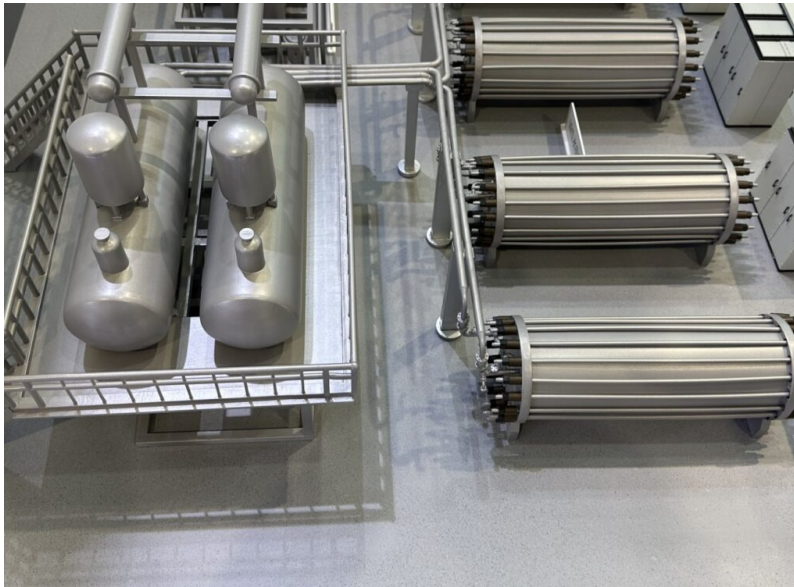


España y Dinamarca pueden desarrollar un corredor europeo de hidrógeno verde a 2 €/kg combinando solar y eólica marina

- La complementariedad entre la fotovoltaica española y la eólica offshore danesa podría convertirse en la base del futuro mercado europeo del hidrógeno verde al producir y exportar hidrógeno renovable a costes cercanos a 2 €/kg.



<https://www.pv-magazine.es/2026/05/15/espana-y-dinamarca-pueden-desarrollar-un-corredor-europeo-de-hidr...>

Viernes, 15 mayo 2026

La complementariedad entre la fotovoltaica española y la eólica offshore danesa podría convertirse en la base del futuro mercado europeo del hidrógeno verde al producir y exportar hidrógeno renovable a costes cercanos a 2 €/kg.

Pilar Sánchez Molina

Un grupo de científicos han estudiado una estrategia conjunta entre España y Dinamarca para desarrollar corredores europeos de hidrógeno renovable competitivos en coste, aprovechando la complementariedad estacional entre la generación fotovoltaica española y la eólica marina danesa. Para ello, han desarrollado un modelo tecnoeconómico de alta resolución capaz de optimizar cadenas completas de producción, almacenamiento y exportación de hidrógeno verde bajo un esquema "off-grid", es decir, sin depender de importaciones eléctricas externas ni de respaldo de red.

La investigación parte de una premisa clave para el futuro energético europeo: existe un fuerte desequilibrio entre las zonas con mayor potencial renovable y los futuros centros de demanda de hidrógeno. En este contexto, España aparece como uno de los principales candidatos para liderar la producción basada en energía solar fotovoltaica gracias a rendimientos superiores a 1,7 MWh/kWp anuales, mientras que Dinamarca destaca por factores de capacidad eólica marina superiores al 50% y por sus objetivos de alcanzar entre 4 y 6 GW de electrólisis antes de 2030.

Los científicos analizan cómo ambas geografías pueden funcionar de forma complementaria en lugar de competir entre sí: mientras la producción fotovoltaica española presenta máximos en verano y durante las horas centrales del día, la generación eólica offshore danesa ofrece perfiles más estables y una mayor producción en invierno. Según los autores, esta complementariedad reduce la variabilidad estacional del hidrógeno producido y estabiliza los costes de exportación hacia otros mercados europeos.

Los investigadores desarrollaron un modelo horario utilizando seis años de datos meteorológicos y renovables, combinados con una optimización exhaustiva de capacidades de generación renovable, electrólisis y almacenamiento, con el fin de identificar las configuraciones capaces de minimizar el coste nivelado del hidrógeno (LCOH) manteniendo un objetivo fijo anual de exportación.

Uno de los principales hallazgos del trabajo es que el factor más determinante para el coste final del hidrógeno no es tanto el recurso renovable local como la tecnología de almacenamiento empleada. Para ello, compara tres soluciones: cavernas salinas, tanques presurizados y sistemas LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers), que permiten almacenar y transportar hidrógeno mediante líquidos orgánicos a temperatura y presión ambiente.

Los sistemas LOHC emergen como la opción más competitiva y flexible para corredores internacionales de hidrógeno, especialmente en regiones sin disponibilidad geológica para almacenamiento subterráneo. Según los resultados, esta tecnología permitiría alcanzar costes de producción cercanos a 65 millones de euros por TWh de hidrógeno (equivalentes a aproximadamente 2,15 €/kg) tanto en España como en Dinamarca. Las cavernas salinas muestran también resultados competitivos, con costes entre 69 y 72 millones de euros por TWh (alrededor de 2,3 €/kg), mientras que los tanques presurizados presentan costes significativamente más elevados que superan los 6,7 €/kg en el caso español.

El trabajo “Complementary Spanish photovoltaic and Danish offshore wind pathways to cost-competitive renewable hydrogen”, publicado este mes en *Energy Conversion and Management*, concluye que un modelo híbrido basado en fotovoltaica y LOHC en España, combinado con eólica marina y LOHC en Dinamarca, representa la vía más eficiente para desarrollar corredores europeos de hidrógeno capaces de suministrar hasta 100 TWh anuales.

Además de los resultados económicos, el estudio destaca la importancia estratégica del almacenamiento de larga duración y del acoplamiento sectorial para reducir costes y mejorar la integración energética europea. Los autores subrayan que las incertidumbres asociadas al CAPEX, la vida útil de los equipos y los costes de almacenamiento pueden provocar variaciones superiores al 30% en el LCOH, por lo que consideran imprescindible desplegar políticas específicas de apoyo, marcos regulatorios estables e inversiones coordinadas a escala europea.

Los investigadores señalan que la experiencia combinada de España y Dinamarca puede convertirse en un modelo replicable para otros corredores internacionales de hidrógeno renovable basados en regiones con perfiles renovables complementarios.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content