

La utilización de las energías renovables para minimizar el impacto ambiental de la relación energía-agua y la utilización del hidrógeno como almacenamiento energético

Luis Carlos CORREAS USÓN, Director Gerente, Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón

Carlos Javier NAVARRO ESPADA, Director General de Industria y de la PYME, Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón; Vicepresidente, Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón

Resumen

El hidrógeno se postula como un nuevo vector energético complementario de la electricidad y sustitutivo de los combustibles fósiles en el transporte, si bien la evolución tecnológica y la inversión en infraestructuras en la próxima década determinarán el porcentaje de cada vector en el panorama energético futuro. Su importancia radica en que podría ser el único combustible alternativo susceptible de abastecer a las flotas de transporte por capacidad de generación.

La generación del hidrógeno, para satisfacer los criterios de sostenibilidad, debería de utilizar fuentes renovables y no emisoras de contaminantes ni gases de efecto invernadero, de ahí la importancia de un adecuado acoplamiento con la generación de electricidad renovable. Más aún, siendo el agua la materia prima para la obtención del hidrógeno, existen implicaciones importantes que interrelacionan el ciclo del agua con el ciclo del hidrógeno como vector energético.

Asimismo, la reflexión sobre la utilización cada vez mayor en términos absolutos y relativos de fuentes renovables en la generación eléctrica conlleva a la necesidad de una mayor, y quizá distinta, capacidad de adaptación de demanda y producción de energía eléctrica, incluyendo soluciones de almacenamiento. En este aspecto, el hidrógeno puede jugar un papel importante en ciertas aplicaciones vinculadas con las energías renovables.

Finalmente, la sustitución progresiva de las tecnologías basadas en combustibles fósiles a hidrógeno supone un cambio cuya magnitud exige una visión estratégica a largo plazo que implique a administraciones, ciudadanos y empresarios, que ya empieza a perfilarse en varios lugares del Planeta.

Parches y panaceas

Los humanos percibimos y experimentamos numerosas formas de energía entre las que conviene distinguir entre **fuentes energéticas y vectores energéticos** ([1]). Aunque no siempre está clara la distinción entre fuente y vector, sí que se puede distinguir un vector energético como aquella forma de energía que ha requerido de una fuente anterior para su obtención. En sentido estricto, las fuentes de energía son el sol, los isótopos radiactivos en la corteza terrestre y la energía de las mareas (origen gravitacional). De forma natural asumimos que el viento, las olas, los saltos de agua, la biomasa, el carbón y el petróleo (energía solar fósil) son fuentes de energía. Por el contrario, la electricidad, los productos del refinado de petróleo y los biocombustibles son los vectores energéticos más ubicuos actualmente. El hidrógeno, por su parte, se postula como un nuevo vector energético complementario de la electricidad y sustitutivo de los combustibles fósiles en el transporte, si bien la evolución tecnológica y la inversión en infraestructuras en la próxima década determinarán el porcentaje de cada vector en el panorama energético futuro.

En 2005 se consumieron en el mundo 11.434 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep¹), de las que un 81%, procedía de fuentes fósiles ([2]), porcentaje que se eleva al 87,3% con la contribución de la energía nuclear, que no es renovable. El resto supone un 10% de biomasa y revalorización de residuos, un 2,2% de hidráulica y un magro 0,5% de lo que habitualmente reconocemos como "energías renovables". Estas cifras corresponden al consumo de energía primaria². Atendiendo al consumo final de energía³, o la forma en la que se empleó finalmente, detraídas pérdidas por transformación, transporte y distribución, cabe destacar que un 37% de la energía se utilizó directamente, un 43% se convirtió previamente en derivados petrolíferos, y el 20% se empleó como electricidad. Es concluyente por lo tanto el **predominio de los vectores energéticos** en el uso de la energía, siendo la electricidad muy relevante aunque no mayoritario y correspondiendo a los **derivados del petróleo** la distinción de ser el vector energético por excelencia en nuestra sociedad y modelo económico.

El caso de España para el año 2007 ([3]) arroja unas cifras de 147 Mtep de consumo de energía primaria y unos porcentajes muy similares a las estadísticas mundiales, quizá más preocupantes: un 83,6% de fuentes fósiles, un 93,4% de fuentes no renovables, 3,4% de biomasa y residuos, 1,6% de

¹ La tonelada equivalente de petróleo (tep) es una unidad de energía igual a 10 millones de kilocalorías (kcal) o 11,6 MWh de electricidad. Existe una metodología establecida para hallar la equivalencia en tep para cada fuente de energía ([2, 4]).

² TPES, Total Primary Energy Supply.

³ TPC, Total Final Consumption.

hidráulica, y el otro 1,6% restante fundamentalmente debido a la eólica. En cuanto a consumo final de energía, un 20% de electricidad más un abultado 57,1% de productos petrolíferos. Nuestra mayor **dependencia energética** como país y nuestra **intensidad en el uso del transporte** quedan evidenciadas en estas cifras.

Las particularidades de cada territorio quedan patentes conforme realizamos este análisis a una escala menor. Así, las cifras de consumo de energía primaria para Aragón ([4]) indican que un 87% proviene de fuentes fósiles, donde se aprecia la existencia de abundante recurso de carbón regional, siendo el 13% restante renovable, con un reparto a tercios entre hidráulica, eólica y biomasa. Es pertinente subrayar la diferencia del 0,5% mundial de renovables en conjunto⁴ con el 1,6% de eólica para España y el 4% para Aragón. La reflexión sobre estas instantáneas de cifras conlleva a que el grado y estructura de autoabastecimiento energético depende de los propios **recursos endógenos**, aunque también del éxito en impulsar nuevas tecnologías.

La previsión de la evolución del consumo tanto de energía primaria como final de energía arroja un escenario nada halagüeño, dentro de la incertidumbre sobre tendencias y la imposibilidad de predecir rupturas tecnológicas o de otra índole. La publicación de la Agencia Internacional de la Energía, World Energy Outlook 2006 ([5]), en su preámbulo establece: "**El futuro energético que estamos creando es insostenible**. Si continuamos como hasta ahora, el suministro energético para satisfacer las necesidades de la economía mundial en los próximos 25 años es demasiado vulnerable a fallos provenientes de falta de inversión, catástrofe medioambiental o interrupción súbita del suministro". Según este estudio, y siguiendo el Caso de Referencia, el consumo energético crecerá en un promedio del 1,6% anual hasta 2030, debido a la presión de las economías emergentes, manteniéndose el porcentaje de los combustibles fósiles en el entorno del 80%. El aumento de la dependencia exterior para los países emergentes y de la OCDE provocará mayores tensiones por la vulnerabilidad de la economía a escaladas del precio del crudo, máxime habida cuenta de la insensibilidad de la demanda con respecto al precio. Existen dudas sobre la capacidad y la voluntad de las compañías petroleras y gasistas en invertir en las infraestructuras energéticas necesarias para satisfacer la demanda creciente. Las emisiones de CO₂ crecerán en un 1,7% anual, siendo los países emergentes responsables de tres cuartas partes de dicho crecimiento. En cualquier caso, la realidad seguirá su propio camino, posiblemente en la línea del Caso Alternativo planteado en la misma fuente ([5]), en la que, gracias a la concienciación y actuación de gobiernos, se podría alterar la previsión, eso sí, poniendo en escena cambios tecnológicos que fructifiquen en un **nuevo paradigma energético**.

⁴ Descontada la hidráulica y la biomasa, según la metodología de la Agencia Internacional de la Energía.

La evolución del peso relativo de las fuentes de energía en el horizonte del año 2030 indica una reducción relativa del petróleo a costa de mayor consumo de gas natural y carbón, lo que vendrá motivado de manera natural por la evolución de precios y disponibilidad, pero no resolverá el problema de las emisiones de CO₂ ni de la **sostenibilidad a largo plazo**. El desarrollo de la nuclear y de las energías renovables dependerá del apoyo o rechazo político y social. Otras alternativas tecnológicas, tales como los reactores de fisión de cuarta generación deberán esperar necesariamente más allá de 2030 para alcanzar la madurez comercial, y en cuanto a la fusión nuclear, no se pueden establecer plazos.

Existen dos visiones ([6], [7]) según las cuales toda la energía eléctrica necesaria se puede obtener bien mediante energías renovables o bien mediante energía nuclear. Ambas visiones coinciden en opciones tecnológicas factibles hoy para aprovechar recursos suficientemente abundantes y sin emisiones de gases de efecto invernadero. Ambas opciones, en cambio, dejan abierta la cuestión de la gestión del sistema eléctrico tal y como lo conocemos actualmente, basado en una variedad de tecnologías ("mix" de producción) y con mecanismos para poder casar la demanda con la producción eléctrica en cada momento. Estando las energías renovables sujetas a la variabilidad meteorológica y siendo las centrales nucleares sistemas de difícil (o imposible) regulación en potencia, es aventurado predecir que un **sistema eléctrico** pueda basarse únicamente en renovables y nuclear, al menos tal y como lo conocemos hoy en día.

En el **sector transporte** ocurre lo contrario: en lugar de un "mix" de fuentes de energía, la **hegemonía de los derivados del petróleo** es total, con más de un 95% de cuota ([8]). Igual que en el caso de la electricidad, no se prevé que hasta 2030 la gasolina y el gasóleo sean desplazados como combustibles mayoritarios⁵. En cambio, muchos combustibles candidatos pretenden entrar en liza, como los gases licuados del petróleo (GLPs), gas natural, combustibles líquidos obtenidos por el procedimiento Fischer-Tropsch, el etanol, el metanol, el biodiesel, el dimetiléter, la electricidad y el hidrógeno. Las razones para una dominación actual tan grande por parte de un solo combustible son variadas y se refuerzan mutuamente: la estandarización del sector automoción, el coste de despliegue de una logística e infraestructura para un mayor número de combustibles, el cambio a tecnologías de manejo de combustibles gaseosos en lugar de líquidos, y un precio tradicionalmente bajo de la gasolina.

El desarrollo tecnológico de las motorizaciones también permitirá una desaceleración de la presión del sector transporte sobre el petróleo, mediante las **motorizaciones híbridas o eléctricas** puras, si bien estas últimas pueden condicionar el uso del vehículo. La evolución tecnológica prevé acumuladores

⁵ De hecho, en Estados Unidos, la cuota de mercado del gasóleo es muy baja, del orden del 5%, en contraste con Europa y Japón, debido principalmente a las razones de salud pública que se aducen ante un mayor uso de las motorizaciones Diesel.

eléctricos mejorados y pilas de combustible, como complemento perfecto a una propulsión eléctrica. Dichas **pilas de combustible** serían alimentadas por hidrógeno almacenado a bordo, ya que se ha abandonado la idea tanto de un coche puramente eléctrico de prestaciones similares a las motorizaciones convencionales como de un vehículo con pila de combustible alimentada por un hidrocarburo, por la complejidad de instalar y operar a bordo toda una planta de proceso químico.

Pero, para que este concepto termine imponiéndose, el **hidrógeno** debería de ser una **alternativa como combustible** para todo el parque móvil. La importancia del hidrógeno radica precisamente en que podría ser el único combustible alternativo al petróleo susceptible de abastecer a las flotas de transporte actuales por capacidad de generación doméstica. Un estudio del centro alemán LBST ([9]) indica que la generación de hidrógeno renovable en Europa podría alcanzar para abastecer entre 200 y 300 millones de vehículos⁶, mientras que para etanol a partir de remolacha es entre 10 y 30, etanol lignocelulósico entre 10 y 40, y metanol entre 20 y 80 millones de vehículos, habida cuenta de la superficie cultivable disponible.

Alineando los factores, se puede constatar que ciertas soluciones parciales de corto plazo pueden, y deben, ponerse en práctica para mitigar en lo posible los efectos que un modelo energético basado en los combustibles fósiles y fuentes no renovables produce sobre la economía y sobre el medio ambiente. En la imagen final a largo plazo aparecen las energías renovables y, posiblemente, ciertos conceptos novedosos de energía nuclear como las fuentes que permitan un modelo energético sostenible y con criterios de autoabastecimiento, mientras que el uso en el sector transporte se apoyará en biocombustibles – en función de la disponibilidad –, electricidad – en función de los usos –, e hidrógeno, para el cual no se necesita ninguna promesa de ruptura tecnológica, sino una estrategia de comercialización a largo plazo.

Ciclo de hidrógeno, ciclo de agua

Si, a raíz de lo expuesto anteriormente, un modelo energético válido debe basarse en fuentes renovables, sostenibles y endógenas, y el sector transporte va a demandar un vector energético en esa misma línea, la generación de dicho **hidrógeno** debería de utilizar **fuentes renovables** y no emisoras de contaminantes ni gases de efecto invernadero. De ahí la importancia de un adecuado acoplamiento con la generación de electricidad renovable en el medio plazo, y en el largo plazo, vías de producción directa a partir de renovables.

⁶ La Unión Europea en 1999 tenía aproximadamente 170 millones de vehículos de parque móvil.

En el corto plazo, sin embargo, existe hidrógeno industrial en cantidad suficiente como para suministrar a las primeras flotas de demostración. El hidrógeno se utiliza actualmente en diversas ramas industriales como reactivo: desulfuración de hidrocarburos, craqueo de fracciones pesadas de petróleo, hidrogenación de grasas, atmósferas reductoras en la soldadura, fabricación de semiconductores o de vidrio, son algunos ejemplos. Según la Asociación Francesa del Hidrógeno ([10]) la producción mundial de hidrógeno es de 630 mil millones de metros cúbicos normales anuales, o 56,7 millones de toneladas. Esto equivale, energéticamente, al 1,7% del consumo de energía primaria. Haciendo un ejercicio mental, para que a día de hoy el hidrógeno sustituyera completamente a los derivados del petróleo, se debería de aumentar la producción por un factor de 25 aproximadamente, lo cual, dentro de ser una cifra importante, no es exagerada. Esa multiplicación de la capacidad de producción se lograría de aquí a 2050 con un crecimiento del 8% anual⁷. Según la Asociación Alemana del Hidrógeno ([11]), en Alemania se producen actualmente 800 millones de metros cúbicos normales de **hidrógeno subproducto** de la electrolisis de cloro y potasa. Esta cantidad sería suficiente para abastecer a los primeros 600.000 coches de pila de combustible⁸, cifra que no se alcanzará en la más optimista de las previsiones antes de 2020.

En cualquier caso, un modelo energético en el que el hidrógeno juegue un papel relevante precisará de mayores producciones, donde tanto la materia prima para el hidrógeno como la energía necesaria para los procesos deberán proceder de fuentes renovables. Es importante percibir que también es necesario considerar la reposición de la **materia prima hidrógeno** dentro de una concepción global.

Comenzando por la materia prima, no hay temor por la **abundancia del elemento hidrógeno**, como lo puede haber por otras materias primas. El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica, y el más ligero y abundante, constituyendo aproximadamente el 75% de la materia del Universo y el 90% en número de átomos. Como la mayoría de los elementos gaseosos, el hidrógeno es diatómico. En la corteza terrestre es el noveno más abundante en peso, y el primero en número de átomos. En combinación con otros elementos se encuentra ampliamente distribuido en la Tierra, en todos los componentes de la materia orgánica y de muchos minerales, y de manera más abundante, en forma de agua, en donde se encuentra el 80% del hidrógeno.

Actualmente el 95% del hidrógeno se obtiene a partir de materia y energía fósil, como gas natural, petróleo y carbón, situación que habrá que cambiar para que, formando un ciclo, la fuente de materia hidrógeno sea renovable, esto es, agua y materia orgánica (biomasa). Más aún, siendo el **agua la**

⁷ No se ha tenido en cuenta el crecimiento previsible de la demanda de combustibles para el transporte hasta 2050.

⁸ Asumiendo un consumo de 0,3 kWh/km y un kilometraje anual de 12.500 km.

materia prima por excelencia para la obtención del hidrógeno, existen implicaciones importantes que interrelacionan el ciclo del agua con el ciclo del hidrógeno como vector energético.

El paralelismo del **ciclo del hidrógeno** con el ciclo del agua es absolutamente coincidente: hidrógeno obtenido de agua o de materia orgánica; almacenado, transportado y distribuido capilarmente; quemado en motores o recombinado con oxígeno en pilas de combustible, siempre va a generar agua, sea en forma líquida o vapor. Esta agua volverá a su propio ciclo, como tal sustancia o a la materia viva. Únicamente se debe contar con unas pérdidas en forma de hidrógeno gas, que, debido a la extrema flotabilidad del mismo en la atmósfera terrestre (diferencia de densidades), escapará rápidamente a capas altas de la atmósfera y al espacio exterior. No en vano, la concentración de hidrógeno molecular en la atmósfera es únicamente de una parte por millón.

Esta imbricación del ciclo del hidrógeno con el del agua plantea unas **cuestiones importantes**: ¿Equivale, en un modelo energético basado en hidrógeno, la escasez de agua a escasez de energía o viceversa? ¿Podría por lo tanto aumentar el círculo vicioso para los países con pocos recursos en agua y en energía? ¿Cuánta agua se necesita poner en juego para un modelo energético basado en hidrógeno? Si hay pérdidas de hidrógeno en el ciclo, ¿son preocupantes?

La Tierra alberga 1.358 millones de kilómetros cúbicos de agua, lo cual representa una cifra suficiente para producir 2.600 millones de veces el hidrógeno que se consume actualmente en un año. Sabiendo que el factor por el que se multiplicaría la producción en una verdadera economía del hidrógeno podría ser del orden de 100 veces más que la actual, **hay materia prima en la Tierra suficiente** como para 26 millones de "economías del hidrógeno". Es más, admitiendo unas pérdidas razonables del 0,5% (fugas y venteos de los sistemas, principalmente), se consumiría todo el agua del Planeta en 5.200 millones de años, hecho que no es más preocupante que la evolución del Sol en una gigante roja, que podría suceder sobre la misma época. Recordando la cifra de 56,7 millones de toneladas de hidrógeno producido en el mundo cada año, trasladadas a agua, son 510 hectómetros cúbicos, tamaño de un sólo embalse grande, y equivale al agua que lleva el Ebro a su paso por Zaragoza durante 25 días⁹. Un ciudadano español usa aproximadamente 170 litros diarios de agua y consume 3,35 teps al año de energía ([2]), aproximadamente un tercio en el transporte. Si toda la necesidad de transporte se cubriera con hidrógeno, serían necesarios al año unos 385 kg de este gas por persona, lo que equivale a un consumo de agua diario de menos de 10 litros. Para el conjunto de España, dicho consumo anual

⁹ Caudal promedio según datos históricos de la Confederación Hidrográfica del Ebro.

de agua para cubrir toda la demanda del transporte supondría unos 150 hm³, siete veces menor que el derogado trasvase del Ebro.

Otra cuestión aparte son los **efectos perjudiciales** que el hidrógeno, gas moderadamente reactivo, podría tener en algún eslabón del equilibrio planetario que impusiese un límite superior, bien a las emisiones, bien al uso del hidrógeno. Se ha evocado ya el "principio de prudencia" con respecto a este punto desde algún grupo de investigación [12], alertando de que sería positivo conocer mejor los efectos de una mayor abundancia de hidrógeno y vapor de agua en la estratosfera, de hasta 1 ppm. Este trabajo causó cierto revuelo en su momento, con mucha menor repercusión en el mundo científico posteriormente. No se conoce ningún otro estudio sobre el efecto local de una mayor emisión de vapor de agua por el uso masivo de pilas de combustible, aspecto que preocupa a más de un ciudadano, seguramente recordando imágenes de smog y atascos en las ciudades. Habida cuenta de que las pilas de baja temperatura que se emplean en aplicaciones de automoción recombinan el agua en forma líquida principalmente y sin emisión de partículas (ni smog ni niebla), y que las pilas solo producirán potencia (y agua) cuando los vehículos estén en movimiento y no en un atasco, creemos que el posible efecto adverso de una mayor humedad ambiental se circunscribirá a situaciones muy limitadas.

Mención aparte merece la **calidad necesaria del agua**. Para los procesos de electrólisis se requiere de un agua prácticamente pura, sin materia en suspensión e iones en disolución muy limitados (conductividad entre 5 y 0,5 esto es, entre 2,5 y 0,25 mg de sales por litro, prácticamente agua destilada). Siempre será necesario aplicar métodos, sobradamente conocidos, de depuración del agua, como la ósmosis. Evidentemente, cuanto más pura sea la fuente del agua, se incurrirá en un menor coste en energía y en fungibles.

El coste específico de obtención de hidrógeno está íntimamente relacionado con la energía necesaria para la separación del agua y con los costes de inversión de estos equipos. Por lo tanto, **el acceso al hidrógeno está más condicionado por el suministro fiable y económico de energía** que por la disponibilidad de agua. De hecho, el coste energético de transportar el agua y tratarla para su electrólisis es del orden del 1 al 5% de la energía del hidrógeno que se puede obtener a partir de dicho agua¹⁰.

¹⁰ Por ejemplo, elevar 100 metros 9 kg de agua (que contiene 1 kg de hidrógeno) supone unos 10 kJ de energía, y la presurización a unas 300 atmósferas para la ósmosis, del orden de 300 kJ. La destilación de agua puede requerir aproximadamente 1,5 kWh por m³ de hidrógeno producido (48.000 kJ/kg). Un kg de hidrógeno contiene 120.000 kJ.

El planteamiento de qué merece más la pena transportar no es precisamente entre el hidrógeno y el agua, sino entre **electricidad e hidrógeno**. En este aspecto, la última palabra aun no está dicha y dependerá de múltiples factores. Así como en las cortas y medias distancias es claramente más económico transportar electricidad (por lo que existe una opción muy interesante de producción distribuida de hidrógeno), no existen todavía redes de transporte de electricidad capaces de cubrir las largas distancias, de miles de kilómetros, al menos hasta que se construyan nuevas líneas de muy alto voltaje en corriente continua, que competirían con los gasoductos de hidrógeno. En escenarios futuristas ([11]), se prevén dichas líneas HVDC uniendo el Norte de África con Europa, o las llanuras del Medio Oeste americano con las costas. Finalmente, hay regiones con enorme potencial de energías renovables excedentarias con el que se puede producir hidrógeno, que sería transportado por barco a los centros de consumo en otros continentes, como puede ser entre Patagonia y Australia hacia Japón, o Quebec e Islandia hacia Europa. Estas regiones pueden precisamente convertirse en los nuevos Golfos Pérsicos en una consolidada economía del hidrógeno.

Por lo tanto, la interrelación correcta entre el ciclo del agua y el ciclo del hidrógeno lo resuelve una **disponibilidad de energía sostenible, endógena y fiable**.

Varios son los **métodos de producción**, existiendo al menos un proceso para cada fuente de energía. Este hecho nos muestra otra gran ventaja del hidrógeno, al poder ser un vector universal independiente de la fuente de energía disponible. Se puede diferenciar entre obtener el hidrógeno rompiendo la molécula de agua o transformando moléculas orgánicas.

Las claves para la **hidrólisis** son la electroquímica y la termodinámica. A temperatura ambiente, la molécula de agua se disocia teóricamente con la aplicación de 1,481 voltios y consumiendo 286 kJ por mol (84% de eficiencia). En realidad, por las pérdidas que se ocasionan, se necesitan entre 1,7 y 2,1 voltios, y un rendimiento, para la electrolisis alcalina, del 70%. A mayor temperatura, la electroquímica juega a nuestro favor, requiriéndose menor cantidad de energía en forma de electricidad¹¹ a costa de suministrar calor, que es una forma de energía más barata. Incluso existe una temperatura, sobre los 2500 K, para la cual el agua se descompone de forma espontánea, esto es, se encuentra en equilibrio con oxígeno e hidrógeno. Como dicha temperatura no es práctica ni sencilla en cuanto a materiales, y habría que resolver la separación del hidrógeno y oxígeno producidos para que no se recombinasen inmediatamente, se han ideado lo que se conoce como "ciclos termoquímicos", consistentes en parejas de moléculas, como el yodo-ácido

¹¹ Por ejemplo, a 1200 K, la entalpía de disociación del agua es de 165 kJ/mol. Nuevos desarrollos de electrolizadores pretenden llegar a temperaturas de operación entre 500 y 800°C.

yodhídrico y el dióxido de azufre-ácido sulfúrico, que, respectivamente, son portadoras del hidrógeno y del oxígeno. Con esta argucia se pueden obtener eficiencias energéticas de conversión superiores al 50% con temperaturas más manejables, entre los 800 y 1500°C, y que permiten utilizar fuentes de energía como solar de concentración, por ejemplo. Otras opciones que permiten obtener hidrógeno a partir de solar de concentración son las parejas metal – óxido de metal ([13]).

Por su parte, la obtención de hidrógeno a partir de moléculas orgánicas puede llevarse a cabo por descomposición catalítica (se obtiene hidrógeno y carbono), o, lo que es más habitual, por **reformado de vapor de agua**. Estas reacciones son levemente endotérmicas, con rendimientos sobre el 80%, y son capaces de generar hasta 4 moléculas de hidrógeno por cada molécula de metano. No es de extrañar que sea el proceso preferido para la producción industrial de hidrógeno a gran escala. El proceso no difiere en esencia cuando se trata de una biomasa, aunque los pre- y posttratamientos se vuelven más complejos ([14]).

Los **costes del hidrógeno** obtenido de estas fuentes renovables en comparativa con los combustibles de automoción actuales, según estudios recientes ([15]), son superiores, aunque en ningún caso superan el doble del coste de la gasolina o el gasóleo. Es una cuestión de tiempo que estos precios se nivelen.

El **avance científico** nos permite vislumbrar varios caminos tan prometedores y asombrosos como materiales u organismos que descomponen el agua por la acción de la luz solar (fotólisis y biofotólisis) ([14], [16]). El futuro sigue abierto.

Energías renovables en sinergia con el hidrógeno

El peso de las energías renovables en el contexto energético ha comenzado un vía sin retorno desde hace tres décadas, si bien la situación varía mucho de un país a otro, como también las condiciones de contorno. Dinamarca, por ejemplo, ostenta el récord en porcentaje de electricidad de origen eólico, mientras que Alemania lo mantiene en cuanto a producción en términos absolutos. España, tradicionalmente en segunda o tercera posición mundial por potencia eólica instalada, supera en cambio a Alemania en porcentaje. Los porcentajes máximos admisibles por las redes de transporte y distribución han ido en aumento, y no se duda hoy de que un 20 e incluso un 30% de potencia eólica es gestionable.

En cualquier caso, la utilización cada vez mayor en términos absolutos y relativos de fuentes renovables en la generación eléctrica conlleva a la necesidad de una mayor, y quizá distinta, capacidad de **adaptación de demanda y producción de energía eléctrica**, incluyendo soluciones de

almacenamiento. La Agencia Internacional de la Energía, en un reciente estudio ([17]), determina que el aumento de flexibilidad en los sistemas de distribución de electricidad es clave para elevar el techo técnico de porcentaje de renovables, y que en las próximas dos décadas se abrirá una ventana de oportunidad al sustituir los sistemas actuales obsoletos. Medidas como un "mix" de renovables, agregación de producción o de mercados, mejora de la predicción, gestión activa de la demanda, optimización del uso de las redes actuales y nuevas tecnologías de transporte y distribución, permiten que los sistemas eléctricos tengan que hacer un menor uso de soluciones como las centrales de reserva y de pico o el almacenamiento de energía. De hecho, acomodar mayor porcentaje de renovables mediante el aumento de centrales de reserva puede tener el efecto contrario al deseado, reduciendo el valor de la electricidad renovable y aumentando las emisiones de CO₂ del sistema eléctrico en conjunto. El almacenamiento de energía es asimismo parte de la solución, entendiendo que toda transformación de la energía conlleva unas pérdidas por el Segundo Principio de la Termodinámica, y que se incurre en costes de inversión de equipos adicionales.

Existen múltiples opciones para **almacenar energía**, como el bombeo de agua, los volantes de inercia, el aire comprimido, los acumuladores (plomo-ácido, níquel-cadmio), baterías redox, supercondensadores, bobinas superconductoras e hidrógeno, como los más importantes. Cada situación concreta, con sus requisitos, tendrá una solución de almacenamiento óptima, dado que los parámetros son numerosos: madurez tecnológica, densidad de energía, coste por energía, coste por potencia, duración en ciclos, compatibilidad medioambiental, tiempo de carga y descarga, pérdidas, y evidentemente, eficiencia global.

Por citar algún ejemplo, el bombeo de agua es una tecnología madura, adecuada para el orden de megavatios, duración ilimitada, eficiencia aceptable, pero coste alto y muy baja densidad energética. Por el contrario, los acumuladores electroquímicos tienen mejor eficiencia y se adaptan a la escala de los pocos kilovatios con un coste más asumible y mayor densidad energética, aunque tienen su talón de Aquiles en los ciclos de vida, autodescarga, el punto medioambiental y que no pueden independizar energía almacenada de potencia.

Como medio de almacenamiento, **el hidrógeno destaca** por la independencia de energía almacenada y potencia, amplio rango de potencias (desde vatios a cientos de kilovatios), alta duración en ciclos, ausencia de autodescarga, respeto medioambiental, y sobre todo su muy alta densidad de energía (hasta 1,3 kWh/litro o 1,4 kWh/kg, comparado con 0,25 kWh/litro o 0,15 kWh/kg de una batería ion litio avanzada [18]). Con respecto a madurez de tecnología y coste por potencia es comparable o netamente superior a otras opciones avanzadas como las baterías redox, supercondensadores, superconductores y volantes de inercia. En cuanto a

coste de la energía, claramente es superada por el bombeo de agua y el aire comprimido, pero no peor que las baterías, por ejemplo. En cambio, el punto débil del hidrógeno es su eficiencia global de carga y descarga, que, en el mejor de los casos, no supera el 40% ("round trip"). Esta cifra, muy alejada de las habituales para las demás formas de almacenamiento, se esgrime con frecuencia en contra del hidrógeno, mas conviene hacer varias puntualizaciones.

En primer lugar, aplicado a una fuente renovable, gratuita y sin emisiones de CO₂, una menor eficiencia sólo implica un mayor coste de la electricidad debido a un sobredimensionamiento de los equipos, coste que hay que contraponer al **precio que se estaría dispuesto a pagar por la electricidad**. Existen aplicaciones críticas (sistemas de alimentación ininterrumpida, consumos aislados de red) en las que el precio de referencia no es la electricidad suministrada por la red, y donde el hidrógeno tiene otras ventajas, como es la reducción del espacio requerido (en una botella de hidruros metálicos de 3 litros de volumen y 6 kg de peso, de vida virtualmente infinita, se almacena tanta energía como en media tonelada de acumuladores de plomo-ácido). En general, la combinación de hidrógeno en sistemas autónomos con renovables permite reducir la potencia instalada de renovable (fotovoltaica o eólica) y de baterías de apoyo, aumentando considerablemente la cobertura de la demanda ([19]).

Segundo, el hidrógeno en sí mismo tiene valor, máxime si el sector transporte lo contempla como el combustible a futuro. La generación de electricidad renovable podría considerar una **cogeneración de electricidad e hidrógeno como combustible** ([20]), abriendo nuevas oportunidades.

Por último, la madurez tecnológica y las economías de escala para la tecnología de hidrógeno están muy cerca, de manera que los **costes de equipos pueden reducirse** hasta en un orden de magnitud. Por todos estos hechos, el hidrógeno puede jugar un papel importante en aplicaciones vinculadas con las energías renovables: sistemas aislados, generación distribuida, cogeneración, o mejora de la gestión de la generación eólica, entre los muchos posibles.

La energía eólica, con porcentajes altos en varios países y una dificultad de predicción intrínseca, ha visto en el hidrógeno, junto con otras opciones, una posible herramienta para **facilitar la gestión de parques eólicos**. Así lo atestigua la existencia de un grupo de trabajo ad hoc de la Agencia Internacional de la Energía ([21]), y mucha actividad, tanto de plantas piloto de demostración como de estudios técnico-económicos, que desvelan como el gran despegue de la eólica esperado para la próxima década en todo el mundo y el desarrollo tecnológico necesario de los electrolizadores pueden beneficiarse mutuamente ([22]), si existe un marco regulatorio favorable a una mayor gestionabilidad de la eólica. En cualquier caso, las cifras económicas quedan

todavía muy lejos de la rentabilidad, motivado fundamentalmente por el alto coste específico del electrolizador, la baja eficiencia global y la ausencia de mecanismos retributivos que recompensen el esfuerzo por garantizar la producción de un parque eólico ([23]).

Renovables, agua, hidrógeno: estrategia de futuro

La sustitución progresiva de las tecnologías basadas en combustibles fósiles a hidrógeno supone un cambio cuya magnitud se ha comparado con una Tercera Revolución Industrial (24). Este cambio exige una visión estratégica a largo plazo que implique a administraciones, ciudadanos y empresarios. Europa pretende cubrir durante el Séptimo Programa Marco la fase final de investigación aplicada y desarrollo tecnológico, con un compromiso firme de invertir 940 millones de euros hasta 2013. Aun así, la fase de demostración y primera comercialización requeriría una inversión total, pública y privada, de 6.700 millones de euros para el periodo 2007-2015. Estas cifras, trasladadas a Aragón suponen en torno a los 2 M€ anuales, en proporción a Producto Interior Bruto. Esta inversión es necesaria para llegar a la "instantánea 2020", concebida por la Plataforma Europea del Hidrógeno ([25]), en la que las tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible alcanzan cuotas significativas en los mercados de masas de aplicaciones residenciales, transporte y generación eléctrica.

Dentro de los diversos actores en el escenario del hidrógeno, las regiones apuntan a poder influir y decidir, tanto los gobiernos regionales como los grupos de interés locales. Aragón es hoy por hoy la única comunidad autónoma con una entidad dedicada exclusivamente a la promoción del hidrógeno como vector energético y sus tecnologías asociadas, con la mirada puesta en dos pilares estratégicos: la competitividad industrial, y las energías renovables. La Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón, es la principal iniciativa impulsada por el Consejero de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón, Arturo Aliaga, al objeto de apoyar el desarrollo de las nuevas tecnologías relacionadas con el hidrógeno y las energías renovables, promocionar la incorporación de Aragón a las actividades económicas relacionadas con la utilización del hidrógeno como vector energético y propiciar la investigación, el desarrollo tecnológico, cogeneración, adaptación industrial, contribuyendo a la modernización industrial y la mejora de la competitividad ([26]).

El agua ha sido siempre, con el regeneracionismo de Costa y antes, un pilar básico de la visión aragonesa sobre sus posibilidades de futuro. Agua y desarrollo han estado íntimamente ligados en la conciencia común. Hace varias décadas que se comenzó a asimilar la potencialidad de la energía, especialmente la renovable, como ingrediente adicional del desarrollo. Conviene recordar que el primer parque eólico de España, situado en La

Muela, data de 1983, y que actualmente Aragón cubre su demanda residencial de electricidad sobradamente con la electricidad eólica que se produce.

En los albores de este siglo XXI, la voluntad política de llevar a cabo una visión de la economía del hidrógeno, de ser una región pionera en el desarrollo y la aplicación de estas tecnologías, ha creado un nexo de unión en el hidrógeno entre el agua y las energías renovables como estrategia de futuro.

Referencias

- [1] Gómez Romero, Pedro (2007). **Un planeta en busca de energía**. ISBN: 978-84-975649-6-0. Editorial Síntesis
- [2] International Energy Agency (2007). **Key World Energy Statistics 2007**. <http://www.iea.org>
- [3] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Gobierno de España (2008). **La Energía en España 2007**. ISBN: 978-84-96275-64-5. <http://www.mityc.es>
- [4] Departamento de Industria, Comercio y Turismo, Gobierno de Aragón (2007). **Boletín de Coyuntura Energética en Aragón, nº 18, Segundo Semestre de 2006**. <http://www.aragon.es>
- [5] Agencia Internacional de la Energía (2007). **World Energy Outlook 2006**. <http://www.iea.org>
- [6] Greenpeace (2007). **Renovables 100%. Un sistema eléctrico renovable para la España Peninsular y su viabilidad económica**. <http://www.greenpeace.es>
- [7] Rubbia, Carlo (2000). **The Future of Energy**. Opening remarks at the 18th IAEA Fusion Energy Conference, Sorrento, Italy, 4th October 2000.
- [8] World Business Council for Sustainable Development (2004). **Mobility 2030: meeting the challenges to sustainability**.
- [9] Wurster, Reinhold (2005). **Posibilidades de obtención de hidrógeno para propulsar el transporte**. Jornadas sobre el Futuro de las Fuentes de Energía para el Automóvil. Madrid - 26-27 de Octubre de 2005.
- [10] Association Française de l'Hydrogène – AFH2 (2008). **Memento de l'hydrogène – Fiche Technique 1.3**. <http://www.afh2.org>
- [11] Schindler, J. et al (2008). **Wasserstoff und Brennstoffzellen: Starke Partner erneubarer Energiesysteme**. Deutsche Wasserstoff Verband. <http://www.dwv-info.de>

- [12] Tromp, T.K., R-L Shia, M. Allen, J.M. Eiler and Y.L. Yung (2003) **Potential environmental impact of a hydrogen economy on the stratosphere**. Science 300, 1740-1742.
- [13] Steinfeld, Aldo (2005) **Solar thermochemical production of hydrogen—a review**. Solar Energy, Volume 78, Issue 5, May 2005, Pages 603-615.
- [14] Zabalza, I., Valero, A., Scarpellini, S. (2005) **Hidrógeno y Pilas de Combustible: Estado de la técnica y posibilidades en Aragón**. ISBN: 84-609-4322-4. Editado por Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón.
- [15] Asociación Española del Hidrógeno (2008) **¿A partir de qué fuentes de energía se obtendrá el hidrógeno?** <http://aeh2.org>
- [16] Kanan, M. and Nocera, D. (2008) **In Situ Formation of an Oxygen-Evolving Catalyst in Neutral Water Containing Phosphate and Co²⁺**. Science 22 August 2008: Vol. 321. no. 5892, pp. 1072 - 1075
- [17] Agencia Internacional de la Energía (2008). **Empowering Variable Renewables – Options for Flexible Electricity Systems**. <http://www.iea.org>
- [18] Brunner, Tobias (2008) **Cryo-compressed hydrogen storage – Motivation and infrastructure implications**. StorHy Final Event, Paris, 3rd of June 2008.
- [19] Aso, I.; Correas, L.; Dufo, R.; Bernal, J.L.; Schoenung, S. (2008) **Demand side management in hybrid systems with hydrogen storage in several demand scenarios**. 17th World Hydrogen Energy Conference, 15-19 June 2008, Brisbane, Australia.
- [20] González A., McKeogh E., Gallachóir B.O. (2003) **The role of hydrogen in high wind energy penetration electricity systems: The Irish case**. Renewable Energy 29, pages 471-489, Elsevier.
- [21] Agencia Internacional de la Energía. Hydrogen Implementing Agreement. **Task 24: Wind Energy and Hydrogen Integration**. <http://task24.hidrogenoaragon.org/>
- [22] Shaw, Suzanne; Peteves, S.D. (2006) **Bridging the European Wind Energy Market and a Future Renewable Hydrogen-Inclusive Economy: A Dynamic Techno-economic Assessment**. European Commission. DG JRC. Institute for Energy. Report EUR22608EN. Petten, the Netherlands. ISBN: 92-79-04581-4.
- [23] Alvarez, O.; Domínguez, J.A.; Aso, I.; Correas, L. (2008) **Determinación de la estrategia de producción de hidrógeno en un parque eólico real**. III Congreso Nacional de Pilas de Combustible, Zaragoza, 24-26 de septiembre de 2008.

[24] Rifkin, J. (2002) **La economía del Hidrógeno**. Editorial Paidós. ISBN 84-493-1280-9

[25] European Hydrogen and Fuel Cells Platform (2006) **Strategic Overview**.
<http://www.hfpeurope.org>

[26] Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón (2007) **Plan Director del Hidrógeno en Aragón**. ISBN: 978-84-611-6459-2.

Breve Curriculum de los autores

Dr. Luis Correas Usón (Zaragoza, 1970), Director Gerente de la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón desde 2004, es doctor ingeniero industrial por la Universidad de Zaragoza (2001). Ha desarrollado su carrera profesional en funciones de I+D en Fundación CIRCE (1995-2001) y en Valeo Térmico Motor (2001-2004). En el primer caso participó en once proyectos con financiación pública y privada, y desempeñó la función de Jefe de Proyectos para la Central GICC de Puertollano (ELCOGAS), destacando la creación y puesta en marcha de un sistema de diagnóstico termoeconómico. Desde 2001 hasta 2004 ha sido Asesor Técnico para Fundación CIRCE, a tiempo parcial, colaborando en el desarrollo de un sistema basado en el anterior para la C.T. Teruel de Endesa. En Valeo Térmico fue Responsable de Desarrollo de Productos Avanzados, lo que le permitió conocer y aplicar la metodología de desarrollo del sector automoción, y desarrollar intercambiadores de calor y sistemas de gestión térmica de tipos directamente aplicables a pilas de combustible. Es codirector de dos tesis doctorales, autor de veintitrés publicaciones y comunicaciones, y de tres patentes europeas en aplicación.

Carlos Javier Navarro Espada, Director General de Industria y Comercio del Gobierno de Aragón desde 1997 y Vicepresidente de la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón. Nació en Alcorisa (Teruel) en 1960. Ingeniero industrial y diplomado en Ingeniería y Gestión Medioambiental por la E.O.I., tras un período de ejercicio profesional en la empresa privada, ingresó en el Cuerpo de Funcionarios Superiores de la Comunidad Autónoma de Aragón. Desde entonces ha sido jefe de la División de Industria, Energía y Minas de Huesca, jefe del Servicio de Minas e Investigación Minera y del Servicio de Energía del Gobierno de Aragón. Ha sido secretario del Consejo Rector del Instituto Tecnológico de Aragón y del Consejo de la Energía de Aragón. Es miembro del Consejo Consultivo de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico y vocal de la Mesa de la Minería de Aragón, donde coordina su grupo técnico. Ha gestionado en Aragón el Plan de Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.