

El hidrógeno dorado, ¿una opción rentable de descarbonizar? El caso de España

Artículo técnico - 24 May 2024

El hidrógeno renovable está llamado a jugar un papel clave en la descarbonización de sectores difíciles de abatir, ya sea en la generación de calor o como materia prima donde actualmente se emplea hidrógeno de origen fósil. Pese a que tiende a identificarse el “hidrógeno verde” con el producido a partir de electrólisis renovable, existen otras vías neutras en CO₂ capaces de producir hidrógeno renovable (verde). Entre ellas se encuentra el reformado con vapor de agua de biometano, que presenta la gran ventaja de emplear infraestructuras existentes y técnicas totalmente maduras. Este proceso se basa en reemplazar el gas natural por biometano, de modo que el CO₂ liberado en el proceso es neutro, al ser de origen biogénico. Un paso más sería realizar la captura de este CO₂ biogénico, generando así emisiones negativas. A ese hidrógeno con emisiones negativas a partir del reformado de biometano lo hemos denominado hidrógeno dorado, dado que procede del “verde” al que se le ha sustraído el color “azul” (asociado al hidrógeno fósil al que se le realiza una captura de carbono para obtener un hidrógeno bajo en carbono). Tal sustracción de colores resultaría en “amarillo”, que se asocia con la producción por electrólisis de la red eléctrica. De ahí que lo modifiquemos al “dorado”, para además poner en valor el carácter de emisiones negativas. La Figura 1 recoge este proceso.

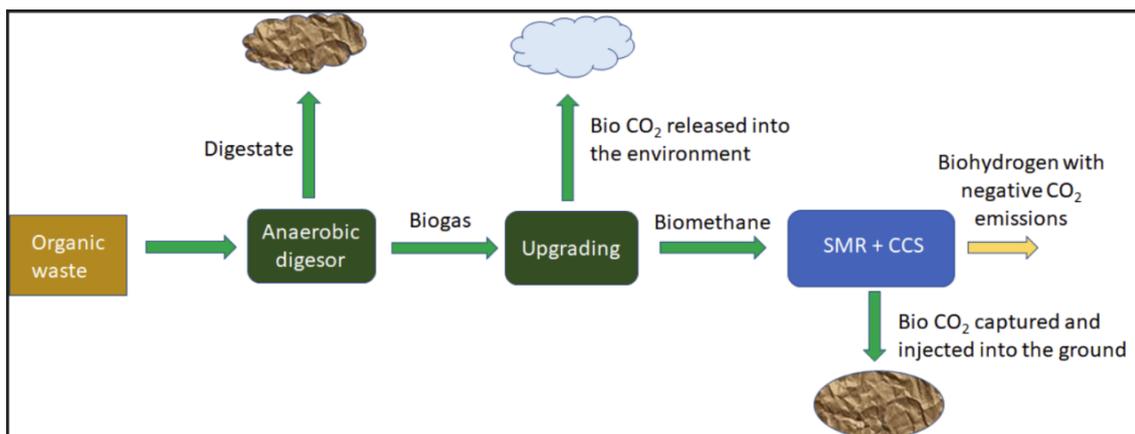


Figura 1. Fases de la producción de hidrógeno dorado.

La [Cátedra Fundación Repsol de Transición Energética en Comillas-ICAI](#) participa, en colaboración con otros grupos de investigación de Comillas-ICAI, en la caracterización de este tipo de hidrógeno renovable, habiendo publicado un [artículo científico con el modelo de costes](#) en España del hidrógeno dorado, del que se recoge aquí lo más relevante.

La Figura 2 muestra la cadena de suministro del hidrógeno dorado. Por una parte, y de manera descentralizada, se produce el biometano que se inyecta en la red de gas existente con certificados de garantía de origen, que permiten redimirlo en la planta centralizada de SMR con captura de carbono. Para evitar el transporte de hidrógeno a grandes distancias, la planta de SMR se ubica en un valle de hidrógeno con presencia de grandes consumidores industriales. El CO₂ capturado se transporta hasta el almacén geológico (en España la capacidad de almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos profundos se estima en 11 Gt). En cuanto al aprovechamiento del biometano, por cada GWh-PCS de biometano se pueden producir 18,54 t de hidrógeno dorado, con una generación de emisiones negativas de 8,64 kg de CO₂ por cada kg de hidrógeno.

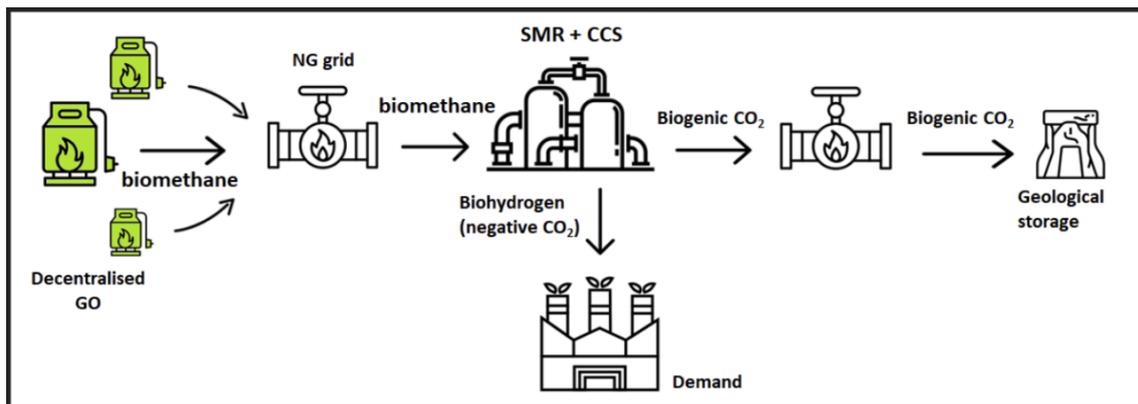


Figura 2. Cadena de suministro del hidrógeno dorado.

El modelo de costes contempla tanto los costes de inversión (CAPEX) como de operación (OPEX). El CAPEX se ha obtenido a partir de plantas existentes, mientras que para el OPEX se ha tenido en cuenta el coste del biometano (producción del biogás, su enriquecimiento y posterior inyección en la red); la operación y el mantenimiento de la planta de reformado con captura y finalmente el coste asociado a la gestión del CO₂ capturado (transporte, inyección en el almacenamiento e ingresos por tasa de CO₂).

Un aspecto importante es el coste del biogás, así como su potencial para ser transformado finalmente en hidrógeno. La Tabla 1 recoge cuatro escenarios considerados en España: el escenario 1 asume que sólo se emplea la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU), con la planta SMR colocada junto a la planta de tratamiento; en el escenario 2 se plantea un mix coherente con las previsiones del Gobierno de España; los escenarios 3 y 4 se basan en unas estimaciones de [SEDIGAS](#), siendo el 3 más conservador que el 4 en cuanto a la cantidad de biogás procedente de cultivos intermedios. Conforme a estos potenciales, se obtiene la capacidad de producción de hidrógeno dorado en España, dada en la Tabla 2. Nótese que las emisiones negativas generadas oscilarían entre 1,27 Gt/año del escenario 1 y 26 Gt/año del escenario 2. En cuanto al coste, el modelo desarrollado genera la Figura 3. Como se desprende de ella, tras incluir el coste negativo por los créditos de CO₂ logrados, el coste normalizado de este hidrógeno se sitúa entre 2 y 3 €/kg, cercano al del hidrógeno fósil y por debajo del verde procedente de electrólisis renovable.

Substrato	Potencial [TWh] Escenario 1	Potencial [TWh] Escenario 2	Potencial [TWh] Escenario 3	Potencial [TWh] Escenario 4
Residuos agrícolas		4,5	24,8	24,8
Purines		0,9	25,5	25,5
Cultivos intermedios		0,0	11,8	58,8
Residuos forestales		0,0	27,7	27,7
Residuos agroindustriales		2,2	6,4	6,4
Fracción orgánica de RSU	7,92	1,8	7,9	7,9
Lodos de depuradoras		0,6	3,0	3,0
Gas de vertedero		1,1	8,8	8,8
Total	7,92	11	116	163
Coste medio [€/MWh-PCI]	35	48,27	56,60	60,47

Tabla 1. Potencial de biogás en España en diferentes escenarios, junto con el coste medio ponderado en cada caso.

Substrato	Potencial biogás [TWh]	Producción total de hidrógeno [t/día]	Número de plantas SMR [-]	Producción unitaria de hidrógeno por planta [kg/día]
Escenario 1	7,92	402,3	55	7.397
Escenario 2	11	558,7	1	558.740
Escenario 3	116	5.892	10	589.216
Escenario 4	163	8.280	14	591.393

Tabla 2. Producción de hidrógeno dorado en España según los escenarios contemplados en la Tabla 1.

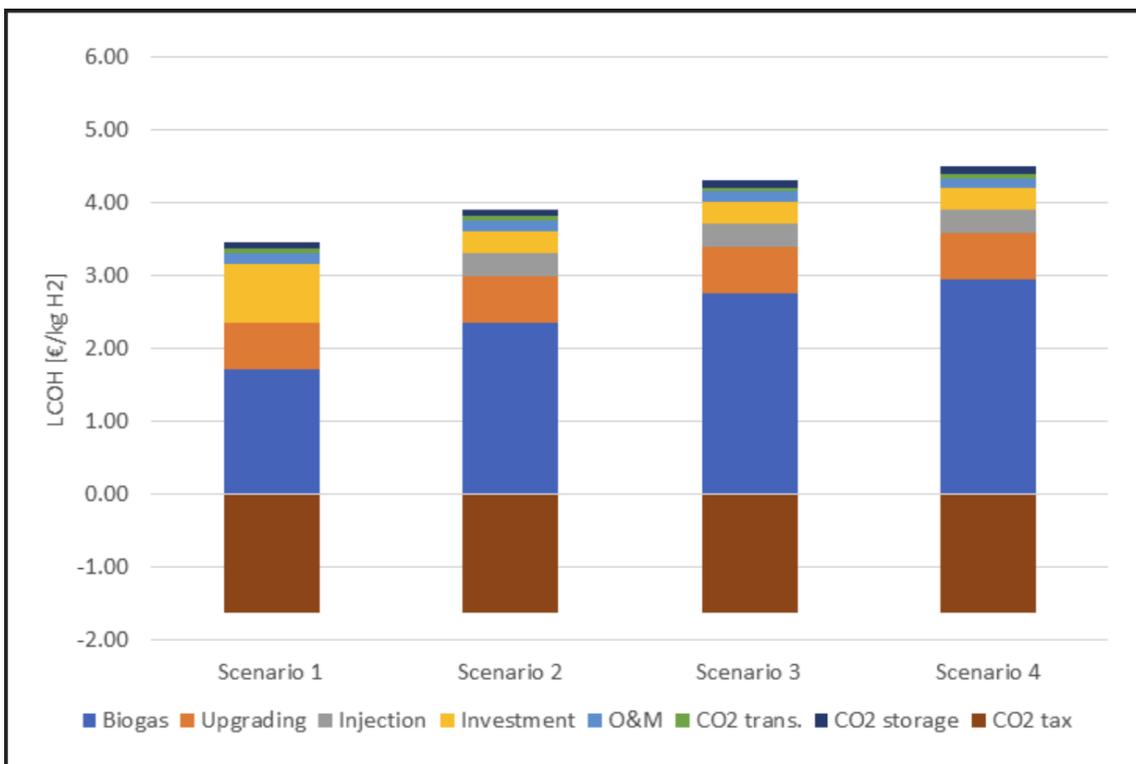


Figura 3. Costes normalizados de hidrógeno dorado en los escenarios considerados.

Como conclusión, se puede decir que el hidrógeno dorado permite producir hidrógeno renovable a gran escala, con un potencial razonablemente alcanzable (escenario 3) en España de unas 2,15 Mt/año (unas 3,6 veces la demanda actual de hidrógeno y aproximadamente el doble de las previsiones de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable). Las emisiones negativas que produce (8,64 kg CO₂/kg H₂) permiten compensar emisiones inevitables, existiendo en España almacenamientos geológicos en acuíferos salinos profundos con capacidad de hasta 11 Gt de CO₂, equivalente a más de 400 años de producción en las hipótesis más optimistas (escenario 4).

Esta nota resume el artículo "Yagüe, Linares, Arenas and Romero, Levelized Cost of Biohydrogen from Steam Reforming of Biomethane with Carbon Capture and Storage (Golden Hydrogen)—Application to Spain, *Energies* (2024) 17(5), 1134" <https://doi.org/10.3390/en17051134>