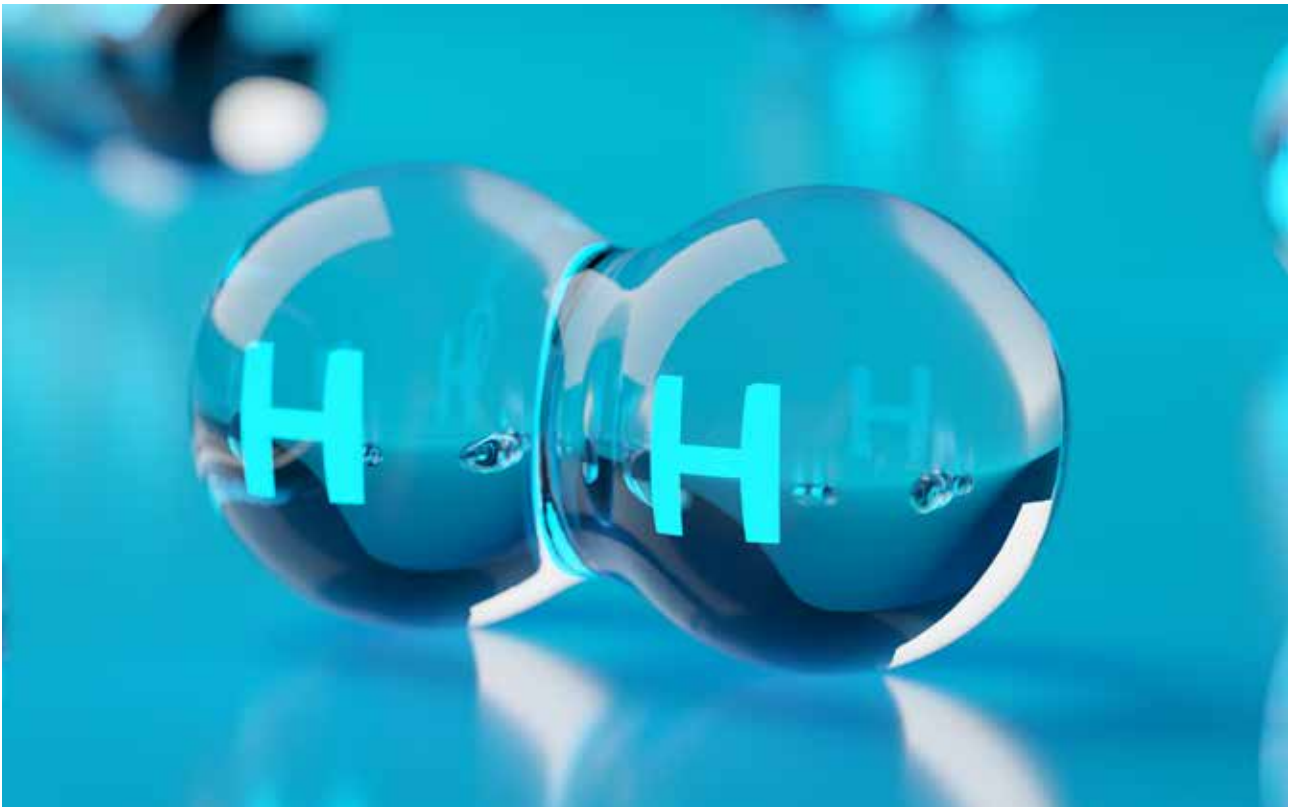


# Huella de carbono del hidrógeno exportado via amoniaco desde Argentina

Carbon footprint of hydrogen exported as amonia from Argentina

Adrien Sergent<sup>1</sup>

Recibido: 12/02/2024 y Aceptado: 9/05/2024  
ENERLAC. Volumen VIII. Número 1. Junio, 2023  
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522(digital)



7

---

1.- Comisión de Energía, Recursos Naturales y Sostenibilidad de la Fundación Meridiano, Argentina.  
Coordinador  
adrien.sergent@gmail.com  
<https://orcid.org/0000-0002-1900-8155>



## Resumen

Este trabajo busca estimar la huella de carbono de la cadena logística para exportar hidrógeno bajo la forma de amoníaco desde Argentina hacia Europa, Corea del Sur y Japón. Estos países, referidos como mercados potenciales en la Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Argentina, tienen o están discutiendo umbrales de emisiones de CO<sub>2</sub> para fomentar localmente el consumo de hidrógeno o de amoníaco de bajas emisiones de carbono.

Se muestra que es imprescindible disponer de una electricidad descarbonizada, incluso para las opciones donde el gas natural es un insumo en el proceso de síntesis de amoníaco, para tener una huella de carbono por debajo de los umbrales considerados en los tres destinos analizados. Se determinaron también valores máximos de emisiones fugitivas de metano para distintos casos de exportaciones de amoníaco de bajas emisiones de carbono que usan gas natural.

**PALABRAS CLAVE:** Hidrógeno, Amoníaco, Huella de carbono.

## Abstract

*This work seeks to estimate the carbon footprint of the logistics chain for exporting hydrogen in the form of ammonia from Argentina to Europe, South Korea and Japan. These countries, referred as potential markets in the National Strategy for the Development of the Hydrogen Economy in Argentina, have or are discussing CO<sub>2</sub> emission thresholds to encourage local consumption of low-carbon hydrogen or ammonia.*

*It shows that it is essential to have decarbonized electricity, even for options where natural gas is an input in the ammonia synthesis process, in order to have a carbon footprint below the thresholds considered in the three destinations analyzed. Maximum values for fugitive methane emissions were also determined for different cases of low-carbon ammonia exports based on natural gas.*

**KEYWORDS:** Hydrogen, Ammonia, Carbon footprint.

# 1. INTRODUCCIÓN

Con la publicación de la “Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Argentina” (Secretaría de Asuntos Estratégicos, 2023), Argentina apunta a un nuevo mercado clave para la transición energética a nivel global. Es que el uso de hidrógeno de bajas emisiones de carbono luce como la principal alternativa a los combustibles fósiles para los sectores cuya electrificación directa es de difícil implementación. Este es el caso de la industria pesada, particularmente donde existen procesos con altas temperaturas, y del transporte de larga distancia. Varios países plantean también usar hidrógeno de bajas emisiones de carbono para la generación de electricidad, aunque persisten las dudas sobre la rentabilidad económica de tal fin.

10 Basándose en sus ventajas competitivas, Argentina proyecta una participación sustancial en el comercio internacional de hidrógeno de bajas emisiones con la exportación de 0.3 millones de toneladas anuales desde 2030 hasta llegar a 4 millones para 2050, equivalentes a 5% del mercado global proyectado para esta fecha (Secretaría de Asuntos Estratégicos, 2023, p. 24). Europa, Corea del Sur y Japón son los potenciales destinos de exportación explícitamente citados para Argentina en su Estrategia Nacional.

La baja densidad volumétrica del hidrógeno (0.083 kg/m<sup>3</sup>) en condiciones normales de temperatura y presión y su muy baja temperatura de licuefacción (-253°C) representan un desafío técnico-económico para plantear exportaciones a escalas intercontinentales. Así, este último proceso requiere el equivalente al 30% del contenido energético del hidrógeno producido (Agencia Internacional de Energía, 2023, p. 310). Hay que sumar además las pérdidas por evaporación durante la carga, descarga y transporte por buques, que para un viaje de 30 días pueden llegar a más del 8% (Al-Breiki y Bicer, 2020, p. 2).

Parece, por lo tanto, más conveniente, tal como lo identifica la Estrategia Nacional de Argentina, apostar a derivados del hidrógeno como el

amoniaco o el metanol para su despacho (Secretaría de Asuntos Estratégicos, 2023, p. 23). Sin embargo, producir metanol de bajas emisiones de carbono implica no solamente que el hidrógeno usado en el proceso también lo sea, sino que el dióxido de carbono, que es otro insumo necesario, sea de origen biogénico o provisto con tecnologías todavía incipientes de captura directa en el aire (Agencia Internacional de Energía, 2023, p. 102). Por otro lado, la existencia de capacidades e infraestructuras para la producción y despacho de amoniaco en la zona de Bahía Blanca (Secretaría de Asuntos Estratégicos, 2023, p. 47) hacen más factible a corto plazo el uso del amoniaco como vector energético para exportaciones intercontinentales de derivados del hidrógeno desde Argentina.

El amoniaco de bajas emisiones de carbono también puede ser buscado para su consumo directo, sin necesitar su reconversión en hidrógeno. De esta forma se podría descarbonizar la producción de fertilizantes, las industrias químicas que lo tienen como insumo y el transporte marítimo. Corea del Sur y Japón incluso plantean usar directamente amoniaco para la generación eléctrica (Collins, 2023).

Ahora bien, la viabilidad de exportar amoniaco desde Argentina depende en primer lugar de que las emisiones de carbono asociadas sean inferiores a los umbrales definidos en los mercados apuntados. La Unión Europea ya estableció, por ejemplo, estándares para que el hidrógeno o combustibles derivados puedan ser considerados como renovables o de bajas emisiones de carbono. Si bien la Comisión Europea (2023, p. 3) aclara que estas normativas no constituyen una obligación para los países productores, el no cumplimiento impedirá a los consumidores finales acceder a los subsidios que se están implementando para promover su uso. Esto significa la poca probabilidad de ganar mercados dados los costos adicionales del hidrógeno de bajas emisiones de carbono sobre el hidrógeno producido de forma convencional. Sieler y Dörr (2023) identificaron que Japón y Corea del Sur

avanzan también en la definición de medidas similares. De ahí la necesidad de evaluar la huella de carbono de los proyectos de exportación de amoníaco de bajas emisiones de carbono desde Argentina.

Este trabajo busca entonces estimar la huella de carbono de la cadena logística para exportar hidrógeno vía amoníaco de bajas emisiones desde Bahía Blanca, Argentina, hasta Europa, Corea del Sur y Japón, con el fin de compararla con los estándares de estos destinos. Se considerarán dos alternativas para el amoníaco importado: el consumo directo de este combustible y su reconversión en hidrógeno por craqueo. Teniendo en cuenta los recursos naturales y capacidades tecnológicas de Argentina, los procesos de producción analizados contemplarán la producción de hidrógeno por: reformado de metano con vapor y captura de carbono,

reformado autotérmico de metano con captura de carbono, pirólisis de metano, electrólisis de agua con fuentes renovables y electrólisis de agua a alta temperatura con fuente nuclear.

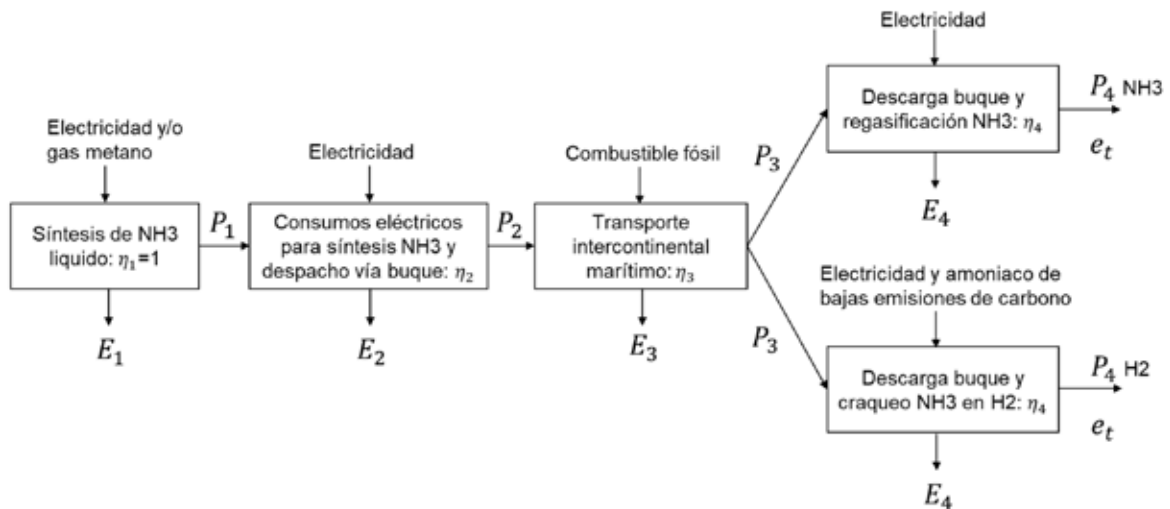
Luego de esta introducción, la sección siguiente explicitará la metodología utilizada para calcular la huella de carbono de la producción de amoníaco de bajas emisiones y su despacho a Europa, Corea del Sur y Japón, tanto para su uso directo como para su reconversión en hidrógeno por craqueo. La tercera parte detallará las emisiones de carbono y pérdidas energéticas para los distintos procesos de síntesis del amoníaco, el transporte por vía marítima, la regasificación del amoníaco en su destino final y su craqueo. La cuarta sección analizará los resultados obtenidos y su sensibilidad al contenido en carbono de la electricidad usada y a las emisiones fugitivas de metano.

## 2. METODOLOGÍA

Para estimar la huella de carbono  $e_t$  en  $gCO_2/MJ$  del combustible obtenido en su destino final, sea bajo forma de amoníaco o de hidrógeno, se tomarán en cuenta las emisiones  $E_i$  de dióxido de carbono emitidas y las pérdidas energéticas de cada etapa  $i$  identificada en la figura 1.

Para los procesos que usen captura de carbono, se considerará su almacenamiento en proximidad del puerto de Bahía Blanca, en línea con proyectos corporativos actuales (Deza, 2023). Se estimará la necesidad de un consumo eléctrico adicional de 100 kWh/tCO<sub>2</sub> para comprimir el CO<sub>2</sub> capturado (Jackson y Brodal, 2018).

**Figura 1.** Etapas consideradas para estimar la huella de carbono del amoníaco e hidrógeno en su destino final



Fuente: Elaboración propia.

Se incluye en este análisis tanto las emisiones directas propias de cada etapa  $i$  como las emisiones indirectas por uso de electricidad generada con fuentes que emiten gases de efecto invernadero (GEI) y por emisiones fugitivas de metano. Para las primeras, de provenir de la red eléctrica argentina, se usará el factor de emisión promedio de CO<sub>2</sub> del año 2023: 228 gCO<sub>2</sub>/kWh (Cammesa, s.f.)<sup>2</sup>. En caso de que la electricidad sea generada con fuentes renovables o nucleares dedicadas, se tomará un valor de 0 gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>3</sup>. Para las emisiones indirectas debidas al uso de electricidad en los países receptores del amoniaco importado desde Argentina, se usará el factor de emisión de la red eléctrica de los Países Bajos, de Corea del Sur y de Japón, a saber 355 gCO<sub>2</sub>/kWh (Tiseo, 2023), 411 gCO<sub>2</sub>/kWh (Climate Transparency, 2022) y 466 gCO<sub>2</sub>/kWh (Climate Transparency, 2021) respectivamente.

En cuanto a las emisiones indirectas por fugas de metano, se usará el potencial de calentamiento global sobre cien años de este gas de efecto invernadero con un valor de 29.8 (GWP por sus siglas en ingles), en línea con el sexto informe del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (2022), para calcular su equivalente en emisiones de CO<sub>2</sub>. En el último inventario de gases de efecto invernadero de Argentina (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2019, p. 23) se puede leer que la producción de 47 millones de dam<sup>3</sup> de gas natural generó en 2016 las emisiones fugitivas de alrededor 8 millones toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes. Considerando el GWP del metano, la masa volúmica  $\rho$  del gas natural, y que las pérdidas por transporte vía gasoductos son desdeñables, se estima el porcentaje de emisiones fugitivas  $f_{CH_4}$  del gas metano en Argentina que se utilizará en primera instancia:

$$f_{CH_4} = \frac{\frac{8000000}{GWP \times \rho}}{47000000} \times 100 = \frac{\frac{8000000}{29.8 \times 0.8}}{47000000} \times 100 = 0.71\% \quad (1)$$

Se considerará el contenido energético  $P_i$  en MJ igual al poder calorífico inferior de la cantidad de combustible obtenida en salida de cada etapa  $i$ , tomando los valores de 18.6 MJ/kg y de 120 MJ/kg

para el amoniaco y el hidrógeno respectivamente. Si se contempla  $n$  etapas, se puede definir  $e_t$  con la siguiente ecuación:

$$e_t = \frac{\sum_{i=1}^n E_i}{P_n} \quad (2)$$

Luego de la etapa de síntesis de amoniaco, se establece  $\eta_i$  como la eficiencia de cada etapa  $i$

para conservar la cantidad de energía recibida agua arriba en forma de combustible:

$$\eta_i = \frac{P_i}{P_{i-1}} \text{ por } i > 1 \quad (3)$$

De esta forma, se define también la huella de carbono  $e_i$  atribuible a cada etapa  $i$ :

$$e_i = \frac{E_i}{P_i} \text{ o } e_i = \frac{E_i}{\eta_i \cdot P_{i-1}} \text{ por } i > 1 \quad (4)$$

2.- Si bien se trata de un valor bajo en relación con los últimos años (promedio de 266 gCO<sub>2</sub>/kWh entre 2020 y 2023), esta variable podría seguir a la baja si se logra desplazar el uso de combustibles líquidos por gas natural en la generación térmica y aumentar la participación de fuentes renovables. Ambas condiciones requieren de la ampliación de infraestructuras claves como gasoductos y líneas de alta tensión.

3.- Aunque si se considerara las emisiones durante las fases de construcción y decomisionamiento, el resultado no sería nulo. Sin embargo, de aplicar este criterio para todos los equipos haría este estudio mucho más complejo amén de que en el caso de las normativas europeas este tipo de emisiones no están consideradas.



Combinando las ecuaciones (2), (3) y (4), se reformula la huella de carbono  $e_t$  en función de la de cada etapa  $i$  :

$$e_t = \frac{\sum_{i=1}^n [e_i \cdot \eta_{i=1}^i \cdot \eta_i]}{\eta_{i=1}^n \cdot \eta_i} \quad (5)$$

Los resultados serán posteriormente comparados con las referencias que tienen la Unión Europea, Corea del Sur y Japón. En el primer caso, los actos delegados sobre los artículos 27 y 28 de la Directiva de Energías Renovables ya fijan un tope de 28.2g CO2/MJ para los combustibles renovables de origen no biológico (Sieler y Dörr, 2023), dentro de los cuales se incluye el hidrógeno producido por electrólisis del agua con fuentes renovables y sus derivados. Más recientemente, la Unión Europea avanzó con normativas para definir gases de bajo contenido en carbono, abriendo así la puerta para el amoníaco o el hidrógeno producido con fuentes nucleares o fósiles y captura de carbono. Si bien este paquete regulatorio no tiene todavía un tope

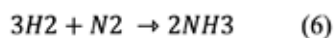
de emisiones explícitamente fijado, como para el hidrógeno renovable y sus derivados, sí menciona el mismo objetivo de reducir de 70% las emisiones de GEI (Consejo de la Unión Europea, 2023). Tomaremos entonces como meta una huella de carbono inferior a 28.2 gCO2/MJ para el amoníaco o el hidrógeno de bajas emisiones importado a Europa desde Argentina, independientemente del proceso de producción usado. Aplicaremos el mismo razonamiento con los valores tope de 42 gCO2/MJ y 28.3 gCO2/MJ analizados respectivamente por Corea del Sur y Japón para definir el hidrógeno de bajas emisiones de carbono (Sieler y Dörr, 2023).

### 3. HUELLAS DE CARBONO INTERMEDIARIAS

#### a. Síntesis y despacho de amoníaco con hidrógeno producido por reformado de metano con vapor de agua y captura de carbono

Cejka y Burr (2022) simularon nueve procesos distintos de síntesis de amoníaco para tener una producción diaria de mil toneladas, dando el detalle de los flujos en entrada y salida de los diversos insumos y productos. Todos estos procesos

requieren en una primera etapa obtener hidrógeno, que luego reacciona con el nitrógeno capturado en el aire para formar amoníaco según la siguiente reacción:



La tabla 1 resume los flujos de insumos y las emisiones de dióxido de carbono para el proceso de síntesis de amoníaco con hidrógeno producido por reformado de metano con vapor de agua y captura de carbono (SMR+CCS). Debido a las dificultades en las instalaciones existentes en el mundo para capturar CO2 en los efluentes de gases de baja presión de los reformadores de metano (Gorski et al., 2021), se tomó el caso

simulado donde la captura mediante uso de aminas se ubica únicamente sobre los gases de proceso de alta presión. Se calculó con los datos de Cejka y Burr (2022) que se captura así el 71.9% de las emisiones directas generadas durante la síntesis de amoníaco.

**Tabla 1.** Síntesis de amoniaco por SMR+CCS

Consumo CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub> capturado	Emisiones fugitivas de CH <sub>4</sub>	Emisiones directas de CO <sub>2</sub>	e <sub>1</sub>
34.89gCH <sub>4</sub> /MJ	65.91gCO <sub>2</sub> /MJ	7.38 gCO <sub>2</sub> /MJ	25.75 gCO <sub>2</sub> /MJ	33.14 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base a Cejka y Burr (2022)

La tabla 2 detalla distintos consumos eléctricos y las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas para la síntesis y despacho del amoniaco. Si bien los datos de Cejka y Burr (2022) en cuanto al consumo de los equipos eléctricos necesarios para la síntesis de amoniaco plantean una alimentación con tensión continua, se consideraron los mismos consumos para equipos alimentados con una tensión alterna compatible con un suministro desde el Sistema Argentino de Interconexión eléctrica (SADI).

Al-Breiki y Bricer (2020, p.8) estiman una evaporación del amoniaco de respectivamente 0.045% y 0.022% para su almacenamiento y luego carga sobre un buque. Por lo tanto, el valor de la eficiencia  $\eta_2$  correspondiente a esta etapa se calculó de la siguiente forma:

$$\eta_2 = (1 - 0.00045) \times (1 - 0.00022) = 0.999 \quad (7)$$

14

Se considerarán los mismos valores de consumo eléctrico y de pérdidas para el despacho por

buque del amoniaco producido con los siguientes procesos analizados en el resto de este trabajo.

**Tabla 2.** Consumos eléctricos para la síntesis y despacho de amoniaco con SMR+CCS

Consumo síntesis NH <sub>3</sub>	Consumo compresión CO <sub>2</sub>	Consumo carga buque	$\eta_2$	e <sub>2</sub>
54.06 Wh/MJ	6.59 Wh/MJ	0.029 Wh/MJ	0.999	13.85 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base a Cejka y Burr (2022), Al-Breiki y Bricer (2020) y Jackson y Brodal (2018)

### b. Síntesis y despacho de amoniaco con hidrógeno producido por reformado autotérmico de metano con captura de carbono

La tabla 3 resume los flujos de insumos, productos y las emisiones de CO<sub>2</sub> para el proceso de síntesis de amoniaco con hidrógeno producido por reformado autotérmico de metano con captura de carbono (ATR+CCS). Al usar la reacción exotérmica de oxidación parcial del oxígeno, esta tecnología

concentra las emisiones de CO<sub>2</sub> en los gases de proceso en alta presión. De esta forma se logra una captura de carbono del 86.1% de las emisiones directas de CO<sub>2</sub> generadas durante la síntesis del amoniaco.

**Tabla 3.** Síntesis de amoniaco por ATR+CCS

Consumo CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub> capturado	Emisiones fugitivas de CH <sub>4</sub>	Emisiones directas de CO <sub>2</sub>	e <sub>1</sub>
34.68 gCH <sub>4</sub> /MJ	78.82 gCO <sub>2</sub> /MJ	7.34 gCO <sub>2</sub> /MJ	12.63 gCO <sub>2</sub> /MJ	19.97 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base a Cejka y Burr (2022)



La tabla 4 resume los consumos eléctricos y las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas para la síntesis y despacho del amoníaco en el proceso ATR+CCS. El mayor consumo eléctrico que en el proceso SMR+CCS se explica por el uso de unidades

criogénicas de separación de aire para suministrar el oxígeno necesario a la reacción de oxidación parcial.

**Tabla 4.** Consumos eléctricos para la síntesis y despacho de amoníaco con ATR+CCS

Consumo síntesis NH <sub>3</sub>	Consumo compresión CO <sub>2</sub>	Consumo carga buque	$\eta_2$	$e_2$
63.97Wh/MJ	7.88 Wh/MJ	0.029 Wh/MJ	0.999	16.4 gCO <sub>2</sub> /MJ

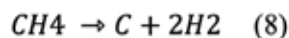
Fuente: Elaboración propia en base a Cejka y Burr (2022), Al-Breiki y Bricer (2020) y Jackson y Brodal (2018)

### c. Síntesis y despacho de amoníaco con hidrógeno producido por pirólisis de metano

La producción de hidrógeno por pirólisis de metano, denominada en algunas taxonomías como “hidrógeno turquesa”, tiene varias ventajas sobre los procesos alternativos para obtener este elemento clave en la síntesis del amoníaco. Al permitir la descomposición de la molécula de metano en hidrógeno y carbono sólido (ecuación 8), la pirólisis evita dificultades ulteriores de captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub>. Además, el carbono obtenido en estado sólido (negro de carbono) puede ser valorizado para la elaboración de polímeros elásticos (principalmente neumáticos) o plásticos y contribuir también a la descarbonización de estas industrias (Fulcheri, 2021, pp. 31-32).

Fue, de hecho, un aspecto clave para la apertura de la primera planta de producción de hidrógeno turquesa a escala comercial en Estados Unidos (Weber, 2023). A su vez, la pirólisis de metano necesita menos aporte de energía externa en comparación a los procesos de obtención de hidrógeno por electrólisis del agua (Fulcheri, 2021). Finalmente, al no usar ninguna reacción de combustión, no tiene emisiones directas de CO<sub>2</sub>, lo que le da la menor huella de carbono para la síntesis de amoníaco a partir de gas natural.

15



Combinando las ecuaciones (6) y (8) y suponiendo que se logra la descomposición completa del metano, la tabla 5 resume los flujos de insumos,

productos y las emisiones de CO<sub>2</sub> para el proceso de síntesis de amoníaco en base a la pirólisis de metano:

**Tabla 5.** Síntesis de amoníaco por pirólisis de metano

Consumo CH <sub>4</sub>	Producción de negro de carbono	Emisiones fugitivas de CH <sub>4</sub>	Emisiones directas de CO <sub>2</sub>	$e_1$
37.98 gCH <sub>4</sub> /MJ	28.44 gC/MJ	8.04 gCO <sub>2</sub> /MJ	0 gCO <sub>2</sub> /MJ	8.04 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia

Se consideró una alimentación eléctrica alterna para generar el plasma que aporta el calor necesario a la pirólisis de metano. Fulcheri (2021, p. 33) estima que se necesita entre 10 kWh y 30 kWh según la calidad del negro de carbono deseado para la producción de 1 kg de hidrógeno con pirólisis de metano. Para calcular el consumo eléctrico necesario a la síntesis del amoníaco vía esta tecnología, se tomó el valor intermedio de 20 kWh/kg de hidrógeno, teniendo en cuenta que, al ser una tecnología relativamente nueva, podría ser

más bajo en los próximos años. Se usaron luego los mismos datos que Cejka y Burr (2022) para el resto de los consumos eléctricos durante la síntesis de amoníaco en base a hidrógeno puro obtenido por electrólisis del agua con electrolizador alcalino. La tabla 6 resume los datos obtenidos en cuanto al consumo eléctrico para la síntesis y despacho de amoníaco producido con pirólisis de metano:

**Tabla 6.** Consumos eléctricos para la síntesis y despacho de amoníaco con pirólisis de metano

Consumo pirólisis CH <sub>4</sub>	Consumos auxiliares síntesis NH <sub>3</sub>	Consumo carga buque	$\eta_2$	$e_2$
203.1 Wh/MJ	37.42 Wh/MJ	0.029 Wh/MJ	0.999	54.88 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base a Fulcheri (2021), Cejka y Burr (2022) y Al-Breiki y Bricer (2020)

16

#### d. Síntesis y despacho de amoníaco con hidrógeno producido por electrólisis del agua con fuentes renovables

La electrólisis del agua con una electricidad obtenida por fuentes renovables permite producir hidrógeno y oxígeno sin tener emisiones directas e indirectas de CO<sub>2</sub>. Como lo muestran Cejka y Burr (2022), la síntesis del amoníaco con el hidrógeno producido por esta vía tampoco tiene emisiones directas de CO<sub>2</sub>. La tabla 7 resume los consumos eléctricos y el oxígeno que queda disponible para valorización comercial luego de la síntesis de amoníaco con la electrólisis alcalina del agua. La elección del proceso con electrolizadores de tipo alcalino se debe a que la Secretaría de Asuntos Estratégicos (2023) identificó un potencial para la

producción en Argentina de estos equipos. Para tener en cuenta la posibilidad de que el suministro eléctrico venga desde un parque de generación eléctrica con fuentes renovables a distancia del sitio de producción de amoníaco o desde el SADI a través de un contrato PPA<sup>4</sup> con un generador con fuentes renovables, se contempló una subestación rectificadora para convertir el suministro con tensión alterna a la tensión continua que requieren los electrolizadores. Esto implica multiplicar por un factor 1,06 los consumos eléctricos calculados por Cejka y Burr (2022).

**Tabla 7.** Producción oxígeno y consumos eléctricos para síntesis y despacho de amoníaco con electrólisis alcalina de agua con fuentes renovables

Producción O <sub>2</sub>	Consumo eléctrico electrólisis agua	Consumos eléctricos auxiliares	Consumo eléctrico carga buque	$\eta_2$	$e_1, e_2$
91.6 gO <sub>2</sub> /MJ	478.4 Wh/MJ	37.4 Wh/MJ	0.029 Wh/MJ	0.999	0 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base Cejka y Burr (2022) y Al-Breiki y Bricer (2020)

4.- Por sus siglas en inglés: Power Purchase Agreement. Son contratos de largos plazos de compra de energía que se suelen realizar entre parques de generación eléctrica con fuentes renovables y consumidores eléctricos industriales. Para su definición de hidrógeno renovable, la Unión Europea permite hasta 2029 que se use este tipo de contrato con la condición de que haya una correlación mensual entre la generación eléctrica renovable y el consumo eléctrico de los electrolizadores. Luego de esa fecha, la correlación deberá ser horaria (Comisión Europea, 2023).

### e. Síntesis y despacho de amoníaco con hidrógeno producido por electrólisis del agua a alta temperatura con fuente nuclear

El uso de un electrolizador de óxido sólido permite optimizar el consumo eléctrico al tener el mejor rendimiento energético de todas las tecnologías de electrólisis del agua. Es, sin embargo, necesario disponer de una fuente de calor para mantener el agua a una temperatura de 749°C (Cejka y Burr, 2022, p. 16). Si bien Argentina domina la tecnología nuclear con reactores de tipo CANDU y tiene diseño propio de pequeño reactor modular con el proyecto CAREM-25, lograr esa temperatura en cogeneración con un reactor nuclear requiere que este último sea de cuarta generación tipo HTGR (reactor de alta temperatura refrigerado por gas) similar al puesto recientemente en servicio en China (“China’s HTR-PM demonstration project enters commercial operation”, 2023).

La tabla 8 muestra los consumos eléctricos y la cantidad de oxígeno producido paralelamente al hidrógeno con el que se sintetiza amoníaco. Aquí también se consideró una subestación rectificadora para el suministro eléctrico de los electrolizadores de óxido sólido. En el caso de que se apunte a una producción diaria de 1,000 toneladas de amoníaco, se necesitaría una planta nuclear de 380 MW para cubrir los consumos eléctricos detallados en la tabla 8.

**Tabla 8.** Producción oxígeno y consumos eléctricos para síntesis y despacho de amoníaco con electrólisis del agua con fuente nuclear

Producción O <sub>2</sub>	Consumo eléctrico electrólisis agua	Consumos eléctricos auxiliares	Consumo eléctrico carga buque	$\eta_2$	$e_1, e_2$
173.5 gO <sub>2</sub> /MJ	415.1 Wh/MJ	51.5 Wh/MJ	0.029 Wh/MJ	0.999	0 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base Cejka y Burr (2022) y Al-Breiki y Bricer (2020)

17

### f. Transporte intercontinental de amoníaco

Si bien una de las razones para fomentar la producción de amoníaco de bajas emisiones de carbono es su potencial uso como combustible sostenible en el transporte marítimo, se consideró en primera instancia el transporte por buque con combustible tradicional. Según la Cámara Marítima Internacional (s.f.), esto implica emisiones de 5.4 gCO<sub>2</sub>/km por cada tonelada de amoníaco transportada en forma líquida. Se tomó en

cuenta también una tasa de evaporación del amoníaco de 0.024% por día (Al-Breiki y Bricer, 2020, p. 7). De esta forma se pudo calcular la eficiencia  $\eta_3$  correspondiente a la etapa de transporte intercontinental:

$$\eta_3 = 1 - Duración \times 0.00024 \quad (9)$$

Las duraciones y las distancias en buque entre el puerto de Bahía Blanca y los puertos de Rotterdam, Busan y Kobe representando las exportaciones para Europa, Corea del Sur y Japón respectivamente, fueron calculadas con la página

web Searates (s.f.) usando una velocidad de 8 nudos. La tabla 9 resume los valores obtenidos para estos tres destinos:

**Tabla 9.** Transporte por buque hacia Europa, Corea del Sur y Japón

Destino	Duración	Distancia	$\eta_3$	$e_3$
Rotterdam	34 días	12233 km	0.992	3.91 gCO <sub>2</sub> /MJ
Busan	57 días	20325 km	0.986	6.54 gCO <sub>2</sub> /MJ
Kobe	53 días	19071 km	0.987	6.13 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base a Al-Breiki y Bricer (2020) y Searates (s.f.)

### g. Descarga de amoníaco y regasificación

Una primera posibilidad para el amoníaco de bajas emisiones de carbono exportado desde Argentina en formalíquida es su utilización directa en la industria o para generación de electricidad (Wilkinson et al., 2020). Para la descarga del amoníaco del buque, se consideró el mismo consumo eléctrico y las mismas pérdidas energéticas que para la carga. En cuanto al proceso de regasificación del amoníaco,

se tomó el valor de 1,371 MJ/kg (Al-Breiki y Bricer, 2020, p. 8). La tabla 10 resume el consumo eléctrico y la huella de carbono de esta etapa, teniendo en cuenta el factor de emisión de la red eléctrica de cada uno de los países de destino:

**Tabla 10.** Descarga y regasificación de amoníaco en Europa, Corea del Sur y Japón

Destino	Consumo eléctrico	Emisiones indirectas por consumo eléctrico	$\eta_4$	$e_4$
Rotterdam	20.5 Wh/MJ	7.28 gCO <sub>2</sub> /MJ	0.999	7.28 gCO <sub>2</sub> /MJ
Busan	20.5 Wh/MJ	8.43 gCO <sub>2</sub> /MJ	0.999	8.44 gCO <sub>2</sub> /MJ
Kobe	20.5 Wh/MJ	9.55 gCO <sub>2</sub> /MJ	0.999	9.56 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base a Al-Breiki y Bricer (2020)

### h. Descarga de amoníaco y craqueo en hidrógeno

Luego de su descarga, la segunda alternativa para el amoníaco de bajas emisiones de carbono es su craqueo en hidrógeno, de acuerdo con la figura 1. Ahora bien, a la inversa de la reacción de síntesis del amoníaco a partir del hidrógeno (ecuación 6), la reacción de craqueo es endotérmica, es decir que necesita un aporte de calor externo. Actualmente, la mayoría de las instalaciones de craqueo de amoníaco usan hornos eléctricos de baja escala productiva que no entregan un hidrógeno de alta pureza (Wilkinson et al., 2020, p. 22).

Wilkinson et al. (2020, p. 25) propusieron entonces un modelo de planta de craqueo de amoníaco con capacidad de 200 toneladas de hidrógeno por día, cuyo grado de pureza es de 99.97% y contiene menos de 0.1 ppm de amoníaco, siendo así compatible con su uso en pilas de combustible. El calor necesario es provisto por la combustión sin emisiones directas de CO<sub>2</sub> de una porción del hidrógeno obtenido y del amoníaco recibido. La tabla 10 resume los valores anuales de consumo de amoníaco, de electricidad y de producción de hidrógeno de alta pureza para este tipo de planta:

**Tabla 11.** Craqueo de amoniaco: insumos y producción neta de hidrógeno anual

Consumo amoniaco	Consumo eléctrico	Producción de hidrógeno
10,350 TJ	316 GWh	7,869.6 TJ

Fuente: Elaboración propia en base a Wilkinson et al. (2020)

Además, los autores plantean que parte del calor generado sea aprovechado para tener una generación eléctrica propia con turbina de vapor. Según Wilkinson et al. (2020, p. 24) esta última podría llegar a una potencia de 15 MW, lo que significaría que 41.6% del consumo eléctrico estaría cubierto por generación propia descarbonizada al suponer una producción constante a lo largo

del año. Con estos datos, la eficiencia calculada anteriormente para la etapa de descarga del amoniaco y la ecuación (3) para evaluar la eficiencia  $\eta_4$  de la etapa de craqueo, se calculó la huella de carbono de la etapa 4 para los tres países de destinos considerados en este trabajo:

**Tabla 12.** Descarga y craqueo de amoniaco en Europa, Corea del Sur y Japón

Destino	Consumo eléctrico desde la red local	$\eta_4$	$e_4$
Rotterdam	17.9 Wh/MJ	0.76	8.36 gCO <sub>2</sub> /MJ
Busan	17.9 Wh/MJ	0.76	9.69 gCO <sub>2</sub> /MJ
Kobe	17.9 Wh/MJ	0.76	10.98 gCO <sub>2</sub> /MJ

Fuente: Elaboración propia en base a Wilkinson et al. (2020), Tiseo (2023), Climate Transparency (2022) y Climate Transparency (2021)

## 4. RESULTADOS

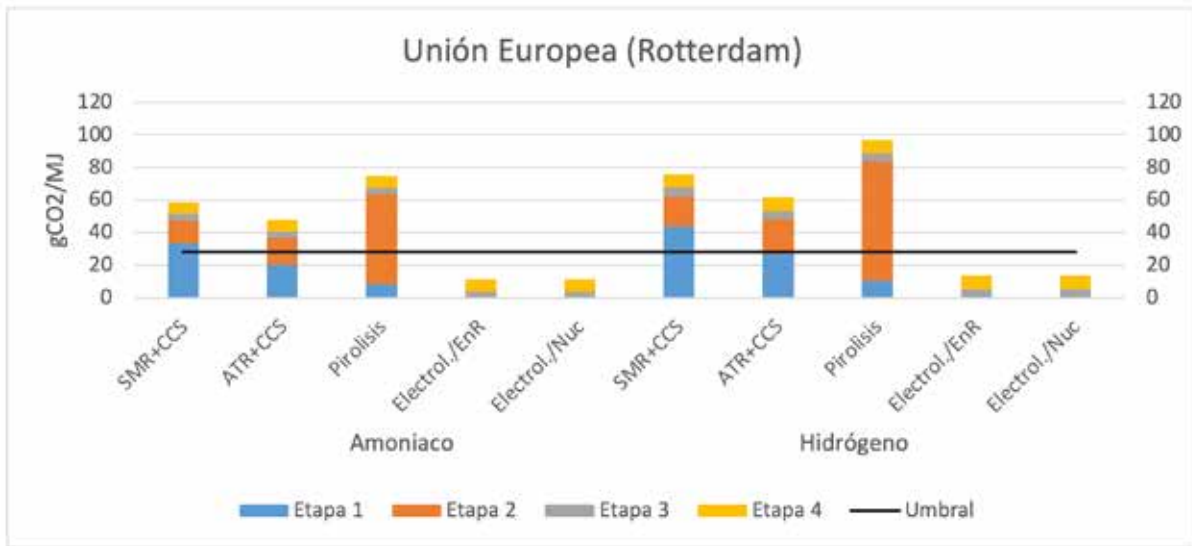
Las figuras 2, 3 y 4 muestran la huella de carbono total de la cadena logística para importar amoniaco desde Argentina, respectivamente para Europa, Corea del Sur y Japón, tanto para consumo directo como para consumo bajo forma de hidrógeno luego del craqueo del amoniaco. Se puede observar que las únicas opciones que permiten tener una huella de carbono inferior al umbral considerado para cada uno de estos potenciales mercados son aquellas donde el amoniaco es sintetizado a partir de hidrógeno obtenido por electrólisis de agua con fuentes eléctricas descarbonizadas (renovables o nuclear). En los casos donde el amoniaco es sintetizado a partir de gas natural, las etapas 1 y 2 representan un peso mucho más importante en la huella de carbono que las etapas 3 y 4. Por otro lado, el peso relativo de la etapa 3 (transporte intercontinental de amoniaco por buque) es el menor en todos los casos.

Mirando de más cerca las dos primeras etapas, el rol del factor de emisión de la red eléctrica argentina es clave aun para los casos donde el amoniaco es sintetizado a partir de hidrógeno obtenido con gas natural. Así, si se contempla un suministro eléctrico totalmente descarbonizado en las etapas 1 y 2, la huella de carbono del amoniaco sintetizado a partir del hidrógeno obtenido con la tecnología ATR+CCS, y consumido como tal en Corea del Sur, pasa por debajo del umbral considerado para este destino.

En cuanto a la opción que se basa en la pirólisis de metano, un suministro eléctrico totalmente descarbonizado permite pasar por debajo de los umbrales considerados en todos los casos, salvo el del hidrógeno reconvertido por craqueo en Japón. Es decir, que la mayor oportunidad de Argentina para exportar hidrógeno vía amoniaco usando sus cuantiosas reservas de gas natural

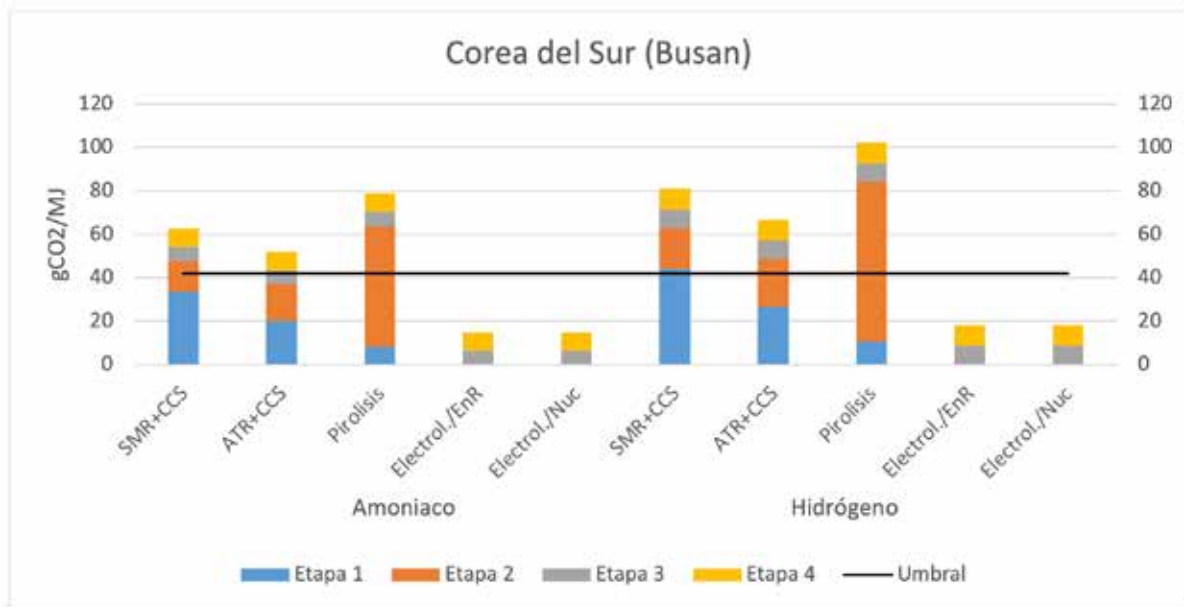
pasa casi únicamente por desarrollar la tecnología de pirólisis de metano, a condición de tener un suministro eléctrico descarbonizado.

**Figura 2.** Huella de carbono del amoníaco importado por Europa desde Argentina para consumo directo y como hidrógeno.



Fuente: Elaboración propia

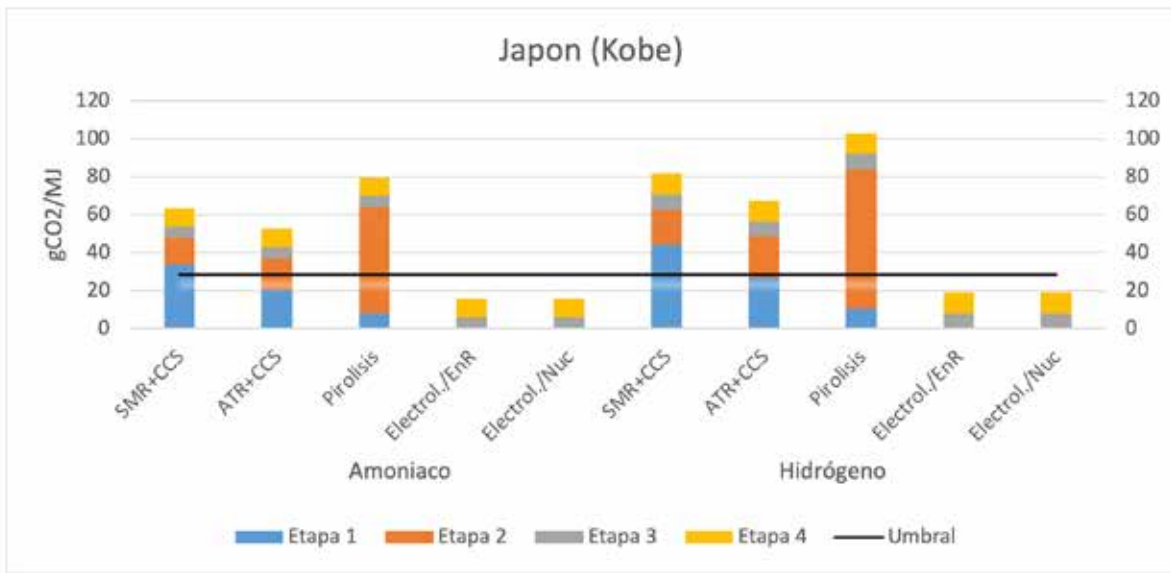
**Figura 3.** Huella de carbono del amoníaco importado por Corea del Sur desde Argentina para consumo directo y como hidrógeno.



Fuente: Elaboración propia



**Figura 4.** Huella de carbono del amoniaco importado por Japón desde Argentina para consumo directo y como hidrógeno.



Fuente: Elaboración propia

El otro aspecto clave, cuando el amoniaco es sintetizado a partir de hidrógeno obtenido con gas natural, es el factor de emisiones fugitivas del metano a lo largo de su cadena de producción, procesamiento y transporte por gasoductos. En este trabajo se calculó inicialmente  $f_{CH_4} = 0.71\%$  con la ecuación (1) en base a las estimaciones de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (2019) que solamente consideran la extracción de gas natural. Sin embargo, mediciones realizadas por satélites sobre las cuencas de shale gas en Estados Unidos mostraron que los inventarios locales de GEI subestimaban fuertemente este tipo de emisiones. Basándose en estas mediciones, Howard y Jacobson (2021, p. 1679) consideraron más realista tomar un valor de 3.5% de emisiones fugitivas de metano para toda la cadena logística del gas natural, desde la extracción hasta la distribución. Los autores, al proponer que se calcule sobre veinte años, y no a cien, el efecto invernadero del metano en la atmosfera, incluso llegaron a concluir que la combustión de este hidrocarburo emite tanto GEI como la del carbón (Howard y Jacobson, 2021, p. 1683). Esto resalta la importancia que tienen las emisiones fugitivas de metano para calcular la huella de carbono de cualquier proceso que utiliza gas natural.

La figura 5 muestra el valor máximo de  $f_{CH_4}$  para las distintas opciones analizadas en este trabajo, donde el gas natural es un insumo en el proceso de síntesis del amoniaco, con la hipótesis adicional de un suministro eléctrico totalmente descarbonizado en las etapas 1 y 2. Si bien es posible trabajar en la reducción de la huella de carbono en las etapas 3 y 4, las figuras 2, 3 y 4 muestran que el margen ahí es menor, además de ya no depender de Argentina. Se observa que con un valor de  $f_{CH_4}$  superior a 2.35%, ningún proceso de síntesis de amoniaco que use gas natural permitiría respetar los umbrales de huella de carbono considerados por la Unión Europea, Corea del Sur o Japón.

**Figura 5.** Valores máximos de  $f_{CH4}$  en Argentina en función del proceso considerado de síntesis del amoniaco con gas natural.



Fuente: Elaboración propia

## 5. CONSIDERACIONES FINALES

Argentina tiene muchas posibilidades para exportar hidrógeno de bajas emisiones de carbono a través del amoníaco. Por un lado, tiene importantes recursos naturales para producir este vector energético, como el gas natural o la disponibilidad de vientos y radiación solar de alta calidad (Wilkinson et al., 2020, p. 19). Por otro lado, tiene capacidades tecnológicas propias en el sector nuclear, eólico y en electrolizadores de tipo alcalino (Secretaría de Asuntos Estratégicos de Argentina, 2023, p. 37). Tomando este punto de partida, se analizaron cinco procesos alternativos de síntesis de amoníaco a partir de la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono: reformado de metano con vapor y captura de carbono, reformado autotérmico de metano con captura de carbono, pirólisis de metano, electrólisis de agua con fuentes renovables y electrólisis de agua a alta temperatura con fuente nuclear. De esta forma, se pudo estimar la huella de carbono de la cadena logística para importar amoníaco desde Argentina en Europa, Corea del Sur y Japón tanto para su consumo directo como bajo forma de hidrógeno.

Los resultados muestran en primera instancia que solamente la síntesis de amoníaco con hidrógeno obtenido por electrólisis de agua con fuentes renovables o nuclear permite no superar el umbral de huella de carbono tomado para estos potenciales mercados. Sin embargo, si se usa una electricidad totalmente descarbonizada en los procesos de síntesis del amoníaco que usan gas natural, la huella de carbono de la cadena logística total puede volver a ser aceptable de acuerdo con los estándares de los países importadores. El proceso de pirólisis de metano en particular se muestra como el más eficiente para reducir la huella de carbono del amoníaco sintetizado con gas natural. Esto evidencia la importancia del contenido en carbono que tiene la electricidad usada para sintetizar amoníaco, cualquiera sea la opción de producción de hidrógeno elegida.

El otro factor clave para aprovechar el potencial gasífero de Argentina en la exportación de amoníaco de bajas emisiones de carbono es el porcentaje de emisiones fugitivas de metano. Se pudo mostrar que si esta variable supera 2.35%,

aun usando un suministro eléctrico totalmente descarbonizado durante la etapa de síntesis del amoníaco, la huella de carbono de la cadena logística es superior a los umbrales considerados en todos los casos. Solamente quedaría reducir la huella de carbono en las etapas de transporte por buque o luego de su arribo en los países importadores.

Si bien lograr tener una cadena logística que cumpla con los estándares en términos de emisiones de GEI de los países a los cuales se pretende exportar es un primer paso imprescindible, queda por analizar la competitividad de cada una de las opciones que pasaron este primer filtro. También es importante tener en cuenta las implicancias en términos de desarrollo productivo de cada una de las alternativas si se quiere que el despegue de la economía del hidrógeno sea sinónimo de desarrollo para Argentina y no termine en una forma de enclave.

Finalmente, quedaría por ver las posibilidades que tiene Argentina en la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, aceites vegetales y residuos agropecuarios valorizables. Es por ejemplo posible combinar estos insumos en procesos Fischer-Tropsch para obtener carburantes aptos para la aviación y el transporte marítimo. La multiplicación en el mundo de normas apuntando a cuotas mínimas de estos tipos de combustibles sostenibles ofrecen nuevas oportunidades para explorar.

## 6. REFERENCIAS

Agencia Internacional de Energía (2023). Energy Technology Perspectives 2023. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023>

Al-Breiki, M. y Bricker, Y. (2020). Technical assessment of liquefied natural gas, ammonia and methanol for overseas energy transport based on energy and exergy analyses. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(60), 34927-34937. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.181>

Cámara Marítima Internacional (sin fecha). Environmental Performance: Comparison of CO2 Emissions by Different Modes of Transport. <https://www.ics-shipping.org/shipping-fact/environmental-performance-environmental-performance/>

Cammesa (sin fecha). Factor de emisión [Archivo Excel]. <https://cammesaweb.cammesa.com/download/factor-de-emision/>

Cejka, F. y Burr, B. (2022). Comparison of Process Options for Sustainable Ammonia Production [Conferencia]. Gas Processors Association Europe 2022. <https://www.bre.com/PDF/Comparison-of-Process-Options-for-Sustainable-Ammonia-Production.pdf>

China's HTR-PM demonstration project enters commercial operation (7 de diciembre, 2023). *Nuclear Engineering International*. <https://www.neimagazine.com/news/newschinas-htr-pm-demonstration-project-enters-commercial-operation-11354820>

Climate Transparency (2021). Japan. <https://www.climate-transparency.org/wp-content/uploads/2021/10/CT2021Japan.pdf>

Climate Transparency (2022). South Korea. <https://www.climate-transparency.org/wp-content/uploads/2022/10/CT2022-South-Korea-Web.pdf>

Collins, L. (10 de noviembre 2023). Japan and South Korea to join forces on procurement of clean hydrogen and ammonia in bid to reduce costs: report. *Hydrogeninsight*. <https://www.hydrogeninsight.com/policy/japan-and-south-korea-to-join-forces-on-procurement-of-clean-hydrogen-and-ammonia-in-bid-to-reduce-costs-report/2-1-1552933>

Comisión Europea (2023). Q&A implementation of hydrogen delegated acts. [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-07/2023\\_07\\_26\\_Document\\_Certification\\_questions.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-07/2023_07_26_Document_Certification_questions.pdf)

Consejo de la Unión Europea (2023). Infographic - Fit for 55: shifting from fossil gas to renewable and low-carbon gases. <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/fit-for-55-hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package-explained/>

Deza, N. (4 de diciembre 2023). Wintershall explorará oportunidades de captura y almacenamiento de carbono en Bahía Blanca. *EconoJournal*. <https://econojournal.com.ar/2023/12/wintershall-explorara-oportunidades-de-captura-y-almacenamiento-de-carbono-en-bahia-blanca/>

Fulcheri, L. (2021). La pyrolyse du methane. *L'actualité chimique*, (466), 28-34. <https://new.societechimiquedefrance.fr/numero/n466-octobre-2021/>

Gorski, J., Jutt, T. y Tam Wu, K. (2021). Carbon intensity of blue hydrogen production. Pembina institute. <https://www.pembina.org/pub/carbon-intensity-blue-hydrogen-production>

Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (2022). Climate change 2022: Mitigation of climate change. Contribution of working group III to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/2022>.

Howard, R. y Jacobson, M. (2021). How green is blue hydrogen? *Energy Science & Engineering*, 9(10), 1676-1687. <https://doi.org/10.1002/ese3.956>

Jackson, S. y Brodal, E. (2018). A comparison of the energy consumption for CO2 compression process alternatives [Conferencia]. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/167/1/012031>

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (2019). Inventario nacional de gases de efecto invernadero. [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/inventario\\_de\\_gei\\_de\\_2019\\_de\\_la\\_republica\\_argentina.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/inventario_de_gei_de_2019_de_la_republica_argentina.pdf)

Secretaría de Asuntos Estratégicos de Argentina (2023). Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno en Argentina. [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/estrategia\\_nacional\\_de\\_hidrogeno\\_-\\_sae.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/estrategia_nacional_de_hidrogeno_-_sae.pdf)

Sieler, R. y Dörr, H. (2023). Certification of green and low-carbon hydrogen. An overview of international and national initiatives. Adelphi. [https://www.energypartnership.jp/fileadmin/user\\_upload/japan/media\\_elements/adelphi\\_-\\_International\\_Overview\\_-\\_Certification\\_of\\_Clean\\_and\\_Green\\_Hydrogen.pdf](https://www.energypartnership.jp/fileadmin/user_upload/japan/media_elements/adelphi_-_International_Overview_-_Certification_of_Clean_and_Green_Hydrogen.pdf)

Searates (Sin fecha). <https://www.searates.com/es/services/distances-time>

Tiseo, I. (2023). Power sector carbon intensity in the Netherlands 2000-2022. <https://www.statista.com/statistics/1290441/carbon-intensity-power-sector-netherlands/#:~:text=In%202022%2C%20the%20carbon%20intensity,508%20and%20564%20gCO%E2%82%82%2FKWh>

Weber, M. (24 de octubre de 2023). Monolith: methane pyrolysis at commercial scale. Gas Pathways. <https://gaspathways.com/monolith-from-methane-to-clean-carbon-black-and-hydrogen-2330>

Wilkinson, I., Makhloufi, K., Kezibri, N., Davey, A., Lhote, O., Zarea, M., Jackson, C., Fothergill, K., Gray, P., Haroon, F., Davenne, T., Greenwood, S., Huddart, A., Makepeace, J., Wood, T. y David, B. (2020). Ammonia to green hydrogen project. Feasibility Study. [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/880826/HS420\\_-\\_Ecuity\\_-\\_Ammonia\\_to\\_Green\\_Hydrogen.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/880826/HS420_-_Ecuity_-_Ammonia_to_Green_Hydrogen.pdf)