

"Green" hydrogen, an alternative as a vector energy in the face of global warming.

Jorge E. Eterovic, Magister¹ , Gabriel E. Blanco, Magister² , Federico J. Alterini, Ingeniero³ 
Agustín J. Lohigorry, Magister⁴ , Luis E. Fauroux, Magister⁵ ,

^{1,5}Universidad Nacional de La Matanza, Argentina, jeterovic@unlam.edu.ar, g2blanco@unlam.edu.ar, fealterini@unlam.edu.ar,
alohigorry@unlam.edu.ar, lfauroux@unlam.edu.ar

Abstract- Decarbonization is a fundamental part of the global agenda in the face of the climate threat. Greenhouse gas emissions are the main cause of global warming. The energy system is responsible for more than 70% of these emissions, and 12% corresponds to the transport of loads and people through routes and roads.

Argentina outlines its future towards a more environmentally friendly use of energy, and green hydrogen is called to be a fundamental actor in sustainable mobility, and industrial uses, mainly for its capacities to store energy in the face of the intermittency presented by renewable sources.

In particular, heavy and long-distance transport looms as a natural candidate to be supplied by hydrogen.

*Hydrogen as a fuel is an old idea, already in 1874 Jules Verne dedicated a paragraph of *The Mysterious Island* to it. "I believe that one day water will be a fuel, that the hydrogen and oxygen that constitute it, used alone or together, will provide an inexhaustible source of energy ...", but the abundance of other resources, the difficulties to handle it safely and the lack of environmental awareness, relegated it for 150 years.*

Keywords — *Hydrogen, green, mobility, sustainable.*

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).
ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).
DO NOT REMOVE

El hidrógeno “verde”, una alternativa como vector energético ante el calentamiento global.

Jorge E. Eterovic, Magister¹, Gabriel E. Blanco, Magister², Federico J. Alterini, Ingeniero³

Agustín J. Lohigorry, Magister⁴, Luis E. Fauroux, Magister⁵,

^{1,5}Universidad Nacional de La Matanza, Argentina, jeterovic@unlam.edu.ar, g2blanco@unlam.edu.ar, fealterini@unlam.edu.ar, alohigorry@unlam.edu.ar, lfauroux@unlam.edu.ar

Abstract– *La descarbonización es parte fundamental en la agenda mundial ante la amenaza climática. Las emisiones de gases de efecto invernadero son la causa principal del calentamiento global. El sistema energético es responsable de más del 70% de esas emisiones, y el 12% corresponde al transporte de cargas y personas a través de rutas y caminos.*

Argentina delinea su futuro hacia un uso de la energía más respetuoso con el ambiente, y el hidrógeno verde está llamado a ser un actor fundamental en la movilidad sustentable, y usos industriales, principalmente por sus capacidades para almacenar energía frente a la intermitencia que presentan las fuentes renovables.

En particular, el transporte pesado y de larga distancia asoma como un candidato natural para ser abastecido por el hidrógeno.

El hidrógeno como combustible es una vieja idea, ya en 1874 Julio Verne le dedicó un párrafo de La isla misteriosa. “Creo que un día el agua será un carburante, que el hidrógeno y el oxígeno que la constituyen, utilizados solos o conjuntamente, proporcionarán una fuente inagotable de energía...”, pero la abundancia de otros recursos, las dificultades para manipularlo con seguridad y la falta de conciencia ambiental, lo relegaron por 150 años.

Palabras clave — *Hidrógeno, verde, movilidad, sustentable.*

I. INTRODUCCIÓN

El factor ambiental es el disparador principal de la economía del hidrógeno, el explosivo aumento del dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera eleva la temperatura del planeta con efectos devastadores. En primera instancia, se persigue el objetivo de limitar el aumento de la temperatura global promedio por debajo de 2°C, preferiblemente no más de 1.5°C. Para ello las emisiones de GEI (gases efecto invernadero) deben disminuir fuertemente, pero no es el único aspecto a considerar, hoy cobran fuerza las razones geopolíticas, se ha propuesto disminuir las emisiones en un 45% hacia el 2030, y ser netas cero al 2050.

El hidrógeno, es el primer elemento en la tabla periódica, el más liviano, y abundante del universo. Se encuentra casi siempre en estado gaseoso y asociado al oxígeno, en forma de agua, o al carbono (hidrocarburos, por ejemplo). Posee un poder calorífico muy superior a los hidrocarburos (120 vs 40/50 MJ/Kg), pero su densidad energética es 4 veces menor que la nafta, entonces se requiere almacenarlo a alta presión, como sucede con el GNC, ó licuarlo a bajísimas temperaturas (-253°C).

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria, es un vector energético [1], se obtiene a través de diversos procesos

industriales que permiten separarlo de los otros elementos con los que se encuentra en la naturaleza, pero su separación siempre consume energía.

El H₂ obtenido se puede transformar nuevamente en energía utilizable, ya sea mediante una pila de combustible, o mismo en combustión directa. También permite almacenar energía, y ser un competidor, o complemento, de las baterías [2].

II. TIPIFICACIÓN GENERAL DEL HIDRÓGENO

El mercado asigna un color al H₂ según el proceso utilizado para su obtención. Para que el hidrógeno obtenido sea catalogado como “verde”, debe ser obtenido mediante fuentes de energía renovables, aunque la mejor consideración es que las emisiones de CO₂ de todo el proceso, en su conjunto, deben tender a cero. En este caso, la forma más difundida para su obtención es por electrólisis, utilizando fuentes de energía renovables, siendo oxígeno (gaseoso) el único subproducto generado. Sin embargo, ya sea por la inmadurez de las tecnologías, o por los elevados costos, se utilizan otras fuentes y métodos, o una combinación de ambos, dando lugar a otras clasificaciones para el hidrógeno. Así, el hidrógeno “gris” es el producido a partir de combustibles fósiles, y representa, en la actualidad, prácticamente la totalidad del consumido [7]. El procedimiento habitual es por el reformado de gas natural o la gasificación del carbón, liberando cantidades considerables de CO₂ al ambiente. Una alternativa a este proceso es “capturar” el CO₂ emitido, el que puede ser inmovilizado mediante una reacción química y almacenado como un subproducto sólido, o bien puede ser utilizado, aunque más no sea en parte, por la industria, así este hidrógeno es denominado “azul”. El hidrógeno “rosa”, donde la electricidad a utilizar para la electrólisis es generada a través de la utilización de energía nuclear. En esta breve reseña finalizaremos con el hidrógeno “turquesa”, para el que no se utiliza electrólisis, sino pirolisis del metano, que en lugar de CO₂, deja como residuo carbono sólido.

Entre los principales desafíos para un desarrollo masivo de la demanda local del hidrógeno verde, se identifican los siguientes puntos.

El hidrógeno verde, hoy, no es competitivo frente a los combustibles fósiles, ni frente al hidrógeno azul. Es de esperar fuertes reducciones de costos en la generación renovable y en los electrolizadores, por la utilización de materiales menos costosos, particularmente en los de tecnología PEM, y también

por la masificación y la automatización de su producción. Hay una larga espera para quien quiera adquirir hoy un electrolizador y la oferta debería reaccionar en ese sentido. Un evento importante sería que el precio de otros energéticos menos limpios internalicen los pasivos ambientales que generan.

No menos importante es la necesidad de infraestructuras costosas. Aquí el desarrollo es presa de una cuestión de prioridades entre la infraestructura y el vehículo a hidrógeno. En la infraestructura se ve claramente la necesidad de que el sector público articule políticas con el sector privado.

Finalmente, la conversión tecnológica del parque automotor de transporte. A los efectos de elaborar un plan de reconversión integral, se considera proponer una estrategia escalonada para la transición energética hacia las cero emisiones. Considerando, sobre todo, las inversiones y proyectos ya en curso, que se apalancan en el potencial gasífero de Vaca Muerta, hacia un mayor uso del GNC, y un fuerte desarrollo del hidrógeno azul. Este último es un creador de mercado para el futuro de todos los hidrógenos.

Como ya se ha mencionado, el hidrógeno no es un producto nuevo, y es utilizado en la producción de amoníaco, fertilizantes, metanol, hidrogenación de alimentos, refinación de petróleo, entre otros. En el campo de la energía tiene valor en la propulsión aeroespacial, celdas de combustible, como almacenamiento de energía, y actualmente se encuentran en desarrollo distintas variantes aplicables a motores de combustión interna.

III. PROYECTO DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA MATANZA

El Depto. de Ingeniería e Investigaciones Tecnológicas (DIIT), de la Universidad Nacional de La Matanza (UNLaM), ha comenzado con el análisis de factibilidad de un proyecto integral respecto a la producción y uso del hidrógeno, que puede resumirse en la Fig. 1 [14,15]

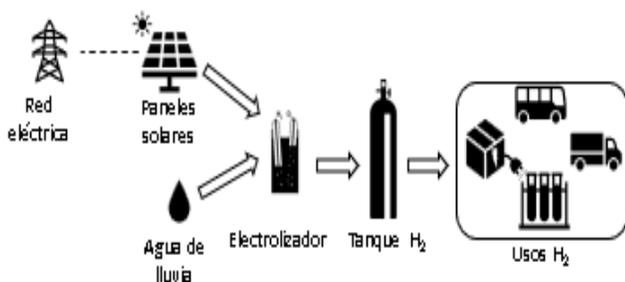


Fig. 1 Esquema general para la producción de hidrógeno en la UNLaM.

Basados en los costos, y en montos que en general han sido asignados a diferentes convocatorias, se estableció un proyecto piloto cuyas dimensiones básicas se enumeran en la Tabla I

TABLA I
DIMENSIONAMIENTO INICIAL

Planta solar fotovoltaica	600 kWp – on grid limitada
Carga Nominal	300 kW
Flujo de Hidrógeno	65 Nm ³ /h
Presión máxima	30 bar
Volumen diario de agua	54 litros/h
Cisterna de agua de lluvia	40 m ³ (4 x 10 m ³) – (4 meses aprox)

El grupo de investigación se dividió de manera tal de afrontar los diferentes aspectos del proyecto. De este modo, un primer grupo abordó las problemáticas relacionadas al campo solar, la incorporación al anillo interno, el transporte de la electricidad a la planta, y los aspectos relacionados a la administración de la energía generada. La UNLaM cuenta con techos en forma de “diente de sierra”, y una orientación ligeramente desplazada del norte, lo que resulta una ventaja.



Fig. 2 Vista aérea de la UNLaM



Fig. 3 Disponibilidad de techos en “diente de sierra”.

Además, se cuenta con un anillo de estaciones transformadoras con la capacidad de admitir la energía producida por los paneles solares fotovoltaicos.

El segundo grupo se dedicó a la evaluación de los electrolizadores, sus tecnologías, la provisión de agua, y la escalabilidad. En este punto cabe destacar el uso de agua pluvial [4]. Independientemente de las aristas legales, el origen del agua a electrolizar no es un tema considerado a la hora de clasificar al hidrógeno obtenido, esto significa que no se encuentran internalizados los costos ambientales de recurrir a napas, o acuíferos, ni tampoco aquellos relacionados al uso inadecuado de agua potabilizada. Sin embargo, estas fuentes de agua no son necesarias; es más, para ser utilizadas deben ser previamente acondicionadas (ablandadas) [10,11], mientras que el agua de origen pluvial, por tener un menor contenido de sales, conlleva menor trabajo de tratamiento previo, lo que repercute en un menor costo del mantenimiento del ablandador de la planta, y una extensión en la vida útil de la membrana de intercambio.

Finalmente, el tercer grupo se encargó de los aspectos de seguridad, y se encuentra realizando la factibilidad para el diseño, y dimensionamiento, de un banco de motores, destinado a la locomoción pesada, tales como transporte automotor de carga y pasajeros, locomoción ferroviaria, y embarcaciones de mediano porte, con el objeto de investigar la adecuación de los mismos para la incorporación del hidrógeno como combustible.

Dado que se trata de una planta piloto, con fines de investigación, y para disminuir costos, es que se decidió no contemplar una etapa de compresión que permitiera el llenado de tubos a 350/700 bares.

IV. PROBLEMÁTICAS DEL PROYECTO

La instalación de una planta de este tipo implica contemplar, y solucionar, una serie de problemáticas.

Respecto a la energía eléctrica producida, la principal problemática a resolver es su transporte, ya que hay que salvar las distancias entre el campo solar, y la planta de hidrógeno en sí misma, lo que implica el estudio de la forma en que se transportará. Luego es el turno de la administración del excedente de energía producido, en determinados días, o rangos horarios, en los que la planta no consume el total. El excedente no será reinyectado a la red, sino que se analiza destinarlo al autoconsumo, este proceso involucra controles tanto sobre los paneles, como sobre los transformadores.

La selección del tipo de electrolizador se realizó entre las tecnologías más maduras en la actualidad, la alcalina y la de membrana de intercambio protónico (PEM) [6,8,9,12]. Además de las características técnicas expresadas en la Tabla II, se consideraron las restricciones al uso de álcalis fuertes, como el hidróxido de potasio, que se encuentran en la lista de precursores químicos elaborada por la Secretaría de Políticas Integrales sobre Drogas de la Nación Argentina (SEDRONAR).

TABLA II
COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA ELECTROLIZADOR

Características	Alcalino	PEM
Desarrollo Tecnológico	Maduro	Madura
Utilización de compuestos nobles	No utiliza catalizadores con elementos nobles.	Alto costo de los componentes. La membrana Nafion® es producida en USA. Electrodo recubierto de platino e iridio
Inversión inicial	Bajo	Alto
Materias primas	NAOH y KOH Potencial inconveniente: Sedronar	Ecológicamente limpio, debido a que no ocupa elementos químicos extras en el agua,
Presión de Operación	Baja presión de operación debido al electrolito líquido.	Se presuriza directamente en el sistema.
Presión de salida del H ₂	Hasta 30 bar pudiendo trabajar al 90% de eficiencia. Los monoplares entre 60-80% de eficiencia.	Hasta 300 bar Hasta 100% de eficiencia
Temperatura	80 – 90°C	50 – 100°C
Densidad de corriente	0,2 – 0,3 A/cm ²	0,5 – 2 A/cm ²
Densidad de corriente	Bajas densidades de corriente	Se alcanzan altas densidades de corriente
Calidad del agua	1 a 5 µS/cm	conductividad < 1µS/cm
Consumo de agua	10 litros/kg producido	10 litros/kg producido
Diferencia de potencial de las caldas	1,8-2,2 V	1,7 – 2,1 V
Consumo energético en la electrólisis	4-5 kW*h/Nm ³	5-7 kW*h/Nm ³
Suministro de energía	Menor rango de variabilidad de energía para operar.	Variable. Responde con rapidez a cambios de frecuencia
Densidad volumétrica	16 l por Nm ³ /h H ₂	1 l por Nm ³ /h H ₂
Hidrógeno generado	<1400 Nm ³ /h H ₂	<400 Nm ³ /h H ₂
Grado de Pureza	Grado de pureza de los gases producidos. La pureza del hidrógeno alcanza cerca del 99%.	Alta pureza del gas producido (99,999%).
Eficiencia	Hasta 93%	Hasta 98%
Diseño	Se requiere espacios demasiado amplios para el proceso modular (en serie)	Diseño del sistema compacto debido al electrolito sólido. Modular
vida útil	Prolongada, cerca de las 90.000 horas	Baja durabilidad de los materiales si el ensamblado de la celda se efectúa de manera desprolija
Vida útil	10 – 15 años	5 – 10 años

Entre las características técnicas resalta la capacidad de las PEM para operar a bajos rangos de carga parcial, la mayor pureza de los gases obtenidos, aunque es necesario reconocer que tienen un mayor costo de mantenimiento. Por otra parte, los tiempos de entrega de una planta PEM rondan los 8 a 12 meses, debido a la baja cantidad de fabricantes y la alta demanda de electrolizadores.

Así, un proyecto de esta magnitud implica una inversión de entre u\$s 2M a u\$s 3M, el monto total estará relacionado a si se decide optar por una planta de 500kW (en vez de

300kW), lo que implicaría aumentar la superficie del campo solar, si se adquiere un compresor (hasta 900 bares), y a la distancia a la que finalmente se instale la planta, y demanda no menos de un año para su implementación. No obstante, el proyecto integral plantea iniciar las investigaciones sobre un banco de motores instalado para tal fin, junto a los sensores tanto de interés mecánico, como los específicos de análisis de gases de escape (CO, CO₂, NO_x, etc), siendo el hidrógeno empleado adquirido, hasta tanto la planta se encuentre en funcionamiento.

La UNLaM posee convenios con empresas dispuestas a proveer motores con el fin de investigación. En este sentido el motor más adecuado para estudiar su reconversión es, por su robustez, el diésel, sin embargo, sería necesario implementar el cambio del ciclo diésel (por compresión), al ciclo Otto (por chispa). Esta reconversión implica analizar su viabilidad técnico-financiera [5,14], cambios en la admisión de combustible, la velocidad de inyección de hidrógeno, las presiones y temperatura de trabajo, y los volúmenes de mezcla. Asimismo, es imperativo considerar la generación de gases derivados de nitrógeno (NO_x), que también son contaminantes. En este caso, hay varias opciones que están siendo investigadas, donde intervienen la urea (en un círculo virtuoso), las membranas separadoras, y otras soluciones. Estas investigaciones podrán tener vinculación y transferencia con las entidades, tanto públicas como privadas, en el marco de los convenios específicos mencionados.

V. EL HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE

Si bien es cierto que la Argentina puede reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), de su sistema de transporte, utilizando gas natural comprimido (GNC) a precios competitivos frente al diésel, es posible profundizar aún más esta reducción, optando por avanzar hacia la descarbonización, con el hidrógeno como vector energético, y alternativa sustentable para el desarrollo de las tecnologías adecuadas, y sus cadenas de suministro.

El hidrógeno, en aplicaciones de transporte, o usos estacionarios, puede ser aprovechado de dos maneras. La primera consiste en producir electricidad mediante pilas de combustible, para luego con ella alimentar un motor eléctrico, sin emisiones. La segunda, por otra parte, es su inyección directa en motores de combustión interna. Si bien, en este último caso, hay una fuerte mejora en cuanto a emisiones, respecto a combustionar hidrocarburos, dado que no se genera CO₂ ni otras sustancias tóxicas como el dióxido de azufre, continúan presentes emisiones de óxidos nitrosos (NO_x). Para evitar estas últimas emisiones, la industria avanza desarrollando sistemas de tratamiento de los gases de escape, que permitan eliminarlas en su mayoría, y/o trabajando, sobre la admisión de los motores con relaciones de aire muy superiores a la estequiométrica. Por ejemplo, a mayor cantidad de oxígeno, menor generación de NO_x, entre otras opciones. Es de destacar, que también es posible trabajar con mezclas de

combustibles donde el hidrógeno sea una parte, logrando una contribución parcial al ambiente.

En este contexto, desde la UNLaM, se procuran realizar pruebas, y contribuir al desarrollo de tecnologías que permitan la utilización del hidrógeno como combustible, en motores estacionarios, y en el transporte pesado, donde resultaría más competitivo frente a la locomoción a baterías, hoy de litio, por autonomía, tiempos de recarga, y una menor exigencia de espacio y peso para su funcionamiento. A su vez, la combustión directa del hidrógeno en motores térmicos podría cobrar relevancia, en países como la Argentina, frente a la pila de combustible, a pesar de un rendimiento energético inferior al del ciclo Otto (27% promedio), vs pila combustible, del 57% [14], por las mayores dificultades para acceder a la tecnología y al crédito.

Caben destacar ciertas particularidades en relación a la locomoción pesada.

En primer lugar, respecto al transporte pesado de pasajeros, en este caso, el almacenaje de hidrógeno es ventajoso en la movilidad con largo alcance, y cargas pesadas, ya que es suficiente con una carga a presión de 350 bares (vs los 700 bar de un vehículo liviano) [1]. A diferencia de los vehículos eléctricos, donde la energía generada por la celda de combustible alimenta el motor eléctrico, auxiliado por una batería de mucha menor capacidad que la requerida por un vehículo 100% a baterías, los motores que combustionan directamente el hidrógeno, se fabrican sobre la base de los de combustión interna convencionales. Para los fabricantes, es una tecnología ya conocida, en el diseño y la producción, de vehículos. Asimismo, es una tecnología familiar para las flotas, tanto para la operación, y el mantenimiento, como para la resolución de problemas y servicio.

En segundo lugar, los camiones son otra categoría de vehículos donde la tecnología eléctrica de la batería puede que no sea la mejor solución de descarbonización. Las desventajas de la tecnología a batería se encuentran nuevamente en la autonomía medida en kilómetros, y en los tiempos de carga, pero es relevante la fuerte pérdida de espacio, y peso, disponible para la carga. En el transporte de larga distancia, los conductores tendrían que detenerse un largo tiempo para su recarga. Los camiones de hidrógeno, en cambio, tienen un rango de tiempo para el reabastecimiento de combustible comparable al diésel, y al gas natural.

Por último, en locomoción ferroviaria, el uso del hidrógeno supone una alternativa sin emisiones de efecto invernadero, u otros contaminantes, para líneas no electrificadas donde ahora circulan trenes diésel eléctricos. Es una opción que cobra fuerza ante los altos costos de electrificar ramales, sobre todo cuando se encuentran alejados de los tendidos eléctricos troncales. En trenes de pasajeros movilizadas por celda de combustible, hoy se alcanzan autonomías de 1.000 km, frente a los cerca de 100 km en el caso de que fuera alimentado solo por baterías. En el caso de funcionar a celda de combustibles, se necesitarían cerca de 40

kg de hidrógeno para recorrer 100 km [5]. También es posible pensar en alimentar con hidrógeno a las actuales locomotoras diésel eléctricas, que funcionan en Argentina y en el mundo, quemándolo en los motores a combustión interna para generar electricidad en unos alternadores, que luego de rectificarla movilizaría a los motores eléctricos de tracción, al igual que en FCEV hay unas baterías auxiliares para cubrir los picos de potencia.

A modo de referencia, las últimas locomotoras diésel eléctricas adquiridas por Trenes Argentinos para el Belgrano Cargas a la compañía China Railway Construction Corporation (CRCC). en el año 2017, tienen una potencia de 3000 HP y 2200 kW, duplicando a las que reemplazaron, su velocidad final es de 80 km/h. Por su parte el tren a hidrógeno para pasajeros de Siemens, Mireo Plus H, tiene una potencia de 1700 kW y una velocidad máxima de 160 km/h, hoy en pruebas y con servicio regular programado en Alemania para 2024.

VI. CONCLUSIONES

Considerando los montos ofrecidos por diferentes convocatorias a las que podría ser posible acceder, se consideró la adquisición de una planta generadora de 60 Nm³/h, con una alimentación de 300 kW sin auxiliares. Previendo las horas de asoleamiento en la zona, especialmente para los meses de invierno, se duplicó la cantidad de paneles fotovoltaicos, con el objeto de asegurar la provisión de 300 kW de capacidad nominal por 4 hs en esa época, lo que implica una instalación capaz de entregar 600 kWp (kilowatt pico). De este modo, la instalación de la planta solar fotovoltaica requeriría, aproximadamente, 3.000 m² de techos para su montaje, una superficie disponible y de fácil acceso en la universidad. La selección de los techos, se realizará conforme su estado de conservación, sombreado, orientación, inclinación, y su cercanía a subestaciones eléctricas con capacidad para recibir la acometida de energía.

La conexión de la instalación solar fotovoltaica podría ser la típica de una instalación fuera de línea (off grid) con la red eléctrica, con un gestor de energía. Esta configuración permitiría cumplir tres objetivos simultáneamente. El primero, asegurar que la energía eléctrica que se utiliza en el proceso de producción del hidrógeno nunca exceda la que se está generando en cada momento en el parque solar fotovoltaico. El segundo, permitir la utilización de los excedentes de energía eléctrica, ante una eventual sobreproducción de la planta solar fotovoltaica, respecto del máximo a ser consumido por el electrolizador, o bien porque por alguna razón la misma no se encuentre operativa. Por último, controlar la utilización de los excedentes, privilegiando el autoconsumo de las instalaciones de la universidad.

El problema predominante, en las tecnologías para electrolizadores, está centrado principalmente en el desarrollo y fabricación de celdas más eficientes y económicas. Un gran paso es el de cambiar de energía hidroeléctrica a electricidad

proveniente de fuentes renovables. Cuando las tasas de utilización son bajas, los costos de inversión se vuelven una consideración mayor que la eficiencia. En la actualidad hay dos ramas de investigación para reducir los costos de capital de los electrolizadores, estas son el reducir los costos de fabricación por área de celda, y la habilidad de aumentar la densidad de corriente.

A pesar de las grandes reducciones en la última década, las PEM comerciales aún tienen costos de capital más altos que sus contrapartes alcalinas. Que los PEM puedan competir con los alcalinos depende principalmente de su potencial de reducción de costos. La planta piloto electrolizadora se comercializa en el espacio de un contenedor, y no requiere de una obra civil en particular, más allá de una cisterna para la acumulación de agua. La infraestructura actual de la UNLaM permite la instalación de un sistema de captación de agua pluvial, podrían seleccionarse techos más cercanos a la ubicación de la planta, siempre y cuando se encuentren en buen estado de conservación y limpieza. La disposición de una gran superficie techada, y aprovechable para la intervención de los desagües pluviales, permitirá abastecer a la planta de agua con menores requisitos para su acondicionamiento, no se recurriría al agua de red, ni a la subterránea, lo que más allá de la evitar la problemática normativa, maximizaría la vida útil de la membrana polimérica, reduciría costos del mantenimiento del sistema de ablandamiento, y minimizaría riesgos de impacto ambiental respecto al uso del agua. Basados en los datos de régimen pluvial de la zona, la cisterna deberá tener una capacidad suficiente para asegurar la provisión de agua por un período de 40 días sin lluvias, período estadístico más probable sin precipitaciones en la zona. Los distintos análisis de calidad pueden ser realizados en los laboratorios de la propia universidad, bajo las normas mencionadas.

Los requerimientos de seguridad de las instalaciones dedicadas a la investigación, producción, compresión, almacenamiento del H₂ gaseoso (GH₂), deberán cumplir con lo indicado en la norma NFPA 2 (National Fire Protecting Association), que en sus requerimientos generales exige se contemplen aspectos como el entrenamiento del personal, prohibición de fumar, control de fuentes de ignición, y de dispositivos de alta temperatura. También los equipos con el potencial de ser fuente de ignición deberán ser aprobados y/o certificados, los vehículos industriales se registrarán acorde a NFPA 505, y los laboratorios al capítulo 16 de NFPA 2.

La producción de hidrogeno verde, hoy por hoy, no es competitiva frente a los combustibles fósiles, ni tampoco frente a la de hidrógeno azul. Sin embargo, es de esperar reducciones en los costos, sobre todo en los electrolizadores, ya sea por la utilización de materiales menos onerosos (como platino, oro, e iridio), así como también por la masificación y la automatización en su producción. Actualmente existe una larga lista de espera para adquirir un electrolizador habida cuenta de la alta demanda del producto y la escasez de oferentes, por lo que es de esperar la reacción del mercado en

este sentido. Una manera de motivar la producción del sector podría ser aumentar el precio de los energéticos menos limpios, que no internalicen los pasivos ambientales que generan.

El hidrogeno verde es una solución transversal al problema del medio ambiente para todo tipo de transporte. Es versátil, limpio, eficiente energéticamente y menos pesado que las baterías de electricidad. En este contexto desde la UNLaM se propone realizar pruebas y contribuir al desarrollo de tecnologías que permitan su utilización en el transporte pesado donde resulta más competitivo frente a la locomoción a baterías, hoy de litio. A modo de referencia, un camión de unas 25 toneladas con uso regional necesitaría reservar cerca de 1/3 de su capacidad de carga (en toneladas) para las baterías. En cambio, operando con una pila de hidrógeno, el peso total del vehículo sería similar a funcionar utilizando diésel; como también, en términos de autonomía y tiempos de recarga. Por ello, son focos del proyecto las pruebas en la movilidad sustentable de camiones, ómnibus, el transporte por cursos de agua de la Hidrovía Paraguay-Paraná, los trenes diésel-eléctricos y los servicios portuarios.

Otro dilema del futuro del transporte verde y a experimentar, es la pila de hidrógeno vs la combustión de hidrógeno, esta última con rendimiento energético muy inferior pero posiblemente de implementación más rápida, sobre todo en países como la Argentina con mayores dificultades para acceder a la tecnología y al crédito.

En el análisis económico de la inversión la variable más importante y difícil de determinar es la valorización de los beneficios del proyecto, sin perder de vista el objetivo de experimentar y contribuir al desarrollo de la tecnología y de propulsar un mercado interno para el hidrogeno verde, que hoy no existe.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Morante, J.R.; Andreu, T. (2020). Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada. Fundación Naturgy, 2da. Edición. Madrid, 87-90.
- [2] Pino Priego, A. (2009). Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica. El caso de la producción de Hidrógeno. Escuela Técnica Superior de Ingenieros. Universidad de Sevilla, 26-35
- [3] Crozzoli, P; Gullo, F.; Milanese, J.; Sanchez Barros, A.; Trivellini, L. (2020). Análisis de prefactibilidad de una planta productora de Hidrógeno. Escuela de Ingeniería y Gestión. Instituto Tecnológico Buenos Aires.
- [4] Fauroux, Luis E. y otros, “Recuperación y tratamiento de agua pluvial a baja escala”, en Libro de Actas del IIIer Congreso Argentino de Ingeniería. pp. 1870-1882, 2016.
- [5] Lilio, P.; Belmar, F. (2021). “Evaluación técnico-económica implementación bus de hidrógeno en Sistema de Transporte Metropolitano”. Unidad de Tecnologías del Hidrógeno, 17-24. Recuperado de: https://energia.gob.cl/sites/default/files/20211230_informe_ext_mtt_men.pdf

- [6] Venturino, V.; Lare M.; Gras F. (2016). “Caracterización de electrolizadores”. Facultad Regional Concordia – Universidad Tecnológica Nacional (UTN – FRCon).
- [7] (2020). Path to hydrogen competitiveness - A cost perspective. Recuperado de: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf
- [8] Skoczylas, T. (2020). Green H2 for a Sustainable Integrated Economy. NEL-ASA, Electrolyser.
- [9] Retuerto, M. (2021). La Electrólisis: Tipos de electrolizadores. IDEAGreen. <https://ideagreen.es/hidrogeno-verde/tipos-de-electrolizadores/>
- [10] Condair. (2013). Tratamiento del agua. Recuperado de <https://www.aquaglobals.com/filtro-de-carbon-activado.php>
- [11] Aquaglobal. (2022). Filtro de Carbón Activado. Recuperado de <https://slideplayer.es/slide/3477927/>
- [12] Degaetani, O.; Eterovic, J., Blanco, G., “Análisis comparativo de plantas piloto para la producción de H2 verde”, en Libro de Actas del XV Congreso Internacional de Ingeniería Industrial. 2022.
- [13] Fauroux, L.; Piñero, C.; Morais, M.; Del Puerto, C., “Análisis preliminar de la factibilidad técnica de instalación de una planta piloto para la producción de hidrógeno verde” en Libro de Actas del VI Congreso Argentino de Ingeniería. 2022
- [14] Eterovic, J.; Alterini, F.; Lohigorry A.; Blanco, G. (2022). “Hidrogeno verde, una oportunidad sustentable para el transporte”. Revista Digital del Depto de Ingeniería. Universidad Nacional de La Matanza. DOI: <https://doi.org/10.54789/reddi.7.1.3>
- [15] Lohigorry, A.; Alterini, F.; Fauroux, L.; Sobral, P.; Pisera, G. “Análisis de la prefactibilidad para la producción de hidrógeno verde en la UNLaM”. en Libro de Actas del XV Congreso Internacional de Ingeniería Industrial. 2022.