



## ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE HIDRÓGENO MEDIANTE LÍQUIDOS ORGÁNICOS EN URUGUAY

Gristo, Pablo<sup>1,\*</sup>; Corengia, Mariana<sup>2</sup>; Bussi, Juan<sup>3</sup>; Rodríguez, Pablo<sup>1</sup>; Olave, Vitoria<sup>4</sup>; De León, Andrea<sup>3</sup>; Musso, Mauricio<sup>3</sup>; Veiga, Santiago<sup>3</sup>; Bandaroff, Agustina<sup>2</sup>; Noya, Carolina<sup>1</sup>; Fontana, Cecilia<sup>1</sup>; Sanchez, Gonzalo<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ANCAP. \* [pgristo@ancap.com.uy](mailto:pgristo@ancap.com.uy)

<sup>2</sup> Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.

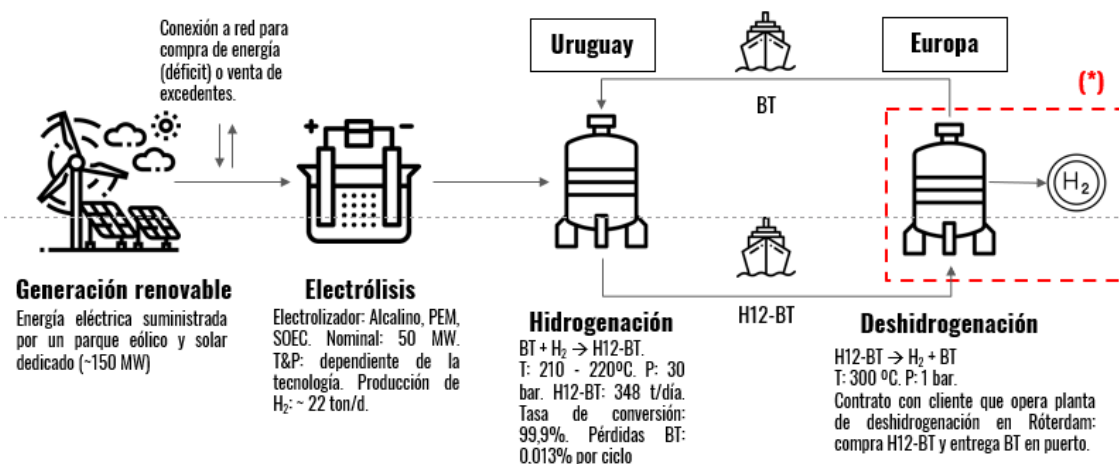
<sup>3</sup> Facultad de Química, Universidad de la República.

<sup>4</sup> Universidad Tecnológica del Uruguay (UTEC).

### Introducción

En un escenario de producción de hidrógeno a gran escala en países con alto potencial de energías renovables, como Uruguay, es imperativo analizar y resolver uno de los principales desafíos: su almacenamiento y transporte a largas distancias.

El presente trabajo sintetiza un proyecto de investigación colaborativo entre las Facultades de Ingeniería y Química de UdelaR, Ingeniería en Energías Renovables de UTEC y ANCAP. Este proyecto comprendió el estudio técnico-económico de la producción de hidrógeno en Uruguay, y su exportación a Europa mediante líquidos orgánicos (LOHC). La Figura 1 muestra el esquema conceptual del proceso.



**Figura 1:** Esquema del modelo conceptual de producción y transporte de hidrógeno. (\*) Se realizó el estudio técnico y económico de todas las etapas excepto la deshidrogenación.

### Materiales y Métodos

Una exhaustiva revisión bibliográfica y diversas entrevistas con proveedores permitieron identificar y evaluar tecnologías basadas en diferentes líquidos orgánicos, de los cuales se seleccionó el benciltolueno (BT) y su par hidrogenado perhidro-benciltolueno (H12-BT).

Se definió la ubicación de la planta (Paysandú), la escala industrial, y se elaboró un modelo de producción de energía híbrido dedicado. La combinación óptima de fuentes renovables se identificó a partir de un análisis de complementariedad basado en la minimización de la desviación estándar de la generación total a distintos tiempos. Este parque cuenta con 69 MW de generación eólica y 81 MW solar fotovoltaica, que alimentan un conjunto de electrolizadores tipo PEM (50 MW). El hidrógeno producido alimenta un reactor continuo trifásico, en el cual un catalizador de platino en suspensión promueve la reacción de hidrogenación. Se prevé la compra de energía eléctrica de red (y la venta de



excedentes) para asegurar la operación continua, produciendo 21 t/d de hidrógeno. La planta industrial incluye sistemas de tratamiento y enfriamiento de agua, compresión y almacenamiento de hidrógeno, entre otros servicios. La integración energética del proceso fue modelada mediante el software Aspen Plus.

En cuanto al modelo comercial se propone la compra de un stock inicial de BT, la exportación del H12-BT a una planta de deshidrogenación en Róterdam (operada por el cliente), y el retorno del BT. El modelo logístico incluye parques de tanques en Paysandú y Nueva Palmira y el uso de buques quimiqueros para el transporte fluvial y marítimo de BT y H12-BT entre Paysandú, Nueva Palmira y Róterdam. En base al estudio de costos, según bibliografía y consultas a proveedores, se elaboró un modelo de flujo de fondos para el análisis económico probabilístico de todo el proyecto. Este modelo fue implementado en una planilla de Excel utilizando el complemento @Risk de Lumivero.

## Resultados y Discusión

Los resultados del análisis económico indican que bajo el modelo de producción y comercialización propuesto y según los supuestos establecidos, el uso de líquidos orgánicos para el almacenamiento y transporte de hidrógeno en Uruguay no es atractivo actualmente. El precio mínimo de venta del hidrógeno al cliente en Róterdam es de 12 USD/kgH<sub>2</sub> (tasa interna de retorno 2,1 % y período de repago 19,6 años). Además, deben sumarse los costos y rentas del proceso de deshidrogenación y del transporte hasta los puntos de entrega a usuarios del hidrógeno en Europa, resultando en un precio final que supera ampliamente lo esperado según diversas agencias. No obstante, se sugiere monitorear el avance del conocimiento en materia de LOHC, mediante la revisión periódica de publicaciones sobre estudios teóricos, experimentales y demostrativos de la tecnología, así como el avance comercial de la tecnología, en particular los proyectos anunciados para los próximos 5 años.

## Agradecimientos

Los autores agradecen a la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII) por el financiamiento del proyecto FSE\_S\_2022\_1\_172980 y a las instituciones participantes: Facultad de Química y Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, Universidad Tecnológica del Uruguay (UTEC) y ANCAP. Y a los siguientes investigadores y especialistas de empresas que contribuyeron con información clave: Franciele Weschenfelder (UTEC), Chiara Friggeri y Juan Pereira de la Riera (Axens Solutions), Tulio Gonzalez (Honeywell UOP), Markus Albuscheit, Josef Schütz y Dominik Bruckner (Hydrogenious LOHC Technologies GmbH), Franziska Gruber (AHK Uruguay), Ventura Croce, Nicolás Spinelli y María Victoria González (ANCAP), Juan Taborelli (AMS), Elena Castelló, Nicolás Goycoechea y Axel Rios (Facultad de Ingeniería).

## Referencias

- IEA. (2023). *Global Hydrogen Review 2023*.
- Niermann, M., Timmerberg, S., Drünert, S., & Kaltschmitt, M. (2021). Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135, 110171.
- Port of Rotterdam. (2021). *Summary: Study into Hydrogen Import Terminals. Several Rotterdam Terminals to be ready for Hydrogen imports by 2025*.
- Roland Berger. (2021). *Hydrogen transportation. The key to unlocking the clean hydrogen economy*.
- Teichmann, D., Arlt, W., & Wasserscheid, P. (2012). Liquid Organic Hydrogen Carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(23), 18118-18132.