan una estrecha cooperación entre los Gobiernos y las instituciones públicas con el sector privado. No obstante, la necesidad de un enfoque conjunto público-privado debe ser seguido y apoyado por acciones políticas concretas.

El cuadro n.º 7 ofrece un resumen de las medidas propuestas en las estrategias nacionales incluidas en esta revisión. En todas ellas se reconoce la necesidad de apoyo por parte del Gobierno, sin embargo, los detalles sobre las políticas mencionadas difieren significativamente. A continuación, se resaltan las políticas que los Gobiernos nacionales consideran especialmente importantes para la transición, destacando que el hecho de que los países no mencionen una política concreta no significa que esta no pueda ser parte de las políticas nacionales en un futuro.

En la actualidad, el hidrógeno de bajas emisiones no es una alternativa viable económicamente para la mayoría de las aplicaciones. Por ello, la opción política más mencionada en todas las estrategias nacionales es la de proporcionar financiación adicional para la I+D. Solo la publicación de Corea del Sur no

especifica estas necesidades de financiación. Mientras que la financiación de la I+D parece ser de gran importancia para casi todos los países analizados, la financiación pública para la comercialización de las tecnologías del hidrógeno a través de fondos regionales o nacionales no se manifiesta explícitamente en las estrategias de Japón o Chile. La estrategia japonesa hace hincapié en la investigación y en el desarrollo tecnológico impulsado por el sector privado sin hacer una mención explícita a la financiación pública. La situación es un poco diferente en el caso de la estrategia chilena. Es la más ambiciosa en cuanto a los objetivos a medio plazo para 2030 (25 GW, véase el mapa 1), pero se queda corta a la hora de detallar cómo atraer las inversiones necesarias del sector privado.

La segunda opción política más discutida es la de impulsar una economía del hidrógeno basada en asociaciones público-privadas. Sin embargo, las estrategias nacionales siguen resultando muy poco específicas en la forma en que estas asociaciones pueden llevarse a la práctica. Chile considera que la coordinación entre el sector público y el privado es fundamental para determinar cómo puede producirse la transición hacia el hidrógeno. Por otra parte, Australia considera estas asociaciones en el contexto de las infraestructuras, los activos y la prestación de servicios, siendo la única publicación que define claramente el objetivo de las asociaciones públicas en su estrategia. España menciona este tipo de asociaciones para la financiación de la I+D, Canadá para el transporte público y Sudáfrica, además, para la creación de mercados y futuras exportaciones de hidrógeno. Todas

CUADRO N.º 7

RESUMEN DE LAS OPCIONES POLÍTICAS MENCIONADAS EN LAS ESTRATEGIAS NACIONALES REVISADAS

| | ALEMANIA | AUSTRALIA | CANADÁ | CHILE | COLOMBIA | COREA DEL SUR | ESPAÑA | FRANCIA | JAPÓN | MARRUECOS | REINO UNIDO | SUDÁFRICA |
|--|----------|-----------|--------|-------|----------|---------------|--------|---------|-------|-----------|-------------|-----------|
| 1. Financiación de la I+D | X | X | X | X | X | | X | X | X | X | X | X |
| 2. Asociaciones público-privadas | X | X | X | X | X | | X | X | X | X | X | X |
| 3. Marco de regulación y normalización | X | X | X | | X | | X | X | X | X | X | X |
| 4. Subvenciones/fondos para la comercialización | X | X | X | | X | | X | X | | X | X | X |
| 5. Carbón tax o sistema de comercio de emisiones (ETS) | X | | X | X | X | | X | | X | X | X | X |
| 6. Garantías de origen (GO) | | X | | X | X | | X | | | | | X |
| 7. Incentivos fiscales generales | X | X | | | X | | | | | X | | X |
| 8. Políticas de contratación pública | | | | | | X | X | X | | X | | X |
| 9. Mandatos | | | X | | | X | | X | | | X | X |
| 10. Sandboxes regulatorios | X | X | | | | | | | | | | X |

Fuentes: Elaboración propia.

las estrategias tienen en común que carecen de más detalles sobre cómo podrían diseñarse y aplicarse dichas asociaciones.

Proporcionar una base normativa para las aplicaciones del hidrógeno es un aspecto mencionado en las estrategias de forma generalizada. Muchas estrategias nacionales afirman que el desarrollo de un marco normativo y la normalización de múltiples aspectos son aspectos importantes, pero no ofrecen muchos detalles. Australia enmarca su enfoque en una regulación receptiva, identificando las necesidades regulatorias para unas cadenas de suministro eficientes y un entorno de inversión favorable. Alemania señala las necesidades de regulación en varios ámbitos, como los mercados, las infraestructuras, los códigos y las normas de aplicación y, en particular, el funcionamiento de las infraestructuras de captura de carbono. El Reino Unido va un paso más y señala la necesidad de un foro de reguladores de hidrógeno que

desarrolle soluciones para los retos regulatorios. España destaca, entre otras cosas, la necesidad de un marco regulatorio que aborde las conexiones del hidrógeno con la red eléctrica y la red de gas natural. Canadá señala que el actual conjunto de normativas nacionales que afectan al hidrógeno debe integrarse en un marco cohesionado. Por último, la estrategia de Colombia identifica la construcción de infraestructuras y las estaciones de servicio como áreas potenciales que deben ser abordadas por la nueva legislación.

El Reino Unido, Francia, Canadá y Sudáfrica tienen en común que su revisión del marco normativo también abarca la posible mezcla de hidrógeno con gas natural dentro de la red de gas existente. En todos estos países, las medidas políticas necesarias van más allá del establecimiento de normas e implican mandatos de *blending*. Estos mandatos podrían conllevar la obligación de, por ejemplo, cambiar los equipos de calefacción a nivel residencial

para que puedan hacer frente a un suministro de gas natural mezclado con hidrógeno.

La fijación de impuestos al carbono es otra opción para incentivar indirectamente el desarrollo de la economía del hidrógeno. De las publicaciones revisadas, Japón, Chile, Reino Unido, España, Colombia, Canadá y Sudáfrica ya cuentan con sistemas de impuestos al carbono implementados. Con relación al sistema de comercio de emisiones, España y Alemania se encuentran bajo el régimen de derechos de emisión de la UE mientras que Canadá y Reino Unido cuentan con sus propios regímenes ETS. Colombia y Chile están considerando también la posibilidad de implementar este sistema. Un caso interesante es el de Marruecos, que en su hoja de ruta menciona, explícitamente, la fijación de impuestos al carbono como una herramienta para fomentar el uso del hidrógeno a pesar de no tener ningún tipo de impuesto al carbono actualmente, aunque sí está estudiando su implementación (9).

Las garantías de origen también se mencionan en seis de las doce estrategias estudiadas. Australia, Chile, Colombia y Marruecos destacan un sistema de garantías de origen internacional para promover sus exportaciones. En el caso de España, la estrategia nacional hace referencia a un posible sistema europeo de GO. En Europa ya existen varias iniciativas de certificación de hidrógeno, siendo la más destacada CertifHy, un sistema voluntario de la UE para la certificación del hidrógeno como RFNBO (Renewable Fuel of Non-Biological Origin) según la Directiva Europea de Energías Renovables. Por último, en la hoja de ruta de Sudáfrica también se mencionan las GO, pero no se especifica si se trata de un sistema internacional, nacional o regional.

Los incentivos fiscales generales pretenden atraer inversiones y desarrollar proyectos competitivos. Por ejemplo, Alemania propone eximir a la electricidad utilizada para la producción de hidrógeno verde de impuestos, gravámenes y recargos, en concreto, del impuesto *EEG* (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*), que suele aplicarse a todos los productores de energía para financiar la retribución adicional a los ingresos de mercado percibida por las energías renovables. Australia menciona el fomento del *blending*, destacando los mecanismos de ingresos que se aplican actualmente al hidrógeno y comprometiéndose a revisarlos en el futuro. Sudáfrica cuenta con un mecanismo fiscal que puede ayudar a desplegar tecnologías relacionadas con el hidrógeno, incluyendo incentivos a la I+D, subvenciones a la automoción o la consideración de los clústeres de hidrógeno como zonas económicas especiales. Esto último también se describe

en la estrategia marroquí. Corea del Sur pretende utilizar los beneficios fiscales para fomentar el uso de las pilas de combustible de hidrógeno en el ámbito residencial aplicando tarifas/impuestos favorables con el fin de aliviar la carga de la red eléctrica.

Las políticas de contratación pública son otra forma de proporcionar financiación pública mencionada por menos de la mitad de las publicaciones revisadas. Aunque todas las hojas de ruta destacan la importancia de la contratación pública, la mayoría de ellas no especifican exactamente de qué tipo. La atención se centra en el sector del transporte, incluidas las flotas de transporte público y las flotas de vehículos gubernamentales, como en el caso de España, Francia, Sudáfrica y Corea del Sur. Sudáfrica y Corea del Sur también mencionan el uso de pilas de combustible en edificios públicos.

Menos de la mitad de las estrategias revisadas mencionan mandatos, que se aplican principalmente al sector del transporte y a la mezcla de hidrógeno en las redes de gas natural. El Reino Unido menciona un mandato para la mezcla de hidrógeno en el combustible de aviación basándose en la consulta sobre el mandato de mezcla de combustible de aviación sostenible (SAF) (DfT, 2022). En la misma línea, la estrategia del Reino Unido propone incluir los derivados del hidrógeno en la obligación de combustibles renovables para el transporte (*RTFO*, por sus siglas en inglés). La *RTFO* anima a los proveedores de combustibles a garantizar que un porcentaje de estos proceda de fuentes de energía renovables y sostenibles.

El Reino Unido y Canadá mencionan los mandatos de vehícu-

los de emisiones cero (*ZEV*), lo que significa que una proporción de las ventas de las empresas automovilísticas tendrá que proceder de vehículos eléctricos o de hidrógeno. En el Reino Unido, el mandato forma parte de la estrategia de cero emisiones y se introducirá en 2024. En Canadá, el Gobierno anunció un objetivo obligatorio para que todos los coches ligeros y camiones de pasajeros recién vendidos sean de cero emisiones para 2035. Los mandatos de *ZEV* ya se han aplicado en algunas provincias, concretamente en Quebec y Columbia Británica.

Las estrategias de Canadá, Reino Unido y Sudáfrica mencionan mandatos de mezcla en las redes de gas natural. En el sector energético, Corea del Sur propone la instalación de pilas de combustible en instituciones públicas y nuevos edificios privados, mientras que ningún país menciona mandatos para el sector industrial. Algunos países establecen objetivos relativos de consumo de hidrógeno de bajas emisiones en el sector industrial (véase el mapa 1), pero en ningún caso son mandatos ni tienen implicaciones legales.

Otro elemento destacado de las hojas de ruta hace referencia a los *sandboxes* regulatorios, que tienen un papel destacado en las estrategias de Alemania, Australia y Sudáfrica. En comparación con las otras dos estrategias nacionales, Alemania ofrece una descripción mucho más detallada del uso de *sandboxes* y de su importancia. Entre 2020 y 2023 se dedicará un presupuesto de 600 millones de euros a *sandboxes* mencionando específicamente su papel en la preparación de las tecnologías Power-to-X (*P2X*) para el mercado.

IV. CONCLUSIÓN

Todas las estrategias revisadas proporcionan su visión respecto a cómo pueden surgir las economías del hidrógeno en las próximas décadas a nivel nacional, respondiendo a preguntas clave sobre cómo tendrá lugar su producción, su transporte o su consumo. Estas preguntas reciben respuestas muy variadas según el contexto específico de cada país; sin embargo, se pueden observar algunas tendencias comunes a la mayoría de las publicaciones.

La vía preferida para la producción de hidrógeno de bajas emisiones está estrechamente relacionada con la disponibilidad de recursos energéticos en el país. Los países con un alto potencial de producción de energía solar y eólica de bajo coste tienden a favorecer el hidrógeno verde, mientras que, los países con acceso preferente a los recursos fósiles favorecen el hidrógeno azul. Esta observación no es universal, y los países ponen énfasis muy diferentes en función de sus recursos disponibles.

A excepción de la hoja de ruta chilena (25 GW), los demás documentos ven la próxima década hasta 2030 como un período de ensayos tecnológicos y de construcción de las primeras instalaciones de producción de hidrógeno a gran escala. De igual forma, la demanda prevista hasta esta fecha es relativamente baja y se limita a algunas aplicaciones en la industria y, en menor medida, en el transporte. Aunque todas las estrategias están motivadas por los compromisos nacionales de reducción de emisiones y sus esfuerzos están dirigidos a mantener el aumento de temperatura por debajo de 1,5 °C, los documentos se centran más

en lo que se necesita durante la próxima década para sentar las bases para el desarrollo de una economía del hidrógeno después de 2030.

El papel de las economías nacionales en un futuro mercado del hidrógeno es un punto importante en todas las publicaciones revisadas. Por este motivo, y sobre todo en países con potencial para exportar hidrógeno, el análisis de las opciones para el transporte por barco a grandes distancias ocupa un lugar destacado. Las rutas para el intercambio comercial de hidrógeno a nivel mundial son todavía muy inciertas, por tanto, el énfasis para el horizonte 2030 debería estar principalmente en cómo se puede satisfacer la demanda local de hidrógeno con la producción local. Las necesidades de importación están previstas para más allá de 2030, pero solo serán relevantes si la economía nacional se ha desarrollado hasta tal punto que los recursos nacionales no son suficientes para satisfacer la demanda interna de hidrógeno de bajas emisiones.

La mayoría de los elementos de política energética, de innovación y fiscal considerados en las estrategias nacionales se centran en el apoyo de la tecnología y el primer despliegue a escala comercial, haciendo hincapié en la financiación de la I+D y en otros planes de subvención a la innovación. Las políticas necesarias para establecer las reglas de una economía del hidrógeno, como el desarrollo de un marco regulatorio o un sistema de garantías de origen, también forman parte de muchas agendas nacionales; sin embargo, en ninguna estrategia se presenta una visión clara del funcionamiento de una economía del hidrógeno nacio-

nal o internacional paralela a los sistemas energéticos existentes. Esto no significa que haya una falta de perspectiva política a largo plazo. La necesidad de políticas adicionales evolucionará en función de cómo, cuándo y en qué medida una economía del hidrógeno puede contribuir a la consecución de los objetivos de la política climática nacional y mundial.

Las estrategias nacionales están motivadas por los objetivos de la política climática a largo plazo. Estas visiones de una economía respetuosa con el clima suelen dominar la narrativa y ponen en perspectiva las últimas innovaciones en el campo de las tecnologías de producción y consumo de hidrógeno. Sin embargo, esta narrativa muchas veces desvía la atención de lo que estas estrategias nacionales pueden y deben proporcionar: una hoja de ruta clara para establecer las condiciones técnicas, económicas y regulatorias favorables a nivel nacional para escalar la economía del hidrógeno más allá de 2030.

La presente revisión de los diferentes elementos de diseño de las estrategias nacionales sobre el hidrógeno puede ayudar a los responsables políticos a explorar el papel del hidrógeno dentro de su propio contexto nacional. Por último, es importante destacar que estas estrategias señalan muchas preguntas que aún no tienen respuesta, y que requieren de la colaboración conjunta del mundo académico, los responsables políticos y la industria para identificar las necesidades, los obstáculos y los potenciales de la producción, el comercio y el consumo de hidrógeno de bajas emisiones.

NOTAS

(1) Los términos «hoja de ruta» y «estrategia» suelen utilizarse de forma similar en este contexto y en lo sucesivo se utilizarán ambos términos indistintamente.

(2) Ver (FCH JU, 2019).

(3) La hoja de ruta del sector privado de EE. UU. se elaboró con las aportaciones de veinte empresas y organizaciones bajo el paraguas de la Fuel Cell & Hydrogen Energy Association (FCHEA, 2021).

(4) Ver, entre otros, la investigación en curso sobre motores de amoníaco de Mitsubishi (Mitsubishi Power, 2021) y Wärtsilä (Wärtsilä Corporation, 2020).

(5) Las estrategias japonesa y surcoreana discuten la pila de combustible de hidrógeno como opción para el transporte marítimo.

(6) Ver, por ejemplo, el desarrollo histórico de las infraestructuras de electricidad y gas natural en España (ALAYO MANUBENS y BARCA SALOM, 2011; FANO, 2002). Nota: las redes de distribución de calor son un ejemplo de sistemas energéticos que solo funcionan a nivel local (Persson, 2015).

(7) Según el diseño del buque, el GNL se almacena por debajo de su punto de ebullición a presión atmosférica o a mayor presión y temperatura (CHAKRABORTY, 2019).

(8) Se ha construido en Japón un primer buque de transporte de hidrógeno licuado con fines de prueba y se ha cargado por primera vez para su transporte de larga distancia en Australia en enero de 2022 (EDUARDES-EVANS, 2022).

(9) Toda la información acerca de los impuestos al carbono y los sistemas de comercio de emisiones (ETS) fueron tomados del Banco de Datos Mundial (The World Bank, 2022).

BIBLIOGRAFÍA

ACER (2020). *ACER Report on NRAs Survey - Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptations*. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulator. <https://bit.ly/3coidGv>

ACER (2021). *Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing*. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators and the Council of European Energy Regulator. <https://bit.ly/3oa9tpV>

AGORA ENERGIEWENDE & WUPPERTAL INSTITUTE (2021). *Breakthrough Strategies for Climate-Neutral Industry in Europe*. <https://bit.ly/3RTh3mG>

ALAYO MANUBENS, J. C. y BARCA SALOM, F. X. (2011). *La tecnología del gas a través de su historia*. Fundación Gas Natural Fenosa. <https://bit.ly/3cqsmCB>

BARATTI, G. (2021). Iberdrola gets approval for Puertollano hydrogen project PV plant. *S&P Global Platts*, 3 December. <https://bit.ly/3PyAa3k>

BEIS (2021). *UK Hydrogen Strategy*. Department for Business, Energy & Industrial Strategy Great Britain. <https://bit.ly/3oh6aNC>

BHARDWAJ, R., FRENS, W., LINDERS, M. y GOETHEER, E. (2019). *Ember pyrolysis technology for hydrogen and carbon*. TNO. https://www.ureaknowhow.com/ukh2/images/stories/Partners/wfrens/ember_pyrolyse.pdf

BMW (2020). *The National Hydrogen Strategy*. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. <https://bit.ly/3OePHV2>

BURGESS, J. (2021). *Gas price spike puts green hydrogen at cost parity with fossil fuels*. <https://bit.ly/3B3J9FT>

BUTTLER, A. y SPLIETHOFF, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, pp. 2440-2454.

CHAKRABORTY, S. (2019). Understanding The Design of Liquefied Gas Carriers. *Marine Insight*, 21 September. <https://www.marineinsight.com/naval-architecture/understanding-design-liquefied-gas-carriers/>

COAG (2019). *Australia's national hydrogen strategy*. Council of Australian Governments Energy Council. <https://bit.ly/3ocyzoo>

COLLINS, L. (2021). *Green hydrogen now cheaper to produce than grey H2 across Europe due to high fossil gas prices*, *Recharge | Latest renewable energy news*. <https://bit.ly/3AZ2dos>

COLLINS, L. (2022). *World first for nuclear-powered pink hydrogen as*

commercial deal signed in Sweden, *Recharge | Latest renewable energy news*. <https://bit.ly/3zc4ZFI>

DECHEMA (2017). *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry*. Frankfurt a.M. https://dechema.de/dechema_media/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry-p-20002750.pdf

DfT (2022). *Sustainable aviation fuels mandate: Summary of consultation responses*. Department for Transport. <https://bit.ly/3PfrhVU>

DOE (2022). *Hydrogen Storage*, Department of Energy (DOE). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>

DST (2021). *Hydrogen society roadmap for South Africa 2021*. Department of Science and Innovation, Republic of South Africa. https://www.dst.gov.za/images/South_African_Hydrogen_Society_RoadmapV1.pdf

EDUARDES-EVANS, H. (2022). Japan's Suiso Frontier sets sail for Kobe with liquid hydrogen cargo. *S&P Global Platts*, 28 January. Available at: <https://bit.ly/3AVMgIY>

ESCRIBANO, G. (2021.) *H2 Med: impulsores y barreras geopolíticas y geo-económicas para el hidrógeno en el Mediterráneo*. Real Instituto Elcano. <https://www.realinstitutoelcano.org/policy-paper/h2-med-impulsores-y-barreras-geopoliticas-y-geo-economicos-para-el-hidrogeno-en-el-mediterraneo/>

EU JRC (2021). *Assessment of Hydrogen Delivery Options*. https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/jrc124206_assessment_of_hydrogen_delivery_options.pdf.

FANO, J. M. M. (2002). Historia y panorama actual del sistema eléctrico español. *Revista del Colegio Oficial de Físicos*. https://www.cofis.es/pdf/fys/fys13/fys13_10-17.pdf

FAO (2017). *World fertilizer trends and outlook to 2020*. Food and Agriculture Organization of the United Nations. <https://www.fao.org/3/i6895e/i6895e.pdf>

| | | |
|--|--|---|
| <p>FCH JU (2019). <i>Hydrogen roadmap Europe: A sustainable pathway for the European energy transition. Fuel cells and hydrogen joint undertaking</i>. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen por 10020Roadmap por 10020Europe_Report.pdf</p> <p>FCHEA (2021). <i>Road map to a US hydrogen economy</i>. Fuel Cell & Hydrogen Energy Association. https://www.fchea.org/us-hydrogen-study</p> <p>GAS FOR CLIMATE (2020). <i>European Hydrogen Backbone: How a dedicated infrastructure can be created</i>. https://pgjonline.com/news/2021/april/european-hydrogen-backbone-how-a-dedicated-hydrogen-infrastructure-can-be-created</p> <p>HANLEY, E. S., DEANE, J. y GALLACHÓIR, B. Ó. (2018). The role of hydrogen in low carbon energy futures – A review of existing perspectives. <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i>, 82, pp. 3027-3045.</p> <p>HOWARTH, R. W. y JACOBSON, M. Z. (2021). How green is blue hydrogen? <i>Energy Science & Engineering</i>, 9(10), pp. 1676-1687.</p> <p>IAEA (2020). <i>Nuclear power and the clean energy transition</i>. https://www.iaea.org/sites/default/files/cleanenergy.pdf</p> <p>IATA (2021). <i>Net zero 2050: sustainable aviation fuels</i>. International Air Transport Association. https://www.iata.org/en/iata-repository/pressroom/fact-sheets/fact-sheet---alternative-fuels/</p> <p>IEA (2019). <i>The Future of Hydrogen</i>. Paris: International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf</p> <p>IEA (2021a). <i>Chemicals</i>. https://www.iea.org/reports/chemicals</p> <p>IEA (2021b). <i>Gas Market Report Q2 2021</i>. chrome- https://iea.blob.core.windows.net/assets/5aa5170d-8dcd-4b99-b8b9-c761ad3a84ed/GasMarketReportQ22021.pdf</p> | <p>IEA (2021c). <i>Global Hydrogen Review 2021</i>. International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf</p> <p>IEA (2021d). <i>Hydrogen in Latin America: From near-term opportunities to large-scale deployment</i>. OECD. https://bit.ly/3coah89</p> <p>IMO (2018). <i>Adoption of the initial IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships and existing IMO activity related to reducing GHG emissions in the shipping sector</i>. International Maritime Organization. https://bit.ly/3oiLxRb</p> <p>KOBAYASHI, H., HAYAKAWA, A., KUNKUMA, K. D., SOMARATHNE, A. y OKAFOR, E. C. (2019). Science and technology of ammonia combustion. <i>Proceedings of the Combustion Institute</i>, 37(1), pp. 109-133.</p> <p>KOSMADAKIS, G. (2019). Estimating the potential of industrial (high-temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries. <i>Applied Thermal Engineering</i>, p. 12.</p> <p>LIU, X., REDDI, K., ELGOWAINY, A., LOHSE-BUSCH, H., WANG, M. y RUSTAGI, N. (2020). Comparison of well-to-wheels energy use and emissions of a hydrogen fuel cell electric vehicle relative to a conventional gasoline-powered internal combustion engine vehicle. <i>International Journal of Hydrogen Energy</i>, 45(1), pp. 972-983.</p> <p>MADEDDU, S., UECKERDT, F., PEHL, M., PETERSEIM, J., LORD, M., AJITH KUMAR, K., KRÜGER, C. y LUDERER, G. (2020). The CO2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat). <i>Environmental Research Letters</i>, 15(12), p. 124004.</p> <p>MEM (2021). <i>Feuille de route de hydrogène vert</i>. Ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Environnement, Maroc. https://bit.ly/3PzzGKj</p> <p>METI (2019). <i>The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells</i>. Ministry of Economy, Trade and Industry Japan. https://bit.ly/3uWO7Jj</p> | <p>MINENERGÍA (2020). <i>National green hydrogen strategy</i>. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf</p> <p>MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE (2018). <i>Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique</i>. Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, France. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Plan_deploiement_hydrogene.pdf</p> <p>MITECO (2020). <i>Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable</i>. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://www.miteco.gob.es/images/es/hojarutadelhidrogeno_tcm30-513830.pdf</p> <p>MITSUBISHI POWER (2021). <i>Mitsubishi Power Mitsubishi Power Commences Development of World's First Ammonia-fired 40MW Class Gas Turbine System – Targets to Expand Lineup of Carbon-free Power Generation Options, with Commercialization around 2025 –</i>, power.mhi.com. https://power.mhi.com/news/20210301.html</p> <p>MME (2021). <i>Colombia's Hydrogen Roadmap</i>. Ministerio de Minas y Energía, Colombia. https://bit.ly/3zhdxv8</p> <p>MOTIE (2019). <i>Hydrogen economy roadmap of Korea</i>. Ministry of Trade, Industry and Energy. https://docs.wixstatic.com/ugd/45185afc2f37727595437590891a3c7ca0d025.pdf</p> <p>NRCAN (2020). <i>Hydrogen strategy for Canada</i>. Canada's Minister of Natural Resources. https://bit.ly/3uWO2wz</p> <p>PERSSON, U. (2015). <i>Heat Roadmap Europe: Methodologies for spatial analysis in demand and resource mapping</i>. 2nd EULF Workshop, Ispra. https://e3p.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/9_eulf2_ispra_urban_persson.pdf</p> <p>RUHNAU, O., BANNIK, S., OTTEN, S. y PRAKTIKUNJO, A. J. (2019). Direct or indirect electrification? A review of heat generation and road transport</p> |
|--|--|---|

| | | |
|--|---|--|
| <p>decarbonisation scenarios for Germany 2050. <i>Energy</i>, 166, pp. 989-999.</p> <p>SÁNCHEZ-BASTARDO, N., SCHLÖGL, R. y RULAND, H. (2020). Methane Pyrolysis for CO₂-Free H₂ Production: A Green Process to Overcome Renewable Energies Unsteadiness. <i>Chemie Ingenieur Technik</i>, 92(10), pp. 1596-1609.</p> <p>TAIBI, E., BLANCO, H., MIRANDA, R. y CARMO, M. (2020). <i>Green Hydrogen Cost Reduction</i>. IRENA. https://bit.ly/3aUBHls</p> <p>THE WORLD BANK (2022). <i>Carbon Pricing Dashboard</i>. https://</p> | <p>carbonpricingdashboard.worldbank.org/</p> <p>WÄRTSILÄ CORPORATION (2020). <i>World's first full scale ammonia engine test - an important step towards carbon free shipping</i>. Wartsila.com. https://bit.ly/3oeFiOk</p> <p>WEC (2020). <i>International Hydrogen Strategies</i>. World Energy Council. https://bit.ly/3RHs624</p> <p>WEC (2021). <i>Working Paper: National Hydrogen Strategies</i>. World Energy Council. https://bit.ly/3cq4COH</p> <p>XINHUA (2022). China maps 2021-2035 plan on hydrogen energy</p> | <p>development-Xinhua, 23. http://www.xinhuanet.com/english/20220323/428eaeae2c0a41b98ffb8d5ef4e91190/c.html</p> <p>YANG, C. y OGDEN, J. (2007). Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. <i>International Journal of Hydrogen Energy</i>, 32(2), pp. 268-286.</p> <p>YÉLE (2020). <i>Low-carbon hydrogen development: analysis of strategies & roadmaps around the world</i>. Yéle Consulting. https://www.yele.fr/wp-content/uploads/2020/12/Hydrogen-strategies-and-roadmaps-analysis_Yele-Consulting_2020.pdf</p> |
|--|---|--|