

Octubre 2021

El papel del hidrógeno en la transición energética

Análisis y posicionamiento



FUNDACIÓN
RENOVABLES

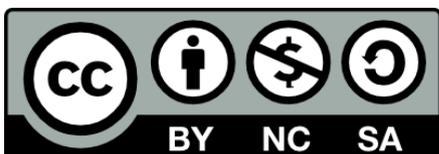
La **Fundación Renovables** agradece la colaboración del Patronato y de los Amigos y Amigas de la Fundación, así como el esfuerzo del equipo técnico que ha participado en la elaboración de este documento: Manuel Abeledo, Pilar Sánchez, Melque de la Peña, Carolina Primo, Raquel Paule y Maribel Núñez.

La coordinación y redacción final ha correspondido al Comité Ejecutivo del Patronato de la **Fundación Renovables**, formado por:

Presidente: Fernando Ferrando Vitales.

Vicepresidentes: Juan Castro-Gil Amigo y Mariano Sidrach de Cardona Ortín.

Patronos: Domingo Jiménez Beltrán, Sergio de Otto Soler, Begoña María-Tomé Gil, Luis Crespo Rodríguez, Sara Pizzinato, Assumpta Farran Poca, José Luis García Ortega, Daniel Pérez Rodríguez, Llanos Mora López, Javier García Brea y Marta Victoria Pérez.



Esta publicación está bajo licencia Creative Commons.

Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual (CC BY-NC-SA).

Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte de este siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia.

Fundación Renovables

(Declarada de utilidad pública)

Pedro Heredia 8, 2º Derecha

28008 Madrid

www.fundacionrenovables.org



Contenido

Resumen y motivación	6
1. Introducción	9
La necesidad de apostar por la electricidad	11
La aparición del hidrógeno	12
2. Conociendo al hidrógeno	16
Características del hidrógeno frente a otros combustibles	17
3. Origen y tecnologías de producción del hidrógeno	24
Procesos termoquímicos	25
Reformado de gas natural	25
Gasificación	27
Pirólisis	29
Termólisis	29
Procesos electroquímicos	29
Procesos fotoquímicos	32
Procesos bioquímicos	33
Comparativa entre procesos	33
4. Almacenamiento, transporte y distribución	39
Formas de almacenamiento	40
Hidrógeno como gas comprimido	41
Hidrógeno licuado	41
Hidrógeno añadido a otros compuestos	42
Transporte y distribución	43
Marítimo	44
Terrestre	44
Inyección en la red actual de gas natural	45
5. Utilización del hidrógeno como vector energético y como materia prima	50

Usos del H ₂ para producción de calor y generación eléctrica.....	50
Combustión directa.....	50
Pilas de combustible	51
El hidrógeno como respaldo de la generación de electricidad renovable ..	54
Producción de combustibles a partir del hidrógeno	63
Aplicaciones del hidrógeno en la industria	68
El hidrógeno en el transporte.....	70
Transporte ligero	71
Transporte pesado	74
Transporte ferroviario.....	78
Transporte marítimo	79
Transporte aéreo	81
6. Estrategias del hidrógeno	85
Unión Europea.....	85
España.....	90
7. Posición de la Fundación Renovables	97
Consideraciones sobre la única política energética posible	97
Consideración sobre el hidrógeno	98
El hidrógeno como materia prima	99
Vector energético	99
El hidrógeno como elemento de valor en la generación de electricidad de origen renovable	100
Como cobertura de necesidades energéticas específicas	101
Transporte.....	101
Materia prima en la industria	103
Electrocombustibles derivados del hidrógeno	104
Transporte de hidrógeno	105
El hidrógeno no puede convertirse en una coartada.....	106
Posicionamiento frente a la estrategia española del hidrógeno	107



Anexo	111
Proyectos de hidrógeno en España y estrategia de las principales energéticas españolas	111
España	112
Fondos Next Generation EU	113
Posicionamiento de las empresas energéticas en España.....	113
Índice de figuras y tablas	117
Índice de figuras	117
Índice de tablas	119
Bibliografía.....	122





Resumen y motivación

El papel del hidrógeno en la transición energética



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Resumen y motivación

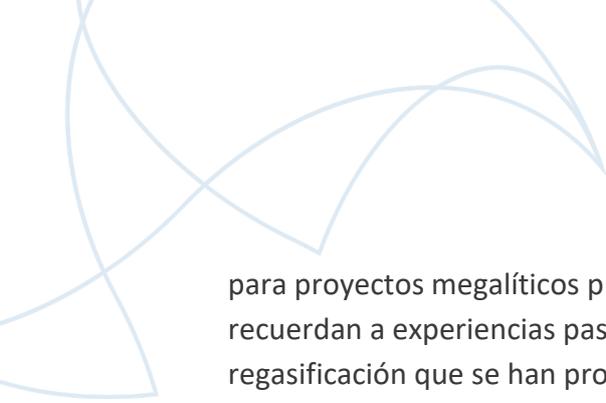
El presente informe nace con el objetivo de analizar, de forma asequible y sencilla, el papel del hidrógeno como vector energético, un recurso no disponible en la naturaleza de forma libre y sobre el que se están generando grandes expectativas hasta convertirlo en un elemento básico en la transición energética.

Como se menciona en el último capítulo, y a lo largo de todo el texto, se ha incluido la visión que desde la [Fundación Renovables](#) tenemos del hidrógeno como vector energético del futuro, teniendo en cuenta el entorno en el que nos movemos. Creemos que el hidrógeno está llamado a jugar un papel destacado en la cobertura de algunas demandas energéticas muy específicas ligadas a la industria que no pueden ser cubiertas con electricidad y al transporte de larga distancia y tonelaje. Por otro lado, su necesaria producción mediante electrólisis del agua va a suponer un mayor desarrollo de la oferta en base a las energías renovables. De la misma forma tenemos dudas respecto a que se convierta en el elemento clave para mejorar la gestionabilidad del sistema eléctrico o para el aprovechamiento de vertidos en centrales de generación con fuentes renovables. Estas proyecciones no deben olvidar los condicionantes que caracterizan su producción y su utilización, como su baja eficiencia en los diferentes procesos de transformación, su elevado coste y los riesgos inherentes a su producción, transformación, transporte y uso.

Somos conscientes de que las expectativas que se han creado respecto al hidrógeno están pensadas para validar modelos de negocio continuistas, que hasta ahora se ha demostrado que ni son sostenibles ni son inclusivos, y en maximizar la captación de los Next Generation UE. De hecho, la estrategia actual del hidrógeno supone, por el diferencial de costes existente, una apuesta real por el gas natural y por el uso de las infraestructuras que lo transportan frente al de origen renovable, aunque el discurso de cara a la opinión pública sea diferente.

Dentro de un modelo energético sostenible, el hidrógeno debe ser producido por electrolisis del agua y con electricidad generada por fuentes de energía renovables.

Pensar en el hidrógeno como un subproducto del gas natural o ligarlo a su distribución y uso es empeñarse en mantener un modelo agotado. Por esta razón, no compartimos el desarrollo del hidrógeno que se está llevando a cabo, porque se olvidan las normas más básicas de transparencia por parte de las instituciones y de los agentes energéticos que empiezan generando una clasificación por colores, según su origen, con el único objetivo de darle una imagen de bondad a un derivado del gas natural. No entendemos la reserva económica de ayudas en los Next Generation UE



para proyectos megalíticos promovidos por el sector energético tradicional que recuerdan a experiencias pasadas como Castor, Elcogás o las diferentes plantas de regasificación que se han proyectado, entre otras, que hemos acabado pagando los consumidores.

Es cierto que en la actualidad existe una brecha económica importante entre producir hidrógeno de forma sostenible y su consideración como un subproducto del gas natural, por eso apostamos por la correspondencia fiscal, eliminando las subvenciones fiscales a los combustibles fósiles y mejorando la fiscalidad para el que tiene su origen en las fuentes renovables, y por el desarrollo tecnológico e industrial del equipamiento necesario para su producción, almacenamiento, transformación y uso.

Creemos que siempre es mejor transportar electricidad que hidrógeno, lo que supone unir o acercar su producción al consumo y apostar, siempre que se pueda, por la electricidad como vector de cobertura de nuestras necesidades antes que por el hidrógeno.

Por supuesto, apostamos por el hidrógeno, tanto en su desarrollo temporal, como en el de las diferentes iniciativas, pero siempre bajo criterios de eficiencia y de compromiso sostenible.



Introducción

El papel del hidrógeno en la transición energética



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

1. Introducción

La energía es el motor fundamental para el funcionamiento de las cosas y para el desarrollo de la vida. Si algo conocemos, o hemos escuchado muchas veces sobre este concepto tan abstracto, son los principios de la termodinámica: el primero, que afirma que la energía ni se crea ni se destruye, sino que se transforma, manteniéndose constante en el universo y, el segundo, que nos habla de la calidad de la energía y de la cantidad máxima de trabajo que puede obtenerse en cualquier transformación energética. Es su capacidad de transformación la que nos lleva a poder hablar de varias fuentes de energía: solar, térmica, química, eólica, nuclear, eléctrica...

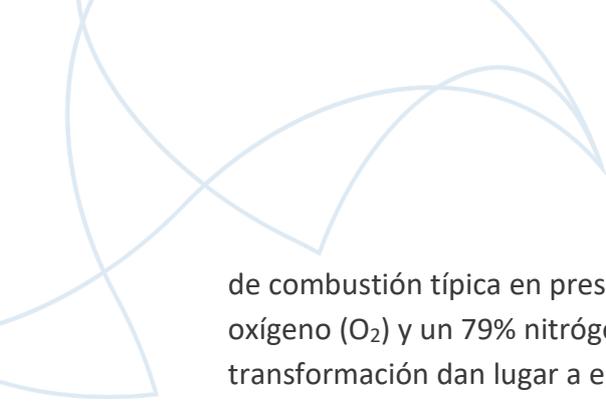
A aquellos elementos de la naturaleza de los que se puede aprovechar su energía se los denomina fuentes de energía y se pueden clasificar en dos tipos: fuentes de energía renovables (sol, agua, viento, mareomotriz, geotérmica y biomasa) y no renovables (petróleo, gas natural, carbón y uranio). Son consideradas fuentes renovables aquellas que se pueden regenerar por procesos naturales a una velocidad superior a la que es transformada por los seres humanos. De forma contraria, las fuentes no renovables, son aquellas cuyas reservas son limitadas y, por tanto, disminuyen a un ritmo superior al que las consumimos. De igual forma, las fuentes renovables podrían dejar de serlo si no se hace un uso responsable de ellas, teniendo en cuenta la regeneración natural del recurso, como podría ser el caso del uso excesivo e incontrolado de la biomasa como fuente de energía.

La energía del sol es la principal fuente de energía para la vida, la que origina los flujos de viento (energía eólica), el ciclo del agua (energía hidráulica) y la precursora de la formación de energía química mediante la fotosíntesis de las plantas, lo que constituye, el motor fundamental de las fuentes de energía renovables.

La energía química es aquella contenida en los enlaces químicos que componen las moléculas de un compuesto. Dicha energía es aprovechada mediante reacciones químicas en las cuales el compuesto (llamado reactante o reactivo) se transforma, cambiando su estructura molecular y sus enlaces químicos, en otras sustancias llamadas productos (o subproductos si no son el objetivo del proceso), liberando energía térmica en forma de calor en aquellas reacciones en las que se rompan los enlaces.

Dependiendo de la composición del reactivo y de las condiciones de presión y temperatura bajo las que se da la reacción química, se producirán determinados productos en diferentes estados de agregación (sólido, líquido o gas). En una reacción





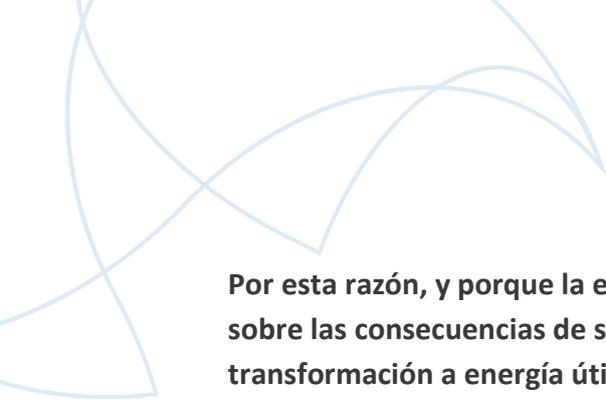
de combustión típica en presencia de aire (cuya composición en volumen es un 21% oxígeno (O_2) y un 79% nitrógeno (N_2)), los combustibles fósiles y la biomasa en su transformación dan lugar a emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), típicamente dióxido de carbono (CO_2), óxido de nitrógeno (NO_x) y óxido de azufre (SO_x), entre otros, como consecuencia del contenido de carbono de su molécula, el O_2 y el N_2 del aire, y, en menor medida, del contenido de azufre (S) y otros elementos que están presentes en muchos de los combustibles anteriormente citados. Esta denominación sirve para traducir los efectos que otros gases tienen y poder realizar comparativas y una contabilización de otros elementos contaminantes que pueden aparecer.

Los procesos de transformación de energía son más comunes de lo que pensamos; por ejemplo, cuando utilizamos un vehículo de motor de combustión interna estamos transformando la energía química de la gasolina o el gasóleo en energía térmica para producir la energía mecánica que hace mover el coche. En nuestras casas, estamos siendo partícipes de la transformación a diario de la electricidad (energía eléctrica) para realizar determinadas acciones (iluminar, cargar aparatos electrónicos, poner en marcha electrodomésticos ...). Incluso dentro de nosotros, pues la energía también es el combustible indispensable para el buen funcionamiento de nuestro organismo.

Por tanto, se distingue entre la fuente de energía en sí misma y la transformación a la que se la somete para su aprovechamiento en los puntos de consumo (electricidad, calor, frío...), lo que se conoce como **energía primaria y energía final**.

La energía se transforma y se conserva, pero el problema reside en que, en cada proceso de transformación esta energía se va degradando. Si el primer principio trata de la cantidad de energía, afirmando que esta siempre se conserva, el segundo introduce el concepto de **calidad de la energía**. **La exergía es la propiedad que refleja la cantidad de la energía transformada que realmente nos es útil**, pues solo una parte de esta es empleada para un fin último, mientras que el resto se pierde, principalmente, en forma de calor.

Además de esta pérdida de energía útil como consecuencia del rendimiento exergético en la transformación de la energía, se producen externalidades o impactos, como las emisiones mencionadas anteriormente, en la transformación de la energía química mediante la reacción de combustión.



Por esta razón, y porque la energía es un recurso limitado, es necesaria una reflexión sobre las consecuencias de su uso, sobre las diferentes fuentes y tecnologías de transformación a energía útil y sobre su disponibilidad y capacidad de suministro.

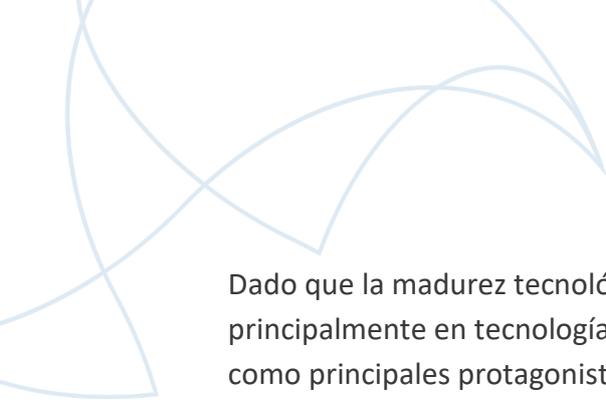
Es sumamente importante conocer las consecuencias, pues si queremos ser eficientes en el uso de la energía, y reducir el impacto ambiental asociado, debemos tener en cuenta estos dos factores a la hora de decidir como cubrir nuestras necesidades energéticas.

La necesidad de apostar por la electricidad

La lucha contra el cambio climático y los compromisos asumidos por la mayoría de los países para reducir la emisión de GEI pasa por la apuesta, ya asumida, de considerar las energías renovables como fuentes de energía primaria básicas, dentro de la oferta de energía, y el criterio de eficiencia en todas las transformaciones, así como por desempeñar un papel más activo y racional en la cobertura de nuestras necesidades energéticas.

El único vector de energía final que reúne todos los elementos anteriormente mencionados es la electricidad y las razones por las que debemos cubrir con ella nuestras necesidades energéticas de forma mayoritaria, podrían resumirse en:

- La forma más barata de generar electricidad es, hoy día, con fuentes de energía renovables, lo que supone reducir su coste y que sea el vector de energía final más importante para que la oferta sea renovable.
- Es la forma más eficiente de cubrir nuestras necesidades energéticas; por ejemplo, en movilidad o en climatización que suponen dos tercios de la demanda.
- Las emisiones en uso son cero y apostar por la electricidad supone mejorar la calidad del aire de nuestras ciudades. Obviamente, esta consecuencia debe ser correspondida con una generación en origen sin emisiones por el uso de fuentes de energía primaria renovables.
- Aun cuando no es una fuente de energía primaria y no está disponible de forma natural, su producción puede realizarse de forma distribuida y cercana al consumidor, introduciendo una mejora en la eficiencia de la transformación y, sobre todo, convirtiendo al consumidor en parte activa del modelo energético.
- La generación con renovables garantiza estratégicamente su disponibilidad, la no dependencia del exterior y asegurar el suministro sin la volatilidad y dependencia geoestratégica que el resto de las fuentes de energía tienen.



Dado que la madurez tecnológica de las energías renovables se ha alcanzado principalmente en tecnologías de generación de electricidad, se apuesta por ellas como principales protagonistas para la electrificación de la demanda de energía y para transformar el actual modelo energético. El carácter distribuido de las renovables y el estado actual de la tecnología renovable nos permite generar nuestra propia energía y, por tanto, cubrir nuestra demanda de una forma más autosuficiente y eficiente, abriendo la posibilidad a la ciudadanía a participar en el sistema eléctrico como agentes activos y no solo como consumidores pasivos.

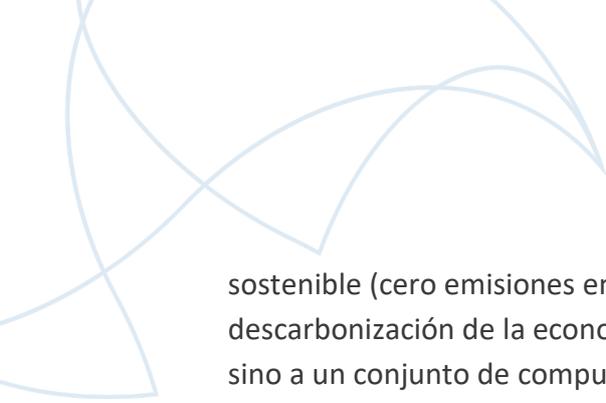
La electricidad es un vector energético eficiente, tanto en su transporte como en su uso, pero presenta una limitación importante al no ser una energía almacenable, pues la electricidad que se produce debe ser consumida instantáneamente o, en su defecto, transformada en otras formas de energía para su almacenamiento como en energía química (baterías, hidrógeno, combustibles sintéticos...), térmica (sales fundidas), mecánica (volantes de inercia, aire comprimido) y potencial (centrales de bombeo). De aquí la necesidad de que la producción siga en cada momento la curva de la demanda de energía eléctrica, de forma que, si aumenta la potencia demandada se incremente la suministrada y de forma contraria se disminuye.

Exigir siempre disponibilidad y flexibilidad de la oferta no solo limita el uso de fuentes renovables, por su disponibilidad no continua, sino que implica que el consumo no se comporte de forma responsable y proactiva, sobredimensionando la oferta de electricidad y las infraestructuras del sistema. **Electrificar la demanda no es solo sustituir combustibles por electricidad, sino, sobre todo, conseguir que esta sea flexible y se adapte a la oferta disponible.**

Cubriendo nuestras necesidades energéticas con electricidad disminuimos la dependencia energética del exterior, dado que las fuentes renovables son autóctonas, a la vez que eliminamos las emisiones asociadas al uso de los combustibles fósiles y reducimos el coste de la cobertura de nuestras demandas, ya que hoy la forma más barata de generar electricidad es con fuentes renovables como son la eólica y la fotovoltaica. **Pero, no es suficiente sustituir, necesitamos reducir.** Como medida prioritaria, antes de proceder a la electrificación, se deben analizar los consumos y ser coherentes con la utilización de la energía bajo parámetros de eficiencia, pues no hay mejor energía que la que no se consume.

La aparición del hidrógeno

Si bien, como comentábamos anteriormente, en la actualidad la electricidad es el vector energético más eficiente (por su eficiencia en el proceso de transformación) y



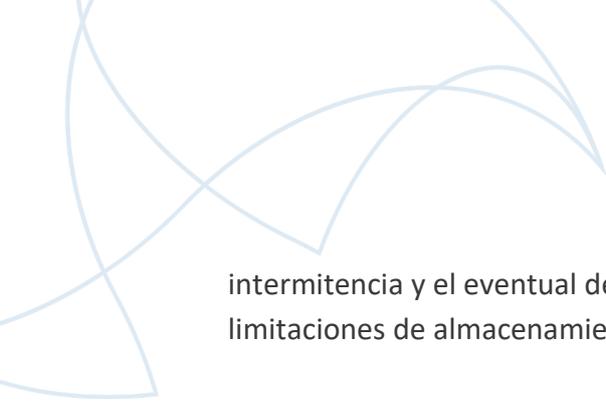
sostenible (cero emisiones en origen y uso en caso de ser de origen renovable), la descarbonización de la economía en general no implicará únicamente a este vector, sino a un conjunto de compuestos y tecnologías capaces de ser vectores energéticos sostenibles, que hagan posible, mediante su uso, descarbonizar todos aquellos procesos económicos consumidores de energía, pues una buena integración de los distintos vectores energéticos contribuirá a complementar algunas de las limitaciones fundamentales de otros vectores sostenibles.

El almacenamiento de energía eléctrica en baterías presenta limitaciones con relación al peso/capacidad de estas, por lo que deben existir alternativas que resulten interesantes para cubrir estas limitaciones. Es el caso del hidrógeno, su potencial uso en el transporte pesado terrestre, aéreo y marítimo, para el que se requiere un combustible con una densidad energética elevada que permita transportar mayor cantidad de energía por unidad de volumen y poder así aumentar su autonomía y cubrir rutas de grandes recorridos, así como para la cobertura de necesidades en la industria que la electricidad no puede realizar.

El hidrógeno es un portador (o vector) energético porque es necesario un aporte de energía para obtenerlo. Al ser un vector energético que necesita ser producido y no una fuente de energía primaria, requiere de una transformación que lleva implícito un factor de conversión bajo entre energía primaria utilizada y energía útil, es decir un proceso poco eficiente, aunque su capacidad exergética sea muy alta. **Es, por tanto, un recurso limitado que requiere de una reflexión sobre el uso y la escala y progresión de su capacidad de suministro para planificar su impulso y desarrollo.**

La capacidad del hidrógeno, tanto exergética como de almacenamiento y de rapidez de transformación convierten al hidrógeno en un vector ideal para cubrir algunas necesidades que otros sistemas de almacenamiento no pueden realizar por la baja densidad energética en relación con su peso. Aunque quedan muchos interrogantes de carácter económico y técnico que resolver, la simplicidad de su producción mediante hidrólisis del agua puede permitir que la producción de hidrógeno con los vertidos sea una solución para poder aumentar el factor de capacidad y la gestionabilidad de las centrales de generación de electricidad con renovables. Como se analiza en el Capítulo 5, esta opción, por el momento, en términos económicos y de eficiencia en uso de las instalaciones, dista mucho en comparación con otras opciones ya disponibles.

La buena integración de este vector energético contribuiría a complementar algunas de las limitaciones fundamentales de otros vectores sostenibles, como son la



intermitencia y el eventual desfase entre producción y demanda y/o las actuales limitaciones de almacenamiento.

Obviamente, el hidrógeno puede ser un elemento importante en el modelo energético del futuro, pero sin perder de vista los condicionantes intrínsecos que tiene como vector energético secundario. Su disponibilidad, según los diferentes modelos de producción, y sus características económicas o de eficiencia en la transformación, nunca lo deben convertir en un elemento básico, sino, más bien, en uno específico para resolver la necesidad de almacenar energía en sistemas autónomos, de mejorar la flexibilización del sistema o de cubrir necesidades energéticas de características muy específicas.

Conociendo al hidrógeno

El papel del hidrógeno en la
transición energética



FUNDACIÓN
RENOVABLES

2. Conociendo al hidrógeno

El hidrógeno es incoloro, inodoro, insípido e imperceptible por los sentidos humanos. Es el elemento más ligero, simple y pequeño de la tabla periódica, que en Condiciones Normales (CN, temperatura de 0 °C y presión de 1 atm) se encuentra en estado gaseoso y en forma molecular. Este gas es el elemento más abundante del universo y el décimo de la corteza terrestre, pero no en estado libre ya que siempre está adherido a otros elementos formando compuestos químicos, como con el carbono, en el caso de los hidrocarburos o la materia orgánica (C_yH_x), con el oxígeno, en el caso del agua (H_2O), o con el nitrógeno, en el amoníaco (NH_3), entre otros muchos más. Para poder obtenerlo, es necesario, por tanto, una materia prima que lo contenga y una fuente de energía para poder disociarlo (separarlo). **El hidrógeno es, por tanto, un vector energético, porque necesita de un aporte de energía inicial para poder obtenerlo en estado puro.**

La razón por la que es poco abundante en la atmósfera terrestre es debido a que su pequeña masa hace muy difícil su retención en el campo gravitatorio terrestre, además de que reacciona con otros compuestos químicos. El H_2 no es un GEI, sin embargo, es capaz de cambiar las proporciones de GEI en las distintas capas de la atmósfera. Según el informe [Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing](#), del IPCC [1], la presencia de hidrógeno en la estratosfera aumenta las concentraciones de vapor de agua y afecta a las concentraciones de ozono (O_3). En la troposfera da lugar a la producción de O_3 y al aumento del CH_4 , extendiendo los efectos de vida de estos GEI.

El hidrógeno posee un alto contenido energético en peso, pero no en volumen. Por regla general, los líquidos ocupan hasta 1.000 veces menos espacio que los gases no comprimidos. En el caso concreto del hidrógeno, la relación de volumen entre sus estados líquido y gaseoso es de, aproximadamente, 1:850, es decir, un litro de hidrógeno líquido en forma de gas sin comprimir ocuparía unos 850 litros. Por esta razón se comprime y almacena a altas presiones para obtener una mayor densidad energética (cantidad de energía acumulada en forma de H_2 por unidad de volumen). Sin embargo, al ser una molécula muy pequeña, de baja viscosidad y gran facilidad de difusión en el medio, es propenso a las fugas. En un entorno abierto se elevará y dispersará rápidamente ya que el hidrógeno es 14 veces más ligero que el aire, lo que supone una ventaja de seguridad. Sin embargo, en un espacio cerrado, las fugas de hidrógeno pueden acumularse, lo que sumado a su alta velocidad de inflamación y a sus amplios límites de inflamabilidad en el aire, podrían hacer que la acumulación alcanzase una concentración inflamable, siendo un riesgo a tener en cuenta, sobre todo en mezclas de hidrógeno en espacios como tuberías o conductos. Además de





estos peligros, como cualquier gas distinto al oxígeno, a partir de determinadas concentraciones, es asfixiante. Por ello, es necesaria una ventilación adecuada y el uso de sensores de detección pues el hidrógeno es imperceptible por los sentidos humanos.

El hidrógeno, a presión atmosférica licúa a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ y solidifica a $-262\text{ }^{\circ}\text{C}$, temperaturas muy próximas al límite del cero absoluto ($0\text{ K} = -273,15\text{ }^{\circ}\text{C}$), por lo que, si entra en contacto con la piel humana, puede causar quemaduras criogénicas o daños pulmonares en caso de inhalación. El almacenaje del H_2 líquido suele realizarse a presiones de hasta 10,2 atm y en recipientes criogénicos para mantener estas temperaturas extremadamente frías. Si se produce una fuga de hidrógeno líquido y se derrama sobre una superficie a temperatura ambiente, este hervirá y sus vapores se expandirán con rapidez debido a la rapidez del cambio de fase líquida a gaseosa que experimenta el hidrógeno. En este proceso de cambio de estado, el hidrógeno líquido aumentará 850 veces su volumen (y su presión si está confinado) al calentarse hasta la temperatura ambiente. Por ello, si el hidrógeno líquido está confinado y se calienta sin que exista alivio de presión, es posible que se alcancen presiones muy elevadas que puedan hacer explotar el recipiente, aumentando, en tales circunstancias, la posibilidad de una ignición del H_2 . Por tanto, los sistemas de hidrógeno deben llevar incorporados dispositivos de ventilación y alivio de presión para garantizar la seguridad.

Características del hidrógeno frente a otros combustibles

La combustión de hidrógeno se caracteriza por ser más rápida que la de otros combustibles, resultando una rápida liberación de calor por su buena conductividad térmica y por producir vapor de agua como subproducto de la combustión. Según [Hydrogen Tools](#), [2] el hidrógeno arde con una llama azul pálido que es casi invisible a la luz del día, aunque perceptible por la noche, por lo que es casi imposible de detectar por los sentidos humanos, salvo por las impurezas u otros materiales en combustión que introducirán color en la llama. Además, las llamas de hidrógeno irradian poco calor infrarrojo (IR), pero una importante radiación ultravioleta (UV). Esto significa que cuando alguien está muy cerca de una llama de hidrógeno, la sensación de calor es escasa, lo que hace que el contacto involuntario con la llama sea una causa de accidente no perceptible. La sobreexposición a los rayos UV también es preocupante, ya que puede provocar efectos similares a los de las quemaduras solares. Por ello, casi siempre, en los sistemas de hidrógeno se instalan sensores de detección para identificar rápidamente cualquier fuga y minimizar la posibilidad de que se produzcan llamas no detectadas.

El hidrógeno es aproximadamente 14 veces más ligero que el aire, 8 veces más que el gas natural, 22 que el propano, 30 que el butano, 50 que la gasolina, 57 que el gasóleo y 86 que el queroseno. Con respecto a otros combustibles alternativos derivados del H₂ es 9 veces más ligero que el amoníaco, 16 que el metanol y 23 que el etanol.

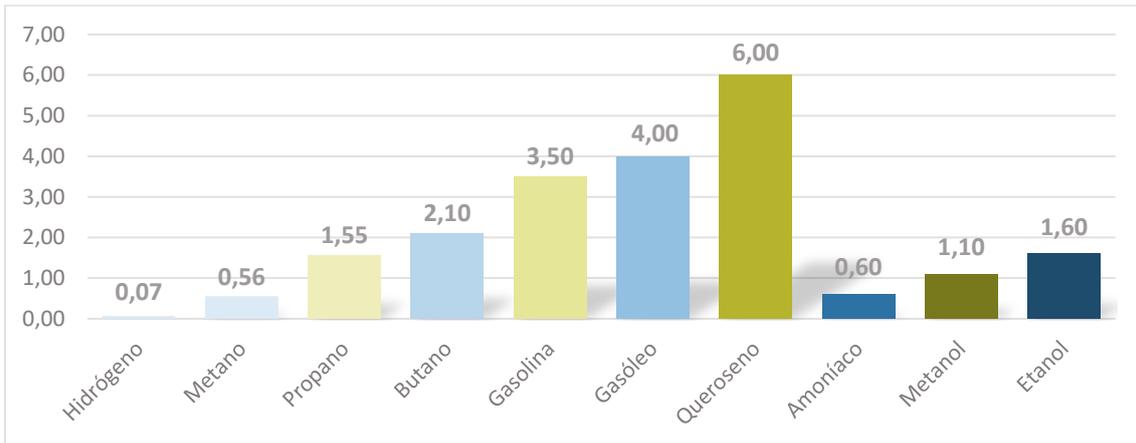


Figura 1. Densidad relativa de los combustibles con respecto al aire.
Fuente: Pubchem.[3]Elaboración propia.

La temperatura de autoignición del hidrógeno, temperatura mínima a presión atmosférica a la que un combustible en contacto con el aire inicia la reacción de combustión espontáneamente sin necesidad de una fuente de energía externa, es similar a la del gas natural, 585 °C y 540 °C, respectivamente.

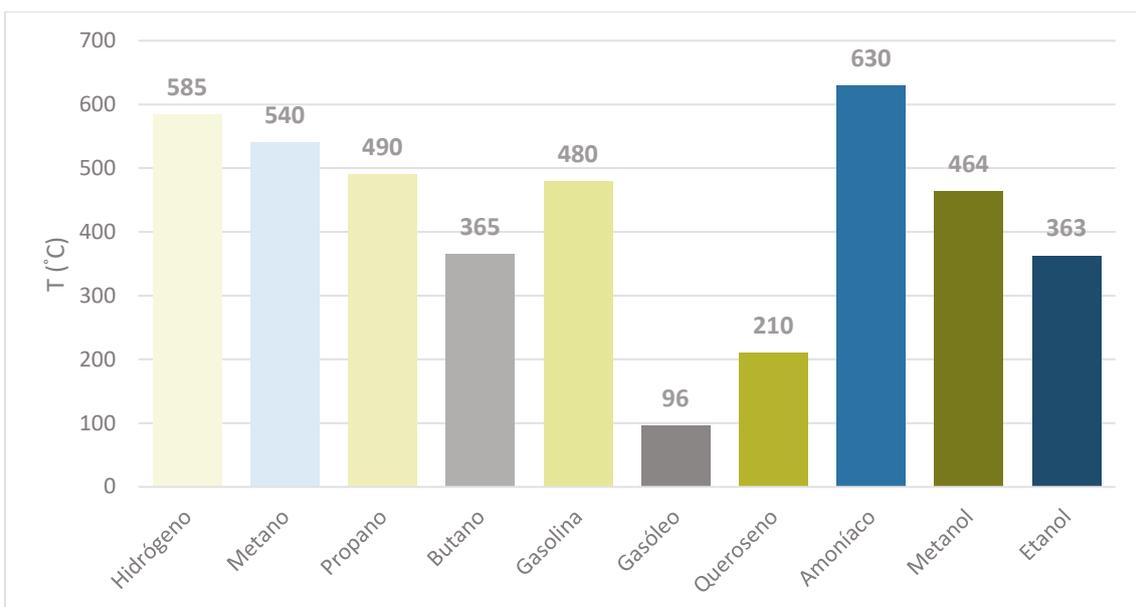


Figura 2. Temperatura de autoignición en el aire para varios combustibles.
Fuente: Pubchem. [3]Elaboración propia.



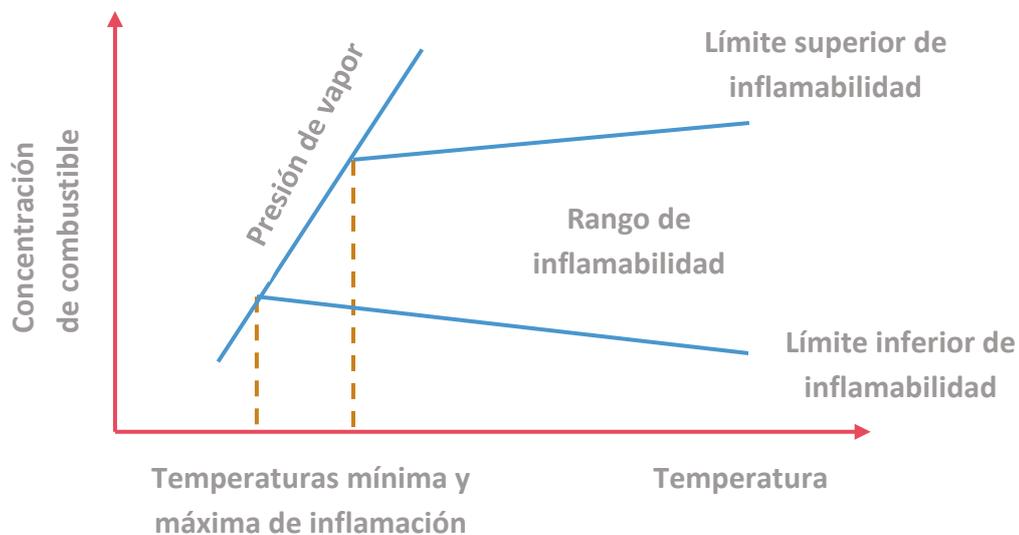


Figura 3. Diagrama explicativo del rango de inflamabilidad.

Fuente: [Bizcaia-Diputación Foral](#) [4]. Elaboración propia

El rango de inflamabilidad, definido como las concentraciones mínimas y máximas del gas en mezcla con el aire, del hidrógeno (entre el 4% y el 75% en el aire) es muy amplio en comparación con otros combustibles como se puede apreciar en la figura 4, por lo que la energía mínima necesaria para iniciar la combustión del hidrógeno en condiciones óptimas de combustión (relación volumen hidrógeno-aire del 29%), es mucho menor que la requerida para otros combustibles. Aunque a bajas concentraciones de hidrógeno en el aire, la energía necesaria para iniciar la combustión es similar a la de otros combustibles fósiles.

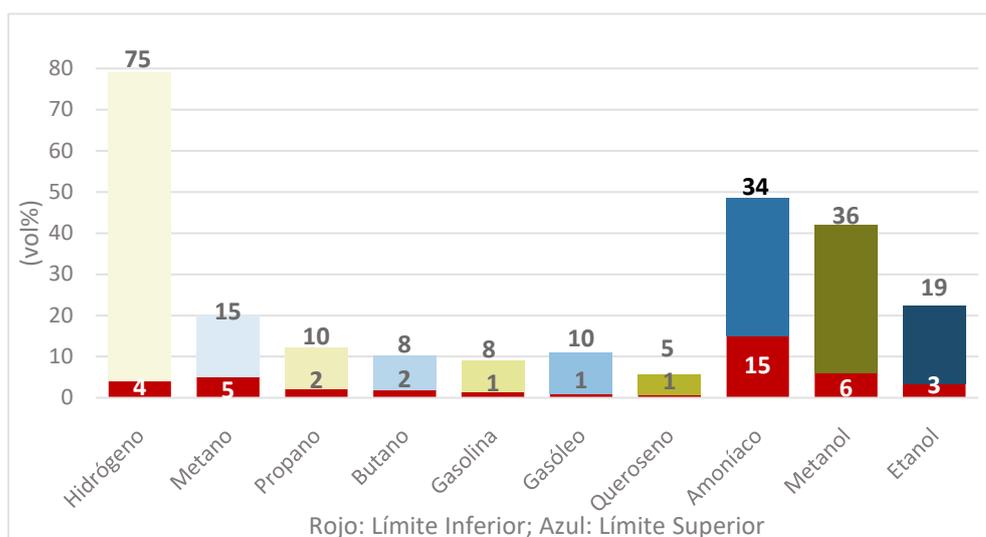


Figura 4. Límites de inflamabilidad en aire para varios combustibles.

Fuente: [Pubchem](#). [3] Elaboración propia.



El metano, como combustible gaseoso, es el que mayor rango de inflamabilidad tiene a bajas concentraciones en aire. Con respecto a los combustibles sintéticos derivados del H₂, podemos apreciar que poseen un rango de inflamabilidad mayor que los fósiles, aunque no tan amplio como el del H₂.

Con respecto al punto o temperatura de inflamación, temperatura mínima a la que un combustible mezclado con un comburente da lugar a que se produzca la combustión aplicando energía (por ejemplo, una chispa), podemos apreciar como para el queroseno, el metanol y el etanol se alcanza a una temperatura en condiciones ambientales típicas, pudiendo producirse con mayor probabilidad una inflamación de estos, siempre que la proporción de comburente sea alta.

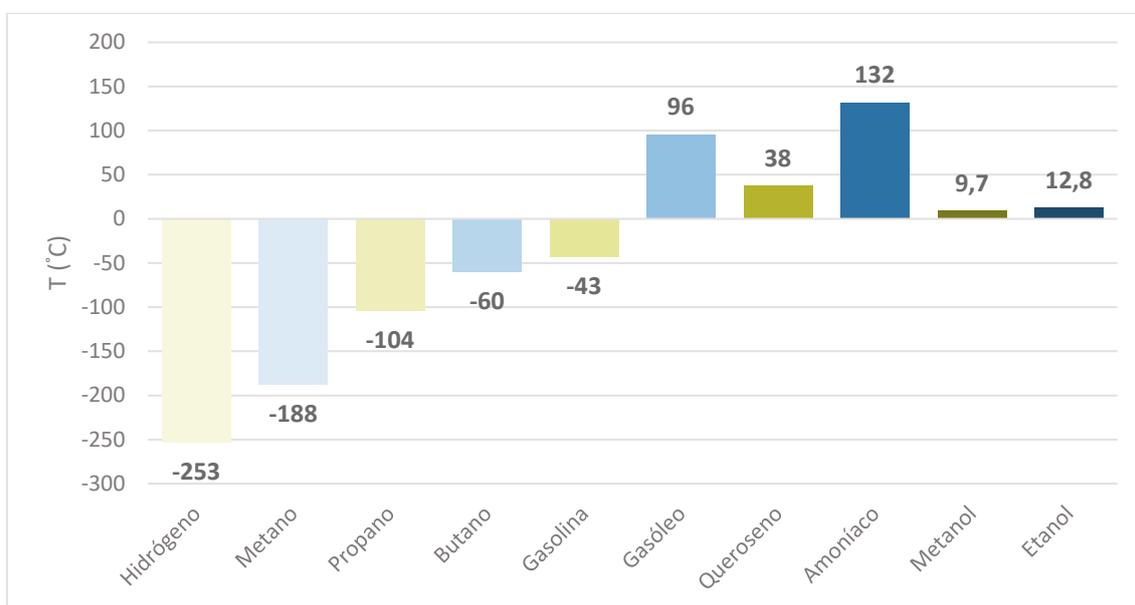


Figura 5. Punto de inflamación para varios combustibles.
Fuente: Pubchem. [3] Elaboración propia.

La cantidad de energía contenida en 1 kg de H₂ es, como mínimo, 2,5 veces la contenida en 1 kg de cualquier combustible fósil. Concretamente, 1 kg de H₂ equivale a la energía contenida en 2,5 kg de GN, 2,8 kg de gasolina, 2,8 kg de diésel, 6,5 kg de amoníaco, 6,0 kg de metanol y 4,5 kg de etanol.



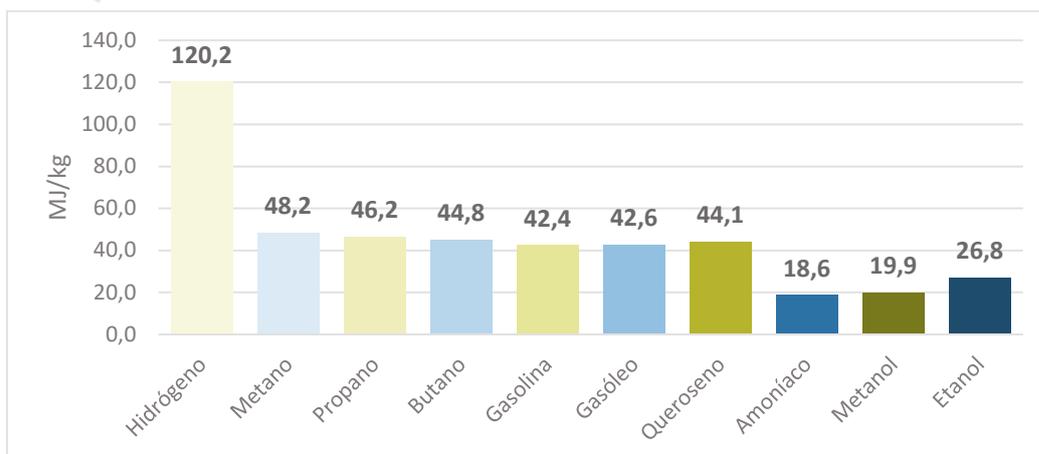


Figura 6. Poder calorífico Inferior de varios combustibles.
Fuente: Pubchem. [3] Elaboración propia.

Para poder comparar la densidad volumétrica del hidrógeno respecto a los demás combustibles estudiados, se ha realizado la siguiente gráfica:

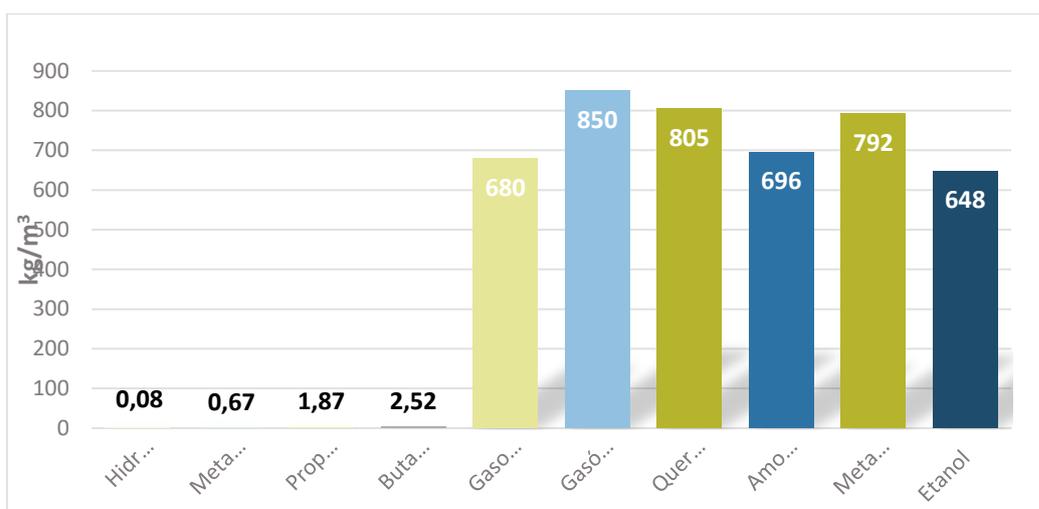


Figura 7. Densidad volumétrica para varios combustibles.
Fuente: Pubchem. [3] Elaboración propia.

La densidad del hidrógeno es de $0,08 \text{ kg/m}^3$, la menor en comparación con los demás combustibles. Por ejemplo, entre los diferentes gases, el butano tiene una densidad 30 veces mayor que el hidrógeno. Si hablamos de combustibles líquidos, el gasóleo tiene una densidad 10.000 veces mayor y el amoníaco 8.000 veces mayor.

La siguiente tabla recoge un resumen comparativo de las propiedades de los diferentes gases y combustibles que, en un determinado momento, pueden ser sustitutivos unos con otros.



Propiedades en CE		Hidrógeno	Metano	Propano	Butano	Gasolina	Gasóleo	Queroseno	Amoníaco	Metanol	Etanol
Formula química		H₂	CH₄	C₃H₈	C₄H₁₀	C_xH_y (x=4-12)	C₁₂H₂₆	C₁₀-C₁₆	NH₃	CH₃OH	C₂H₆O
Peso molecular (g/mol)		2,02	16,04	44,10	58,12	100 - 105	211,70	170,00	17,03	32,04	46,07
Densidad (kg/m ³)		0,08	0,67	1,87	2,52	680	850	790-820	0,73	792	648
Densidad relativa del aire		0,07	0,56	1,55	2,10	3,0 - 4,0	4,00	6,00	0,60	1,10	1,60
Punto de ebullición normal (°C)		-252,80	-161,50	-42,10	-1,00	27 - 225	180 - 360	150-280	-33,41	64,70	78,29
Poder calorífico Inferior (MJ/kg)		120,2	48,2	46,2	44,8	42,4	42,6	44,1	18,6	19,9	26,8
Punto de inflamación (°C)		< -253	-188,00	-104,00	-60,00	-43,00	52 - 96	38,00	132,00	9,70	12,80
Límite de inflamabilidad en aire (vol. %)	Mín.	4,00	5,00	2,10	1,80	1,40	1,00	0,70	15,00	6,00	3,30
	Máx.	75,00	15,00	10,10	8,40	7,60	10,00	5,00	33,60	36,00	19,00
Temperatura de autoignición en el aire (°C)		585	540	490	365	230 - 480	52 - 96	210	630	464	363

Tabla 1. Cuadro resumen de las diferentes características de los combustibles, atendiendo a las figuras anteriores.

Fuente: Pubchem. [3] Elaboración propia.



Origen y tecnologías de producción del hidrógeno

El papel del hidrógeno en la
transición energética



FUNDACIÓN
RENOVABLES

3. Origen y tecnologías de producción del hidrógeno

Como se ha comentado anteriormente, el hidrógeno es un vector energético porque su obtención necesita de un aporte de energía. Por lo tanto, será un vector sostenible o no, dependiendo de si lo son las fuentes de energía primarias y los procedimientos de producción utilizados. Actualmente se etiquetan las distintas formas de obtener el hidrógeno, identificándolas por colores, un procedimiento que tiende a aligerar las diferencias entre las opciones y que se está convirtiendo en uno de los instrumentos más claros de *greenwashing*.

Alrededor del 95% de la producción mundial actual de hidrógeno se realiza en base a combustibles fósiles y, por ejemplo, según el informe [The Future of Hydrogen \[5\]](#) de la Agencia Internacional de la Energía (IEA en sus siglas en inglés), en 2018 esa producción provocó la emisión de 830 millones de toneladas de CO₂. La producción de hidrógeno a partir del agua utilizando electricidad y biomasa es sólo de un 4% y de un 1%, respectivamente. En España el 99% del hidrógeno producido tiene su origen en el gas natural.

Respecto a los métodos de producción, encontramos tecnologías muy diferentes y con grados de madurez dispares, incluso dentro de un mismo principio, proceso, disciplina o método. En la figura 8 se indican los distintos procesos de producción de hidrógeno, según el tipo de reacción química que tiene lugar:

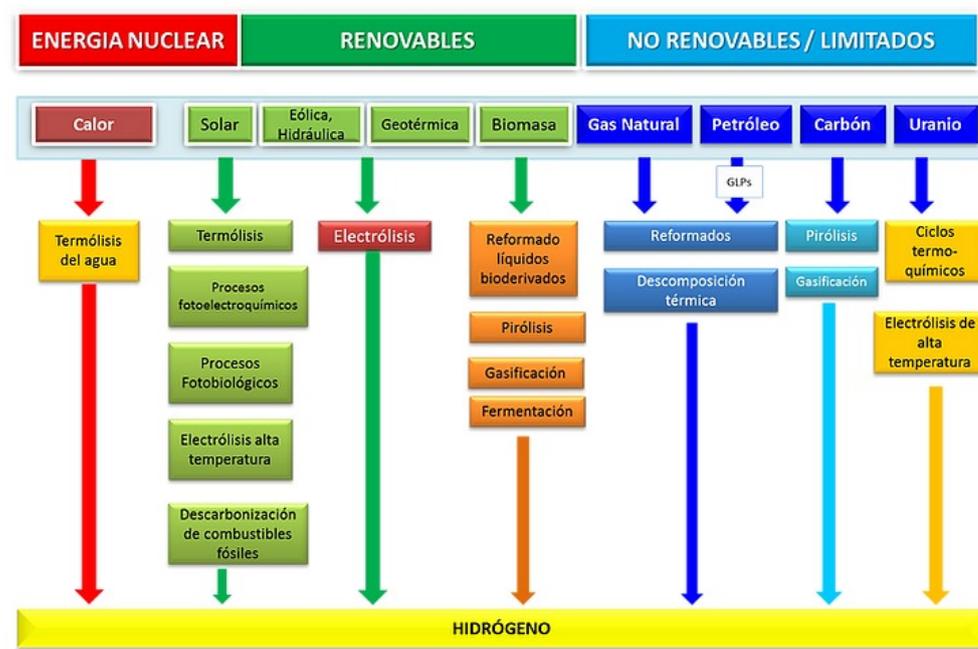


Figura 8. Procesos de producción de hidrógeno en función de la fuente de energía utilizada.
Fuente: [Hidrógeno Website](#). [6]





Los procesos más utilizados para la producción de hidrógeno son:

Procesos termoquímicos

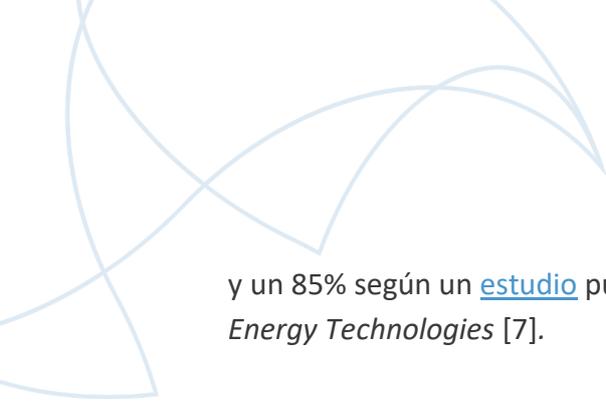
Los procesos de producción de hidrógeno más habituales son termoquímicos, como la gasificación y el reformado. En cuanto al combustible se procura utilizar el que tenga la relación atómica H/C (relación entre los átomos de hidrógeno (H) y los de carbono (C)) más elevada, para conseguir una mayor producción de H₂ por combustible consumido.

Su relativo bajo coste, en comparación con el resto de los procedimientos, y su composición química hacen que el gas natural sea la principal fuente de energía a nivel mundial con la que se produce hidrógeno. El gas natural está formado principalmente por metano (CH₄), cuyas moléculas constan de 4 átomos de hidrógeno (H) por cada átomo de carbono (C), por lo que en la extracción del H₂ de su estructura química se genera una mayor cantidad en comparación con otros hidrocarburos de cadena más larga y mucho más que con el carbón o la biomasa, en los que el H₂ proviene principalmente de utilizar agua como agente oxidante.

Reformado de gas natural

El reformado es el proceso químico por el cual se extrae hidrógeno de un combustible gaseoso (generalmente gas natural). Existen tres métodos, dependiendo del agente oxidante utilizado en la reacción, y el más utilizado en España es el vapor de agua, conocido como **reformado de metano con vapor de agua** (*Steam Methane Reforming, SMR*, en inglés). Se trata de una tecnología de producción madura que requiere de altas temperaturas (700-1.100 °C) en presencia de un catalizador para acelerar la reacción y de agua como agente oxidante.

Las altas temperaturas requeridas en el reformador se consiguen mediante la quema de combustible externo (gas natural u otros hidrocarburos) y son necesarias para llevar a cabo la reacción química altamente endotérmica de descomposición parcial del gas natural (CH₄) en CO y H₂O, una reacción que consume gran cantidad de energía. Para aumentar la cantidad de H₂ formado, este gas de síntesis debe someterse a la reacción de desplazamiento con vapor de agua (*Water Gas Shift, WGS*). Mediante esta reacción química, ligeramente exotérmica, se permite ajustar la relación H₂/CO haciendo reaccionar el CO del gas de síntesis con vapor de agua, formando CO₂ e H₂. De esta forma, el hidrógeno con un alto grado de pureza puede obtenerse a partir del WGS, tras la posterior eliminación del CO₂ formado en la reacción del gas de síntesis con el vapor de agua. El reformado de gas natural puede alcanzar eficiencias de entre un 74%



y un 85% según un [estudio](#) publicado en la revista científica *Materials Science for Energy Technologies* [7].

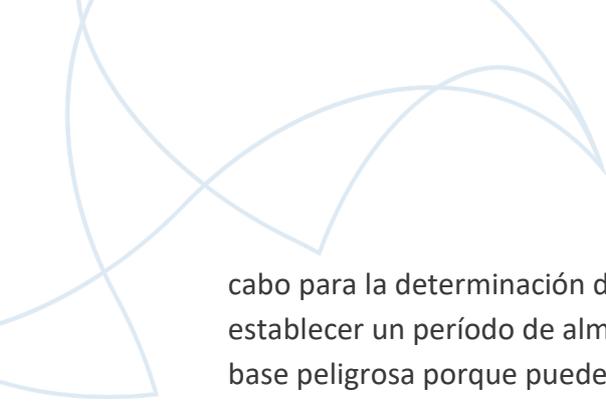
Al igual que el proceso de gasificación, es un método de producción que libera CO₂, además de otros GEI, con el impacto medioambiental que ello implica. Se estima que por cada tonelada de hidrógeno se emiten entre 9 y 11 toneladas de CO₂, teniendo en cuenta únicamente el uso de energía y las emisiones del proceso de reformado, despreciando las posibles fugas de metano. Alrededor del 33% de las emisiones finales se debe a la quema de combustibles fósiles para la producción del calor necesario en el proceso de reformación. A nivel mundial, la generación de hidrógeno por reformado de GN supone unas emisiones de 630 Mt anuales.

Al proceso de producción de H₂ por gasificación y reformado se le puede incorporar un sistema de captura de carbono y almacenamiento (CCS, por sus siglas en inglés) y/o utilización (CCSU y CCU), para reducir su impacto medioambiental asociado. Si el CO₂ es capturado de la emisión de fuentes de biomasa se conoce como **bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS, por sus siglas en inglés)** y si es **con captura directa de aire se conoce como DAC**, por sus siglas en inglés (Direct Air Capture).

Estos sistemas utilizan una tecnología costosa, inmadura y no probada a gran escala. Además, sus tasas de captura de CO₂ han sido reducidas, presentan filtraciones de gases a la atmósfera y consumen grandes cantidades de energía eléctrica para capturar y almacenar CO₂. Muchos de los proyectos CCS financiados por la Unión Europea (UE) han sido descartados y catalogados como fallidos. Los proyectos actuales más avanzados de sistemas CCS sólo logran alrededor de un 33% de captura de los gases de combustión, a pesar de que las predicciones señalan un objetivo de entre el 85% y 95% para el futuro, por lo que, en caso de lograrlo, entre el 5% y 15% de todo el CO₂, hipotéticamente capturado, se filtrará y se escapará de nuevo a la atmósfera. En el proceso de combustión también se emiten otros gases y material particulado del que muchas veces nos olvidamos y que merecen especial atención, pues el objetivo final es la reducción general de los GEI y la mejora de la calidad del aire.

Este sistema implica la captura de CO₂, pero también el transporte y almacenamiento, por eso es tan importante el sistema de captura de carbono como la eficiencia del almacenamiento y/o uso del CO₂ capturado. Por ejemplo, para poder inyectar CO₂ en determinadas formaciones geológicas (yacimientos de gas, acuíferos agotados o cavernas de sal) se requiere de una compresión del gas para alcanzar tales profundidades, lo que supone un consumo elevado de energía. Estudios llevados a





cabo para la determinación del impacto ambiental de esta alternativa, suelen establecer un período de almacenamiento de al menos 100 años, una consideración de base peligrosa porque puede poner en peligro todos los esfuerzos destinados a la descarbonización de la economía.

Alternativamente al sistema CCS de almacenamiento, las principales aplicaciones que se proponen mediante CCU son almacenar el dióxido de carbono capturado en viejos pozos de petróleo para mejorar la recuperación del petróleo o emplearlo para producir combustibles sintéticos, lo que, irónicamente, supone aumentar la disponibilidad de combustibles contaminantes.

Al hidrógeno obtenido a partir del reformado de gas natural se le ha asignado el color gris y si dicho proceso incluye el sistema CCS/U, se le asigna el color azul o la etiqueta de bajas emisiones. Esta baja eficiencia no es razón suficiente para que el hidrógeno limpie su procedencia al alcanzar un **color azul, más bien encierra el inicio de su blanqueo como energía sostenible.** Su precio en la actualidad, alrededor de 1-1,5 €/kg, sin incluir la captura de carbono, dificulta, aunque sea desde una base de cálculo no homogénea, la migración hacia modelos más sostenibles de producción no dependientes de combustibles fósiles y, por tanto, libres de emisiones. Sin embargo, poco a poco se irán equiparando a medida que aumente su precio mediante la incorporación de los impactos ambientales asociados y se vayan reduciendo los costes de las alternativas renovables mediante el desarrollo de la tecnología. Por otro lado, los precios de la electricidad deben reflejar la realidad de la generación con renovables y no el marginalismo de la generación con gas natural, proceso que enmascara esa realidad por el papel de juez y parte del proceso del gas natural.

Gasificación

La gasificación es un proceso por el cual los combustibles líquidos o sólidos ricos en carbono (biomasa, carbón, derivados del petróleo...) se convierten en gas, denominado **gas de síntesis**. El gas de síntesis (o *syngas*, en inglés) es un gas cuya composición principal es una mezcla variable de cantidades de monóxido de carbono (CO) y H₂, estando presentes a menudo y en menor proporción otros gases como CO₂, CH₄, vapor de agua...

Durante este proceso de gasificación se realiza una oxidación parcial, para una combustión incompleta a muy altas temperaturas (entre 800 y 1.800 °C, según el proceso y la materia prima), mediante el control de la cantidad del agente oxidante (oxígeno y/o vapor) empleado en la reacción. Por lo general, el vapor de agua (H₂O), por la presencia de H₂ en su molécula, suele añadirse como agente oxidante para incrementar la composición de hidrógeno del gas de síntesis producido tras la





gasificación. Dicha reacción se realiza en presencia de un catalizador para aumentar la velocidad de reacción de gasificación y disminuir el tiempo requerido. Dependiendo del tipo de catalizador se requiere una menor o mayor presión y temperatura para llevar a cabo el proceso.

Por otro lado, dependiendo de la composición y calidad de la materia prima, así como del tipo de gasificador, el gas de síntesis resultante contendrá bajos niveles de hidrocarburos y trazas de diversos componentes procedentes de la materia prima o formados durante la gasificación (especialmente en el caso de la biomasa).

Son preocupantes los intentos de considerar este gas de síntesis, aunque sea procedente de biocombustibles, como un gas renovable, sin tener en cuenta que la consideración de renovable está relacionada con que el consumo sea inferior a la reposición y una más que discutible sostenibilidad en la producción de combustibles de primera generación que lleva implícita la deforestación y el desvío de la producción agraria alimentaria a la industrial o energética.

En esta línea, el sector petrolero ha promovido un más que discutible apoyo a este tipo de combustibles en base a una estrategia definida como de neutralidad tecnológica sin que esta se circunscriba a todo el proceso y, por lo tanto, pueda validarse.

La presencia de moléculas inertes afecta a la pureza del H₂ sintetizado y deben ser eliminadas mediante un pretratamiento de la materia prima antes de su gasificación y con el posterior acondicionamiento del gas de síntesis producido para la separación de los componentes no deseados.

Debido a la baja relación hidrógeno/carbono (H/C) del carbón y la biomasa, el gas de síntesis obtenido es rico en óxidos de carbono (CO y CO₂) y deficiente en hidrógeno. Por lo tanto, al igual que tras el proceso de reformado de metano, este debe someterse al proceso de WGS para hacer reaccionar con vapor de agua los componentes principales del gas de síntesis producido y aumentar así la cantidad de hidrógeno formado.

La eficiencia del proceso de sintetización de H₂ es mayor para la gasificación del carbón que para la de la biomasa. De forma general, y en base al poder calorífico inferior de los combustibles, la gasificación puede alcanzar eficiencias del orden del 30% al 40%.

Al hidrógeno obtenido a partir de la gasificación del carbón se le han asignado los colores negro o marrón y en su producción se generan 19 tCO₂/tH₂. Por lo tanto, una opción que presenta este proceso es la posibilidad de poder capturar y almacenar este CO₂ y así conseguir reducir las emisiones a la atmósfera.



Pirólisis

Alternativamente a los procesos convencionales de sintetización del H₂ a base de procesos termoquímicos, existe una tecnología novedosa por la cual el metano o diversos combustibles como la biomasa o diferentes hidrocarburos, se someten a pirólisis (proceso a altas temperaturas, entre 800 °C y 1.200 °C, en ausencia de oxígeno), dando lugar como subproducto a **carbono en forma sólida**. La eficiencia en el proceso de conversión del combustible empleado a hidrógeno está entre el 35% y el 50%, similar a la del proceso de gasificación.

A diferencia del reformado de metano, al no utilizar un agente oxidante (y, por tanto, ningún compuesto químico que contenga oxígeno en su molécula) en la descomposición del metano, se reduce la posibilidad de producción de óxidos de carbono (CO₂ o CO) y, como el carbono se encuentra en estado sólido, no es necesario ni separarlo del H₂ gaseoso ni el proceso de reacción química WGS.

Mediante este método se producen tres toneladas de residuo de carbono puro en estado sólido por cada tonelada de hidrógeno, subproducto que podría ser empleado en diferentes procesos industriales como la producción de pigmentos o polímeros, entre otros.

Al hidrógeno obtenido a partir de la pirólisis del gas natural se le ha asignado el color turquesa y en la literatura también aparece con la etiqueta de H₂ de bajas emisiones.

Termólisis

La termólisis es un proceso que se basa en la división de la molécula del agua mediante una reacción química exotérmica denominada hidrólisis, por la cual la molécula del agua (H₂O) se disocia (separa) en sus elementos constituyentes H₂ (recurso) y O₂ (como subproducto de la reacción química). **La termólisis es una forma de producir la hidrólisis del agua**, por la que la energía requerida para llevar a cabo esta reacción se entrega únicamente como energía térmica, lo que requiere de temperaturas muy elevadas de aproximadamente 2.500 °C. La eficiencia global del proceso está entre un 20% y un 45%.

Procesos electroquímicos

Los procesos electroquímicos se basan en la hidrólisis del agua, una reacción en la que se utiliza energía eléctrica, conocido como **electrólisis del agua**, principio por el cual una corriente eléctrica continua pasa por el electrodo cargado positivamente (ánodo)





al electrodo cargado negativamente (cátodo) sumergidos en el agua mezclada con una sustancia (electrolito) encargada de mejorar la conductividad eléctrica del agua al reducir la resistencia al paso de la corriente a través del agua. Al igual que en las reacciones termoquímicas, en las electroquímicas también pueden añadirse catalizadores (electrocatalizadores) a las superficies del electrodo que se encargan de incrementar la velocidad de las reacciones químicas, mejorando la transferencia de electrones entre los electrodos y los reactivos.

Mediante la corriente eléctrica se separa (disocia) la molécula del agua (H_2O) en sus elementos constituyentes H_2 (recurso) y O_2 (como subproducto de la reacción química), que se liberan en la superficie de los electrodos (el hidrógeno se produce en la superficie del cátodo, mientras que el oxígeno aparecerá en el ánodo) en estado gaseoso. Tras la suma de las reacciones químicas que tienen lugar en ambos electrodos (cátodo y ánodo), el número de moléculas de H_2 producidas duplica el número de moléculas de O_2 . Además, el número de electrones transportados a través de los electrodos es el doble del número de moléculas de H_2 producidas y el cuádruple del número de moléculas de O_2 obtenidas.

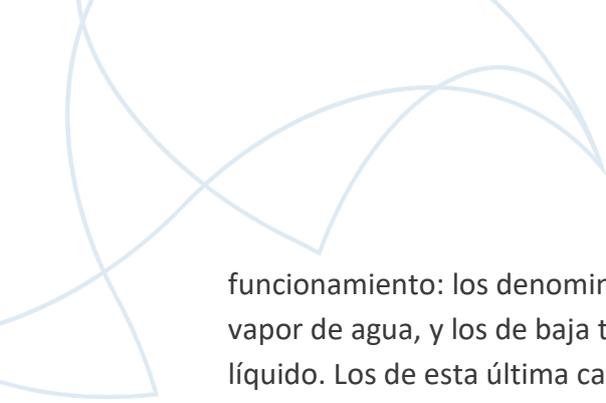
En la electrólisis del agua la energía eléctrica es la fuente principal para realizar las reacciones electroquímicas endotérmicas. Dada la estabilidad de la molécula del agua, se necesita un consumo elevado de electricidad. Por ello, los electrolizadores no siempre se proponen para que funcionen con agua a temperatura ambiente.

Termodinámicamente las altas temperaturas de operación son beneficiosas ya que reducen la corriente eléctrica necesaria para llevar a cabo la electrólisis, aumentando la cinética (velocidad) de la reacción de hidrólisis y disminuyendo las pérdidas eléctricas en la célula. Por tanto, la termoelectrólisis permite que una fracción significativa de la energía requerida para llevar a cabo la reacción se entregue como energía térmica, de modo que la demanda de energía eléctrica se reduce considerablemente y, por lo tanto, el coste de producción de hidrógeno, en comparación con la electrólisis de baja temperatura.

Así pues, para llevar a cabo el proceso de electrólisis se requiere de agua desmineralizada (para evitar la deposición de minerales y, en consecuencia, de reacciones electroquímicas indeseadas) como materia prima, de electricidad y/o de una fuente de energía térmica.

El proceso de electrólisis se lleva a cabo en los electrolizadores, de los que principalmente existen dos grandes categorías según su temperatura de





funcionamiento: los denominados de alta temperatura (700-1000 °C), al trabajar con vapor de agua, y los de baja temperatura (70-80 °C) que emplean agua en estado líquido. Los de esta última categoría, a su vez, se dividen en dos tipos: los electrolizadores de baja temperatura que funcionan en medio ácido y los que lo hacen en medio básico. Estos últimos son los más abundantes ya que no necesitan metales preciosos como el platino o el iridio, que son imprescindibles para los primeros. Los principales modelos son los alcalinos (AEC por sus siglas en inglés, *Alkaline Electrolysis Cell*), de membrana de intercambio protónico (PEM por sus siglas en inglés, *Proton Exchange Membrane*) y los de óxido sólido (SOEC por sus siglas en inglés, *Solid Oxide Electrolyser Cell*). La principal diferencia entre ellos se debe al material empleado como electrolito.

La tecnología de electrolizadores más desarrollada actualmente y con menor coste de inversión es la de los sistemas AEC. Sin embargo, como consecuencia de las características del electrolito empleado en dicho electrolizador, se consiguen bajas producciones de H₂ en comparación con otras tecnologías de electrólisis.

La industria se está decantando cada vez más por la tecnología PEM, a pesar de que actualmente su vida útil sea la mitad y su precio más elevado que el de la alcalina. Esto se debe a que poseen unos rendimientos similares, pero con una mayor flexibilidad de operación y menor tiempo de respuesta, además de una mayor capacidad de producir H₂ ya comprimido (alrededor de 30 bar). Pero, sobre todo, es la flexibilidad de operación, pensando en el uso de los vertidos de la electricidad generada con renovables en sistemas híbridos sobre potenciados y las aplicaciones en las que se requiera de H₂ a altas presiones (como por ejemplo en la movilidad), lo que favorece su aplicación en aquellos casos en los que se compense el mayor coste de capital asociado, principalmente, a los componentes más costosos que se emplean en su producción.

Por último, los electrolizadores tipo SOEC, son la tecnología menos madura de las tres y la que requiere de una inversión inicial superior, pero es la que presenta un mayor potencial de mejora de la eficiencia energética entre las configuraciones comerciales, debido a que, en contraposición a los dos electrolizadores anteriores, estos sistemas funcionan a muy altas temperaturas de operación (650-1.000 °C). Una de las ventajas adicionales es su posibilidad de funcionar de forma reversible (RSOC), tanto en modo de electrólisis (SOEC) como en modo pila de combustible (SOFC), produciendo electricidad a partir del hidrógeno.





El elevado consumo de electricidad de un electrolizador hace que aumenten los costes de producción de hidrógeno. Este coste podría minimizarse, y sería competitivo, sólo si la energía de entrada necesaria se suministrara a partir de fuentes de energía renovables de bajo coste. A este **H₂ obtenido a partir de la electrólisis del agua con electricidad de origen 100% renovable se le ha asignado el color verde** o la etiqueta de renovable, al no generar ninguna emisión de CO₂ en toda su cadena de producción.

El hidrógeno “verde” tiene margen de mejora incrementando la capacidad y diversidad de los electrolizadores, reduciendo los costes de sus componentes, todavía elevados, y solventando su baja eficiencia energética, medida como los kg de hidrógeno producido por kWh de electricidad consumida.

Actualmente se requiere de grandes cantidades de energía eléctrica dada las bajas eficiencias de los electrolizadores y la estabilidad de la molécula del agua y de agua desmineralizada. Los electrolizadores que funcionen a temperaturas muy por encima de las ambientales requerirán, además, de una fuente de energía térmica. Para asegurar que la energía térmica suministrada al electrolizador sea de origen renovable, es necesaria la proximidad a fuentes de calor renovables, como la energía termosolar de concentración, la geotermia de alta temperatura o mediante sinergias con otros procesos de los que poder aprovechar el calor residual. Pero, este requisito podría suponer una limitación a la viabilidad económica.

Por regla general, se suele asignar un consumo eléctrico del electrolizador de unos 50 kWh por cada kg de H₂ producido y una eficiencia en torno a un 60% - 80 %. Con respecto al consumo de agua, por ejemplo, para un electrolizador tipo PEM de 10 MW de capacidad como el que se instalará en el proyecto [P2G_{HM}](#) [8] es de unos 16,7 litros de agua por cada kg de H₂ producido.

El hidrógeno renovable producido mediante la electrólisis de agua, utilizando electricidad de origen renovable, tiene un coste de entre 5-7 €/kg. Actualmente, el coste de la electricidad representa la mayor parte del coste de la producción de H₂, en torno al 55% - 60%, y el resto corresponde a los costes relacionados con el electrolizador.

Procesos fotoquímicos

En lugar de aplicar energía eléctrica para proporcionar la energía necesaria para llevar a cabo la hidrólisis, se está estudiando utilizar la irradiación solar directamente (en lugar de aprovechar los fotones para producir electricidad mediante el efecto fotoeléctrico sobre el que se basan las placas fotovoltaicas y alimentar así al





electrolizador) para romper la molécula del agua. Es lo que se conoce como **fotólisis**, intentando imitar el proceso de la fotosíntesis (fotosíntesis artificial). La fotocatalisis, la fotoelectrólisis o la descomposición fotocatalítica, entre otros, son procesos basados en la irradiación del sol como fuente de energía para sintetizar el H₂ a partir del agua, aunque todavía están en una fase inicial de desarrollo con bastante rango de mejora en su eficiencia de conversión.

Procesos bioquímicos

El proceso biológico es otra alternativa para la producción de hidrógeno neutro en carbono. Los métodos principales son: la biofotólisis directa e indirecta, la fotofermentación, la fermentación oscura y el procesamiento metabólico. Sin embargo, son técnicas poco desarrolladas, en proceso de investigación y, por lo general, con bajas eficiencias, además de que los volúmenes de producción de H₂ son menores en comparación con otros métodos de producción.

Comparativa entre procesos

Los hidrocarburos son actualmente las materias primas más utilizadas y el reformado de hidrocarburos el método más usado y económico para la producción industrial de hidrógeno, pero, se producen grandes cantidades de emisiones de CO₂ como consecuencia de emplear materias primas y fuentes de energía basadas en carbono. Es por ello, que **la generación de hidrógeno a partir de fuentes renovables será una de las principales prioridades en el futuro por sus características limpias y sostenibles para el medio ambiente.**

Excluyendo los procesos de conversión de la biomasa por gasificación y pirólisis, la disociación del agua es el método más prometedor para la generación de hidrógeno a partir de fuentes renovables, pues todos los procesos térmicos de producción de H₂ son susceptibles de ser integrados con fuentes de energía renovables térmicas, como la energía solar térmica. Pero, como la madurez tecnológica y económica de las energías renovables se ha alcanzado principalmente en tecnologías de generación de electricidad, apostamos por los procesos de disociación del agua basados en el uso de la electricidad (electrólisis).

Se abre la posibilidad de utilizar la potencia eléctrica generada por encima de la de evacuación en centrales con hibridación de tecnologías o con sobre instalación de potencia, con el fin de aumentar el factor de capacidad para producir hidrógeno, con el fin de almacenarlo para generar en horas de menor producción o como subproducto para otros usos. En este sentido, aunque el coste de oportunidad de la electricidad utilizada es prácticamente cero y se abre una nueva línea para utilizar la producción de





hidrógeno mediante electrólisis como un vector de aprovechamiento de vertidos, como un elemento de cobertura de ciertas necesidades no idóneas para la electricidad o como producción necesaria para mejorar la gestionabilidad del sistema, los resultados obtenidos de diferentes simulaciones están muy lejos de ser una opción viable económicamente.

La rentabilidad de una planta de hidrógeno (€/kg) depende del precio de la electricidad y de las horas de funcionamiento del electrolizador (factor de capacidad), por lo que si sólo funciona en los períodos con excedentes de electricidad se encarece notablemente el precio del H₂.

La producción de H₂ renovable mediante electrólisis es aún una tecnología no competitiva, aunque la comparación no se realice de forma homogénea en todos los procesos al no considerar las externalidades. Según el informe [New Energy Outlook 2020](#), de BloombergNEF [9], se estima que el hidrógeno renovable podría suministrar una cuarta parte de la energía final mundial en 2050 en un escenario de políticas sólidas (legislación de cero emisiones, tarificación del carbono y subvenciones al H₂). Para ello, se requeriría un 38% más de electricidad de la que se produce hoy en día en el mundo. Según estas previsiones, el coste del hidrógeno renovable obtenido por electrólisis podrá ser menor que el hidrógeno obtenido por SMR con CCS para 2050, gracias al descenso de precios de las renovables y, por tanto, de la electricidad empleada. El objetivo se fija en costes inferiores a 1 €/kg, un 85% menor que el de hoy en día. En la siguiente figura se puede observar la proyección de ese descenso de costes entre 0,7 y 1,6 \$/kg para 2050 en la mayor parte del mundo, lo que supondría que fuera más barato que el hidrógeno gris y competitivo con el gas natural, porque el coste de producción del primero apenas bajará entre los 2,5 y los 3,4 \$/kg, mientras que el segundo prácticamente se mantendrá en los 1,4 y los 2,9 \$/kg.



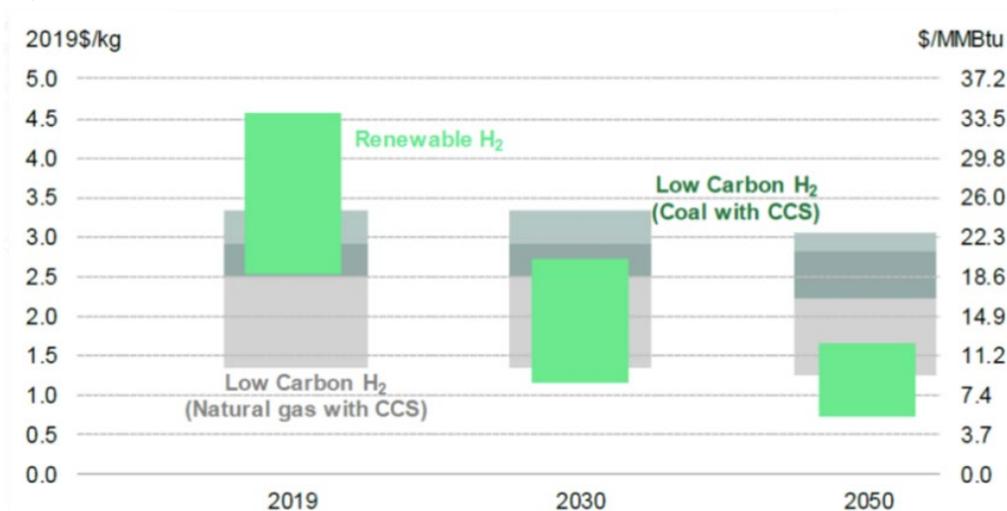


Figura 9. Perspectivas de costes de la producción de hidrógeno.
Fuente: Informe "Perspectivas de una economía de hidrógeno" de BloombergNEF [10].

Según el escenario de 1,5°C recogido en el informe [World Energy Transitions Outlook, 1,5 °C Pathway](#), realizado por IRENA [11], para limitar el calentamiento global en 2050 a 1,5 °C la demanda de hidrógeno deberá aumentar en cinco veces con respecto al consumo actual (de 120 Mt (14 EJ) en 2020 a 614 Mt (74 EJ) en 2050). Para que el hidrógeno y sus derivados (principalmente el e-amoniaco, el e-metanol y el e-queroseno) representen el 12% del consumo final de energía en 2050 (7% corresponde a usos energéticos y el 5% restante a no energéticos), dos tercios se cubrirían con hidrógeno producido con electricidad renovable y el tercio restante con hidrógeno producido por gas natural con CCS (ver Figura 10). Para ello, se necesitará un crecimiento anual medio de 160 GW de electrolizadores, a partir de los 0,3 GW de capacidad instalada en 2020, y alcanzar así una capacidad instalada de 5.000 GW de electrolizadores. Para alimentar esos electrolizadores se necesitarían además unos 20.770 TWh de electricidad (casi el nivel actual de consumo mundial de electricidad), que, junto con la necesaria para producir los portadores derivados del mismo, supondría el 30% del consumo de electricidad en 2050.



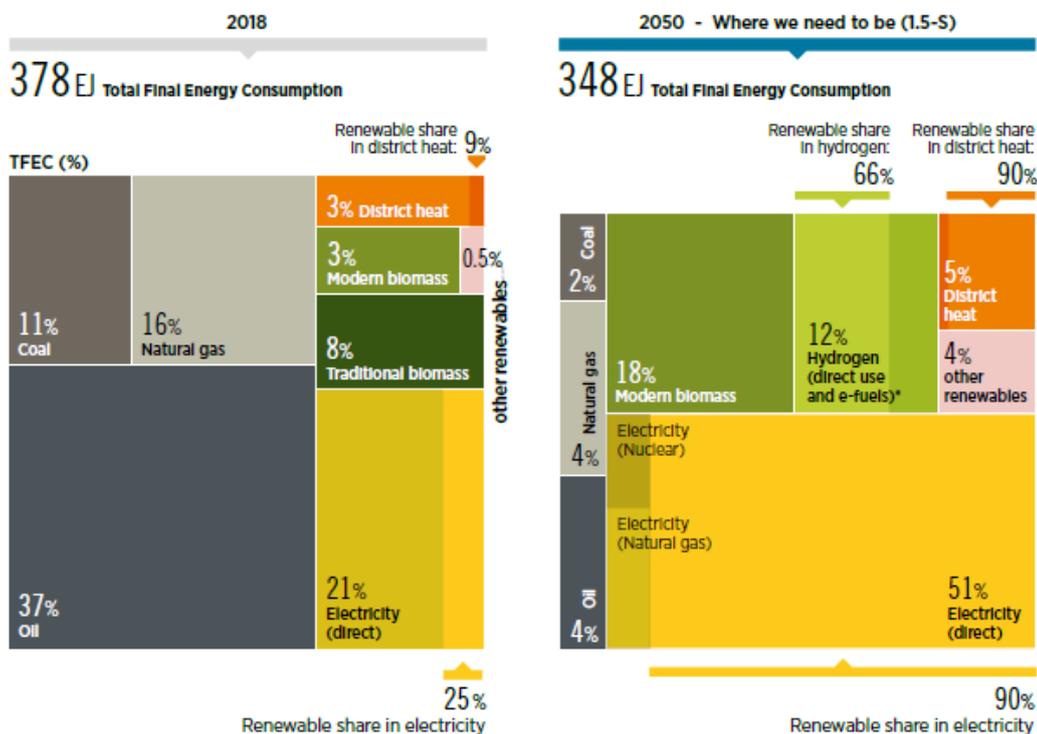


Figura 10. Consumo final de energía por vector energético para los años 2018 y 2050 según el escenario de 1,5 °C proyectado en el World Energy Transitions Outlook, 1,5°C Pathway [11].

Fuente: IRENA.

Con respecto a la brecha de costes entre el hidrógeno producido con electricidad renovable y el hidrógeno producido por gas natural con CCS, dicho informe menciona que esta podría desaparecer entre los próximos 5 a 15 años en muchos países, a medida que los costes de los electrolizadores vayan reduciéndose, en paralelo a los de la electricidad renovable.

Es necesario escalar la producción de electrolizadores para reducir sus costes a medida que se adquiere conocimiento tecnológico, experiencia en la producción en serie y en la utilización de estos. También se requiere del despliegue de la infraestructura y de la tecnología necesaria para su integración sectorial en aquellos subsectores que no se puedan electrificar de forma eficiente, pues en la actualidad el uso del H₂ como vector energético es mínimo, tanto por su falta de desarrollo tecnológico y experiencia en los usos finales, como por su diferencial de coste con respecto a otros combustibles. El desarrollo técnico y normativo será necesario para poder aprovechar el potencial del H₂ como vector energético.

La generación de hidrógeno verde debe estar ligada biunívocamente a la generación de electricidad con fuentes de energía renovables. La utilización de electricidad de la red sin la trazabilidad aquí exigida supone, al tener un mix de generación no 100%



renovable, que su denominación responda a los colores de las energías que componen en cada momento el mix de generación utilizado.

En la siguiente tabla se reflejan, a modo de resumen, las ventajas y las desventajas de los distintos tipos de hidrógenos, así como sus costes de producción y eficiencias.

Colores	Proceso	Ventajas	Inconvenientes	Coste €/kg H ₂	Eficiencia energética
Verde	Electrólisis del agua con fuentes renovables	Sostenibilidad e hidrógeno más puro	Mayor coste	3,5-5	50-70%
Azul	Reformado de gas natural con captura de carbono	Reduce emisiones de CO ₂ respecto al Gris	Proceso más caro que el del hidrógeno gris por la captura y almacenamiento. No sostenible	2	74-85%
Turquesa	A partir de pirólisis de hidrocarburos	No emite CO ₂ ni CO, no requiere oxígeno ni agua	Se forma carbón y se necesitan altas temperaturas de operación. No sostenible	1,9- 2,0	35-50%
Gris	Reformado de gas natural sin captura	Proceso a menor temperatura, mayor eficiencia	No sostenible	1,5	74-85%
Marrón	Gasificación del carbón	Menores costes de material	Alta demanda de carbón. Alta producción de CO ₂ /H ₂ . No sostenible	1,6	30-40%

*Tabla 2. Ventajas, inconvenientes, costes y eficiencia energética de los principales métodos de producción de hidrógeno.
Elaboración propia.*



Almacenamiento, transporte y distribución

El papel del hidrógeno en la transición energética



FUNDACIÓN
RENOVABLES

4. Almacenamiento, transporte y distribución

El uso del hidrógeno como combustible requiere que se pueda almacenar, transportar y utilizar de una manera segura allí donde se necesita y para las aplicaciones que lo demandan. El almacenamiento y la distribución presenta dificultades asociadas a la baja densidad y temperatura de ebullición del hidrógeno, lo que supone un verdadero reto en comparación con otros combustibles fósiles. Partiendo de la base de que el hidrógeno, si queremos que sea sostenible, debe producirse mediante electrólisis del agua, **la conclusión debe ser siempre que es preferible transportar electricidad y producir el hidrógeno donde se vaya a usar que producirlo de forma remota para su transporte hasta el lugar de uso.**

La posibilidad de que sirva como elemento de gestionabilidad del sistema, permitiendo un mayor factor de capacidad de las centrales de generación de electricidad con fuentes renovables, elimina la necesidad de transporte al ser producido y consumido en el mismo emplazamiento, aunque su bajo nivel de utilización y sus costes ponen en duda, por el momento, esta aplicación. En el caso opuesto estaría el desarrollo de centrales de generación de electricidad con fuentes renovables exclusivamente para producir hidrógeno y transportarlo a los lugares en los que se vaya a utilizar.

En cuanto al almacenamiento existen dos tipos: el basado en propiedades físicas (gas a presión, gas a presión enfriado y líquido), con el inconveniente de manejar sistemas a alta presión y bajas temperaturas, y los fundamentados en la formación de compuestos con gran cantidad de moléculas de hidrógeno, lo que supone la necesidad de obtener un compuesto que posteriormente se descomponga liberando hidrógeno, con la consecuente menor eficiencia global del proceso. Una alternativa a este segundo método es usar como combustible el compuesto obtenido cuyo caso más exitoso es el amoníaco (NH_3) que se puede emplear en motores de combustión.

Para el transporte de hidrógeno se barajan soluciones de tipo físico, similares a las comentadas en relación con el almacenamiento. Además, se contempla la construcción de redes de transporte por tuberías especiales o mezclar hidrógeno con gas natural (*blending*) y utilizar gasoductos para el transporte y separar la mezcla en destino. Esta práctica es la que el sector gasista está apoyando porque implica, como elemento de valor, la continuidad de las infraestructuras existentes y del gas natural en un mercado de oferta altamente concentrado y no liberalizado.

El hidrógeno, mezclado con el gas natural, no puede acabar convirtiéndose en la coartada para el mantenimiento de la infraestructura gasista y del uso del gas



natural, teniendo en cuenta que la producción de hidrógeno no tiene un punto de origen extractivo, sino que puede producirse en el lugar de consumo.

Formas de almacenamiento

Como ya se ha comentado, actualmente hay varios sistemas para almacenar hidrógeno con la dificultad que ocasiona la baja densidad por unidad de volumen de este gas, ya que, aunque tenga una mayor energía por unidad de masa, en el almacenamiento de un gas se atiende principalmente al volumen que ocupa y no a la masa.

Se pueden utilizar distintos métodos para conseguir aumentar esta densidad volumétrica, como por ejemplo comprimiéndolo, licuándolo o incluyéndolo en el interior de otros compuestos químicos.

Otro de los inconvenientes de su almacenamiento es que no siempre se puede generar y almacenar hidrógeno in situ. Por ejemplo, para almacenar una gran cantidad volumétrica de hidrógeno serían necesarias formaciones geológicas concretas con la consecuente necesidad de tener que transportar el gas desde la zona en la que se produce hasta el lugar en el que se almacena.

En la siguiente figura se recogen las distintas formas de almacenamiento de hidrógeno.

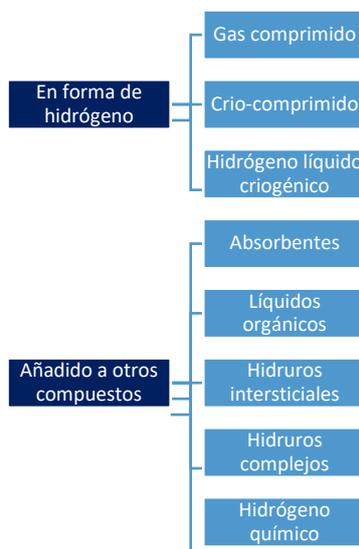


Figura 11. Métodos para almacenar hidrógeno.
Elaboración propia.



Hidrógeno como gas comprimido

El almacenamiento de hidrógeno comprimido o presurizado requiere trabajar con presiones de entre 350 y 700 bares. Pero, aunque se trabaje a presiones muy elevadas, este tipo de dispositivos pueden llegar a albergar, en términos de masa, hasta tres veces más energía que la gasolina (120 MJ/kg frente a 44 MJ/kg, respectivamente). El hidrógeno líquido por su parte tiene una densidad volumétrica de 8 MJ/l frente a los 32 MJ/l de la gasolina, lo que significa que es necesario un volumen mucho más grande de hidrógeno para poder almacenar el mismo contenido energético que el de la gasolina.

El proceso de compresión del hidrógeno requiere un aporte energético alto que oscila entre un 12% y un 16% de la energía química contenida en el hidrógeno ([Benqt Sundén](#)) [12].

Los tanques de almacenamiento de hidrógeno comprimido tienen distintas características de diseño y materiales. Hay cuatro tipos de tanques (tipo I, II, III, IV) y los más utilizados son los de tipo IV, fabricados en fibra de carbono a partir de poliacrilonitrilo. Para que estos sistemas de almacenamiento tengan futuro deben cumplir ciertos requisitos como tener un peso no muy elevado, un coste bajo y ser capaces de controlar las presiones para una seguridad óptima. Además, tienen que ser altamente conductivos y manejar el calor de forma exotérmica en el momento de llenado del tanque.

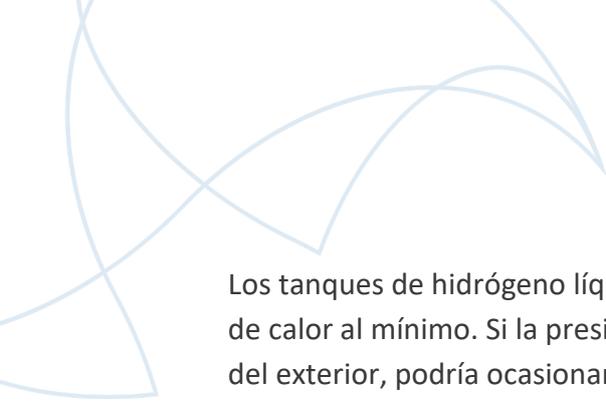
Hidrógeno licuado

Para almacenar hidrógeno líquido se tiene que trabajar a temperaturas criogénicas (-253 °C). Una ventaja del hidrógeno licuado respecto al hidrógeno gaseoso es que la densidad energética por unidad de volumen es superior, incluso a bajas presiones.

Almacenar hidrógeno en fase líquida requiere mucha energía en el proceso de licuefacción, entre el 25% y el 35% del contenido energético del hidrógeno, debido al punto de ebullición del hidrógeno y al hecho de que el gas hidrógeno no se enfría durante los procesos de estrangulamiento para temperaturas superiores a 73 K.

No obstante, esta tecnología está razonablemente bien establecida, constituye la base de la red de infraestructura industrial y de distribución que existe, además de que el hidrógeno líquido se suele transportar en grandes cantidades.





Los tanques de hidrógeno líquido deben estar bien aislados para evitar la transferencia de calor al mínimo. Si la presión interna aumenta a causa de una transferencia de calor del exterior, podría ocasionar pérdidas de hidrógeno a través de la válvula de alivio. Por lo tanto, estos tanques no se podrían utilizar para almacenar de manera estacionaria y por un largo período de tiempo en ambientes cálidos, ya que podría acabar agotándose.

Hidrógeno añadido a otros compuestos

Este almacenamiento está referido a la unión covalente, ya sea en forma sólida o líquida, en compuestos que contienen gran densidad de hidrógeno. Puede dar lugar a sustancias líquidas que se pueden transportar fácilmente empleando las redes actuales de suministro.

Dentro de estos compuestos destacan el amoníaco, los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC), el metanol o el octano. Entre estos compuestos, el amoníaco es el más influyente ya que no contiene carbono en su molécula y existe una infraestructura propia desarrollada.

La conversión del hidrógeno en amoníaco requiere una energía equivalente de entre el 7% y el 18% de la energía contenida en el hidrógeno, dependiendo del tamaño y de la ubicación del sistema. Si este amoníaco necesita ser reconvertido en hidrógeno de alta pureza se pierde un nivel similar de energía. Sin embargo, el amoníaco se licua a $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$, una temperatura mucho más alta que la del hidrógeno y contiene 1,7 veces más hidrógeno por metro cúbico que el hidrógeno licuado, lo que significa que es mucho más barato de transportar que el hidrógeno.

En la actualidad se dispone de infraestructura con una red internacional de transporte y distribución, pero es un producto químico tóxico lo que puede limitar su uso final en algunos sectores. Existe también el riesgo de fuga de la parte del amoníaco no quemado lo que puede provocar la formación de partículas y acidificación.

Los LOHC tienen propiedades parecidas a las del petróleo crudo y los productos petrolíferos. Su principal ventaja es que pueden transportarse como líquidos sin necesidad de refrigeración. Sin embargo, como ocurre con el amoníaco, los procesos de conversión y reconversión conllevan costes elevados.

Tanto en el caso del amoníaco como en el de los LOHC, la utilización eficaz del calor liberado en el proceso de conversión podría aumentar la eficiencia de la cadena de valor y reducir los costes globales.



		Hidrogeno comprimido	Hidrógeno líquido	Amoníaco	LOHC
Madurez de los procesos y de la tecnología	Conversión	Baja	Pequeña escala: Alta Gran escala: Baja	Alta	Media
	Almacenamiento en tanque	Alta	Alta	Alta	Alta
	Transporte	Barco: Baja Tuberías: Media Camión: Alta	Barco: Baja Tuberías: Alta Camión: Alta	Barco: Alta Tuberías: Alta Camión: Alta	Barco: Alta Tuberías: Alta Camión: Alta
	Reconversión	Baja	Alta	Media	Media
	Integración en la cadena de valor	Media/alta	Media/alta	Alta	Media
	Energía consumida	12-16%	25-35%	7-18%	35-40%

Tabla 3. Madurez tecnológica y de procesos de almacenamiento de hidrógeno.
Fuente: IEA, *The future of the Hydrogen* [5]. Elaboración propia.

En la tabla anterior, madurez alta indica que es una tecnología probada y que se comercializa; madurez media, significa que ya hay un prototipo demostrado y, por último, madurez baja, que es una tecnología validada o en desarrollo. Por otro lado, pequeña escala hace referencia a menos de 5 t/día y gran escala a una cantidad mayor o igual a 100 t/día.

Las conclusiones que podemos obtener de la tabla son que el hidrógeno líquido es una tecnología madura, siempre que sea a pequeña escala, y que el amoníaco es una de las formas de almacenamiento más maduras y con tecnología avanzada.

Transporte y distribución

Una vez que se produce el hidrógeno, este debe ser transportado hasta el usuario final. Hay tres formas de transportarlo: vía marítima, por tierra (camiones cisterna o cilindros para distancias más cortas) y mediante tuberías, siendo esta última opción la más económica porque ya existe una infraestructura, aunque tiene limitaciones en cuanto al porcentaje de hidrógeno que se puede inyectar en relación con el gas soporte.



Marítimo

En teoría, su principal ventaja es que permitiría cubrir grandes distancias, aunque la realidad es que, hoy en día, **no hay flota de barcos que transporten hidrógeno puro**. A modo de ejemplo, señalar que el primer buque que transporta hidrógeno líquido comprimido entró en funcionamiento en 2020. Su objetivo es transportar hidrógeno desde la costa sur de Australia hasta Japón. En Europa la empresa noruega Moss ha diseñado un barco para transportar 9.000 m³ de hidrógeno licuado. Estos barcos son parecidos a los de GNL (gas natural licuado) y requieren la licuefacción del hidrógeno antes de su transporte. Tanto los barcos como el proceso de licuefacción supondrían costes considerables, pero, aun así, [hay varios proyectos activos](#) para desarrollar barcos adecuados [13].

En este tipo de transporte se producen pérdidas significativas en la cadena logística (como por ejemplo en la presurización y licuefacción), lo que puede multiplicar la demanda de energía para el suministro de hidrógeno.

En cuanto a los portadores de hidrógeno, el amoníaco es el más desarrollado en términos de transmisión intercontinental, apoyándose en buques cisterna para productos químicos y gas licuado de petróleo semi refrigerados.

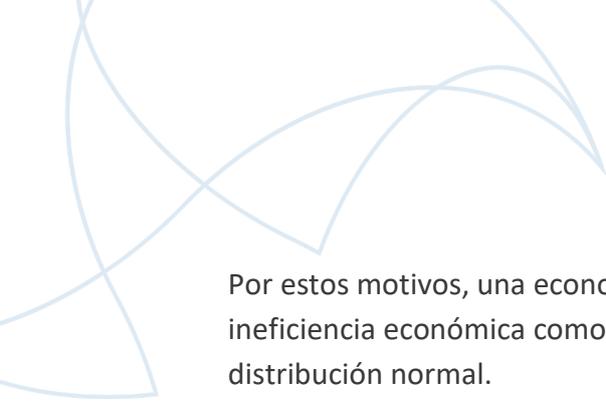
Terrestre

El hidrógeno se distribuye en camiones siempre que sean distancias pequeñas (<300 km) y en algunos casos también se utiliza el ferrocarril. El principal problema es que en la actualidad no existe una estructura que preparada para el uso generalizado del hidrógeno como vector energético del futuro.

Uno de los aspectos negativos de transportar el hidrógeno vía terrestre es su ineficiencia energética debido a que es necesaria una cantidad muy superior de material asociado por cada unidad másica de hidrógeno transportado, lo que conlleva consumir mucha energía en su transporte.

El hidrógeno líquido se distribuye en cilindros con camiones cisterna criogénicos que pueden llegar a transportar hasta 4.000 kg de hidrógeno licuado, pero solo se utilizan actualmente para viajes de hasta 4.000 km. La razón de esta limitación de distancia se debe a que el hidrógeno en distancias más largas se calienta y puede provocar un aumento de presión.





Por estos motivos, una economía basada en el hidrógeno no será rentable tanto por la ineficiencia económica como energética de la utilización de camiones como medio de distribución normal.

Si se transportara amoníaco o LOHC en estos camiones cisterna, según el informe [The Future of Hydrogen](#) de la IEA [5], podría llegar a distribuirse 5.000 kg de hidrógeno en forma de amoníaco o 1.700 kg en forma de LOHC.

Según [IRENA \[14\]](#), utilizar el amoníaco como portador de hidrógeno en camiones, supondría unas pérdidas de energía del 45%: en la compresión del hidrógeno (19%), en los electrolizadores (16%) y en el convertidor de potencia (10%).

Inyección en la red actual de gas natural

La forma más sencilla para transportar hidrógeno es utilizar la red de distribución de gas natural, introduciendo un porcentaje de hidrógeno mezclado con el gas natural, ya que una red propia de distribución de hidrógeno mediante una red de tuberías que conecte al productor con el consumidor requiere una inversión inicial muy elevada y solo puede ser viable si se transporta gran cantidad y de forma ininterrumpida en el tiempo.

En España, hay una infraestructura de gasoductos muy extensa que transportan gas natural en la que podría transportarse hidrógeno. La opción más fácil, a corto plazo, es inyectar hidrógeno en dicha infraestructura hasta el usuario final, introduciendo un determinado porcentaje de hidrógeno en la tubería de gas natural, que está compuesto en gran medida por metano y una pequeña parte de etano.

A más largo plazo, para 2050, se prevé que los gases renovables sustituyan al gas natural de origen fósil, pero por ahora no se está introduciendo hidrógeno en la red de gasoductos, aunque sí biometano, que en su composición contiene entre un 95% y un 99% de metano.

Introducir hidrógeno en la red de gasoductos supone una modificación de la composición del producto transportado y entregado al cliente, y los porcentajes de hidrógeno están regulados por el Estado, así como la infrutilización de un elemento de mayores prestaciones que el gas natural.

Existen contraindicaciones debido a que a largo plazo el hidrógeno podría dañar la red de transporte y tener efectos no deseados en equipos que utilicen este gas. Los límites



varían según cada país y en España es de un 5% volumen el límite de mezcla de hidrógeno.

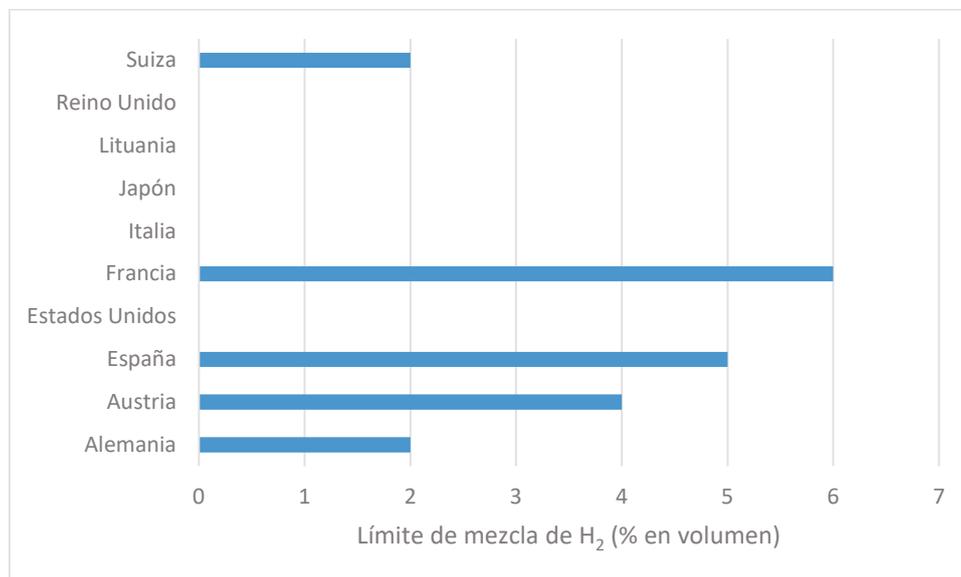


Figura 12. Límites legales de la concentración volumétrica del hidrógeno en la red de gas en diferentes países. Fuente: *Naturgy*. [15]. Elaboración propia.

En circunstancias excepcionales, países como Alemania, Francia y Reino Unido podrían aumentar estos límites hasta un 20% en el caso de Francia y Reino Unido y un 15% en Alemania.

Los diferentes límites legales que cada país considera dependen de que las redes que han sido diseñadas para gas natural puedan soportar otras aplicaciones, porque las propiedades químicas del hidrógeno son diferentes a las del gas natural, sobre todo en densidad, reactividad y poder calorífico, por lo que para poder transportar hidrógeno serían necesarias ciertas modificaciones técnicas.

Según [Marcogaz](#) (la asociación técnica de la industria europea del gas natural) [16] se consideran diferentes tolerancias para la introducción del hidrógeno en los gaseoductos que se exponen en la Tabla 4. Actualmente, los componentes principales de almacenamiento, transmisión y distribución de gas pueden llegar a admitir el 10% de hidrógeno sin modificaciones. En el ámbito doméstico, ya hay aplicaciones que pueden llegar a soportar el 20% de hidrógeno, pero para un porcentaje mayor es necesario seguir investigando. En el caso de los usos industriales, estos componentes tienen una aceptabilidad menor, con un 5% la tolerancia general (incluso en el caso de las turbinas hay una admisibilidad menor). Si el gas natural se usa para producir calor,



por ejemplo, en quemadores u hornos, se puede llegar a obtener una tolerancia del 15% sin modificaciones y es susceptible de poder aumentarse en un futuro.

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

Tabla 4. Tolerancia general de hidrógeno en la red de gas.
Fuente: [Marcoqaz](#), [16],_Elaboración propia.

Dentro de la estructura gasista, hay algunos componentes a lo largo de la cadena de valor del gas natural con una alta tolerancia a la mezcla de hidrógeno. Por ejemplo, las tuberías de distribución de polietileno pueden soportar hasta el 100% de hidrógeno. Hay proyectos como el [H21 Leeds City Gate](#), en Reino Unido [17], con el que se quiere demostrar la viabilidad de esta opción para proporcionar calor a hogares y empresas.

Infraestructura del gas		Uso final	
Tuberías	50% (100% en algunas condiciones)	Caldera	30%
Medidores de gas	50%	Cocina	30%
Transmisión	20%	Motor	5%
Compresores	10%	Turbinas	2%-3%
Almacenamiento	2%	Tanques CNG	2% (30% en algunas condiciones)

Tabla 5. Tolerancia actual de diferentes elementos a mezclas de hidrógeno.
Fuente: [IEA, The future of Hydrogen](#), [5] Elaboración propia.

En todo caso, y a modo de resumen, **el *blending* no es una solución económicamente eficiente para volúmenes grandes debido a que se pierde valor intrínseco del hidrógeno en la mezcla y a que hay dificultades técnicas para poder separar los gases en el punto de consumo**, como indica la [Hoja de Ruta del Hidrógeno de España \[18\]](#), sin dejar de considerar que **vamos hacia una economía que tiene que prescindir del**



gas natural como combustible fósil, lo que implica también un “*deadline*” para el uso conjunto de las infraestructuras con el hidrógeno.

En relación con el transporte, hay que preguntarse si es más apropiado transportar el hidrógeno renovable en estado gas, líquido o mediante LOHC. En función de la distancia y el volumen a tratar podría tenerse en cuenta el siguiente cuadro en el que figuran los costes de transporte de hidrógeno en función del volumen diario (eje vertical) y de la distancia recorrida (eje horizontal).



Figura 13. Costes de transporte de hidrógeno en función del volumen y la distancia recorrida (\$/kg). Fuente: Bloomberg NEF. *Hydrogen Economy Outlook*. [10]

Según los datos reflejados en la figura, para distancias más largas (a nivel intercontinental) y con un volumen pequeño, se transportaría en portadores de hidrógeno orgánico líquido, para volúmenes más grandes todo se transportaría en hidrógeno comprimido, en tuberías de transmisión o distribución, siendo esta la opción más económica en función de los costes de transporte, y se transportaría como amoníaco en el caso de largas distancias con un volumen elevado.

En términos generales, los gastos de transporte y almacenamiento suponen una parte importante de los costes del proceso de uso del hidrógeno, por lo que la política de su introducción debe estar encaminada a su producción en demanda y al transporte de electricidad antes que de hidrógeno.



Utilización del hidrógeno como vector energético y como materia prima

El papel del hidrógeno en la transición energética



FUNDACIÓN
RENOVABLES

5. Utilización del hidrógeno como vector energético y como materia prima

En el presente capítulo se describen y analizan las distintas formas de utilizar el hidrógeno como vector energético y como materia prima para procesos industriales o en procesos de regeneración de combustibles, con el objetivo de que, al proceder de fuentes de energía renovables y ser sostenible, pueda ser utilizado como un vector para la transición energética y sustituir a las fuentes de energía de origen fósil, manteniendo, cuando sea posible, los procedimientos de uso.

Usos del H₂ para producción de calor y generación eléctrica

Las opciones del hidrógeno para la producción de calor y electricidad son mediante su combustión (sin emisiones) a altas temperaturas en presencia de aire, como fuente de calor o empleándolo como reactivo junto con el oxígeno en pilas de combustible, produciéndose la reacción de oxidación del hidrógeno, con la obtención directa de electricidad y agua.

Combustión directa

El H₂ cuando se combina con el oxígeno del aire en una reacción de combustión libera la energía química almacenada en el enlace H-H, generando solamente vapor de agua como subproducto de la reacción. Dadas las diferencias entre las propiedades fisicoquímicas del gas natural y del hidrógeno, este presenta ciertos cambios a la hora de utilizarse de forma directa sin mezclar en los dispositivos que estaban utilizando gas natural (quemadores, turbinas, motores de combustión interna...).

El sector industrial, y concretamente las aplicaciones a altas temperaturas en el sector de la metalurgia o en el químico, es fuertemente dependiente de los combustibles fósiles para la obtención de energía calorífica. Como posible solución, se plantea utilizar el hidrógeno para la producción de calor a nivel industrial, mediante su combustión en calderas, en motores de combustión interna (MCI) o como sustituto de otros gases combustibles.

Actualmente, no se produce calor a partir de hidrógeno puro, pero hay alternativas ya testeadas de combustión mixta de gas natural e hidrógeno, en las que el gas natural tiene un porcentaje entre un 15% y un 20% y el hidrógeno es el combustible mayoritario. En comparación con la combustión de hidrógeno, el gas natural mejora la detección de llama y aumenta el poder calorífico de la mezcla.





Aun así, se siguen estudiando mejoras en la combustión del hidrógeno 100% puro e investigando tecnologías más eficientes. Ya hay proyectos a escala real en los que se quieren electrificar aplicaciones de la industria de alta temperatura, como la producción de cerámica en un horno industrial, **ya que el hidrógeno se considera como la mejor opción para los procesos térmicos de alta demanda calorífica.**

Pilas de combustible

La pila de combustible (*Fuel Cell*) es un dispositivo capaz de generar electricidad a partir de la reacción química entre el H₂ introducido en la pila y el O₂ del aire, formando vapor de agua como subproducto. Es decir, hacen el proceso inverso al llevado a cabo por los electrolizadores.

Al igual que una pila, se basa en varias celdas individuales conectadas en serie, cada una formada por dos electrodos (ánodo y cátodo) separados por un electrolito. El H₂ se incorpora al ánodo, donde tiene lugar la reacción de oxidación del H₂, mientras que el oxígeno del aire se suministra al cátodo, donde ocurre la reacción de reducción. De esta forma, se produce la reacción electroquímica de reducción-oxidación, generando un flujo de electrones que va desde los liberados en el ánodo a los colectados en el cátodo y que son colectados por un circuito externo, produciendo así una corriente eléctrica.

Su principal ventaja, con respecto a la combustión directa de H₂, es que presenta eficiencias mucho más elevadas al eliminarse los pasos de la transformación (y por tanto las pérdidas de eficiencia asociadas a dichas transformaciones) de la energía química contenida en el H₂ en energía térmica, de la energía térmica a mecánica, mediante una turbina, y de la transformación electromecánica.

Estas celdas pueden adaptarse para producir energía, ya sea en forma de electricidad o calor, en diferentes cantidades y su uso permitiría una amplia implementación de la utilización del H₂ en muchos sectores, como la movilidad o en sistemas de generación o cogeneración de electricidad y calor, tanto a nivel doméstico como industrial.

La eficiencia actual de las pilas de combustible tipo PEM (pilas de combustible con membrana de intercambio de protones o simplemente pilas poliméricas) **es de un 50%**, lo que significa que la mitad de la energía contenida en el H₂ introducido en la pila de combustible no es transformada en energía útil (electricidad). Para contextualizar, una turbina de gas pequeña tiene una eficiencia del 21% y un motor de combustión interna de ciclo diésel alrededor del 40%. Obviamente, estos valores de eficiencia deben ser considerados de forma integral incluyendo todos los procesos de





transformación, situación en la que los vectores intermedios bajo criterios de eficiencia, que no de sostenibilidad, presenta valores inferiores.

Los avances en I+D son esperanzadores. Según un estudio de [Cleantech Group](#), [19] la mitad del total de patentes actuales se destinan al hidrógeno y a las pilas de combustible. Teniendo en cuenta las empresas que las patentan podemos hacernos una idea “del mercado que viene” para estas tecnologías: vehículos de hidrógeno (Honda, General Motors o Toyota publican 100 patentes al año), electrónica de consumo o aplicaciones estacionarias. **España no está en línea con este esfuerzo investigador de otros países avanzados.**

Según el informe [Hydrogen Strategy](#) de la Comisión Europea [20], las pilas de combustible de hidrógeno deberían fomentarse más en los vehículos pesados de carretera, junto con la electrificación, incluidos los automóviles, los vehículos especiales y el transporte de mercancías por carretera de larga distancia, dadas sus emisiones de CO₂.

Toyota es una de las empresas automovilísticas que más está apostando por estas tecnologías. En el mercado ya están disponibles [vehículos con pilas de combustible de hidrógeno](#) como el Toyota Mirai [21]. Además, lanzará durante este año un camión eléctrico alimentado por hidrógeno, a través de su asociación Hino Trucks y utiliza esta tecnología en montacargas, autobuses urbanos y generadores.

En cuanto a la utilización del hidrógeno, hay que destacar también la producción conjunta de electricidad y calor a través de la cogeneración. La combustión de hidrógeno en una caldera cubre las necesidades del proceso industrial, con la posibilidad de utilizar la energía residual en un ciclo Rankine (un ciclo termodinámico que tiene como objetivo la conversión de calor en trabajo, constituyendo lo que se denomina un ciclo de potencia) con una turbina de vapor para la generación de electricidad, formando así el sistema de cogeneración.

Como siempre, el hidrógeno utilizado en el proceso de cogeneración debe ser producido a partir de fuentes renovables, eliminando así el uso de combustibles fósiles para su obtención.



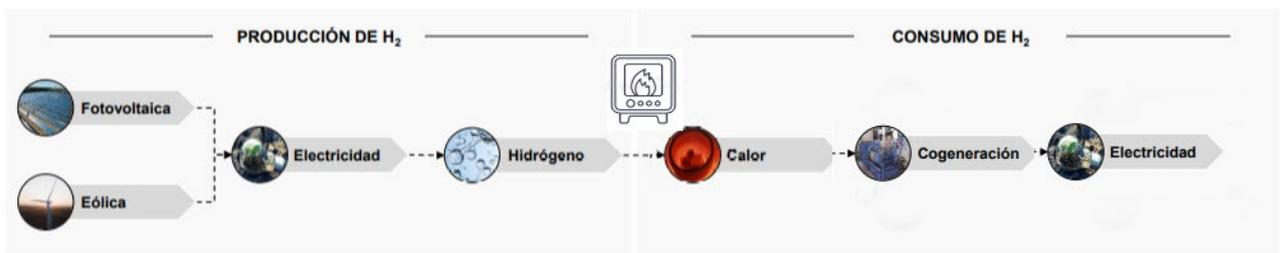


Figura 14. Implantación del H₂ con sistemas de cogeneración.
 Fuente: Estudio Hidrógeno y Cogeneración. ACOGEN [22].

Hoy en día la cogeneración plantea un sistema híbrido, con la sustitución parcial o total del gas natural por hidrógeno, con el objetivo de diseñar un sistema a largo plazo basado exclusivamente en hidrógeno. Esto supondría una serie de ventajas, ya que, en comparación con los sistemas de combustión tradicionales, tendría una alta eficiencia en el proceso, además de evitar la emisión de gases contaminantes a la atmósfera. A pesar de ello, también cuenta con un gran hándicap: su alto precio, aunque se espera alcanzar costes más competitivos (1,5-2€/kg lo que supondría una reducción significativa teniendo en cuenta que el coste actual está entre los 3,5-5€/kg), por la continua evolución y desarrollo de su tecnología.

Para el año 2050, se estima que entre el 13% y el 16% de la producción eléctrica total generada provendrá de sistemas de cogeneración altamente eficientes, con el hidrógeno de origen renovable como principal protagonista. Además, según el estudio [Entendimiento del Mercado del Hidrógeno y sus oportunidades para la Cogeneración](#) [22] presentado recientemente, este tipo de sistemas también cubrirán entre un 19% y un 27% de la demanda calorífica de los diferentes sectores.

Países como Francia, España o Alemania ya están desarrollando proyectos europeos basados en parques de cogeneración híbridos (hidrógeno y gas natural) y en parques que pueden funcionar con hidrógeno sin un combustible fósil adicional.

También se ha planteado la introducción del hidrógeno como combustible en centrales de generación de electricidad de ciclo combinado, pero, obviamente, el proceso propuesto carece de lógica porque si un requisito previo es que el hidrógeno sea producido por electrólisis del agua con electricidad renovable, no parece racional producir electricidad renovable para producir hidrógeno y que este tenga que transformarse en combustible para producir electricidad de nuevo en un lugar donde su generación no presenta elementos de valor en relación con el consumo. Lo único que se conseguiría es mantener el sistema con procesos de mezcla de hidrógeno y gas natural y estirar la vida útil de este tipo de centrales.



La utilización de hidrógeno como combustible en las centrales de ciclo combinado no es eficiente porque al proceso de combustión para la generación de electricidad hay que añadir el proceso de electrólisis y el transporte de H₂, aunque sea mediante *blending*.

El hidrógeno como respaldo de la generación de electricidad renovable

Uno de los potenciales usos del hidrógeno, y al que más importancia se le ha dado en los medios, es el de sistema de almacenamiento de energía. Almacenar energía es primordial para proporcionar flexibilidad a la hora de distribuir la electricidad y para la integración de las energías renovables dentro del sistema energético.

La opción de poder almacenar esta energía durante un período de sobreproducción, y reutilizarla en épocas de déficit de energía, eliminaría la necesidad de la generación a partir de energías fósiles y las emisiones de carbono correspondientes. Según IRENA, el almacenamiento estacional de la electricidad renovable **será un mercado en crecimiento después del 2030** y el hidrógeno puede desempeñar un papel importante.

La implantación de renovables exige aprovechar al máximo la capacidad de evacuación y el uso de las infraestructuras porque:

- Las renovables, como la eólica y la solar sin almacenamiento, tienen de forma individual un factor de capacidad pequeño, lo que, unido a la reducción de costes, aconseja sobredimensionar la potencia instalada en relación con la máxima evacuable, a poder ser hibridando tecnologías, por la complementariedad entre el viento y la radiación solar, tanto a nivel de disponibilidad estacional como horaria. En la siguiente tabla se puede ver el factor de capacidad y su evolución en el tiempo de las diferentes tecnologías de aprovechamiento de fuentes de energía renovables.

	Factor de capacidad		
	(%)		
	2010	2020	Porcentaje de cambio
Bioenergía	72	70	-2%
Geotérmica	87	83	-5%
Hidroeléctrica	44	46	4%
Solar FV	14	16	17%



	Factor de capacidad		
	(%)		
	2010	2020	Porcentaje de cambio
Termosolar de concentración	30	42	40%
Eólica terrestre	27	36	31%
Eólica marina	38	40	6%

Tabla 6. Evolución del factor de capacidad por tecnologías de aprovechamiento de fuentes de energía renovables.
Fuente: [IRENA](#) [23]. Elaboración propia.

- Por otro lado, la variabilidad en las fuentes de energía renovables y la no posibilidad de gestionar una subida de potencia, dado que la lógica es no limitar su producción, requiere, con el fin de ganar en su componente de potencia firme, utilizar sistemas de almacenamiento de muy corto plazo.
- En sistemas cercanos al consumo, en periodos en los que la generación es mayor a la demanda, hacer un uso efectivo de la energía sobrante producida mediante la implantación de almacenamiento estacionario es una de las propuestas óptimas.

El hidrógeno por su capacidad energética y su idoneidad de producción mediante electrólisis del agua es, en teoría, un elemento básico, no solo para aprovechar las infraestructuras, sino para ganar en gestionabilidad de un sistema basado en fuentes renovables como el viento y el sol.

A continuación, se presenta un esquema resumen de las eficiencias de transformación, almacenamiento y reconversión de la energía primaria en electricidad.



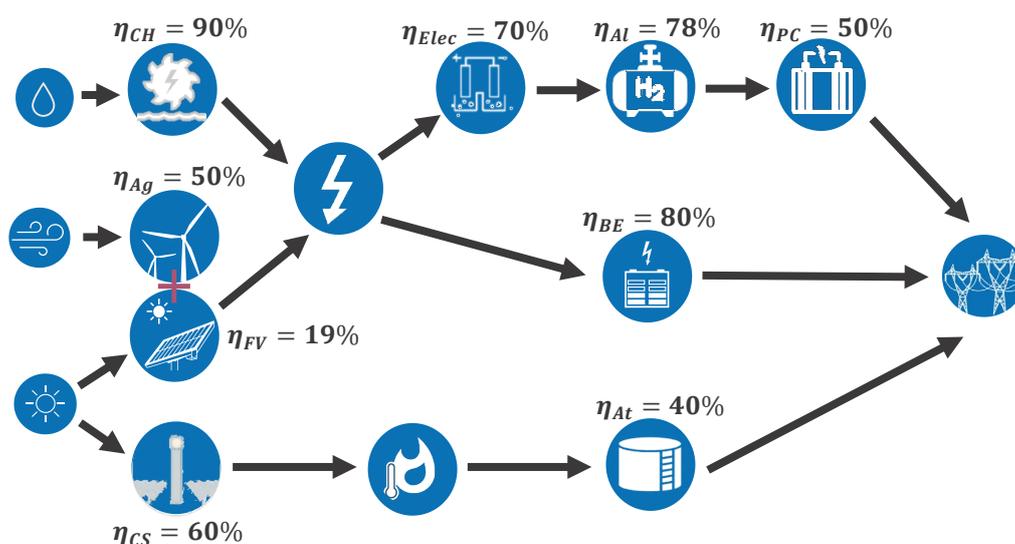


Figura 15. Esquema resumen de eficiencias en el proceso de transformación, almacenamiento y reconversión de la energía primaria en electricidad de las principales tecnologías renovables, despreciando las pérdidas asociadas al transporte de los vectores energéticos.

Fuentes: Rendimientos (η): Ag: Media de aerogeneradores ([Center for Sustainable Systems](#)) [24]; FV: Media de paneles solares ([GreenMatch](#)) [25]; CH: Central Hidroeléctrica ([Bureau of Reclamation](#)) [26]; CS: Campo Solar ([Protermosolar](#)) [27]; Elec: electrolizador tipo PEM ([Libro Naturgy](#)) [15]; Al: almacenamiento H₂ ([T&E](#)) [28]; PC=Pila de Combustible tipo PEM ([Libro Naturgy](#)); BE= Batería electroquímica de ion-litio en ciclo de carga y descarga (MDPI) [29]; At= Almacenamiento térmico en sales fundidas ([Protermosolar](#)). Elaboración propia.

Aunque, a corto plazo no se prevé que haya unas necesidades significativas de almacenamiento estacional la política energética debe considerar esta posibilidad como una oportunidad real que añadir a los sistemas de almacenamiento de baterías.

Se estima que en 2050 crecerán significativamente las necesidades de almacenamiento de hidrógeno para integrar grandes cuotas de energía solar y eólica, ya que se va a producir cada vez más una mayor electrificación de la demanda en los diferentes sectores que se va a abastecer a partir de energías renovables. Esto puede ser una solución al problema que se plantea del aumento en la generación, ya que puede producir saturación en los nodos de interconexión eléctrica.

El horizonte proyectado por IRENA debería hacernos repensar el desarrollo actual respecto a muchas de las iniciativas presentadas cuya replicabilidad no está en consonancia con la madurez del proceso.

Por lo tanto, habrá que seguir analizando cuál es el sistema o sistemas de almacenamiento energético óptimos de los desarrollados hasta la fecha y los más innovadores en los próximos años, considerando también la hibridación con



almacenamiento (las ya existentes baterías de ion-litio, volantes de inercia, bombeo, etc.).

La **hibridación de la eólica con la fotovoltaica** supone un hito que debería ser la base del desarrollo de la generación de electricidad de forma centralizada con el fin de aprovechar la capacidad de evacuación y de dar firmeza a la generación renovable, situación para la que es interesante analizar la utilización del hidrógeno como sistema de almacenamiento y generación posterior de energía eléctrica.

En la **Fundación Renovables** hemos simulado, mediante un modelo basado en datos reales, la hibridación de un parque eólico de 15 MW con otro solar de 15 MWp, sumando una potencia instalada de 30 MW para un nudo de evacuación de red de 15 MW, con el fin de analizar los vertidos disponibles por una generación superior a la potencia de evacuación.

En base a los datos de energía eléctrica vendida a la red se ha calculado la energía eléctrica excedentaria que no puede ser aprovechada por las limitaciones impuestas por el nudo de evacuación.

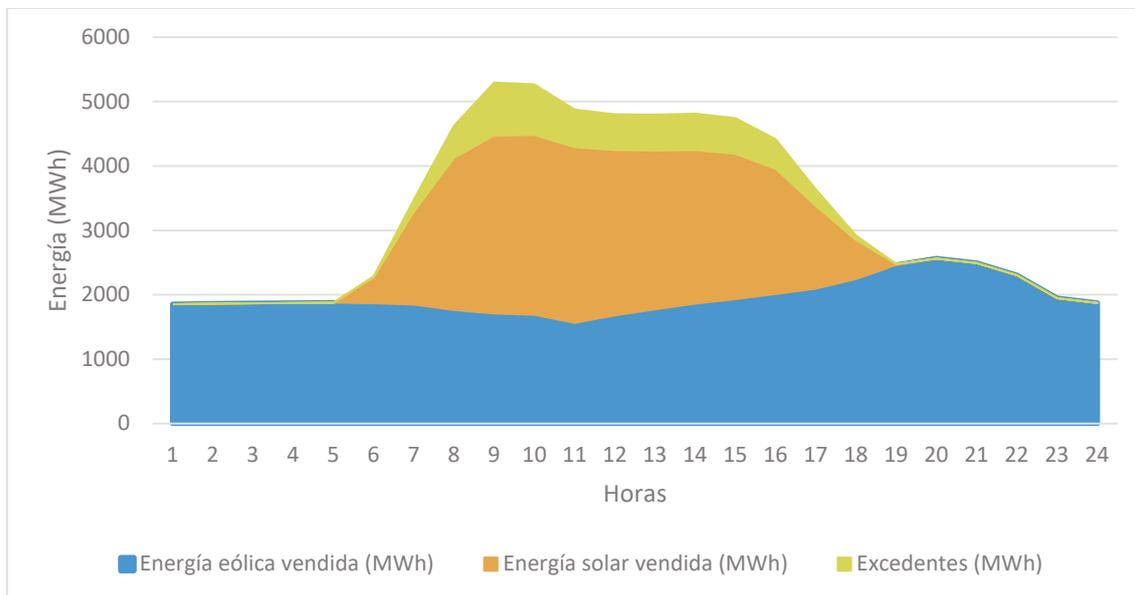
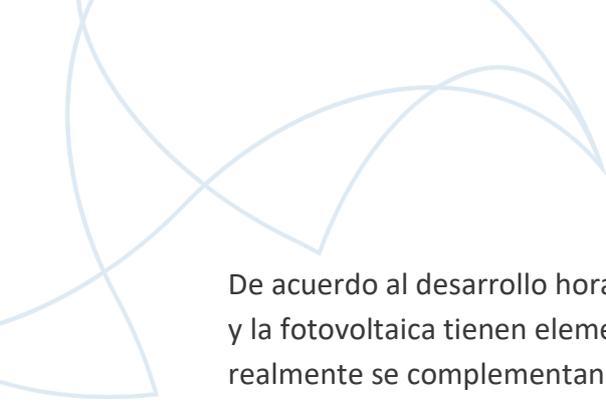


Figura 16. Distribución de energía eléctrica vendida y de los excedentes del parque en estudio. Elaboración propia.





De acuerdo al desarrollo horario, en las siguientes figuras podemos ver como la eólica y la fotovoltaica tienen elementos de complementariedad (figura 16), pero donde realmente se complementan es en el desarrollo estacional (figura 17).

Los excedentes distribuidos, en nuestro caso, de forma anual en 24 horas, se calculan por el promedio de las horas en las que si existen excedentes (principalmente de 6:00h a 19:00h, coincidente con la distribución gaussiana característica de la curva de generación solar fotovoltaica) para dimensionar la capacidad del electrolizador. Una vez calculado nos permitirá obtener los excedentes de energía eléctrica que serán aprovechados por el electrolizador, su producción de H₂, teniendo en cuenta el consumo de electricidad y la eficiencia en función de la carga a la que es sometido, calculada de forma proporcional a la desviación respecto al punto de funcionamiento óptimo del electrolizador. De forma análoga se determina la capacidad de la pila de combustible en base al promedio de las horas en las que se produce H₂ (coincidentes con las que se producen excedentes de electricidad) y su reconversión en electricidad, teniendo en cuenta su consumo y su factor de carga.

Hay que matizar que se ha escogido un electrolizador y una pila de combustible tipo PEM para los cálculos realizados por sus ventajas de flexibilidad de operación y tiempo de respuesta, lo que los hacen adecuados para su hibridación con tecnologías de generación renovables, como se ha mencionado con anterioridad.

El escenario proyectado es el almacenamiento estacional del H₂ para su reconversión e inyección en la red cuando la remuneración por MWh de electricidad vertida es mayor. Por ello, en base a los excedentes del parque distribuidos de forma estacional, se calcula la producción de H₂ en función de la capacidad del electrolizador calculada anteriormente. Tomando la estación con mayor producción de H₂, calculamos su volumen a una presión de 200 bar y, por tanto, la capacidad del sistema de almacenamiento. La razón de optar por un sistema estacional sobredimensionado se basa en poder aprovechar las ventajas de almacenamiento temporal que aporta en contraposición con otros vectores energéticos.



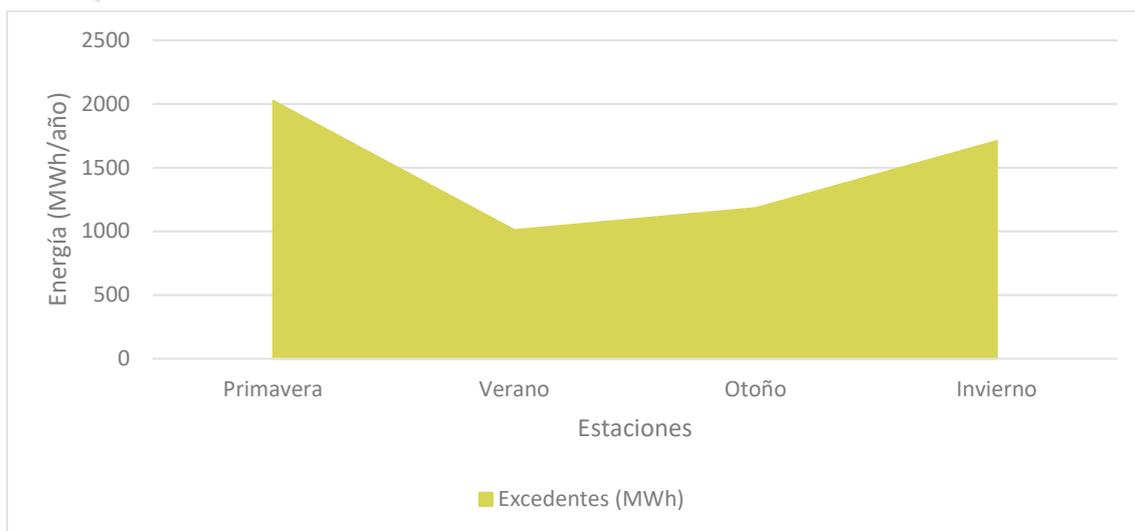


Figura 17. Excedentes del parque de estudio distribuidos por estaciones de un año.
Elaboración propia.

Se ha realizado un análisis de sensibilidad con el coste de la electricidad utilizada en el electrolizador, partiendo de un coste cero, pues de otra manera, la electricidad excedentaria generada sería desperdiciada.

Por otro lado, los resultados de un escenario definido a partir de la utilización de electricidad procedente de la red en horas de bajo precio para producir y almacenar hidrógeno, con el fin de incrementar el factor de uso de los electrolizadores, al margen de la no sostenibilidad de un mix que no es 100% renovable, no suponen una ventaja económica, tanto por el factor de capacidad de la planta hibridada, como por los costes de oportunidad y de generación de la electricidad de la red y de la planta, respectivamente.

En base al procedimiento de cálculo utilizando, al descuento de los flujos de caja y los datos del parque eólico y solar empleados, el resultado obtenido dista mucho de ser competitivo principalmente por el peso de las inversiones a llevar a cabo. La todavía poca madurez de la tecnología de los electrolizadores y de las pilas de combustible introducen un alto coste unitario de los equipos (1.200 €/kW y una vida útil de unas 42.200 horas para los electrolizadores y 1.000 €/kW para la pila de combustible), representando entre ambos el 92% del Capex.

Ante tal magnitud, cabe pensar que la hibridación de un parque de generación renovable con un electrolizador tendría que ser fuertemente subvencionada, en torno a un 80%, con parte de los Fondos Next Generation EU, recogidos en España en el Plan de Recuperación Transformación y Resiliencia (PRTR), concretamente en los asignados





al Componente 9 destinados al hidrógeno, dado el beneficio medioambiental positivo que implicaría su integración en la red eléctrica.

La combinación entre subvenciones y precios de venta de electricidad mayores, por su gestionabilidad, es otra de las variables que se ha analizado, lo que supone encontrar puntos de rentabilidad en un modelo eléctrico en el que la generación firme tenga un plus de precio al fijado por el pool actual. Esta consideración debería limitar la realización de plantas a las necesidades exigidas para un adecuado desarrollo tecnológico del proceso, ya que un mayor ritmo supone un sobrecoste anticipado que acaba siendo contraproducente.

En el estado del arte de la tecnología, el aumento de la capacidad de producción del electrolizador, y por tanto del H₂ producido, tampoco arroja mejoras significativas dado que el índice de progreso del Capex en relación con el tamaño en la actualidad no es significativo.

La comparación también se llevó a cabo en un modelo con hibridación basada en baterías electroquímicas de ion-litio y en condiciones de diseño operativo similares el resultado es diametralmente opuesto, al obtenerse un resultado económico positivo. Este resultado está generado no solo por un menor Capex, sino, sobre todo, por una mayor utilización, porque la batería consigue reconvertir casi un 350% más los excedentes en energía eléctrica final, que el electrolizador, como puede observarse en las siguientes figuras:



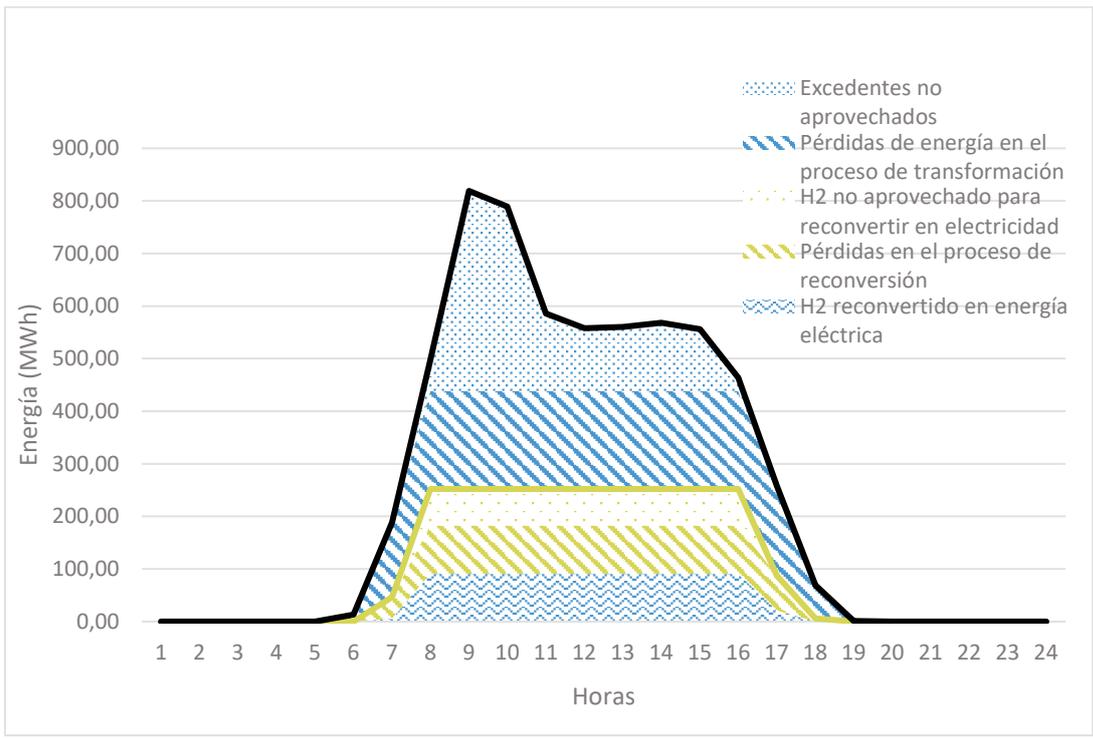


Figura 18. Pérdidas en el proceso de transformación de la energía en el caso del uso de H₂ como respaldo de la generación de electricidad renovable.
Elaboración propia.

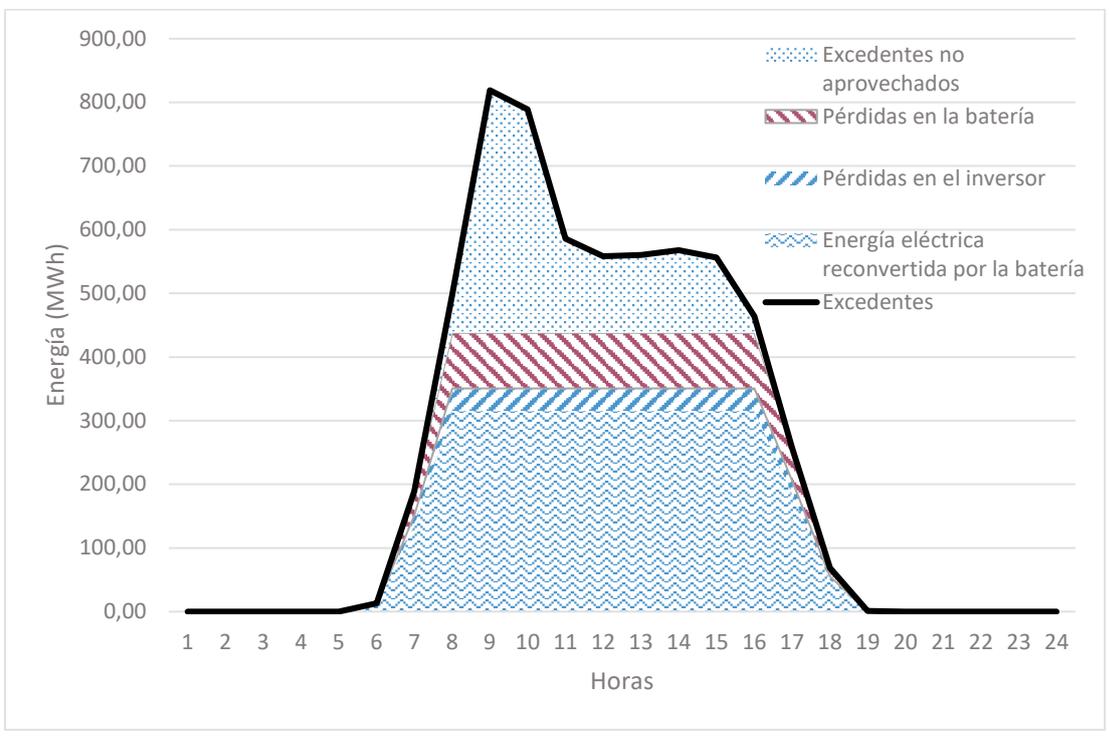


Figura 19. Pérdidas en el proceso de transformación de la energía en el caso del uso de baterías como respaldo de la generación de electricidad renovable.
Elaboración propia.



A raíz de los resultados obtenidos, queda de manifiesto que debemos seguir avanzando en la mejora de la tecnología relacionada con el hidrógeno. Sin embargo, si se constata la idoneidad no solo de la hibridación, sino del uso de baterías de almacenamiento de ion litio, la unión del parque eólico con un parque solar fotovoltaico del mismo tamaño incrementa las horas de funcionamiento en un 161%.

A continuación, se muestran las diferencias tecnológicas y económicas más significativas entre los electrolizadores PEM y las baterías electroquímicas de ion litio.

	Electrolizador PEM	Baterías electroquímica ion litio
Eficiencia (%)	70%	80%
Vida útil (años)	4,8	10
Capex (€/kW y €/kWh)	1.200	116,45
Materia prima	Agua y electricidad	Electricidad
Emplazamiento	Impuesto por la disponibilidad de agua	Versatilidad
Carga parcial mínima respecto a la potencia nominal	5%	~ 0%
Elementos auxiliares	Sistema de tratamiento de agua, compresor, sistema de almacenamiento y pila de combustible	Inversor DC/AC y AC/DC (salvo si la energía eléctrica es DC)

Tabla 7. Comparativa entre electrolizadores PEM y baterías electroquímicas de ion-litio. Elaboración propia.

Los resultados obtenidos corresponderían a un proyecto de estas características llevado a cabo en 2021. Sin embargo, según estudios realizados para los años 2030 y 2050, en referencia a sistemas de almacenamiento estacionales, se puede observar que, con la utilización del hidrógeno, se producirá una reducción en el coste de la electricidad.



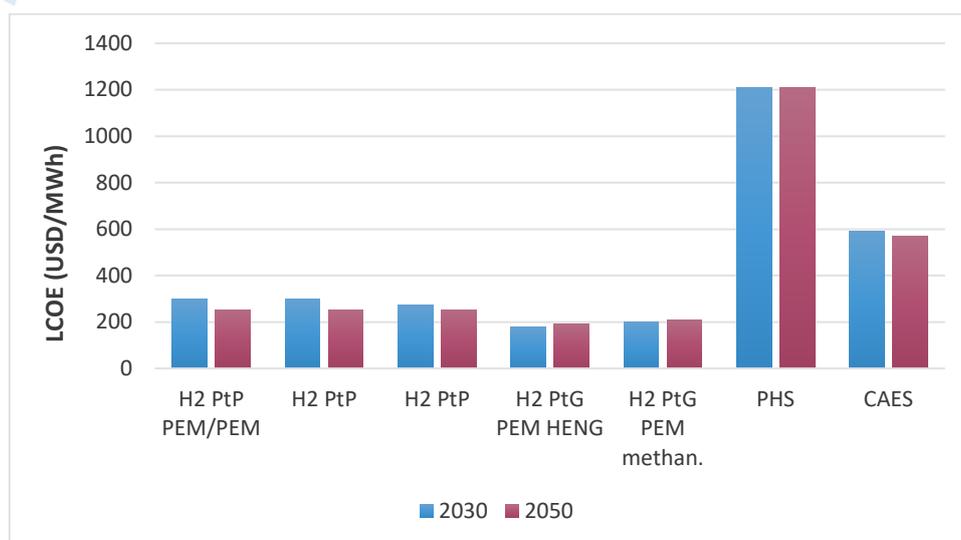


Figura 20. Reducción de los costes de electricidad según Fuente: Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells (aeh2.org). [30] Elaboración propia.

Por el contrario, en las estimaciones realizadas para los años 2030 y 2050, se prevé que el coste no disminuiría en la electricidad producida en centrales de bombeo (PHS) o en plantas con turbina a gas comprimido (CAES).

Nos queda mucho recorrido, sobre todo atendiendo al funcionamiento no continuo de los electrolizadores y a los efectos que tiene esta práctica tanto en el rendimiento y la vida útil de los equipos como en el coste añadido por un menor número de horas de utilización.

Producción de combustibles a partir del hidrógeno

El H₂ puede ser empleado como materia prima para producir otros combustibles sintéticos derivados, lo que supone *almacenar hidrógeno* de una forma más versátil, aprovechando las ventajas que ofrecen los distintos combustibles para su integración en las aplicaciones de uso final, sin que se tengan que modificar los sistemas actualmente existentes, dada la naturaleza química de sus propiedades.

Los combustibles sintéticos líquidos en condiciones ambientales poseen ventajas, frente a los gaseosos, en cuanto a densidad energética se refiere, que los hace utilizables para aplicaciones de movilidad, al poder transportar mayor cantidad de combustible por volumen, incrementando la autonomía de los medios de transporte en general.



A partir del H₂ se pueden obtener otros electrocombustibles, tanto en estado líquido (Power-to-Liquids, P2L: los productos Fischer-Tropsch (FT) (e-diésel, e-gasolina o e-queroseno), e-metanol (MeOH), y el hidrógeno transportado en compuestos líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC)), como en estado gaseoso (Power-to-gas, P2G: metano y amoníaco).

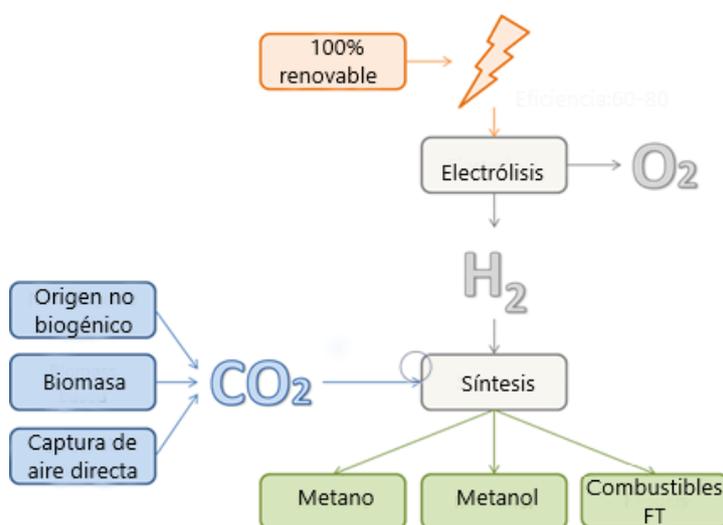


Figura 21. Diagrama explicativo de la producción de electrocombustibles.
Fuente: [European Technology and Innovation Platform](#). [31] Traducción al español del original.

Estos combustibles poseen propiedades fisicoquímicas, idénticas a los productos petrolíferos de origen fósil (o a las sustancias producidas a partir de combustibles fósiles) y suponen una manera de producir combustibles sintéticos y almacenar hidrógeno (y, en primer término, electricidad renovable) capaz de integrarse fácilmente en la infraestructura logística existente (gasoductos, buques cisterna, infraestructura de reabastecimiento de combustible...). Sin embargo, aunque no implican ninguna barrera técnica en su uso final, los principales inconvenientes **son la baja eficiencia energética global** (tanto en el proceso de obtención, como en la tecnología final de uso en la combustión) **y el coste del proceso de producción**, al margen de significar un apoyo a la continuidad de un modelo energético insostenible.

Existen propuestas de almacenar/transportar/usar hidrógeno a través de estos electrocombustibles, si se utilizan directamente, como es el caso del amoníaco o del metanol, sin olvidar que en los procesos de combustión (a excepción del H₂ y el NH₃) contaminan exactamente igual que sus análogos de origen fósil.

- 1. Metano.** Mediante el proceso de hidrogenación, se produce la metanización del CO₂, produciendo de esta forma metano sintético. La propuesta de



producción del metano sintético a partir del H₂ podría distribuirse de forma sencilla en la red de gas natural existente.

- 2. Amoniaco.** El amoníaco (NH₃) es un gas incoloro con un olor muy característico. Es 1,6 veces más ligero que el aire. El NH₃ es fácilmente licuable debido al fuerte enlace de hidrógeno entre las moléculas. A una presión de una atmósfera hierve por debajo de la temperatura ambiente, a unos -33,3 °C, por lo que puede conservarse en estado líquido, bajo presión a temperaturas bajas mediante su refrigeración o almacenado bajo presión. Esto hace que se requiera de un equipo especial para su almacenaje y dispensado.

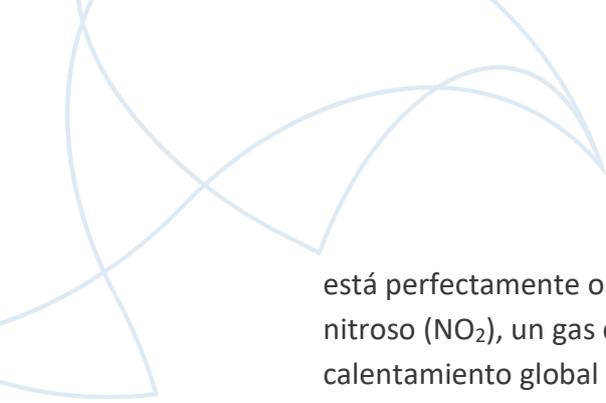
Se trata del segundo químico industrial más producido en el mundo y la principal materia prima producida a partir del hidrógeno. Según el informe [*Hydrogen: A renewable energy perspective*](#), publicado por IRENA [14], se producen alrededor de 175 millones de toneladas al año, de las cuales casi el 90% se destinan como materia prima para la fabricación de fertilizantes sintéticos nitrogenados sólidos o gaseosos empleados en el sector agrícola (urea, nitrato de amonio, sulfato de amonio...) y para la producción de otros productos químicos.

El amoníaco tiene una densidad energética de 18,6 MJ/kg, aproximadamente la mitad que la del petróleo y comparable a la de la biomasa, por lo que además de su uso como materia prima, surge junto con el hidrógeno, un interés por su utilización como vector energético para desplazar el uso de combustibles fósiles en aquellos sectores más difíciles de descarbonizar. El amoníaco resulta interesante por ser el único portador de energía derivado del H₂ libre de carbono durante su combustión, al igual que el hidrógeno puro.

En su combustión, el amoníaco no arde con facilidad ni mantiene la combustión debido a su bajo índice de cetano y a la baja velocidad de la llama, excepto para mezclas estrechas de amoníaco-aire del 15%-25% en volumen de aire, lo que dificulta su aplicación en los motores de combustión. Cuando se mezcla con oxígeno, arde con una llama de color verde amarillento pálido.

Sin embargo, el amoníaco es un compuesto químico altamente tóxico para los seres humanos si se inhala, además de provocar graves quemaduras en la piel y daños en los ojos si se entra en contacto con él. El amoníaco tiene la propiedad de disolverse fácilmente en el agua, siendo una sustancia muy tóxica para la vida acuática, con efectos duraderos en el tiempo, si se producen fugas en masas de agua. Se trata, además, de un gas inflamable y si su combustión no





está perfectamente optimizada puede ser una fuente de emisiones de óxido nítrico (NO_2), un gas de efecto invernadero con 300 veces mayor potencial de calentamiento global que el CO_2 , además de la posible emisión de amoníaco no quemado tras su combustión y su potencial efecto venenoso y contaminante.

Mediante el proceso de Haber-Bosch (HB), se consigue sintetizar la molécula del amoníaco (NH_3) a partir del H_2 y del nitrógeno (N_2). Para que el amoníaco se considere un electrocombustible es necesario que el H_2 proceda de electrólisis con electricidad renovable. Sin embargo, el N_2 actualmente se obtiene a partir de la eliminación del oxígeno del aire a través de la reacción de combustión del metano y todavía no existe una alternativa clara de producción de N_2 libre de carbono que sustituya el método de producción actual, pues todas las propuestas se encuentran en una fase prematura de investigación y desarrollo. A nivel mundial, se genera un promedio de casi tres toneladas de CO_2 por cada tonelada de NH_3 producido.

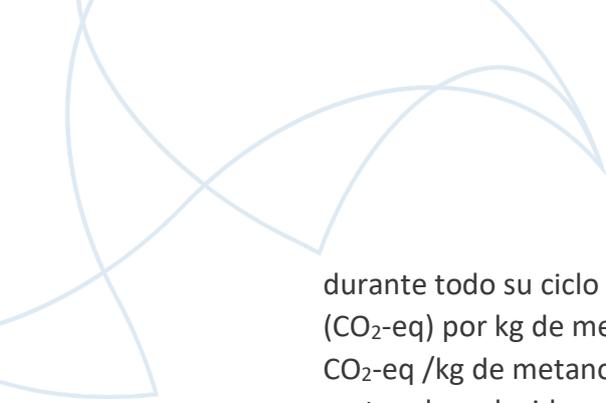
3. Producción de hidrocarburos líquidos. Se pueden producir hidrocarburos líquidos a partir de un gas de síntesis, mediante la combinación de moléculas simples de H_2 y carbono (C), para dar lugar a moléculas de cadena más larga con una composición similar a los productos líquidos derivados del petróleo (proceso químico de Fischer-Tropsch (FT)). Los hidrocarburos obtenidos son combustibles con fácil salida en el mercado, sobre todo porque no tienen ninguna barrera técnica en su uso final. No obstante, el principal inconveniente es la baja eficiencia energética global y los altos costes. Por ejemplo, en la actualidad, el coste del queroseno sintético es entre 4 y 6 veces superior, sin contar los impuestos sobre carbono.

4. Metanol. El metanol (CH_3OH) es un compuesto químico cuyo estado de agregación a temperatura y presión ambiente es líquido, con baja densidad, incoloro, inflamable y altamente tóxico para los seres humanos.

El metanol se produce de forma tradicional a partir de fuentes de carbono concentradas como el gas natural o el carbón. Actualmente, alrededor del 65% de la producción de metanol se basa en el proceso SMR, mientras que el resto (35%) los hace, en gran medida, en la gasificación del carbón. Para producir metanol, el gas natural y el carbón tienen que convertirse en gas de síntesis. La eficiencia global de la conversión energética de una planta SMR se sitúa en torno al 70%, mientras que, en el caso de la conversión de carbón en metanol, la eficiencia es del orden del 50%-60%.

El metanol puede producirse utilizando energía renovable y materias primas renovables, pero dando lugar a emisiones de GEI significativamente menores





durante todo su ciclo de vida (unos 0,5 kg de dióxido de carbono equivalente (CO₂-eq) por kg de metanol en el caso del gas natural, frente a 2,6-3,8 kg de CO₂-eq /kg de metanol para el carbón). En la actualidad, tan sólo un 0,2% del metanol producido a nivel mundial proviene de fuentes renovables.

Para producir una tonelada de metanol se necesitan, aproximadamente, unas 1,38 t de CO₂ y 0,19 t de H₂ (aproximadamente 1,7 t de agua). Para producir una tonelada de e-metanol se necesitan unos 10-11 MWh de electricidad, la mayor parte para la electrólisis del agua.

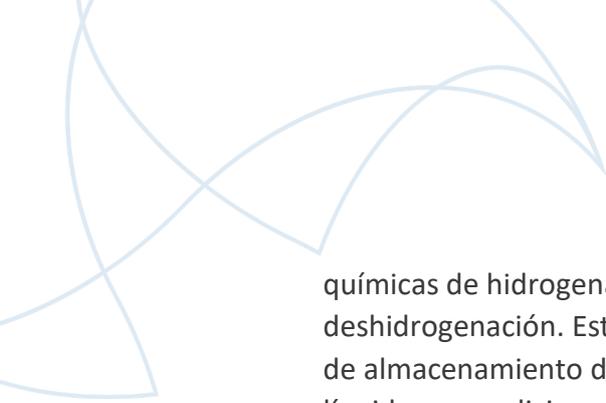
El metanol es un producto clave en la industria química, utilizándose principalmente como materia prima para la producción de otros productos químicos como el formaldehído, el ácido acético y los plásticos. Actualmente, se producen alrededor de 98 millones de toneladas al año, casi todo a partir de combustibles fósiles (gas natural o carbón). Las emisiones del ciclo de vida de la producción y del uso actuales del metanol son de alrededor de 0,3 gigatoneladas de CO₂ al año (aproximadamente el 10% de las emisiones totales del sector químico). La producción de CH₃OH casi se ha duplicado en la última década y según el informe [Innovation Outlook: Renewable Methanol](#), de IRENA [32], la producción podría aumentar a 500 millones de toneladas al año 2050.

De la misma forma que el H₂ y el NH₃, adicionalmente a su utilidad como materia prima, el metanol puede ser empleado como combustible en el transporte. Sin embargo, cuando se quema, se producen emisiones de GEI y de partículas contaminantes. Por otro lado, la energía química del metanol puede convertirse en energía eléctrica a temperatura ambiente mediante pilas de combustible de metanol (DMFC), sin embargo, este proceso de transformación tampoco está libre de emisiones.

En la actualidad, al igual que con el H₂, el principal obstáculo para la producción de metanol renovable es su mayor coste en comparación con las alternativas basadas en combustibles fósiles. Según el informe anteriormente citado, el coste de la producción de metanol, a partir de combustibles fósiles se sitúa entre 84 y 210 €/t, mientras que los costes de producción de bioetanol y e-metanol se estiman actualmente entre 269 y 647 €/t y 1.008 y 2.016 €/t, pudiendo llegar a reducirse en 2050 hasta los 185-470 €/t y 210-529 €/t, respectivamente.

- 5. Compuestos líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC, Liquid Organic Hydrogen Carriers).** Son compuestos orgánicos, cuyo estado de agregación a presión y temperatura atmosférica es líquido (además de no ser volátil en estas condiciones), capaces de absorber H₂ mediante reacciones





químicas de hidrogenación y liberar hidrógeno mediante reacciones de deshidrogenación. Estas cualidades les permiten ser empleados como medios de almacenamiento de hidrógeno, que puede ser transportado en estado líquido en condiciones ambientales.

Necesitamos avanzar en procesos de investigación para conseguir métodos de producción menos intensivos en energía y sin emisiones que, necesariamente, deben pasar por una mejor integración de fuentes de energía renovables para la producción de estos electrocombustibles. Actualmente se basan, principalmente, en procesos termoquímicos, cuyos requerimientos energéticos son elevados dadas las altas presiones y temperaturas de operación necesarias para llevar a cabo las reacciones químicas. Estos requerimientos, sumados a las necesidades energéticas para producir hidrógeno, nos muestran la realidad de que detrás de cada electrocombustible existe una multitud de procesos de transformación de energía (y por tanto de pérdidas) que hacen cuestionarse algunas aplicaciones propuestas para el uso de estos. **Debemos ser eficientes en el uso de la energía, e intentar cubrir nuestras necesidades con el menor consumo y transformación de energía posible.**

Con respecto a los costes, si el hidrógeno renovable todavía es caro, estos electrocombustibles lo son más aún. El [estudio](#) publicado en la revista científica *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [33], concluye que las producciones estarán en el rango de 200-280 €/MWh_{combustible} en 2015 y 160-210 €/MWh_{combustible} en 2030.

Aplicaciones del hidrógeno en la industria

Dado que el hidrógeno no es una fuente de energía primaria, sino un vector energético que requiere de una conversión que implica importantes pérdidas de energía, requiere una reflexión sobre la escala y velocidad necesaria para su desarrollo, uso y capacidad de suministro.

Sus aplicaciones deben centrarse en aquellos sectores en los que la electricidad no pueda tener cabida, bien por el proceso del que se trate, por su utilización como elemento químico o por la necesidad de funcionamiento no conectado a la red eléctrica, lo que exige la existencia de sistemas de almacenamiento. Obviamente, salvo por razones de eficiencia y sus requisitos de operación, el hidrógeno no debería ser un vector energético utilizable de forma amplia.

En España se consumen 500.000 toneladas de hidrógeno al año. El 99% de ese hidrógeno es producido a base de gas natural sin captura de CO₂, (gris). El 6% del





consumo total de gas natural en España se destina a la producción de hidrógeno. La práctica totalidad de este consumo se produce en las plantas de fabricación de productos industriales y en las refinerías, siendo Repsol, el mayor productor y consumidor de hidrógeno del país, con el 72% del total. Por sectores, el consumo se reparte en un 70% como materia prima, principalmente en refinerías (mayoritariamente las situadas en Huelva, Cartagena, Puertollano y Tarragona), un 25% en fábricas de productos químicos de uso industrial (amoníaco) y el 5% restante, en sectores como el metalúrgico.

Obviamente, la electrificación de la demanda y la menor necesidad de combustibles fósiles en el futuro van a reducir la utilización del hidrógeno al descender la producción de las refinerías.

En la **industria del refino**, el H₂ se emplea en el proceso de **hidrotratamiento** del petróleo para eliminar el azufre, el nitrógeno y otras impurezas. Como ejemplo, en el proceso de hidrotratamiento del diésel, se utiliza una relación hidrógeno/diésel que se sitúa en el rango de los 200-700 Nm³/m³.

En las refinerías también se emplea el hidrógeno en el **hidrocraqueo** para mejorar los crudos más pesados, rompiendo sus moléculas de cadena larga y convirtiéndolos en crudos más ligeros, proceso en el que se rompe el enlace carbono-carbono.

Por último, en la industria del refino se destaca la **hidrodesulfuración** que tiene el fin de reducir el contenido de azufre que se encuentra en las fracciones de petróleo, rompiendo los enlaces carbono-azufre. En un proceso en el que se realiza la hidrodesulfuración de un caudal de diésel se necesitan, aproximadamente, 0,050 kg/h de hidrógeno por cada kg/h del combustible fósil. Conforme los requisitos de las emisiones de óxidos de azufre (Sox) se han ido haciendo más estrictos, se ha dado lugar a un progresivo aumento de la demanda de hidrógeno en las refinerías para la desulfuración de los combustibles fósiles.

En la **industria química** se emplea la composición molecular del H₂ para la elaboración de productos químicos como el amoníaco y el metanol para su uso en fertilizantes, productos químicos en general para la producción de biocombustibles, resinas, polímeros, plásticos, etc.

En la **industria metalúrgica** el hidrógeno se emplea en la manufactura de hierro, acero y aleaciones. Una de las etapas en las que se requiere su uso es en el proceso de



recocido, para restaurar la ductilidad del metal, además de en otras aplicaciones como agente reductor.

La descarbonización de la producción de acero y cemento con hidrógeno tendría un coste de 60 dólares por tonelada de CO₂, según BloombergNEF, siendo este precio superior al actual del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE, pero inferior al precio global del carbono de 75 dólares por tonelada para el 2030 recomendado por el Fondo Monetario Internacional (FMI). La siguiente figura muestra la variación del coste por sectores.

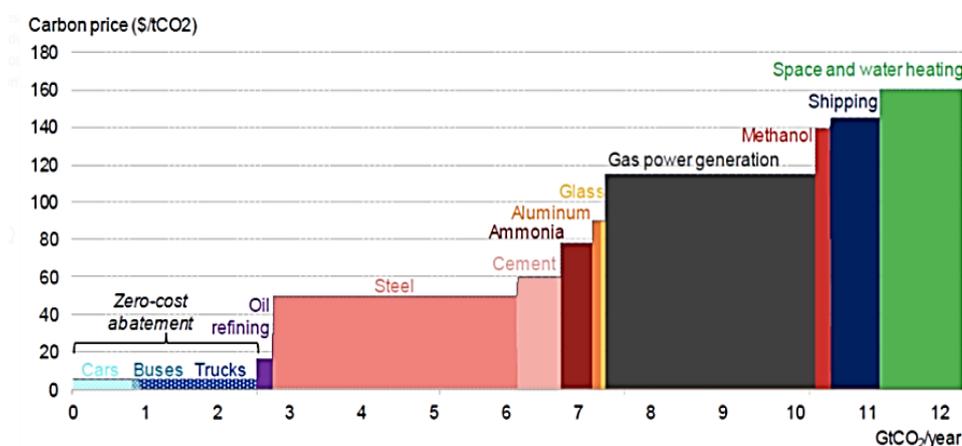


Figura 22. Coste de la reducción de CO₂ con hidrógeno.
Fuente: BloombergBNEF. *Hydrogen Economy Outlook*. [10]

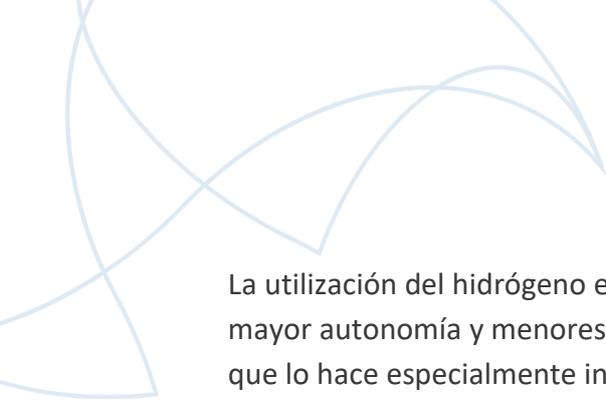
Otros procesos industriales con un menor peso en el consumo final de H₂ son la fabricación de vidrio (se burbujea para evitar la oxidación de algunos elementos), de alimentos (hidrogenación de grasas), de productos químicos especializados y a granel, semiconductores y refrigeración de los generadores eléctricos. Su participación conjunta representa solamente el 1% de la demanda mundial de hidrógeno.

El hidrógeno en el transporte

El modelo de transporte futuro debe estar basado en la utilización de la electricidad, los biocombustibles o el hidrógeno en sustitución de los combustibles fósiles actualmente utilizados de forma generalizada.

El hidrógeno se integra de forma directa en el transporte a través del uso de pilas de combustible para la producción de electricidad (FCEV), del gas natural y los biocombustibles utilizados en motores de combustión interna y de la electricidad, con el uso de los coches eléctricos con almacenamiento en baterías (VEB).





La utilización del hidrógeno en pilas de combustible presenta como ventajas una mayor autonomía y menores tiempos de recarga, así como una reducción de la tara, lo que lo hace especialmente interesante para aquellas necesidades en las que la distancia y el peso de la carga a transportar es factor diferencial, como puede ser el transporte pesado por carretera y la navegación naval o aérea.

El objetivo principal es que se produzca la electrificación de los vehículos con motores de combustión interna, que son los que utilizan mayoritariamente combustibles fósiles, con la utilización de hidrógeno en pilas de combustible o directamente en vehículos eléctricos con almacenamiento en baterías.

El punto de debate es la identificación de en qué usos se debe utilizar el hidrógeno, siendo conscientes de que el proceso de obtención/utilización es doblemente cíclico: generación de electricidad-producción de hidrógeno mediante electrólisis-uso en pilas de combustible, para producir la electricidad necesaria para la movilidad del vehículo. Al fin y al cabo, tienen el mismo uso y en los procesos de transformación se producen pérdidas de energía que ocasionan una disminución de la eficiencia de los procesos, razón por la que los usos deben ser aquellos en los que el modelo eléctrico no cumple alguno de los requisitos de autonomía/peso.

El sector transporte es uno de los primeros sectores que ha incorporado la tecnología del hidrógeno en sus diferentes modalidades: transporte por carretera ligero y pesado, marítimo, ferroviario y aéreo.

Transporte ligero

En este apartado se incluyen los vehículos automóviles, los de transporte de mercancías de menor volumen o de hasta 3,5 toneladas como máximo o los que realicen distancias cortas.

En la siguiente figura se pueden observar más detalladamente los valores de eficiencia de cada uno de los procesos, resaltando aquellos en los que se producen las mayores pérdidas.



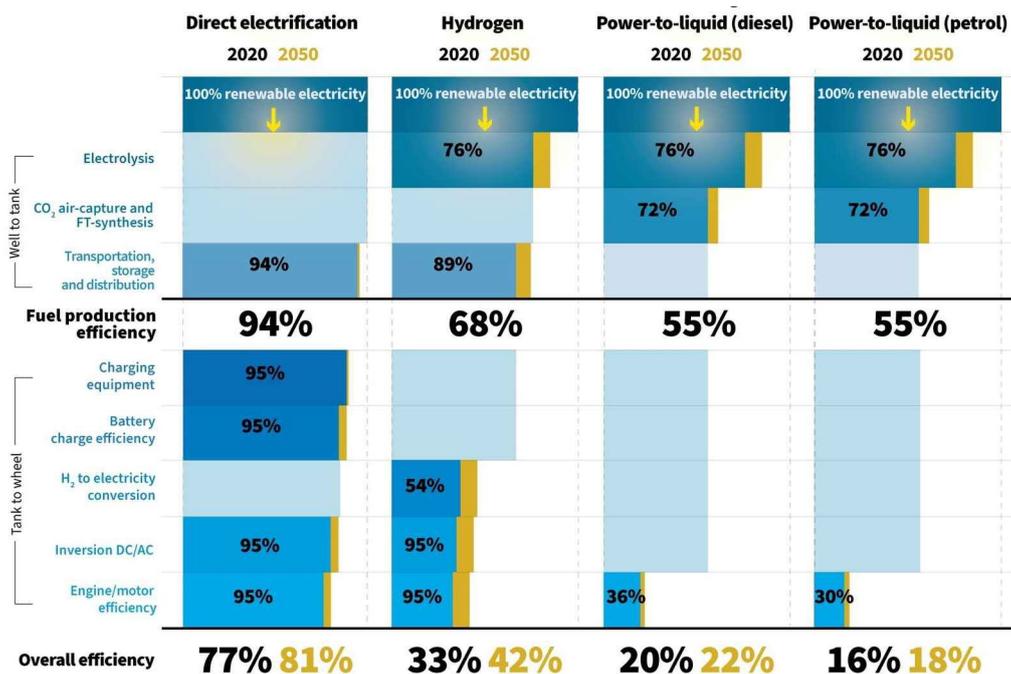


Figura 23. Datos de eficiencia de coches eléctricos, transporte ligero.
Fuente: *Transport and Environment*. [34]

La eficiencia de los coches eléctricos es de un 77%, es decir, de 100 unidades de energía de electricidad, sólo 23 se pierden y el resto se transforma en energía mecánica para accionar las ruedas del coche. En un coche convencional con motor de combustión interna, de 100 unidades de energía contenida en el combustible, sólo 30 son transformadas para el fin último de accionar las ruedas, mientras que el resto se pierde (principalmente en energía térmica en forma de calor) debido a la eficiencia de los motores térmicos, comparados con los eléctricos (30% frente a un 90%-94%, aproximadamente).

En cuanto a los vehículos que funcionan con pilas de combustible con hidrógeno procedente de fuentes renovables, la eficiencia global es del 33%. Esto quiere decir que, de 100 unidades de energía contenida, se pierden un total de 67 unidades, principalmente en el proceso de transformación del hidrógeno a electricidad, y, en menor medida, aunque también se debe considerar, en el proceso de electrólisis en el que se disocia la molécula de agua, razón por la que sí se debe avanzar hacia un modelo eléctrico y abandonarse la idea del de celdas de combustible.

Respecto a las eficiencias que presentan los combustibles sintéticos, son mucho menores si se comparan con las de los vehículos eléctricos, ya que tienen unos valores del 20% y del 16% para diésel y la gasolina, respectivamente.



En 2050 se espera alcanzar una eficiencia del 81% en la electrificación directa de automóviles, desarrollando mejoras en la eficiencia de carga de las baterías, en la conversión DC/AC y en la eficiencia del motor eléctrico. En cuanto a los vehículos de uso particular con pilas de combustible, se estima que se podrá alcanzar una eficiencia del 42%, al incrementar la eficiencia en el proceso de conversión de hidrógeno a electricidad, en el proceso de electrólisis y reduciendo las pérdidas en el transporte, almacenamiento y distribución, principalmente.

En referencia a los combustibles sintéticos, en este caso en estado líquido como el diésel y la gasolina, se estima que alcanzarán una eficiencia del 22% y del 18% (suponiendo esto un incremento de un 2% con respecto al año 2020), produciéndose mejoras en el proceso de electrólisis para la obtención de hidrógeno, en la captura de CO₂ y en el proceso de síntesis Fischer-Tropsch.

Los camiones eléctricos de transporte ligero y los que utilizan pilas de combustible presentan datos con los mismos valores de eficiencias, tanto en sus procesos de transformación como en sus pérdidas energéticas.

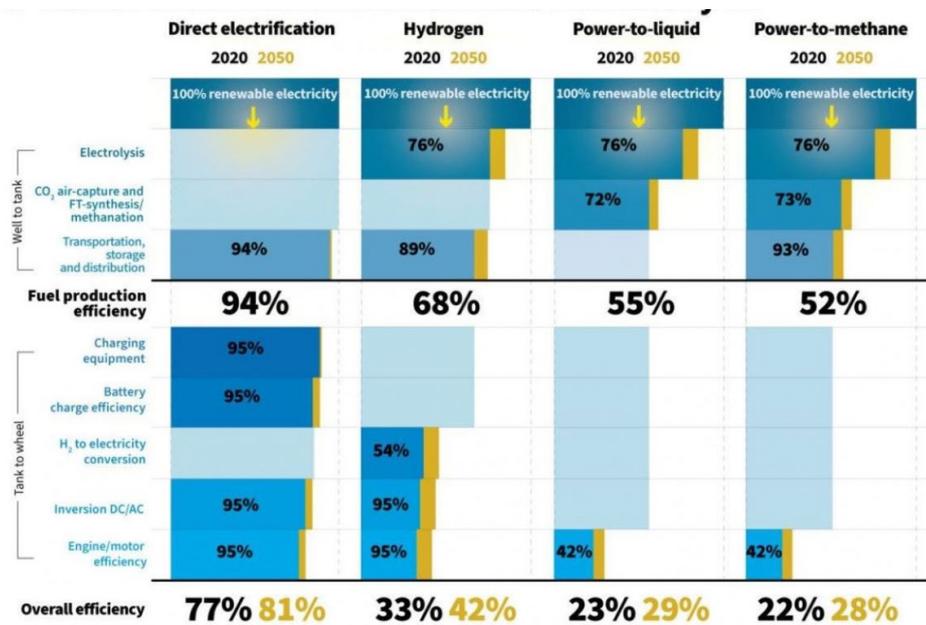
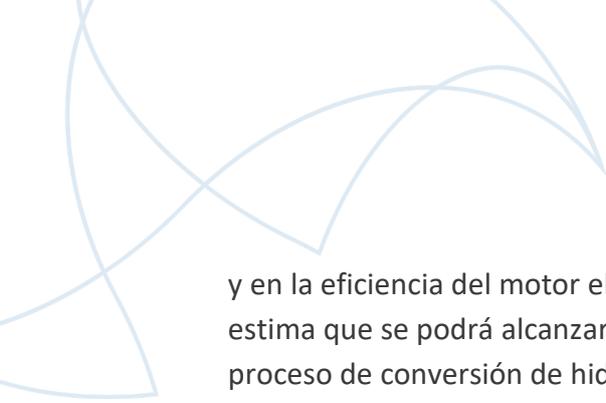


Figura 24. Datos de eficiencia de camiones eléctricos, transporte ligero.

Fuente: *Transport and Environment*. [34]

Las expectativas para 2050, al igual que con los vehículos de uso personal, prevén que los camiones eléctricos incrementarán su eficiencia alcanzando un valor del 81%, desarrollando mejoras en la eficiencia de carga de las baterías, en la conversión DC/AC





y en la eficiencia del motor eléctrico. En los camiones con pilas de combustible, se estima que se podrá alcanzar una eficiencia del 42%, al incrementar la eficiencia en el proceso de conversión de hidrógeno a electricidad, en el proceso de electrólisis y reduciendo las pérdidas en el transporte, almacenamiento y distribución, principalmente.

Respecto a los combustibles sintéticos o electrocombustibles, se calcula que se alcanzará una eficiencia del 29% para los hidrocarburos sintéticos líquidos y del 28% para los hidrocarburos sintéticos gaseosos, como el metano. Esto se debe a mejoras en la eficiencia del proceso de electrólisis, en la captura de CO₂ y en los procesos de síntesis de Fischer-Tropsch y metanización o digestión anaerobia, así como en el incremento de la eficiencia de los motores de combustión. Cabe destacar también que este aumento global en la eficiencia, con la utilización de metano, se produce debido a una disminución de las pérdidas en el transporte, el almacenamiento y la distribución.

Como en el caso de los automóviles, los camiones con electrificación directa son la mejor opción para el transporte ligero por sus altos valores de eficiencia, aunque, por el contrario, al recorrer largas distancias necesitan de baterías con gran capacidad, lo que ocasionaría un alto coste, por lo que no sería rentable usar camiones eléctricos con baterías.

Como conclusión, en el transporte ligero es más recomendable fomentar el uso de vehículos eléctricos. Obviamente, estamos considerando que la autonomía del vehículo eléctrico y los sistemas de recarga están plenamente desarrollados para cubrir las necesidades de largas distancias.

Transporte pesado

En este caso, nos referimos a vehículos destinados al transporte de mercancías por carretera, tanto a nivel nacional como internacional, (en los que el peso de los productos o bienes supera las 3,5 toneladas, pero no supera las 6 toneladas máximas permitidas), tranvías, autobuses, camiones de carga o vehículos ligeros con uso intensivo, responsables de la gran parte de emisiones equivalentes de CO₂, o que recorren largas distancias.

A día de hoy, en la flota de vehículos pesados de la Unión Europea están registrados **6,2 millones de camiones** [35]. En la siguiente figura se observa **que España tiene solo un 10% de esta flota de camiones a nivel europeo**, mientras que es uno de los países que tiene una **mayor presencia en el transporte a larga distancia**, representando el **13% de los 140 billones de vehículos por kilómetro en el año 2019** [36].



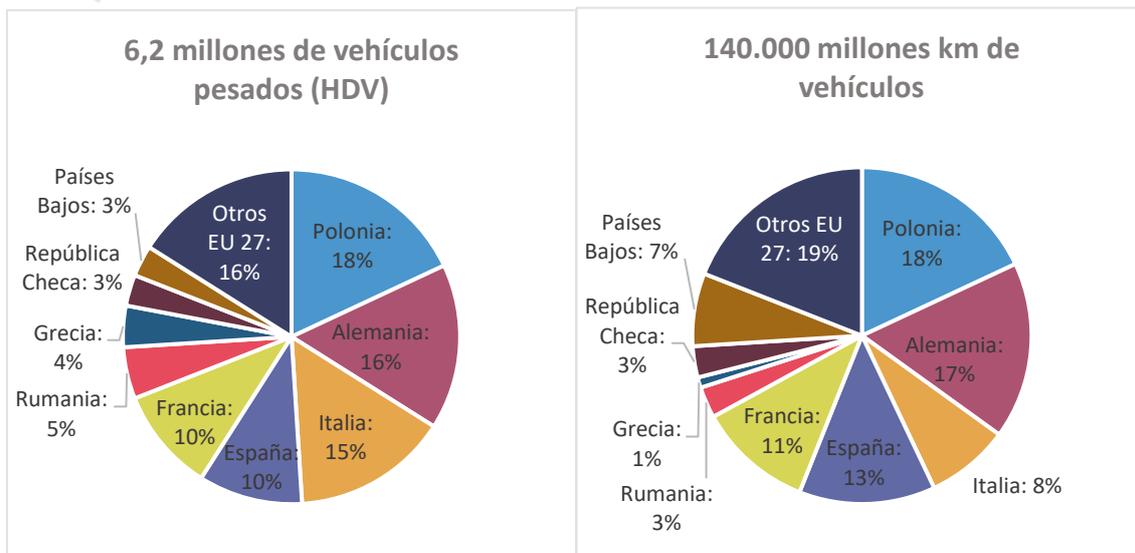


Figura 25. Resumen de la flota de camiones de la UE (2019) y de los vehículos-kilómetro (2019) por país. Fuente: [ACEA 2021](#); [Eurostat 2020](#). Elaboración propia.

Debido a que el diésel sigue siendo el combustible que usan, aproximadamente, el 98% de los camiones, cada vez más se está impulsando el uso de camiones con combustibles alternativos, buscando mejorar el rendimiento medioambiental del transporte con estos vehículos.

Por ello, en Europa, se está comenzando a introducir en la flota de camiones vehículos híbridos enchufables, vehículos eléctricos de batería y vehículos de pilas de combustible, teniendo una mayor presencia los vehículos de gas natural licuado o gas natural comprimido.

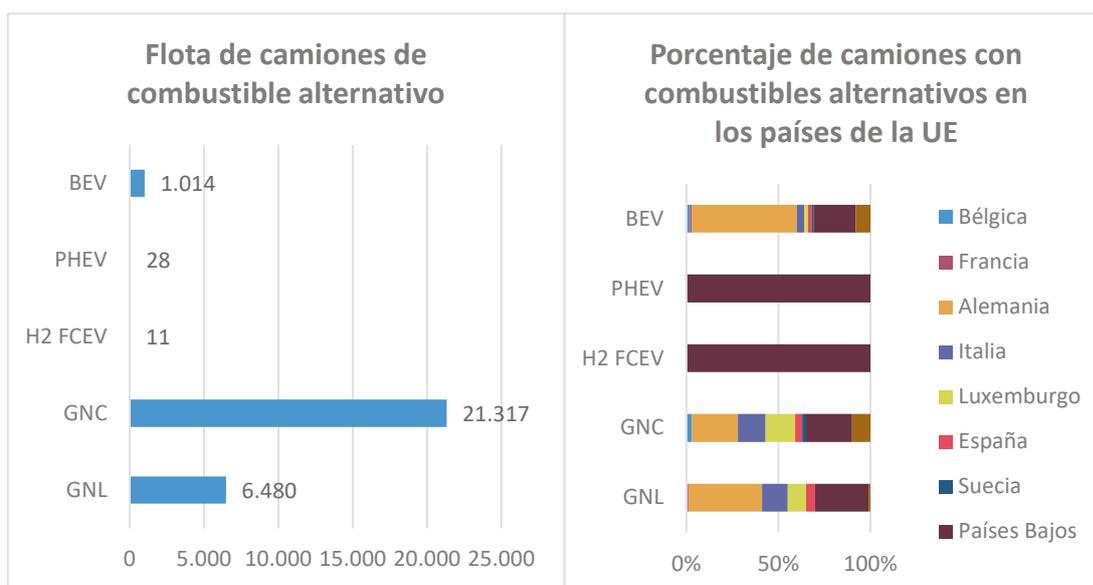


Figura 26. Flota de camiones con combustibles alternativos de la UE: totales y porcentajes por país en 2020. Fuente: [EAFO 2021](#). Elaboración propia.



Según datos del año 2020, y que se pueden ver en la figura anterior, **a nivel europeo** se registraron **1.014 vehículos de batería**, mientras que **los de pilas de combustible fueron 28** [37]. España todavía tiene un largo camino que recorrer para el impulso de este tipo de combustibles alternativos, en comparación con otros países de la UE.

Para el transporte pesado **la principal aplicación y uso del hidrógeno** es en el **vehículo eléctrico con pila de combustible**, debido a que estos vehículos tienen un mayor consumo de combustible y necesitan de más autonomía y velocidad de carga que la que puede prestar el coche eléctrico de baterías. Actualmente se están produciendo mejoras en la autonomía del coche y del camión eléctrico de baterías, de hecho, a nivel comercial, se están fabricando camiones eléctricos de batería (BET) con una autonomía de hasta 400 km, utilizándose principalmente para la logística urbana.

El uso del hidrógeno en el vehículo eléctrico con pila de combustible se aplica, sobre todo, para transporte pesado o camiones de carga, en los que se utiliza el hidrógeno como sustituto directo de los combustibles fósiles tradicionales, produciéndose así su descarbonización. En el caso concreto de un camión pesado convencional, se evitarían unas emisiones de entre 30-35 gCO₂/t-km.

En la siguiente figura se pueden observar las emisiones equivalentes de CO₂ por kilómetro, correspondientes a un camión remolque de 40 t, que se evitarían si se utilizasen nuevas tecnologías y/o combustibles alternativos, como es el caso del hidrógeno.

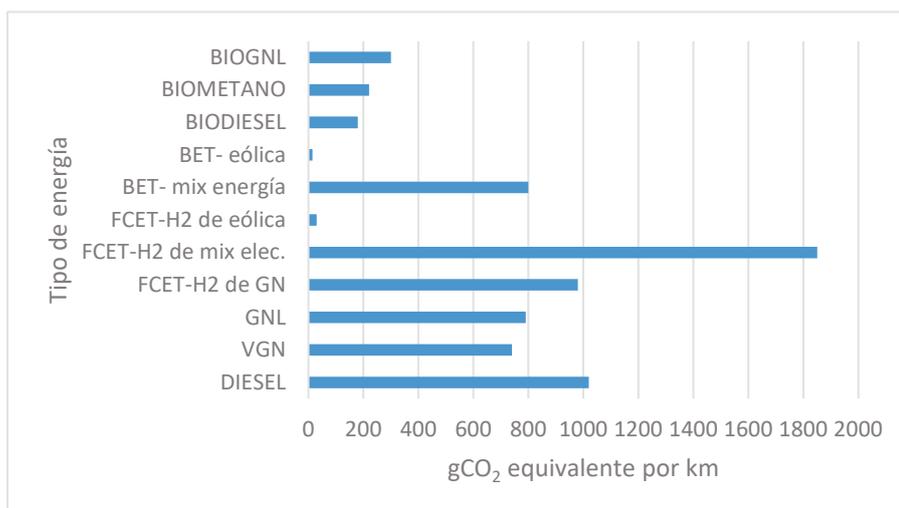


Figura 27. Emisiones del pozo a la rueda del camión-tráiler de 40t GVW por tipo de energía.

Fuente: [CE DELFT & TNO, 2020](#). Elaboración propia

De estos datos destaca que, hay grandes diferencias en cuanto a la cantidad de emisiones generadas, en función de cuáles sean las fuentes de energía utilizadas para



la producción de electricidad (para vehículos de batería) o para la producción de hidrógeno (en vehículos de pilas de combustible) [38].

En el caso de FCET y BET, en ambas situaciones, se emite una menor cantidad de emisiones cuando las fuentes de energía son de origen renovable, como es en este caso la energía eólica. Utilizando electricidad de origen renovable en un vehículo de batería, las emisiones disminuirían en un 98% con respecto al gasóleo y en un vehículo de pilas de combustible, estas emisiones se reducirían en un 95%.

En cuanto a los costes para que las nuevas aplicaciones del hidrógeno sean competitivas, destaca que las relacionadas con la movilidad comercial, como los camiones para transporte de mercancías, llegarán a ser viables cuando se alcancen los 3 \$/kg. Por otro lado, de media, los vehículos particulares, llegarán a ser viables económicamente cuando logren los 2 \$/kg, sin tener en cuenta los costes de distribución.

Se puede concluir que es en el transporte pesado, con vehículos de pilas de combustible, donde el hidrógeno debe tener una mayor aplicación, tanto por economía como por las características operativas del transporte, el tamaño de la carga y el recorrido medio de las rutas.

En la figura siguiente se muestra la proyección de precios del hidrógeno en función de la demanda, del índice de progreso y cuando sería competitivo para los diferentes usos.

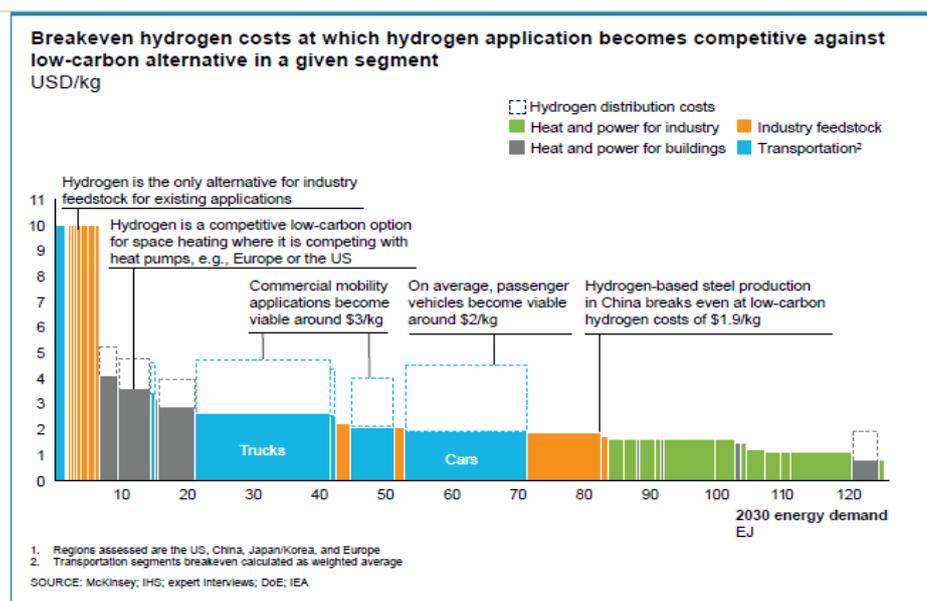


Figura 28. Costes de producción de hidrógeno por sectores y regiones.
Fuente: McKinsey, DoE, IEA [39].



Transporte ferroviario

La apuesta por el ferrocarril como medio de transporte de pasajeros y de mercancías es uno de los pilares de la política energética y de la descarbonización del transporte, por esta razón la descarbonización del ferrocarril es clave. Las propuestas energéticas de impulso más usuales son dos: la tecnología basada en la electrificación y la utilización de pilas de combustible, como sustitutos del anterior vector energético utilizado hasta el momento, el gasóleo, con el que se emiten grandes cantidades de GEI.

En mayo del año 2019, el ferrocarril en España tenía una electrificación del 63%, por lo que el objetivo es alcanzar el 100% en 2025, como propone la **Fundación Renovables**.

No compartimos la utilización de las pilas de combustibles con hidrógeno como sistema de tracción de los ferrocarriles, sobre todo si se considera que la producción de hidrógeno se realiza con procesos electrólisis. Estaríamos produciendo hidrógeno con electricidad para posteriormente producir electricidad con este hidrógeno.

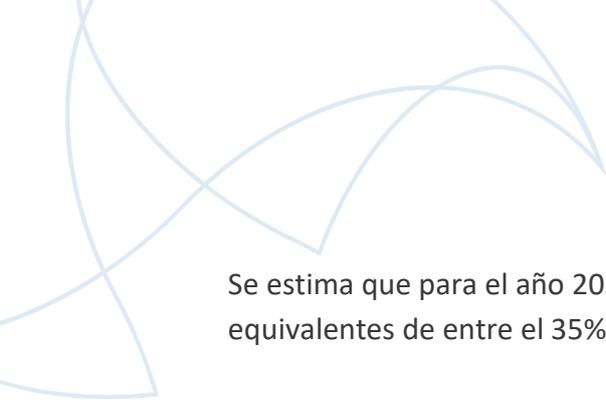
La apuesta por las células de combustible solo tendría sentido si la red ferroviaria no estuviera electrificada.

En España ya hay prototipos de trenes diseñados para cercanías y medias distancias que utilizan pilas de combustible de hidrógeno, en sustitución del diésel, y que cuentan con baterías intermedias que se recargan durante las frenadas y hacen de apoyo para el arranque.

El futuro del ferrocarril está en la utilización directa de electricidad en sustitución del gasóleo, debido a que ya existen rutas totalmente electrificadas, por lo que el uso de pilas de combustible se destinará para crear nuevas rutas que hoy en día no se hayan electrificado, por no ser viables económicamente, o en aquellas rutas en las que no exista transporte ferroviario. De esta forma, también se ahorran las pérdidas que se producen en el proceso de electrólisis y, sobre todo, en el proceso de transformación del hidrógeno en electricidad.

Un ferrocarril de gasóleo y uno eléctrico de 500 toneladas de carga tienen un consumo unitario de 44 kWh/km y de 14 kWh/km, respectivamente, con la ventaja que presenta el segundo al consumir electricidad directa de la red, ahorrándose las pérdidas que se producirían en la combustión del gasóleo en un motor de combustión interna.





Se estima que para el año 2050 se produzca una reducción en las emisiones de CO₂ equivalentes de entre el 35% y el 40% en el transporte por ferrocarril.

A modo de resumen, los esfuerzos se deberían llevar a cabo para electrificar la red de ferrocarriles y potenciar su uso tanto para viajeros como para mercancías, tanto en cercanías como en larga distancia. Invertir en trenes que funcionen con hidrógeno y no en electrificar el ferrocarril es un error tanto tecnológico, como energético y de gestión de las inversiones en bienes y servicios públicos.

Transporte marítimo

Un objetivo claro en el desarrollo de un nuevo modelo energético es descarbonizar el transporte marítimo ya que el 3% de los GEI proceden de los barcos. Históricamente los barcos siempre han utilizado combustibles fósiles de peor calidad, los llamados *heavy fuel oil*, con contenidos de azufre muy por encima de lo deseable. Las razones siempre tienen el mismo origen y son la economía y la idea de que por donde se mueven los grandes barcos no hay problemas de contaminación. En 2020 se estableció el límite máximo de 0,50% masa/masa del azufre contenido en el combustible de los barcos que se utilizan en el transporte de mercancías, reduciéndose así el anterior que estaba en un 3,50% masa/masa.

Esta situación es tema de discusión por los problemas en los atraques en puertos urbanos y la contaminación de estos barcos en un entorno que ya sí importa porque, en muchos casos, se trata de ciudades turísticas y la contaminación no es buen reclamo, al margen de las protestas de la ciudadanía.

Se apuesta así por los barcos sin fueloil, en los que el *stand by* sea eléctrico y no estén con los motores en ralentí en plena ciudad, con la consiguiente emisión de gases contaminantes a la atmósfera. Así se reducirían considerablemente las emisiones de los buques atracados. El objetivo sería sustituir los motores auxiliares por la conexión a la red eléctrica (planteando también que sea con origen en fuentes renovables, como por ejemplo con la utilización de un generador eléctrico a partir de hidrógeno) durante operaciones de escala en los puertos, para cubrir la demanda de calefacción o refrigeración, para la iluminación y para el funcionamiento de los equipos informáticos y sistemas de mantenimiento. Aunque, respecto a la electrificación, el gran hándicap son las altas inversiones y la alimentación eléctrica que necesitan estos buques, con altos costes asociados. A pesar de ello, ya algunos puertos de Europa tienen las instalaciones e infraestructuras para que sea posible el suministro de electricidad para estas actividades auxiliares y para la propia navegación. Debido a esto, se opta por la opción de cubrir los servicios mínimos con electricidad.





En el transporte marítimo se debe cumplir el convenio [Marpol](#), [40], un convenio internacional para prevenir y reducir al máximo la contaminación del medio marino por los buques, tanto en su fase de funcionamiento, como en situaciones ocasionadas accidentalmente, como el vertido o el derrame de hidrocarburos en alta mar.

Pero, hoy en día, en determinadas prácticas, el cumplimiento de este convenio es mínimo. Uno de los problemas que ocurren con mayor frecuencia es el de los vertidos procedentes del lavado de tanques en alta mar, que suele llevarse a cabo durante la noche para no tener que realizarlo en el puerto. De igual forma ocurre con los vertidos de residuos procedentes de la limpieza de las sentinas de los barcos. Las sentinas son el espacio o lugar que se encuentra en la parte inferior de los barcos, en la que se almacenan todos los desperdicios del barco, mezcla de aguas y residuos, aceites o filtraciones generadas en el funcionamiento habitual. Su limpieza periódica se debería realizar en tierra, pero hay constancia de que se realiza en alta mar, a pesar de que esta práctica está prohibida. Algunos buques incluso llevan estos residuos a incineración, práctica que ocasiona grandes emisiones de GEI, por lo que sería necesario establecer una normativa de emisiones también en la navegación marítima.

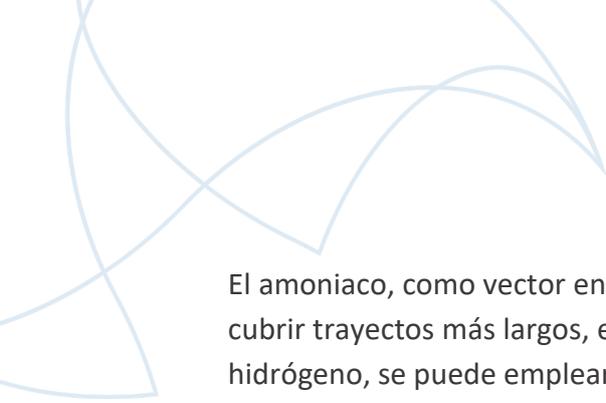
Para reducir las emisiones contaminantes que provoca el uso de combustibles fósiles, una de las soluciones que se propone a medio/largo plazo es el uso de biocarburantes, como el biodiésel, el bioetanol o los combustibles sintéticos. Una propuesta asumible de forma global, pero no local, al margen del mantenimiento de modelos que ya se han demostrado como no válidos.

Otras opciones que se contemplan de cara al futuro son el uso directo de electricidad y de hidrógeno en pilas de combustible para este tipo de transporte, ya que se conseguiría una descarbonización completa si se dispone de un mix de generación 100% renovable.

Para el transporte pesado, con el uso de hidrógeno en pilas de combustible sería posible electrificar el 99% o la mayor parte de los viajes que recorren la ruta del Pacífico, aunque todavía no se ha implantado a nivel comercial, sobre todo para distancias largas, ya que tiene un alto consumo y necesidades de almacenamiento.

Sin embargo, el hidrógeno de origen renovable es viable con almacenamiento en baterías, además al haber aumentado en los últimos años el rango de la potencia hasta el MW, es posible su utilización en cruceros pequeños o transbordadores.





El amoníaco, como vector energético complementario al hidrógeno, es idóneo para cubrir trayectos más largos, en embarcaciones de mayor tamaño. Al igual que el hidrógeno, se puede emplear en motores de combustión interna y, a su vez, en pilas de combustible para la producción de electricidad. Al ser unos de los productos químicos más utilizados a nivel mundial, no hay problemas de disponibilidad y si se genera a partir de hidrógeno con origen en fuentes renovables se consigue una reducción en las emisiones. Algunos problemas que presenta es el de su almacenamiento, debido a que es fuertemente tóxico, el de su peso, que es el doble que el del fuelóleo, con una menor densidad energética, y que es corrosivo.

La apuesta por el amoníaco no está respaldada por una realidad, sino por una propuesta de desarrollo tecnológico en base a las idóneas condiciones de partida, situación que, al igual que en otras aplicaciones, debe ser tomada en cuenta con las reservas propias de una iniciativa no madura y en desarrollo.

El Instituto alemán Fraunhofer está trabajando en un proyecto para desarrollar la primera celda de combustible (de alta temperatura) con amoníaco para el transporte marítimo para el año 2023.

En la reacción de la pila de combustible se obtiene electricidad que acciona el motor eléctrico y como productos finales se obtienen agua y nitrógeno, desarrollando un catalizador para evitar las emisiones de dióxido de carbono.

Transporte aéreo

En cuanto al transporte aéreo, se plantean alternativas a los ya conocidos combustibles tradicionales para que se produzca su descarbonización, debido a que se encuentra operativo de forma continua y necesita grandes cantidades de combustible, sin olvidar que la iniciativa más interesante, por sus efectos sobre el cambio climático, es minimizar su uso apostando tanto por medios de transporte terrestres, como el ferrocarril, como por una economía de desarrollo más local

Como soluciones a medio/largo plazo se presentan diferentes biocombustibles o los innovadores combustibles sintéticos. Algunos estudios proponen la utilización de hidrógeno y dióxido de carbono procedente de la atmósfera para la producción de estos nuevos tipos de hidrocarburos.

Debido a que la mayoría de los aviones y barcos no pueden utilizar baterías de gran almacenamiento y, a que, por su peso, no pueden funcionar eléctricamente, **se debería priorizar para este tipo de transporte el uso de electrocombustibles.**



Se plantea también la introducción del hidrógeno como combustible en aviones, ya que en su combustión se genera, como componente mayoritario, vapor de agua, y su utilización para la producción de la electricidad necesaria para el correcto funcionamiento de los componentes eléctricos y electrónicos, a partir de pilas de combustible.

El problema que se presenta es cómo realizar su almacenamiento debido a las grandes cantidades de combustible que son necesarias y al peligro que supone llevar gas a presión almacenado durante el vuelo, además de las limitaciones por las restricciones de peso que tienen ya los propios aviones. En este sentido, hay alternativas como el almacenamiento como hidrógeno licuado (en estado líquido o criogénico) en tanques situados en la parte trasera del avión. Aunque esto también supondría modificar la aerodinámica debido a que los aviones tradicionales llevan situados los depósitos de combustible en sus alas. Además, hay que considerar que un avión de hidrógeno supone una inversión adicional a la de uno eléctrico.

Para finalizar este capítulo, se han elaborado el siguiente esquema resumen de las diferentes formas en las que el hidrógeno interviene como materia prima y vector energético y la tabla 8 en la que se pueden comparar las ventajas y las desventajas que presentan los diferentes usos del hidrógeno como vector energético y materia prima.

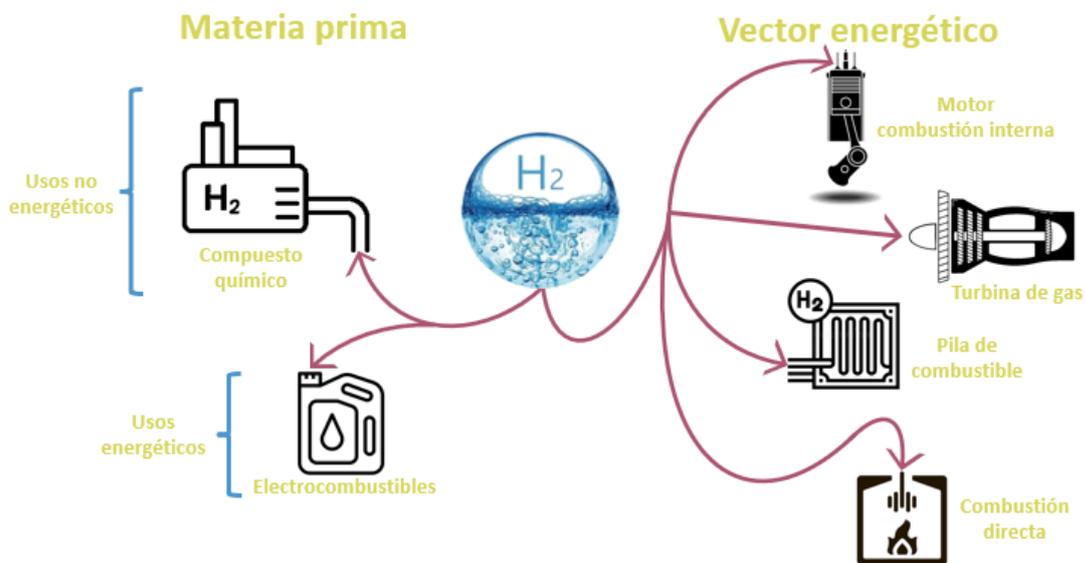


Figura 29. Esquema resumen de las diferentes formas en las que se utiliza el hidrógeno como materia prima y vector energético.
Elaboración propia.



Actividad		Ventajas	Inconvenientes
Uso del H₂ renovable general		Reducción y eliminación de emisiones contaminantes Mayor eficiencia que combustibles convencionales y sintéticos	Menor eficiencia global que la electrificación directa Poco desarrollo de la tecnología implicada
Electrocombustible derivado del H₂		Permite adecuar el tipo de combustible a su uso final	Menor eficiencia que con el uso del H ₂ En la mayoría se requiere carbono como MM.PP. y dependiendo de su origen cambiará su impacto medioambiental
Apoyo a la generación de electricidad renovable		Descarbonización de la red eléctrica Flexibilización y mejora de la integración en la red de las energías renovables	Tramitación lenta y compleja Grandes pérdidas en el proceso de obtención de electricidad con hidrógeno. No rentabilidad
Energía como base del transporte	General	Menor tiempo de recarga y mayor autonomía que con baterías	Problemas seguridad en colisiones Mayor inversión y desarrollo en infraestructura de recarga
	Terrestre ligero	Interesante para largos recorridos o con alta tasa de utilización	No mejoran la flexibilidad del sistema eléctrico (V2G) ni suponen un sistema de almacenamiento para las viviendas (V2H)
	Terrestre pesado	Menor peso y mayor autonomía que electrificación por baterías	Grandes pérdidas en el proceso de obtención de electricidad con hidrógeno
	Ferrocarril	Posibilidad de uso en rutas sin electrificar	Menor eficiencia que con electrificación directa
	Marítimo	H ₂ : Viable en transporte marítimo ligero NH ₃ : Mayor densidad volumétrica que con el H ₂	H ₂ : En grandes buques no se encuentra implantado a nivel comercial NH ₃ : Poco desarrollo en la tecnología asociada
	Aviación	H ₂ : Posible alternativa al queroseno E-queroseno: propiedades idénticas al convencional	H ₂ : Baja densidad volumétrica E-queroseno: requiere carbono para su producción
MM.PP. en la industria		Erradicación del H ₂ de origen fósil Fuente de energía para ciertos procesos térmicos industriales	Mayor coste lo que dificulta la sustitución del hidrogeno de origen fósil

Tabla 8. Cuadro resumen de ventajas e inconvenientes de los diferentes usos y aplicaciones del hidrógeno. Elaboración propia.





Estrategias del hidrógeno

El papel del hidrógeno en la
transición energética



FUNDACIÓN
RENOVABLES

6. Estrategias del hidrógeno

Unión Europea

La UE aprobó en julio de 2020 la Hoja de Ruta para la tecnología del hidrógeno, en la que se le identifica como un vector energético indispensable para poder cumplir con los objetivos marcados en el Acuerdo de París.

El objetivo es descarbonizar la producción del hidrógeno y expandir su uso a sectores en los que puede reemplazar a los combustibles fósiles. Más concretamente, **la estrategia de la UE se centra en la producción de hidrógeno con energías renovables** (el llamado “hidrógeno verde”¹). Sin embargo, aunque la atención de la [Estrategia del Hidrógeno de la UE \[20\]](#) se centra en el hidrógeno verde, también reconoce el papel de otros hidrógenos bajos en carbono en la fase de transición a corto y medio plazo. Hay que tener presente el alcance del [Reglamento 852/2020 \[41\]](#) sobre inversiones sostenibles y la reducción de exigencia en la taxonomía para la clasificación del concepto sostenible asimilable no en valor absoluto, sino relativo.

El informe prevé una inversión acumulada de entre 3.000 y 18.000 M€ para el hidrógeno de baja emisión de carbono de origen fósil, frente a los 180.000 y 470.000 M€ para el hidrógeno renovable (producido principalmente con energía solar y eólica).

El camino marcado por la Estrategia del Hidrógeno de la UE se divide en tres fases. Cada una establece un objetivo específico que debe alcanzarse dentro de la fase correspondiente. La UE resume los objetivos de cada fase de la siguiente manera:

- **Fase 1 (2020-24):** el objetivo es descarbonizar la producción de hidrógeno existente para los usos actuales, como el sector químico, y promoverla para nuevas aplicaciones. Esta fase se basa en la instalación de, al menos, 6 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable en la UE para 2024 y en la producción

¹ La Estrategia del Hidrógeno de la UE ofrece la siguiente definición de hidrógeno verde: "hidrógeno producido mediante la electrólisis del agua (en un electrolizador, alimentado por electricidad), y con la electricidad procedente de fuentes renovables. Las emisiones de gases de efecto invernadero durante todo el ciclo de vida de la producción de hidrógeno renovable son casi nulas. El hidrógeno renovable también puede producirse mediante el reformado de biogás (en lugar de gas natural) o la conversión bioquímica de la biomasa, si se cumplen los requisitos de sostenibilidad".



de hasta un millón de toneladas de hidrógeno renovable al año, que supondrían el 0,01% del H₂ total consumido anualmente en Europa.²

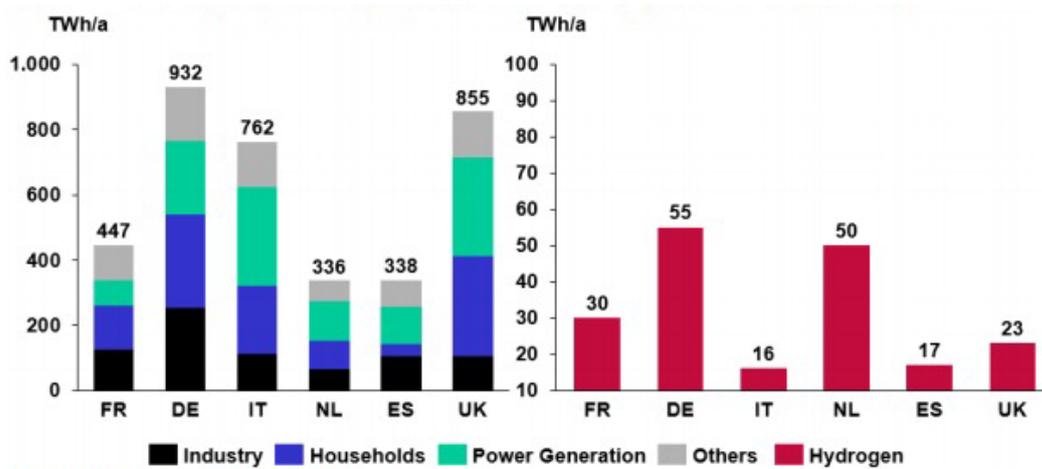
Esta situación, a priori, parece complicada por el diferencial existente en cuanto a los costes de producción, lo que supondría el traslado de estos incrementos al producto final en el que interviene el hidrógeno o la subvención del este.

- **Fase 2 (2024-30):** el hidrógeno debe convertirse en parte intrínseca de un sistema energético integrado, con el objetivo estratégico de instalar, al menos, 40 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable para 2030 y la producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE. El uso del hidrógeno se extenderá gradualmente a nuevos sectores, como la siderurgia, los camiones, el ferrocarril y algunas aplicaciones de transporte marítimo. Se seguirá produciendo principalmente cerca del usuario o de las fuentes de energía renovables, en ecosistemas locales.
- **Fase 3 (2030-50):** las tecnologías de hidrógeno renovable deben alcanzar la madurez y desplegarse a gran escala para llegar a todos los sectores difíciles de descarbonizar en los que otras alternativas podrían no ser viables o tener costes más elevados.

En el informe realizado por *Oxford Institute for Energy Studies e Institute of Energy Economics at the University of Cologne* [“Contrasting European hydrogen pathways: An analysis of differing approaches in key markets”](#), [42] que revisa el tratamiento del hidrógeno en los Planes Nacionales de Energía y Clima de cada Estado miembro y del Reino Unido, se analizan escenarios bajos y altos para la producción de hidrógeno renovable en 2030, así como la demanda de hidrógeno y gas natural de cinco países europeos en 2018 como se puede observar en las siguientes figuras. Los datos muestran la gran diferencia entre el consumo de hidrógeno a fecha de 2018 y la esperada en 2030 en un escenario alto.

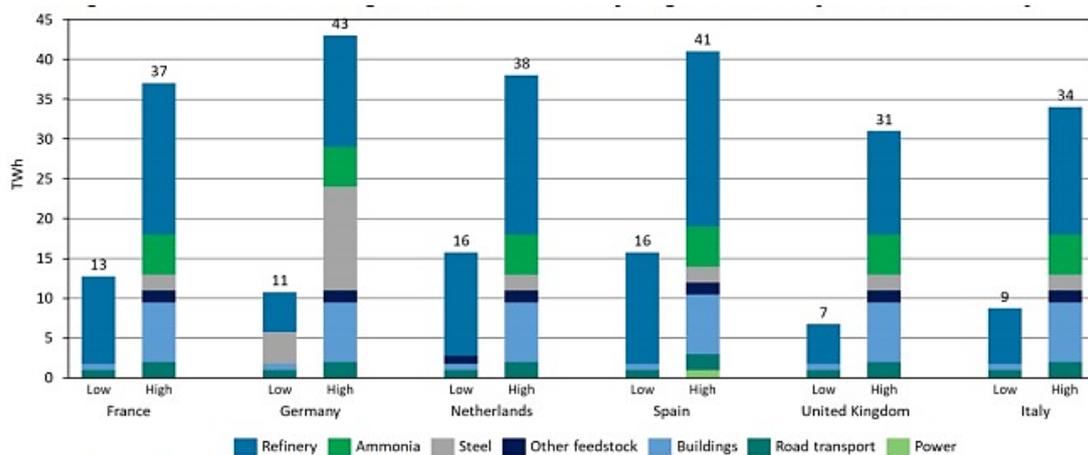
² La producción anual total de hidrógeno en Europa se sitúa en torno a las 9.756 Mt (hidrógeno comercial e hidrógeno producido a propósito y no hidrógeno producido como subproducto). Steinberger-Wilckens, R., Trümper, S. C., & GbR, P. L. A. N. E. T. “European Hydrogen Infrastructure Atlas” and “Industrial Excess Hydrogen Analysis” PART II: Industrial surplus hydrogen and markets and production.





Source: Authors' analysis of individual country data

Figura 30. Demanda actual (2018) de gas natural (izquierda) y de hidrógeno (derecha) por países. Fuente: "Contrasting European hydrogen pathways: An analysis of differing approaches in key markets". [42]



Source: authors' analysis of FCH JU data⁶

Figura 31. Escenarios bajos y altos de la Empresa Común FCH para la demanda de hidrógeno en 2030 por sector y país. Fuente: "Contrasting European hydrogen pathways: An analysis of differing approaches in key markets" [42]

El objetivo más importante de este plan es el aumento de la capacidad de producción de hidrógeno (es decir, la instalación de electrolizadores). La Estrategia del Hidrógeno de la UE prevé la creación de una Alianza Europea para el Hidrógeno Limpio, con el objetivo principal de identificar y crear una reserva clara de proyectos de inversión viables, reuniendo a las partes interesadas públicas y privadas. También se ponen a disposición instrumentos financieros, en particular el *EU ETS Innovation Fund*, que reunirá unos 10.000 M€ para apoyar las tecnologías de baja emisión de carbono





durante el período 2020-2030 y, como parte del Plan de Recuperación de la Comisión, la Ventana de Inversión Estratégica Europea de InvestEU.

La UE tiene una Hoja de Ruta para el hidrógeno con vistas a 2050 que aspira a canalizar 500.000 M€ para desarrollar las infraestructuras que permitan cubrir un 14% de la demanda energética europea con este gas, desde electrolizadores que lo separen del agua, hasta plantas eléctricas renovables que los alimenten, pasando por vehículos y fábricas que lo consuman o las redes de distribución y almacenes. Para ello tiene prevista una batería de ayudas y subvenciones adicionales al Fondo de Recuperación, incluidas en distintos programas del Presupuesto comunitario de 2021 a 2027 -y más allá- que están orientados al fomento de la innovación y la descarbonización de la economía, al aumento de la resiliencia de la industria y el transporte, a la cooperación ligada a la energía limpia, etc.

Los programas que se pueden utilizar para la financiación de la Estrategia del Hidrógeno son:

- El *Innovation Fund*, destinado a las tecnologías innovadoras bajas en carbono, contará con una dotación de 10.000 M€ entre 2020 y 2030, dependiendo de los precios del CO₂ en el mercado europeo. La segunda convocatoria se abrió en el primer trimestre de 2021.
- El *Programa Horizon* cuenta con 75.900 M€ de 2021 a 2027, de los que el 35% está destinado a abordar los desafíos del cambio climático; incluye la *Clean Hydrogen Alliance*, un instrumento específico para canalizar 2.600 M€ para fomentar el gas, priorizando las sinergias con la aviación y el transporte ferroviario o la producción de acero. Con remanentes del *Horizon* del anterior Presupuesto, la *European Green Deal Call* ofrece 1.000 M€ y estuvo abierta desde mediados de septiembre de 2020 hasta enero de 2021.
- La *Connecting Europe Facility* para infraestructuras de energía, transporte y servicios digitales que contempla 28.396 M€ de los que un 60% irán destinados a objetivos climáticos: 21.384 M€ a transporte, 5.180 M€ a energía y 1.832 M€ a digitalización.
- Y el *Fondo de Transición Justa*, para apoyar a las regiones afectadas por el abandono de los combustibles fósiles, que estará dotado con 7.500 M€ del objetivo de crecimiento y el empleo; a España le corresponderán 800 M€.





Figura 32. Programas destinados a financiar energías bajas en carbono de la Unión Europea y España. Elaboración propia.

Es importante, por otro lado, tener presente que la Estrategia de Hidrógeno de la UE es consecuencia de la labor de lobby de la industria del gas, cuyo primer logro ha sido conseguir que el “hidrógeno azul” forme parte de la Estrategia, contando con apoyo político, regulatorio y financiero (inversiones de 18.000 M€). El lobby del gas, al apoyarse en el sistema CCS/U, reetiquetó el hidrógeno basado en gas fósil (gris) como hidrógeno “limpio” y “bajo en carbono” (azul). Como ya se comentó al inicio de este documento, el hidrógeno azul se está intentando vender como combustible de “transición”, como una solución “limpia” de la industria, con un respaldo tecnológico ficticio, para enmascarar las emisiones de los procesos industriales mientras continúan con sus actividades y modelos de negocio habituales basados en combustibles fósiles. El éxito de este hidrógeno supone darle una nueva vida al gas natural, un combustible fósil que no es “limpio” ni en la extracción, ni en el transporte ni en su uso y en este proceso el Reglamento 852/2020 UE, va a ser fundamental para clasificar como sostenible aquellas iniciativas que en sentido estricto no lo son.

Esta estrategia del hidrógeno depende de la importación masiva de hidrógeno verde o de electricidad renovable fuera de la UE, una acción que perpetúa la misma relación de dependencia y de no corresponsabilidad con el problema medioambiental, bajo un claro posicionamiento NIMBY que ya existe con los combustibles fósiles, y por la estructura de lobbies del actual modelo centralizado que bloquea la transición hacia un sistema energético más democrático y sostenible.



Esta gran apuesta de la UE por el H₂ y el desarrollo de su tecnología (especialmente en electrolizadores) está también relacionada con su ambición de liderar esta carrera, pues en la de las baterías ya se encuentra muy por detrás de la actual capacidad de producción asiática, casi 15 veces menos, con una previsión de reducir esta brecha hasta un poco más de 4 en 2025, como se puede apreciar en la siguiente figura.

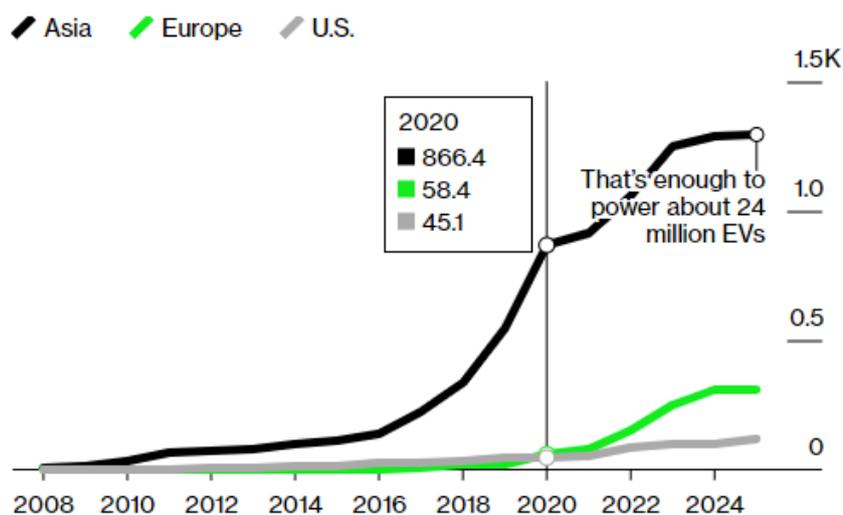


Figura 33. Capacidad de fabricación de baterías (GWh) por continentes en función de la ubicación de la fábrica.
Fuente: [BloombergNEF](#). [43]

España

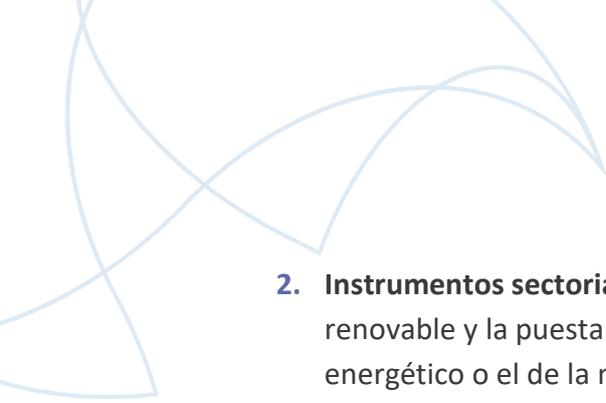
Tras la aprobación de la Hoja de Ruta para la tecnología del hidrógeno de la UE en julio de 2020, España aprobó su propia Hoja de Ruta en octubre del mismo año.

El objetivo principal es la implantación del hidrógeno renovable, posicionando a España como referente en cuanto a su producción y aprovechamiento, mediante la adopción de un enfoque estratégico para lograr que este sea competitivo, tal y como se indica en la Estrategia de la Unión Europea sobre el Hidrógeno.

En esta Hoja de Ruta se marcan 60 medidas en las siguientes 4 líneas de acción:

- 1. Instrumentos regulatorios:** se recogen medidas de carácter regulatorio, como la introducción de un sistema de garantías de origen para asegurar que el hidrógeno es 100% renovable.



- 
- 2. Instrumentos sectoriales:** estas medidas buscan incentivar el uso de hidrógeno renovable y la puesta en marcha de proyectos en ámbitos como el industrial, el energético o el de la movilidad.
 - 3. Instrumentos transversales:** incluyen medidas para fomentar el conocimiento del potencial del hidrógeno renovable en el conjunto de la sociedad.
 - 4. Impulso a la I+D+i:** se contemplan medidas para fomentar la investigación, el desarrollo y la innovación en el ámbito del hidrógeno renovable.

Los principales objetivos que se plantean para 2030 y que son coherentes con la Estrategia del Hidrógeno de la UE, son los siguientes:

- **Instalar 4.000 MW de potencia en electrolizadores**, lo que supone un 10% del objetivo europeo de 40.000 MW para 2030. Como hito intermedio, se estima que para el año 2024 sería posible contar con una potencia instalada de electrolizadores de entre 300 y 600 MW.
- **Que el 25% del consumo de hidrógeno industrial será de origen renovable en 2030**, en sustitución del hidrógeno de origen fósil (o hidrógeno gris, que emplea gas natural como materia prima en su elaboración).
- **Disponer de una flota** de al menos 150 autobuses, 5.000 vehículos ligeros y pesados y 2 líneas de trenes comerciales propulsadas con hidrógeno renovable.
- **Disponer de una red** con un mínimo de 100 hidrogeneras y de maquinaria de *handling* propulsada con hidrógeno en los 5 primeros puertos y aeropuertos.





Figura 34. Objetivos de España respecto al hidrógeno para 2030.
Fuente: *Hoja de ruta del hidrógeno renovable*. [18]

Asimismo, en la Hoja de Ruta se recogen algunas de las oportunidades o beneficios que el hidrógeno puede aportar a España, como los siguientes:

- **Eliminar las emisiones de contaminantes y de GEI** al medioambiente en sectores o procesos difícilmente descarbonizables.
- **Desarrollar las cadenas de valor de la economía del hidrógeno** y posicionar a España como referente tecnológico, generar riqueza y crear puestos de trabajo altamente cualificados.
- **Disminuir la dependencia energética nacional** y del entorno europeo, menos dependiente de importaciones de productos energéticos fósiles de otros países y proporcionando la seguridad de suministro de la energía eléctrica.
- **Convertir a España en una de las potencias europeas de generación de energía renovable.**
- **Favorecer la descarbonización de los sistemas energéticos aislados**, pues dadas las restricciones físicas y de acceso a la energía en estos territorios, el



hidrógeno renovable tendrá una función relevante tanto en el almacenamiento temporal de energía eléctrica como en los usos relativos a la movilidad.

Dentro del objetivo global de cero emisiones para 2050 y en línea con la Hoja de Ruta del Hidrógeno, el Componente 9 del Plan de Recuperación, Transición y Resiliencia denominado [Hoja de ruta del hidrógeno renovable y su integración sectorial](#), [44] pretende posicionar a España como referente tecnológico en producción y aprovechamiento del hidrógeno renovable, creando cadenas de valor innovadoras, basadas en PYMEs y centros tecnológicos, así como construir sobre la misma un clúster de producción e integración sectorial de hidrógeno renovable a gran escala y vertebrarlo territorialmente con proyectos pioneros.

Este componente representa el 2,24% de la financiación total de Plan y se distribuye de la siguiente manera:

Inversión							
Inversión estimada TOTAL (M €), incluyendo otras fuentes de financiación distintas al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia						1.555.000.000 € de fondos públicos	
Inversión del componente (M €) BAJO EL MECANISMO DE RECUPERACIÓN Y RESILIENCIA						1.555.000.000 € de fondos públicos	
Periodificación	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Plan de financiación	-	400	555	600	-	-	-

Tabla 9. Inversión y plan de financiación del componente 9.
Fuente: [Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia](#). [44]

En el Anexo pueden analizarse los diferentes proyectos e iniciativas del sector energético español y como las diferentes empresas están apostando por jugar un papel preponderante en la estrategia española del hidrógeno. Desgraciadamente, muchas de las iniciativas mantienen un carácter puntual más interesadas en la captación de los Next Generation UE que en participar de una estrategia común.

A modo de resumen, en los siguientes cuadros se reflejan cuáles son los principales objetivos que han fijado Europa y España para los años 2024, 2030 y 2050, en cuanto a los métodos de producción de los diferentes tipos de hidrógeno y las estrategias de uso del hidrógeno como vector energético y materia prima.



Colores	Posición Europa			Posición España		
	Objetivo 2024	Objetivo 2030	Objetivo 2050	Objetivo 2024	Objetivo 2030	Objetivo 2050
Verde	Instalar 6 GW en electrolizadores. Producción de 1 millón de toneladas de hidrógeno.	Instalar 40 GW de electrolizadores y producir 10 millones de toneladas de hidrógeno.	Hidrógeno verde a gran escala en sectores poco descarbonizados	Instalar entre 300 y 600 MW en electrolizadores	Instalar 4 GW en electrolizadores. El hidrógeno renovable sería el 25% del consumo de hidrógeno industrial.	Ser un referente tecnológico en producción y aprovechamiento del hidrógeno.
Azul	Se apuesta por el hidrógeno azul principalmente para reducir rápidamente las emisiones de la producción actual de hidrógeno y apoyar la utilización paralela y futura del hidrógeno renovable.		No utilizar otro hidrógeno que no sea de origen renovable.	Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 4,6 millones de toneladas equivalentes de CO ₂ (CO ₂ eq)	No utilizar otro hidrógeno que no sea de origen renovable.	
Turquesa	Como vector para reducir las emisiones de GEI	Como vector para reducir las emisiones de GEI				
Gris						
Marrón						

Tabla 10. Cuadro resumen de los objetivos de Europa y de España asociados a diferentes tipos de hidrógeno. Elaboración propia.



Actividad		Posición UE	Posición España
Uso del H₂ renovable en general		Utilización del H ₂ en sectores difícilmente electrificables	
Uso como electrocombustible derivado del H₂		Último recurso para complementar al H ₂ . Consideran el CCS como recurso de carbono para la producción de combustibles sintéticos neutros en carbono	
Apoyo a la generación de electricidad renovable		Hidrógeno como método almacenamiento de excedentes de energía eléctrica producida por las plantas renovables para la mejora de la gestión y flexibilidad de la demanda	
Energía base del transporte	Terrestre ligero	Relegado a usos cautivos y flotas comerciales de vehículos ligeros	Para 2030 se prevé una flota de 5.000-7.500 vehículos ligeros y 150-200 autobuses con pilas de combustible 100-150 hidrogeneras se implantarán para que puedan realizar el repostaje
	Terrestre pesado	Relegado a usos cautivos y flotas comerciales de vehículos pesados	
	Ferrocarril	Apuesta por trenes de pilas de combustible para algunas rutas comerciales de ferrocarril no electrificadas	Al menos, dos líneas comerciales de media y larga distancia no electrificadas
	Marítimo	Entre 2030 y 2050, se espera que el H ₂ y los combustibles sintéticos derivados del mismo, puedan penetrar en los sectores de aviación y navegación.	
	Aviación		
MMPP en la industria		Sustitución por H ₂ renovable en las refinerías, en la producción de NH ₃ , o en la fabricación de acero	Para 2030 el H ₂ renovable contribuirá en un 25% al total de H ₂ consumido como materia en la industria del refino, química y metalurgia

Tabla 11. Cuadro resumen de los objetivos de Europa y España de los diferentes usos y aplicaciones del hidrógeno.
Elaboración propia.





Posición de la Fundación Renovables

El papel del hidrógeno en la transición energética



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

7. Posición de la Fundación Renovables

Consideraciones sobre la única política energética posible

En todos los documentos y manifestaciones de la **Fundación Renovables**, hemos mantenido que **la única política energética posible** es la que se lleve a cabo a partir de una **oferta de energía basada en fuentes de energía renovables**, desarrollada de forma sostenible, y de una política de cobertura de nuestras necesidades energéticas a partir de **la consideración de la energía como un bien de primera necesidad y como un servicio público, asumiendo que tiene que ser gestionable a través del ahorro y de la eficiencia energética e incorporando, de forma ineludible, los conceptos de inclusión, racionalidad, sostenibilidad y de respeto con la biodiversidad.**

La política energética, por el desarrollo alcanzado por las distintas tecnologías de aprovechamiento de las fuentes de energía renovables, debe centrar sus objetivos, como ya hemos mencionado con anterioridad, en la **electrificación de la demanda.**

Obviamente, la electricidad como vector energético, que no como fuente primaria de energía, tiene limitaciones técnicas para determinados usos finales, como la de que no es almacenable y, por lo tanto, necesita de otros vectores energéticos que permitan superar esas limitaciones, tanto en lo que respecta a un desarrollo del sistema eléctrico eficiente y no sobredimensionado en la oferta, como a la cobertura de demandas de energía en las que la electricidad no es el vector más indicado, aunque sí lo sea para otros vectores que cubran las necesidades con mayor idoneidad.

El interés por el hidrógeno nace de la posibilidad de complementar y poner en marcha un sistema cada vez más electrificado, tanto en su faceta de almacenamiento y mejora de la gestionabilidad como en la cobertura de demandas de energía no idóneas para la electricidad, mencionada anteriormente.

Es importante no perder la característica de **complementariedad** porque, si analizamos muchos de los planes presentados, parece que el hidrógeno debiera ser el centro del modelo energético, situación que nunca será asumible por rendimientos, costes e idoneidad. La exigencia de un cambio en el modelo de la oferta hace que el hidrógeno no pueda ser la coartada de la continuidad del modelo actual, validándolo a partir de incorporar un grado más de complejidad.

En los capítulos anteriores ha quedado clara la dificultad e ineficiencia de transportar y almacenar el hidrógeno, lo que **pone en duda un modelo de producción centralizada y**





uso distribuido manteniendo el concesional de infraestructuras como el actual que debería estar más dirigido a anteponer el transporte de la electricidad al del hidrógeno, fomentando que su producción y uso sea en el mismo emplazamiento.

La política propuesta para apoyar al hidrógeno pretende que este asuma la misma configuración que han tenido los combustibles fósiles: producción centralizada, transformación para almacenamiento y transporte dentro de un modelo de lobby económico que ni se sostiene con los combustibles fósiles ni con el hidrógeno.

No podemos perder de vista el estado actual y las proyecciones del desarrollo tecnológico de cada uno de los elementos que configuran la cadena de producción de hidrógeno ni los diferentes escenarios previstos para que alcance el papel de complemento, anteriormente mencionado. Somos conscientes de las expectativas que se han generado, pero no debemos olvidar que instituciones como IRENA o la AIE establecen su horizonte de madurez en el largo plazo, lo que implica, por un lado, reclamar prudencia para los objetivos a corto plazo y, por otro, exigencia en el esfuerzo tecnológico de desarrollo.

Consideración sobre el hidrógeno

Para la Fundación Renovables, el único H₂ que se considera sostenible para la senda de la descarbonización de la economía es el hidrógeno producido a partir de la electrólisis del agua, empleando electricidad de origen 100% renovable. Todas las alternativas propuestas como transición hacia el hidrógeno renovable, basadas en combustibles fósiles son un parche y un engaño que no solo no soluciona el problema de emisiones de GEI, ni de la dependencia de los combustibles fósiles, sino que ralentiza el paso hacia una economía sostenible y libre de emisiones.

La producción de gases sintéticos para el aprovechamiento de la producción de H₂ mediante gasificación, debe ser analizada bajo el prisma de la consideración de la biomasa como recurso local y para ser utilizadas por su capacidad de gestionabilidad en otros procesos antes que en la producción de H₂.

Para la **Fundación Renovables** el hidrógeno debe ser producido siempre que se pueda en el sitio de uso, mediante electrolizadores abastecidos por electricidad de origen renovable, bien producida in situ o transportada desde su lugar de origen. **Siempre es más interesante transportar electricidad que hidrógeno.**



El hidrógeno como materia prima

El H₂ como materia prima (MMPP) tiene experiencia y recorrido de uso en aquellos sectores industriales que lo demandan hoy en día. Sin embargo, se requiere la sustitución del hidrógeno basado en combustibles fósiles por el de electrólisis con electricidad renovable en aquellos procesos industriales que realmente resulten interesantes descarbonizar a largo plazo.

La demanda de H₂ para el refino de petróleo está destinada a su desaparición, tanto más cuanto se reduzcan aquellas tecnologías o usos que dependan de los combustibles fósiles.

El volumen de H₂ empleado por los fabricantes de fertilizantes sintéticos debe ser reconsiderado y reducido bajo parámetros de sostenibilidad antes de su sustitución completa por hidrógeno renovable, pues el uso final de estos fertilizantes es el causante de numerosos impactos sobre los ecosistemas.

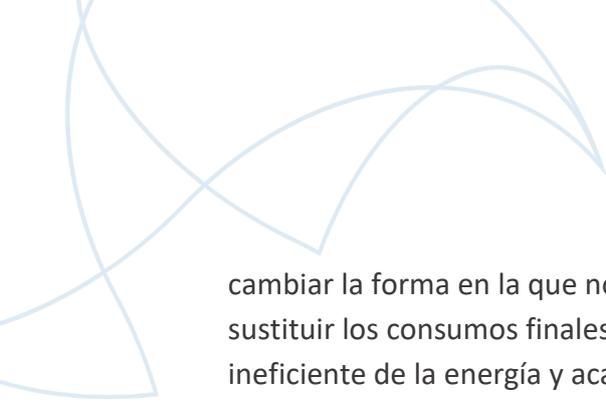
Vector energético

La experiencia del H₂ como vector energético en todos los usos finales es mínima, principalmente porque si procede de la electrolisis del agua, no puede convertirse en el objetivo y ser consecuencia de un ciclo de regeneración perverso: electricidad-hidrógeno-transporte/transformación-electricidad, situación reforzada si se tiene en cuenta su carácter emergente, al que contribuyen la falta de desarrollo tecnológico y un diferencial de coste con respecto a otros combustibles para las mismas aplicaciones finales.

Al ser un electrocombustible, derivado de la electricidad (otro vector energético), **el H₂, es para la Fundación Renovables un recurso para la transición energética complementario a la electrificación.** El primer objetivo que se debe perseguir es ser eficiente con el uso del recurso y, el segundo, la electrificación directa de la demanda con energías renovables, herramientas clave para llevar a cabo la transición de forma competitiva y sin incrementar las emisiones locales.

Por tanto, la razón de apostar en primer lugar por la electricidad y no por el hidrógeno, no es otra que, por eficiencia, por la mejora de la calidad del aire y por la incorporación del consumidor como agente activo. Antes de sustituir nuestros consumos por vectores energéticos sostenibles, debemos analizar cada uso final de la energía y prescindir de este consumo siempre que sea posible, pues un cambio de modelo energético no sólo se basa en sustituir los combustibles fósiles, debemos





cambiar la forma en la que nos relacionamos con la energía. No podemos simplemente sustituir los consumos finales por vectores que nos permitan seguir haciendo un uso ineficiente de la energía y acabar dependiendo de tecnologías y vectores energéticos, aunque sean más sostenibles.

Apostar por la electricidad como vector principal para la sustitución de los combustibles fósiles y como elemento para producir hidrógeno exige que su precio no dependa, por regulación, de aquellos combustibles que quiere sustituir, razón por la que desde la **Fundación Renovables** consideramos que es urgente la reforma del sistema de fijación de precios y el abandono del marginalismo como práctica de mercado para el cierre del precio mayorista de la electricidad.

El hidrógeno como elemento de valor en la generación de electricidad de origen renovable

La optimización de la capacidad de evacuación mediante la maximización del factor de capacidad en centrales de generación de energía eléctrica con fuentes renovables y la necesidad de disponer de generación más gestionable pueden abrir la posibilidad de utilizar el hidrógeno como sistema de almacenamiento de excedentes, aunque las simulaciones realizadas reflejan la necesidad de un cambio de paradigma en las relaciones de intercambio entre vectores energéticos para que sea viable.

En la actualidad, los sistemas de almacenamiento con baterías de ion-litio son la alternativa más real y competitiva, como se ha podido ratificar en las conclusiones desarrolladas en el apartado [El hidrógeno como respaldo de la generación de electricidad renovable](#).

La implantación de sistemas híbridos, principalmente entre la eólica y la fotovoltaica, han demostrado que es la línea que seguir para la optimización del factor de capacidad y de la rentabilidad de las inversiones, aunque se incremente la cuantía de los vertidos, vertidos cuyo coste de oportunidad cero pueden ser el origen para producir hidrógeno o para almacenarse en baterías ion-litio, originando un valor añadido al mejorar la gestión de la energía producida y adecuarse al deseado equilibrio que se quiere alcanzar entre la oferta y la demanda de la red eléctrica. **La realidad es que el hidrógeno está muy lejos de poder competir con los sistemas de baterías de ion-litio.**

El almacenamiento con hidrógeno y su posterior transformación en electricidad con pilas PEM se configura como una alternativa, aunque, como ratifica IRENA, sea a muy largo plazo, en base a los siguientes elementos:



- Utilización de vertidos por su coste de oportunidad cero.
- Producción de hidrógeno y su utilización para generar la energía eléctrica in situ.
- Necesidad de generar mercados en los que la capacidad de flexibilizar la inyección de electricidad en la red esté valorada.
- Mejorar y adaptar el funcionamiento de electrolizadores en funcionamiento discontinuo y con alta variabilidad de carga.

La unión de la generación de electricidad renovable para la producción de hidrógeno como PPA (*Power Purchase Agreement*) con precios de generación bajos es una alternativa todavía lejana para la producción de hidrógeno de menor coste al disponer de precios de electricidad mucho más bajos que los que el mercado ofrece. Pero, esta producción debe ser lo más cercana posible al punto de uso con el fin de minimizar el transporte y, por lo tanto, ser más eficiente. Volvemos a recordar que es más idóneo transportar electricidad que hidrógeno.

A pesar de los potenciales beneficios del hidrógeno mencionados con anterioridad, en base a los cálculos realizados por la **Fundación Renovables** en el apartado [El hidrógeno como respaldo de la generación de electricidad renovable](#), todavía queda mucho camino por recorrer para poder aprovechar las ventajas que nos ofrece en este ámbito, pues aún nos encontramos en la fase de crecimiento de la curva de desarrollo de las tecnologías asociadas a la producción, almacenamiento y reconversión del H₂.

En cuanto a la utilización de hidrógeno para producir energía eléctrica en procesos de cogeneración debe ser entendida como viable siempre y cuando estemos hablando del aprovechamiento de calores residuales del proceso industrial que ha utilizado el hidrógeno como vector energético para cubrir sus necesidades.

Como cobertura de necesidades energéticas específicas

Transporte

Transporte terrestre

El H₂ solo debería ser utilizado en los usos en los que por limitaciones de autonomía asociadas a sus ciclos de trabajo o por peso, en relación con su capacidad, no sea posible llevarlo a cabo mediante vehículos eléctricos con baterías, en la actualidad de ion-litio. **Solamente se debería considerar el uso del hidrógeno en pilas de combustible en aquellos vehículos de largo recorrido o de alta tasa de utilización como camiones, autobuses, taxis,**





carretillas elevadoras o flotas cautivas. Es importante reiterar la necesidad de tener presente el filtro de la eficiencia.

Con respecto a **los vehículos ligeros, salvo casos excepcionales, deberán ser vehículos eléctricos de batería.** Hay que destacar la utilidad de los vehículos eléctricos como elemento de almacenamiento para mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico. La recarga inteligente y el *Vehicle to Grid* (V2G) deben ser elementos básicos para la gestionabilidad del sistema.

El transporte pesado (autobuses, camiones y maquinaria pesada) debe ser atendido con la combinación de vehículos a base de pilas de combustible y la electrificación directa (por ejemplo, en el caso de los autobuses con el trolebús) o indirecta mediante baterías, dependiendo de la carga, autonomía y ciclos de trabajo, porque el hidrógeno sí puede ser competitivo en la descarbonización de autobuses y camiones de largo recorrido.

La propuesta de disponibilidad de infraestructuras de recarga debe estar diseñada pensando exclusivamente en estos segmentos de vehículos y usos y en la posibilidad de sistemas de abastecimiento alrededor de los puntos de consigna de uso profesionalizado, nunca bajo el mismo criterio que marca la necesidad de puntos de recarga eléctricos.

En relación con el transporte por **ferrocarril, este debería ser 100% eléctrico**, pues se trata de una tecnología sobradamente conocida y electrificable. Por ello, **consideramos que se deberá apostar por la electrificación de aquellos tramos que todavía no disponen de tendido eléctrico** antes que por la implantación de trenes impulsados con hidrógeno.

El fomento del uso del ferrocarril, también como transporte de mercancías, además de solventar parcialmente el dilema de la electrificación de los vehículos por baterías o pilas de combustible, reduciría el tráfico por carretera y aumentaría el volumen de carga transportada en comparación con el transporte pesado. **No compartimos el uso del hidrógeno en el ferrocarril atendiendo a su no idoneidad, ni económica ni técnica, frente a un sistema 100% electrificado.**



Transporte marítimo

Para el transporte marítimo de larga distancia, el amoníaco renovable destaca como una solución para sustituir a los combustibles, ya que las opciones de utilizar directamente el hidrógeno en estado gas o líquido no presenta, en términos de eficiencia, ratios que recomienden su uso en los casos en los que conlleven un consumo elevado de combustible. En esta línea de actuación, no puede olvidarse el riesgo asociado a las fugas de amoníaco en el mar, además de las emisiones de óxido de nitrógeno, si la combustión no está perfectamente optimizada, al margen de la necesidad de seguir avanzando en el perfeccionamiento tecnológico del proceso de Haber-Bosch, para reducir su consumo intensivo en energía.

Transporte aéreo

Al margen de la consideración del transporte aéreo como una práctica que debe ser minimizada o sustituida por otras alternativas terrestres como el ferrocarril, salvo que se produzca una disrupción tecnológica, la versión sintética del queroseno fósil es la mejor alternativa a corto y medio plazo para la descarbonización del sector. Es necesaria una actualización del proceso de Fischer-Tropsch para sintetizar el queroseno, de la forma más eficiente y sostenible posible.

Materia prima en la industria

Dado que el hidrógeno no es una fuente de energía primaria, sino un vector energético que requiere de una conversión que implica importantes pérdidas de energía, es necesario hacer **una reflexión sobre la escala y velocidad necesaria para su desarrollo, uso y capacidad de suministro**. Sus aplicaciones deben centrarse en aquellos sectores en los que la electricidad no pueda tener cabida.

El uso del hidrógeno en la industria debe ser modificado atendiendo a:

1. El cambio de la producción de hidrógeno desde el reformado de gas a la producción mediante electrólisis del agua con electricidad de origen renovable. En buena lógica, esta consideración, dada la todavía inmadurez tecnológica e industrial de la producción de hidrógeno mediante electrólisis, debe **llevar consigo amortiguar el crecimiento de la demanda de hidrógeno** porque si no lo que haremos es fomentar el uso del gas natural para cubrir las demandas creadas o la aportación de fondos para cubrir el diferencial económico hoy día existente entre ambas formas de producción de hidrógeno.



2. La sustitución de procesos térmicos de los combustibles fósiles por hidrógeno siempre que se cumpla que no puedan ser abastecidos por electricidad.

Los usos actuales del hidrógeno en refinerías e incluso en la producción de fertilizantes deben considerarse en línea con las exigencias que la lucha contra el cambio climático implica. Es claro que debemos apostar por la erradicación de los combustibles fósiles, pero también por hacer más sostenible la industria de los fertilizantes.

La industria del amoníaco debe emprender, en consecuencia, un proceso de evolución y transformación acorde con los compromisos asumidos, tanto para la minimización de emisiones como de los riesgos que algunos componentes llevan de forma inherente a su producción y uso.

Electrocombustibles derivados del hidrógeno

Los electrocombustibles derivados del H₂ renovable, deben considerarse como el último recurso por principios de eficiencia, pues estos combustibles precisan de dos procesos de transformación a partir de la electricidad, con el consumo de energía y las pérdidas en los procesos de transformación que conllevan. Pérdidas asociadas no sólo al proceso de transformación para su producción, sino también a su uso final, que generalmente es en motores térmicos, mucho menos eficientes que los eléctricos o que la pila de combustible.

No menos importante es el hándicap del requerimiento de carbono (a excepción del amoníaco) como materia prima para su síntesis que hace que el uso final de estos electrocombustibles basados en carbono no suponga ninguna mejora en cuanto a reducción de emisiones en el proceso de combustión, comparado con los combustibles fósiles tradicionales.

Desde la Fundación Renovables, en términos generales, no consideramos la utilidad de los electrocombustibles del H₂, tanto por la ya mencionada baja eficiencia como por la contribución al mantenimiento del sistema energético tradicional, en lugar de contribuir a un nuevo modelo en consonancia con las exigencias climáticas.

Este sería el caso de la producción de metano sintético para incorporar a la infraestructura actual del gas, una actividad totalmente contraria a los principios de la **Fundación Renovables**, pues el hidrógeno, en ningún caso, puede servir de excusa para continuar con la quema de combustibles (fósiles o sintéticos) contaminantes como el metano. Otro ejemplo similar sería la producción de gasolina y gasóleo sintético para los actuales motores de combustión interna.





De los electrocombustibles, el que resulta más interesante para eliminar los combustibles fósiles de aquellos procesos más difíciles de descarbonizar, es el amoníaco (NH_3), al ser un gas fácilmente licuable, con una densidad energética moderada, que, dada la ausencia de carbono en su molécula, se elimina la posible formación de gases de CO_2 y CO en su combustión. Sin embargo, las principales consecuencias negativas de su uso son la posible formación de NO_2 y su alta toxicidad para los seres humanos y los ecosistemas en los que haya una posible fuga de NH_3 (especialmente las masas de agua).

En cuanto a los electrocombustibles citados en este documento que contengan carbono en su composición molecular, sólo se considerará de utilidad para su uso como vector energético el queroseno sintético de origen renovable (H_2 producido por electrólisis del agua con electricidad de origen 100% renovable y carbono procedente de la biomasa aprovechada de manera sostenible), al ser la única alternativa al combustible actual empleado por los aviones de largo recorrido.

Por ello, **el uso de combustibles líquidos sintéticos quedará relegado a aquellos subsectores en los que se demuestre que la electrificación no es la opción más eficiente ni existe una alternativa sostenible o de uso directo del hidrógeno**. Este es el caso del transporte aéreo que, junto con el marítimo, son los medios de transporte más difíciles de descarbonizar, aunque en este último, la posibilidad del uso de hidrógeno sin transformar es más factible, pero más compleja.

Transporte de hidrógeno

El objetivo debe ser minimizar las necesidades de transportar hidrógeno.

Por otro lado, **el hidrógeno no puede servir de excusa para continuar apostando por los combustibles fósiles y su inyección en la red de gas (*blending*)**, ya que supondría una modificación de la composición del producto transportado y entregado al cliente, además de que la red de transporte podría dañarse a largo plazo y tener efectos no deseados en los equipos que utilicen esta mezcla de gases.

La práctica del *blending* supone la degradación, en términos de valor, de un vector energético como el hidrógeno, como componente minoritario de la mezcla con un elemento con menor capacidad exergética y que, además, no es sostenible como es el gas natural.

Por consiguiente, **el hidrógeno debe ser producido in situ**, lo más próximo a los puntos de consumo, para reducir así al máximo las necesidades de transporte, pues **el único**





vector energético eficientemente transportable es la electricidad y por ello se debe transportar la electricidad allí dónde se encuentren los electrolizadores cercanos al punto de consumo.

El hidrógeno no puede convertirse en una coartada

El hidrógeno renovable tiene futuro en la senda de la descarbonización, pero no podemos confundir su proyección futura con la euforia de las empresas energéticas ni con la expectación mediática.

Desde la **Fundación Renovables** hemos intentado poner un punto de reflexión al boom del H₂, detrás del que se encuentran las mismas empresas energéticas que hace diez años renegaban de las renovables por inmaduras y caras y hoy se entregan a ellas para producir hidrógeno renovable, una tecnología aún cara e inmadura. Su interés por el H₂ no está relacionado con abordar la emergencia climática, sino con preservar su actual modelo de negocio para mantener la relevancia y rentabilidad del modelo energético centralizado basado en combustibles fósiles, cuya propiedad y control está en un pequeño grupo de grandes empresas energéticas, y en la posibilidad de captar recursos públicos como son los Next Generation UE.

La creación de estas expectativas del hidrógeno, con carteras de proyectos y estrategias, tanto a nivel nacional como mundial, se ajusta directamente a los intereses del sector energético más tradicional, actuando como lobby del hidrógeno en una propuesta de dar continuidad a la industria del gas. Su principal objetivo es el de **conseguir un esquema regulatorio y financiero a gran escala para crear una "economía del hidrógeno" y liderar este "nuevo amanecer" del gas**. Si toda la economía demanda hidrógeno, sería casi imposible satisfacer esa demanda sólo con hidrógeno renovable (incluso si es importado), lo que se traduciría en seguir produciendo H₂ a base de gas fósil (con y sin eliminación de carbono) o *blending* de H₂ renovable en la red de gas, lo que podría propiciar un mayor consumo de gas fósil bajo el pretexto de un gas "más natural y sostenible". No es de extrañar que la actual apuesta por el hidrógeno renovable esté siendo utilizada por el lobby del gas como un intento de satisfacer la economía del hidrógeno de Europa mediante hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles, pues una economía de hidrógeno renovable podría poner a la industria del gas fuera de juego.

En España, y en Europa en general, ya se cuenta con una red sobredimensionada de gas, que o bien se convertirá en activos varados (pérdida de valor de las infraestructuras a medida que se eliminan los combustibles fósiles) que requerirán de un costoso desmantelamiento, o nos encerrará, con su reutilización, en más décadas





de quema de combustibles fósiles. Además, no sólo pretenden mantener sus gaseoductos en uso, sino ampliarlos sustancialmente como demuestra el proyecto [European Hydrogen Backbone](#) en el que participan los 11 principales gestores de la red de transporte de gas de Europa.

Por otro lado, nunca debemos olvidar la volatilidad de los precios del gas natural y las consecuencias de su consideración como el vector principal de apoyo a la transición energética. Estamos viendo como los movimientos geoestratégicos ponen en riesgo la política de electrificación de la demanda.

Es claro que el modelo marginalista no se diseñó para el mix energético actual y su perpetuación es darle al gas natural la oportunidad, aunque su aporte sea pequeño, de tener la última palabra para fijar precios y cercenar todo el esfuerzo que la evolución de las renovables ha tenido. Fomentando la causa del problema nunca encontraremos la solución. Cuando el precio de la electricidad en el modelo marginalista actual lo fija el gas, la apuesta por electrificar la demanda pasa a ser una quimera.

El objetivo de este tipo de proyectos relacionados con el hidrógeno es captar los recursos de financiación nuevos y/o existentes de la UE para mantener el peso del gas, recursos financieros como los del Plan de Inversiones Sostenibles (*Sustainable Investment Plan*), del Fondo para la Recuperación y Resiliencia (*Recovery and Resilience Facility*), del Fondo para Conectar Europa (*Connecting Europe Facility*) y a través de las normas revisadas de ayuda estatal como Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (*Important Projects of Common European Interest (IPCEI)*).

Posicionamiento frente a la estrategia española del hidrógeno

Estamos de acuerdo en que España debe apostar por el hidrógeno para no perder su posición en la senda trazada por la UE, pero esta apuesta nunca puede olvidar la realidad a la que se enfrenta el hidrógeno, definida por sus costes y sus ineficiencias, como vector energético.

La apuesta no puede ser fomentar la demanda de hidrógeno porque su cadena de valor no está madura y lo único que se conseguirá es arrastrar el diferencial de costes hacia el futuro, hipotecando las señales de precio y su propio desarrollo.

El establecimiento de objetivos concretos de penetración de H₂ puede ser peligroso y más aún si se establece en un sector en concreto. Si se restringen las opciones tecnológicas con las que se debe llegar a un objetivo, se puede estar excluyendo otras alternativas renovables como la electricidad, generando, por tanto, un sobrecoste para





el conjunto de la economía, además de poner en riesgo alcanzar los objetivos de descarbonización establecidos por haber implementado una política ineficiente, más centrada en mostrar la grandeza del empeño que los criterios de eficiencia, en su más amplio sentido.

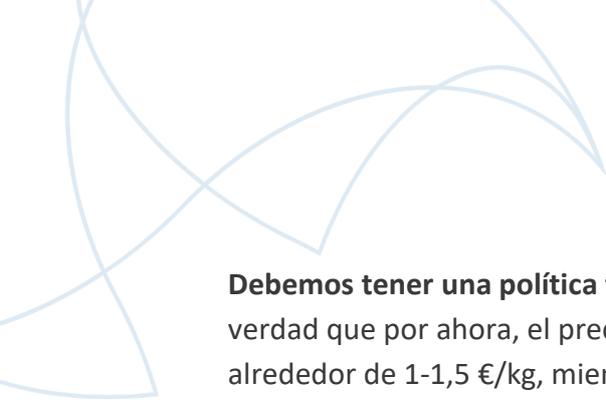
La intención de convertir a España en uno de los principales exportadores de H₂ es un error, entre otras razones por la ineficiencia de los procesos de transformación para el transporte, al margen de que puede suponer perpetuar el esquema actual centralizado de zonas de recursos/generación y consumo en lugar de dotar a cada territorio de energía, que es la mejor forma de empoderamiento. El carácter distribuido de las fuentes de energías renovables permite generar cerca de los puntos de consumo (generación distribuida), reduciendo el transporte, aumentando la eficiencia y fomentando la autosuficiencia energética en lugar de desembocar en sumideros energéticos.

No entendemos el volumen económico destinado a fomentar iniciativas de inversión en proyectos de hidrógeno, en la mayoría de los casos como iniciativas piloto alejadas de la apuesta para mejorar las condiciones básicas de su producción. No podemos volver a caer en los errores del pasado y apostar por monumentos funerarios con tecnologías inmaduras para cubrir necesidades no reales, impulsadas con el único objetivo de obtener réditos financieros a inversiones al amparo de regulaciones creadas ad hoc, con una dependencia eterna de los fondos públicos. Experiencias como el depósito Castor, la central de Elcogás, el sobredimensionamiento de las infraestructuras gasistas o, incluso, el desarrollo, fuera de los objetivos fijados para las energías renovables, han sido apuestas que pagamos los consumidores, aunque, en su inicio, contaran con subvenciones al capital.

Fomentar la demanda para que se desarrolle la oferta no es buena solución si esta no va acompañada de una apuesta por el desarrollo tecnológico e industrial de electrolizadores y de equipamiento auxiliar de tamaños no centralizados, que puedan generar una industria utilizable frente a la promoción de proyectos piloto megalíticos que acabarán, como siempre, convirtiéndose en monumentos funerarios de las líneas de financiación *ad hoc* disponibles.

Se debe priorizar la adaptación al marco regulatorio existente de los sistemas de Garantías de Origen del hidrógeno para antes de 2022, puesto que hoy en día, con este vacío administrativo, no podría asegurarse la procedencia del hidrógeno.





Debemos tener una política fiscal que introduzca criterios de homogeneidad. Es verdad que por ahora, el precio del H₂ producido a partir de gas natural es de alrededor de 1-1,5 €/kg, mientras que el hidrógeno producido mediante la electrólisis de agua, utilizando electricidad de origen renovable, tiene un coste de entre 5-7 €/kg, pero también es verdad que los combustibles fósiles siguen gozando de bonificaciones fiscales, sin internalizar los costes de los daños causados al medio ambiente y a las personas, derivados de las externalidades negativas por las emisiones de GEI.

La apuesta de España, como siempre ha defendido la **Fundación Renovables**, debe ser hacia la electrificación de la demanda y en base a la generación de electricidad 100% con fuentes renovables y en este objetivo el hidrógeno puede tener un papel, pero será de forma puntual y no determinante. **No podemos apostar por un hidrógeno que a través del *blending* sea la coartada del modelo energético fósil actual.**

Como recordatorio, debemos apostar por la producción de hidrógeno, a través de la hidrólisis del agua con electricidad de origen renovable, en emplazamientos en los que se minimice su transporte, porque siempre es más interesante transportar electricidad que hidrógeno.



Anexo

El papel del hidrógeno en la transición energética



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Anexo

En este Anexo se recogen los principales proyectos de las energéticas españolas para obtener parte de estos fondos.

Proyectos de hidrógeno en España y estrategia de las principales energéticas españolas

La fuerte apuesta por esta fuente de energía y su consideración como inversión elegible para los Next Generation UE ha supuesto que las energéticas españolas hayan asumido el reto de liderar la industria del hidrógeno. Las razones de este interés, al margen de la captación de fondos europeos, hay que buscarlas en la posibilidad que les da de transformación y protección de su *core business* hacia un vector energético de futuro:

- **Sector petróleo y gas.** Supone no solo la continuidad de la utilización del gas y de sus infraestructuras con el *blending*, sino, sobre todo, un incremento del consumo de gas natural como fuente de energía más barata, en los términos del mercado actual, para producir hidrógeno. Por otro lado, permite una conexión perfecta entre su migración hacia los mercados relacionados con la electricidad y las renovables, aunque su interés está más en el mantenimiento del hidrógeno gris y azul que el del verde.
- **Sector eléctrico.** Es una oportunidad no solo de incrementar la producción de electricidad y de las inversiones en generación con renovables, sino también de introducir como propio un vector crucial para la gestionabilidad del sistema eléctrico, el aprovechamiento de los vertidos en centrales de generación y la optimización de procesos como la hibridación de tecnologías o el sobredimensionamiento de potencia instalada.

La siguiente figura muestra cómo el ecosistema español cuenta con representación en toda la cadena de valor de esta tecnología:



Spanish P2X ecosystem



Figura 35. Representación del ecosistema español en la cadena de valor del hidrógeno.

Fuente: [The conversation](#). [45]

Estas empresas se encuentran inmersas en muchos proyectos para reducir costes en la producción, almacenaje y transporte del combustible, así como para convertir en realidad su utilización diaria para movilidad, generación de energía eléctrica, en industrias, etc.

España

España ha presentado como objetivo liderar el desarrollo de la economía del H₂, buscando crear una nueva industria a su alrededor (fabricación de pilas de combustible y de electrolizadores, entre otros) y eso se ve reflejado en su Hoja de Ruta, en la que se establece como objetivo principal para la próxima década, instalar 4 GW de potencia de electrólisis (el 10% del objetivo establecido por la UE para 2030).

Para alcanzar los objetivos fijados en La Hoja de Ruta del Hidrógeno se estima una inversión necesaria hasta 2030 en torno a 8.900 M€ que movilizar por el sector privado, con el apoyo eficiente del sector público. Además, en el marco del Fondo Europeo de Recuperación, el Gobierno prevé destinar más de 1.500 M€ al desarrollo del hidrógeno renovable. Consecuentemente, las grandes energéticas han disparado sus inversiones hacia el H₂ mediante proyectos para aprovechar los fondos europeos e invertir en nuevos activos, convirtiéndose en una de las principales apuestas, incluso en las compañías eléctricas.



Fondos Next Generation EU

Posicionamiento de las empresas energéticas en España

A continuación, se presenta un cuadro resumen de proyectos de hidrógeno, de algunas de las principales empresas energéticas del país, que han solicitado financiación de fondos europeos o españoles.

Proyecto	Descripción
Endesa	<p>Hasta 23 proyectos relacionados con el hidrógeno renovable en las distintas fases de la cadena de valor de este gas, por valor de más de 2.900 millones de euros (M€) para poner en marcha 340 megavatios (MW) de potencia en electrolizadores alimentados con 2.000 MW de potencia renovable.</p> <p>También planea proyectos extrapeninsulares, que absorben otros 900 millones de inversión, y que van desde la producción de hidrógeno verde en plantas de generación al paso de plantas operativas a su funcionamiento con bicomcombustible y la sustitución de potencia de otras plantas operativas por hidrógeno/gas.</p>
Del carbón de La Robla al hidrógeno solar	<p>Apertura de una fábrica de hidrógeno limpio en La Robla (León), que producirá aproximadamente 9.000 toneladas de H₂ verde al año mediante un electrolizador de hasta 60 MW y un parque solar fotovoltaico de cuatrocientos megas (400 MW).</p> <p>Producción destinada: el consumo local, la inyección a la red gasista "y posibilitar una futura exportación hacia el noroeste de Europa".</p>
Mallorca	<p>El proyecto industrial Power to Green Hydrogen Mallorca (proyecto de producción a escala industrial de hidrógeno renovable, hasta 7,5 MW de electrólisis) es el núcleo de Green Hysland, una iniciativa europea a través de la cual la UE ha comprometido 10 millones de euros.</p> <p>Producción destinada: como combustible en autobuses y vehículos de alquiler, que podrán repostar en una estación de servicio -hidrogenera- construida a tal efecto. Así mismo, será empleado para la generación de calor y energía para edificios comerciales y públicos, o como energía auxiliar en ferris y operaciones portuarias. Además, parte de ese hidrógeno verde se inyectará en la red de gas de la isla con el apoyo de Redexis y a través de un Sistema de Garantías de Origen desarrollado por Acciona. Enagás y Acciona lideran el proyecto.</p>
Puertollano	<p>Integración de una instalación solar fotovoltaica de cien megavatios (100 MW), un sistema de baterías de ion-litio con una capacidad de almacenamiento de veinte megavatios hora (20 MWh) y un sistema de producción de hidrógeno mediante electrólisis de 20 MW (que funcionará con energía 100% renovable). inversión de 150 millones de euros. Producción destinada: será empleado en la fábrica de amoníaco de Fertiberia en Puertollano, que tiene una capacidad de producción superior a las 200.000 toneladas año.</p>
Ingeteam	<p>El fabricante noruego de electrolizadores Nel (a través de su filial Nel Hydrogen Electrolyser) y la compañía eléctrica Iberdrola han firmado un acuerdo para desarrollar electrolizadores de gran tamaño y promover la cadena de valor de esta tecnología en España.</p> <p>Para materializar el proyecto, Iberdrola, junto a la empresa vasca Ingeteam, han constituido la compañía Iberlyzer, con el fin de convertirla en el primer fabricante de electrolizadores a gran escala de España. Iberdrola asegura que Iberlyzer suministrará más de 200 MW de electrolizadores en 2023, con una inversión inicial cercana a los 100 millones de euros.</p>
Medios de transporte marítimo	<p>El proyecto Bahía H₂ Offshore, impulsado por el clúster de energías marinas de Cantabria, tiene como objetivo el diseño, construcción, instalación y seguimiento de un prototipo marino de producción de hidrógeno y amoníaco verde alimentado por plataformas solares flotantes.</p>



Proyecto	Descripción
	Bahía H ₂ Offshore está incluido en la propuesta Cantabria re-Activa y se desarrollará en un espacio de dominio público de la Autoridad Portuaria de Santander. El combustible verde obtenido se destinará a buques y equipamientos de líneas y operadoras del Puerto de Santander.
Asturias	Duro Felguera ha firmado un acuerdo con la empresa pública Hunosa y con el distribuidor Nortegas para desarrollar proyectos de hidrógeno verde en la zona central de Asturias. Los proyectos se centrarán en la producción, almacenamiento, transporte, inyección en la red de gas natural y uso en movilidad de hidrógeno.
Repsol	Producción en sus nuevas instalaciones de Bilbao hidrógeno a partir de agua (H ₂ O). Además, la petrolera asegura que está desarrollando una tecnología propia de fotoelectrocatalisis para producir hidrógeno a partir de energía solar (proyecto Sun2Hy). Este desarrollo lo realiza junto con Enagás. En la iniciativa también participan varios centros de investigación.
Talgo	Desarrollo de un tren híbrido que permite una operación flexible, hidrógeno-eléctrico, diseñada para la plataforma de Cercanías Regional Vittal de Talgo. En el proyecto de Talgo el principal colaborador es el Centro Nacional del Hidrógeno.
Hydrogen In Gas GridS	Estudio para la descarbonización de la red de gas y su utilización, cubriendo las lagunas de conocimiento del impacto que los altos niveles de hidrógeno podrían tener en la infraestructura de gas, sus componentes y su gestión. El proyecto se desarrolla en varias actividades, entre ellas la cartografía de los obstáculos y facilitadores técnicos, jurídicos y normativos, el ensayo y la validación de sistemas y la innovación, la elaboración de modelos tecnoeconómicos y la preparación de un conjunto de conclusiones como vía para permitir la inyección de hidrógeno en las redes de gas de alta presión. Empresas asociadas: Coordinación por Fundación Hidrógeno de Aragón (FHA) con la participación de Redexis, Tecnalia, DVGW (Asociación alemana de gas y agua), HSR (Universidad de Ciencias Aplicadas de Rapperswil, Suiza) y ERIG (Instituto de Investigación Europeo para el gas y la innovación energética, Bélgica). Presupuesto: 2 millones (procedentes de Fuel Cells and Hydrogen Joint undertaking (FCHJU)).
SeaFuel	Objetivo del proyecto: Demostrar la viabilidad de alimentar redes locales de transporte utilizando combustibles producidos a través de fuentes renovables y del agua del mar. Descripción: El proyecto contiene una instalación de energías renovables (51 MW) asociada a una hidrogenadora (25 kg H ₂ /día a 350 bar) que estará conectada directamente a los aerogeneradores y será abastecida por agua de mar produciendo el hidrógeno a partir de los recursos naturales disponibles. El hidrógeno generado se destinará a la sustitución de parte de la flota de vehículos diésel por coches de hidrógeno. Las plantas fotovoltaicas abastecerán la estación de servicio y la planta desaladora (125 m ³ /día (2.4 kW/m ³)). Empresas asociadas: 9 socios y 6 miembros asociados, incluyendo empresas de todas las áreas. Enagás miembro asociado. Duración 2017-2020. Localización: Tenerife.
H₂Ports	Objetivo del proyecto: Realización de estudios de viabilidad para el desarrollo de una cadena de suministro de hidrógeno sostenible en el puerto para reducir el impacto ambiental de sus operaciones. Descripción: Proyecto piloto a escala europea localizado en el Puerto de Valencia que desarrolla y valida la transformación a H ₂ de dos máquinas (grúa telescópica y cabeza de camión) en condiciones reales de operación. El proyecto incluye el desarrollo de una hidrogenadora a 350 bares, así como el estudio y desarrollo de la logística de suministro de H ₂ en el Puerto. Empresas asociadas: Autoridad Portuaria de Valencia, la Fundación Valenciaport (coordinador), el Centro Nacional del Hidrógeno, y las empresas



Proyecto	Descripción
	privadas MSC Terminal Valencia, Grupo Grimaldi, Hyster-Yale, Atena, Ballard Power Systems Europa y Enagás. Duración: 2019-2023. Localización: Puerto de Valencia. Presupuesto: 4 millones de euros (3.999.947,5 € procedentes de Fuel Cells and Hydrogen Joint undertaking (FCHJU)).

*Tabla 12. Proyectos de hidrógeno que han solicitado financiación de fondos europeos o españoles.
Elaboración propia.*





Índice de figuras y tablas

El papel del hidrógeno en la
transición energética



FUNDACIÓN
RENOVABLES

Índice de figuras y tablas

Índice de figuras

<i>Figura 1. Densidad relativa de los combustibles con respecto al aire.</i>	
<i>Fuente: Pubchem.[3]Elaboración propia.</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2. Temperatura de autoignición en el aire para varios combustibles.</i>	
<i>Fuente: Pubchem. [3] Elaboración propia.</i>	<i>18</i>
<i>Figura 3. Diagrama explicativo del rango de inflamabilidad.</i>	
<i>Fuente: Bizcaia-Deputación Foral [4]. Elaboración propia</i>	<i>19</i>
<i>Figura 4. Límites de inflamabilidad en aire para varios combustibles.</i>	
<i>Fuente: Pubchem. [3] Elaboración propia.</i>	<i>19</i>
<i>Figura 5. Punto de inflamación para varios combustibles.</i>	
<i>Fuente: Pubchem. [3] Elaboración propia.</i>	<i>20</i>
<i>Figura 6. Poder calorífico Inferior de varios combustibles.</i>	
<i>Fuente: Pubchem. [3] Elaboración propia.</i>	<i>21</i>
<i>Figura 7. Densidad volumétrica para varios combustibles.</i>	
<i>Fuente: Pubchem. [3] Elaboración propia.</i>	<i>21</i>
<i>Figura 8. Procesos de producción de hidrógeno en función de la fuente de energía utilizada.</i>	
<i>Fuente: Hidrógeno Website. [6].....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 9. Perspectivas de costes de la producción de hidrógeno.</i>	
<i>Fuente: Informe “Perspectivas de una economía de hidrógeno”. BloombergNEF [10].</i>	<i>35</i>
<i>Figura 10. Consumo final de energía por vector energético para los años 2018 y 2050 según el escenario de 1,5 °C proyectado en el World Energy Transitions Outlook, 1,5°C Pathway [11].</i>	
<i>Fuente: IRENA.</i>	<i>36</i>
<i>Figura 11. Métodos para almacenar hidrógeno.</i>	
<i>Elaboración propia.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 12. Límites legales de la concentración volumétrica del hidrógeno en la red de gas en diferentes países. Fuente: Naturgy. [15].</i>	
<i>Elaboración propia.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 13. Costes de transporte de hidrógeno en función del volumen y la distancia recorrida (\$/kg).</i>	
<i>Fuente: Bloomberg NEF. Hydrogen Economy Outlook. [10]</i>	<i>48</i>
<i>Figura 14. Implantación del H₂ con sistemas de cogeneración.</i>	
<i>Fuente: Estudio Hidrógeno y Cogeneración. ACOGEN [22].</i>	<i>53</i>
<i>Figura 15. Esquema resumen de eficiencias en el proceso de transformación, almacenamiento y reconversión de la energía primaria en electricidad de las principales tecnologías renovables, despreciando las pérdidas asociadas al transporte de los</i>	



vectores energéticos.

Fuentes: Rendimientos (η): Ag: Media de aerogeneradores (Center for Sustainable

Systems) [24]; FV: Media de paneles solares (GreenMatch) [25]; CH: Central

Hidroeléctrica (Bureau of Reclamation) [26]; CS: Campo Solar (Protermosolar) [27];

Elec: electrolizador tipo PEM (Libro Naturgy) [15]; Al: almacenamiento H_2 (T&E) [28];

PC=Pila de Combustible tipo PEM (Libro Naturgy); BE= Batería electroquímica de ion-

litio en ciclo de carga y descarga (MDPI) [29]; At= Almacenamiento térmico en sales

fundidas (Protermosolar). Elaboración propia. 56

Figura 16. Distribución de energía eléctrica vendida y de los excedentes del parque en estudio.

Elaboración propia..... 57

Figura 17. Excedentes del parque de estudio distribuidos por estaciones de un año.

Elaboración propia..... 59

Figura 18. Pérdidas en el proceso de transformación de la energía en el caso del uso de H_2 como respaldo de la generación de electricidad renovable.

Elaboración propia..... 61

Figura 19. Pérdidas en el proceso de transformación de la energía en el caso del uso de baterías como respaldo de la generación de electricidad renovable.

Elaboración propia..... 61

Figura 20. Reducción de los costes de electricidad según Fuente: Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells (aeh2.org). [30]

Elaboración propia..... 63

Figura 21. Diagrama explicativo de la producción de electrocombustibles.

Fuente: European Technology and Innovation Platform. [31] Traducción al español del original..... 64

Figura 22. Coste de la reducción de CO_2 con hidrógeno.

Fuente: BloombergBNEF. Hydrogen Economy Outlook. [10] 70

Figura 23. Datos de eficiencia de coches eléctricos, transporte ligero. Fuente: Transport and Environment. [34]..... 72

Figura 24. Datos de eficiencia de camiones eléctricos, transporte ligero.

Fuente: Transport and Environment. [34] 73

Figura 25. Resumen de la flota de camiones de la UE (2019) y de los vehículos-kilómetro (2019) por país. Fuente: ACEA 2021; Eurostat 2020.

Elaboración propia..... 75

Figura 26. Flota de camiones con combustibles alternativos de la UE: totales y porcentajes por país en 2020.

Fuente: EAFO 2021. Elaboración propia..... 75

Figura 27. Emisiones del pozo a la rueda del camión-tráiler de 40t GVW por tipo de energía.

Fuente: CE DELFT & TNO, 2020. Elaboración propia 76



<i>Figura 28. Costes de producción de hidrógeno por sectores y regiones.</i>	
<i>Fuente: McKinsey, DoE, IEA [39].....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 29. Esquema resumen de las diferentes formas en las que se utiliza el hidrógeno como materia prima y vector energético.</i>	
<i>Elaboración propia.....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 30. Demanda actual (2018) de gas natural (izquierda) y de hidrógeno (derecha) por países.</i>	
<i>Fuente: “Contrasting European hydrogen pathways: An analysis of differing approaches in key markets”. [42].....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 31. Escenarios bajos y altos de la Empresa Común FCH para la demanda de hidrógeno en 2030 por sector y país.</i>	
<i>Fuente: “Contrasting European hydrogen pathways: An analysis of differing approaches in key markets” [42].....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 32. Programas destinados a financiar energías bajas en carbono de la Unión Europea y España.</i>	
<i>Elaboración propia.....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 33. Capacidad de fabricación de baterías (GWh) por continentes en función de la ubicación de la fábrica.</i>	
<i>Fuente: BloombergNEF.[43]</i>	<i>90</i>
<i>Figura 34. Objetivos de España respecto al hidrógeno para 2030.</i>	
<i>Fuente: Hoja de ruta del hidrógeno renovable. [18]</i>	<i>92</i>
<i>Figura 35. Representación del ecosistema español en la cadena de valor del hidrógeno.</i>	
<i>Fuente: The conversation. [45].....</i>	<i>112</i>

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Cuadro resumen de las diferentes características de los combustibles, atendiendo a las figuras anteriores.</i>	
<i>Fuente: Pubchem. [3] Elaboración propia.</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 2. Ventajas, inconvenientes, costes y eficiencia energética de los principales métodos de producción de hidrógeno.</i>	
<i>Elaboración propia.</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
<i>Tabla 3. Madurez tecnológica y de procesos de almacenamiento de hidrógeno.</i>	
<i>Fuente: IEA, The future of the Hydrogen [5].</i>	
<i>Elaboración propia.....</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 4. Tolerancia general de hidrógeno en la red de gas. Fuente: Marcogaz.[16].</i>	
<i>Elaboración propia.....</i>	<i>47</i>



<i>Tabla 5. Tolerancia actual de diferentes elementos a mezclas de hidrógeno. Fuente: IEA, The future of Hydrogen. [5]</i>	
<i>Elaboración propia.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 6. Evolución del factor de capacidad por tecnologías de aprovechamiento de fuentes de energía renovables.</i>	
<i>Fuente: IRENA [23]. Elaboración propia.</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 7. Comparativa entre electrolizadores PEM y baterías electroquímicas de ion-litio. Elaboración propia.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 8. Cuadro resumen de ventajas e inconvenientes de los diferentes usos y aplicaciones del hidrógeno.</i>	
<i>Elaboración propia.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 9. Inversión y plan de financiación del componente 9.</i>	
<i>Fuente: Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. [44].....</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 10. Cuadro resumen de los objetivos de Europa y de España asociados a diferentes tipos de hidrógeno.</i>	
<i>Elaboración propia.....</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 11. Cuadro resumen de los objetivos de Europa y España de los diferentes usos y aplicaciones del hidrógeno.</i>	
<i>Elaboración propia.....</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 12. Proyectos de hidrógeno que han solicitado financiación de fondos europeos o españoles.</i>	
<i>Elaboración propia.....</i>	<i>115</i>





Bibliografía

El papel del hidrógeno en la transición energética



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Bibliografía

- [1] X. Yu et al., «Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing», 2018. doi: 10.20892/j.issn.2095-3941.2017.0150.
- [2] Hydrogen Tools, «Hydrogen Compared with Other Fuels». <https://h2tools.org/bestpractices/hydrogen-compared-other-fuels> (accedido sep. 17, 2021).
- [3] National Center for Biotechnology Information, «PubChem». <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/> (accedido sep. 17, 2021).
- [4] Bizkaia-Diputación Foral, «Tutoriales: Propiedades de los combustibles». https://www.bizkaia.eus/home2/Temas/DetalleTema.asp?Tem_Codigo=3756&idioma=CA&dpto_biz=7&codpath_biz=7%7C153%7C1879%7C3733%7C3734%7C3756 (accedido oct. 04, 2021).
- [5] T. Gül y D. Turk, «The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities», IEA, n.º June, 2019, doi: 10.1787/1e0514c4-en.
- [6] Centro de Ingeniería y Tecnología, «Procesos de producción de hidrógeno», 2014. <https://hidrogeno18.wixsite.com/hidrogeno/blank-cjg9> (accedido sep. 17, 2021).
- [7] S. Shiva Kumar y V. Himabindu, «Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review», Mater. Sci. Energy Technol., vol. 2, n.º 3, pp. 442-454, dic. 2019, doi: 10.1016/J.MSET.2019.03.002.
- [8] J. Sureda Bonnin, «Proyecto básico de actividad Power to Green Hydrogen. Planta de electrólisis integrada con un parque fotovoltaico.», 2019.
- [9] BNEF, «New Energy Outlook 2020», Neo2020, n.º October, 2020, [En línea]. Disponible en: <https://bnef.turtl.co/story/neo2018?teaser=true>.
- [10] Bloomberg New Energy Finance, «Hydrogen Economy Outlook», p. 12, 2020.
- [11] IRENA, World energy transitions outlook: 1.5°C Pathway. 2021.
- [12] B. Sundén, «Hydrogen», Hydrog. Batter. Fuel Cells, pp. 37-55, ene. 2019, doi: 10.1016/B978-0-12-816950-6.00003-8.
- [13] J. A. Roca, «GEV desarrollará un barco de hidrógeno comprimido para exportar el H2 verde de Australia a los mercados asiáticos – », El Periódico de la Energía, 2020.
- [14] IRENA, Hydrogen: a Renewable Energy Perspective, n.º September. 2019.
- [15] J. Ramón, M. Teresa, A. Gotzon, G. J. Guilera, A. Tarancón, y M. Torrell, «Hidrógeno: Vector energético de una economía descarbonizada. Fundación Naturgy».

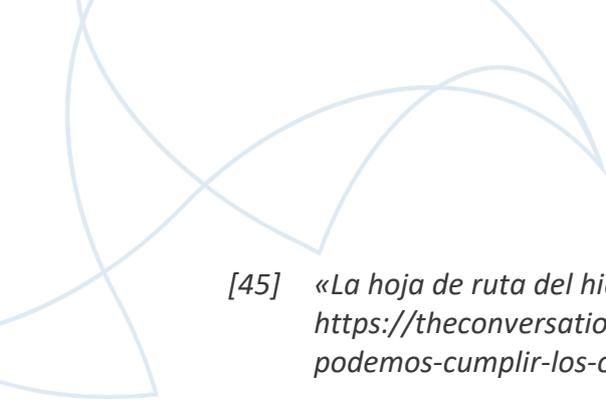


- [16] Marcogaz, «Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use», pp. 1-8, 2019.
- [17] H21, «H21 Leeds City Gate». <https://h21.green/projects/h21-leeds-city-gate/> (accedido sep. 17, 2021).
- [18] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), «Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta renovable», oct. 2020. https://www.miteco.gob.es/images/es/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF.
- [19] «Hydrogen 2020: Engaging with Innovation | Cleantech Group». <https://www.cleantech.com/hydrogen-2020-engaging-with-innovation/> (accedido sep. 17, 2021).
- [20] European Commission, «A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe», Eur. Comm., p. 24, 2020.
- [21] Híbridos y Eléctricos, «Toyota apuesta por el hidrógeno en Europa más allá de los coches eléctricos.» <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/actualidad/toyota-apuesta-hidrogeno-europa-mas-alla-coches-electricos/20201209132451040669.html> (accedido sep. 17, 2021).
- [22] ACOGEN, «Entendimiento del Mercado del Hidrógeno y sus oportunidades para la Cogeneración», 2021.
- [23] International Renewable Energy Agency (IRENA), «RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2020», 2020.
- [24] Center for Sustainable Systems, «Wind Energy Factsheet», 2020. [En línea]. Disponible en: <http://css.umich.edu/factsheets/wind-energy-factsheet>.
- [25] A. Vourvoulias, «How Efficient Solar Panels Are in 2021?», GreenMatch, 2021. <https://www.greenmatch.co.uk/blog/2014/11/how-efficient-are-solar-panels> (accedido sep. 27, 2021).
- [26] U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation Power Resources Office, «Hydroelectric Power», 2005.
- [27] «PROTERMOSOLAR, Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar». <https://www.protermosolar.com/> (accedido sep. 27, 2021).
- [28] Transport & Environment, «Campaigning for cleaner transport in Europe». <https://www.transportenvironment.org/> (accedido sep. 27, 2021).
- [29] H. C. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic, y A. Jossen, Lithium-ion battery storage for the grid - A review of stationary battery storage system design tailored for applications in modern power grids, vol. 10, n.º 12. 2017.
- [30] IEA, «Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells». [En línea]. Disponible en: www.iea.org/t&c/.



- [31] ETIP Bioenergy, «Overview on electrofuels». <https://www.etipbioenergy.eu/value-chains/conversion-technologies/electrofuels> (accedido sep. 17, 2021).
- [32] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Innovation Outlook: Renewable Methanol*. 2021.
- [33] S. Brynolf, M. Taljegard, M. Grahn, y J. Hansson, «Electrofuels for the transport sector: A review of production costs», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 1887-1905, ene. 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2017.05.288.
- [34] Transport & Environment, «Electric cars - Campaigning for cleaner transport in Europe». <https://www.transportenvironment.org/challenges/cars/electric-cars/> (accedido sep. 17, 2021).
- [35] European Automobile Manufacturers Association, «ACEA report 2021 Vehicles in use Europe», *Acea*, n.º January 2021, p. 21, 2021, [En línea]. Disponible en: <https://www.acea.auto/files/report-vehicles-in-use-europe-january-2021-1.pdf>.
- [36] Eurostat, «Annual road freight transport, by distance class», 2021. https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=road_go_ta_dc&lang=en (accedido oct. 04, 2021).
- [37] EAFO, «Vehicles and fleet (n2-n2)», 2020. <https://eafo.eu/vehicles-and-fleet/n2-n3> (accedido oct. 04, 2021).
- [38] H. Wagter, P. Van De Lande, Berg. R., H. V. Essen, J. A. van Rijn, y J. S. Spreen, «Outlook Hinterland and Continental Freight», pp. 1-83, 2018, [En línea]. Disponible en: <https://www.narcis.nl/publication/RecordID/oai:tudelft.nl:uuid%3A282d5146-c5a4-45f1-9c17-db673a2fd3ed>.
- [39] Hydrogen Council, «Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective», n.º January, p. 88, 2020, [En línea]. Disponible en: www.hydrogencouncil.com.
- [40] MARPOL, «Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques». [https://www.imo.org/es/About/Conventions/Pages/International-Convention-for-the-Prevention-of-Pollution-from-Ships-\(MARPOL\).aspx](https://www.imo.org/es/About/Conventions/Pages/International-Convention-for-the-Prevention-of-Pollution-from-Ships-(MARPOL).aspx) (accedido sep. 17, 2021).
- [41] C. de la U. E. Parlamento Europeo, «Reglamento (UE) 2020/852 del Parlamento Europeo y del Consejo», *D. Of. la Unión Eur.*, vol. 2018, n.º 2, pp. 210-230, 2020.
- [42] M. Lambert y S. Schulte, *Contrasting European hydrogen pathways : An analysis of differing approaches in key markets*, n.º March. 2021.
- [43] Bloomberg, «Are Batteries the Trade War China's Already Won?». <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-09-16/are-batteries-the-trade-war-china-s-already-won> (accedido sep. 17, 2021).
- [44] Gobierno de España, «Hoja de ruta del Hidrógeno y su integración sectorial (plan de recuperación, transformación y resiliencia)», *España Puede*, 2021.





[45] «La hoja de ruta del hidrógeno en España: ¿podemos cumplir los objetivos?»
<https://theconversation.com/la-hoja-de-ruta-del-hidrogeno-en-espana-podemos-cumplir-los-objetivos-150469> (accedido sep. 17, 2021).





FUNDACIÓN
RENOVABLES

Pedro Heredia 8, 2º Derecha
28028 Madrid

www.fundacionrenovables.org

