



El hidrógeno verde, palanca para una mayor soberanía de Europa

La inestabilidad geopolítica y la regulación de la UE impulsan el mercado, con los nuevos combustibles para aviones y barcos como motores del sector

Nuria Díaz

El presente 2026 no se contempla en el sector del hidrógeno renovable como otro año de promesas. La combinación de tensión geopolítica, presión regulatoria europea y necesidad de autonomía energética acelera una industria que empieza a mostrar señales de consolidación industrial y de mercado. Las crisis internacionales —desde la guerra en Ucrania hasta la tensión en Oriente Medio, con el estrecho de Ormuz como punto de riesgo para el suministro energético global— han vuelto a poner de manifiesto la vulnerabilidad europea frente al gas y el petróleo importados y refuerzan la idea de que el hidrógeno verde no es solo una herramienta de descarbonización, sino también una palanca de soberanía energética y de estabilidad de precios. Y España parte de una posición especialmente favorable para liderar este desarrollo en Europa.

Como explica Javier Brey, presidente de la Asociación Española del Hidrógeno (AeH2), “tenemos una oportunidad única por nuestro elevado potencial de generación renovable; una ubicación estratégica como punto de entrada de energía procedente de África y América; una base industrial capaz de fabricar componentes clave y un ecosistema de investigación avanzado”. “Además, añade, del desarrollo de redes de transporte y almacenamiento que permitirán integrar el hidrógeno en el sistema energético y facilitar su exportación a otros países”.

El pasado 8 de mayo arrancó el proceso de participación pública del hidroducto submarino BarMar entre Barcelona y Marsella, pieza clave del corredor europeo H2med para conectar la península Ibérica con Europa. En paralelo, la Red Troncal Española de Hidrógeno, promovida por Enagás, avanza con las ingenierías básicas ya completadas en gran parte de los 2.600 kilómetros previstos y varios tramos en ingeniería de detalle. H2med y la red troncal recibieron en 2025 el 100% de los fondos del mecanismo europeo CEF, con 75,8 millones de euros. “El desarrollo de estas infraestructuras va a contribuir de forma crucial a configurar el futuro



SCHARFSINNIG (GETTY IMAGES)

mapa energético europeo”, señala Arturo González, CEO de Enagás.

También avanzan los proyectos de generación. España cuenta con unos 30 megavatios (MW) de electrólisis en operación, lejos del objetivo de 12 GW para 2030. Sin embargo, el volumen en desarrollo muestra una clara aceleración: casi 440 MW están en decisión final de inversión (FID) o construcción, cerca de 7,9 gigavatios (GW) en ingeniería avanzada y otros 7 GW en fase de viabilidad. “Pero lo más importante es que en los últimos seis meses 300 MW han pasado de ingeniería a FID, con financiación aprobada y alta probabilidad de ejecución. Creemos que

cerraremos 2026 con alrededor de 1 GW en este estadio”, augura.

Nuevos usos

Hay infraestructura, hay proyectos, y parece que el que ha sido hasta ahora el gran escollo, la falta de demanda, también empieza a resolverse gracias al impulso regulatorio europeo y a la aparición de nuevos usos industriales. “Es 2026 el año en el que la teoría regulatoria europea se convierte en práctica, y donde la geopolítica obliga a tomar decisiones que llevábamos años posponiendo”, detalla Yann Dumont, CEO de Reolum, una empresa que desarrolla combustibles

renovables a partir de hidrógeno verde, con varios proyectos en España.

Se refiere Dumont al marco ya definido por la UE —RED III, ReFuelEU Aviation y FuelEU Maritime— que establece obligaciones crecientes sobre su uso. En aviación, ReFuelEU fija una cuota mínima de SAF del 1,2% en 2030, hasta el 35% en 2050. En marítimo impone reducciones progresivas de la intensidad de carbono con penalizaciones por incumplimiento. “En España, la transposición ya está en marcha y pendiente de cierre, un paso clave para desbloquear las decisiones finales de inversión”, agrega. Estos se perfilan como una de las principales vías de nueva demanda y mercado. “El país cuenta ya con un mercado consolidado: se consumen unas 500.000 toneladas anuales de hidrógeno gris, principalmente en refino y química. Su sustitución requeriría unos 6 GW de electrólisis”, cifra Brey. “A ello se suma el uso de carburantes

Ya arrancó el proceso de participación pública del hidroducto submarino entre Barcelona y Marsella

sintéticos (SAF) en aviación o e-metanol y amoníaco en transporte marítimo, que añadirán otros 6 GW. Para cumplir las metas europeas habría que escalar a 200 GW antes de 2040”.

Hay trabajo por delante. Ya lo están haciendo, por ejemplo, los siete valles de hidrógeno repartidos entre Andalucía, Aragón, Castilla y León, Galicia y Cataluña, con una inversión de unos 2.700 millones y 2,3 GW previstos antes de 2030. “También avanza la investigación aplicada”, apunta Lluís Soler, investigador en la Universitat Politècnica de Catalunya.

En el proyecto AeroH2ub, en el aeropuerto de Lleida-Alguaire, desarrollan dos ensayos: uno para pruebas con combustión de hidrógeno y otro para la producción de combustibles sostenibles a partir de biogás e hidrógeno renovable. “Este aeropuerto se usa como entorno real de ensayo para evaluar su viabilidad en aviación, para su futura aplicación”, subraya. Un ecosistema que empieza a cerrar el círculo entre infraestructura, industria y aplicaciones reales.

Pero el precio sigue siendo el gran obstáculo. El producido en el país se mueve entre 6 y 6,5 euros por kilogramo, entre tres y cuatro veces más caro que el hidrógeno convencional, “muy elevado para muchas aplicaciones industriales”, recuerda Oliverio Álvarez, socio responsable de Energía, Recursos e Industria de Deloitte.

● España busca acelerar el despliegue del e-metanol

Las empresas ya se posicionan ante estas nuevas oportunidades de mercado. “La demanda regulatoria europea de combustibles renovables a medio plazo va a ser muy superior a la oferta que hoy se está construyendo en Europa. Queremos estar preparados para suministrarla”, señala Yann Dumont, CEO de Reolum.

La compañía impulsa en España La Robla Green, en León, uno de los ma-

yores proyectos europeos de e-metanol renovable. La planta integrará hidrógeno verde por electrólisis, captura de CO₂ biogénico y biomasa para producir unas 140.000 toneladas anuales. Moviliza 850 millones de euros, cuenta con 200 megavatios (MW) de electrólisis y prevé 1.600 empleos en construcción y 200 en operación. El proyecto ha completado la ingeniería FEED, mientras la decisión final de inversión está prevista

para este año y la entrada en operación para 2028. Además, la compañía desarrolla Villadangos Green, en Villadangos del Páramo (León), y Monfarracinos Green, en Monfarracinos (Zamora).

“Europa está estructuralmente corta de oferta. Hoy hay apenas decenas de miles de toneladas de e-metanol frente a una demanda potencial de millones en transporte marítimo. El reto no es vender, es ejecutar a tiempo”, concluye.