

2025



[www.fundacionrenovables.org](http://www.fundacionrenovables.org)

# POLICY BRIEFING

—  
PROYECTOS DE H<sub>2</sub>:  
¿EL TAMAÑO IMPORTA?



FUNDACIÓN  
RENOVABLES

# Motivación, contexto y objetivo del DOCUMENTO

Desde la **Fundación Renovables**, en los diferentes informes publicados sobre esta temática, hemos promovido y defendido la producción de hidrógeno verde en las zonas en las que se demande y consuma, junto con la priorización del transporte de electricidad para la generación de este frente a su transporte y almacenamiento en forma de gas. Evitar la promoción a gran escala del transporte de hidrógeno renovable en largas distancias, además de evitar la construcción de nueva infraestructura (muchas veces subsidiada con dinero público), permitirá atraer nueva industria pionera por los precios más competitivos y descarbonizar más rápido la que tenemos asentada en el territorio. Por tanto, los modelos de macroproyectos de exportación de hidrógeno a otros países, tanto por tierra como por mar, tienen desventajas e impactos en el territorio donde se ubican y generan afecciones a la socioeconomía local, al ser una oferta sobredimensionada respecto a la demanda local.

En España se ha realizado una estimación tanto desde el sector público como desde el sector privado. En el documento, "Proyectos de H<sub>2</sub>: ¿el tamaño importa?", se elabora un análisis comparativo de los planes del MITERD y de Enagás y de dos modelos de proyectos de hidrógeno en actual tramitación. De esta forma, se ofrece una primera aproximación del tipo de proyectos más propicios y con menos impactos para cumplir las distintas proyecciones de los planes nacionales. Se realiza un análisis sobre los términos de potencia fotovoltaica y eólica, a nivel de generación eléctrica e impactos en recursos naturales (suelo y agua), siguiendo el esquema que aparece a continuación:

## ELECTRICIDAD

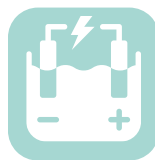
## AGUA



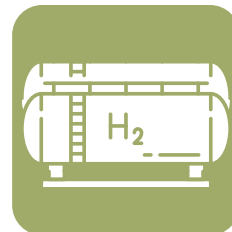
Territorio disponible para renovables



Capacidad de renovables necesaria



Energía necesaria para la electrólisis



**HIDRÓGENO VERDE**



Recursos hídricos

## OBJETIVOS DEL SECTOR PÚBLICO

En España, en octubre de 2020, el Gobierno aprobó la [Hoja de Ruta del Hidrógeno](#), que tenía como objetivo la instalación de 4 GW de electrolizadores para 2030. Esto suponía un 10% del objetivo que la UE marcó en julio de 2020 en la [Estrategia Europea sobre el Hidrógeno](#) (40 GW), con lo que esperaba producir hasta 10 Mt de hidrógeno renovable para 2030.

Este objetivo se vio aumentado en Europa con la publicación del [REPower EU](#) con la producción de 10 Mt de hidrógeno renovable y la importación de otras 10 Mt adicionales. También se incrementó a escala nacional, llegando a los 12 GW en la versión actualizada del [Plan Nacional Integrado de Energía y Clima \(PNIEC\) 2023-2030](#), sin que la evolución de la demanda ni la madurez tecnológica e industrial haya avanzado.

Para aumentar y asegurar la rentabilidad y apoyo financiero a los nuevos proyectos, la **Comisión Europea (CE)**, a través de las subastas licitadas por el **Banco Europeo del Hidrógeno**, un instrumento de financiación diseñado para desbloquear las inversiones privadas en las cadenas de valor del hidrógeno, a finales de abril de 2024, concedió 720 M€ a siete proyectos de hidrógeno renovable. La financiación procedía de los derechos de emisión de la UE. La subasta atrajo un total de 132 ofertas.

## OBJETIVOS DEL SECTOR PRIVADO

A finales de enero de 2024, Enagás, como gestor técnico del sistema gasista español, presentó los resultados de un **manifiesto de interés (Call For Interest)** para proyectos de hidrógeno renovable, lanzado durante el último trimestre de 2023. Iba dirigido a todos los actores y empresas que tienen relación con el sector gasista, participando un total de 206 compañías con 650 proyectos.

Hay que destacar que no es vinculante a nivel regulatorio ni con ningún plan energético nacional, regional o local. El objetivo de la medida era conocer y tener una previsión estimada de la futura capacidad real de producción de hidrógeno verde, realizando una primera evaluación del potencial mercado del hidrógeno renovable en España. Así, podrían definir una propuesta adaptada de infraestructuras españolas de hidrógeno. Se propusieron tres escenarios de distinta magnitud: Base, Call for Interest y Potencial máximo. Se definieron capacidad instalada, producción de H<sub>2</sub> y polos agregados de demanda.

El objetivo es conocer las implicaciones del aumento de instalaciones de renovables y el potencial impacto en los recursos naturales (hídricos y suelos) que supondría la consecución de los diferentes objetivos planteados por el MITERD y Enagás.

	MITERD		ENAGÁS		
	Hoja de Ruta del Hidrógeno	PNIEC 2024	Base	Call for interest	Potencial máximo
<b>Capacidad instalada en 2030 (GW)</b>	4	12	13,4	23,3	74,3
<b>Hidrógeno producido (Mt/año)</b>	0,125	0,74 *	1,6	2,5	7,9

Tabla 1. Objetivos de producción de hidrógeno verde.

\*No se especifica la producción nacional, ni el consumo, se han tomado datos de Enagás.

Fuente: Hoja de Ruta del Hidrógeno y PNIEC 2024 (MITERD), Enagás.

Para comprender mejor el impacto a escala local y su repercusión en términos energéticos y de recursos, se analizarán **dos proyectos de generación de hidrógeno, en proceso de tramitación en la actualidad, con diferentes características de tamaño, consumo y producción**. Nos hemos enfocado en Aragón, una de las regiones con mayor número de proyectos de renovables y generación de hidrógeno.

## CASOS DE EJEMPLO

El primero es el **proyecto H<sub>2</sub> Pilar**, de la empresa **Aragonesa del Hidrógeno Verde S.L.** Esta compañía está constituida al 50% por Compañía Energética Aragonesa de Renovables S.L. y Enagás Renovable S.A. Se ubica en los términos municipales de El Burgo de Ebro y Fuentes de Ebro. El proyecto consta de dos fases:

- 1 **Etapa 1**, prevista la puesta en operación en febrero de 2026. Según los pliegos, se estima una producción inicial de 2.212 t/año de hidrógeno renovable gracias a un electrolizador de 15 MW, con un parque eólico de 10 MW y otro fotovoltaico de 5 MW. Posteriormente, se alcanzará una producción de 4.400 t/año con un electrolizador de 30 MW y 40 MW en tres parques eólicos y dos fotovoltaicos, con un total de 13,6 MW. Supone una inversión de 122,7 M€.
- 2 **Etapa 2**, construida en 5 años tras la aprobación del PIGA (Proyecto de Interés General de Aragón). Se duplicará la producción hasta 8.800 t/año gracias a 60 MW de electrolizadores y 103 MW de renovables. Supone una inversión extra de 57 M€.

El proyecto ha obtenido la calificación de PERTE vinculado a los Fondos Europeos Next Generation, percibiendo una ayuda económica de 14,31 M€, lo que obliga a completar las etapas en los plazos establecidos.

Entre los consumos de hidrógeno a los que se destina la producción, con 25 t/año (pudiendo llegar a 100 t/año) está la incorporación de, al menos, tres autobuses de hidrógeno durante la primera fase, pudiendo aumentar en función de los resultados y de los costes de la tecnología. También la instalación de una hidrogenera para repostaje de vehículos pesados (autobuses), que se espera que en el futuro pueda ser de uso público, o la incorporación de hidrogeneras adicionales para este uso. Además, habrá un suministro industrial de 3.200 t/año para la producción de peróxido de hidrógeno y 500 t/año para hornos de fusión de materias primas. Finalmente, el resto de la producción se destinará a *blending*<sup>2</sup> en la red a través de un conducto de 6 km.

El **segundo proyecto es Catalina**, una iniciativa liderada por un consorcio formado por *Copenhaguen Infrastructure Partners (CIP)*, Enagás Renovable, S.A. y Fertiberia. Se ubica entre Andorra, la provincia de Teruel y otros 10 términos municipales. La inversión total de capital asciende a 2.350 M€ y el proyecto entrará en funcionamiento en diciembre de 2027. Actualmente se encuentra en procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental. Consta de dos elementos principales:

- 1 Planta de generación de hidrógeno renovable, con una capacidad instalada de 500 MW, escalable en las sucesivas fases hasta los 2 GW. La planta producirá hasta un máximo de 84.000 toneladas/año de hidrógeno verde, producción que se pretende aumentar hasta las 336.000 toneladas/año a partir de 2030, con una potencia de 2.000 MW, y la correspondiente inversión adicional a los 714 M€ iniciales.
- 2 Potencia instalada para generación de electricidad renovable (en régimen de autoconsumo sin excedentes) de siete parques eólicos de 897 MW y seis parques solares fotovoltaicos de 729 MW.

<sup>2</sup> Mezcla de hidrógeno con gas natural en porcentajes pequeños con difuminación del valor energético del hidrógeno.

# Análisis de impactos de producción de HIDRÓGENO

## ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS NACIONALES

	MITERD		ENAGÁS		
	Hoja de Ruta del Hidrógeno	PNIEC 2024	Base	Call for interest	Potencial máximo
Capacidad instalada 2030 (GW)	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>13,4</b>	<b>23,3</b>	<b>74,3</b>
Hidrógeno producido (kt/año)	<b>125</b>	<b>740</b>	<b>1.600</b>	<b>2.500</b>	<b>7.900</b>
Electricidad demandada (GWh)	5.050 - 7.038*	29.896 - 41.662*	64.640 - 90.080*	101.000 - 140.750*	319.160 - 444.770*
Potencia renovable a instalar (GW)	2 - 3*	12 - 17*	26 - 36*	40 - 56*	127 - 177*
Superficie ocupada por renovables (ha)	6.300 - 8.700*	37.100 - 51.700*	80.200 - 111.800*	125.400 - 174.700*	396.200 - 552.200*
Consumo de agua (hm <sup>3</sup> )	1 - 3*	8 - 17*	17 - 36*	27 - 56*	85 - 176*

**Tabla 2.** Resumen de las proyecciones de producción de hidrógeno en España.

\*Cálculos teóricos realizados por la Fundación Renovables. No aparecen en los documentos oficiales.

Fuente: Enagás y MITERD.

Tras el análisis realizado, la electricidad necesaria para los planes del gobierno y los proyectos privados de Enagás revela grandes diferencias. El escenario base de Enagás duplica las toneladas de hidrógeno que el PNIEC proyecta que se van a producir manteniendo una potencia muy similar. Esto indica que la empresa privada proyecta unas horas de funcionamiento de los electrolizadores muy superiores a las del gobierno, una tendencia que se contempla en todos los escenarios de Enagás. Por tanto, las necesidades de electricidad serán mucho mayores para los escenarios propuestos por Enagás y, como el hidrógeno tiene que ser de origen renovable, repercutirá en la potencia renovable instalada y en el territorio.

Particularmente, **la demanda eléctrica** puede suponer desde un 40% hasta un 70% de la electricidad que se consume actualmente en España en los escenarios del sector privado. Esta cifra es especialmente llamativa si se compara con el máximo en el caso del PNIEC, un 7%, que, aunque en comparación pueda no parecerlo, sigue resultando ser una gran apuesta por esta tecnología.

Lo mismo sucede con **la potencia renovable**; en el caso de Enagás supondría el 40% de la actual (84,6 GW) en el escenario base y superarla en el de "potencial máximo". Para el escenario del gobierno implicaría alcanzar, aproximadamente, un 12- 14% de lo que hay actualmente. Esto supondría aproximadamente un 11% de potencia fotovoltaica y eólica proyectada por el PNIEC para 2030.

Esta nueva potencia renovable **repercutiría en el territorio** porque supondría ocupar hasta un 1% del territorio nacional en el caso de potencial máximo, el equivalente a ocupar La Rioja con renovables. Esto implica 10 veces más de lo que plantea el escenario del gobierno.

Para el **consumo de agua**, el gobierno plantea el equivalente al consumo de agua para abastecimiento urbano en España en un día. Enagás lo duplica en su escenario base, para el Call for Interest supondría todo el consumo anual de Navarra y para el potencial máximo el de País Vasco.

## ANÁLISIS DE LOS CASOS DE ESTUDIO

	H <sub>2</sub> Pilar		Catalina	
	Fase 1	Fase 2	Fase 1	Fase 2
Capacidad instalada de electrolizadores (GW)	<b>0,03</b>	<b>0,06</b>	<b>0,5</b>	<b>2</b>
Hidrógeno producido (kt/año)	<b>4,4</b>	<b>8,4</b>	<b>84</b>	<b>330</b>
Potencia renovable que instalar (GW)	<b>0,05</b>	<b>0,01</b>	<b>1,63</b>	<b>No se define nueva potencia renovable</b>
Electricidad demandada (MWh)	178-248*	356 - 495*	3.393 - 4.729*	13.574 - 18.916*
Horas de funcionamiento	3.335 - 4.647*	3.441 - 4.796*	2.086 - 2.906*	8.342 - 11.626**
Superficie ocupada por renovables (ha)	1.946,62*	1.991,25*	10.000	Indefinido
Consumo de agua (hm <sup>3</sup> )	0,07 - 0,14*	0,14 - 0,28*	1.33 - 2.71*	5.328.960 - 10.834.960*

**Tabla 3:** Resumen de los proyectos de hidrógeno en Aragón.

\*Cálculos teóricos realizados por la Fundación Renovables. **No pertenecen al pliego.**

\*\*Estas horas de funcionamiento exceden las posibles para las tecnologías renovables e incluso las disponibles en un año: 8.760.

Fuente: Catalina, H<sub>2</sub> Pilar.

Los dos proyectos reales que se han analizado se encuentran en la misma comunidad autónoma, pero cuentan con importantes diferencias de tamaño. Cuando ambos proyectos estén finalizados, está previsto que Catalina produzca 40 veces más hidrógeno que H<sub>2</sub> Pilar. La capacidad de los electrolizadores es unas 33 veces mayor en Catalina.

Atendiendo a los cálculos realizados, **la electricidad demandada** en la segunda fase de H<sub>2</sub> Pilar supone un 4% de lo que se genera actualmente en Zaragoza, mientras que el proyecto Catalina implicaría duplicar la generación de Teruel en eólica y fotovoltaica.

Por otra parte, con respecto a **las horas de funcionamiento de las renovables, queda claro que se ha dimensionado por debajo de lo requerido**, ya que en el proyecto zaragozano sería necesario casi duplicar las horas que se proyectan (2.580), pero en el caso de Teruel incluso superan el número de horas del año. Las horas proyectadas son 2.049 quedándose por debajo incluso de lo que exige la fase 1.

En cuanto al **territorio**, en el caso de H<sub>2</sub> Pilar se especifica que existe hibridación entre las plantas, a diferencia de Catalina en el que no se hace referencia a este detalle. En el primer caso se ocuparían 2.000 ha y en el segundo, sin hibridación, cinco veces más, aunque recordamos que, aún con esta superficie ocupada, nos quedaríamos muy lejos de alcanzar las horas renovables necesarias, por lo tanto, sería necesario hacer un acuerdo de compra de energía o instalar más renovables con sistemas de almacenamiento.

En cuanto al **consumo de agua**, el proyecto H<sub>2</sub> Pilar supondría el 1% del abastecimiento de agua de Aragón y Catalina entre el 8 y el 10%.

El motivo de que aparezcan distintos rangos es que no se especifica el tipo de electrolizador utilizado en ninguno de los proyectos, por eso se considera un valor superior que supondría un 100% de electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) y un valor bajo, que constaría de 100% electrolizadores de óxido sólido (SOEC).



# CONCLUSIONES

Este informe sólo ha incluido los retos con los que cuenta el hidrógeno en la fase de planificación y producción, con el objetivo de conocer las dificultades actuales que pueden presentar los proyectos y las razones de por qué los objetivos están sobredimensionados en oferta. Sin embargo, en este caso no hemos recogido todos los retos que implica una vez producido, ya que **no se menciona lo que supondría el almacenamiento y transporte, las fugas y el consumo de un gas tan ligero y desconocido a escala industrial como es el hidrógeno**. Este aspecto se detalla más en el informe **Desmontando el hidrógeno: H<sub>2</sub>MED. Coartada para una falsa transición energética.**

Una vez se han obtenido resultados aproximados, se pueden extraer algunas conclusiones que pueden ayudar para abordar el debate sobre el potencial real de España, la capacidad que instalar y el efecto que causaría a escala local su producción:



El PNIEC, entendiéndolo como una actualización de los datos de la Hoja de Ruta del Hidrógeno, es más consecuente en cuanto al cumplimiento de los objetivos, ya que los resultados obtenidos son coherentes con la electricidad demandada y la capacidad de renovables a 2030. No obstante, el ritmo anual de instalación de electrolizadores hasta 2030 sería de 1.800 MW para alcanzar la cifra de 11 GW, lo que obligaría a aumentar y acelerar la instalación de capacidad renovable. Existe cierta duda de que en 2030 hayamos alcanzado esa cifra, sobre todo porque el hidrógeno verde actualmente no puede competir con el gris, salvo con elevadas subvenciones a la producción, como en el caso de las subastas europeas a proyectos puntuales.



*Call for interest* de Enagás. Con los resultados extraídos en los diferentes análisis, se ha demostrado que los objetivos de previsión de capacidad de electrólisis en cada uno de los escenarios son inviables, además de distópicos, por diferentes razones. Incluso en el escenario base, cubrir la alta demanda eléctrica requerida por los electrolizadores haría que se tuviera que ocupar una gran parte del territorio a nivel local para desplegar las renovables necesarias para la generación. Por tanto, queda claro que **el sobredimensionamiento en la producción de hidrógeno verde de Enagás, pese a la opacidad, es una clara señal de que la nueva red troncal de hidrógeno propuesta será en un futuro un activo varado y sin rentabilidad, sin apenas cubrir la capacidad necesaria de transporte ante la muy improbable consecución de los objetivos.**



Esta *Call for Interest* de Enagás pone en tela de juicio su papel como gestor del sistema, no solo de gas, sino del hidrógeno en general. Su participación directa, a través de su filial **Enagás Renewable**, como inversor en más de 30 proyectos de generación de hidrógeno y biogás, evidenciado en su propia página web, entra en conflicto con la imparcialidad que debería tener, al poder ser un obstáculo para la entrada de otras tecnologías o actores. Se ha generado un conflicto de intereses que disminuye la credibilidad en cualquier estrategia o prospectiva energética sobre gases renovables.





Las diferencias entre proyectos a pequeña escala y a gran escala han quedado patentes, sobre todo si se compara el impacto a nivel local y regional sobre los recursos extraídos y empleados. Además, se debe tener en cuenta que el proyecto Catalina prevé cubrir la demanda de hidrógeno de Fertiberia y exportar a otros países, con riesgos significativos a nivel de recurso hídrico y suelo, sobre todo considerando que se prevé un gran despliegue de potencia de electrolizadores y renovables en Aragón. Claramente, el modelo exportador de Catalina implica mayores riesgos y presiones sobre los recursos locales de la zona.

Como siempre hemos defendido y promovido, la realidad es que ya existe un vector energético que cuenta con una importante infraestructura instalada de producción, distribución y transporte: **la electricidad**. Por lo tanto, es el momento de plantear cuestiones como si tiene sentido esperar a que el hidrógeno se convierta en una tecnología madura o continuar electrificando los consumos, ya que la electricidad es más competitiva, en términos económicos, con sus competidores fósiles que el hidrógeno verde. Además, no parece muy lógico realizar una gran inversión para instalar una infraestructura de transporte de la producción de electricidad renovable para después hacer otra en producir hidrógeno y transportarlo mediante hidroductos. La primera ya es un vector maduro en el mercado, seguro, fácil de transportar y más eficiente.

La producción de hidrógeno en grandes hubs requeriría un sobredimensionamiento del sistema eléctrico debido a las significativas pérdidas energéticas asociadas con su transporte y almacenamiento. Además, afectaría en la aceptación social de las energías renovables en el territorio, ya que sería necesario ampliar la capacidad para abastecerlos.

Aunque supondría un esfuerzo técnico y económico, se podría sustituir todo el hidrógeno fósil que se produce en España por hidrógeno verde. Sin embargo, ¿con qué finalidad haríamos esto? Como hemos mencionado anteriormente, **el hidrógeno gris se utiliza mayoritariamente en las refinerías para la síntesis de combustibles derivados y fertilizantes, fomentando la agricultura intensiva que agota los recursos y estresa los suelos**. Por tanto, **continuaríamos perpetuando el modelo energético que existe desde la Revolución Industrial y que nos ha llevado a la situación actual**.

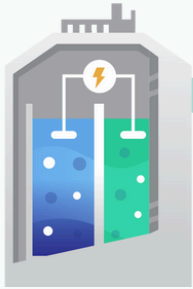
Si nuestro objetivo final es la descarbonización para evitar los Gases de Efecto Invernadero (GEI) que causan el cambio climático, la única opción es posicionarnos a favor de la transición energética, es decir establecer un cambio. **Ese cambio empieza con las renovables y continúa con la electrificación, dejando el hidrógeno para aquellos casos en los que no se puedan electrificar los consumos**.



# PROYECCIONES DE H<sub>2</sub> EUROPA

## ESPAÑA • PORTUGAL • FRANCIA

### CAPACIDAD INSTALADA 2030



🇪🇸 12 GW  
🇵🇹 5,5 GW  
🇫🇷 6,5 GW

### HIDRÓGENO PRODUCIDO



🇪🇸 0,74 Mt/año  
🇵🇹 0,44 - 0,61 Mt/año\*  
🇫🇷 0,68 Mt/año

### CONSUMO DE AGUA

🇪🇸 8 - 17 hm<sup>3</sup>\*  
🇵🇹 5 - 14 hm<sup>3</sup>\*  
🇫🇷 7 - 15 hm<sup>3</sup>

### SUPERFICIE OCUPADA POR RENOVABLES

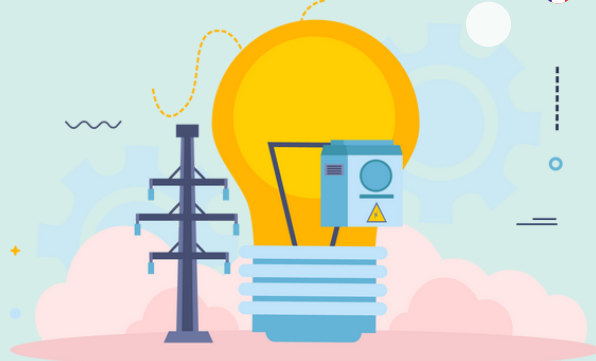
🇪🇸 37.100 - 51.700 ha\*  
🇵🇹 37.400 ha\*  
🇫🇷 800 - 1.100 ha

### POTENCIA RENOVABLE A INSTALAR

🇪🇸 12 - 17 GW\*  
🇵🇹 12,6 GW\*  
🇫🇷 14 - 20 GW

### ELECTRICIDAD DEMANDADA

🇪🇸 29,9 - 41,7 TWh\*  
🇵🇹 24,7 TWh\*  
🇫🇷 27,4 - 38,2 TWh





FUNDACIÓN  
RENOVABLES

# Proyectos de H<sub>2</sub> ¿EL TAMAÑO IMPORTA?

H<sub>2</sub> HYDROGEN  
ZERO EMISSION  
CLEAN ENERGY OF THE FUTURE

2025

[www.fundacionrenovables.org](http://www.fundacionrenovables.org)