



FUNDACIÓN
RENOVABLES

PROYECTOS DE H₂: ¿EL TAMAÑO IMPORTA?

2025

DOCUMENTO ELABORADO POR LA FUNDACIÓN RENOVABLES.

Equipo que lo ha desarrollado:

María Manzano, Ismael Morales, Raquel Paule, Fernando Ferrando y Maribel Núñez.

Maquetación: Alexandra Llave.

Comunicación: Alejandro Tena.

La **Fundación Renovables** también agradece la colaboración del Patronato y de sus amigos y amigas.

PATRONATO DE LA FUNDACIÓN RENOVABLES

Presidente: Fernando Ferrando.

Vicepresidentes: Llanos Mora, Juan Castro-Gil y Mariano Sidrach de Cardona.

Patronos: Luis Crespo, José Luis García Ortega, Assumpta Farran, Daniel Pérez, Javier García Brea, Sara Pizzinato, María José Márquez y Manel Ferri.

FUNDACIÓN RENOVABLES

(Declarada de utilidad pública)

Calle Santa Engracia 108, 5º Int. Izda.

28003 Madrid

www.fundacionrenovables.org



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.



Tabla de

CONTENIDO

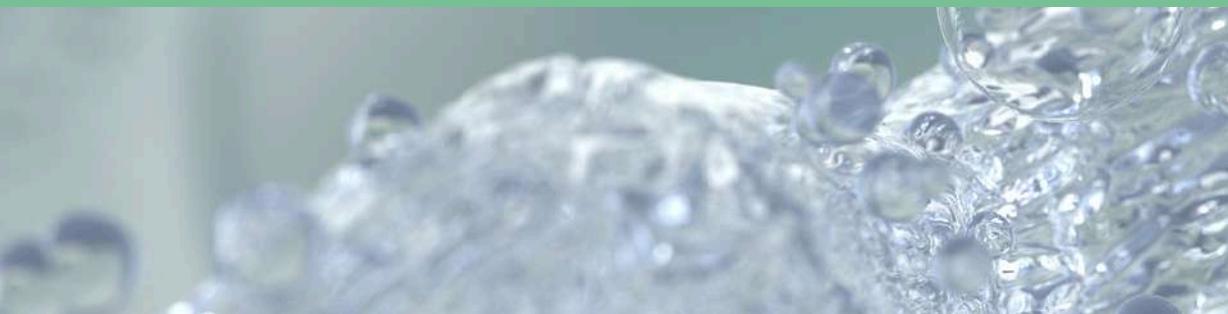
El hidrógeno del futuro	4
Motivación y objetivo del documento	10
Energía necesaria para la electrólisis	14
Capacidad de renovables necesaria	21
Territorio disponible para renovables	29
Recursos hídricos	36
Comparación final	42
Conclusiones	45
Anexos	48



El hidrógeno DEL FUTURO

Capítulo

01



El hidrógeno DEL FUTURO

La **transición energética es una obligación para conseguir el avance de la descarbonización** de los diferentes sectores productivos y económicos, en línea con los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) adquiridos en el Acuerdo de París de 2015, para conseguir la neutralidad climática en 2050. En su mayoría, las diferentes alternativas tecnológicas a los combustibles fósiles que ya están disponibles en los mercados, como son las renovables, son más eficientes, baratas, ecológicas y no tienen emisiones de GEI asociadas (excepto en el caso de la biomasa). Gran cantidad de estas, en función de los sectores productivos donde se integren, están basadas en **procesos de electrificación** de los usos energéticos de combustión de los diferentes equipos.

Entre los distintos sectores que descarbonizar, existen grandes diferencias debido a que unos son más difíciles de electrificar que otros, sobre todo, por la intensidad de energía que demandan para los procesos. Estos sectores industriales requieren alcanzar altas temperaturas para llevar a cabo ciertos procesos, lo que les impide abastecerse con electricidad, salvo en algunos casos con hornos de arcos eléctricos. Esta **alta intensidad energética está asociada a la industria pesada** (refinerías, siderurgias o cementeras), **que actualmente cubren su demanda quemando**

combustibles fósiles, como gas natural, para obtener la energía necesaria para sus procesos productivos.

No obstante, en los últimos años, tanto en la Unión Europea (UE) como en España, **el hidrógeno verde ha irrumpido como la principal propuesta tecnológica para la descarbonización de muchas de estas industrias**, sobre todo para la empresa privada y gracias a la gran variedad de esquemas de apoyo económico con financiación pública. Sin embargo, es importante dimensionar correctamente sus usos prioritarios, teniendo en cuenta que, siempre que sea posible, es más eficiente electrificar.

El hidrógeno, al igual que la electricidad, es un vector energético. Por tanto, requiere de una fuente de energía primaria, como la electricidad producida con eólica, fotovoltaica o combustibles fósiles, para su obtención. Una vez obtenido el hidrógeno, puede ser almacenado, consumido o gestionado de distintas formas. Dependiendo de la fuente empleada para su generación, se nombra con un color (negro, gris, azul, turquesa, rosa y verde). El hidrógeno azul se obtiene a través de un proceso de reformado del gas fósil, igual que el hidrógeno gris. La diferencia es que en el caso del azul se utiliza la tecnología Captura, Almacenamiento y Utilización de Carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) para capturar el CO₂ producido.

RENOVABLES	RED ELÉCTRICA	NATURALEZA	NUCLEAR	GAS NATURAL			CARBÓN
							
ELECTRÓLISIS	ELECTRÓLISIS	SUBPRODUCTO	ELECTRÓLISIS	CCS	PIRÓLISIS	SMR	GASIFICACIÓN
HIDRÓGENO VERDE	HIDRÓGENO AMARILLO	HIDRÓGENO BLANCO	HIDRÓGENO ROSA	HIDRÓGENO AZUL	HIDRÓGENO TURQUESA	HIDRÓGENO GRIS	HIDRÓGENO MARRÓN/NEGRO

Figura 1. Los colores del hidrógeno.
Fuente: elaboración propia.

Aunque se habla del hidrógeno como el combustible del futuro, está muy presente en la industria actual. En España se producen **615 kt/año**.

93,4% Reformado

Actualmente, el hidrógeno se obtiene fundamentalmente de **combustibles fósiles** como el petróleo, el gas o el carbón. Todos están formados por cadenas que combinan carbono e hidrógeno que se dividen y tratan en las refinerías, lo que conlleva que se libere parte del hidrógeno que contienen.

6,2% Subproducto químico

También se obtiene al formar otros productos en la industria química como el **clorato de sodio** (que es un herbicida), en el **proceso cloroalcalino**, utilizado para obtener el principal componente de la lejía (hidróxido de sodio) y en la fabricación de **estireno**. Estos son los principales, pero existen más procesos.

0,5% Electrólisis del agua

Esta es la forma menos utilizada para producir hidrógeno. Es la que más energía necesita y la que menos emisiones tiene. Se obtiene **separando los átomos de la molécula de agua** (hidrógeno y oxígeno) con una **corriente de electricidad**.

79% Refino

De la misma forma que se obtiene a partir de procesos de refino, el hidrógeno también se utiliza en las propias refinerías para conseguir distintos productos derivados del petróleo.

11,2% Amoniaco

La mayoría de los fertilizantes se producen a partir de amoniaco (NH_3), ya que aporta nitrógeno, uno de los elementos esenciales para la vida de las plantas. El amoniaco se produce a través del proceso Haber-Bosch en el que se unen una corriente de aire, que aporta el nitrógeno, y otra que lleva hidrógeno. Se utiliza en otros procesos e, incluso, se considera su producción para usarla como combustible para el transporte pesado.

Otros Uso final no especificado

3,8% Industria química

Del mismo modo que se obtiene hidrógeno como subproducto en algunos procesos químicos, también se utiliza para sintetizar otros nuevos como aceites orgánicos o fibras.

0,1% Movilidad

Se puede utilizar como combustible en vehículos. Actualmente hay tres hidrogeneras en España: en Huesca, Puertollano y Albacete.

Figura 2. Producción y demanda de hidrógeno en España por fuentes en 2024.
Fuente: [European Hydrogen Observatory](#).

Como se observa en la figura, en España actualmente se producen 615 kt (miles de toneladas) anuales, de las que la mayor parte se obtiene de combustibles fósiles (93%) y el 79% se utiliza para tratar otros combustibles fósiles dentro de las propias refinerías. El desarrollo y la expansión de proyectos de hidrógeno verde, por el contrario, actualmente se encuentra en una fase inicial e inmadura en España, con escasos MW en operación de proyectos pilotos.

La escala comercial todavía no ha alcanzado una rentabilidad suficiente para asegurar las altas inversiones, en las que el hidrógeno gris es más competitivo que el verde. Según los análisis de [Wood Mackenzie](#), el despliegue de proyectos es lento por el incremento de las estimaciones de costes debido a la inflación, los elevados tipos de interés y los lentos avances de los electrolizadores. Según la [IEA](#), **el coste nivelado del hidrógeno verde (LCOH) para España se sitúa entre 4,0 y 5,5 €/kg en 2030 (sin subsidios), por encima del coste previsto del hidrógeno gris (de 1,0 a 3,0 €/kg¹).** Hay que tener en cuenta que **el precio medio de la electricidad en España en 2023 estuvo en 100,20 €/MWh, mientras que el coste del gas natural fue de 38,26 €/MWh, según MIBGAS**. Los altos precios de la electricidad no reflejan el coste de generación de las renovables. No existe una demanda tan elevada para comprar ese hidrógeno por otras empresas consumidoras (*off takers*), en comparación con los proyectos de producción que están surgiendo. A nivel global, la mayoría de ellos son a pequeña escala o se encuentran en fase piloto.

¹ La referencia ha de tener en cuenta el coste de electricidad, que se sitúa, según IEA, en precios con ratios de 20-30 USD/MWh para conseguir valores de 1,5-2 USD/kg H₂. Los proyectos de H₂ actuales con estos valores están subsidiados.

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.

Proyecto	Coordinador	País	Cantidad subastada (kt H ₂ /10 años)	Capacidad subastada (MW)	GEI evitados (kt CO ₂ /10 años)	Precio subasta (€/kg)
eNRG Lathi	Nordic Ren-Gas Oy	Finlandia	122	90	836	0,37
El Alamillo H ₂	Benbros Energy S.L.	España	65	60	443	0,38
Grey2Green-II	Petrogal S.A.	Portugal	216	200	1.477	0,39
HYSENCIA	Angus	España	17	35	115	0,48
SKIGA	Skiga	Noruega	169	117	1.159	0,48
Catalina	Renato Ptx Holdco	España	480	500	3.284	0,48
MP2X	Madoquapo wer 2x Portugal	Portugal	511	500	3.494	0,48

*Tabla 1. Primer procedimiento de licitación del Banco Europeo del Hidrógeno.
Fuente: [Comisión Europea](#).*

En conjunto, **los licitadores ganadores tienen previsto producir 1,58 Mt de hidrógeno renovable en total en diez años**. Los siete proyectos seleccionados están situados en cuatro países europeos, tres de los cuales se encuentran en España. Se presentaron ofertas de entre 0,37 y 0,48 €/kg de hidrógeno renovable producido. La subvención que recibirán los siete proyectos oscila entre los 8 y los 245 M€.

OBJETIVOS DEL SECTOR PRIVADO



Enagás es la empresa responsable de la Gestión Técnica del Sistema Gasista en España. Además, ha sido designada, provisionalmente, como gestora de la red troncal de hidrógeno y cuenta con filiales especializadas en proyectos de gas natural, gas renovable e hidrógeno. Como se muestra en el gráfico, su participación pública es solo del 5%, lo que implica que opera principalmente bajo intereses privados.

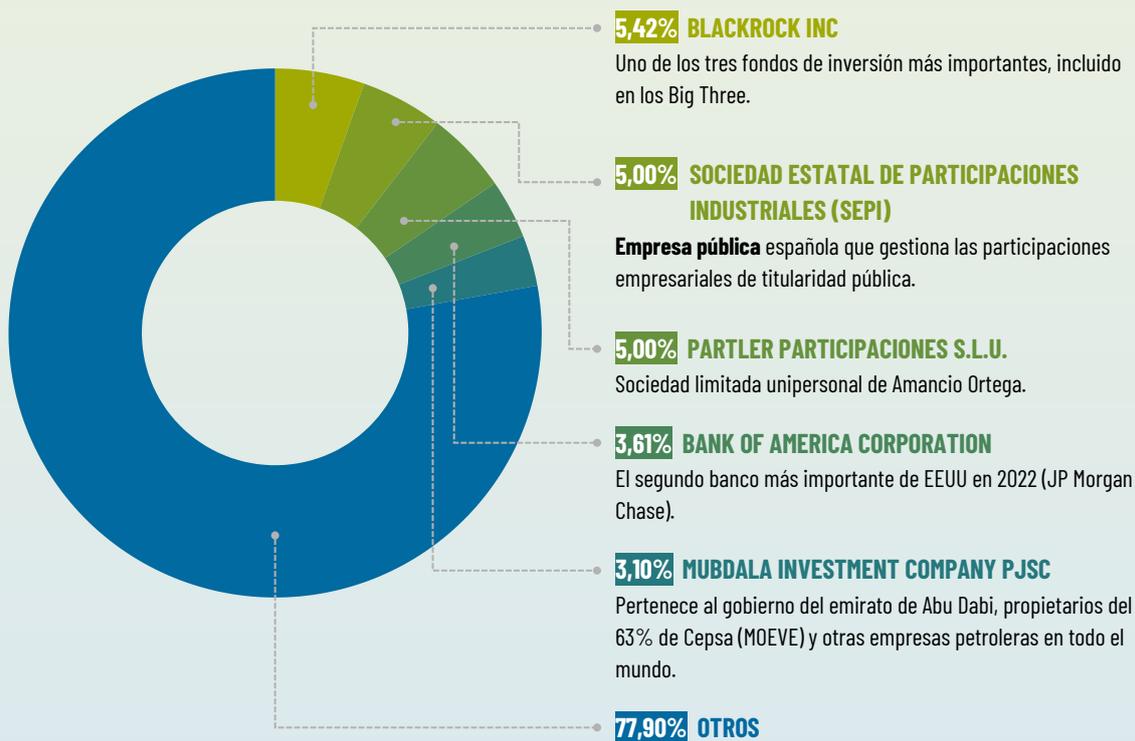


Figura 3. Accionariado de Enagás.
Fuente: Enagás y CNMV.

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.

La *Call For Interest*, que ha incluido también una consulta específica sobre amoníaco, CO₂ y oxígeno, precede a un proceso de *Open Season* vinculante que posibilitará la asignación de la capacidad de acceso de las infraestructuras de transporte de hidrógeno a sus futuros usuarios. De este análisis, Enagás solo expuso públicamente los resultados agregados en polos industriales de hidrógeno y la demanda potencial en diferentes escenarios, pero no ha existido un proceso de transparencia que especifique cada proyecto, su estado de desarrollo y las predicciones de consumo de energía y producción de hidrógeno.

Otro de los motivos para la *Call For Interest* de Enagás era ratificar la primera propuesta de red interna troncal de transporte de hidrógeno que se presentó en diciembre de 2022 a la convocatoria de Proyectos de Interés Común (PCI list, por sus siglas en inglés), debido a que el 30 de abril de 2024 era la fecha límite fijada por el [Real Decreto-ley 8/2023](#) para que Enagás presentara al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) una segunda propuesta no vinculante. El objetivo de los primeros ejes de esta red sería conectar la oferta y la demanda nacionales de hidrógeno verde para el horizonte 2030, además de enlazar los centros de producción de la Península Ibérica con el corredor H₂Med, para el transporte a larga distancia hacia los países del centro de Europa.

Teniendo en cuenta esta perspectiva, se cuestionan mucho más los resultados expuestos en la *Call for interest* de Enagás. Dos de los tres escenarios considerados, sin conocer el número ni el tipo de proyectos presentados, están muy por encima de las previsiones del borrador de la actualización del PNIEC. **El escenario *Call For Interest* describe 23,3 GW de capacidad instalada de electrólisis y 74,3 GW en el de "Potencial máximo"**. El escenario base contempla 13,4 GW, aún por encima de los 12 GW que planifica el PNIEC. Para poner en perspectiva el contexto actual y real de la capacidad de desarrollo alcanzada por el hidrógeno renovable en España, según el [mapa de proyectos de la Universidad Pontificia de Comillas](#), solo hay 36 MW de electrolizadores en operación y 123 MW en construcción. Este análisis sobre el terreno pone en entredicho tanto la consecución de los 12 GW propuestos por el PNIEC como los diferentes escenarios para 2030.

Conjuntamente, en noviembre de 2024, la Asociación Española del Hidrógeno (AeH₂) publicaba el [Censo 2024 de Proyectos](#). Entre los 361 proyectos recogidos en el censo, 80 son de investigación, 55 demostradores en entorno relevante, 50 demostradores en entorno real y 167 proyectos comerciales. El total de la inversión estimada para los proyectos de este censo ascendería a 36.370 M€, de los cuales unos 2.650 M€ provienen de financiación pública.

En febrero de 2025, tuvo lugar la segunda *Call for Interest* de los socios del H₂Med: Enagás, NaTran, OGE, REN-Gasoductos y Teréga; todos ellos operadores y transportistas de gas. En ella, se ha recibido respuesta de 170 empresas y 500 proyectos. Nuevamente la información sobre las distintas empresas y proyectos es opaca. Por otra parte, se sitúa la producción total de hidrógeno en España en 4,6 millones de toneladas para 2035, de las cuales se estima que 2,6 millones serán para consumo del país y el resto para exportación. Esto supone un 180% más de lo que se anunciaba en la pasada *Call for Interest* para 2030.

POTENCIA INSTALADA DE ELECTRÓLISIS

13,4 GW

Escenario Base

23,3 GW

Escenario Call for interest

74,3 GW

Escenario Potencial máximo



Motivación y objetivo DEL DOCUMENTO

Capítulo

02

Motivación y objetivo del DOCUMENTO

Desde la **Fundación Renovables**, en los diferentes informes publicados sobre esta temática, hemos promovido y defendido la producción de hidrógeno en las zonas en las que se demande y consuma y la priorización del transporte de electricidad para la generación de este frente a su transporte. 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 con precios más bajos 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.

Por este motivo, y debido a la ausencia de transparencia y de información sobre la viabilidad (tanto técnica como económica) de los proyectos planificados en España, desde la **Fundación Renovables** hemos elaborado este documento con el objetivo de **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
Capacidad instalada en 2030 (GW)	4	12	13,4	23,3	74,3
Hidrógeno producido (Mt/año)	0,125	0,74	1,6	2,5	7,9

Tabla 2. Objetivos de producción de hidrógeno verde.

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

En la actualización de 2024 del PNIEC no se especifica la producción de hidrógeno con los 12 GW, pero sí se especifica que el 80% del hidrógeno utilizado en la industria será verde. Tampoco se especifica el consumo nacional por lo que se ha tomado el propuesto por Enagás.

Además, 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 la Comunidad Autónoma de Aragón, una de las regiones con mayor número de proyectos, tanto de renovables como de generación de hidrógeno, según los resultados de Enagás, las ayudas del PRTR adjudicadas y la subasta de hidrógeno europea.



El primero es el **proyecto H₂ 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*² 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.

² Mezcla de hidrógeno con gas natural en porcentajes pequeños con difuminación del valor energético del hidrógeno.



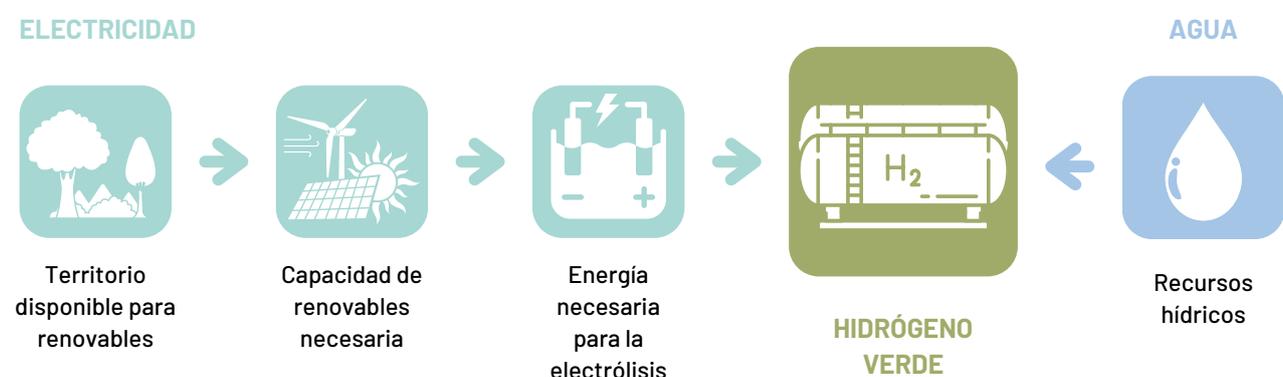
El objetivo final es conectar los electrolizadores de Andorra con una planta de amoníaco en Sagunto (propiedad de Fertiberia) a través de una tubería de hidrógeno que aún no forma parte de los proyectos presentados. Esta planta tiene una demanda de hidrógeno de 35.000 t/año.

Este macroproyecto, beneficiario de 230 M€, ha sido uno de los cinco seleccionados en la primera subasta para impulsar el hidrógeno renovable del [Banco Europeo del Hidrógeno](#). El proyecto recibirá una subvención a la producción con una prima fija de 0,48 €/kgH₂ para 48.000 t/año, aproximadamente, durante un período de 10 años.

Como se ha podido comprobar, a nivel cuantitativo de producción de hidrógeno, capacidad instalada e impacto potencial en los recursos, **ambos proyectos divergen entre sí y suponen dos modelos completamente diferentes a escala de producción de hidrógeno**. H₂ Pillar es un proyecto a pequeña escala que apenas supone el 0,54% de los 12 GW del PNIEC, con producción y consumo en las industrias locales (promoviendo la diversificación de actores en el sector). Catalina, en cambio, supondría el 18% del total del PNIEC y proyecta una gran cantidad de hidrógeno generado para exportar a otras comunidades autónomas, sin saber si el incremento de sobreproducción será exportable internacionalmente en un futuro a través del puerto de Sagunto. Además, en ninguno de los pliegos de ambos proyectos se ha encontrado qué tecnología de electrolizador se implantará.

En este documento **se elabora un análisis comparativo de los planes del MITERD y de Enagás y de los 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:





Energía necesaria para LA ELECTRÓLISIS

Capítulo

03



Energía necesaria para LA ELECTRÓLISIS

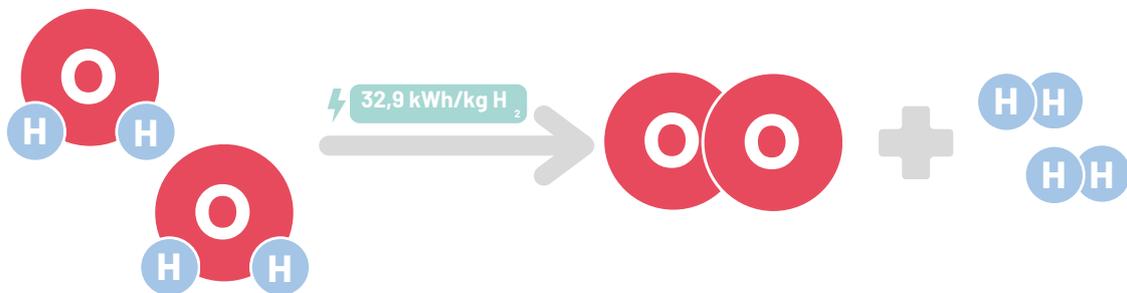
Inicialmente, hay que evidenciar el punto base del que partimos para conocer las proyecciones que se plantean a futuro sobre la producción y el consumo de hidrógeno renovable. Para analizar y comprobar las implicaciones de las perspectivas de producción a escala nacional proporcionadas por las diferentes instituciones y administraciones, se debe tener en cuenta que la información pública solo facilita los valores de capacidad instalada de electrolizadores y la producción de hidrógeno anual en toneladas agregadas por polo industrial a nivel geográfico para 2030. Es decir, solo proporcionan las estimaciones de generación y consumo por potencial "Hub de hidrógeno".

Sin embargo, para saber el consumo eléctrico y la capacidad exacta de renovables que hay que instalar para satisfacer la demanda eléctrica de los electrolizadores (también se desconoce a 2030 y por sectores) debemos conocer cuánta energía requiere el proceso de electrólisis.

ELECTRÓLISIS Y ELECTROLIZADORES

El agua se forma espontáneamente cuando se juntan moléculas de hidrógeno y oxígeno, por ello, para separar los enlaces covalentes de ambas moléculas es necesario hacer un aporte de energía. Específicamente, **se requieren 32,9 kWh de electricidad (energía libre de Gibbs) para obtener 1 kg de hidrógeno, lo que equivale, aproximadamente, al consumo de electricidad de una vivienda media en España durante 4 días.** Por otra parte, la energía que se libera con la combustión del hidrógeno, es decir, el poder calorífico oscila entre 120 MJ/kg (inferior) y 142,5 MJ/kg (superior).

Los valores de energía son válidos desde un punto de vista termodinámico, no tienen en cuenta la eficiencia de los electrolizadores industriales.



Aunque esta es la energía teórica necesaria para la reacción, la energía total de todo el proceso **dependerá de la eficiencia del equipo que se utilice para la electrólisis.** Los electrolizadores funcionan de forma semejante a una batería cuando se carga. Es decir, cuando se utiliza una batería lo que sucede es que se produce una reacción química favorable que libera energía, mientras que al cargarse se utiliza electricidad de la red para que se produzca la reacción contraria.

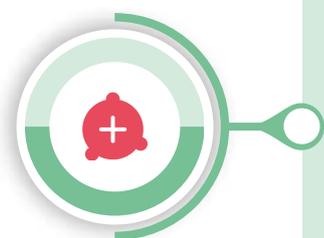
En este caso, una vez han tomado electricidad de la red o de la planta renovable, la electrólisis ocurre dentro de las pilas de celdas de los electrolizadores cuando se aplica una corriente eléctrica a través de los electrolitos. El ánodo atrae los iones de hidróxido cargados negativamente (OH^-), liberando gas oxígeno (O_2). El cátodo atrae los iones de hidrógeno cargados positivamente (H^+) y libera hidrógeno gaseoso (H_2). Posteriormente se podrá emplear para almacenarlo, transportarlo y producir energía térmica sin emisiones de CO_2 a la atmósfera.

La energía total que se utiliza en el proceso de electrólisis realmente dependerá de la eficiencia del electrolizador y de otros factores condicionantes como la presión y la temperatura a las que se obtiene el hidrógeno. Por este motivo, dentro de los **tipos de electrolizadores** que se pueden utilizar, los más comunes actualmente, por madurez tecnológica, rentabilidad y disponibilidad de mercado, son:



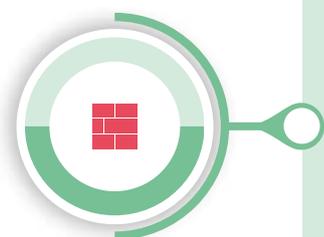
ALCALINO

Las células de electrólisis alcalina (AEC) son la tecnología más madura y antigua y utilizan un electrolito líquido (hidróxido de potasio, KOH, o NaOH) para conducir la electricidad. Tanto las grandes pilas como las AEC presurizadas, con pilas de hasta 5 MW con un caudal de hidrógeno de salida de 100 kg/h y sistemas de más de 500 MW, tienen una vida útil de 70.000 h (2020). Estas pilas permiten diseñar unidades de electrólisis de entre 10 MW y 25 MW, con la posibilidad de tener su propio balance del sistema y electrónica de potencia.



PEM

Cuenta con células de electrólisis con una membrana de intercambio de protones y un electrolito polimérico sólido. Opera a densidades de corriente mucho más elevadas, lo que reduce considerablemente el tamaño del electrolizador. Con una presión de salida relativamente alta, de unos 30 bares, produce hidrógeno de gran pureza (99,999%). También se pueden conseguir pilas bastante grandes, con tamaños actuales de 1 MW y 17 kg/h de hidrógeno producido. Estas grandes pilas y las pequeñas huellas permiten a los fabricantes de PEM alcanzar actualmente más de 100 MW con un consumo medio de electricidad ligeramente superior al de la AEC (56 kWh/kg) y una vida útil de la pila más corta (55.000 h en 2020). Tiene un coste de inversión bajo y utiliza catalizadores (elemento que acelera la velocidad de una reacción) más caros que el alcalino (platino e iridio).



SOEC

Los electrolizadores de óxido sólido (SOEC) se caracterizan por su capacidad para funcionar a altas temperaturas (es decir, 550-850°C), lo que los convierte en la tecnología más eficiente de electrólisis. Como funciona a temperaturas muy altas exige precalentar la corriente de agua antes de introducirla, con el coste de energía que ello conlleva. Además, se fabrican con materiales baratos y el electrolito es un óxido cerámico. En comparación con la PEM y la AEC, los SOEC utilizan pilas mucho más pequeñas por las dificultades actuales con el escalado de una tecnología cerámica fiable y de alta calidad. La principal ventaja de los SOEC frente a otras tecnologías de electrólisis es su mayor eficiencia. Funcionan en el punto termoneutro (1,29 V), lo que se traduce en una eficiencia de la pila muy cercana al 100%. El consumo medio de electricidad de los SOEC, alimentando agua de vapor a 150°C, es de 40 kWh/kg. También son los menos desarrollados tecnológicamente y comercialmente.

Obviamente, en el futuro, la producción de hidrógeno se realizará con una combinación de tipos de electrolizadores en función de la disponibilidad y la rentabilidad para cada proyecto. Por este motivo, para elaborar las estimaciones energéticas de cada escenario se ha especificado un **rango de consumo acotado por los siguientes valores:**

Valor superior:
Para calcular este valor se asume que el consumo energético se corresponde con un 100% de electrolizadores tipo PEM, que son los que requieren mayor cantidad de energía para la electrólisis. Consumo de 56,3 kWh/kg de hidrógeno (eficiencia del 58%).

Valor medio:
En este caso, se han tenido en cuenta los electrolizadores que más se usan en España, de acuerdo con los registros de la IEA. El valor resultante ha sido un 79% de electrólisis PEM y un 21% de alcalina. Es destacable que, en la mayor parte de los casos (97%), no se especifica el tipo de tecnología utilizada para la electrólisis. Consumo 53,1 kWh/kg de hidrógeno (eficiencia del 62%).

Valor inferior:
Por último, para obtener el valor más bajo del rango, se ha asumido que el 100% de la producción se obtiene con electrolizadores SOEC, que actualmente no se encuentran en el mercado: 40,4 kWh/kg de hidrógeno (eficiencia del 81%).

Teniendo en cuenta estos valores, lo primero que se ha calculado es la electricidad total que supondría producir los millones de toneladas de hidrógeno anuales para cada uno de los diferentes planes del MITERD y escenarios de Enagás. Los resultados son los siguientes:

	MITERD		ENAGÁS		
	Hoja de Ruta del Hidrógeno	PNIEC 2024	Base	Call for interest	Potencial máximo
Millones de toneladas/año de H₂	0,125	0,74	1,6	2,5	7,9
Valor superior (GWh)	7.038	41.662	90.080	140.750	444.770
Valor medio (GWh)	6.643	39.324	85.024	132.850	419.806
Valor inferior (GWh)	5.050	29.896	64.640	101.000	319.160

*Tabla 3. Energía necesaria para la producción de hidrógeno anual en distintos escenarios 2030.
Fuente: elaboración propia.*

Como se observa en la tabla comparativa, es evidente la **enorme diferencia de electricidad necesaria para la capacidad que plantean** los planes del gobierno y los proyectos de las empresas privadas recopilados por Enagás. En el caso del gobierno, se ha superado el objetivo que se planteó en la Hoja de Ruta del Hidrógeno, pasando de un consumo de entre 5-7 TWh, para producir 125.000 t/año, a 15-21 TWh con el nuevo objetivo del PNIEC de 12GW, produciendo 740.000 t/año. Como se ha mencionado anteriormente, este dato es orientativo, ya que el PNIEC en ningún momento especifica la producción esperada de la potencia de electrólisis anunciada.

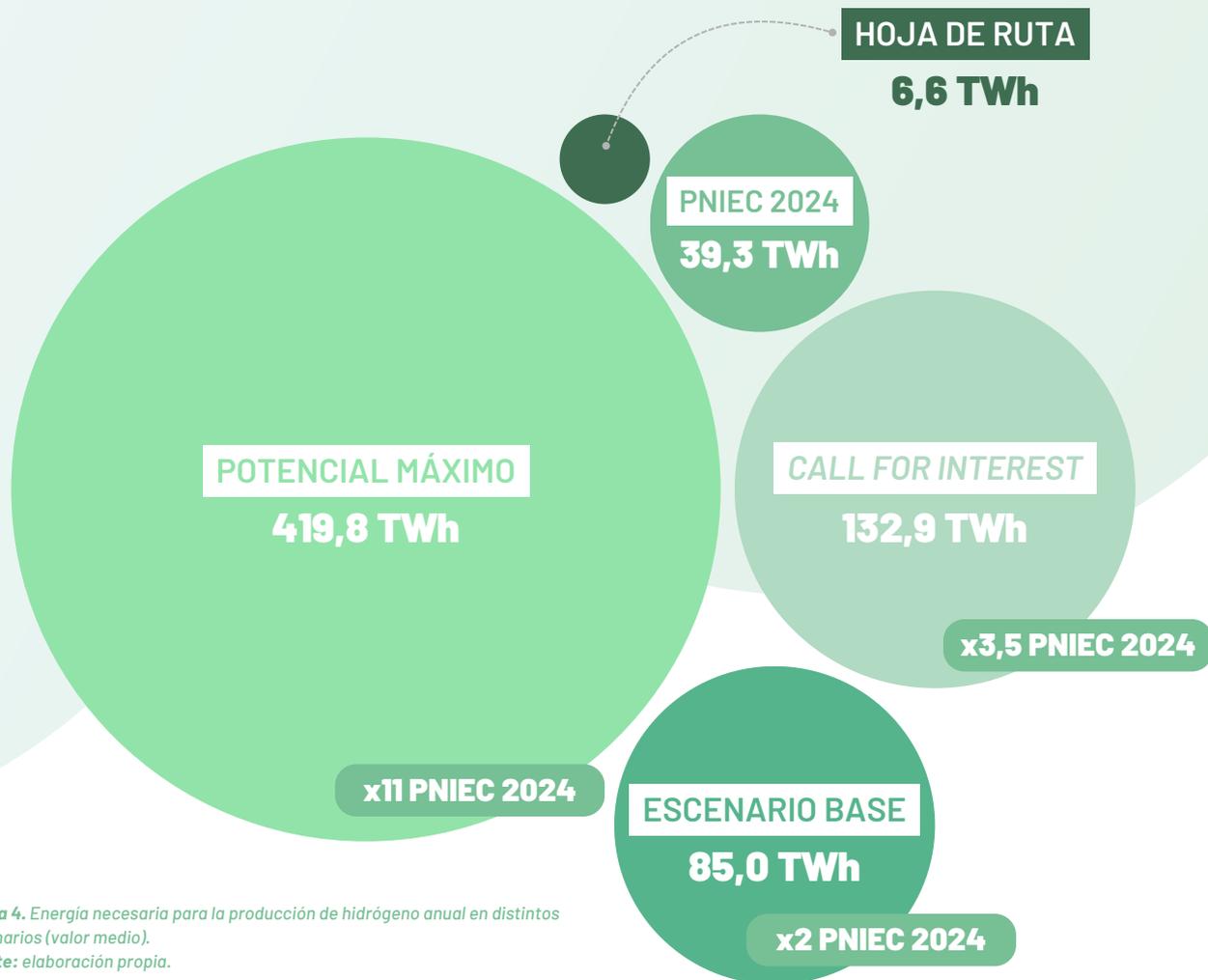


Figura 4. Energía necesaria para la producción de hidrógeno anual en distintos escenarios (valor medio).
Fuente: elaboración propia.

Aunque se haya aumentado el objetivo del PNIEC, se queda lejos del de Enagás, que está fuera de una escala razonable, sobre todo comparándolo con la demanda eléctrica total de España en 2023 (244,6 TWh). El escenario “base”, el menos ambicioso, cuadruplica el objetivo del PNIEC y, además, los 64-90 TWh suponen en torno al 30-40% del consumo eléctrico de España. Si vamos al consumo eléctrico que supondría producir 7,9 Mt/año en el escenario “potencial máximo”, se necesitarían entre 319-444 TWh. Estas cifras superan ampliamente la demanda eléctrica de España anualmente, con valores que implicarían incrementar el consumo entre un 181% y un 130% respecto a la demanda actual.

Respecto a las estimaciones de generación eléctrica del PNIEC a 2030, con la incorporación de nueva potencia renovable, se estima una generación de 347.181 GWh para ese año. Los 12 GW del propio PNIEC supondrían dedicar entre el 12% (valor superior) y el 8,6% de la generación eléctrica para producir las 740.000 t/año. En cuanto a los valores de Enagás, en el escenario base, un 24,5% (valor medio), en el *Call For Interest* un 38% y en el “potencial máximo”, supone el equivalente a un 121% de la generación eléctrica prevista a 2030, es decir 11 veces más electricidad de la necesaria para cumplir con las previsiones de producción de hidrógeno del PNIEC. Esto demuestra que los valores están fuera de cualquier previsión real que encaje con los planes del gobierno.

En el caso del consumo eléctrico, teniendo en cuenta la progresiva electrificación de sectores como el transporte y la industria y los procesos de mejora de eficiencia, el PNIEC prevé para 2030 un ligero aumento de la demanda nacional hasta alcanzar los 273 TWh. Este dato es incluso más concluyente que la demanda anual eléctrica de 2023 y permite comprender que los objetivos previstos por Enagás, en cualquiera de los dos escenarios, son excesivos y supondrían un extraordinario incremento de la generación eléctrica para el abastecimiento de cualquier tecnología de electrolizadores.

Casos reales

Si bajamos más al detalle, dejando los planes y estrategias macro para conocer las estimaciones en los proyectos en fase de desarrollo, se ha realizado una estimación de la energía eléctrica que necesitarán H₂ Pilar y Catalina para producir la cantidad de hidrógeno recogida en los pliegos. Se emplearán como base los datos de electrolizadores expuestos previamente.

Para poner en perspectiva la demanda que tendrán los electrolizadores, se aportan datos de demanda eléctrica y generación eólica y fotovoltaica para la Comunidad de Aragón y sus provincias en 2023. En el caso de Zaragoza, donde se ubica el proyecto H₂ Pilar, la generación renovable prácticamente duplica a la demanda y, en Teruel, provincia en la que se encuentra el proyecto Catalina, la generación renovable es un 250% mayor que la demanda eléctrica total.



Figura 5. Demanda eléctrica y generación eólica y fotovoltaica por provincias en Aragón en 2023. Fuente: Boletín de Coyuntura Energética en Aragón n.º 37.

H₂ Pilar

Datos



El objetivo es producir **4.400 t/año** de hidrógeno en la primera fase del proyecto y **8.800 t/año** en la segunda.



Se instalará un electrolizador de **30 MW** en la primera fase y, en la segunda, se ampliará la capacidad hasta los **60 MW**. No se especifica el tipo de electrolizador que se va a utilizar en ninguna de las dos fases.

Cálculo de consumo electricidad (GWh)

	Necesaria		
	Superior	Medio	Inferior
Fase 1	248	234	178
Fase 2	495	468	356

Tabla 4. Consumo de electricidad de la planta H₂ Pilar. Fuente: elaboración propia.

La cantidad de energía eléctrica necesaria para producir este hidrógeno, asumiendo los resultados obtenidos en los diferentes escenarios con cada una de las tecnologías, apenas supondría un 5% (495 GWh), en el caso más ambicioso (fase 1), de la que se consumió en Aragón en 2023 (10.064 GWh). Si se compara con los datos de Zaragoza, estaríamos hablando del equivalente al 4% de la demanda para la fase 1 y el 7% para la fase 2, tomando valores medios. La electricidad renovable supondría entre un 2% y un 4% de lo que se genera actualmente para abastecer a toda la provincia y exportar al exterior.

Catalina

Datos



El objetivo es producir **84.000 t/año** en la primera fase del proyecto y **330.000 t/año** en la segunda.



Se instalará un electrolizador de **500 MW** en la primera fase y **2.000 MW** en la segunda.



Energía producida por parques renovables de **2.907 GWh/año**.



Energía consumida por electrolizadores de **2.822 GWh/año**.

Cálculo de consumo electricidad (GWh)

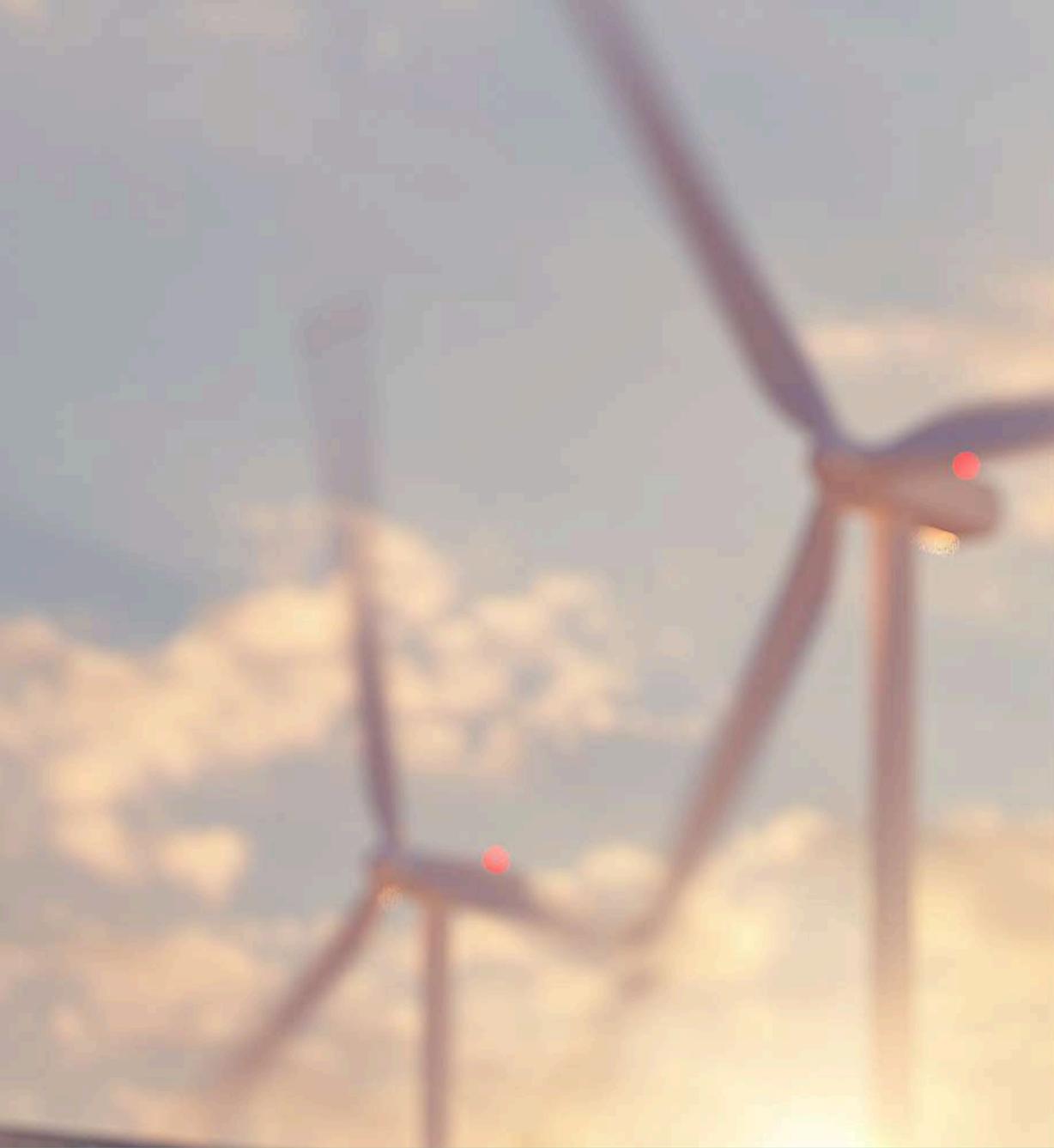
	Necesaria			Producida
	Superior	Medio	Inferior	
Fase 1	4.729	4.463	3.393	3.334
Fase 2	18.916	17.855	13.574	Sin especificar

Tabla 5. Consumo de electricidad de la planta Catalina.
Fuente: elaboración propia.

En este caso, es importante destacar que la energía producida en la fase 1 es más baja que la que se ha estimado para el rango inferior. Este valor se corresponde con una tecnología que aún no está tan desarrollada como la alcalina o la PEM. Esto es indicativo de que para obtener la cantidad de hidrógeno prevista tienen que utilizar energía de la red.

Con los valores estimados por la Fundación Renovables, la entrada en operación de la fase 1 del proyecto implicaría multiplicar por 5 la demanda de Teruel y duplicar la generación fotovoltaica y eólica de la provincia. Si se valora a nivel nacional, supondría en torno al 1-2% de la demanda total eléctrica de 2023 (244.600 GWh).

En cuanto a la fase 2, sería necesario superar, como mínimo, en un 25% lo que se consume actualmente en Aragón, aunque si nos fijamos en el rango superior nos encontraríamos en un 75% de la demanda. Si tomamos el valor medio, que es el que más se acerca al consumo real por los tipos de electrolizadores que se usan actualmente, **el consumo supondría un 7% del consumo eléctrico total de España para un único proyecto de generación de hidrógeno.**



Capacidad de renovables **NECESARIA**

Capítulo

04





Capacidad de renovables NECESARIA

A la hora de producir el hidrógeno verde es importante remarcar que la energía utilizada en las instalaciones de electrólisis pueden abastecerse de electricidad de la red según la normativa actual y los diferentes reglamentos europeos aprobados y traspuestos a la regulación española.

BOE Reglamento Delegado 2023/1184: normas para producción de RFNBO

Electricidad renovable de conexión directa

1. Instalaciones eléctricas unidas por línea directa o en la misma instalación que el electrolizador.
2. La instalación eléctrica entró en funcionamiento como máximo 36 meses antes de la instalación del electrolizador.
3. Instalación no conectada a la red o con medidor inteligente que garantice que se está utilizando la electricidad para producir hidrógeno.

Electricidad de red

1. Instalación situada en una zona de ofertas en la que la media de renovables el año anterior fue del 90%. Si un año supera el 90% se siguen considerando los cinco siguientes.
2. Instalación situada en la zona de ofertas en la que la intensidad de emisiones es de 18 gCO₂eq/MJ.
3. Si la electricidad ayuda a reducir la necesidad de redespacho de electricidad renovable.
4. Cumple criterios de adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica.

Adicionalidad

- **Equivalencia de producción:** la cantidad de electricidad renovable producida o contratada debe ser, al menos, equivalente a la cantidad declarada como totalmente renovable.
- **Temporalidad:** la instalación renovable debe haber entrado en funcionamiento no más de 36 meses antes que la instalación de RFNBO, con consideraciones especiales para contratos finalizados y adiciones de capacidad.
- **Restricciones de apoyo:** la instalación no debe haber recibido ciertas formas de ayuda financiera, con excepciones específicas para apoyo previo a la repotenciación, para investigación y demostración y apoyo no neto.

Correlación temporal

- Hasta 2030 el carburante se considera renovable si se produce en el mismo mes natural que se ha comprado, producido y almacenado la electricidad. Desde 2030 tiene que ser en el periodo de una hora.
- También se cumple la correlación temporal si el precio de la electricidad es inferior o igual a 20€ por MWh o inferior a 0,36 veces el precio del derecho a emitir CO₂.

Correlación geográfica

- La instalación de generación de electricidad renovable debe estar en la **misma zona de ofertas**, una zona interconectada con precios iguales o superiores o una zona de ofertas marina interconectada con la ubicación del electrolizador.
- **Los Estados miembros pueden imponer criterios extra** para asegurar la compatibilidad con la planificación de redes, siempre y cuando no afecten negativamente al mercado interior de electricidad.

Como el análisis se realiza para escenarios a nivel nacional, y dado el comportamiento de la península ibérica como isla energética por las escasas interconexiones que tiene con el resto de los países europeos, se considera que para producir hidrógeno verde sería necesario que el país cuente con renovables, es decir, no se podría utilizar electricidad de otros países. Esto significa que la producción de hidrógeno verde deberá provenir de instalaciones de renovables en España.

Los recursos renovables como el sol y el viento se caracterizan por ser intermitentes, es decir, dependen de factores naturales, lo que impide controlar su disponibilidad. Esto hace que los picos de generación no siempre coincidan con los de demanda, por lo que, en ocasiones, se produce un exceso de generación que puede ser almacenado en baterías, por sistemas de bombeo o para la producción de hidrógeno.

Tanto en el escenario del PNIEC como en el de Enagás, la cantidad de hidrógeno proyectada es tan alta que no se podría obtener a través de excedentes, ya que, como se ha demostrado en el apartado anterior, es necesaria una gran cantidad de electricidad y sobrepasa la potencia instalada actualmente. Además, para que los electrolizadores resulten rentables tienen que estar funcionando un número mínimo de horas.

Por otra parte, si una actividad industrial depende ininterrumpidamente del hidrógeno producido, esta forma de generarlo puede suponer que no se pueda cubrir el 100% de la demanda eléctrica con los excedentes y tenga que cubrir una parte a través de la red.

Por estos motivos, a la hora de hacer un análisis macro de lo que supondría la producción estimada por el PNIEC y Enagás se asume que la opción más viable es que la electricidad utilizada para producir hidrógeno provenga exclusivamente de nueva potencia renovable.

La desventaja de esta alternativa es que puede implicar un sobredimensionamiento de renovables y un aumento de la superficie ocupada a nivel local, con las consiguientes tensiones sociales e impactos en el paisaje cercano. Ese impacto en el territorio se analizará en el próximo apartado.



A continuación, se ha realizado una estimación del dimensionamiento teórico necesario de la potencia renovable que instalar para cubrir la demanda de electricidad, en función de los diferentes objetivos de hidrógeno planteados. Para hacer la estimación se han supuesto unas horas de funcionamiento de renovables según los siguientes criterios:



La eólica y la fotovoltaica utilizadas para producir hidrógeno verde serán nueva potencia instalada, por lo tanto, tendrán unas horas de funcionamiento superiores a las registradas de media en España en los últimos años. Para estimar las horas nuevas de funcionamiento se han seleccionado una serie de proyectos de parques eólicos y fotovoltaicos construidos desde 2018 en las comunidades de Aragón, Andalucía, Castilla y León y Castilla-La Mancha y se han obtenido 3.122 HEN para la eólica y 2.030 HEN para la fotovoltaica³. Estos valores se corresponden con los factores de carga actuales.



Se ha considerado que la proporción de eólica y fotovoltaica es la misma que propone el PNIEC, es decir 45% de eólica y 55% de fotovoltaica. Con las horas de funcionamiento descritas anteriormente tendríamos una media de 2.520 HEN.



Todas estas estimaciones se han realizado sin tener en cuenta las pérdidas de red al desconocer la ubicación de los proyectos.

Con la media de 2.520 HEN de funcionamiento se han obtenido los siguientes datos:

	MITERD		ENAGÁS		
	Hoja de Ruta del Hidrógeno	PNIEC 2024	Base	Call for interest	Potencial máximo
Valor superior (GW)	3	17	36	56	177
Valor medio (GW)	3	16	34	53	167
Valor inferior (GW)	2	12	26	40	127

Tabla 6. Potencia renovable necesaria para la producción de hidrógeno en los distintos escenarios a 2030.
Fuente: elaboración propia.

Para analizar los datos es importante conocer la potencia instalada en la actualidad y la previsión del PNIEC a 2030. En España tenemos 80 GW de potencia renovable, disgregada en 31 GW de eólica, 27 GW de fotovoltaica, 17 GW de hidráulica, 3 GW de bombeo y 2 GW de solar térmica. El PNIEC plantea para 2030 un total de 156,8 GW de renovables, con 62 GW de eólica, 76 GW de fotovoltaica, 4,8 GW de termosolar y 14 GW de hidroeléctrica.

³Fuentes: los datos se han obtenido de proyectos eólicos y fotovoltaicos de distintas comunidades autónomas entre 2018-2024: [Planta híbrida fotovoltaica San Agustín](#), [Parque eólico Liebre](#), [Parque eólico Azabache](#), [Parque eólico "El Marquesado"](#), [Parque eólico Tornajos](#), [Parque solar Arcos 2](#), [Parque eólico Valdelanave](#), [Planta fotovoltaica "Ibérica I"](#) y [Parque eólico Frontones](#).

Según los cálculos anteriores, la cantidad de renovables necesaria para cumplir los objetivos de la Hoja de Ruta del Hidrógeno sería muy baja, 2-3 GW, que suponen alrededor del 4% de la potencia de renovables instalada actualmente y del 2% a 2030. Cumplir los objetivos de generación de hidrógeno del PNIEC implica instalar, aproximadamente, cinco veces más potencia renovable. Incluso las previsiones estimadas por la Fundación Renovables para el PNIEC, que es más ambicioso con la producción de hidrógeno, alcanzarían el 11% del total de potencia renovable proyectada para 2030.

Por otra parte, los diferentes escenarios de Enagás sí que suponen una mayor expansión de renovables en el territorio nacional. Si se compara la del escenario base (26-36 GW) con la capacidad instalada en la actualidad (80 GW), los valores oscilan entre el 33% y el 45% de la capacidad. Esto supone, aproximadamente, una quinta parte de la capacidad instalada en 2030. Todo esto se asume teniendo en cuenta que el PNIEC no indica cuanta generación renovable proyectada se destina para generación de hidrógeno verde.

Para el **segundo escenario** que plantea el *Call For Interest*, la capacidad necesaria, como mínimo, tendría que igualar casi a la instalada en 2023 (40-56 GW). Es decir, **en un periodo de siete años habría que superar el equivalente a lo que se ha instalado hasta la fecha, exclusivamente para producir hidrógeno**. El valor mínimo, además, recordamos que ha sido a partir de un electrolizador que, actualmente, no está disponible en el mercado a nivel de competitividad y escala. **Si lo comparamos con la potencia renovable prevista en el PNIEC, supondría destinar entre el 25% y el 35% para la generación de hidrógeno verde o aumentar el parque renovable instalado a 200-217 GW.**

Por último, tendríamos el escenario de “**potencial máximo**”, en el que la nueva capacidad de potencia renovable para abastecer la generación de hidrógeno prevista sería de entre 127 y 177 GW, superando con creces la prevista en 2030. **Supondría 57-79 GW de eólica y 70-98 GW de fotovoltaica**. Sólo la potencia fotovoltaica proyectada significa el total de potencia instalada para generación eléctrica en España en 2023. Según el PNIEC, **habría que destinar más del 100% del parque renovable para generar hidrógeno verde o bien duplicar la potencia instalada prevista, con un parque de generación de entre 288-338 GW**. Estas cifras son **inviábiles e inalcanzables en 5 años y con el ritmo de instalación actual**.



Casos reales

Como los dos proyectos que hemos seleccionado como casos de estudio se ubican en Aragón, se ha incluido un histórico de la potencia instalada en los últimos cinco años en esta comunidad autónoma y en cada una de sus provincias, para poder poner en perspectiva el aumento de capacidad renovable que supondría para la región cada uno de los proyectos:

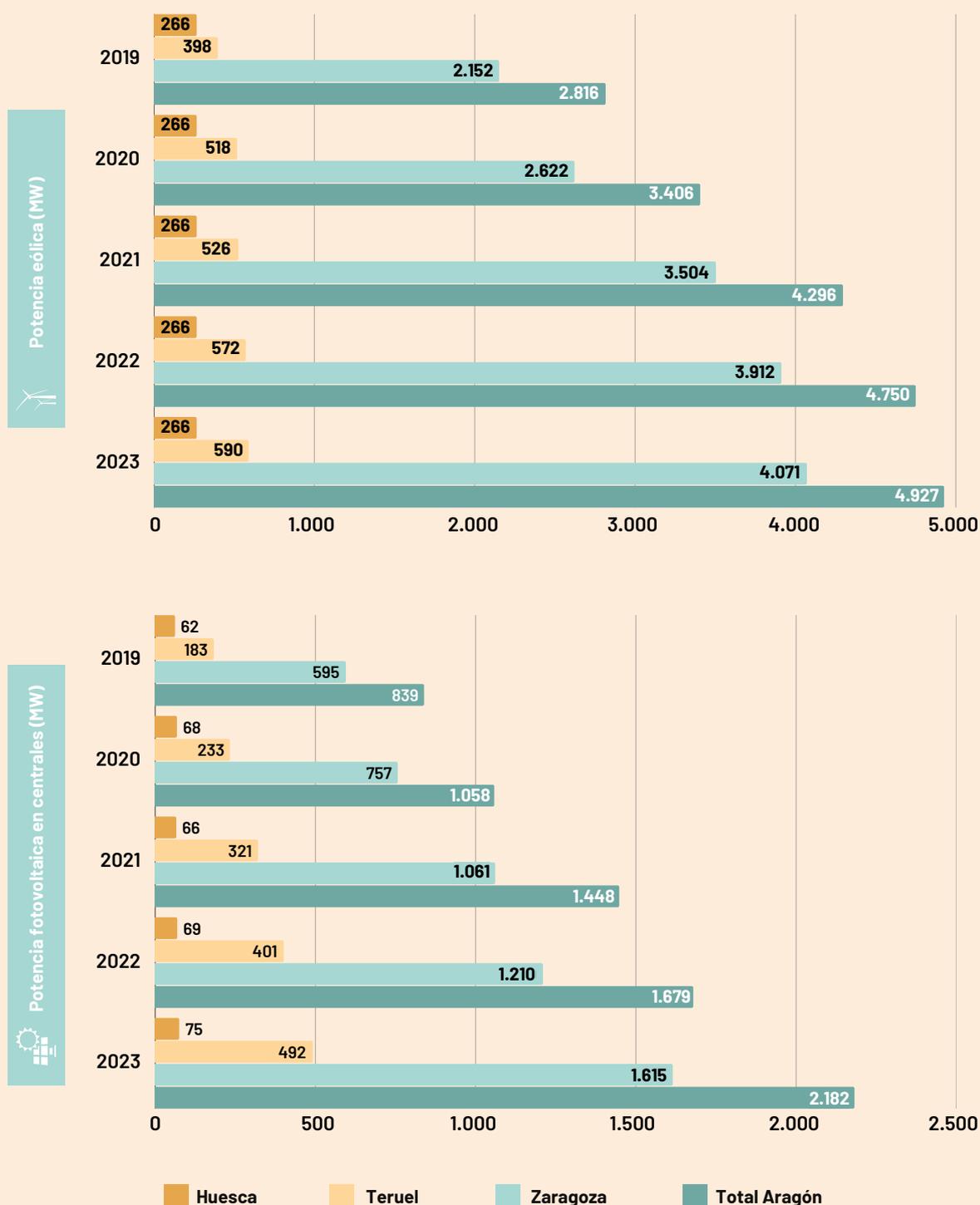


Figura 6. Potencia eólica y fotovoltaica en Aragón y sus provincias de 2019 a 2023.

Fuente: Boletines de Coyuntura Energética en Aragón. Del 33 al 37.

H₂ Pilar

Datos



En la fase 1 contará con dos parques fotovoltaicos de **13,3 MW** en total y en la fase 2 habrá un total de **53,3 MW**.



En lo fase 1 contará con tres parques eólicos de **40 MW** en total y en la fase 2 habrá un total de **50 MW**.



En total, la potencia renovable que se alcanzará en la fase 2 es de **103 MW**.

Cálculo de horas de funcionamiento

	Horas necesarias para producir todo el hidrógeno en planta			Horas de funcionamiento reales según el pliego
	Superior	Medio	Inferior	
Fase 1	4.647	4.386	3.335	2.867
Fase 2	4.796	4.527	3.441	2.580

*Tabla 7. Horas de funcionamiento necesarias para producir hidrógeno en la planta H₂ Pilar.
Fuente: elaboración propia.*

Está previsto que las horas de funcionamiento de la eólica y la fotovoltaica superen las actuales de Red Eléctrica (2.051 y 1.633, respectivamente). Esto se debe a que los aerogeneradores tienen mayor capacidad de aprovechamiento del recurso eólico.

A pesar de la mayor capacidad de las tecnologías con respecto a la media nacional, se encuentran por debajo de las necesarias para que el electrolizador produzca las toneladas de hidrógeno que figura en el pliego. Concretamente, supondría entre un 60-80% de la capacidad total necesaria para abastecer la generación de hidrógeno verde de las diferentes tecnologías de electrolizadores. Esto nos indica que o la planta cuenta con obtener energía renovable de la red, por encima del límite indicado por la regulación para ser considerado hidrógeno verde, o que el promotor tenga cerrados PPA con otras plantas renovables de la zona de una capacidad aproximada de entre 20 MW y 25 MW. En este caso, la potencia proyectada supondría un 1%.

Catalina

Datos



Contará con seis plantas fotovoltaicas de **730 MW** en total.



Tendrá siete parques eólicos terrestres de **900 MW** en total.



Como aún no está planificada la potencia de la fase 2, se utilizan las mismas horas de la fase 1.

Cálculo de horas de funcionamiento

	Horas necesarias para producir todo el hidrógeno en planta			Horas de funcionamiento reales según el pliego
	Superior	Medio	Inferior	
Fase 1	2.906	2.743	2.086	2.049
Fase 2	11.626*	10.973*	8.342*	2.049

Tabla 8. Horas de funcionamiento necesarias para producir hidrógeno en la planta Catalina.

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

Fuente: elaboración propia.

En la fase 1, al igual que sucedía en el proyecto anterior, la estimación de horas de funcionamiento se encuentra por debajo de lo que necesitan los distintos tipos de electrolizadores. Para el caso en el que los electrolizadores consumen el mínimo de energía, es muy similar, pero en para los electrolizadores que se utilizan actualmente, se consume un 33% más. También podemos suponer que el objetivo es obtener energía de la red, pese a que la potencia eléctrica instalada es en régimen de autoconsumo sin excedentes, lo que implicaría instalar más capacidad renovable en la zona, la suficiente como para que las renovables supongan el 90% de electricidad de la red, de acuerdo con la normativa, o la planta se verá obligada a realizar acuerdos de compra de electricidad.

En cuanto a la **fase 2, prevista para 2030, las estimaciones de generación de hidrógeno se alejan aún más de las horas necesarias en la fase anterior. La energía necesaria supondría entre 5 y 6 horas más de funcionamiento.** Esto significa que, en el mejor de los casos, las tecnologías renovables tendrían que estar funcionando prácticamente todas las horas del año (8.342 h de 8.760 h) y en el resto de los casos las exceden, **lo que hace que resulte imposible que los electrolizadores funcionen únicamente con la energía proporcionada por estas plantas.**

Para esta fase, por lo tanto, sería necesario hacer un acuerdo de compra de energía o instalar más renovables con sistemas de almacenamiento. Si se mantuviera, aproximadamente, la misma proporción de energía eólica y solar fotovoltaica con la que cuenta el proyecto actualmente, y considerando las mismas horas equivalentes netas, sería necesario instalar entre 6,6 y 9,2 GW. Esto supondría la instalación del equivalente al 20% de la potencia eólica y fotovoltaica actual en España, para un único proyecto de producción de hidrógeno.



Territorio disponible **PARA RENOVABLES**

Capítulo

05





Territorio disponible para **RENOVABLES**

Después de analizar las variables energéticas, hay que tener en cuenta que para instalar toda la capacidad renovable es importante tener en cuenta el territorio al que afectará. El suelo es un recurso que no se suele considerar en muchos de los proyectos y que está suponiendo un argumento de conflicto entre la administración, los vecinos de las localidades y los promotores. Es decir, **para conocer el impacto real de los planes y estrategias de hidrógeno también hay que evaluar la superficie disponible y afectada por las instalaciones asociadas de renovables**. En este caso, habría que valorar si la superficie de nuestro país puede alojar la tecnología sin entrar en competencia con otros usos productivos de bienes y servicios.

Para ello, hay que señalar previamente que Enagás sí especifica, aunque no lo haga unitariamente, una serie de puntos donde prevé que habrá generación renovable en los diferentes escenarios. Es una diferencia respecto a lo que sucede en los planes propuestos por el gobierno, tanto en la Hoja de Ruta del Hidrógeno como en el PNIEC, en el que, como se ha señalado anteriormente, no se especifica la potencia renovable para generar hidrógeno verde.

Antes de evaluar el espacio ocupado hay que poner en contexto **la superficie existente y como se distribuye para diferentes usos productivos**, entre los que está la generación eléctrica con renovables. La superficie terrestre de España es de unos 50 millones de hectáreas, de los que la superficie forestal ocupa el 55,1%, lo que le sitúa como el segundo país de la Unión Europea en bosques, por detrás de Suecia. Además, la superficie agraria útil (SAU) de España ocupa más de 23 millones de hectáreas, casi la mitad del territorio español, de las que casi 17 millones son hectáreas de cultivo. Del total de la superficie cultivada, el 76% está dedicado al cultivo de secano y el 24% a regadío. La actualización del PNIEC ha contado con una Evaluación Ambiental Estratégica donde incide en el problema de la superficie a ocupar por la capacidad renovable a instalar:



Los parques eólicos necesarios para el cumplimiento del objetivo eólico del PNIEC tendrán una superficie total aproximada de 320.000 ha, lo cual representa, aproximadamente, el 0,64% de la superficie del territorio español.



Considerando una ratio aproximada de aprovechamiento solar por unidad de superficie de 49 MW/km², en la actualización del PNIEC 2023-2030, se estima que serán necesarias unas 72.000 ha para la ejecución de las plantas solares fotovoltaicas entre 2021 y 2030 para el cumplimiento de los objetivos respecto a la fotovoltaica, lo que representa el 0,14% de la superficie del territorio.



En total, la potencia renovable instalada a 2030 ascendería a 392.0000 ha, el 0,78% del territorio.

Aunque se puede considerar que los puntos en los que se van a ubicar las plantas de electrólisis no tienen por qué coincidir con los de renovables, como ya hemos explicado en la introducción, ya que se pueden suministrar a través de la red, en este caso se interpreta que Enagás aboga por el consumo de hidrógeno cercano a los electrolizadores en los proyectos de la *Call for Interest*. Esto se debe a que el principal motivo para convertir España en un Hub de hidrógeno es precisamente la alta disponibilidad de renovables en el territorio, el abaratamiento de costes, el aumento de la competitividad por la electricidad renovable y la capacidad de transporte.

En el mapa de la *Call for Interest* de Enagás, donde se ubican de manera agregada los puntos de generación de hidrógeno en España, se observa que el objetivo es tener puntos de producción repartidos por todo el territorio nacional, teniendo el foco más importante de producción en la comunidad aragonesa, que es precisamente donde se encuentran los proyectos estudiados en los casos reales.

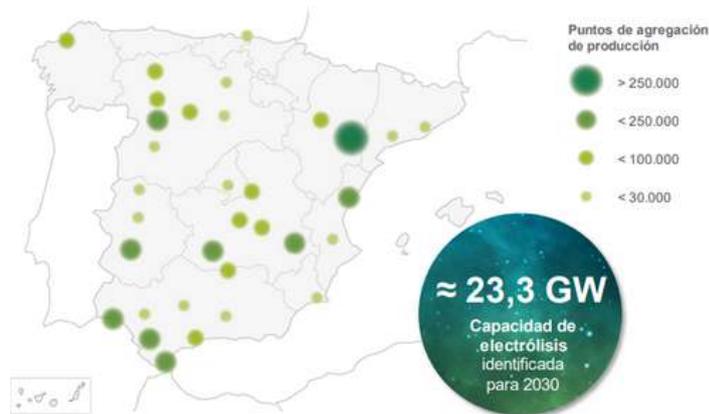


Figura 7. Puntos de agregación de producción.
Fuente: Enagás.

Además de Aragón, en la figura destacan otros puntos relevantes de generación de hidrógeno en Zamora, Badajoz, Castellón, Ciudad Real, Huelva, Sevilla y Cádiz. Es destacable que los puntos de Castellón y Ciudad Real coinciden con ubicaciones actuales de refineries. Teniendo en cuenta estas localizaciones, los pasos para valorar, de manera simplificada, si hay superficie adecuada para la implantación de renovables serían los siguientes:

- 1 En primer lugar, para valorar si es posible desarrollar plantas de electrólisis de hidrógeno verde, debemos conocer si podemos instalar renovables en el territorio sin afectar zonas protegidas medioambientalmente (Red Natura 2000, ZEPAs, LICs, etc.). En los siguientes mapas del MITERD se pueden apreciar en naranja las zonas disponibles para la eólica y la solar. Hay abundancia de zonas en todo el territorio, pero en el análisis realizado por la Fundación Renovables en el documento "Población, paisaje y energía renovable", sugerimos que se deberían ampliar los espacios protegidos incluyendo también las zonas de amortiguamiento en las que la biodiversidad todavía es elevada. Es decir, habría que tener en cuenta un espacio extra para conseguir una menor afección y mayor probabilidad de que la Evaluación de Impacto Ambiental sea favorable.

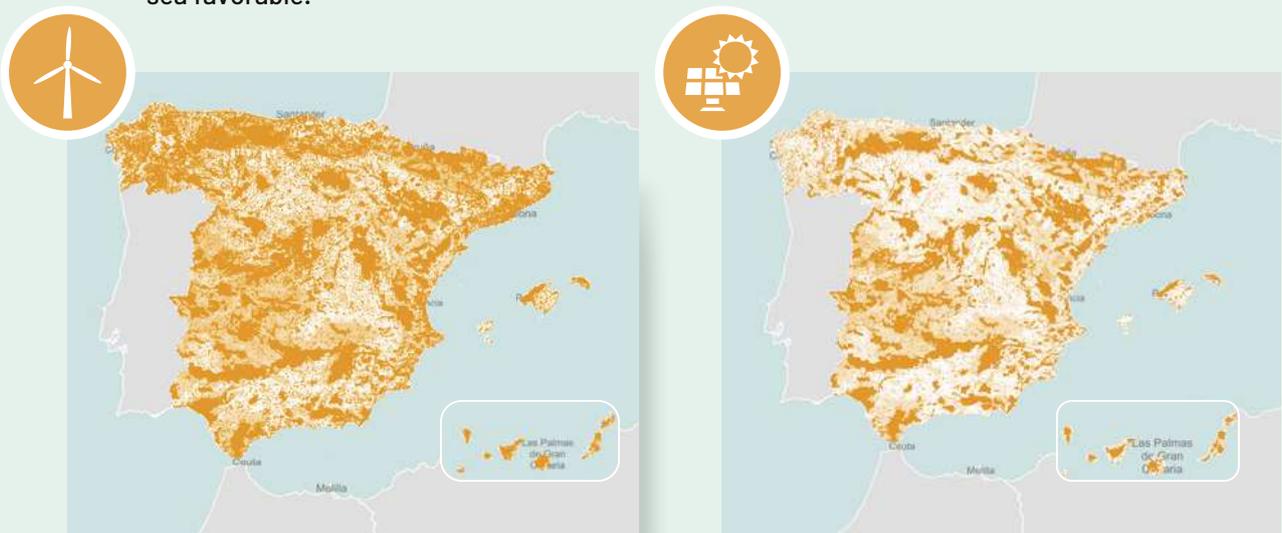


Figura 8. Zonificación oficial para energías renovables: eólica y fotovoltaica.
Fuente: MITERD.

2

A continuación, hay que valorar si se dispone de recurso eólico y fotovoltaico suficiente en la península como para que sea posible instalar renovables en los puntos indicados por Enagás. Como se puede observar en las imágenes, el recurso eólico está más presente en la zona de los Pirineos, Galicia, País Vasco, Aragón y el norte de la Comunidad Valenciana. Se observan otras zonas con menor potencial en el noreste de Castilla-La Mancha y en toda Castilla y León.

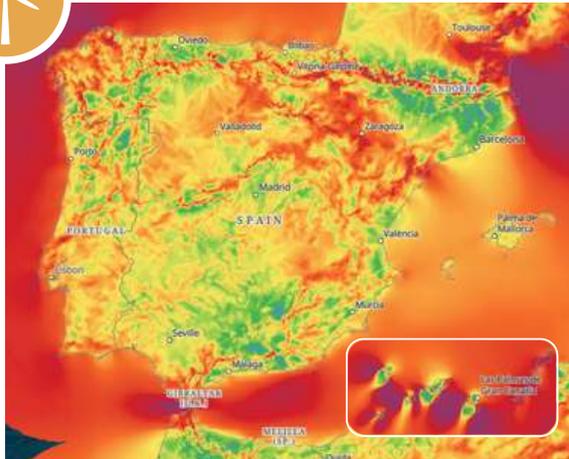


Figura 9. Zonas de recurso eólico y fotovoltaico disponible.
Fuente: [Global Solar Atlas](#), [Global Wind Atlas](#).

3

Una vez confirmadas las dos premisas anteriores pasamos a calcular cuanta superficie adicional supondrían las instalaciones y sus líneas de evacuación hasta el proyecto o la SET de la red de transporte.

En el caso de las instalaciones fotovoltaicas hay que tener en cuenta la potencia por superficie de los paneles, la inclinación que deben tener estos y la distancia entre los mismos para evitar sombras. Estos datos serán diferentes para cada planta, pero de forma general, el PNIEC especifica, a modo orientativo, que la fotovoltaica supondrá **aproximadamente una ocupación de 49 MW/km²**.

Para las eólicas es diferente ya que la cimentación ocupa muy poco espacio con respecto a los MW de potencia que tiene cada aerogenerador, pero el área de barrido de las palas y de influencia es mayor. Particularmente, **en el PNIEC se considera que la ocupación es de 11 MW/km²**.

En general, es importante señalar que tanto la energía fotovoltaica como la eólica pueden combinarse entre sí (hibridación) o integrarse con otras soluciones, como la agrovoltaica, que aumenten la capacidad productiva de una superficie. Otra forma de aprovechar el espacio sería instalando las tecnologías en zonas antropizadas, como cubiertas industriales, tejados o marquesinas. En este caso, el criterio que se ha seguido es el de no considerar hibridación para simplificar el análisis, porque en el caso de la hibridación tecnológica habría que tener en cuenta las particularidades de cada planta y las características del recurso renovable y el aumento del factor de capacidad, lo que impediría hacer una estimación generalizada de los planes.

Teniendo esto en cuenta, según las estimaciones realizadas, el territorio ocupado en ha, exclusivamente para el uso y la implantación necesaria de renovables, considerando nuevamente la misma proporción de renovables, un 45% para la eólica y un 55% para la fotovoltaica, sería:

	MITERD		ENAGÁS		
	Hoja de Ruta del Hidrógeno	PNIEC 2024	Base	Call for interest	Potencial máximo
Valor superior (ha)	8.700	51.700	111.800	174.700	552.200
Valor medio (ha)	8.200	48.800	105.600	164.900	521.200
Valor inferior (ha)	6.300	37.100	80.200	125.400	396.200

Tabla 9. Superficie ocupada por las instalaciones renovables necesarias para producir H₂ verde.
Fuente: elaboración propia.

Como era de esperar, hay una clara diferencia entre los datos que ofrecen a largo plazo el gobierno y Enagás en cuanto a superficie empleada. Según la proyección de la Hoja de Ruta del Hidrógeno estaría entre 6.300-8.700 ha, aproximadamente el tamaño de la ciudad de Granada. Cumplir con los objetivos del PNIEC supone aproximadamente el triple, entre las 37.100-51.700 ha de superficie ocupada que, si se suma al previsto para los objetivos de renovables contemplados, alcanzaría las 429.100-443.500 ha (9-12%).

En cuanto a los diferentes escenarios de Enagás, la superficie ocupada por el máximo del escenario “base” y el mínimo del *Call for interest* son muy parecidos, en torno a las 111.800-125.400 ha. Son cifras de superficie similares a la extensión del municipio de Cáceres, el más extenso de España, que supera en tamaño a Madrid y Barcelona. Al sumarlas a las previstas por el PNIEC, la superficie ocupada por renovables se elevaría a 542.000-552.000 ha (35-40%).

Con respecto al escenario de “potencial máximo” estimado, las cifras rondan las 396.200-552.200 ha de superficie ocupada por el despliegue renovable necesario para la generación de hidrógeno verde. El valor más alto supera el tamaño de la comunidad de La Rioja (500.000 ha). Con esta potencia renovable proyectada únicamente para la producción de hidrógeno se ocuparía en torno al 1% del territorio nacional (1,6%-2,3% del SAU).

Estas cifras no solo superan el total calculado por el PNIEC para 2030 de 392.000 ha, sino que lo incrementa adicionalmente hasta alcanzar valores entre 922.000-1.130.000 ha afectadas por instalaciones renovables de fotovoltaica y eólica y ocuparían el 2% de toda la superficie de España y el 4,30% del SAU.



Casos reales

En esta ocasión, comparamos los datos de superficie aportados en los proyectos con los de las provincias de Zaragoza (1.727.400 ha) y Teruel (1.481.000 ha) y los municipios en los que se ubica cada proyecto.

H₂ Pilar

Datos



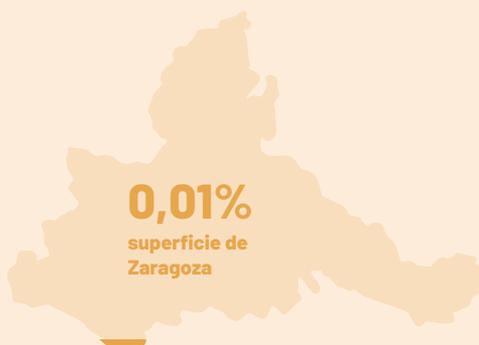
El Burgo de Ebro (757 ha), Fuentes de Ebro (10.539,18 ha), Quinto (9.126 ha), Azaila (6.727 ha). Datos del INE: Superficie Agraria Útil.



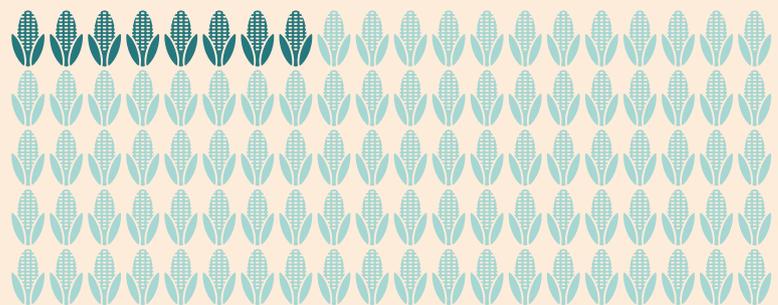
En la fase 1 contará con **44 ha** de superficie ocupada entre las dos plantas y en la fase 2 se hibridará con la eólica instalada en la fase 1.



En la fase 1 contará con **1.947 ha** de superficie ocupada entre las tres plantas y en la fase 2 la nueva eólica se hibridará con la fotovoltaica instalada en la fase 1.



8% de la superficie agraria útil de los 4 municipios



A pesar de que en este caso se especifica que se van a hibridar los proyectos eólicos y solares de la fase 1 con los de la fase 2, supone casi una décima parte de la superficie agraria total, superficie que, por otra parte, se puede compatibilizar con otro tipo de cultivos.

Catalina

Datos



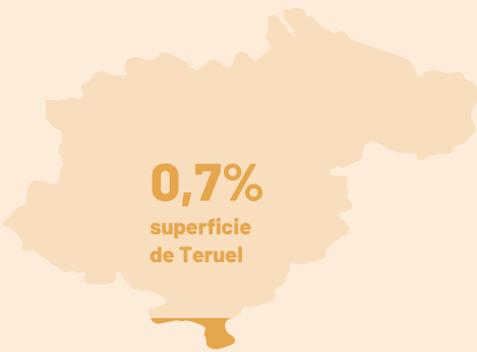
Andorra (9.473 ha), Alloza (3.555 ha), Alcorisa (5.960 ha), Calanda (6.678 ha), Foz-Calanda (1.454 ha), Los Olmos (1.573 ha), Cañizar del Olivar (494 ha), Castel de Cabra (1.346 ha), Estercuel (468 ha), Torre de las Arcas (739 ha). Datos del INE: Superficie Agraria Útil.



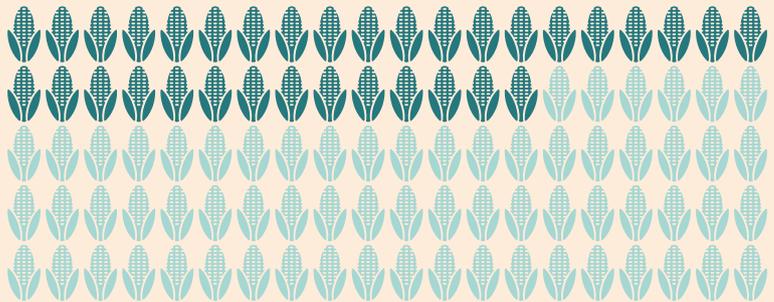
Los pliegos del proyecto estiman que contará con un total de **1.800 ha** de fotovoltaica.



En el proyecto no se especifica el territorio ocupado por la eólica, por lo que hemos realizado una estimación teniendo en cuenta el valor aportado por el PNIEC de 11 MW/km² y hemos obtenido un total de **8.200 ha**. Como no se especifica que exista hibridación, consideramos que no la hay.



34% superficie agraria útil de los 10 municipios



En este caso se han hecho las estimaciones con la fase 1, ya que la 2 aún no está proyectada, pero supondría 10.000 ha. Sólo este proyecto ocuparía una tercera y una quinta parte, respectivamente, del territorio que ocuparían las renovables necesarias para producir el hidrógeno proyectado por el PNIEC.



Recursos HÍDRICOS

Capítulo

06



Recursos HÍDRICOS

Este estudio se ha enfocado principalmente en la implicación que tiene la producción de hidrógeno en el consumo de energía eléctrica, la nueva potencia de renovables que instalar y la superficie ocupada, pero no se puede dejar de lado **la materia prima fundamental para la obtención de hidrógeno: el agua.**

El agua es un recurso básico y limitado para funciones clave como el consumo humano y el regadío de pastos y cultivos, necesarios para la alimentación. En este sentido, se podría decir que los diferentes usos del agua "compiten entre sí", ya que, si lo utilizamos para la generación de hidrógeno verde, no lo podremos usar en regadío, usos de ganadería y abastecimiento humano, entre otros. Por otra parte, a diferencia del sol y el viento que utilizan las instalaciones renovables para producir energía, el agua no se encuentra disponible en todo el territorio o no en una cantidad superior que exceda en gran proporción a la de cubrir las necesidades de consumo y regadío. Por este motivo, es necesaria una planificación adecuada de los recursos hídricos, identificando aquellos puntos geográficos y productivos donde su uso puede resultar más conflictivo.

Respecto al contexto actual de los recursos hídricos, en España se consumen unos 29.000 hm³/año para atender todas las demandas (el 82% para el riego de cultivos) frente a los 99.000 hm³/año de aportación (media) que reciben los ríos, embalses y acuíferos. El consumo de agua por el sector industrial supone 1.680 hm³ (5,8%). Si analizamos los datos hídricos de la actualidad, la demanda de abastecimiento de agua para uso humano se estima en una horquilla entre los 160 y los 180 litros por persona y día. En total, para el conjunto del país se estima un caudal de agua de abastecimiento urbano de 3.730 hm³ anuales (10 hm³ al día) y un volumen de agua residual tratada de 4.450 hm³, justificándose la diferencia en que, aunque no toda el agua abastecida finaliza en un desagüe canalizado hacia la EDAR, la depuradora recibe también aguas de lluvia y de otros posibles efluentes.

En el mapa que presenta la capacidad que han tenido los embalses en los últimos cinco años (2018-2023) se puede observar una clara diferencia entre las cuencas hidrográficas del norte y sur de España. De hecho, excepto la cuenca Tinto, Odiel y Piedras, en la provincia de Huelva, la media de llenado de embalses desciende drásticamente en las regiones más al sur. Este mapa muestra que, aproximadamente, la mitad del territorio cuenta con una cantidad inferior al 50% de capacidad de agua embalsada.

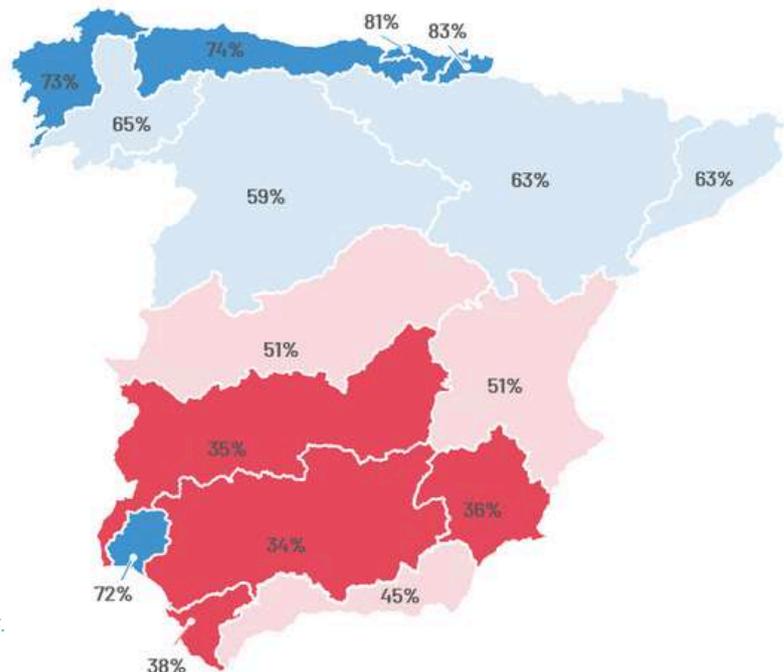
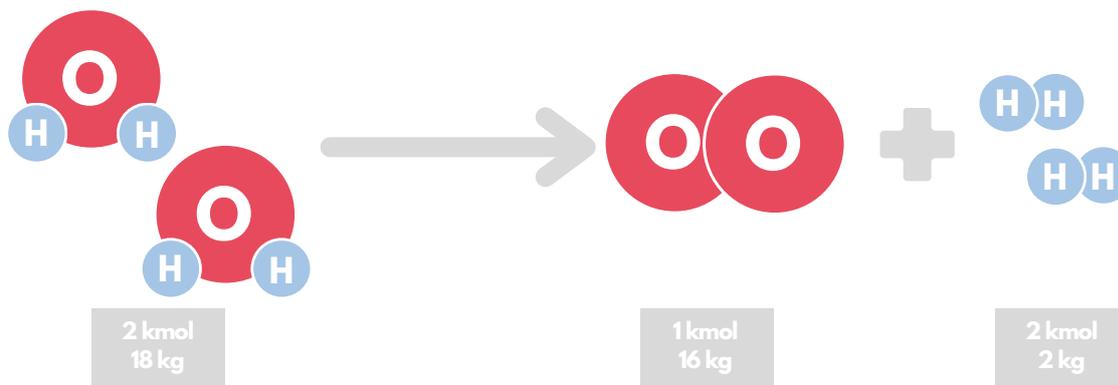


Figura 10. Evolución del llenado de embalses entre 2018-2023.
Fuente: MITERD.

Esta particularidad de la ubicación limitada del recurso hídrico reabre una cuestión, también contemplada en el capítulo anterior, sobre la localización de los puntos de generación de hidrógeno o “Hubs de hidrógeno” y su viabilidad respecto a la disponibilidad del recurso hídrico. Por tanto, es necesario analizar si es factible ejecutar las instalaciones en todo el territorio, como propone Enagás, sin que exista un conflicto por el recurso entre diferentes sectores productivos y el abastecimiento civil.

Una vez se ha identificado dónde hay recurso hídrico, hemos analizado cuánta agua se necesita para producir el hidrógeno, según los objetivos de generación de los diferentes planes del MITERD y Enagás.

De forma similar a lo que sucedía para el caso de la electrólisis, una cantidad de agua ya viene determinada por la reacción química; se requieren 9 litros de agua por cada kg de hidrógeno. Esta cifra es variable en función de las diferentes fuentes consultadas, teniendo en cuenta que es una tecnología que no ha alcanzado el grado de madurez final, siendo un punto de confrontación entre las diferentes estimaciones y modelos del volumen de consumo. Así, igual que sucedía con la electrólisis, la eficiencia de los equipos nunca va a ser del 100% y habrá pérdidas por evaporación. Por lo tanto, requerirá un mayor consumo de agua que, al igual que en la electrólisis, variará en función de la tecnología que se utilice, es decir del tipo de electrolizador. Sin embargo, en el caso del agua, hay que considerar que es necesario extraer una cantidad mayor a la de consumo para refrigeración de la planta de electrólisis. A continuación, se especifica la cantidad de agua que se necesita en cada tipo de tecnología.



Hay que resaltar que el MITERD, dentro de la Evaluación Ambiental Estratégica del PNIEC, hace una estimación con un consumo de agua de 22,3 litros por kg de hidrógeno renovable para la sustitución de las 500.000 toneladas de hidrógeno gris (de origen fósil) que actualmente consume la industria nacional. Se requerirá un consumo de agua de 11,15 hectómetros cúbicos al año.

Aunque las cantidades de agua necesaria son muy dispares en función de la fuente consultada, con estos datos se puede hacer una estimación de la cantidad de agua que sería necesaria para cumplir los diferentes planes propuestos de producción de hidrógeno a escala nacional. En primer lugar, se muestran los datos de extracción de agua en hm³, es decir, en miles de millones de litros.

	MITERD		ENAGÁS		
	Hoja de Ruta del Hidrógeno	PNIEC 2024	Base	Call for interest	Potencial máximo
Valor superior	4	24	52	81	255
Valor medio	3	19	40	62	197
Valor inferior	2	12	25	40	125

Tabla 10. Extracción de agua en hm³ para la producción de hidrógeno en los distintos escenarios.
Fuente: elaboración propia.

El agua de proceso en las industrias suele estar en un circuito cerrado, de forma que la fuente de alimentación para el caso anterior no tendría por qué ser un efluente de agua. Por eso, nos dará más información del gasto de agua, el consumo anual que se utilizaría exclusivamente para que reaccione formando hidrógeno, es decir el **agua que va a ser utilizada como materia prima**.

	MITERD		ENAGÁS		
	Hoja de Ruta del Hidrógeno	PNIEC 2024	Base	Call for interest	Potencial máximo
Valor superior	3	17	36	56	176
Valor medio	2	13	27	43	134
Valor inferior	1	8	17	27	85

Tabla 11. Consumo de agua en hm³ para la producción de hidrógeno en los distintos escenarios. Fuente: elaboración propia.

La Hoja de Ruta del Hidrógeno presentada por el MITERD sitúa el consumo de agua para hidrógeno en un mínimo de 1 y 3 hm³ (un hm³ son mil millones de litros de agua). En el caso del PNIEC, supondría en torno a 13 hm³ de consumo de agua, ligeramente superior a las estimaciones realizadas para sustituir todo el hidrógeno gris actual (11,5 hm³). La última cifra, además supera los 10 hm³ de consumo total de agua para abastecimiento urbano en un día en toda España.

Las proyecciones de los escenarios de Enagás se alejan de los planes del MITERD y difieren mucho entre sí, sobre todo en el consumo entre las diferentes tecnologías de electrolizadores. La estimación del escenario "base", con la tecnología más eficiente, supone el doble (17 hm³) del máximo gasto que se plantea en el PNIEC y sólo supone un 10% del escenario Potencial máximo. Respecto al consumo del sector industrial, anualmente de 1.680 hm³, el consumo mínimo de agua para generación de hidrógeno supondría el 1% y el máximo (36 hm³) un 2,1% cada año.

En el escenario *Call For Interest* tendríamos un consumo máximo de 43 hm³ al año. Esta cifra corresponde al 3,3% del consumo industrial anual y es equiparable al consumo que tiene la Comunidad Foral de Navarra en un año. En el caso del escenario "Potencial máximo", el cumplimiento de los objetivos proyectados supondría un valor medio de 134 hm³/año. Esta cifra multiplica por diez las estimaciones del PNIEC para descarbonizar el hidrógeno gris, supondría el 10% del consumo anual del sector industrial y sería similar al consumo de agua al año de la Comunidad Autónoma de País Vasco.

En definitiva, **los escenarios más ambiciosos de Enagás supondrían el consumo de agua de una comunidad autónoma que no cuenta con escasez de este recurso** y tiene una abundante población e industria.



Casos reales

H₂ Pillar

Datos



Según los pliegos del proyecto, está previsto que la operación de la capacidad instalada de electrolizadores conlleve una captación de agua del Canal Imperial de Aragón de 900.000 m³ (0,9 hm³) y un rechazo de 70.000 m³. (Ambas cantidades son anuales).

El Canal Imperial de Aragón pertenece a la Cuenca del Ebro. En agosto de 2024, esta cuenca tenía una reserva de agua embalsada de 4.823 hm³. En Aragón, con datos de 2020, se suministraron a las redes públicas de abastecimiento urbano 144 hm³, de los cuales 46 hm³ fueron pérdidas (21,1%), 65 hm³ se destinaron a abastecimiento de hogares y 26 hm³ a sectores económicos (no se disgrega por actividad).

Cálculo del agua consumida

Los datos que hemos obtenido de consumo de agua (en m³) son diferentes a los del pliego del proyecto.

	Superior	Medio	Inferior
Fase 1	141.878	135.128	69.784
Fase 2	283.756	270.256	139.568

*Tabla 12. Cálculo de agua consumida para la producción de hidrógeno en H₂ Pillar.
Fuente: elaboración propia.*

Comparados con los cálculos de extracción de agua de la Fundación Renovables, la captación de agua está sobredimensionada entre 3 y 6 veces, en función de la tecnología de los electrolizadores. Entre las posibles causas está que **en los pliegos no se especifica que tipo de tecnología emplean** y la necesidad de extraer agua para otras actividades diferentes dentro de la industria, por lo que el caudal calculado es mayor que el nuestro.

Como el dato máximo es el ofrecido por los pliegos del proyecto, se estima que supondría apenas el 3,4% del consumo de Aragón en los sectores económicos.



1%
del consumo de agua en Aragón

Fuente: [Suministro y saneamiento de agua. INE 2020.](#)

Casos reales

Catalina

Datos



En este caso, los pliegos determinan que el sistema de aguas que alimente la planta tendrá un caudal de 614 m³/h que se destinarán a los sistemas de desmineralización del agua y de refrigeración. Por tanto, el proyecto prevé que anualmente se consuman 5.246.000 m³ de agua (5,42 hm³). Si se compara con el dato de consumo para sectores económicos, el consumo previsto es del 20,7% del total para esas actividades productivas y del 3,7% del total de abastecimiento de agua para Aragón.

Cálculo del agua extraída

Los cálculos teóricos que se han obtenido, en m³/año, a través de los datos bibliográficos anteriormente especificados, son los siguientes:

	Superior	Medio	Inferior
Fase 1	2.708.580	2.579.720	1.332.240
Fase 2	10.834.320	10.318.879	5.328.960

*Tabla 13. Cálculo de agua consumida para la producción de hidrógeno en Catalina.
Fuente: elaboración propia.*

Como sucede en el anterior proyecto, para la fase 1, el agua extraída se reduce a la mitad debido a que el pliego contempla otros consumos de agua que no son para la producción de hidrógeno verde, destinando solo el 30-45% para generar hidrógeno según nuestros cálculos. Si lo comparamos con el agua abastecida para sectores económicos, **el proyecto supondría entre el 8-10% del abastecimiento total de Aragón.**

Por otra parte, en la fase 2, estaríamos aumentando notablemente el consumo de agua de la zona ya que sería necesario entre el 21% y el 42% del abastecimiento de agua a los sectores económicos.



11%
del consumo de agua en Aragón

Fuente: [Suministro y saneamiento de agua. INE 2020.](#)



Comparación **FINAL**

Capítulo

07



Comparación FINAL

	MITERD		ENAGÁS		
	Hoja de Ruta del Hidrógeno	PNIEC 2024	Base	Call for interest	Potencial máximo
Capacidad instalada 2030 (GW)	4	12	13,4	23,3	74,3
Hidrógeno producido (kt/año)	125	740	1.600	2.500	7.900
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 ³)	1 - 3*	8 - 17*	17 - 36*	27 - 56*	85 - 176*

Tabla 14. 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 con 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. 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 siendo una gran apuesta por esta tecnología. Lo mismo sucede con la potencia renovable; en el caso de Enagás supondría superar la actual (84,6 GW) en el escenario base y duplicarla en el potencial máximo y para el escenario del gobierno implicaría alcanzar, aproximadamente, la mitad de lo que hay actualmente.

Como se ha comentado anteriormente, esta nueva potencia renovable repercutiría en el territorio porque supondría ocupar hasta un 1% del territorio nacional en el caso de potencial máximo y un 10% del agua que se consume en el sector industrial en España en un año. Aunque las cifras del MITERD son 10 veces menores que las de potencial máximo, siguen siendo valores muy altos y más teniendo en cuenta que las previsiones son para dentro de cinco años.

	H ₂ Pillar		Catalina	
	Fase 1	Fase 2	Fase 1	Fase 2
Capacidad instalada de electrolizadores (GW)	0,03	0,06	0,5	2
Hidrógeno producido (kt/año)	4,4	8,4	84	330
Potencia renovable que instalar (GW)	0,05	0,01	1,63	No se define nueva potencia renovable
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 ³)	0,07 - 0,14*	0,14 - 0,28*	1.33 - 2.71*	5.328.960 - 10.834.960*

Tabla 15: 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, H₂ Pillar.

Los dos proyectos reales que se han analizado se encuentran en zonas cercanas, pero cuentan con grandes diferencias de tamaño. Cuando ambos proyectos estén finalizados, está previsto que Catalina produzca 40 veces más hidrógeno que H₂ Pillar. La capacidad de los electrolizadores es unas 33 veces mayor en Catalina. Atendiendo a los cálculos realizados, la electricidad demandada en la fase 2 de H₂ Pillar 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, cuando las proyectadas son 2.049, quedándose por debajo de lo que exige la fase 1.

En cuanto al territorio, en el caso de H₂ Pillar 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, con esta superficie ocupada, nos quedaríamos muy lejos de alcanzar las horas renovables necesarias.

En cuanto al consumo de agua, el proyecto H₂ Pillar supondría el 1% del abastecimiento de agua de Aragón y Catalina entre el 8 y el 10%.



CONCLUSIONES

Capítulo

08

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: H₂MED. 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**.

ANEXOS



Anexo 1. Portugal

Anexo 2. Francia

ANEXO 1. PORTUGAL

Teniendo en cuenta las premisas previas y de forma complementaria, es constructivo conocer también el potencial real de Portugal de producción y demanda de hidrógeno verde al estar interconectado en los planes futuros de canalización de hidrógeno y exportación al norte de Europa. Según el borrador de actualización del PNIEC de Portugal, el potencial de electrolizadores se ha elevado de los 2,5 GW a los 5,5 GW. Hemos obtenido los siguientes resultados:

		PNIEC 2021	PNIEC 2024
Capacidad instalada a 2030 (GW)		2,5	5,5
Hidrógeno producido (Mt/año)	Superior	0,28*	0,61*
	Medio	0,21*	0,46*
	Inferior	0,20*	0,44*
Electricidad demandada (TWh)		11,2*	24,7*
Potencia renovable que instalar (GW)		5,7*	12,6*
Superficie ocupada por renovables (ha)		17.000*	37.400*
Consumo de agua (hm ³)	Superior	6*	14*
	Medio	4*	10*
	Inferior	2*	5*

Tabla 16: Resumen de las proyecciones de producción de hidrógeno en Portugal.
*Cálculos realizados por la Fundación Renovables. No aparecen en los documentos oficiales.⁴
Fuente: PNIEC Portugal.

Actualmente, Portugal tiene una potencia instalada de renovables de 14,7 GW, entre hidroeléctrica, eólica y solar fotovoltaica. El PNIEC prevé tener instalados a 2030 un total de 20,5 GW. No consta si esa nueva potencia instalada contempla las plantas dedicadas a la generación de hidrógeno verde.

Por otro lado, un ejemplo del modelo exportador de Portugal es el proyecto H₂Sines.Rdam. El proyecto construirá un electrolizador de 400 MW, una planta de licuefacción a gran escala e instalaciones de exportación y almacenamiento de LH₂ en el puerto de Sines para suministrar LH₂ verde a través de buques de pilas de combustible a la terminal de importación de Rotterdam. Además, se construirá nueva capacidad solar en Portugal y se obtendrá más energía eólica (mediante acuerdos de compra de energía).

⁴ Se han tomado 4.500 horas de funcionamiento de los electrolizadores para hacer una estimación del hidrógeno producido. Fuente: Selección natural en el hidrógeno verde: Solo quedarán los mejores

ANEXO 2. FRANCIA

Francia forma parte del H₂Med, unos de los corredores del hidrógeno definidos como prioritario en el REPowerEU con el fin de abastecer de energía al norte y centro de Europa y así hacer frente al corte de suministro de gas ruso tras la invasión rusa de Ucrania. No obstante, tanto en su Estrategia Nacional de Hidrógeno como en la actualización del PNIEC, aprobada en 2024, los objetivos de capacidad instalada de electrolizadores son los mismos, con 6,5 GW instalados para 2030. Además, la Estrategia recoge 680.000 toneladas anuales producidas de hidrógeno para ese año. Teniendo en cuenta los mismos supuestos previos, los resultados obtenidos son los siguientes:

		PNIEC 2023/Estrategia Nacional de Hidrógeno
Capacidad instalada a 2030 (GW)		6,5
Electricidad demandada (TWh)	Superior	38,2
	Medio	36,7
	Inferior	27,4
Hidrógeno producido (Mt/año)		0,68
Potencia renovable que instalar (GW)	Superior	20
	Medio	19
	Inferior	14
Superficie ocupada por renovables (ha)	Superior	1.100
	Medio	1.000
	Inferior	800
Consumo de agua (hm ³)	Superior	15
	Medio	14
	Inferior	7

Tabla 17: Resumen de las proyecciones de producción de hidrógeno en Francia.

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

Fuente: PNIEC 2023 y Estrategia Nacional de Hidrógeno de Francia.

Actualmente, Francia tiene una potencia instalada de 19,9 GW de solar fotovoltaica y 23,3 GW de eólica. Según los datos del PNIEC, prevén que se instalen 60 GW de fotovoltaica y 35 GW de eólica para 2030. El rango de 14-20 GW de renovables para generación de hidrógeno verde sería, aproximadamente, el 20% del total para 2030, siempre que los objetivos incluyan la potencia destinada a hidrógeno.

Cabe destacar que el problema de Francia es que tiene la capacidad e intención de generar hidrógeno libre de emisiones de GEI a través de electricidad procedente de las centrales nucleares. Se trata del conocido como hidrógeno rosa, por el que llegaron a bloquear temporalmente las negociaciones de la RED III. Francia ha publicado el borrador de sus próximas licitaciones por un valor combinado de 4.000 M€ (4.200 M\$), para ayudas a la inversión y subvenciones de explotación destinadas a 1 GW de capacidad de electrólisis en los próximos tres años.



FUNDACIÓN
RENOVABLES

Proyectos de H₂ ¿EL TAMAÑO IMPORTA?

H₂ HYDROGEN
ZERO EMISSION
CLEAN ENERGY OF THE FUTURE

2025

www.fundacionrenovables.org