

Estudio técnico-económico de una planta de producción de SAF por el método *Fischer-Tropsch hydroprocessed Synthesized Paraffinic Kerosene (FT-SPK)*, asociado a una planta de electrolisis alcalina y a una planta de captación de CO₂ de una industria de pasta de celulosa en Uruguay

V. Sendarrubias^{1(*)}, G. M. Rodado¹, E. Nieto¹, A. Viscarret², J.M. Vignolo², A R. Perroni²

¹Centro Nacional del Hidrógeno, Prolongación Fernando el s/n Puertollano (Ciudad Real), España

²Clerk, Calle Buenos Aires 674, Montevideo, Uruguay

(*)vanesa.sendarrubias@cnh2.es

RESUMEN: Dentro de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde del Uruguay se fija la producción de SAF como una línea de desarrollo futura para Uruguay teniendo prevista la exportación de dicho combustible. En el presente estudio se ha desarrollado un análisis técnico económico de una planta de producción de combustibles sintéticos para aviación por el método de FT-SPK (*Fischer-Tropsch hydroprocessed Synthesized Paraffinic Kerosene*). Para dicho proceso de producción de SAF (*Sustainable Aviation Fuel*) es requerido hidrógeno, que procede de electrolisis alcalina y CO₂ que es captado de un proceso industrial mediante el método de absorción-desorción con aminas. Dentro del estudio se desarrollan tres casos, teniendo como variable la procedencia de la energía eléctrica requerida en el proyecto. En los casos de estudio, la energía procede de una industria de pasta de celulosa, de un mix energético aislado de la red eléctrica y, por último, de un mix energético optimizado conectado a la red. A su vez, se estudia el efecto de los beneficios fiscales ligados al desarrollo de proyectos en Uruguay.

ABSTRACT: Uruguay's Green Hydrogen Roadmap establishes the production of SAF as a line of future development for Uruguay, foreseeing the export of this fuel. In this study, a technical economic analysis of a plant for the production of synthetic aviation fuels by the FT-SPK (*Fischer-Tropsch hydroprocessed Synthesized Paraffinic Kerosene*) method has been developed. This SAF (*Sustainable Aviation Fuel*) production process requires hydrogen, which comes from alkaline electrolysis, and CO₂, which is captured from an industrial process using the amine absorption-desorption method. Three cases are developed within the study, taking as a variable the origin of the electrical energy required in the project. In the case studies, the energy comes from a pulp industry, from an off-grid energy mix and finally from an optimised grid-connected energy mix. At the same time, the effect of the tax benefits that can be obtained in Uruguay is studied.

Palabras clave: Combustibles sostenible, aviación, captura CO₂, FT-SPK.

Keywords: Sustainable Aviation Fuel (SAF), Aviation, CO₂ capture, FT-SPK.

1. INTRODUCCIÓN

Uruguay atraviesa desde hace más de una década un periodo de cambio en su matriz energética, minimizando la utilización de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica. Este cambio presenta grandes ventajas, como la independencia energética del Estado al reducirse la necesidad de importación de combustibles y, en consecuencia, ser más independiente de la inestabilidad de precios que los afecta.

La segunda transición energética de Uruguay podría ocurrir de la mano del hidrógeno como vector energético, permitiendo una transformación de la matriz energética, no sólo de la eléctrica sino también en el sector del transporte u otros sectores industriales en los que podría tener una gran penetración. Además, hay que destacar el potencial de renovables de Uruguay que puede poner en el punto de mira la producción de hidrógeno u otros compuestos para ser exportados a otros países.

Dentro de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en Uruguay publicada en junio del 2022 [1], uno de los pilares claves para posicionar a Uruguay es el desarrollo de combustibles sintéticos para aviación. Por ello, este estudio se centra en el análisis técnico-económico de una planta de producción de SAF (*Sustainable*

Aviation Fuel) en Uruguay, donde el hidrógeno procede de electrólisis alcalina y el CO₂ de captura de emisiones de salida de una industria.

El estudio consiste en la evaluación económica que el efecto de la procedencia de la energía tiene en el proyecto. Para ello se han desarrollado flujo de fondos de tres casos en función de la procedencia de la energía eléctrica requerida: cuando proviene de una industria de pasta de celulosa, de un mix energético aislado de la red eléctrica y de un mix energético optimizado conectado a la red con la posibilidad de compra y venta de excedentes. Además, se ha estudiado el efecto de los beneficios impositivos que el Gobierno de Uruguay tiene implantados actualmente para atraer nuevos proyectos a su país.

2. PLANTA DE SAF

El SAF fijado para el estudio es un combustible sintético de origen no-biológico producido mediante el método de FT-SPK. Para la producción de SAF es necesario H₂, que será generado mediante electrólisis, y CO₂, que será capturado de un proceso industrial. El H₂ y el CO₂ se convertirán en CO mediante una reacción RWGS (*Reverse Water Gas Shift*) y posteriormente, ese gas de síntesis se convertirá en hidrocarburos mediante una reacción de Fischer-Tropsch (FT) [2].

Uruguay dispone de industrias con altas emisiones de CO₂ como las industrias de pasta de celulosa o la industria cermentera, de ellas será captado el CO₂ requerido para la producción de SAF. El método seleccionado para la captura de CO₂ es la absorción-desorción con aminas debido a la madurez de su implementación, su disponibilidad comercial, bajo coste, alta velocidad de absorción y alto grado de madurez.

El hidrógeno va a ser producido con electrólisis alcalina teniendo en cuenta que deberá trabajar en continuo siguiendo los requisitos de la planta debido al proceso de producción asociado de RWGS y FT. Para producir el FT-SPK es necesario tener un suministro de energía eléctrica que alimente los electrolizadores para la producción de hidrógeno, los sistemas de captación de CO₂ y todos los equipos auxiliares. La dimensión del proyecto requiere de 100 MW, que se divide en: la producción de H₂ (84 %), la captura de CO₂ (15 %) y los consumos auxiliares (1 %). Para el funcionamiento de la planta se necesita 1,45 t/h de H₂, 15,55 t/h de CO₂ y se producirá 1,71 t/h de SAF y 0,57 t/h de otros combustibles (diésel y naftas).

2.1. CASOS DE ESTUDIO

Se ha realizado el estudio económico para tres casos diferentes variando la procedencia de la energía eléctrica.

En el Caso 1, el módulo de generación de energía es una planta de producción de pasta de celulosa, con lo que habrá una potencia disponible constante a lo largo de todo el año. Las plantas de pasta de celulosa son productoras de energía eléctrica de forma colateral a su proceso y en este caso, esa electricidad irá destinada a la producción de hidrógeno. El coste de la energía será de 60 USD/MWh. Dicho coste se desglosa en aproximadamente 40 USD/MWh ligado al precio de la energía variable (LCOE Renovables), más aproximadamente 20 USD/MWh por el coste asociado a la estabilidad (firmeza) que facilita la energía de la planta de pasta de celulosa y una pequeña cobertura ligada al posible precio futuro del CO₂.

En el Caso 2, el módulo de generación de energía está compuesto por un mix de energía eólica y fotovoltaica que, gracias a la complementariedad de ambas fuentes, es capaz de generar un perfil lo más continuo y estable posible, funcionando de forma aislada a la red eléctrica. Como mix energético idóneo se ha estimado 100 MW de fotovoltaica y 300 MW de eólica. Como soporte es necesario un sistema de almacenamiento de baterías y un sistema de almacenamiento de hidrógeno.

En el Caso 3, el módulo de generación de energía está compuesto por un mix energético de 165 MW de energía eólica y 100 MW de fotovoltaica que tiene apoyo de la red eléctrica en aquellos momentos en los que la generación no sea suficiente, es decir, un mix energético optimizado con apoyo de red y posibilidad de venta de excedentes. La energía será comprada a 40 USD/MWh (este precio es el final que resulta considerando una rentabilidad adecuada para el proyecto de generación que incluye los costos de inversión totales, equipamientos, terreno, obra civil, obra eléctrica, etc). Además, se han realizado simulaciones para conocer los costes por la energía adquirida y los ingresos por la energía vendida a la red. Al tratarse de una demanda, este caso debe incluir los costes de peajes (que se estimaron para 500 kV de tensión) y pagos por potencia firme, de acuerdo a la normativa actual.

3. RESULTADOS. ANÁLISIS ECONÓMICO Y DISCUSIÓN.

Para los tres casos de estudio planteados, se van a fijar las siguientes premisas globales para el desarrollo del análisis económico: degradación del stack = 0,1%/1.000 horas de operación, duración del estudio = 20 años, tiempo de operación anual = 8.000 horas, no se obtienen ingresos por venta de O₂, el CO₂ no tiene coste para el proyecto y los ingresos proceden de la venta de SAF producido y de los subproductos, diésel y naftas.

En cuanto al almacenamiento requerido, será mayor para el caso aislado de la red electricidad (Caso 2), ya que consta de almacenamiento de hidrógeno para mantener constante la producción de SAF y almacenamiento en baterías para mantener constante el consumo energético de la planta de CO₂ y la planta de SAF.

3.1. COSTES DE INVERSIÓN

Las plantas de producción de hidrógeno, de captación de CO₂ y de producción de SAF tendrán el mismo coste en todos los casos estudiados ya que ha sido elegida la misma escala de proyecto. La variación en los costes irá ligada principalmente al almacenamiento de hidrógeno y de energía eléctrica, si fuera necesario. Para los cálculos de la planta de producción de SAF, se ha tenido como referencia una planta de producción de SAF con un caudal de entrada de H₂ de 9,29 t/h [2]. Para la planta de captura se ha tomado de referencia una planta de captura de 23,3 t CO₂/h [3]. Los costes han sido adaptados y actualizados a la escala del presente estudio. Por tanto, los costes de inversión principales son: planta de electrólisis alcalina 92.400.000 USD, planta de captura de CO₂: 23.926.579 USD y planta de producción de SAF: 117.657.695 USD. En el Caso 2, al ser un sistema aislado de la red no habrá costes por energía, sino que se incorpora al estudio la inversión de las plantas renovables, sumando un total de 400.000.000 USD.

3.2 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costes de operación y mantenimiento van a variar en los 20 de años de estudio del proyecto, esto es debido a que la producción de hidrógeno también variará ligado a la degradación del stack de electrólisis y a la variabilidad del coste de la energía en el tiempo para el caso conectado a la red eléctrica, Caso 3. En la **Tabla 1**, se muestran, a modo de ejemplo, los costes de operación y mantenimiento para el primer año.

Tabla 1. Costes de operación y mantenimiento para los tres casos de estudio.

Coste O&M (USD)	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Planta Electrólisis alcalina	2.310.000	2.310.000	2.310.000
Planta Captura de CO ₂	12.117.292	12.117.292	12.117.292
Planta producción SAF	13.302.259	13.302.259	13.302.259
Agua y transporte	548.200	548.200	548.200
Electricidad	48.000.000	-	60.832.465
Almacenamiento H ₂	6.960	41.760	6.960
Almacenamiento baterías	-	576.000	-
Planta FV	-	1.750.000	-
Planta Eólica	-	13.200.000	-
Total (USD)	76.284.711	43.845.511	89.117.176

3.4 FLUJO DE FONDOS

Dentro de las políticas que Uruguay posee para la implantación de nuevos proyectos se encuentran beneficios impositivos, esto se traduce a que la empresa tendrá beneficios para la obtención de equipamiento y podrá exonerar el pago de Impuesto a Renta hasta aproximadamente el 50% de la inversión realizada o hasta el año 13 del proyecto como máximo. Obviamente para que el beneficio sea efectivo, el proyecto debe ser rentable.

La variable para estudiar el flujo de fondos del proyecto es el precio de venta de SAF. Inicialmente se ha llevado a cabo un estudio iterativo para lograr encontrar el precio de venta de SAF que hace que el proyecto tenga rentabilidades atractivas y valores de VAN positivos. Tras dicha iteración, el precio de venta de SAF se encuentra en los 8,5 USD/kg. En la **Tabla 2**, se muestran los valores de TIR y VAN obtenidos dentro de los tres casos de estudio.

Tabla 2. Valores de TIR y VAN para precio de venta de SAF de 8,5 USD/kg.

CASO	Sin beneficios impositivos		Con beneficios impositivos	
	TIR	VAN (USD)	TIR	VAN(USD)
1	12,7	23.501.820	16,3	72.512.510
2	6,5	-176.492.373	8,1	-*
3	9,1	-25.032.218	12	11.671.994

*Al no ser rentable el proyecto en este caso, no aplican los beneficios impositivos tal y como están definidos en este momento.

El beneficio impositivo hace que el proyecto aumente su rentabilidad entre un 15-35%, siendo más notorio el efecto en los Casos 1 y 3. A modo de ejemplo, para el escenario de SAF a 8,5 USD/kg SAF (7,14 USD/l SAF), en el Caso 1 pasan de valores de TIR de 12,7 a 16,3 y en el Caso 3 pasan de valores de TIR de 9 a 12.

Por otro lado, se puede observar que con los precios de SAF mostrados anteriormente, el Caso 2 nunca llega a obtener valores de VAN positivos. Esta situación cambia y empieza a ser positivo cuando el precio de venta de SAF supera los 11 USD/kg. Por tanto, comparado con el Caso 1 y Caso 3, el Caso 2 se descarta al ser el menos favorable económicamente, no siendo rentable en el tiempo estudiado (20 años). El caso óptimo es el Caso 1, cuando la energía procede de una industria de pasta de celulosa con un precio estipulado de energía eléctrica de 60 MWh, obteniéndose valores de TIR de 16,3 y VAN de 72.512.510 USD cuando el precio del SAF se encuentra a 8,5 USD/kg y se consideran beneficios impositivos en el proyecto.

Hay que destacar que los valores de venta de SAF son elevados, y que actualmente no son competitivos. A modo de referencia, el promedio de precio de venta de ANCAP (Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland en Uruguay) del JET-A1 a las Distribuidoras en los últimos 2 años es de 1 USD por kg. Esto muestra la brecha entre la situación actual y el desarrollo de combustibles renovables para aviación. Adicionalmente, es importante tener en cuenta, además de la evolución de los distintos precios, el avance de la regulación y la normativa respecto a las emisiones y su traducción en medidas legislativas y eventualmente subsidios e impuestos en distintos mercados.

4. CONCLUSIONES

Como conclusión al estudio, se obtiene que la procedencia de la energía afecta de forma contundente en los proyectos de producción de SAF. Entre los escenarios estudiados, la opción más rentable es el caso donde la energía proviene de la industria de pasta de celulosa con un coste 60 USD/MWh.

Los beneficios impositivos derivados de las políticas del gobierno de Uruguay aumentan entre un 15- 35% la rentabilidad de los proyectos. Por otro lado, hay que destacar que los precios de venta de SAF para proyectos con rentabilidades atractivas se encuentran alrededor de los 8,5 USD/kg, valor ocho veces más alto que los combustibles de aviación utilizados actualmente.

Agradecimientos

Este estudio se ha realizado gracias a la financiación obtenida dentro del proyecto "Segunda Transición energética del Uruguay a partir de la utilización del H₂ como vector energético" (FSE_S_2020_1_165530) por ANII-FSE (Agenda Nacional de Investigación e Innovación- Fondo Sectorial de la Energía) de Uruguay. A su vez, agradecer a Francisco Javier Sánchez Castañeda y a Jose María Ruiz Álvarez por sus grandes aportaciones.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay. Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde en Uruguay, (2022).
- [2] G. Zang, P. Sun, A. A. Elgowainy, A. Bafana, M. Wang en *Journal of CO2 Utilization*, vol 46, Lemont (EEUU), 2021, 101459.
- [3] A. Parkhi, S. Cremaschi, Z. Jiang en *IFAC- PapersOnLine*, vol 45 nº 7, EEUU, 2022, 284-291.