
EL HIDRÓGENO COMO VECTOR PARA UN SISTEMA ENERGÉTICO RENOVABLE

JUAN JOSÉ ALBA RÍOS

JULIÁN BARQUÍN GIL

MÓNICA DÍAZ-OTERO NUÑEZ

CÉSAR MARTÍNEZ VILLAR

EDUARDO MOREDA DÍAZ

ENDESA

España, al igual que el resto de los Estados Miembros de la UE, se ha comprometido en un proceso de descarbonización de su economía que ha de llevar a un sistema neutro en emisiones de gases de efecto invernadero en 2050. Este proceso, cuya punta de lanza ha sido la descarbonización de la generación eléctrica, requiere de muy cuantiosas inversiones, pero ofrece también enormes oportunidades. No es exagerado afirmar que la naturaleza

de la economía española a mediados de siglo y más allá estará determinada por la forma en que se desarrolle este proceso.

La columna vertebral de esta transición energética es la sustitución de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) por fuentes de energía renovable. Esta sustitución es más fácil en la generación eléctrica, ya que la mayor parte de las fuentes de energía renovable son realmente fuentes de electricidad renovable. En particular la electricidad eólica y la fotovoltaica, que se han beneficiado de una reducción espectacular de costes en los últimos lustros, que se espera que continúe en los venideros. Aunque queda mucho camino por andar se puede afirmar que el proceso de descarbonización del sector eléctrico está ya en una trayectoria firme que cuenta, en general, con un amplio respaldo político y social.

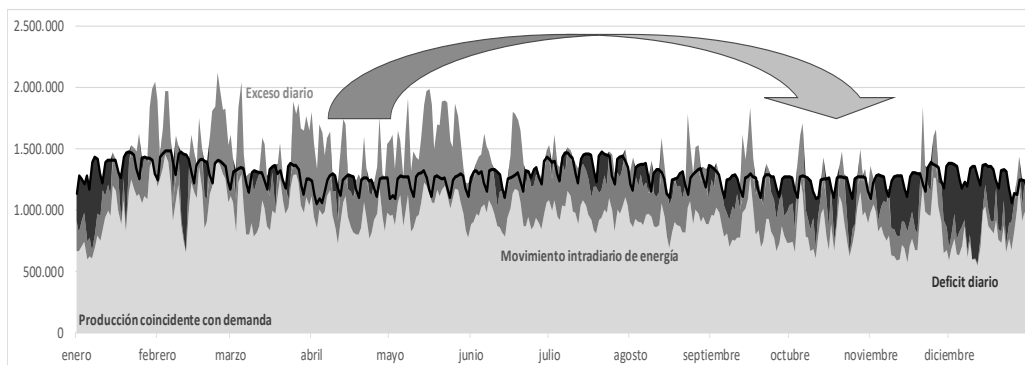
Por tanto, es necesario tratar la descarbonización de otros sectores, responsables de la mayor parte de las emisiones, donde hasta el momento los avances han

sido mucho más modestos. En particular, es preciso que el transporte y la industria sustituyan el petróleo y el gas natural por energías renovables. La principal palanca de este proceso será la electrificación de ambos sectores, pero existen nichos donde no va a ser técnicamente posible o económicamente viable. En estos casos se hace necesaria la presencia de un vector energético adicional: el hidrógeno.

El hidrógeno es por tanto una forma de vehicular energía renovable, principalmente eléctrica como se argumenta más adelante, para estas actividades de difícil o imposible electrificación. Pero es que además viene a resolver un problema que plantea un sistema eléctrico renovable: el de la gestión estacional de generación variable eólica y fotovoltaica.

El resto del artículo se estructura como sigue. En la sección siguiente se trata de la forma en la que el hidrógeno puede contribuir a resolver el problema del balance estacional de la generación eléctrica renovable. A continuación, se trata de la forma en

FIGURA 1
ESCENARIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (2050)



Fuente: Elaboración propia

que es posible pasar de un sistema de transporte basado en el petróleo en uno renovable, y del papel del hidrógeno en esta transformación. Una transformación paralela, la sustitución del gas natural, es tratada seguidamente. Se pasa entonces a estudiar el papel del hidrógeno como materia prima y su papel en la descarbonización de la economía. En una sección posterior se tratan de las implicaciones que todas estas transformaciones paralelas tienen y en la estructura previsible del sistema de hidrógeno que las haga posible. Ello tiene, a su vez, ciertas consecuencias regulatorias que se tratan a continuación. Finalmente se concluye.

GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE, BALANCE ESTACIONAL Y VERTIDOS ↓

Tanto la generación eólica como la fotovoltaica presentan una muy elevada variabilidad temporal. En el caso de la fotovoltaica, que es la tecnología de generación que crece de una manera más señalada, tenemos un ciclo diario al que se superpone un ciclo estacional verano/invierno. La energía eólica es más imprevisible, pero varios días de mucho viento pueden dar paso a otros tantos de muy poco, y en general suele ser mayor en marzo y meses aledaños, tal como refleja el refranero popular.

Las baterías de almacenamiento eléctrico se han beneficiado de una reducción de costes espectacular, tan solo comparable a la que ha tenido lugar en el sector fotovoltaico. Serán de enorme utilidad para la gestión de los ciclos diarios y la provisión de energía firme, pero no serán capaces de gestionar los ciclos estacionales.

La figura 1 ilustra la razón de esto. Los resultados son de un escenario de demanda y generación eléctrica en el año 2050. Existe un exceso de generación en primavera (máximo eólico) y verano (máximo fotovoltaico) que, en principio, podría cubrir el déficit en otoño e invierno. Para ello es preciso almacenar la energía producida a lo largo del año.

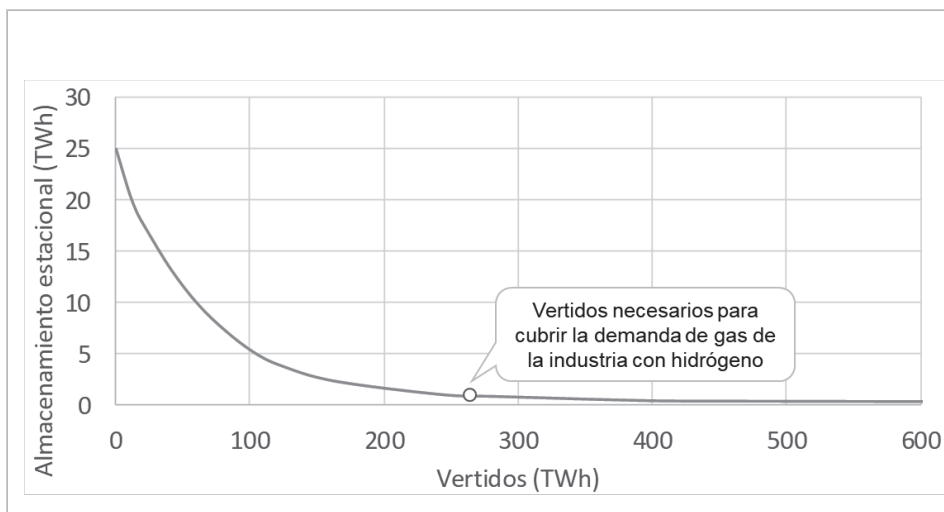
Las baterías son una forma muy eficaz de almacenamiento para el ciclo diario, pero no para este ciclo estacional. La razón es doble. Por una parte, la energía que hay que almacenar de, por ejemplo, día a noche (el exceso o déficit diario) es mucho menor que la que hay que almacenar de una estación a otra (el exceso o déficit estacional) que es la suma de los excesos o déficits de varios días. Por tanto, la capacidad de almacenamiento que requiere el almacenamiento diario es substancialmente menor a la que requiere el almacenamiento estacional. Por otra parte, un almacenamiento diario reparte su coste (básicamente fijo) en 365 ciclos durante un año. El coste por kWh almacenado es, por tanto, moderado. Esto contrasta con el caso estacional, donde tan solo existe un ciclo por año.

Para solucionar este desequilibrio estacional sería necesario un sistema de almacenamiento masivo cuyo coste, por kWh almacenado, sea mucho menor que el de las baterías. Esto está, al menos por ahora, fuera del alcance de la tecnología actual.

Pero si no miramos aisladamente el sistema eléctrico, sino que consideramos conjuntamente todo el sistema energético, la situación es diferente. En cualquier caso, en un sistema eléctrico bien diseñado, es inevitable que aparezcan una cierta cantidad de vertidos. Lógicamente, la magnitud de estos vertidos decrecerá con la magnitud del sistema de almacenamiento, tal como se muestra en la figura 2, que muestra los resultados de un análisis de Endesa enfocado en un posible sistema eléctrico 100% renovable en 2050. Y es también lógico que, desde el punto de vista estrecho que únicamente contempla el sistema eléctrico, haya una cierta cantidad de vertidos que sea económicamente óptima.

Pero limitarse a este análisis estrecho sería un grave error. La razón es que el objetivo no es la descarbonización del sector eléctrico sino más bien la descarbonización de la economía. Los vertidos son, en este sentido, un valioso recurso ya que pueden ser convertidos en el hidrógeno renovable que transpor-

FIGURA 2
RELACIÓN ENTRE ALMACENAMIENTO ESTACIONAL Y VERTIDOS



Fuente: Elaboración propia

te e industria van a necesitar. Por tanto, el criterio de diseño del sistema eléctrico no va a ser simplemente cubrir la demanda eléctrica en sentido estricto, que en cualquier caso va a ser mayor que la actual debido a la electrificación de la economía. El criterio va a ser cubrir la demanda eléctrica y la demanda de hidrógeno, inextricablemente ligadas.

Este sistema integrado electricidad-hidrógeno requiere tres elementos básicos:

1. Electrolizadores que utilicen el exceso de electricidad renovable para extraer hidrógeno del agua. Hoy en día la tecnología más madura es la de los electrolizadores alcalinos, aunque existe un gran esfuerzo de desarrollo en el campo de los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) y de investigación y desarrollo de otras tecnologías. En cualquier caso, estamos asistiendo a un proceso de reducción de costes e incremento de eficiencia, del 80% actual al 85% o 90%. Estos electrolizadores podrán instalarse, deseablemente, en las cercanías de los lugares de consumo, para minimizar las necesidades de transporte. Es más barato y eficiente transportar la electricidad hasta los electrolizadores que transportar el hidrógeno a los consumidores.
2. Almacenamientos subterráneos. Por ejemplo, en cavernas de sal u otras formaciones geológicas. Aunque parece no haber grandes limitaciones en disponer de la capacidad necesaria, que es substancial, es preciso tener presente que no siempre los actuales almacenamientos de gas natural son apropiados para el hidrógeno.
3. Para mantener el necesario nivel de seguridad de suministro del sistema eléctrico será necesari-

rio disponer de generación firme libre de emisiones. Es posible que contribuyan a cubrir esta necesidad sistemas de generación eléctrica a partir de hidrógeno. Las células de combustible son una tecnología en la que asistimos también a reducciones de costes significativas y que presenta eficiencias superiores al 50%. Pueden ser pequeñas (de hecho, existe la posibilidad de instalarlas en coches) aunque no tienen por qué serlo siempre. Si se requieren grandes instalaciones, ciclos combinados de hidrógeno (similares a los actuales ciclos combinados de gas natural) pueden tener eficiencias comparables y, probablemente, ser más baratos. Pero hay que tener en cuenta que el proceso de producir hidrógeno con electricidad para luego volver a producir electricidad con éste es muy ineficiente, por lo que el uso de esta posibilidad debería mantenerse al mínimo posible.

EL FIN DE LA ERA DEL PETRÓLEO Y EL FUTURO DEL TRANSPORTE ↓

Hoy en día el petróleo y sus derivados suponen algo más de la mitad de la energía consumida en España, siendo el transporte su uso principal. Esto es debido a la muy baja eficiencia de los motores térmicos de gasolina o de gasoil, del orden de un 25% a la que hay que añadir las pérdidas en refino y el coste energético del transporte de combustible (Deloitte, 2017). Es ésta una de las principales razones que están impulsando la electrificación del transporte, ya que un coche eléctrico, aun incluyendo las pérdidas eléctricas en transporte y distribución, tiene una eficiencia que se supera normalmente el 80%, unas 4 veces superior. Consumo eléctrico que, cada vez más, es de origen renovable. A ello hay que añadir la ausencia de emisiones in situ, la facilidad de man-

tenimiento y la muy larga vida útil de los vehículos eléctricos, cada vez más baratos por el espectacular descenso del coste de las baterías.

Por tanto, cabe esperar que allá donde sea posible, el transporte sea de naturaleza básicamente eléctrica. Ésta será la situación muy mayoritaria en el transporte terrestre, donde coches, camiones y ferrocarriles eléctricos serán los medios más usados. Hay que tener presente que estamos asistiendo no solamente a un cambio del combustible usado en el transporte, sino también en su propia naturaleza. Este cambio está propiciado por la electrificación, e incluye la extensión generalizada de medios de transporte ligeros (p. ej. patines), del alquiler o leasing de vehículos, o de la intermodalidad. En suma, la naturaleza del transporte personal está en un estado de flujo. La electrificación no solamente es compatible con este proceso, sino que además facilita el cambio que la sociedad reclama.

No obstante, existen nichos donde la electrificación no será factible. Estos nichos probablemente incluyan parte del transporte terrestre pesado, el transporte marítimo (en especial el de alta mar) y la aviación. En estos casos se seguirán necesitando combustibles. El hidrógeno, sea comprimido o licuado, es una alternativa prometedora para el transporte terrestre. En el caso de transporte marítimo es también factible, aunque derivados del hidrógeno como el amoníaco son también prometedores (Gallucci, 2021). Las pérdidas de eficiencia en la producción de amoníaco a partir de hidrógeno se verían compensadas por una mayor facilidad de almacenamiento. Adicionalmente, existen sinergias con la necesidad de amoníaco por la industria química, que se trata más adelante.

Finalmente, la aviación es el sector que presenta los mayores desafíos. El peso es aquí una restricción fundamental, lo que puede jugar en contra del hidrógeno que requiere de contenedores pesados si es presurizado o de tecnología compleja si licuado. Dicho esto, existen proyectos de aviones que producen electricidad a bordo usando células de combustible eficientes que alimentan motores eléctricos (Ansell y Haran, 2020). Otra alternativa es la transformación de hidrógeno en combustibles sintéticos (Transport and Environment, 2021). En caso de que estos combustibles contengan carbono es preciso encontrar una fuente que no implique emisiones adicionales de dióxido de carbono. Una vía podría ser la biomasa, siendo el tratamiento con hidrógeno una forma de incrementar su poder calorífico y, en general, mejorar sus propiedades. Otra alternativa, objeto de investigación hoy en día, sería obtenerlo directamente de la atmósfera. El proceso es, sin embargo, intensivo en energía.

SUBSTITUYENDO GAS NATURAL ↓

El gas natural es hoy en día una fuente de energía de importancia fundamental en la economía espa-

ñola. Su principal uso es la producción de calor. Es preciso distinguir aquí entre calor de baja temperatura y de alta temperatura. Aunque no existe una definición universalmente aceptada, sistemas domésticos que no superan el punto de ebullición del agua pertenecen a la primera categoría, mientras que sistemas industriales destinados a calentar a cientos de grados pertenecen a la segunda.

La mayor parte del calor de baja temperatura se dedica a la calefacción de hogares y negocios. En este segmento las bombas de calor son mucho más eficientes, 3 o 4 veces más, que la quema de combustible, sea gas natural o hidrógeno (IDAE, 2014). La desventaja tradicional de estos dispositivos era la dificultad de operar en ambientes de baja temperatura. No obstante, se ha asistido a una mejora muy substancial de la tecnología en los últimos años. Esto explica, por ejemplo, que el mercado escandinavo de bombas de calor sea uno de los principales de Europa (Johansson, 2021). Las condiciones climáticas en España son, a priori, mucho más favorables. Por ello, no es de esperar que el hidrógeno sea la principal fuente de energía en este segmento, con algunas excepciones muy puntuales.

La discusión para el sector de alta temperatura es más compleja. Se trata aquí, en su mayor parte, de procesos industriales muy variados. En algunos casos existen alternativas, muchas de ellas eléctricas (Madeddu *et al.*, 2020), mientras que en otros el hidrógeno se muestra como la opción más viable. La investigación y desarrollo de estas alternativas es un tema de gran relevancia, que determinará en que forma electricidad e hidrógeno se reparten el suministro energético de la industria, hoy en día dominado por el gas natural.

EL HIDRÓGENO COMO MATERIA PRIMA ↓

En adición a su importancia como fuentes de energía, los combustibles fósiles tienen también un papel relevante como materia prima en varios procesos industriales. En muchos de estos casos el hidrógeno puede jugar también este papel.

En los altos hornos se produce acero mediante procesos que requieren mineral de hierro y carbón de coque. El coque juega un doble papel: como fuente de energía y como agente químico reductor. El hidrógeno puede jugar también ambos papeles (Vogl V., Åhman M. y Nilsson L.J., 2018). Existen ya plantas de demostración cuya misión es explorar esta tecnología, con vistas a su posible desarrollo a gran escala.

La industria química es hoy en día la principal consumidora de hidrógeno. La mayor parte se obtiene del reformado del gas natural, proceso que es intensivo en emisiones de dióxido de carbono. Su substitución por hidrógeno renovable permite evitar estas emisiones (Ghavam *et al.*, 2021). La importancia de estos procesos químicos no puede ser subestimada. Inclu-

yen, por ejemplo, la síntesis de amoníaco necesaria, entre otras cosas, para la fabricación de abonos nitrogenados. Tengamos presente que hoy se producen alimentos para una población mundial unas seis veces superiores a la existente hace un siglo, sin un incremento ni lejanamente comparable del terreno dedicado a la agricultura. Estas necesidades crecerán en el futuro, conforme sociedades más ricas reclamen un mayor consumo de carne que requiere de un incremento elevado de ciertas cosechas (1). A esto hay que añadir la fabricación de plásticos y otros productos.

IMPLICACIONES ↓

El hidrógeno resulta ser un elemento fundamental en una serie de funciones: balance del sistema eléctrico, transporte marítimo y aéreo, fuente de energía y materia prima en la industria. Existen evidentes sinergias entre estos sectores que apuntan hacia una imagen, todavía difusa, del futuro sistema de hidrógeno.

Un primer comentario es que es probable que este hidrógeno sea fundamentalmente renovable y de origen electrolítico. Primeramente, porque es una necesidad para el balance del sistema eléctrico. En segundo lugar, porque es previsible que sea más barato que las alternativas fósiles, a tenor del descenso esperado en el coste de la generación renovable eléctrica. Además, el hidrógeno de origen fósil requiere de tecnologías de captura y almacenamiento de dióxido de carbono. Estas tecnologías llevan lustros discutiéndose en el contexto del carbón, sin que hayan acabado de despegar tecnológicamente ni de ganar aceptabilidad social. Finalmente, esta vía implica una fuerte dependencia energética del exterior, que podría no ser prudente como nos recuerda el comportamiento actual del sistema gasista.

En un sistema dominado por hidrógeno de origen electrolítico es de esperar que el sistema de transporte requerido sea substancialmente más pequeño que el sistema de transporte de gas natural actual. Primero, porque la cantidad total de energía a vehicular será más pequeña. La cantidad de gas, hidrógeno o de otra naturaleza, necesaria en climatización de hogares y negocios va a ser mucho más pequeña que hoy en día, sino es que resulta ser innecesaria. El gas requerido por la industria va a ser también significativamente menor, debido a la electrificación de numerosos procesos.

En segundo lugar, una parte significativa de este hidrógeno será de producción nacional. Por tanto, la producción estará más próxima al consumo, y las infraestructuras de transporte requeridas menores (Agora Energiewende, 2021). Exactamente qué parte del consumo será nacional y que parte importada está por determinar. Ciertamente es técnicamente posible producir hidrógeno en el norte de África y transportarlo a España y Europa. Si esto es deseable

o prudente es otra cuestión. En suma, es muy posible que nunca veamos tal cosa como una red paneuropea de transporte de hidrógeno, siendo por tanto la situación muy diferente a la del gas natural.

La posible red de distribución de hidrógeno tiene un futuro, si cabe, más dudoso aún. Los consumos futuros esperables de hidrógeno están relativamente concentrados (puertos, aeropuertos y polos industriales) y, por tanto, no requieren de grandes infraestructuras de distribución. Los usuarios más dispersos, y en particular los consumidores domésticos, tendrán sus consumos energéticos casi completamente electrificados, lo que hará innecesario nada análogo a la actual red de distribución de gas natural.

Estos puntos tienen claras consecuencias regulatorias. Pero antes de pasar a considerarlas, algunas reflexiones sobre el papel de la biomasa o los biocombustibles pueden estar en orden. En principio, la biomasa puede ser la fuente de combustibles renovables, desde biodiesel a biometano. Pero la cantidad disponible está limitada, y es preciso por tanto decidir qué uso se le va a dar. IDAE (IDAE, 2011) estima el potencial de producción de biogás en España en 20,6 TWh. Siendo una cantidad significativa, es muy inferior al consumo actual de gas natural. Naturalmente, es siempre posible especular con importaciones masivas de otros países. Sin embargo, en un escenario de demandas crecientes sobre el sector agrícola mundial y de muy posiblemente crecientes restricciones ecológicas sobre el mismo (p. ej. mantenimiento de la biodiversidad o mayores restricciones sobre el ciclo biogeoquímico del nitrógeno) están importaciones podrían ser caras o poco prudentes. En suma, parece que la estrategia más prometedora es dedicar la biomasa a aquellos sectores más difíciles de tratar, como la aviación.

POLÍTICA REGULATORIA ↓

El hidrógeno renovable será un elemento fundamental del futuro sistema energético. El coste y las características de las tecnologías necesarias (electrolizadores, células de combustible, etc.) están mejorando rápidamente, pero todavía requieren de un desarrollo substancial. En muchos sentidos, la situación es similar a la de las tecnologías renovables unos lustros atrás.

Esto sugiere la necesidad de un apoyo público a estas tecnologías. Dicho apoyo, sin embargo, no debe ser el mismo que se dio entonces a las energías renovables, dadas las muy diferentes características técnicas. Debe estar además ligado al hidrógeno renovable en general y electrolítico a partir de electricidad verde en particular, sin malgastar recursos escasos en otras vías.

Es natural que inicialmente este apoyo se ligue a la sustitución del hidrógeno fósil, que ya se consume en cantidades apreciables por la industria. Naturalmente, habrá que analizar si la mejor opción es la

electrolisis en la proximidad de la industria, o si es más económico situarlos en la proximidad de plantas renovables y transportar el hidrógeno producido. Pero esto es posiblemente secundario respecto a la necesidad de crear un mercado de electrolizadores.

La estrategia que parece no tener mucho sentido es la de proceder a la mezcla (blending) con el gas natural en el sistema de transporte (Bard *et al.*, 2022). Primero, este no es el camino más indicado para desarrollar las tecnologías de hidrógeno necesarias, ya que en el momento presente implica la inyección de cantidades muy marginales de hidrógeno en un sistema que sigue siendo básicamente de gas natural. La práctica de los transportistas de gas en dar la mezcla en tanto por ciento de volumen en vez de tanto por ciento en energía (más relevante en el contexto de la política energética) infla el grado de inyección (2).

Peor aún, el blending implica el riesgo de cierre (lock-in) en una tecnología de gas obsoleta. El cuello de botella de la sustitución de gas natural por hidrógeno no está en la infraestructura de transporte y distribución (que de todas formas presenta problemas serios) sino más bien en las aplicaciones finales. Estas admiten hoy en día niveles de mezcla de hidrógeno muy diferentes. Si están en la misma red de distribución habrá un nivel de mezcla en que será necesario el cambio simultáneo de todos los aparatos de uso final de modelos que quemen gas natural con algo de hidrógeno a otros que quemen hidrógeno puro o quizá hidrógeno con algo de gas natural. La parte de la red de distribución afectada tendrá un gas distinto que el resto de la red, lo que probablemente requerirá de sistemas de separación, que suponen una inversión adicional significativa y que presentan sus propias restricciones y problemas de operación. En suma, no existe tal cosa como un cambio gradual de hidrógeno a gas natural: el cambio es posible pero complejo, caro e ineficiente. Es una situación completamente distinta del cambio histórico de gas ciudad a gas natural (H21 Leeds City Gate, 2016). Por otra parte, un cambio gradual de gas natural a electricidad es perfectamente factible, siendo el único requisito, posiblemente, el gradual refuerzo de la red de distribución eléctrica.

En términos generales es preciso comenzar a ver la red de gas natural como un activo en esencia hundido, donde solamente algunas instalaciones serán reutilizables para el transporte y distribución de hidrógeno. Esto reclama que la inversión en nuevos activos regulados sea muy prudente y considere vidas útiles inferiores a las vidas útiles técnicas.

Es necesario garantizar que los recursos se orienten hacia el hidrógeno renovable. Los sistemas de garantías de origen han sido propuestos como una posible vía. Sin embargo, estos sistemas deberían ser substancialmente diferentes de los actuales. El sistema de garantías de origen actual se basa en garantías emitidas con un año de retraso, y que por

lo tanto no reflejan la naturaleza de la electricidad realmente consumida por el electrolizador. Deben ser cuidadosamente diseñados para evitar el riesgo de una doble contabilidad, tanto de la electricidad renovable como al mismo tiempo del hidrógeno que ésta produce. Y finalmente, se corre el riesgo de convertirse en un producto puramente financiero, incapaz de financiar de forma eficiente a los agentes con capacidad tecnológica que han de invertir en instalaciones físicas de hidrógeno renovable.

Subsidios a la capacidad de electrolisis (€/MW) podrían ser un instrumento apropiado. La propia dinámica del mercado, que incentiva a usar electricidad en períodos de precios bajos cuando la electricidad tiene una componente renovable mayoritaria, tenderá a asegurar de forma natural los criterios de adicionalidad y simultaneidad temporal que aparecen en la regulación europea.

CONCLUSIONES

El hidrógeno resulta así un vector de importancia capital en la transición energética hacia un sistema descarbonizado. Estará íntimamente integrado con el sistema eléctrico y con diversas actividades industriales tanto como fuente de energía como materia primera.

Lo que no cabe esperar es que su papel sea muy similar al que actualmente tiene el gas natural. El gas natural es uno de los principales combustibles fósiles importados en Europa, siendo mayoritariamente usado como fuente de calor y electricidad. Muy al contrario, el hidrógeno será producto de la electricidad y tendrá un papel importante pero no dominante en el sector de calor, previsiblemente muy pequeño en el del calor de baja temperatura. Esto a su vez implica una red de transporte de hidrógeno con una arquitectura muy diferente de la que ahora tiene la de gas natural.

Esto no implica que el actual sector del gas natural no tenga relevancia en el futuro sector del hidrógeno. Muy al contrario, la experiencia acumulada en la operación de gases industriales y el personal técnico que actualmente opera el sector del gas son activos de importancia crítica. Pero sí que implica que una parte mayoritaria de las actuales infraestructuras de transporte y distribución de gas natural son activos hundidos. En este sentido, y como cualquier activo hundido, la cuantía de la inversión realizada es en realidad irrelevante a la hora de planificar el futuro sistema, independientemente de cómo se cumplen con los compromisos que se pudieran haber adquirido con las compañías reguladas implicadas.

En este sentido tampoco parece razonable promover regulaciones que sean un calco de las actuales regulaciones de gas natural. Muy al contrario, se ha de pensar en una regulación proactiva, más orientada al desarrollo e incentivación del uso de las nuevas infraestructuras e incentivos que a la recuperación

de los costes ya incurridos. La tensión entre regulaciones orientadas a incentivar la inversión y uso óptimos con regulaciones orientadas a la recuperación de costes es un problema regulatorio clásico. En una situación de transición como la actual la maximización del beneficio social requiere una atención particularmente intensa al primer problema, al tiempo que no se olvide que se está en un marco general que debe promover también, entre otras cosas, la electrificación renovable.

NOTAS ↓

- [1] Las vacas son una forma bastante ineficiente de transformar soja en filetes.
- [2] Por ejemplo, un 5% en volumen (número mencionado en propuestas de regulación) es menos de un 2% en energía.

REFERENCIAS ↓

Deloitte (2017). Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050. Recomendaciones para la transición.

Gallucci, M. (2021) Why the Shipping Industry Is Betting Big on Ammonia. IEEE Spectrum, Feb. 2021.

Ansell, P.J. y Haran, K. S. (2020) Electrified Airplanes: A Path to Zero-Emission Air Travel. IEEE Electrification Magazine, June 2020.

Transport and Environment (2021) FAQ: The What and How of e-kerosene Why the aviation sector needs e-kerosene, and how to deploy it sustainably. Transport and Environment, Feb. 2021 .

IDAE (2014) Síntesis del Estudio Parque de Bombas de Calor en España. Estudios IDAE 001 , 2014.

Johansson, P. (2021) Heat pumps in Sweden – A historical review, Energy, Elsevier, vol. 229(C).

Madeddu, S. et al. (2020) The CO2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat), Environ. Res. Lett. 15 (2020)

Vogl V., Åhman M. y Nilsson L.J. (2018), Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking, Journal of Cleaner Production, Volume 203, 2018.

Ghavam S., Vahdati M., Wilson I.A.G. and Styring P. (2021) Sustainable Ammonia Production Processes. Front. Energy Res. 9:580808.

Agora Energiewende (2021) No-regret hydrogen. Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe. Agora Energiewende, Feb. 2021 .

IDAE (2011) Situación y potencial de generación de biogás. Estudio técnico PER 2011-2020.

Bard J, Gerhardt N., Selzam P., Beil M, Wiemer M, y Budziesiek M. (2022) A study on the use, limitations and cost of hydrogen blending in the European gas grid at the transport and distribution level, Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology (IEE) report, Jan. 2022.

H21 Leeds City Gate Project (2016) Technical Report. Disponible en <https://h21.green/projects/h21-leeds-city-gate/>