

## COSTO DE OPORTUNIDAD DE EXPORTACIÓN DE AMONÍACO VERDE DESDE ARGENTINA HACIA ALEMANIA/PAÍSES BAJOS

**Ernesto Coutsiros<sup>1,3</sup>, Mariela Colombo<sup>1</sup>, Ramiro Rodriguez<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup>Calden Consultoría SRL – Av. Pedro Mariani 478, Villa Allende (5105), Córdoba

[www.caldenconsultoria.com](http://www.caldenconsultoria.com) Tel. +549223-620271, email:

[mcolombo@caldenconsultoria.com](mailto:mcolombo@caldenconsultoria.com)

<sup>2</sup>Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales, Universidad Nacional de Córdoba - Av. Vélez Sarsfield 299 (5000), Córdoba [www.fcefyn.unc.edu.ar](http://www.fcefyn.unc.edu.ar) +543515353800,  
[ramiro.rodriguez@unc.edu.ar](mailto:ramiro.rodriguez@unc.edu.ar)

<sup>3</sup>Facultad de Ciencias Exactas, Universidad Nacional de Salta - Av. Bolivia 5150 (4408), Salta [www.exactas.unsa.edu.ar](http://www.exactas.unsa.edu.ar) +543874255408, [ecoutsiros@exa.unsa.edu.ar](mailto:ecoutsiros@exa.unsa.edu.ar)

**RESUMEN:** Este trabajo analiza los costos nivelados de producción y entrega de amoníaco verde en 23 provincias argentinas, incluyendo la Capital Federal, para su exportación a Alemania y Países Bajos. Utiliza el software *PtX Business Opportunity Analyzer* para evaluar los costos totales del hidrógeno y sus derivados.

Argentina posee recursos renovables estratégicamente distribuidos geográficamente: solar en el norte, eólico en el centro-sur y biomásico en el litoral. Esta distribución espacial de recursos renovables supone viable la producción complementaria de electricidad, mediante parques eólicos y solares dedicados, donde la producción híbrida es la que presenta la mayor cantidad de horas equivalentes anuales para la producción de electricidad y por tanto el factor de capacidad más alto.

Las provincias con menor costo nivelado de amoníaco verde transportado por vía marítima son, en orden: Chubut, Santa Cruz, Río Negro (Patagonia Austral) y Jujuy (Noroeste), debido a la calidad de sus recursos eólicos y solares.

El estudio proyecta costos para 2030 y 2040, considerando un escenario de reducción media en los costos de tecnologías de transformación para combustibles sintéticos. Este análisis proporciona una visión integral de las oportunidades y desafíos en la producción de amoníaco verde en Argentina, considerando factores geográficos, tecnológicos y económicos para su potencial exportación.

**Palabras clave:** PtX, RFNBO, amoníaco verde, combustibles sintéticos

### INTRODUCCIÓN

La demanda de energía devenida del crecimiento poblacional global, que pronostica 9700 millones de habitantes para 2050, crece concomitantemente (Naciones Unidas, 2022). No obstante, coincidente con la meta 7.2 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS): “Aumentar sustancialmente la proporción de energía renovable en la combinación energética mundial para 2030”, la capacidad energética mundial basada en energías renovables, aumenta más rápido que en cualquier otro momento de las últimas tres décadas y se espera que lo haga aún dos veces y media más para 2030 con las políticas y las condiciones de mercado actuales (IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO, 2024). La capacidad instalada de energía renovable a nivel mundial por tecnología se puede ver en la Figura 1, la cual indica que la capacidad combinada aumenta de manera exponencial con el tiempo (IEA, 2023).

El aprovechamiento óptimo de estas energías renovables implica la utilización de vectores energéticos adecuados (Leiva y Rodríguez, 2013). De esta manera, surge Power-to-X (PtX o P2X) como concepto tecnológico innovador capaz de transformar electricidad renovable, en una gran variedad de productos

finales. La X en este concepto puede representar combustibles líquidos, gaseosos y otros productos químicos (Pt-liquid, Pt-gas y Pt-chemicals). A nivel de la UE, los combustibles sintéticos se definen como combustibles líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico (RFNBO-Renewable fuels of non-biological origin, por sus siglas en inglés). El PtX abarca toda la cadena de valor, desde la generación de electricidad hasta el producto final. Esta tecnología permite la elaboración de productos que, hasta el momento, dependían de combustibles fósiles. De esta manera, el PtX se utiliza en procesos que son difíciles de descarbonizar y desfosilizar, disminuyendo la huella de carbono (PtX-Hub, 2023).

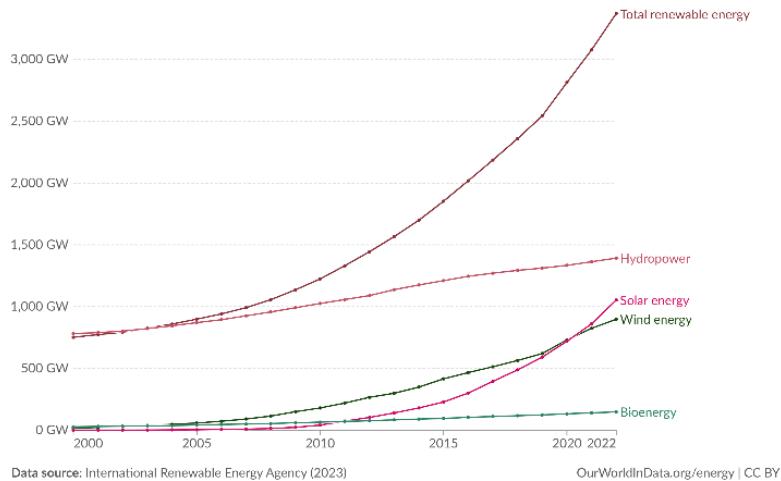
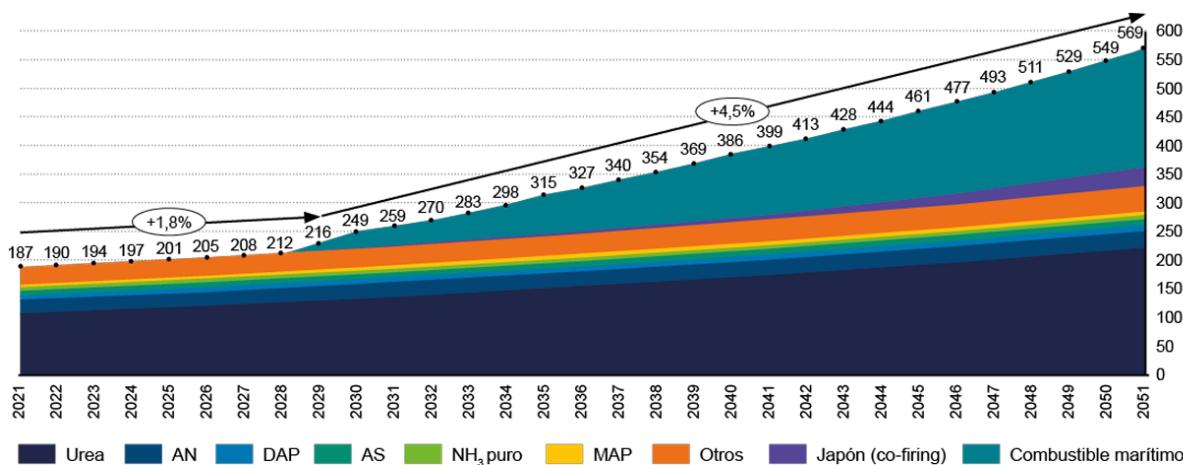


Figura 1: Capacidad instalada de energía renovable a nivel mundial por tecnología en GW.

El elemento clave en este proceso es el hidrógeno de bajas emisiones de carbono o hidrógeno verde ( $H_2V$ ), obtenido por electrólisis de agua a través del uso de electricidad renovable. El  $H_2V$  se puede combinar con otras moléculas para crear compuestos derivados (X), los que pueden ser utilizados como combustibles, sorteando los cuellos de botella propios del uso del hidrógeno (Sigal y Leiva, 2015). Aquí es donde toma importancia el amoníaco verde ( $NH_3V$ ), por su facilidad de producción masiva, su alta densidad energética y capacidad de descomposición total o parcial a  $H_2V$ . El  $NH_3V$  así generado se convierte en un transportador de  $H_2V$  muy prometedor (Carro de Lorenzo, 2022).

La producción de amoníaco usual o gris sucede mediante la síntesis química de Haber-Bosch, en la que se combina  $H_2$  con nitrógeno ( $N_2$ ), capturado del aire mediante adsorción por oscilación de presión (PSA), permitiendo el proceso de descarbonización, ya que en su constitución química no contiene carbono. El amoníaco gris es una materia prima clave para la industria de los fertilizantes (urea), por lo tanto, crucial para la producción de alimentos y la agricultura, para los explosivos en la minería (nitrato de amonio), en la industria química, para cosméticos y farmacia y como combustible en la navegación marítima, como lo muestra la Empresa Maersk Tankers, uno de los mayores operadores de buques cisterna del mundo, que se propone utilizar  $NH_3V$ , aprovechando su experiencia de casi 100 años en la explotación de buques cisterna y gaseros (Maersk, 2021). En la Figura 2 se muestra la proyección de la demanda mundial de amoníaco y derivados.



Fuente: IRENA, 2022

Figura 2: Proyección de la demanda mundial de amoniaco y derivados (kt, 2021–2051).

La demanda de amoniaco y sus derivados crece impulsada por su uso tradicional en la agricultura y la industria química. Se proyecta la demanda de urea en 133 kt para 2030 y 170 kt para 2040, lo que refleja un aumento sustancial en comparación con la demanda actual. Estas proyecciones indican un escenario en el cual la urea seguirá desempeñando un papel fundamental en la industria agrícola en las próximas décadas. Si bien hacia 2025 el incremento en la demanda de amoniaco estará impulsado principalmente por la demanda de la urea, en el horizonte de 2030 a 2040 se vislumbra un crecimiento de  $\approx 2.20X$  (Figura 2), asociado a la nueva demanda de combustible marítimo libre de emisiones de CO<sub>2</sub>eq, que se proyecta en 26 kt para 2030 y 111 kt para 2040 (IRENA y AEA, 2022).

La síntesis Haber-Bosch es un proceso industrial clave dada la importancia del amoníaco gris, no obstante, es responsable de alrededor del 1.3% de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> (Nayak-Luke et al., 2021). Un camino más sustentable lo ofrece la síntesis electroquímica de amoníaco (reacción de reducción de N<sub>2</sub>, NRR) como alternativa al proceso Haber-Bosch, cuyo objetivo es reducir el consumo de energía y las emisiones de carbono (Lazouski et. al, 2022). La idea básica es utilizar electricidad procedente de fuentes renovables, para impulsar la reducción de N<sub>2</sub> a amoníaco en condiciones ambientales, en contraposición a las altas temperaturas y presiones que requiere el proceso Haber-Bosch. La reacción NRR tiene lugar en una celda electroquímica, donde el gas N<sub>2</sub> se reduce en el cátodo mientras que el agua se oxida en el ánodo. La reacción general se resume como indica la ecuación (1):



Sin embargo, lograr esta reacción con alta eficiencia, selectividad y rendimiento es un gran desafío debido a la estabilidad del triple enlace N≡N, que requiere 945 kJ/mol, una cantidad significativa de energía, para romperse. Aunque la síntesis electroquímica del amoníaco todavía se encuentra en fase experimental y enfrenta desafíos importantes, su desarrollo podría revolucionar la producción de amoníaco al proporcionar un método más sostenible y flexible. La clave del éxito radica en superar los problemas relacionados con la eficiencia del catalizador, la selectividad y el desarrollo de electrolitos y diseños de celdas adecuados. Si se pueden abordar estos desafíos, los métodos electroquímicos podrían eventualmente complementar o incluso reemplazar el proceso tradicional de Haber-Bosch, ofreciendo un enfoque más ecológico y descentralizado para la producción de amoníaco. Entretanto, y debido al prometedor uso del amoníaco como vector energético, surge la necesidad de un proceso de producción de amoníaco renovable, el NH<sub>3</sub>V.

Comprometido con esta necesidad, el Gabinete Federal de Alemania aprobó en el mes de julio de 2024 la *Estrategia de Importación de Hidrógeno y sus Derivados*, cuyo objetivo es asegurar el suministro necesario de estos combustibles sintéticos para Alemania, garantizando una provisión resiliente. Esta acción establece un marco claro y fiable para los urgentes requerimientos de importación de hidrógeno y sus derivados y declara que “una gran parte de la demanda de hidrógeno deberá ser cubierta a medio

y largo plazo mediante importaciones del extranjero” (Nationale Wasserstoffstrategie, 2024). De esta manera, la estrategia proporciona seguridad de inversión para la producción de hidrógeno en los países socios, como es el caso de Argentina, y el desarrollo de la infraestructura de importación necesaria para la industria alemana como consumidora. En números, se estima una demanda nacional de hidrógeno y sus derivados de entre 95 y 130 TWh para el año 2030, de los cuales aproximadamente el 50-70% (45-90 TWh) deberán ser importados, pudiendo crecer a 360 y 500 TWh de hidrógeno y aproximadamente 200 TWh de sus derivados para el año 2045 (BMWK, 2024). Adicionalmente, Alemania y Los Países Bajos declararon en noviembre de 2023 una alianza para importar hidrógeno renovable, anunciando aportes por 300 millones de Euros cada uno y un mecanismo de licitación conjunta para importar hidrógeno renovable a partir de 2027, mediante un mecanismo de doble subasta de H2Global, con miras a la creación de un mercado mundial del hidrógeno (H2Global, 2023).

En este contexto, Argentina tiene la posibilidad de convertirse en un socio importante de la Unión Europea y acelerar su desarrollo económico exportando productos PtX a aquellos países, la mayoría de los cuales no pueden producirlos de forma tan rentable. Esto es viable porque el país presenta un gran potencial natural para la expansión de la energía eólica y solar de bajo costo y en algunos sitios de la Patagonia los parques eólicos alcanzan factores de capacidad mayores al 50% y la irradiación solar del noroeste del país puede alcanzar hasta 2000 kWh/kWp (Remler, 2022). Estos recursos sumados al de residuos de biomasa dendroenergética hacen que Argentina tenga un gran potencial de producción de H<sub>2</sub> (Sigal et. al, 2014).

En este trabajo se analiza la composición de costos nivelados de entrega de NH<sub>3</sub>V comparados entre las 23 provincias de Argentina incluida la Capital Federal o ciudad autónoma de Buenos Aires (CABA), con el objetivo de constituir una lista categorizada por costos para su exportación hacia Alemania/Países Bajos y contribuir así a valorar el análisis del costo de oportunidad que brinda este negocio.

## METODOLOGÍA y DESARROLLO

En el desarrollo de este trabajo se utilizó el software *PtX Business Opportunity Analyser\_PtX BOA* (Oeko-Institut, 2023). La herramienta tiene como objetivo promover la exportación de una amplia gama de moléculas de PtX, entre ellas, amoníaco verde, e-metanol y combustibles sintéticos, con la cual es posible calcular el costo de entrega de las moléculas de PtX desde un país exportador a un país importador, con una comparación detallada de los costos que resalta la ventaja competitiva entre regiones. La herramienta incluye un conjunto de datos predeterminado para todos los países incluidos, que sirve de guía al usuario y ofrece una descripción general de alto nivel utilizando “información de nivel de prefactibilidad”, al tiempo que permite al usuario ajustar manualmente todas las variables relevantes para incorporar los datos locales. Además, la herramienta conecta el análisis técnico-económico con información relevante sobre esquemas de certificación y cuestiones de sostenibilidad.

### **Configuración de parámetros de simulación**

En el menú del software, para cada producto derivado del H<sub>2</sub>V se pueden combinar distintas opciones tecnológicas de electrólisis: alcalina (AEL), de membrana de intercambio de protones (PEM) y de celda de óxido sólido (SOEC), fuentes de electricidad renovable (fotovoltaico (FV) inclinado, híbrido eólica-fotovoltaico, eólica terrestre, eólica marina) y escenarios temporales que implican reducción (alta, media y baja) de costos para tecnologías de transformación para producir derivados. De igual manera se selecciona la región de abastecimiento (las 23 provincias argentinas y CABA) y el país a abastecer, que como tal se toma al consorcio Alemania/Países Bajos, ya que mediante el uso de este software de simulación se obtienen valores que difieren sólo en un 0,3% entre esos países. A su vez, es posible seleccionar la unidad de costo de entrega, para lo cual el software utiliza la conversión:  
1 USD/t NH<sub>3</sub>V = 5,2 USD/MWh NH<sub>3</sub>V.

Con el objeto de categorizar las provincias en el orden de menor a mayor respecto a los costos de entrega de NH<sub>3</sub>V, se llevaron a cabo simulaciones con algunos parámetros decididos como fijos y sólo los referidos a la tecnología de electrólisis se dejaron libres para sensibilizar la simulación, de modo de seleccionar la tecnología que implique mejores condiciones operativas y menores costos. La Tabla 1

muestra el conjunto de parámetros fijos (celdas en fondo blanco) y libres (celda en fondo gris), posibles de seleccionar para las simulaciones.

*Tabla 1: Parámetros posibles de seleccionar para las simulaciones.*

Parámetros de la simulación	
Producto derivado	NH <sub>3</sub> V
Abastecimiento	23 provincias argentinas + CABA
Demanda	Alemania/Países Bajos
Generación Renovable	Híbrido eólica-fotovoltaico
Tecnología de electrólisis	AEL, PEM, SOEC
Fuente de agua	Desalinización
Transporte	Marítimo
Escenario	Medio (2030 - 2040)
Unidad de costo de entrega	USD/MWh NH <sub>3</sub> V o USD/t NH <sub>3</sub> V

### ***Selección de la tecnología de electrólisis de menor costo de entrega de NH<sub>3</sub>V para escenarios medios 2030-2040***

Configurando los parámetros de la Tabla 1 se llevó a cabo una simulación sensibilizada para los tres tipos de tecnologías de electrólisis y transporte como NH<sub>3</sub>V. Los resultados de costos “específicos” totales (de capacidad instalada) de estas tecnologías con sus procesos asociados y su descomposición en valores desagregados se muestran la Tabla 2. A partir de la información obtenida, para el escenario medio tanto en 2030 como en 2040, las tecnologías ordenadas de menor a mayor costo resultan: AEL, PEM, SOEC.

*Tabla 2: Costos totales y desagregados para escenarios medios 2030-2040 y diferentes procesos electrolíticos en USD/MWh NH<sub>3</sub>V.*

Proceso Tecnología	AEL		PEM		SOEC	
Año	2030	2040	2030	2040	2030	2040
Generación Eléctrica	66,4	61,6	68,2	62,4	63,0	57,3
Electrólisis	23,0	18,3	31,0	24,6	106,6	57,7
Producción de NH <sub>3</sub> V	66,8	60,8	64,0	58,4	61,5	56,2
Agua	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Electricidad/almacenamiento de H <sub>2</sub> V	3,3	3,0	3,5	3,1	21,0	15,6
Transporte marítimo	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,2
Total	<b>164,9</b>	<b>149,2</b>	<b>172,0</b>	<b>153,9</b>	<b>257,6</b>	<b>192,2</b>

De este modo, la tecnología seleccionada para proseguir con las simulaciones, por ser la de menor costo, es AEL. Con esta tecnología y estos escenarios, se procede a determinar la provincia que exhiba el menor costo de entrega del NH<sub>3</sub>V.

### ***Costo total de exportación***

Considerando los resultados de la subsección anterior, se llevó a cabo una nueva simulación y se encontró que las tres provincias que exhiben el menor costo total de exportación de NH<sub>3</sub>V expresado ahora en USD/t NH<sub>3</sub>V, son aquellas ubicadas en la región de la Patagonia Austral en el orden: Chubut, Santa Cruz y Río Negro, seguidas por la provincia de Jujuy situada en el Noroeste. El resto de las provincias se ubican alternativamente en distintas regiones del país, como se muestra en la Figura 3.

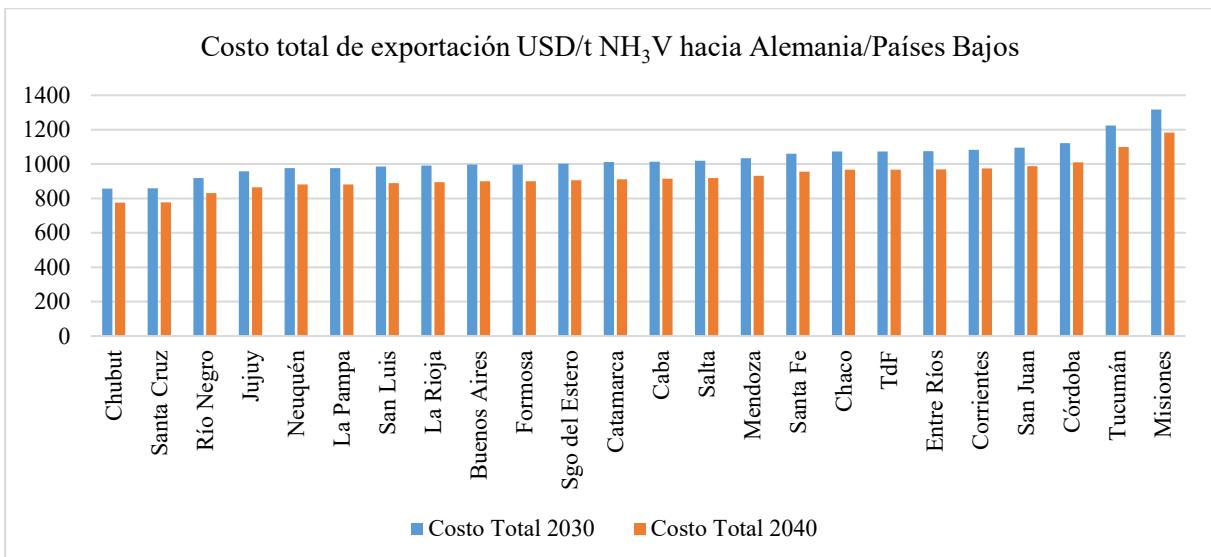


Figura 3: Orden de ubicación de las provincias argentinas respecto del costo total de exportación hacia Alemania/Países Bajos, en USD/t NH<sub>3</sub>V.

Los valores encontrados para el costo total de exportación del NH<sub>3</sub>V, exhibidos en la Tabla 2 y la Figura 3, están en concordancia con un estudio desarrollado por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la Universidad Politécnica de Madrid y el organismo de investigación noruego SINTEF, quienes analizaron la competitividad económica del NH<sub>3</sub>V como futuro vector energético sostenible con las tecnologías actuales (Sintef, 2023) y por (Carro de Lorenzo, 2022).

#### Horas equivalentes

Las horas equivalentes representan el número de horas que un sistema de generación de energía (ya sea solar, eólico u otros) tendría que operar a su potencia nominal para generar la misma cantidad de energía que efectivamente produce a lo largo de un año. De este modo, las horas equivalentes proporcionan una visión de la eficiencia operativa del sistema y permiten la comparación entre diferentes tecnologías o sitios de generación.

*Horas equivalentes solares.* Calcula cuántas horas de sol pleno (1 kW/m<sup>2</sup>) equivalen a la energía generada por un sistema solar durante un año. Dependen de la radiación solar y la potencia nominal de los paneles solares.

*Horas equivalentes eólicas.* Determina cuántas horas de viento a velocidad óptima serían necesarias para igualar la producción total de un parque eólico. Dependen de la velocidad del viento y la potencia nominal de las turbinas eólicas.

*Horas equivalentes de un parque híbrido.* Dado que la potencia nominal de un parque solar y la de un parque eólico son diferentes, así como sus patrones de generación, no se pueden sumar directamente las horas equivalentes de ambas tecnologías. En su lugar, se debe calcular la energía total generada por el parque híbrido (suma de la energía solar y eólica) y luego comparar esa cantidad con la potencia total instalada del parque híbrido para obtener una métrica global. Pero este valor no sería una simple suma de las horas equivalentes de las dos fuentes, sino más bien una métrica agregada de productividad.

El ordenamiento obtenido mostrado en la Figura 3 puede entenderse por la cantidad de horas equivalentes anuales para cada tipo de tecnología de generación de electricidad renovable como muestra la Figura 4.

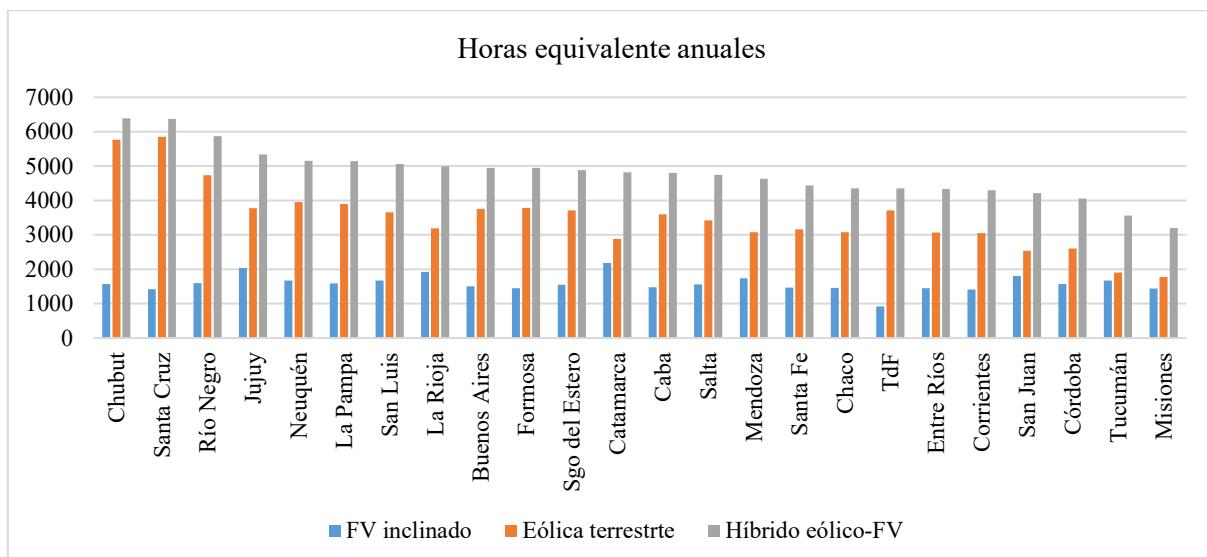


Figura 4: Horas equivalentes anuales para cada tipo de tecnología de generación de electricidad renovable.

### Factores de capacidad

El factor de capacidad expresa cuán eficiente es una planta de ER, comparando las horas equivalentes con el total de horas disponibles en el año. Se obtiene como el cociente entre las horas equivalentes y el total de horas anuales (8760).

Las horas equivalentes anuales para cada tipo de tecnología de generación de electricidad renovable conducen a los factores de capacidad solar (FCs), eólico (FCe) e híbrido (FCh) que se muestran, para las cuatro provincias que exhiben el menor costo total de exportación de NH<sub>3</sub>V, en la Tabla 3 y que siguen el orden inverso al mostrado en la Figura 3.

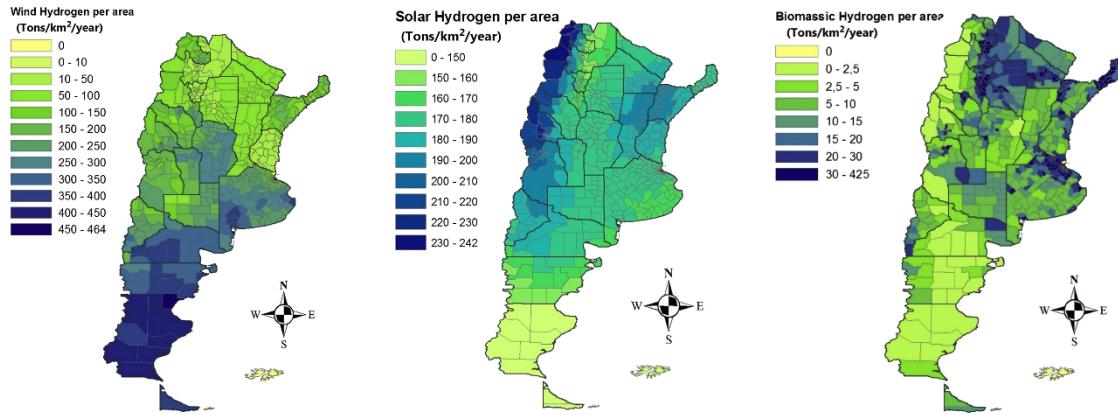
Tabla 3: Factores de capacidad solar (FCs), eólico (FCe) e híbrido (FCh) provincias que exhiben el menor costo total de exportación de NH<sub>3</sub>V.

Provincia	FCs	FCe	FCh
Chubut	17,9%	65,8%	72,9%
Santa Cruz	16,2%	66,8%	72,7%
Río Negro	18,2%	54,1%	67,0%
Jujuy	23,3%	43,1%	61,0%

Para la producción híbrida eólica-solar con ambas plantas instaladas en el mismo emplazamiento, la complementariedad de las curvas de carga de ambas tecnologías lleva a que el factor de capacidad híbrido (FCh) sea mayor que para las tecnologías individuales. Se determina así que la configuración que muestra el menor costo de entrega de NH<sub>3</sub>V, mediante el proceso AEL, que a la vez muestra el mayor factor de capacidad para un sistema de generación eléctrica híbrido eólica-fotovoltaico es la provincia de Chubut. Los FC mostrados en la Tabla 3, están en concordancia con los valores obtenidos de la base de datos de la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (Cammesa) resumidos por Franco D. A. (Franco, 2020).

### Potencial de producción de hidrógeno a partir de recursos renovables en Argentina

Con el objeto de validar los datos arrojados por el software *PtX BOA*, se contrastan los valores obtenidos para horas equivalentes y FC, con los resultados informados por Sigal et al. (2014), quienes realizaron un análisis detallado del potencial de producción de H<sub>2</sub>V a partir de tres principales recursos renovables (eólico, solar y biomasa) en Argentina. Se encontró que el país podría producir casi 1.000 millones de toneladas métricas por año de H<sub>2</sub>V. Este es el mismo potencial que el estimado para Estados Unidos, que tiene una superficie 3,5 veces mayor que Argentina. Los mapas con el potencial de producción de H<sub>2</sub>V se muestran en la Figura 5.



*Figura 5: Mapas de potencial de producción de hidrógeno verde (eólico, solar y biomásico) en Argentina, estimado por departamento en unidades de [ton/km<sup>2</sup>/año].*

La Figura 5 muestra que el país posee recursos renovables distribuidos geográficamente de forma estratégica: solar en el norte, eólico en el centro-sur y biomásico en el litoral. Esta distribución espacial de recursos renovables supone viable la producción complementaria de electricidad, mediante parques eólicos y solares dedicados, donde la producción híbrida es la que presenta la mayor cantidad de horas equivalentes anuales para la producción de electricidad y por tanto el FC más alto.

#### ***Costos desagregados en términos financieros en escenarios medios 2030-2040***

Los costos operativos (OPEX), de capital (CAPEX) y secundarios (SEC) esenciales para la gestión y la toma de decisiones en el negocio de exportación de NH<sub>3</sub>V (AEL) producido en Chubut y exportado al consorcio Alemania/Países Bajos, se muestran en forma desagregada junto con el porcentaje del costo total que implica cada uno en la Tabla 4 y en la Figura 6 en unidades USD/t NH<sub>3</sub>V.

*Tabla 4: Costos desagregados en términos financieros para la producción de NH<sub>3</sub>V en USD/t NH<sub>3</sub>V.*

Costos desagregados USD/t NH <sub>3</sub> V	Chubut								Dif. % Sub totales
	2030				2040				
Pasos de proceso	Subtotal	OPEX	CAPEX	SEC	Subtotal	OPEX	CAPEX	SEC	
Generación Eléctrica % del total	<b>345,3</b> 40,3%	38,4	307,0	0,0	<b>320,5</b> 41,3%	35,6	284,9	0,0	<b>-7,2</b>
Electrólisis % del total	<b>119,5</b> 13,9%	13,3	106,2	0,0	<b>95,1</b> 12,3%	10,6	84,6	0,0	<b>-20,4</b>
Producción de NH <sub>3</sub> V (AEL) % del total	<b>347,4</b> 40,5%	69,5	212,2	65,6	<b>316,3</b> 40,8%	61,8	188,7	65,8	<b>-8,9</b>
Agua desalinizada % del total	<b>1,4</b> 0,2%	0,2	0,8	0,4	<b>1,4</b> 0,2%	0,2	0,8	0,4	<b>0,0</b>
Electricidad y almacenamiento H <sub>2</sub> % del total	<b>17,3</b> 2,0%	17,3	0,0	0,0	<b>15,6</b> 2,0%	15,6	0,0	0,0	<b>-9,9</b>
Transporte marítimo % del total	<b>26,6</b> 3,1%	25,5	0,0	1,1	<b>26,7</b> 3,4%	25,6	0,0	1,1	<b>0,3</b>
Total	<b>857,5</b>				<b>775,6</b>				<b>-9,6</b>

Estos resultados muestran que las mayores incidencias porcentuales de los costos parciales (CAPEX+OPEX+SEC, para cada paso de proceso) se presentan en el orden: 1. Producción de NH<sub>3</sub>V (AEL), 2. Generación Eléctrica, 3. Electrólisis, 4. Transporte marítimo, 5. Electricidad y almacenamiento de H<sub>2</sub>V, 6. Agua desalinizada. Este orden establecido en los resultados de la simulación con el software, se argumentan con la descripción de los pasos para la producción de NH<sub>3</sub>V que se discuten en la siguiente subsección. La última columna de la Tabla 4 muestra la diferencia porcentual

de los costos parciales en 2030 y 2040, de los cuales son todos negativos salvo el transporte marítimo que aumenta levemente y el costo del agua, que se mantiene.

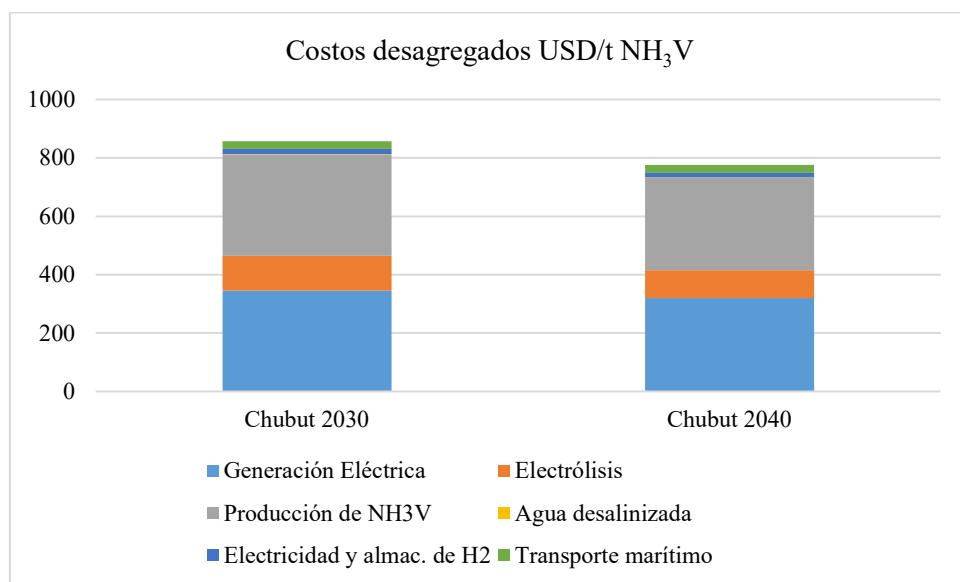


Figura 6: Costos desagregados en términos financieros para la producción de NH<sub>3</sub>V en USD/t NH<sub>3</sub>V.

### **Producción de NH<sub>3</sub>V**

Los pasos necesarios para esta producción se resumen en: 1. *Generación eléctrica*: los principales factores que impactan el LCOE son la inversión inicial, los recursos naturales disponibles, los costos operativos, el FC, los costos de financiamiento, las políticas y regulaciones, la conectividad a la red, el almacenamiento de energía, y la economía de escala. 2. *Electrólisis*: la producción de H<sub>2</sub>V consume una cantidad importante de electricidad (50 – 55 kWh/kg H<sub>2</sub>V). No obstante, la masa de H<sub>2</sub>V representa sólo el 17,6% de la masa molecular del NH<sub>3</sub>V. 3. *Producción de NH<sub>3</sub>V*: obtenido el H<sub>2</sub>V se necesita el proceso Haber-Bosch para combinarlo con N<sub>2</sub>. Los gases se combinan en un reactor a altas presiones (150-300 atm) y altas temperaturas (400-500 °C) en presencia de un catalizador (generalmente de hierro) para producir NH<sub>3</sub>V. La energía necesaria para mantener estas condiciones se suministra utilizando la misma electricidad renovable, asegurando que el proceso sea sostenible y con bajas emisiones. 4. *Almacenamiento y transporte marítimo de NH<sub>3</sub>V*: el producto debe almacenarse en condiciones controladas para luego transportarse. Esto requiere infraestructuras especializadas y energía adicional para mantener la temperatura y presión adecuadas. Los costos de transporte marítimo varían según la distancia y la infraestructura disponible. *Electricidad y almacenamiento de H<sub>2</sub>V*: antes de usar este vector energético en la síntesis de NH<sub>3</sub>V, puede requerir almacenamiento, lo cual implica costos adicionales. Los sistemas de almacenamiento, como tanques criogénicos o de alta presión, y la electricidad para mantenerlos operativos son factores importantes, pero generalmente menos costosos en comparación con la electrólisis y la generación eléctrica en sí misma. *Agua desalinizada*: como fue demostrado por Hausmann et al. (2021) los requerimientos de energía, los costos de capital y los costos operativos de la desalinización de agua de mar son marginales comparados con los de la electrólisis del agua.

### **Comparación entre países de referencia de Sudamérica**

Para tomar una referencia respecto de la competitividad de Argentina en el contexto de los países de la región Sudamericana, se comparan el potencial técnico de Energías Renovables (ER) en términos de TWh/año, la distancia de envío mediante transporte marítimo en km y el costo total de envío en USD/MWh. Para esta comparación se toman los valores promedio de los distintos países y no una provincia en particular. El orden resultante se muestra en la Tabla 5.

*Tabla 5: Comparación entre países de referencia de Sudamérica.*

País Productor	Costo Total USD/t NH <sub>3</sub> V	Dif. Costos %	Distancia de envío [km]	Dif. Distancias %	Potencial Técnico de ER TWh/año
Argentina	915,3	0,0	13751	0,0	28246
Perú	789,3	13,8	11445	16,8	29292
Uruguay	772,8	15,6	12234	11,0	378*
Chile	772,2	15,6	12213	11,2	15833
Brasil	620,8	32,2	10110	26,5	86870
Colombia	579,2	36,7	8362	39,2	3983

\*Dato calculado por Oeko-Institut a partir de (Moritz et al., 2021).

Argentina resulta ser el país con costo más elevado y Colombia el de menor. Tomando Argentina como referencia, la segunda columna exhibe la diferencia porcentual entre costos. La tercera y cuarta columnas siguen esta misma lógica de orden. Dado que el orden decreciente de costos y distancias se conserva, es posible establecer una correlación entre estas variables y, a su vez, ambas son independientes de los valores de potencial técnico mostrados en la quinta columna.

### **Costo de Capital**

Coutsiers et al., (2022), estimaron el costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés) en términos nominales y después de impuestos para utilizar en proyectos de ER en Sudamérica. El WACC es un indicador fundamental en la evaluación financiera de proyectos, ya que permite determinar la rentabilidad mínima que un proyecto o inversión debe alcanzar para ser considerado viable. Observaron una dispersión entre los distintos países de la región y concluyeron que, al ser la generación de ER intensiva en capital, países con mayor tasa tendrán una condición más exigente por parte de los potenciales inversores. Los valores WACC utilizados en el software *PtX BOA* se muestran en la Tabla 6.

*Tabla 6: Costo promedio ponderado de capital para el sector de las energías renovables en Sudamérica.*

País productor	WACC
Argentina	15,0%
Brasil	8,3%
Uruguay	7,7%
Colombia	7,1%
Perú	6,4%
Chile	5,6%

Chile y Perú resultan los países con menor tasa WACC y Argentina en el otro extremo, se encuentra fuertemente impactada por la tasa de riesgo país, que implica una condición muy exigente para las inversiones intensivas en capital como los proyectos de energías renovables. Las mejores condiciones las presentan Chile y Perú teniendo luego condiciones intermedias, Brasil, Uruguay y Colombia, considerando que la WACC es proporcional al costo nivelado de producción de NH<sub>3</sub>V y cualquier otro derivado del H<sub>2</sub>V.

## **DISCUSIÓN y CONCLUSIONES**

Se desarrolló en este trabajo un análisis de la composición de costos nivelados de entrega de amoníaco verde NH<sub>3</sub>V, comparado entre las 23 provincias de Argentina y CABA, para su exportación hacia Alemania/Países Bajos. Los resultados de la simulación se sensibilizaron por tipo y tecnología de

electrolizador y provincia de implementación. Se consideraron valores determinados como electricidad renovable proveniente de sistemas híbridos eólica-fotovoltaico, escenarios temporales medios para la reducción de costos, transporte marítimo y agua desalinizada. Si bien el análisis ofrece información de nivel de viabilidad, resulta útil para abrir una discusión sobre el abordaje de variables críticas que surgen del análisis. El resultado encontrado indica que las provincias de la Patagonia Austral en el orden Chubut, Santa Cruz, Río Negro y posteriormente Jujuy en el norte del país, presentan el menor costo nivelado de NH<sub>3</sub>V transportado marítimamente hasta destino en USD/t NH<sub>3</sub>V, debido a la excelente calidad del recurso eólico y solar. La comparación de costos entre países de referencia de Sudamérica mostró una dispersión de valores. Las mejores condiciones las presentan Chile y Perú teniendo luego condiciones intermedias para Brasil, Uruguay y Colombia y en el otro extremo se encuentra Argentina, cuyos valores se encuentran fuertemente impactados en el WACC por el valor del riesgo país.

En este escenario comparativo desfavorable para el país, el Gobierno Nacional reacciona con una estrategia y reglamenta el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI). A través del Decreto 749/2024 apunta a promover y atraer inversiones que superen un umbral mínimo, con proyectos de larga maduración que generen empleo y fomenten la actividad productiva del país. En este sentido, el RIGI fomentará proyectos donde los ingresos, durante los primeros 3 años, no superen el 30% de la inversión total. Se trata de inversiones superiores a los 200 MM USD, por lo que el capital, aunque no excluyente para la industria nacional, provendrá mayormente de inversores extranjeros. Se proyecta que el RIGI triplicará el nivel de exportaciones en una década a través de una serie de beneficios impositivos, aduaneros, y cambiarios, de forma de poder competir con los regímenes que existen en la región y en el mundo. Algunos de los sectores alcanzados por el RIGI son foresto industria, turismo, infraestructura, minería, tecnología, siderurgia, energía, petróleo y gas. Estos sectores tendrán un plazo de dos años para adherirse a partir de la entrada en vigor del Régimen. Para calificar como “Gran Inversión” deberá ocurrir que: la inversión en activos computables sea igual o superior a 200 MM USD; que el monto se complete antes de la fecha límite comprometida en el plan de inversión; prever para el primer y segundo año una inversión mínima en activos computables igual o superior al monto que fijará oportunamente la Autoridad de Aplicación; y como condición de permanencia en el RIGI, prever el cumplimiento de al menos el 40 % del monto mínimo de inversión dentro de los dos primeros años desde la aprobación de la solicitud de adhesión. El RIGI representa una gran oportunidad para impulsar el desarrollo de territorios que actualmente no tienen servicios de ningún tipo, e impulsar la aparición de pymes proveedoras de bienes y servicios en distintos sectores económicos. A través del RIGI, el Gobierno propone un régimen diferencial distinto al que existe actualmente. En esta línea, apunta a que el régimen general impositivo argentino tienda a lo que propone el RIGI, dando impulso a la economía, a las inversiones, al empleo, y a aprovechar la ventana de oportunidad que se abre para la economía del país.

En trabajos futuros se estudiará el análisis de la composición de costos nivelados de entrega de otras moléculas verdes sintetizadas mediante PtX, considerando diferentes variables, tales como la celebración de acuerdos PPA (Power Purchase Agreement) de compraventa de energía limpia a largo plazo entre un desarrollador renovable y un consumidor, para la sensibilización de los costos y las oportunidades de negocio en la región. Con estos análisis se pretende contribuir a la sinergia de acciones para la colocación del país en un contexto de aceleración de su desarrollo económico, mediante asociaciones estratégicas con empresas que desarrollan tecnologías de H<sub>2</sub>V y derivados RFNBO mediante técnicas PtX.

## FUENTES DE FINANCIAMIENTO

Secretaría de Ciencia y Técnica de la Universidad Nacional de Córdoba – SECyT\_UNC. Proyecto consolidar 2023 N° 33620230100934CB. “Simulación de sistemas híbridos de ERNC y cálculo del costo nivelado de exportación de moléculas PtX, desde países exportadores a países importadores”.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la SECyT\_UNC por el financiamiento y a Calden Consultoría SRL por el aporte de datos y las discusiones ofrecidas sobre este trabajo.

## REFERENCIAS

- BMWKE, (2024). Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. Dirección URL: <<https://drive.google.com/file/d/1ZmI89iSsNUnrhQrIh8BxzADy9roBkPK1/view>> [consulta: 9 de agosto de 2024]
- Carro de Lorenzo, F. (2022). El amoniaco como vector energético para transporte y almacenamiento de hidrógeno. Tresca Engineering Solutions, Instituto de la Ingeniería de España. Dirección URL: <<https://tresca.es/wp-content/uploads/2022/03/20220223-Presentacion-Amoniaco-Verde-TRESCA.pdf>> [consulta: 22 de febrero de 2024]
- Coutsiers, E., Gea, M., & Rodríguez, R. (2023). Estimación de la tasa de costo de capital para proyectos de energía renovable en Latinoamérica. Avances En Energías Renovables Y Medio Ambiente - AVERMA, 26, 369–379. Dirección URL: <<https://portalderevistas.unsa.edu.ar/index.php/averma/article/view/3852>> [consulta: 11 de agosto de 2024]
- Franco D. A. (2020). El resumen más completo con los factores de carga y generación de las energías renovables en Argentina. Energía Estratégica. Dirección URL: <<https://www.energiaestrategica.com/el-resumen-mas-completo-con-los-factores-de-carga-y-generacion-de-las-energias-renovables-en-argentina/>> [consulta: 6 de octubre de 2024]
- H2Global, (2023). Shaping the global energy transition. Dirección URL: <<https://www.h2-global.org/>> [consulta: 9 de agosto de 2024]
- IEA, (2023). “Renewable Electricity Capacity and Generation Statistics” – processed by Our World in Data. Dirección URL: <<https://ourworldindata.org/grapher/installation-global-renewable-energy-capacity-by-technology>> [consulta: 9 de agosto de 2024]
- IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO, (2024). Tracking SDG 7: The Energy Progress Report. World Bank, Washington DC. © World Bank. License: Creative Commons Attribution—NonCommercial 3.0 IGO (CC BY-NC 3.0 IGO)
- IRENA y AEA (2022), Innovation Outlook: Renewable Ammonia, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Ammonia Energy Association, Brooklyn.
- Lazouski N., Limaye A., Bose A., Gala M.L., Manthiram K., and Mallapragada D.S., (2022). Cost and Performance Targets for Fully Electrochemical Ammonia Production under Flexible Operation. ACS Energy Letters 2022 7 (8), 2627-2633. DOI: 10.1021/acsenergylett.2c01197
- Leiva E.P.M., Rodríguez C.R. Matriz de Recursos Energéticos de la Provincia de Córdoba. 1<sup>a</sup> edición. pp. 131-148. Editorial Copiar.
- Maersk, (2021). Maersk backs plan to build Europe’s largest green ammonia facility. Dirección URL: <<https://www.maersk.com/news/articles/2021/02/23/maersk-backs-plan-to-build-europe-largest-green-ammonia-facility>> [consulta: 9 de agosto de 2024]
- Michael Moritz, Max Schönfisch, Dr. Simon Schulte (2021). Globales PtX-Produktions- und Importkostentool. Dirección URL: <<https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/globales-ptx-produktions-und-importkostentool>> [consulta: 3 de octubre de 2024]
- Naciones Unidas, (2022). Perspectivas de población mundial 2022. Dirección URL: <<https://www.un.org/es/global-issues/population>> [consulta: 9 de agosto de 2024]
- Nationale Wasserstoffstrategie, (2024). Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. Herausgeber Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWKE) Öffentlichkeitsarbeit 11019 Berlin. Dirección URL: www.bmwk.de. Recuperado de <<https://drive.google.com/file/d/1ZmI89iSsNUnrhQrIh8BxzADy9roBkPK1/view>> [consulta: 30 de setiembre de 2024]
- Nayak-Luke, R. M., Cesaro, Z., y Bañares-Alcántara, R. (2021). Pathways for Green Ammonia. Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector, Elsevier, pp. 27-39. doi: 10.1016/b978-0-12-820560-0.00003-5.
- Oeko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (2023): PTX Business Opportunity Analyser. PTX Business Opportunity Analyser. Version 1.0.9 <<https://www.agora-energiewende.org/data-tools/ptx-business-opportunity-analyser-1>>
- PtX-Hub, (2023). La cadena de valor del Power-to-X. Dirección URL: <<https://h2lac.org/noticias/la-cadena-de-valor-del-power-to-x/>> [consulta: 9 de agosto de 2024]

- Remler S., (2022). Preparando el camino para soluciones de Power-to-X renovable – El potencial de Argentina en la descarbonización. Dirección URL: <<https://ptx-hub.org/es/preparando-el-camino/>> [consulta: 9 de agosto de 2024]
- Sigal A., Leiva E.P.M., (2015). Abriendo los cuellos de botella de la economía del hidrógeno: estudios de almacenamiento y factibilidad. Tesis Doctoral. Universidad Nacional de Córdoba, Facultad de Matemática, Astronomía y Física. Dirección URL: <<https://biblioteca.mincyt.gob.ar/catalogo/90155>> [consulta: 9 de agosto de 2024]
- Sigal A., Leiva E.P.M., Rodríguez C.R. (2014). Assessment of the potential for hydrogen production from renewable resources in Argentina. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 39, Issue 16, 27 May 2014, Pages 8204-8214. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.03.157>
- Sintef, (2023). La producción de amoníaco verde solo sería competitiva con un recurso renovable abundante y a bajo coste. Dirección URL: <<https://sostenibilidad.ituser.es/actualidad/2023/12/la-produccion-de-amoniacos-verde-solo-seria-competitiva-con-un-recurso-renovable-abundante-y-a-bajo-coste>> [consulta: 6 de octubre de 2024]

## **OPPORTUNITY COST OF EXPORTING GREEN AMMONIA FROM ARGENTINA TO GERMANY/NETHERLANDS**

**ABSTRACT:** This paper analyses the levelized costs of production and delivery of green ammonia in 23 Argentine provinces, including the Federal Capital, for export to Germany and the Netherlands. It uses the PtX Business Opportunity Analyzer software to assess the total costs of hydrogen and its derivatives.

Argentina has renewable resources geographically distributed: solar in the north, wind in the centre-south and biomass on the coast. This spatial distribution of renewable resources makes complementary electricity production viable, through dedicated wind and solar farms, where hybrid production is the one that presents the greatest number of annual equivalent hours for electricity production and therefore the highest capacity factor.

The provinces with the lowest levelized cost of green ammonia transported by sea are, in order: Chubut, Santa Cruz, Río Negro (Southern Patagonia) and Jujuy (Northwest), due to the quality of their wind and solar resources.

The study projects costs for 2030 and 2040, considering a scenario of medium reduction in the costs of transformation technologies for synthetic fuels. This analysis provides a comprehensive view of the opportunities and challenges in the production of green ammonia in Argentina, considering geographical, technological and economic factors for its potential export.

**Keywords:** PtX, RFNBO, Green Ammonia, Synthetic Fuels