



H2



Producción de hidrógeno renovable: combinar electrolísis y residuos orgánicos para acelerar la transición energética

 | José Ignacio Linares
Director de la Cátedra Fundación Repsol de Transición Energética en Comillas-ICAI
Investigador de la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas
Universidad Pontificia Comillas | www.comillas.edu

INTRODUCCIÓN

A lo largo de 2021 el denominado *hidrógeno verde* ha despertado gran ex-

pectación como una poderosa herramienta para transitar hacia una economía descarbonizada. Actualmente se tiende a identificar el hidrógeno verde

con aquel que se produce mediante electrolísis a partir de energías renovables, principalmente eólica y fotovoltaica. Sin embargo, existen procedimien-

tos alternativos a la electrólisis capaces de generar hidrógeno neutro en CO₂, como el reformado de biometano o la gasificación de biomasa [1]. Precisamente la madurez tecnológica del reformado por vapor de agua (SMR) está más que consolidada debido a que es el procedimiento mayoritariamente empleado en la actualidad para producir hidrógeno de uso industrial, si bien toma como materia prima gas natural, produciendo el denominado *hidrógeno gris*, que puede transformarse en azul si se captura el CO₂ liberado en el proceso. Si el gas natural se sustituye por biometano se tendría una emisión neutra de CO₂, al ser éste biogénico. Este proceso ya ha sido llevado a cabo a escala industrial en España el pasado octubre [2].

En este artículo se van a repasar las ventajas e inconvenientes de ambos procedimientos de producción de hidrógeno neutro en CO₂ (electrólisis y reformado de biometano), valorando la convergencia de ambos en el proceso conocido como *power to gas* con objeto de incrementar la producción de biometano a partir de biogás. La motivación de todo ello es que, si bien el hidrógeno verde se perfila como un poderoso vector energético para descarbonizar sectores de difícil electrificación, como la industria que demanda altas temperaturas, este reemplazo será en el medio/largo plazo, debido al reto que supone la combustión del hidrógeno en los quemadores actuales. En otros sectores, como las industrias que emplean el hidrógeno como materia prima (químicas, refino, acero...) o el transporte, el hidrógeno verde sí podría ser empleado en el medio plazo, con la única restricción de una reducción de costes.

HIDRÓGENO DE ORIGEN ELECTROLÍTICO

La falta de gestionabilidad de la energía eólica y fotovoltaica hacen ne-

cesaria la introducción de un vector intermedio que permita desacoplar la producción de la demanda. Una posible vía es el hidrógeno producido mediante electrólisis a partir de dichas energías renovables, que permite tanto almacenar excedentes estacionalmente (larga duración) como llevar dichos excedentes a otros servicios, como materias primas para las industrias que demandan hidrógeno para su proceso productivo o transporte. En este sentido, el gran auge de este tipo de tecnologías renovables sirve como palanca para este tipo de hidrógeno verde.

Aunque la idea original es aprovechar los excedentes fotovoltaicos o eólicos, la realidad es que las horas anuales equivalentes a potencia nominal de ambas tecnologías oscilan entre 1800 a 2200, respectivamente. Por el contrario, las horas anuales de uso de un electrolizador para alcanzar unos costes razonables rondan las 6000. Con objeto de compatibilizar ambas restricciones, el hidrógeno producido a partir de electrólisis es verde en *balance neto*. Esto significa que el parque fotovoltaico/eólico se ha de sobredimensionar respecto a la potencia del electrolizador en una ratio del orden de 3 (6000/2000) para que el parque eólico/fotovoltaico inyecte en la red eléctrica durante 2000 horas la misma cantidad de energía que el electrolizador toma de ella en 6000 horas. Asumiendo que la fuente renovable logra su rentabilidad en el mercado (mediante primas, subastas o el mecanismo regulatorio correspondiente), el coste del hidrógeno producido viene determinado por el CAPEX del electrolizador y el coste de la energía tomada de la red. Otros factores, como la vida del electrolizador y el consumo del mismo también son importantes, pero en menor medida. Así, con una inversión actual del electrolizador entre 650 y 1000 €/kW a un coste de la electricidad de 65 €/MWh ni siquiera en 2050 (con una

reducción de inversiones a 130 €/kW y 307 €/kW basadas en un despliegue entre 5000 y 1000 GW instalados de electrolizadores) se logra bajar el coste de producción de hidrógeno de los 3 €/kg; sin embargo, con un precio de la electricidad de 20 €/MWh y las mismas hipótesis sobre las inversiones el coste de producción de hidrógeno verde sería comparable con el gris a partir de 2025 [3]. Por tanto, el factor decisivo es la reducción del precio del mercado eléctrico, o bien asegurar unos contratos bilaterales adecuados.

Si bien el hidrógeno electrolítico es de uso versátil, tanto como materia prima para la industria (corto plazo) como combustible alternativo para el transporte (medio plazo), sin duda jugará un papel relevante en el largo plazo tanto en la descarbonización de industrias que demandan altas temperaturas en sus procesos productivos como en el almacenamiento de larga duración (LDES), necesario cuando la penetración masiva de renovables no gestionables alcance el 80% y al haber retirado del mix de generación la nuclear, el carbón y el gas sea preciso aportar inercia. Entonces será importante el hidrógeno como almacén de excedentes renovables que serán descargados a través de turbinas de gas para aportar la inercia que las renovables no gestionables no dan. Es decir, el hidrógeno contribuiría, además del almacenamiento estacional, a dotar de inercia a unas renovables que carecen de ella, permitiendo así alcanzar alta participación de las mismas.

HIDRÓGENO VERDE A PARTIR DE REFORMADO DE BIOMETANO. HIDRÓGENO DORADO

Aunque hoy día la tendencia es identificar el *hidrógeno verde* con el producido a partir de electrólisis renovable (normalmente en *balance neto*, como se ha



comentado previamente), existen otras alternativas para producir hidrógeno neutro en emisiones de CO₂. Una de las más maduras es el reformado con vapor de agua (SMR) del biometano, principalmente porque es la tecnología usada mayoritariamente a día de hoy para producir el hidrógeno de uso industrial, pero empleando gas natural como materia prima en lugar de biometano. El biometano es un gas renovable producido a partir de la limpieza (*upgrading*) del biogás, otro gas renovable que se forma a partir de la digestión anaerobia de residuos orgánicos, que se encuentran en los residuos sólidos urbanos, lodos de depuradora, restos de cultivos, deyec-

ciones ganaderas o residuos de las agroindustrias. El biogás contiene entre un 45 a 65% de metano, siendo el resto principalmente CO₂ con algunas impurezas ácidas, como el ácido sulfhídrico. Si bien el biogás puede ser quemado o usado en equipos de cogeneración, su mayor valor se alcanza cuando se somete al *upgrading*, proceso en el que se le retira el CO₂ y las impurezas, resultando un gas que contiene casi metano puro, y que es indistinguible del gas natural, salvo por el hecho de que el CO₂ que se libera en su combustión es biogénico, y por tanto neutro. Es decir, el CO₂ liberado fue tomado del ambiente originalmente por los organismos vege-

tales que formaron los residuos orgánicos de los que se obtiene el biogás y biometano.

Aplicar la tecnología SMR al biometano no entraña riesgo tecnológico, si bien en los costes de producción del hidrógeno influyen mucho el precio del biogás (hoy competitivo frente al gas natural) y del *upgrading*, que a su vez varía mucho en función del volumen del gas tratado. Este sí es un problema de esta tecnología: los residuos normalmente se producen en pequeños volúmenes, y es preciso centralizar el biogás para abaratar los costes del *upgrading*. En la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas

El reformado de biometano de todos los residuos sólidos urbanos de España permitiría producir el 32% del hidrógeno consumido actualmente para uso industrial

hemos desarrollado un modelo de producción y costes para el hidrógeno producido mediante SMR de biometano procedente de la digestión anaerobia de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) [4]. Los resultados del modelo arrojan una producción de 4 kg de hidrógeno al año por persona con un coste de producción de hidrógeno de menos de 4 €/kg para poblaciones mayores de 350.000 habitantes, del que un 60% viene dado por el biometano (40% del biogás y 20% del *upgrading*), un 5% por el mantenimiento y un 35% por la inversión. Para poner en contexto esta producción baste decir que, si toda la flota de

autobuses urbanos de Madrid capital fuese de pila de combustible, con un consumo de 12 kg de hidrógeno cada 100 km, se podría alimentar con el hidrógeno producido a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos de la ciudad.

Comparando la producción de hidrógeno a partir del reformado de FORSU con la producción electrolítica resulta que si se tratasen todos los residuos sólidos urbanos de España (47,35 millones de personas) con esta tecnología se producirían al año 189.400 toneladas de hidrógeno, que representa el 32% del hidrógeno consumido actualmente para uso industrial. Si ese hidrógeno quisiera ser producido por electrolisis demandaría 1,83 GW de electrolizadores, cuando la previsión es que en España se disponga de 4 GW en 2030 [5].

Una ventaja de la producción de *hidrógeno verde* a partir de residuos orgánicos mediante reformado es la posibilidad de tener emisiones negativas de CO₂. En efecto, dado que el CO₂ liberado en el proceso de reformado fue tomado originalmente del ambiente por las plantas que dieron lugar a los residuos orgánicos, si se captura se producen emisiones negativas, que pueden ser contabilizadas para compensar emisiones de sectores difusos e incluso rentabilizadas para reducir el coste del hidrógeno (80 €/ton CO₂ se reflejan como 1,56 €/kg en coste normalizado de hidrógeno). En la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas hemos designado a este hidrógeno producido a partir de residuos orgánicos con captura de CO₂ como *hidrógeno dorado*, dado que al verde original le quitamos el CO₂ (proceso azul), con lo que quedaría el color amarillo, que al estar tomado ya para el hidrógeno producido a partir del mix eléctrico, lo reconvertimos en dorado. El CO₂ que se libera en el reformado de biometano es de

unos 9,4 kg de CO₂ por cada kilogramo de hidrógeno producido. Esto supone que, por cada kilómetro recorrido por un autobús de pila de combustible (que consume 120 gramos de hidrógeno) se compensan 1,12 kg de CO₂, equivalentes a las emisiones de 12 coches recorriendo ese mismo kilómetro (90 g CO₂/km). O también, que un hogar de tres personas compensaría más de 112 kg de CO₂ al año, comparable con las emisiones de CO₂ debidas a la climatización de ese hogar si siguiese el estándar *Passivhaus* y estuviese en Madrid. Teniendo en cuenta el sobrecoste de inversión para retirar el CO₂ procedente del reformado, el coste normalizado del hidrógeno pasa a 3 €/kg para una población de 350.00 habitantes, siendo 2,4 €/kg debidas al biometano, 2,2 €/kg a la inversión y el mantenimiento y descontando 1,56 €/kg por tasa de CO₂ (a 80 €/ton CO₂).

COMBINACIÓN DE ELECTROLÍISIS Y REFORMADO. LA BIOMETANIZACIÓN

Lejos de enfrentar ambos sistemas de producción, es posible combinarlos a través de la denominada biometanización. En efecto, la tecnología P2G (*power to gas*) persigue producir gas natural sintético (metano) a partir de la reacción de Sabatier, que combina en un catalizador hidrógeno procedente de electrolisis con CO₂ capturado de algún foco emisor, produciendo CH₄ (gas natural sintético) y agua. Pues bien, la clave para reducir los actuales elevados costes de este proceso es disponer de una fuente de CO₂ barata. Es ahí donde entra en escena la digestión anaeróbica de residuos orgánicos para producción de biogás. Como ya se ha dicho, el biogás tiene una composición de hasta el 65% de metano y el resto principalmente CO₂. Es posible tanto inyectar en el digestor (producción *in-situ*) o en un reactor biológico in-

dependiente (producción *ex-situ*) el hidrógeno electrolítico para convertir así el CO₂ en CH₄, incrementando hasta un 70% la producción de metano del biogás original. De este modo se reemplaza el tradicional *upgrading* (limpieza del biogás para retirar el CO₂ y otras impurezas) por la biometanización, quedando tan solo un proceso final de depuración para eliminar el ácido sulfhídrico presente en el biogás [6].

Entre las ventajas que tiene la biometanización a partir de hidrógeno renovable de origen electrolítico se encuentra la aceleración de la transición energética. A día de hoy resulta complejo reemplazar el gas natural en quemadores industriales por hidrógeno puro. De hecho, tanto para el transporte como para la combustión sólo se toleran mezclas del 20% en volumen de hidrógeno con gas natural, lo que limita la reducción de emisiones de CO₂ al 7%. Si el hidrógeno permite incrementar la producción de biometano con el procedimiento descrito, tal biometano puede distribuirse al 100% por los actuales gasoductos y emplearse en los hornos industriales desplazando directamente el uso de gas natural. Recordemos que uno de los papeles clave del hidrógeno en la descarbonización es la sustitución del gas natural en la industria que demanda calor de alta temperatura, difícil de electrificar. Sin embargo, tal desplazamiento se ve como medida a largo plazo, siendo el biometano una tecnología disponible en el corto plazo [7]. De este modo se pueden combinar ambos recursos.

CONCLUSIÓN

La producción de hidrógeno vía electrolísis renovable exige que el precio de la electricidad baje hasta los 20 €/MWh para que su coste sea comparable con el del hidrógeno fósil, siendo preciso hasta entonces ir desplegando electrolizadores con subvenciones pa-



ra ganar madurez, así como renovables no gestionables. Cuando el nivel de despliegue de ambas tecnologías haya creado el marco adecuado para la reducción de costes, el hidrógeno electrolítico se convertirá en un sistema de energía de larga duración (LDES), que ayudará a mantener las altas tasas de penetración de las renovables no gestionables.

Un aliado del hidrógeno electrolítico será el producido a partir de residuos orgánicos, que permite integrar la economía circular de modo activo en el proceso de descarbonización y que puede jugar un papel relevante en el transporte público. Además, permitirá compensar emisiones inevitables de CO₂, ayudando con ello a la descarbonización de los sectores difusos.



Un aliado del hidrógeno electrolítico será el producido a partir de residuos orgánicos, que permite integrar la economía circular de modo activo en el proceso de descarbonización

De una u otra forma, el hidrógeno verde permite descarbonizar la economía en diferentes sectores y a diferentes ritmos. Lo más inmediato es reem-

plazar el hidrógeno gris que actualmente se emplea como materia prima en la industria química, refino, siderúrgica..., perteneciendo al medio plazo

su uso en el transporte, tanto pesado como ligero, al depender de la extensión de una red de hidrogeneras. En cuanto a su uso como sustituto del gas natural en procesos de combustión para industrias que demandan alta temperatura, puede hacerse de forma inmediata en mezclas de hasta el 20%, pero el efecto en la descarbonización es muy limitado. El empleo del hidrógeno en combustión al 100% se prevé a largo plazo (al menos en quemadores industriales, otra cosa es en motores alternativos o turbinas de gas), siendo ahí el biometano una opción más inmediata. Por tanto, se puede acelerar la transición energética en este sector mediante la biometanización con hidrógeno electrolítico del biogás procedente de residuos.

REFERENCIAS

- [1] L. Nelson, J. Lin et al., Green Hydrogen Guidebook, Green Hydrogen Coalition, August 2020.
- [2] Upstream Online, REPSOL produce hidrógeno a partir de biometano en una refinería española, World Energy Trade, 5 de octubre de 2021.
- [3] E. Taibi, H. Blanco, R. Miranda and M. Carmo, Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi 2020.
- [4] J.I. Linares, Y. Moratilla, E. Arenas, El papel del hidrógeno dorado en la descarbonización del sector residencial, Actas del VIII Congreso Nacional de Ingenieros del ICAI, 18 a 20 de noviembre de 2021.
- [5] Ministerio para la Transición ecológica y Retro Demográfico, Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable, MITERD 2020.
- [6] D. Rusmanis, R. O'Shea, David M. Wall & J.D. Murphy (2019) Biological hydrogen methanation systems – an overview of design and efficiency, Bioengineered, 10:1, 604-634.
- [7] E. M. Castellón, La patronal cerámica ASCER sitúa en 2050 las fábricas de azulejo con hidrógeno verde, El Mundo, 17 de junio de 2021. ●