

ANÁLISIS DE POTENCIALES USOS Y DEMANDA DE H₂V Y PTX EN ARGENTINA

IMPRESIÓN

Como empresa estatal, la GIZ apoya al Gobierno Alemán en la consecución de sus objetivos en el campo de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Oficinas registradas:

Bonn y Eschborn, Alemania
International PtX Hub
Potsdamer Platz 10
10785 Berlin, Alemania
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15
E info@ptx-hub.org
www.ptx-hub.org

Responsables:

Sebastian Murua, Verónica Chorkulak, Stephan Remler, Claudia Ilting
(International PtX Hub)

Autor

DREICON

Edición:

Sebastián Murua, Verónica Chorkulak,
Stephan Remler, Claudia Ilting (International PtX Hub)

El International PtX Hub es implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en nombre del Ministerio Federal Alemán de Economía y Acción Climática (BMWK) y financiado por la Iniciativa Internacional de Clima (Internationale Klimaschutzinitiative, IKI). Las actividades del International PtX Hub en Argentina son implementadas por un consorcio conformado por GIZ, la Secretaría de Energía de Argentina, CEARE (Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética), Fundación Torcuato Di Tella, Agora Energiewende y DECHEMA e.V.

Buenos Aires, abril 2025



Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action



INTERNATIONAL
CLIMATE
INITIATIVE

Implemented by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag

Tabla de Contenido

1	Introducción y Alcance	9
1.1	Introducción.....	9
1.2	Objetivo del estudio	9
1.3	Alcance	10
2	Resumen Ejecutivo	11
2.1	Descripción.....	11
2.2	Resultados e interpretación	11
2.3	Interpretación de resultados principales.....	14
3	Metodología	16
4	Análisis cuantitativo por sector	18
4.1	Combustible de Aviación	18
4.1.1	Caracterización del sector y mercado	18
4.1.2	Alternativas para la desfosilización del sector	18
4.1.3	Infraestructura del sector	19
4.1.4	Proyecciones de crecimiento del sector	20
4.1.5	Supuestos de H2V y PtX	21
4.1.6	Demanda potencial de hidrógeno.....	21
4.1.7	Potencial de reducción de CO2	23
4.1.8	Requisito de CO2 para PtX.....	24
4.2	Combustible Marítimo	24
4.2.1	Caracterización del Sector y Mercado.....	24
4.2.2	Alternativas para la desfosilización del Sector	25
4.2.3	Infraestructura del sector	26
4.2.4	Proyecciones de crecimiento del sector	27
4.2.5	Supuestos de H2V y PtX	28
4.2.6	Demanda potencial de hidrógeno.....	29
4.2.7	Potencial de reducción de CO2	30
4.2.8	Requisito de CO2 para PtX.....	31
4.3	Transporte Pesado por Carretera.....	32
4.3.1	Caracterización del sector y mercado.....	32
4.3.2	Alternativas para desfosilización del sector	32
4.3.3	Infraestructura del sector	34
4.3.4	Proyecciones de crecimiento del sector	35

4.3.5	Supuestos de H ₂ V y PtX	36
4.3.6	Demanda potencial de hidrógeno.....	36
4.3.7	Potencial de reducción de CO ₂	37
4.4	Transporte en Minera.....	38
4.4.1	Caracterización del sector y mercado.....	38
4.4.2	Alternativas para desfosilización del sector	39
4.4.3	Infraestructura del sector	40
4.4.4	Proyecciones de crecimiento del sector	41
4.4.5	Demanda potencial de hidrógeno.....	42
4.4.6	Potencial de reducción de CO ₂	43
4.4.7	Requisito de CO ₂ para PtX.....	44
4.5	Combustible de Maquinaria Agrícola	45
4.5.1	Caracterización del sector y mercado.....	45
4.5.2	Alternativas para la desfosilización del sector	45
4.5.3	Infraestructura del sector	46
4.5.4	Proyecciones de crecimiento del sector	46
4.5.5	Demanda potencial de hidrógeno.....	47
4.5.6	Potencial de reducción de CO ₂	48
4.6	Producción de acero	49
4.6.1	Caracterización del sector y mercado.....	49
4.6.2	Alternativas para la desfosilización del sector	50
4.6.3	Infraestructura	51
4.6.4	Proyecciones de crecimiento del sector	53
4.6.5	Supuestos de H ₂ V y PtX	54
4.6.6	Demanda potencial de hidrógeno.....	54
4.6.7	Potencial de reducción de emisiones de CO ₂	55
4.7	Refinación de Petróleo	57
4.7.1	Caracterización del sector y mercado.....	57
4.7.2	Alternativas para la desfosilización del sector	58
4.7.3	Infraestructura requerida, competitividad y posible rol del H ₂ V.....	60
4.7.4	Proyecciones de crecimiento del sector	62
4.7.5	Demanda potencial de hidrógeno.....	64
4.7.6	Potencial de reducción de CO ₂	66
4.8	Producción de Amoníaco.....	67
4.8.1	Caracterización del sector y mercado.....	67
4.8.2	Alternativas para desfosilización del sector	68
4.8.3	Infraestructura del sector	70

4.8.4	Proyecciones de crecimiento del sector	73
4.8.5	Supuestos de H2V y PtX	74
4.8.6	Demanda potencial de hidrógeno.....	75
4.8.7	Potencial de reducción de CO2	76
4.8.8	Requisitos de CO2 para PtX	77
4.9	Producción de Metanol.....	77
4.9.1	Caracterización del sector	77
4.9.2	Descarbonización del sector	78
4.9.3	Infraestructura requerida, competitividad y posible rol del H2V.....	79
4.9.4	Supuestos de H2V y PtX	80
4.9.5	Proyecciones de crecimiento del sector	81
4.9.6	Demanda potencial de hidrógeno.....	82
4.9.7	Potencial de reducción de emisiones de CO2.....	83
4.9.8	Requisito de CO2 para PtX.....	84
4.10	Feedstock Químico	85
4.10.1	Caracterización del sector	85
4.10.2	Descarbonización del sector	86
4.10.3	Infraestructura requerida y posible rol del H2V	87
4.10.4	Proyecciones de crecimiento del sector.....	87
4.10.5	Demanda potencial de hidrógeno	88
4.10.6	Potencial de reducción de emisiones de CO2	89
4.11	Calor de Alta Temperatura	91
4.11.1	Caracterización del Sector y mercado.....	91
4.11.2	Alternativas para la desfosilización del sector	93
4.11.3	Infraestructura del sector	93
4.11.4	Proyecciones de crecimiento del sector.....	94
4.11.5	Supuestos de H2V y PtX.....	96
4.11.6	Demanda potencial de hidrógeno	96
4.11.7	Potencial de reducción de CO ₂	97
5	Análisis variables cualitativas por sector	99
5.1	Definición de variables cualitativas.....	99
5.2	Aviación	100
5.3	Marítimo	100
5.4	Maquinaria Agrícola	101
5.5	Combustible Terrestre	101
5.6	Minería.....	102

5.7	Acero.....	103
5.8	Refinación de Petróleo	103
5.9	Amoníaco para fertilizantes.....	104
5.10	Metanol	104
5.11	Feedstock Químico	105
5.12	Calor de Alta Temperatura	106
6	Cuadro resumen de variables y priorización	107
6.1	Variables cualitativas.....	107
6.2	Potencial demanda de H2V	108
6.3	Potencial reducción de emisiones de CO ₂	108
6.4	Potencial requerimiento de CO ₂	109
7	Sinergias con otros documentos oficiales	110
8	Conclusiones	112
9	Bibliografía.....	114

Índice de Tablas

Tabla 1: Resumen de las calificaciones de las variables cualitativas por sector y por año	13
Tabla 2: Proyecciones de combustible aéreo.	20
Tabla 3: Proporción (%) de combustible consumido por tipo 2030 y 2050.	21
Tabla 4: Demanda de hidrógeno (kt/año) estimada para el sector aviación	22
Tabla 5: Factores de emisión por combustible.....	23
Tabla 6: Reducción de CO ₂ (kt/año) en combustible aéreo	23
Tabla 7: Requisitos de CO ₂ (kt/año) para combustible aéreo.....	24
Tabla 8: Proyecciones de Combustible Marítimo.	28
Tabla 9: Proporción (%) de combustible consumido por tipo 2030 y 2050.	29
Tabla 10: Estimación de la demanda de hidrógeno (kt/año) para combustible marítimo	30
Tabla 11: Cálculo de reducciones estimadas de emisiones de CO ₂ (kt/año) en el transporte marítimo.	31
Tabla 12: Estimación de la demanda potencial de CO ₂ (kt/año) para combustible marítimo.	31
Tabla 13: Ventas de gasoil al mercado de combustible. Año 2022.....	32
Tabla 14: Participación de fuentes de energía consumida en camiones pesados según el escenario Net Zero de IEA (actualizado a 2023).	35
Tabla 15: Proyecciones de Combustible Terrestre de Carga.....	36
Tabla 16: Proyección del requerimiento potencial de hidrógeno (kt/año) en combustible terrestre pesado.	37
Tabla 17: Reducción de CO ₂ (kt/año) en combustible para transporte pesado terrestre.....	37
Tabla 18: Proyección de reducción de emisiones de GEI (kt/año) en transporte terrestre pesado.	38

Tabla 19: Vehículos utilizados en minería y su potencial para la desfosilización.....	40
Tabla 20: Proyecciones de combustible de minería.....	42
Tabla 21: Proyección de participación de cada combustible alternativo en minería, en el corto, mediano y largo plazo..	42
Tabla 22: Proyección del requerimiento potencial de hidrógeno (kt/año) en minería.....	42
Tabla 23: Estimación de reducción emisiones potenciales de GEI (kt/año) en el sector de minería.....	43
Tabla 24: Proyección de requerimiento de CO2 (kt/año) para producción de e-fuels en minería.....	45
Tabla 25: Proyecciones de Combustible Agrícola.....	47
Tabla 26: Proyección del requerimiento de hidrógeno (kt/año) para combustible de maquinaria agrícola.....	48
Tabla 27: Estimación de la reducción de emisiones de GEI (kt/año) en el sector de minería.....	49
Tabla 28: Producción siderúrgica argentina 2020-2023 (en miles de toneladas).....	50
Tabla 29: Estrategias de Descarbonización	51
Tabla 30: Cambios Requeridos para Adaptar Plantas DRI a Hidrógeno Verde	52
Tabla 31: Proyección de Producción de Acero	53
Tabla 32: Potencial cantidad de hidrógeno verde demandado (kt/año) para la industria de acero.....	55
Tabla 33: Factores de emisión considerados para la industria del acero.....	56
Tabla 34: Proyección de reducción potencial de emisiones de CO2 (kt/año) en la producción de acero.....	57
Tabla 35: Cálculos de reducción emisiones potenciales de GEI (kt/año) en producción de acero.....	57
Tabla 36: Principales vías de descarbonización para las refinerías de petróleo en Argentina.....	60
Tabla 37: Principales modificaciones que deberían realizarse para descarbonizar el sector de refinería de petróleo	61
Tabla 38: Proyecciones de crecimiento del sector de refinamiento de petróleo.....	63
Tabla 39: Requerimientos Futuros de Principales Actuales Derivados de Petróleo.....	64
Tabla 40: Demanda potencial estimada de hidrógeno (kt/año) en refinamiento de petróleo.....	65
Tabla 41: Demanda estimada total de hidrógeno SMR por refinería.....	66
Tabla 42: Reducción de emisiones de CO2 (kt/año) en refinamiento de petróleo.....	67
Tabla 43: Plantas productoras de amoníaco en Argentina.....	67
Tabla 44: Emisiones en la producción de fertilizantes.....	69
Tabla 45: Vías de descarbonización para el sector de amoníaco y fertilizantes.....	70
Tabla 46: Resumen de las consideraciones clave para la desfosilización del sector de fertilizantes.....	71
Tabla 47: Proyecciones de producción de amoníaco.....	74
Tabla 48: Proyección del requerimiento de hidrógeno verde (kt/año) en amoníaco.....	76
Tabla 49: Proyección de reducción de emisiones de CO2 (kt/año) en producción de fertilizantes.....	76
Tabla 50: Requerimientos de CO2 (kt/año) en la producción de urea.....	77
Tabla 51: Proyecciones de producción de metanol.....	82
Tabla 52: Proyecciones de demanda de H2V (kt/año) para la industria de metanol.....	82
Tabla 53: Reducción de emisiones de CO2 (kt/año) estimadas en el sector metanol.....	84
Tabla 54: Requisito de CO2 (kt/año) para PtX en el sector metanol.....	84
Tabla 55: Descripción de los feedstock y su cadena de valor.....	85
Tabla 56: Proyecciones de producción Etileno y Polipropileno.....	88
Tabla 57: Estimación de la demanda futura de hidrógeno (kt/año).....	89

Tabla 58: Consideraciones específicas para el cálculo de las emisiones de CO ₂ .	89
Tabla 59: Producción anual de metanol y etileno.	90
Tabla 60: Estimación de la reducción potencial de emisiones de CO ₂ (kt/año).	90
Tabla 61: Capacidad de producción anual por industria y empresa.	92
Tabla 62: Producción de insumos por año (Fuente: elaboración propia).	93
Tabla 63: Intervenciones necesarias en la infraestructura por industria.	94
Tabla 64: Demanda térmica por industria.	95
Tabla 65: Demanda de gas para calor de alta temperatura.	96
Tabla 66: Estimación de la demanda de hidrógeno (kt/año) para calor de alta temperatura.	97
Tabla 67: Estimación de la reducción de emisiones de GEI (kt/año) en el sector de calor de alta temperatura.	97
Tabla 68: Resumen variables cualitativas.	107
Tabla 69: Potencial demanda de hidrógeno verde (kt/año).	108
Tabla 70: Potencial reducción de emisiones de CO ₂ por sector (kt/año).	108
Tabla 71: Potencial requerimiento CO ₂ (kt/año).	109

Tabla de figuras

Figura 1 - Demanda potencial de H ₂ V por sector	12
Figura 2 - Potencial reducción de emisiones de CO ₂ por sector	12
Figura 3 - Proporción de vuelos nacionales por aerolínea	18
Figura 4 - Proporción de vuelos internacionales por aerolínea	18
Figura 5 - Evolución del consumo de combustible aéreo por tipo (miles de toneladas de aerokerosene equivalente).	22
Figura 6 - Proyección del requerimiento de hidrógeno (kt/año) para combustible de aviación.	22
Figura 7 - Proyección de reducción de emisiones de CO ₂ en aviación (kt/año).	24
Figura 8 - Demanda de combustible (ktep) para Transporte Marítimo.	25
Figura 9 - Evolución del consumo de combustible marítimo por tipo (miles de tep).	29
Figura 10 - Proyección de requerimiento de hidrógeno (kt/año) para combustible marítimo.	30
Figura 11 - Reducciones de emisiones de CO ₂ (kt/año) proyectadas según escenarios.	31
Figura 12 - Evolución y potencial del consumo de combustible terrestre pesado por tipo (kt/año equivalentes de gasoil anuales).	36
Figura 13 - Proyección de requerimiento potencial de hidrógeno (kt/año) en combustible terrestre pesado.	37
Figura 14 - Proyección de reducción de emisiones de GEI (kt/año) en transporte terrestre pesado.	38
Figura 15 - Proyección de reducción de emisiones de CO ₂ (kt/año) en combustible para minería.	43
Figura 16 - Proyección de reducción de emisiones de CO ₂ (kt/año) en combustible para minería.	44
Figura 17 - Proyección de requerimiento de CO ₂ (kt/año) para producción de e-fuels en minería.	44
Figura 18 - Evolución del consumo de combustible (expresado en kt equivalentes de gasoil/año) de maquinaria agrícola por tipo.	47
Figura 19 - Proyección del requerimiento de hidrógeno (kt/año) para combustible de maquinaria agrícola.	48
Figura 20 - Proyección de reducción de emisiones de GEI (kt/año) en combustible para maquinaria agrícola.	49
Figura 21 - Evolución y proyección del uso de chatarra (kt/año).	54
Figura 22 - Proyección del requerimiento de hidrógeno verde (kt/año) en producción de acero.	55

Figura 23 - Proyección de reducción potencial de emisiones de CO ₂ (kt/año) en producción de acero.....	56
Figura 24 - Evolución relativa de requerimientos adicionales.	64
Figura 25 - Evolución consumo de hidrógeno (kt/año) en refinación de petróleo.	65
Figura 26 - Proyección del requerimiento de hidrógeno verde (kt/año) para el sector refino.	65
Figura 27 - Proyección de reducción de emisiones de CO ₂ (kt/año) en refino.	67
Figura 28 - Evolución consumo de hidrógeno (kt/año) por tipo en la producción de amoníaco.....	75
Figura 29 - Proyección del requerimiento de hidrógeno verde (kt/año) para amoníaco.....	75
Figura 30 - Proyección de reducción de emisiones de CO ₂ (kt/año) en producción de fertilizantes.....	76
Figura 31 - Requerimientos de CO ₂ (kt/año) en la producción de urea.	77
Figura 32 - Estimación de la demanda de hidrógeno (kt/año) según distintos escenarios.....	83
Figura 33 - Proyección de la reducción de emisiones (kt/año) en la producción de metanol.	84
Figura 34 - Evolución consumo de hidrógeno (kt/año).	88
Figura 35 - Proyección de la reducción potencial de emisiones de CO ₂ (kt/año).....	90
Figura 36 - Estimación de la demanda de hidrógeno (kt/año) para calor de alta temperatura.....	97
Figura 37 - Estimación de la reducción de emisiones de GEI (kt/año) en el sector de calor de alta temperatura.....	98
Figura 38 - Estimaciones de requerimiento de hidrógeno según Estrategia Nacional de Hidrógeno y resultados de este informe considerando solo sectores con buenas calificaciones cualitativas	111

1 Introducción y Alcance

1.1 Introducción

En un mundo que enfrenta el desafío urgente del cambio climático y la necesidad de reducir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), el hidrógeno ha resurgido como una solución clave para la transición energética global. Impulsado por avances tecnológicos, políticas de sostenibilidad y la creciente demanda de energías limpias, el hidrógeno verde se perfila como un vector energético esencial en la descarbonización de sectores industriales y de transporte, donde otras variantes, como la electrificación con energías renovables, se tornan difíciles o muy costosas de implementar.

Argentina no es ajena a esta tendencia global. El país cuenta con una combinación privilegiada de factores geográficos y naturales que le otorgan una ventaja estratégica en la producción de hidrógeno verde. Gracias a su extenso territorio con abundantes recursos renovables, como vientos constantes en la Patagonia, altos niveles de radiación solar en diversas regiones y disponibilidad de recursos hídricos estratégicos, Argentina tiene el potencial de convertirse en un actor clave en la producción, exportación y consumo de hidrógeno verde. A su vez, la evolución de su matriz energética hacia fuentes renovables permitiría no solo satisfacer la demanda interna, sino también alinearse con las exigencias internacionales en materia de reducción de emisiones de carbono.

Si bien se espera que Argentina juegue un rol predominante como proveedor global de hidrógeno verde, gracias a su abundancia de energía eólica y solar, también posee un alto potencial de consumo interno. Actualmente, la matriz productiva argentina es más reducida en comparación con otras economías regionales más industrializadas, pero la incorporación del hidrógeno verde podría impulsar una transformación estructural que fortalecería el sector productivo, incrementando la competitividad en mercados globales alineados con los objetivos de carbono-neutralidad.

A pesar de ser un país con una fuerte presencia en la producción de hidrocarburos, el cambio de paradigma energético plantea nuevos desafíos y oportunidades. La imperiosa necesidad de reducir las emisiones de GEI obliga a diversos sectores industriales y de movilidad a reconsiderar sus estrategias de desarrollo, evaluando la incorporación progresiva de alternativas más ecológicas como el hidrógeno verde. En este contexto, la planificación estratégica de la transición energética resulta crucial para garantizar una integración eficiente de estas nuevas tecnologías y optimizar su impacto en términos de sostenibilidad, competitividad y desarrollo económico.

1.2 Objetivo del estudio

El presente estudio tiene como objetivo analizar, estimar, evaluar y priorizar el papel potencial que el hidrógeno verde y sus derivados pueden tener en la transición energética de Argentina, con un enfoque sobre los sectores industriales y de transporte. Se busca establecer un marco de referencia que permita comprender el potencial de adopción del hidrógeno en distintos segmentos productivos y proyectar su evolución en un escenario alineado con los compromisos de carbono-neutralidad a largo plazo.

El trabajo se centra en un ejercicio teórico, cuya principal hipótesis es la estrategia de reducción ambiciosa de emisiones de CO₂ en Argentina. El foco por ende no es el potencial productivo, sino priorizar la desfosilización de las principales actividades del país, donde el hidrógeno puede tomar un rol relevante.

De esta forma, se identificaron los siguientes sectores para estimar el potencial e impacto del H₂V:

- Combustible de aviación
- Combustible marítimo
- Transporte pesado por carretera
- Transporte en minería
- Combustible de maquinaria agrícola
- Producción de acero
- Refinación de petróleo
- Producción de amoníaco para fertilizantes
- Producción de metanol
- Hidrógeno destinado a usos químicos
- Calor de alta temperatura en procesos industriales

El estudio no solo aborda la situación actual y potencial de cada sector, sino que también realiza un análisis histórico del mercado, identificando los actores involucrados y las principales barreras y oportunidades para la adopción del hidrógeno verde.

1.3 Alcance

Para evaluar el posible impacto del hidrógeno verde en los sectores mencionados, se llevó a cabo una estimación basada en escenarios de corto (2030), mediano (2040) y largo plazo (2050). Este análisis contempla:

- El potencial total de consumo de hidrógeno verde en Argentina
- Las emisiones de GEI que podrían evitarse con la incorporación del hidrógeno verde y sus derivados
- El potencial de requerimiento de carbono para la producción de metanol y combustibles sintéticos
- Análisis cualitativo de consideraciones para tener en cuenta para la incorporación de hidrógeno verde y derivados en cada sector

A partir de los resultados obtenidos, se elaboraron matrices cualitativas y cuantitativas para priorizar los sectores en los que se considera que el hidrógeno verde podría desempeñar un rol clave si se pretende conseguir la carbono neutralidad. Estos criterios de priorización incluyen variables como disponibilidad de infraestructura, viabilidad económica, competitividad en el mercado, factores externos que pueden influir en la incorporación de H2V en cada sector y alineación con las estrategias de descarbonización.

Este informe busca proporcionar una visión integral sobre el hidrógeno verde en Argentina, brindando información estratégica para la toma de decisiones en materia de políticas públicas, inversión privada e innovación tecnológica. El camino hacia la transición energética es complejo y requiere de una planificación estructurada, pero Argentina cuenta con las condiciones necesarias para posicionarse como un referente en la economía del hidrógeno.

2 Resumen Ejecutivo

2.1 Descripción

Para realizar el análisis y priorización de sectores se analizaron cinco variables, dos cuantitativas y tres cualitativas. Estas variables fueron analizadas para tres plazos de tiempo: 2030, 2040 y 2050.

Cuantitativas:

- **Potencial Volumen de Hidrógeno Verde**
- **Potencial de Mitigación de GEI**

Cualitativas:

- **Infraestructura Disponible y Requerida e inversión necesaria**
- **Competitividad, Mercado y Off-Takers**
- **Aspectos estratégicos habilitantes o limitantes**

El potencial volumen de hidrógeno verde se estimó considerando dos cuestiones:

- A- Incorporación de H2V en cada sector: Se consideró como base el escenario “Net Zero Emissions by 2050” (NZE), desarrollado por la International Energy Agency (IEA), para estimar el nivel de incorporación de H2V que se espera en cada sector en un escenario de carbono neutralidad a largo plazo.
- B- Producción y tamaño de cada sector en Argentina: Se relevaron valores de niveles de producción y tamaño de cada sector en el país y se estimaron proyecciones de crecimiento para el mediano y largo plazo.

La estimación de potencial ahorro de emisiones se realizó considerando las emisiones de los combustibles y de otras moléculas de origen fósiles que serían reemplazados por la incorporación de H2V en cada sector, para el cálculo se siguieron directrices del IPCC.

Para las variables cualitativas se empleó una escala ordinal representada por la escala de puntuación. Se propuso una escala de puntuación “A-B-C-D-E” para cada criterio, siendo “A” el más relevante o viable y “E” el menos relevante o viable.

2.2 Resultados e interpretación

A continuación, se resumen los resultados de las cinco variables por sector para 2030, 2040 y 2050; en el figura 1 se observa la demanda potencial de H2V por sector, en el figura 2 se observan las potenciales reducciones de emisiones anuales de cada sector y en la tabla 1 se integran las calificaciones de las tres variables cualitativas.

Figura 1 - Demanda potencial de H2V por sector

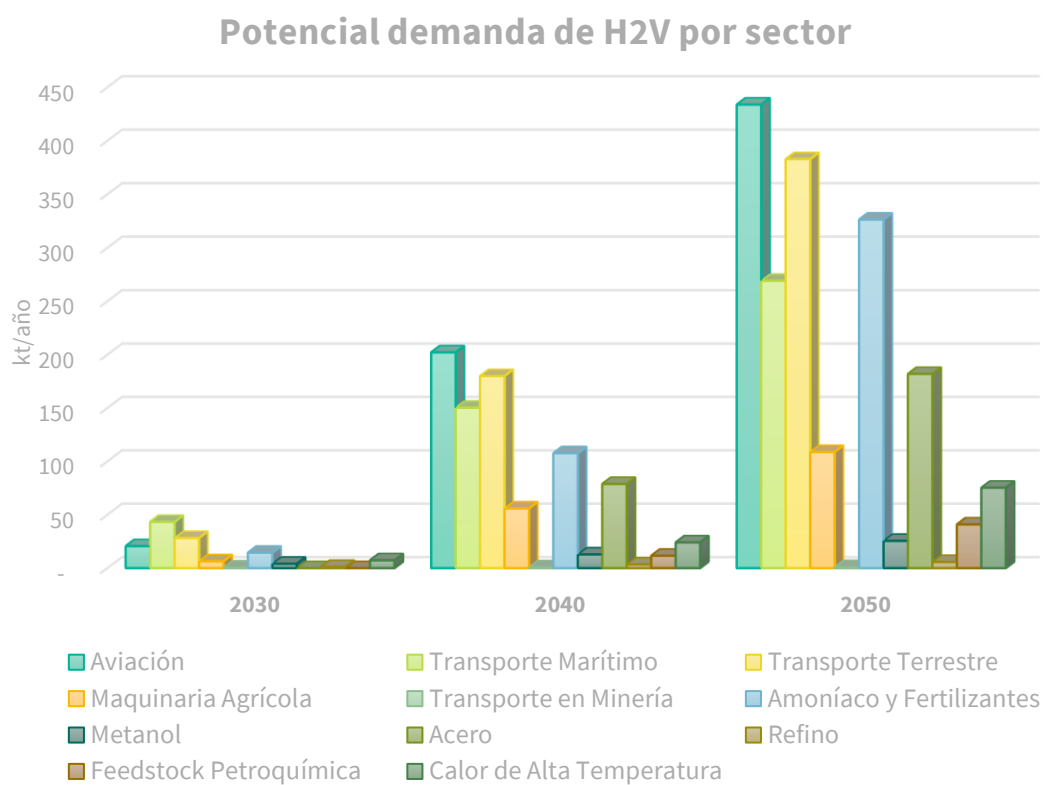


Figura 2 - Potencial reducción de emisiones de CO2 por sector

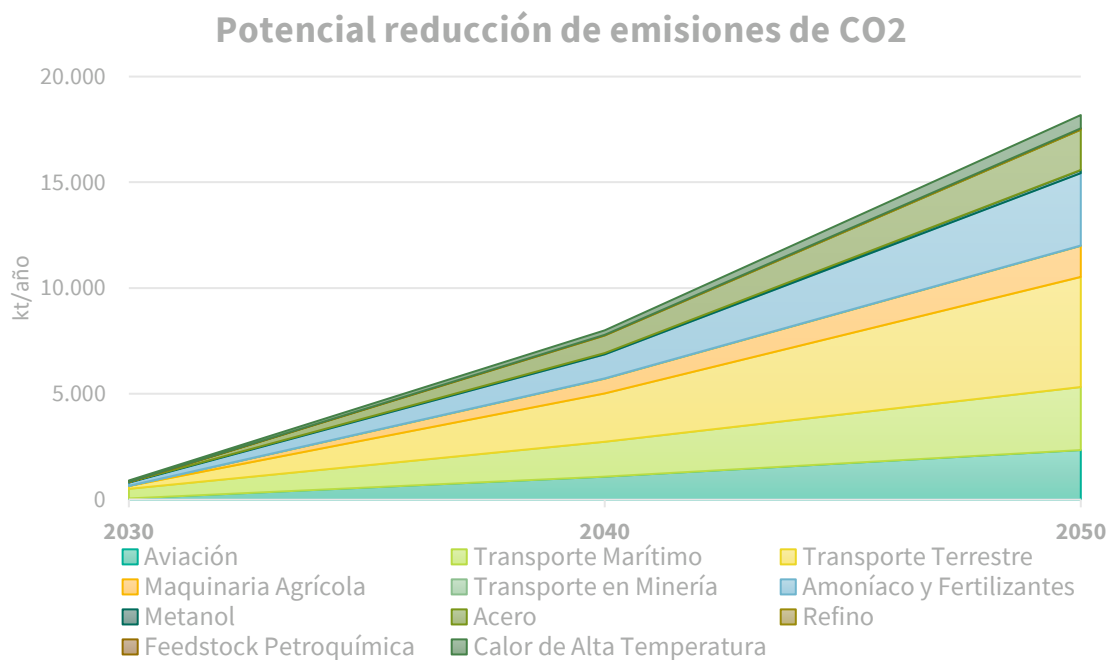


Tabla 1: Resumen de las calificaciones de las variables cualitativas por sector y por año

	2030			2040			2050		
	Infraestructura y tecnología	Mercado	Aspectos habitantes	Infraestructura y tecnología	Mercado	Aspectos habitantes	Infraestructura y tecnología	Mercado	Aspectos habitantes
Aviación	C	C	C	A	B	B	A	A	A
Transporte Marítimo	C	B	B	A	A	B	A	A	A
Maquinaria Agrícola	E	E	D	D	D	C	C	C	C
Transporte Terrestre	E	E	E	C	D	D	B	C	C
Transporte en Minería	D	D	D	C	C	C	B	B	B
Acero	D	D	D	C	C	C	B	B	B
Refino	B	D	C	A	C	B	A	B	A
Amoníaco y Fertilizantes	C	C	C	B	B	B	A	A	A
Metanol	C	C	D	B	B	C	A	A	A
Feedstock Petroquímica	D	D	E	C	C	E	B	B	C
Calor de Alta Temperatura	E	E	E	D	D	E	C	C	C

Menos viable



Más viable

2.3 Interpretación de resultados principales

- El potencial aporte de reducción de emisiones de CO₂ en el corto plazo por parte del H2V en Argentina es reducido, pero en el mediano y largo plazo podría alcanzar los 8 Mt CO₂/año y 18 Mt CO₂/año respectivamente.
- La demanda potencial de H2V podría ser cercana a 100 kt/año en 2030, pero podría incrementarse a 800 kt/año en 2040 y hasta 1800 kt/año a 2050. Aun en un escenario más conservador acerca del rol del H2V, donde algunos sectores más desafiantes como el del acero y el transporte terrestre no se consideran, la demanda podría alcanzar igualmente los 1200 kt/año en el largo plazo.
- Los sectores de transporte marítimo, aviación, producción de amoníaco y fertilizantes nitrogenados y producción de metanol serían los sectores prioritarios en Argentina para la incorporación de H2V a mediano y largo plazo.
- Se espera que específicamente los sectores de transporte marítimo y aviación impulsen una mayor utilización de H2V y derivados en el mediano plazo, o incluso corto plazo para el caso de transporte marítimo. Adicionalmente, ambos pueden suponer oportunidades para mercados de exportación.
- El sector de producción de amoníaco y fertilizantes tiene buenas oportunidades técnicas para incorporar el H2V en el corto y mediano plazo, pero es esperable que el desarrollo productivo del gas natural en Argentina retrase su desarrollo y éste tenga mayor protagonismo recién en el mediano y largo plazo.
- Se espera que en el largo plazo el H2V tenga un rol prioritario en la descarbonización del sector acero, pero esta evolución podría ser paulatina por la criticidad y competitividad del sector. Es esperable que primero se ejecuten otras estrategias de reducción de emisiones más económico-eficientes (reciclaje de chatarra, eficiencia energética y contratación de energía eléctrica renovable).
- A medida que el H2V se vuelva más competitivo en costos de producción e infraestructura frente a otras alternativas, podría ingresar en el sector transporte pesado terrestre y/o la maquinaria agrícola. Debido a la importante actividad de estos sectores en Argentina, se podrían requerir grandes volúmenes de hidrógeno y evitar grandes cantidades de emisiones.
- El papel que tendrá finalmente el H2V en los sectores mencionados en el punto anterior (transporte pesado terrestre y maquinaria agrícola) dependerá mayormente del desarrollo y competitividad frente a otras alternativas de desfosilización del sector. Para que Argentina pueda planificar eficientemente la desfosilización de estos sectores, será de gran utilidad analizar cómo se da esta evolución tecnológica en países que están más avanzados en materia de transición energética pero que comparten características con Argentina (como puede ser Estados Unidos, donde el transporte de carga terrestre tiene un alto protagonismo y existen vastas áreas de producción agrícola).
- El sector de refinación puede ser una oportunidad en el corto y mediano plazo para impulsar el desarrollo del sector de H2V ya que presenta bajos desafíos tecnológicos para su incorporación. Aunque se requerirá de incentivos o regulaciones que fomenten el reemplazo del hidrógeno gris actual.
- En los sectores donde actualmente se utiliza hidrógeno con fines químicos, como refinación, amoníaco y fertilizantes, metanol y en parte la producción de acero, hay pocas (o nulas) alternativas que compitan con el H2V para la desfosilización.
- En los sectores donde el H2V y derivados compartirán mercado con otros combustibles limpios basados en biocombustibles hay mayor incertidumbre sobre el grado de penetración del H2V, ya que los biocombustibles en Argentina cuentan con un gran potencial productivo y poseen costos competitivos, pero no existen políticas claras de desarrollo a mediano y largo plazo aún. Adicionalmente, en algunos mercados internacionales algunos biocombustibles están limitados debido a su potencial competencia con el uso de tierras y producción de alimentos.
- No se espera que el reemplazo de gas natural por H2V, tanto como materia prima de la petroquímica (Power-to-Olefins), como de combustible para servicios de calor de alta temperatura, tenga lugar ni en el corto ni mediano plazo, debido principalmente a la disponibilidad de gas muy barato por el desarrollo productivo de la formación Vaca Muerta. A largo plazo puede que exista incorporación de hidrógeno en estos sectores, pero enfrentará

desafíos de desarrollo tecnológicos y de competencia con otras vías de reducción de emisiones, como la biomasa y biocombustibles.

- En los sectores con mayor incertidumbre tecnológica y de costos, como el de acero, transporte terrestre, maquinaria agrícola o reemplazo de feedstock de petroquímica, es necesario observar los avances de países como Estados Unidos, países de la Unión Europea, Japón o Corea del Sur, que marcarán una línea en reducción de costos para entender la competitividad del H2V en el sector, y anticiparse al rol del H2V en Argentina y desarrollar estrategias en base a eso.
- Algunos sectores requerirán de nueva regulación habilitante para permitir la incorporación de H2V, como por ejemplo transporte terrestre por carretera. En caso de identificarse como un vector estratégico es necesario la dedicación de recursos para el desarrollo y actualización de esta normativa.
- La incorporación de H2V en los sectores dependerá de políticas de reducción de emisiones compatibles con la carbono-neutralidad a largo plazo. Esto puede incluir desarrollo de sistemas del tipo *Cap & Trade*, incentivos sectoriales o normativa específica para impulsar el uso de estos productos en sectores puntuales.

3 Metodología

En base a la información relevada, se identificaron y establecieron cinco variables principales para analizar cada sector según los criterios clave sobre la base de las implicancias económicas, el mercado potencial, los volúmenes potencialmente necesarios de hidrógeno e insumos, el potencial de mitigación de gases de efecto invernadero (GEI), la infraestructura, y aspectos estratégicos habilitantes y limitantes. Estos criterios se seleccionaron por su relevancia en la viabilidad y efectividad de la implementación de H2V y PtXU en los sectores industriales.

En base al análisis, las variables establecidas son:

- **POTENCIAL VOLUMEN DE HIDRÓGENO VERDE**
- **POTENCIAL DE MITIGACIÓN DE GEI**
- **INFRAESTRUCTURA DISPONIBLE Y REQUERIDA E INVERSIÓN NECESARIA**
- **COMPETITIVIDAD, MERCADO Y OFF-TAKERS**
- **ASPECTOS ESTRATÉGICOS HABILITANTES Y LIMITANTES**

A su vez, estas variables fueron clasificadas en dos grupos: las **cuantitativas**, que refieren al “potencial volumen de hidrógeno” y “mitigación de GEI”, ya que son datos a los que se le puede asignar un valor y una unidad de medida (ej.: t/año); y las **cualitativas**, que refiere a las restantes tres variables, cuya valoración requiere un análisis más complejo de cada sector y que en muchos casos engloba otros factores a tener en consideración.

Para las variables cualitativas se empleó una escala ordinal representada por la escala de puntuación, cada criterio fue ponderado en función de su importancia relativa para la viabilidad y la prioridad de implementación. La ponderación puede ser ajustada en base a la relevancia percibida en el contexto de cada horizonte temporal (2030, 2040, 2050). Se propuso una escala de puntuación “A-B-C-D-E” para cada criterio, siendo “A” el más relevante o viable y “E” el menos relevante o viable.

Para las estimaciones de Volumen de hidrógeno y Mitigación de GEI, se procedió primero a estimar las proyecciones de consumo (en caso de sectores de transporte) y de producción del bien (en caso de los sectores productivos) tanto para el corto plazo (2030) como el mediano (2040) y largo plazo (2050).

En el caso específico de los combustibles consumidos en los diversos subsectores de actividad, se procuró vincular esos consumos con sus variables explicativas principales, tales como distancias recorridas, producción, volúmenes asociados, etc. y/o con otras variables o indicadores significativos, cuando ese fuera el caso, por ejemplo, población de la Argentina, de la Región, PBI, rendimientos, etc. El Modelo propuesto es del tipo analítico-tendencial y se basa en establecer las tendencias históricas de evolución de cada Sector/Subsector en estudio y de sus principales variables explicativas e indicadores, normalmente tendencias lineales, aunque a veces se explican mejor los comportamientos con curvas evolutivas cuadráticas o exponenciales.

Todas esas variables se analizan tomando una base 100 para el año más reciente o bien otro año cercano representativo del conjunto, y evaluando el comportamiento relativo de las tendencias de la variable sectorial y de sus variables asociadas. Siendo muy diversos los factores explicativos según el Sector/Subsector y, en general, escasa la información encontrada, en cada caso se han desarrollado técnicas diversas para obtener una proyección posible y razonable.

En cada caso se ha desarrollado una proyección base cauta que, en principio, no contempla factores de eficiencia tecnológica, aunque sí considera dinamización de la actividad respecto de variables exógenas tales como población. El modelo está abierto a la aplicación de tales factores de eficiencia, así también como a la adopción de escenarios más dinámicos u optimistas.

Como referencia principal para las estimaciones de incorporación y uso de hidrógeno verde en los distintos sectores, se implementó como base el **escenario “Net Zero Emissions by 2050” (NZE)**, desarrollado por la *International Energy Agency* (IEA), y en algunos casos específicos se hicieron análisis particulares considerando las características del sector en cuestión en Argentina.

A su vez, entendiendo que la carbono neutralidad a 2050 para Argentina es un escenario optimista, se plantearon dos escenarios de menor alcance: **medio**, representando un 70% del potencial volumen de H2V demandado en el escenario de carbono neutralidad; y **conservador**, representando un 40% del potencial volumen de H2V demandado en el escenario *NET ZERO*.

Finalmente, una vez obtenidos los valores de proyección de consumo o producción según cada sector, la proyección de requerimiento de hidrógeno se realizó mediante el cálculo de volumen equivalente de hidrógeno para cada sector, considerando la incorporación de hidrógeno verde y productos PtX en el sector.

También fue necesaria la proyección de injerencia porcentual del hidrógeno verde y sus derivados respecto a otros sustitutos, otros tipos de hidrógeno o de los combustibles fósiles actualmente utilizados.

Por último, para el cálculo de la mitigación de GEI, se utilizaron las *Directrices del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) de 2006*. Utilizando los factores de emisión especificados para cada tipo de combustible, o de hidrógeno gris en caso de sectores productivos, se realizó el cálculo de emisiones globales.

Aclaración

El trabajo realizado se trata de un ejercicio teórico que tiene como fin evaluar el potencial rol e impacto que pueden tener el hidrógeno verde y productos PtX en los distintos sectores, en un escenario hacia la carbono-neutralidad. Los resultados deben analizarse e interpretarse considerando la naturaleza del ejercicio.

4 Análisis cuantitativo por sector

4.1 Combustible de Aviación

4.1.1 Caracterización del sector y mercado

El sector de aviación abarca el transporte de pasajeros a través de aeronaves en vuelos nacionales e internacionales. En Argentina, los vuelos de cabotaje y los internacionales son los principales segmentos del mercado. Este análisis se centra en los combustibles utilizados para propulsar las aeronaves y sus posibles reemplazos en el contexto de la descarbonización, particularmente aquellos que involucran hidrógeno en su producción.

El transporte aéreo movilizó a 29 millones de pasajeros en 2023, siendo el 60% vuelos domésticos. El consumo energético del sector ascendió a 536 mil toneladas equivalentes de petróleo en aerokerosene, con 43 aeroplantas activas en el país. Este sector tiene una alta vinculación con el turismo y otros servicios relacionados.

Los combustibles de aviación están basados principalmente en kerosene (suelen ser llamados aerokerosene) y son empleados en aeronaves alimentadas por motores con turbinas a gas. Pueden distinguirse tres tipos principales:

- JET A: utilizado únicamente en Estados Unidos y algunos aeropuertos de Canadá.
- JET A-1: el combustible más empleado en la aeronavegación comercial. Se diferencia del JET-A en tener un punto de congelación más bajo y en contener aditivos antiestáticos.
- JET B: consiste en una mezcla de kerosene y gasolina, usada principalmente en aviones militares y rara vez en algunos vuelos comerciales que tengan lugar en climas fríos.

Además, se emplea gasolina de aviación generalmente pequeñas. Se comercializa generalmente bajo el nombre de Avgas 100LL.

En el mercado nacional, las empresas YPF, Shell y Axion son los principales actores de suministro de combustibles. YPF lidera con el abastecimiento en 50 aeropuertos y una producción de 930.750 m³ de aerokerosene. Shell opera en los principales aeropuertos internacionales, ofreciendo además de JET A-1, opciones como Avgas 100LL. Por su lado, Axion se enfoca únicamente en la venta de JET A-1.

En cuanto a la demanda de combustibles, Aerolíneas Argentinas lidera, por una gran diferencia, los segmentos de vuelos nacionales e internacionales. A su vez, como se puede observar en la figura 4, las *low-cost* Flybondi y JetSMART tienen una cuota significativa del mercado de vuelos de cabotaje; mientras que LATAM lidera, junto con la empresa nacional, en el mercado de internacionales, como se puede observar en la figura 3.

4.1.2 Alternativas para la desfossilización del sector

Figura 3 - Proporción de vuelos nacionales por aerolínea

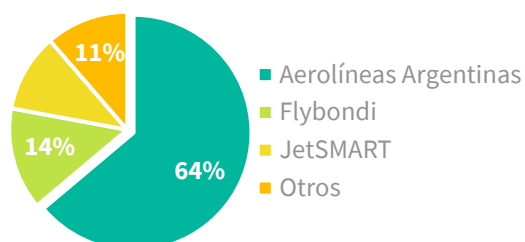
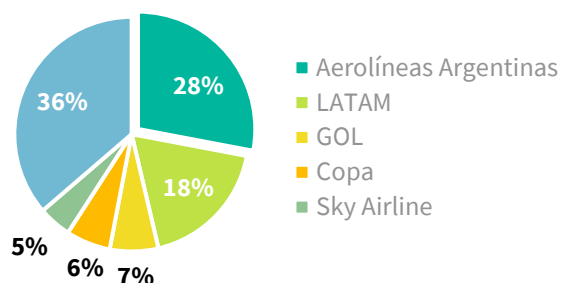


Figura 4 - Proporción de vuelos internacionales por aerolínea



La aviación es responsable de alrededor del 2,5% de las emisiones de dióxido de carbono a nivel mundial, de acuerdo con los datos del (Global Carbon Project, 2019). Aproximadamente, 1,3% aporta la aviación internacional y lo restante, vuelos

de cabotaje. Para Argentina se conoce el dato de emisiones de 2019 que fue 3.22 millones de toneladas de CO₂. En la actualidad, a nivel mundial existen algunas regulaciones que buscan disminuir el impacto climático del sector, aunque, en su mayoría, son “planes” o “metas” a los que los países o compañías tienen la libertad de adherir.

En 2022, la Asamblea de la Organización Internacional de Aviación Civil (ICAO) adoptó un objetivo aspiracional de largo plazo (LTAG, por “*long-term global aspirational goal*”) para que el sector alcance la neutralidad de emisiones de carbono para 2050. Esta no establece obligaciones ni compromisos específicos a los Estados miembros en cuanto a objetivos de reducción de emisiones.

Por otro lado, otra iniciativa relevante es el Plan de Compensación y Reducción de Carbono de la Aviación Internacional (CORSIA), impulsado por la OACI (Organización de Aviación Civil Internacional), al que Argentina está adherido. Consiste en un esquema global de compensación de emisiones de dióxido de carbono, que se aplica en tres etapas, siendo voluntaria la participación en las dos primeras fases (2021-2026). A partir del 2027, la participación de cada país se determinará en función de los datos correspondientes al RTK (*Revenue Ton Kilometers*) de 2018.

En cuanto a iniciativas regionales, la Unión Europea tiene en marcha el programa *ReFuel EU Aviation*, una regulación que tiene como objetivo reducir un 55% las emisiones netas de gases de efecto invernadero para 2030, en relación con los valores de 1990, mediante la utilización de SAF. También hay países como el Reino Unido que incluyeron su porción de emisiones de aviación internacional dentro de sus objetivos de reducción.

Existen, también, iniciativas que provienen del sector privado. La ATAG (*Air Transport Action Group*), una asociación sin fines de lucro que reúne a distintos actores del sector, como aerolíneas y fabricantes de aviones y de combustibles, fijó como meta, para 2050, alcanzar la neutralidad de carbono en la aviación civil.

Las dos principales herramientas para descarbonizar el sector del transporte aéreo son las mejoras de eficiencia (principalmente en la aerodinámica y los motores) y el reemplazo de los combustibles tradicionales por los **Combustibles Sostenibles de Aviación** (SAF, por *Sustainable Aviation Fuels*), dentro de los que pueden distinguirse los bioSAF y los e-SAF.

Los **bioSAF** son producidos en base a fuentes de biomasa, como aceites, grasas, azúcares, almidones y el material lignocelulósico. Estas pueden procesarse mediante las nueve rutas tecnológicas aprobadas por la ASTM a fin de cumplir las especificaciones necesarias para la producción de combustible de aviación, aunque la única que actualmente se encuentra desarrollada comercial es la de ésteres y ácidos grasos hidroprocesados (HEFA), que se estima sea la predominante en los próximos diez a quince años. En el proceso de producción SAF con esta ruta se emplea hidrógeno en tres instancias distintas: la hidródeoxigenación, la hidroisomerización y el hidrocrackeo. Considerando estos tres usos, se emplean aproximadamente 0,08 kg de hidrógeno por cada kg de SAF producido (Pipitone et.al., 2023).

Por otro lado, los **e-SAF** son combustibles producidos sintéticamente usando electricidad como la principal fuente de energía. Cuando esta electricidad es renovable, cobran potencial para reducir la emisión de gases de efecto invernadero. El kerosene sintético cumple con todas las especificaciones de los combustibles de aviación convencionales y es compatible con la tecnología de las aeronaves actuales.

Para su producción se emplea hidrógeno producido mediante la electrólisis de agua y CO₂ (Babu, 2024). En un proceso conocido como Fischer-Tropsch, el CO y el H₂ reacciona para formar moléculas de hidrocarburos que componen un crudo sintético. El crudo sintético puede ser fraccionado, convertido y acondicionado para obtener combustibles sintéticos finales equivalentes a los combustibles comerciales de origen fósil. Este proceso cuenta con certificación de la ASTM desde 2009. El proceso de producción de e-SAF demanda 0,459 kg de hidrógeno y 3,655 kg de CO₂ por cada kg de combustible producido (Shell, 2023).

Sumado a la utilización de combustibles sostenibles, otra alternativa de descarbonización más ambiciosas es la producción de aviones con motores propulsados mediante energía eléctrica o con hidrógeno, especialmente para aeronaves pequeñas o medianas. Estas tecnologías se encuentran actualmente en desarrollo e investigación, y es improbable que tengan impacto antes de 2050, pero podrían representar la base de neutralidad de carbono en la aviación en el futuro.

De acuerdo con la Asociación de Transporte Aéreo Internacional (IATA, por sus siglas en inglés), la producción de SAF en 2025 se triplicará con respecto al año anterior, aumentando el volumen a 1.5 millones de toneladas, aunque esta cifra representa solo el 0.53% del combustible requerido por la aviación en el corriente año. Se estima que existen alrededor de 140 proyectos, en vista para 2030, para la producción de SAF. De realizarse, la capacidad de producción de estos combustibles podría alcanzar los 51 millones de toneladas anuales.

4.1.3 Infraestructura del sector

Para proveer combustible al sector del transporte aéreo se necesitan terminales de almacenamiento de combustible, sistemas de transporte de combustible (principalmente oleoductos o camiones cisterna), instalaciones de combustible en aeropuertos, refinerías y plantas de producción.

Dado que los SAF son “*drop-in fuels*” (es decir, compatibles e intercambiables con el aerokerosene tradicional), no requieren importantes adaptaciones en los tanques de almacenamiento y demás estructuras en la distribución o en aeropuertos. El mayor desafío se encuentra en la infraestructura necesaria para producir los combustibles sostenibles, que sí requieren de un proceso completamente distinto al que se lleva a cabo para producir los combustibles de aviación tradicionales, como plantas de captura de carbono, fuentes de energía renovable, plantas de electrólisis, sistemas de almacenamiento de hidrógeno y plantas de conversión con la tecnología Fischer-Tropsch mencionada anteriormente. Algunas refinerías podrían reconvertirse para producir SAF, lo cual implicaría adaptar unidades de procesamiento, instalar nuevos reactores y modificar equipos para manejar otro tipo de materias primas.

A diferencia de los SAF, los aviones propulsados a hidrógeno representan dificultades tecnológicas mucho mayores dado que en este caso implican una reestructuración total en la infraestructura aérea. Conllevan la construcción de plantas de producción de hidrógeno a gran escala, tanques para almacenarlo a altas presiones o líquido, redes especializadas de transporte, rediseño completo de aeronaves, entre otros cambios.

Una encuesta de Shell y Deloitte a participantes del mercado indicó que el 60% encuentra a los costos de modificar la infraestructura como una de las principales barreras del sector. En cuanto a los bioSAF, el principal desafío es generar la capacidad de procesar grandes cantidades de residuos. Por su lado, la preocupación en torno a los e-SAF se relaciona con la poca madurez de los procesos necesarios para su producción, la gran necesidad de infraestructura nueva y el precio del hidrógeno y las energías renovables.

Sin embargo, existen estimaciones científicas optimistas para el precio futuro de los e-SAF. El artículo *Future costs of power-to-liquid sustainable aviation fuels produced from hybrid solar PV-wind plants in Europe* (Seymour, 2024) establece que el costo de producir combustibles sostenibles en el futuro dependerá principalmente del costo de la electricidad renovable. En particular, el informe estima el costo futuro de producir SAF a través de electrólisis y síntesis Fischer-Tropsch usando energía híbrida proveniente de fuentes solares y eólicas, y carbono extraído del aire. Estiman que el precio del litro de combustible estaría alrededor de € 1,21 (USD 1,34) por litro para 2030 y que luego se reduciría a € 0.71 (USD 0,79) para 2050. El precio del combustible JET A-1 actualmente es de € 0,50 (USD 0,55) por litro.

4.1.4 Proyecciones de crecimiento del sector

Para la proyección de crecimiento del sector de aviación se tomaron como referencia, variables de distancia recorrida (km por año) y población de la región (mil de habitantes) para estudiar las tendencias y extrapolar resultados. La tabla a continuación muestra los resultados obtenidos para el corto, mediano y largo plazo.

Tabla 2: Proyecciones de combustible aéreo.

Proyección de demanda (aerokerosene)	
Año	kt/año
2018	1.464
2019	1.464
2020	522
2021	590
2022	1.162
2023	1.445
2024	1.470
2025	1.494
2026	1.519
2027	1.544
2028	1.569
2029	1.594
2030	1.618
...	
2040	1.792
...	
2050	1.994

4.1.5 Supuestos de H2V y PtX

Como se mencionó anteriormente, para estimar el potencial de demanda de H2V que podría tener asociado el sector aviación en Argentina considerando un escenario de evolución hacia la carbono-neutralidad, se tomó como referencia principal el escenario Net Zero de la IEA.

De acuerdo con el *Net Zero Roadmap* de IEA, el tráfico aéreo medido por RPK (*Revenue Passenger Kilometres*) crecerá a un ritmo del 3% anual hacia 2050, que se compara con un ritmo del 6% anual entre 2010-19. Asimismo, estiman que el uso de combustible de aviación tradicional sea de 3J a nivel mundial en 2005, comparado con un 14.5 en 2019, previo a la crisis de COVID-19.

Entre las alternativas para descarbonizar el sector señalan a los distintos combustibles de aviación, así como también las reducciones en la demanda producto de cambios en comportamiento. A continuación, se detallan la participación de cada combustible sobre el total demandado:

Tabla 3: Proporción (%) de combustible consumido por tipo 2030 y 2050.

Año	2022	2030	2050
Combustible convencional	100	80	10
Demanda evitada *	0	9	20
Biocombustibles	0	10	33
E-fuels	0	1	37

En cuanto a la aplicabilidad de estos escenarios en Argentina, se considera que el país tiene capacidad para potencialmente cumplir con este escenario. En primer lugar, Argentina es uno de los principales productores de biocombustibles debido a su producción agrícola, lo cual le ofrece una base sólida para la producción de bioSAF. En cuanto al SAF sintético, Argentina cuenta con fuentes importantes de energía renovable que podría facilitar su producción, especialmente energía eólica en la Patagonia y solar en el norte del país.

Sin embargo, el desarrollo del mercado de combustibles sintéticos dependerá de las políticas gubernamentales que tome el país en cuanto a incentivos financieros, subsidios y regulación; así como la inversión privada e internacional en infraestructura y logística.

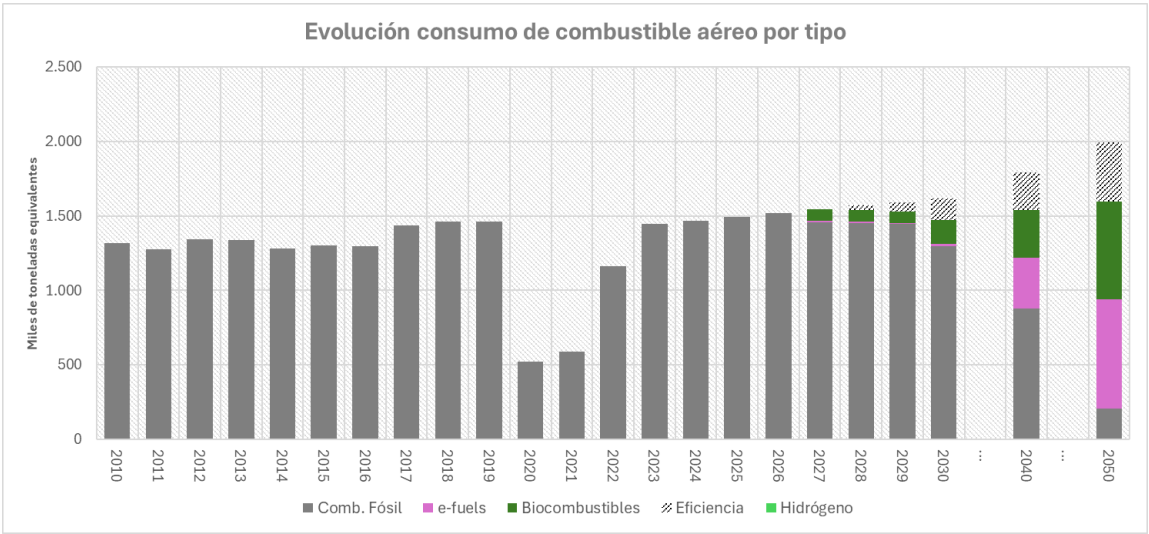
Por su parte, IRENA también publica sus estimaciones en su informe de perspectivas de transición energética *World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway*. Sus estimaciones son únicamente hacia 2050. Estiman que en dicho año la proporción de biocombustibles sea del 48% del combustible total necesario (204 billones de litros), mientras que el uso de e-kerosene representaría el 23% del total (casi 100 billones de litros).

Llaman la atención las proyecciones de IRENA dado que existe consenso en cuanto a que, para 2050, los combustibles de aviación sintéticos tendrán una mayor participación sobre el total de combustible demandado que el bioSAF. Esto es dado que la producción de e-kerosene es más fácilmente escalable que la de bioSAF, las fuentes de materia prima del bioSAF son limitadas y los *e-fuels* generan menos emisiones de gases de efecto invernadero y son más energéticamente eficientes.

4.1.6 Demanda potencial de hidrógeno

Combinando los valores base proyectados de consumo de combustible y las estimaciones del IEA, se alcanzaron los siguientes valores proyectados para el consumo de los distintos tipos de combustible de aviación:

Figura 5 - Evolución del consumo de combustible aéreo por tipo (miles de toneladas de aerokerosene equivalente).

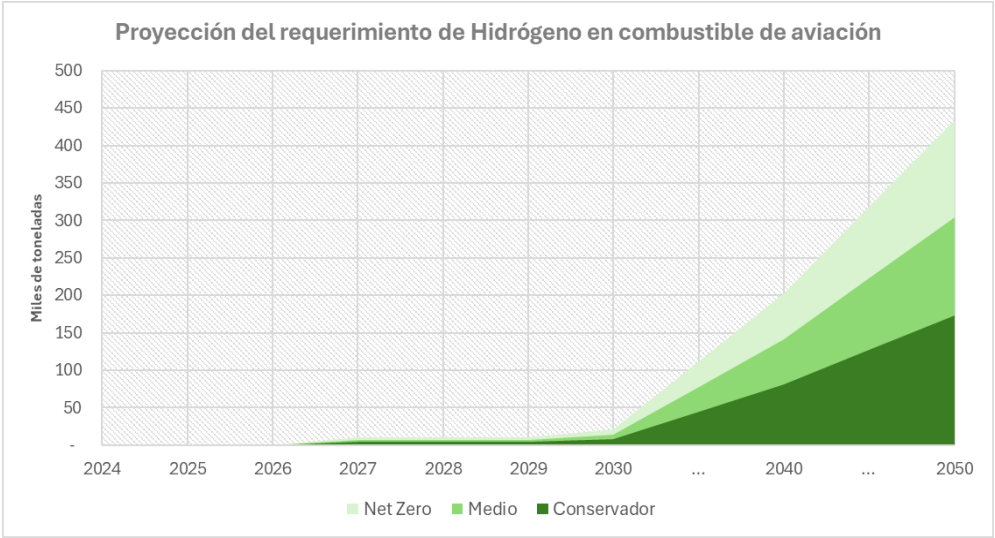


En base a estas estimaciones de demanda de cada combustible y a los requerimientos de hidrógeno verde del combustible sintético, se llegó a la estimación de la demanda potencial de hidrógeno (miles de toneladas) para 2030, 2040 y 2050 bajo los tres escenarios propuestos (Net Zero, escenario medio y conservador). A continuación, se muestra una tabla y gráfico con los valores estimados de demanda de hidrógeno verde.

Tabla 4: Demanda de hidrógeno (kt/año) estimada para el sector aviación.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	21	14	8
2040	202	142	81
2050	434	304	174

Figura 6 - Proyección del requerimiento de hidrógeno (kt/año) para combustible de aviación.



4.1.7 Potencial de reducción de CO₂

Como se mencionó anteriormente, para el cálculo de potenciales reducciones de CO₂ se tomaron en cuenta los estándares de emisión del combustible actual fósil, por el total reemplazado por hidrógeno y/o sus derivados.

A modo de referencia, la siguiente tabla muestra los factores de emisión para algunos sectores utilizados en este informe.

Tabla 5: Factores de emisión por combustible.

Sector/es	Combustible	Factor de emisión (t CO ₂ /tep)
Aviación	Aerokerosene	2,99
Terrestre, Maquinaria Agrícola, Minería, Marítimo, Refinación de Petróleo	Gasoil/Diésel Oil	3,10
	Biodiésel/Bioetanol	2,963
Marítimo, Refinación de Petróleo	Gasolina/Nafta	2,90
	Fuel Oil	3,24
Refinación de Petróleo	Gas de Refinería	2,41
	Gas Natural (Argentina)	2,351
	Gas de Cola Gas Residual	1,86
	Gas Licuado	2,64

Fuente: Tabla de elaboración propia a partir de la Directrices del IPCC de 2006 y el Inventario de GEI.

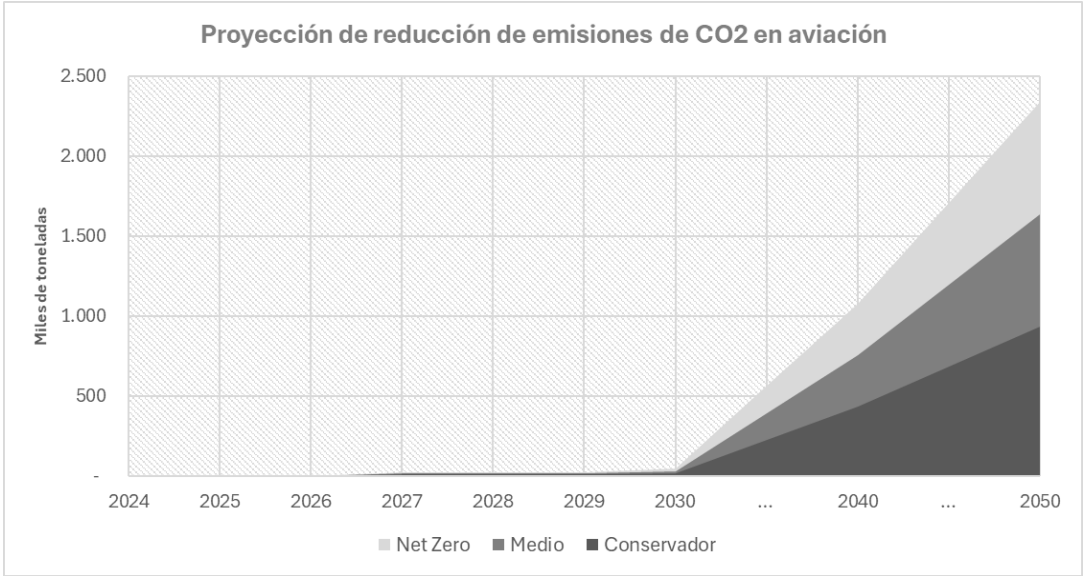
A continuación, se muestran las reducciones estimadas de emisiones de CO₂ específicas para el combustible de aviación, por la implementación de hidrógeno verde, de acuerdo con distintos escenarios: Net Zero, siguiendo los lineamientos del IEA, un escenario medio y uno conservador. También se muestra la tabla con el cálculo realizado en base a los lineamientos del IPCC. Cabe aclarar que, para el cálculo de emisiones, se tuvo en cuenta únicamente la reducción producto de la utilización de hidrógeno y sus derivados en la combustión, no se consideraron emisiones que se podrían ahorrar al reducir la explotación, refinación y transporte del combustible de aviación convencional. Por último, para visualizar el cálculo, la tabla a continuación muestra los valores de referencia y los resultados.

Tabla 6: Reducción de CO₂ (kt/año) en combustible aéreo.

Año	Demanda total proyectada (kt/año)	Demanda de combustible fósil (kt/año)	Demanda de combustible fósil desplazado por e-fuels (kt/año)	Factor de emisión CO ₂ (tCO ₂ /t jet fuel)	Total de emisiones evitadas (kt CO ₂ /año)
2030	1.618	1.296	15	3,184	47
2040	1.792	878	339	3,184	1.079
2050	1.994	207	734	3,184	2.337

Aclaración: para el cálculo de emisiones de CO₂ sólo se tuvieron en consideración al hidrógeno y sus derivados

Figura 7 - Proyección de reducción de emisiones de CO2 en aviación (kt/año).



4.1.8 Requisito de CO2 para PtX

Por último, como se mencionó anteriormente, la producción de e-SAF, además de hidrógeno, demanda CO₂ en su proceso. Por cada kilogramo de e-SAF producido se emplean 3,655 kg de CO₂. A continuación, se detallan las cantidades proyectadas de CO₂ que se demandarían considerando las estimaciones de penetración del e-kerosene desarrolladas por IEA:

Tabla 7: Requisitos de CO2 (kt/año) para combustible aéreo.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	52	36	21
2040	1.186	831	475
2050	2.568	1.798	1.027

4.2 Combustible Marítimo

4.2.1 Caracterización del Sector y Mercado

El transporte marítimo es uno de los pilares fundamentales del transporte global debido a que se encarga de la mayor parte del comercio mundial dada su gran eficiencia económica. Cuenta con una flota de 100.000 buques con capacidades mayores a las 100 toneladas brutas.

Debido a la gran cantidad de mercadería transportada, las grandes distancias por las que se transportan y al hecho de que el sector se abastece actualmente casi en su totalidad de derivados de los combustibles fósiles, el transporte internacional contribuye con el 3% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero. La presión internacional para reducir la huella de carbono ha impulsado a la industria a explorar nuevas tecnologías y combustibles alternativos que reduzcan la emisión de más de 800 millones de toneladas de dióxido de carbono (Naciones Unidas, 2023).

A nivel mundial, el sector de transporte marítimo demanda principalmente los siguientes tipos de combustibles:

Fuelóleo Pesado (*Heavy Fuel Oil*, HFO): Es el más comúnmente utilizado por buques grandes dado que es relativamente barato, pero tiene un alto contenido de azufre y otros contaminantes. Representa el 70% del consumo mundial.

Gasoil Marino (*Marine Diésel Oil*, MDO): Utilizado por buques más pequeños y en áreas donde se requieren combustibles más limpios. Es un combustible destilado más caro y de mayor calidad que el HFO. Representa el 20% del consumo mundial.

Gasoil Marino Destilado (*Marine Gasoil*, MGO): Similar al MDO, pero con un contenido de azufre aún más bajo, adecuado para zonas de control de emisiones (ECA, por sus siglas en inglés) y puertos con regulaciones ambientales más estrictas. Representa el 10% restante.

Los principales demandantes de combustible para el transporte marítimo en Argentina incluyen tanto empresas navieras internacionales como locales. Navieras como Maersk, MSC y Hamburg Süd, que operan en rutas internacionales, son grandes consumidoras de *fuel oil* y diésel marino. A nivel nacional, empresas como Antares Naviera y Maruba demandan combustible para sus operaciones de cabotaje. Los puertos de La Plata, Buenos Aires, Zárate-Campana y Mar del Plata concentran la mayor parte de esta demanda, debido a su capacidad para manejar grandes volúmenes de carga y su infraestructura avanzada para el abastecimiento de combustible.

A nivel nacional, la demanda anual combustible del sector se estimó en **997 ktep**. Dicha demanda puede discriminarse entre unos **329 ktep** destinados al consumo local (cabotaje), y los restantes **668 ktep** para *bunkering* de transporte internacional. En cuanto a las proporciones entre el consumo de *Fuel Oil* y Gasoil, se observa que a nivel país, la predominancia del *fuel oil* es menor a los promedios globales (54% *Fuel Oil* y 46% Gasoil).

Figura 8 - Demanda de combustible (ktep) para Transporte Marítimo.



Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Economía

4.2.2 Alternativas para la desfossilización del Sector

Como fue mencionado previamente, las emisiones del sector representan un 3% de las emisiones totales a nivel mundial. Aunque las emisiones por volumen transportado sean relativamente bajas en comparación con otros métodos de transporte convencional, es el altísimo volumen de mercadería transportada lo que determina el peso relativo de las emisiones del sector. Se estima que este aumente año a año, por lo que resulta imprescindible recurrir a nuevas tecnologías que permitan reducir las emisiones relacionadas al transporte marítimo.

La creciente presión para descarbonizar el transporte marítimo a nivel global está impulsada por un conjunto de regulaciones internacionales cada vez más estrictas, que a su vez crean oportunidades significativas para la adopción de combustibles derivados del hidrógeno. En este contexto, la demanda de hidrógeno verde y sus subproductos, podría experimentar un crecimiento acelerado. Se destaca el accionar de la Organización Marítima Internacional, dado su enfoque concreto en el sector del transporte marítimo. Su objetivo es alcanzar un escenario de Net Zero en cuanto a las emisiones de CO₂ para 2050 (*Revised IMO GHG Strategy*, OMI, 2023). Para cumplir con este objetivo, ha implementado regulaciones como el Índice de Eficiencia Energética para Buques (EEDI) y el Plan de Gestión de la Eficiencia Energética de Buques (SEEMP), que obligan a los operadores a mejorar la eficiencia energética de sus flotas. Además, existen Zonas de Control de Emisiones (ECAs), que fomentan la adopción de combustibles más limpios.

Entre los sustitutos posibles de los combustibles fósiles se encuentran los biocombustibles, el amoníaco, el hidrógeno verde y, en el proceso de transición, el Gas Natural Licuado (GNL).

Los **biocombustibles** se posicionan como la opción más viable a corto plazo debido a su compatibilidad con los motores y la infraestructura existente. La transición hacia su uso puede realizarse con mínimas modificaciones tecnológicas. Además, la disponibilidad de biocombustibles en el mercado ya es considerable, lo que facilita su adopción relativamente rápida sin necesidad de desarrollos a gran escala en infraestructura o logística para su uso, sin perjuicio del desarrollo

tecnológico importante que hará falta para la producción en sí misma del combustible). El principal biocombustible para el sector de transporte marítimo es el Ésteres Metílicos de Ácidos Grasos (o FAME, por *Fatty Acid Methyl Esters*), un diesel de origen biológico que se produce en base a aceites vegetales, grasas animales o residuos de aceites de cocina mediante un proceso de transesterificación.

El **Gas Natural Licuado (GNL)** sigue de cerca a los biocombustibles en términos de viabilidad, beneficiándose de una infraestructura ya establecida y de su uso creciente en la industria marítima. Aunque el GNL ofrece una reducción de emisiones en comparación con los combustibles fósiles tradicionales, su uso aún implica la liberación de carbono, lo que limita su viabilidad a largo plazo. Sin embargo, su adopción es práctica en el corto a mediano plazo, ya que permite a las navieras reducir su huella de carbono de manera más rápida mientras se desarrollan tecnologías más limpias. Se estima que un viaje empleando GNL contamina un 20% menos que empleando combustibles marítimos más pesados.

El **amoníaco verde**, aunque en la actualidad presenta un costo aún elevado, es visto como una opción prometedora para la reducción de emisiones del sector. Si bien existen preocupaciones en cuanto a su seguridad y manejo, cuenta con un historial de seguridad en otras industrias. Por ejemplo, se comercializa amoníaco en buques en grandes cantidades y se lo usa ampliamente como fertilizante y materia prima química. De los 250 puertos alrededor del mundo en los que se cargan y descargan combustibles fósiles, la mitad ya maneja amoníaco. Su producción demanda 0,187 kg de hidrógeno por cada kilogramo (USDA, 2007).

El **e-metanol** que se produce mediante la combinación de hidrógeno verde y CO₂ capturado (ICF, 2023). Está ganando popularidad gracias a ciertas ventajas que tiene frente a otros combustibles alternativos, como su almacenamiento a temperatura ambiente y empleando infraestructura existente.

Los **combustibles sintéticos** o *e-fuels* son otra alternativa para la descarbonización, aunque su producción y uso aún se encuentran en etapas iniciales. A medida que se desarrollen los avances tecnológicos necesarios para su producción a gran escala, podrían convertirse en un sustituto relevante dado que no necesitan de cambios de infraestructura porque, al igual que los biocombustibles, son intercambiables por el combustible marítimo convencional.

El **hidrógeno verde**, mezclado con otros combustibles, representa una opción viable en el mediano plazo. Esta mezcla permite reducir las emisiones mientras se continúan utilizando infraestructuras y tecnologías existentes. Sin embargo, la viabilidad económica y técnica de esta solución depende de avances en la producción y distribución del hidrógeno, así como de la reducción de costos asociados. Por último, el hidrógeno verde puro se posiciona como la opción más desafiante y de largo plazo en la lista de sustitutos energéticos. Los obstáculos técnicos, especialmente en términos de almacenamiento y distribución, son aún considerables, además de los costos actuales de producción y la infraestructura limitada que dificultan su adopción a gran escala.

Sumado a estos otros combustibles sintéticos como el gas natural sintético son analizados como alternativas con potencial, aunque no se encuentran incluidos en las proyecciones de IEA.

Si bien estos combustibles no son ampliamente utilizados, si existen países que tienen proyectos de prueba en marcha. Por ejemplo, Noruega es uno de los pioneros en la adopción de hidrógeno en el sector marítimo. El país ha desarrollado varios proyectos piloto, como el ferry MF Hydra, que opera con celdas de combustible de hidrógeno. Además, ha hecho inversiones significativas en la infraestructura portuaria necesaria para apoyar la recarga de hidrógeno. En Dinamarca, Maersk puso en servicio sus dos primeros buques propulsados por metanol y cuenta con una cartera de 23 proyectos de nuevos buques alimentados con este combustible. Japón también está avanzando en la implementación de buques propulsados con hidrógeno, y Alemania se encuentra desarrollando un enfoque integral para la utilización de metanol como combustible marino. A nivel regional, Panamá busca desarrollar una estrategia para posicionarse como un epicentro mundial de abastecimiento de hidrógeno para el transporte marítimo.

4.2.3 Infraestructura del sector

La transición del uso de *fuel oil* hacia combustibles derivados del hidrógeno, como amoníaco y metanol, requiere una reconfiguración significativa de la infraestructura de almacenamiento y distribución en los puertos argentinos. Cada componente de la cadena de suministro debe ser adaptado para manejar las necesidades específicas que presentan los nuevos combustibles.

Las terminales de almacenamiento deben ser rediseñadas para manejar los combustibles derivados del hidrógeno, que presentan desafíos únicos en comparación con el *fuel oil*. Por ejemplo, el almacenamiento de amoníaco para *bunkering* requiere tanques de doble pared que permitan su almacenamiento en estado líquido a -33° C, y sistemas auxiliares para su operación. El almacenamiento en volúmenes menores podría realizarse también de manera presurizada. Las terminales también deben estar equipadas con materiales resistentes a la corrosión y compatibles con estos nuevos combustibles, así como con sistemas de detección de fugas avanzados, dada la toxicidad del amoníaco.

Los tanques de almacenamiento existentes, diseñados para *fuel oil*, no son adecuados para almacenar amoníaco. Estos tanques deben ser construidos con materiales que soporten su alta corrosividad y que cumplan con los estrictos estándares de seguridad asociados a su almacenamiento a gran escala.

Las tuberías utilizadas para la transferencia de *fuel oil* deberán ser reemplazadas o actualizadas para manejar los nuevos combustibles. Para el amoníaco y el metanol, las tuberías también deben ser resistentes a la corrosión y estar equipadas con válvulas y sensores que aseguren un control preciso del flujo. Las bombas para metanol y amoníaco también deberán ser seleccionadas con cuidado para manejar estos líquidos, considerando su naturaleza corrosiva y los riesgos asociados con su manipulación.

Las barcasas utilizadas para el *bunkering* también deberán ser rediseñadas para manejar combustibles derivados del hidrógeno. Estas embarcaciones necesitarán tanques de almacenamiento especializados y sistemas de transferencia que puedan operar con seguridad en alta mar, donde las condiciones pueden ser más desafiantes.

Dentro de los buques, para el caso del amoníaco, los nuevos buques necesitarían tanques de almacenamiento presurizados o refrigerados, ya que el amoníaco debe mantenerse en condiciones específicas para evitar su evaporación y asegurar su estabilidad. Además, se requerirían sistemas de ventilación especializados y medidas de seguridad adicionales debido a la toxicidad del amoníaco.

La transición hacia combustibles sostenibles en el transporte marítimo en Argentina no solo representa un desafío técnico, sino también implicancias económicas significativas. Las inversiones necesarias se manifestarán a la hora de adaptar la infraestructura portuaria, desarrollar la capacidad de producción de hidrógeno verde o amoníaco, y garantizar un suministro estable y seguro de estos combustibles. A continuación, se detallan algunas de las principales implicancias económicas, con órdenes de magnitud de los costos involucrados.

Los costos estimados para construir terminales de almacenamiento especializadas pueden alcanzar las decenas o incluso cientos de millones de dólares por instalación, dependiendo del tamaño y la capacidad de los tanques de almacenamiento, así como de las medidas de seguridad necesarias. Además, la instalación de sistemas de carga específicos para el hidrógeno podría agregar otras decenas de millones de dólares adicionales por puerto.

El costo de establecer estaciones de abastecimiento, equipadas con las bombas y sistemas de control necesarios para manejar estos nuevos combustibles, podría rondar entre los 15 y los 30 millones de dólares por puerto. Estos costos incluyen tanto la infraestructura física como los sistemas de monitoreo y seguridad avanzados, esenciales para minimizar los riesgos asociados con el manejo de combustibles altamente inflamables y corrosivos.

Entendiendo la magnitud de estos buques, las adaptaciones dentro de estos traerían aparejados otras decenas de millones de dólares de inversión. A su vez, se deberán considerar los nuevos costos operativos resultantes de los precios de los combustibles sustitutos, en donde las proyecciones realizadas por Naciones Unidas en su último informe (2023) estiman incrementos en los costos anuales en combustible de hasta 70 o incluso 100% de los valores actuales.

4.2.4 Proyecciones de crecimiento del sector

A fines de estimar los volúmenes futuros demandados de hidrógeno en el futuro, se comenzó proyectando la cantidad (miles de m³) de combustible marítimo que será consumido hacia 2025. Como variables explicativas de esta cantidad se analizaron las toneladas transportadas y la población de la región Latinoamericana. Se encontró correspondencia entre estas tres variables en el período 2016-2022, pero las toneladas transportadas se mantienen estables.

Para la proyección hacia 2030, se propuso la Tendencia Lineal del sexenio 2016-2022 como una hipótesis cauta del crecimiento de Consumo de Combustible Marítimo al año 2030. No se consideró la proyección de la variable Ton transportadas ya que se muestra estable. Para 2040 y 2050 se estableció un escenario cauto de crecimiento de largo plazo, suponiendo que crecería en forma paralela a la población de la región. Se extrapolaron linealmente la Tendencia Histórica Lineal de Consumo de Aerokerosene (sin pandemia) hasta 2050. Finalmente, se supuso que la tendencia de km recorridos se iría amortiguando a Largo Plazo en forma paralela a la tendencia de Consumo. A continuación, se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 8: Proyecciones de Combustible Marítimo.

Proyección demanda (combustible marítimo)	
Año	kt/año
2018	941
2019	1.076
2020	984
2021	1.143
2022	1.139
2023	1.753
2024	1.184
2025	1.207
2026	1.230
2027	1.253
2028	1.276
2029	1.298
2030	1.321
...	
2040	1.389
...	
2050	1.446

4.2.5 Supuestos de H2V y PtX

Para estimar el potencial de demanda de H2V que podría tener asociado el sector de transporte marítimo en Argentina considerando un escenario de evolución hacia la carbono-neutralidad, se tomó como referencia principal el escenario Net Zero de la IEA.

De acuerdo al *Net Zero Roadmap* de IEA, el sector de transporte marítimo es uno de los pocos sectores de transporte que no alcanzarán emisiones netas cero para 2050 dada la falta de alternativas bajas de carbono y la extensa vida útil de los barcos, que suele ser entre 25 y 30 años. Sin embargo, estiman que las emisiones a nivel global se reduzcan a un ritmo del 6% anual. En el corto plazo, estiman que la mayor parte de las reducciones en emisiones provengan de cambios que mejoren la eficiencia operativa y energética, como el *low steaming* o el apoyo de tecnologías de asistencia con viento.

El escenario Net Zero de IEA, posiciona al amoníaco e hidrógeno como los principales combustibles bajos en carbono a ser empleados por el sector, en las próximas tres décadas; representando para 2050 el 66% del consumo energético entre ambos insumos. Cabe aclarar que este escenario se materializa bajo las premisas de que todos los países implementarán políticas activas para alcanzar la carbono-neutralidad en 2050; y que dentro de ese marco se cumplirían los supuestos técnicos y económicos que llevarían al hidrógeno y al amoníaco a tener un rol significativo.

A continuación, se indica la participación estimada por IEA para el escenario Net Zero de cada combustible sobre el total de energía demandada para 2030 y 2050, así como los valores históricos de 2022:

Tabla 9: Proporción (%) de combustible consumido por tipo 2030 y 2050.

	2022	2030	2050
Combustible convencional	100	81	25
Bio-fuels	0	8	19
Hidrógeno	0	4	19
Amoníaco	0	6	44
Metanol	0	1	3

Por su parte, IRENA estima que, bajo un escenario en el que se alcance la neutralidad de carbono para 2050, el amoníaco, el metanol y el hidrógeno combinados comprendan el 60% de la demanda energética del sector. Estas cifras son similares a las de IEA, que estima un 66% de participación de estos tres combustibles combinados.

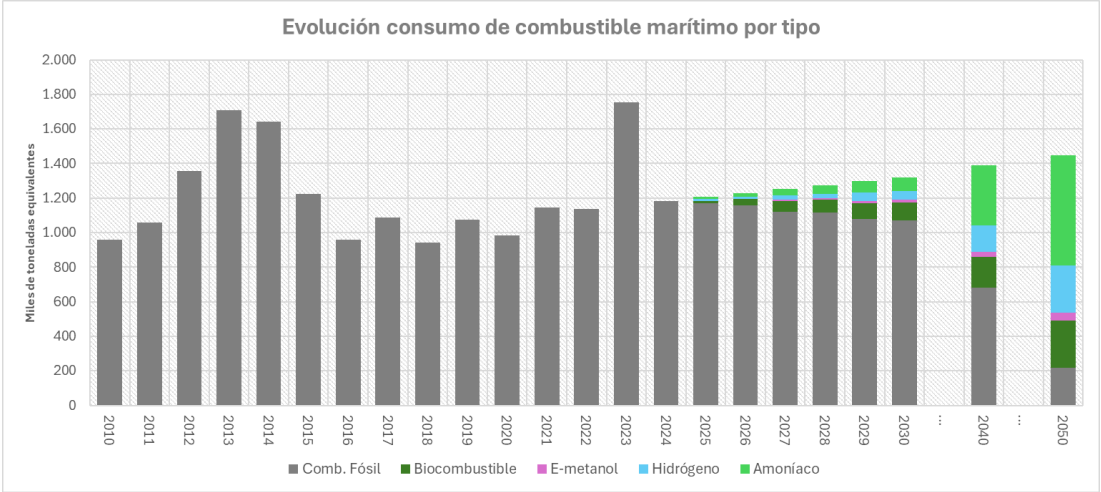
La Organización Marítima Internacional (IMO, por sus siglas en inglés) también publica estimaciones sobre el camino de descarbonización del sector. En 2018, la IMO adoptó una estrategia inicial para la reducción de gases de efecto invernadero por parte de barcos. En 2023 se aprobó una estrategia final (*IMO GHG Strategy*), en la que muestran su visión a futuro para el transporte marítimo, distintos niveles de ambición en el proceso de descarbonización y principio para transitarlo.

Uno de los objetivos de la estrategia es reducir la intensidad de carbono del transporte marítimo internacional en un 40% para 2023. Para el mismo año, establecen como objetivo que entre un 5 y 10% de la energía empleada por el sector provenga de tecnologías y combustibles libres de emisiones. Entre los combustibles sustitutos mencionan al amoníaco, los *bio-fuels*, el hidrógeno, el gas natural licuado, el gas licuado de petróleo, el metanol y la energía nuclear. Si bien no tienen establecidos en su plan una proyección del uso futuro de cada tecnología, la IMO tiene publicaciones en las que analiza el grado de madurez de cada una de ellas y los desafíos tecnológicos que enfrentan para su aplicación.

4.2.6 Demanda potencial de hidrógeno

En base a los valores base proyectados y las estimaciones del IEA, la siguiente tabla muestra los valores históricos y proyectados del consumo de combustible marítimo por tipo.

Figura 9 - Evolución del consumo de combustible marítimo por tipo (miles de tep).

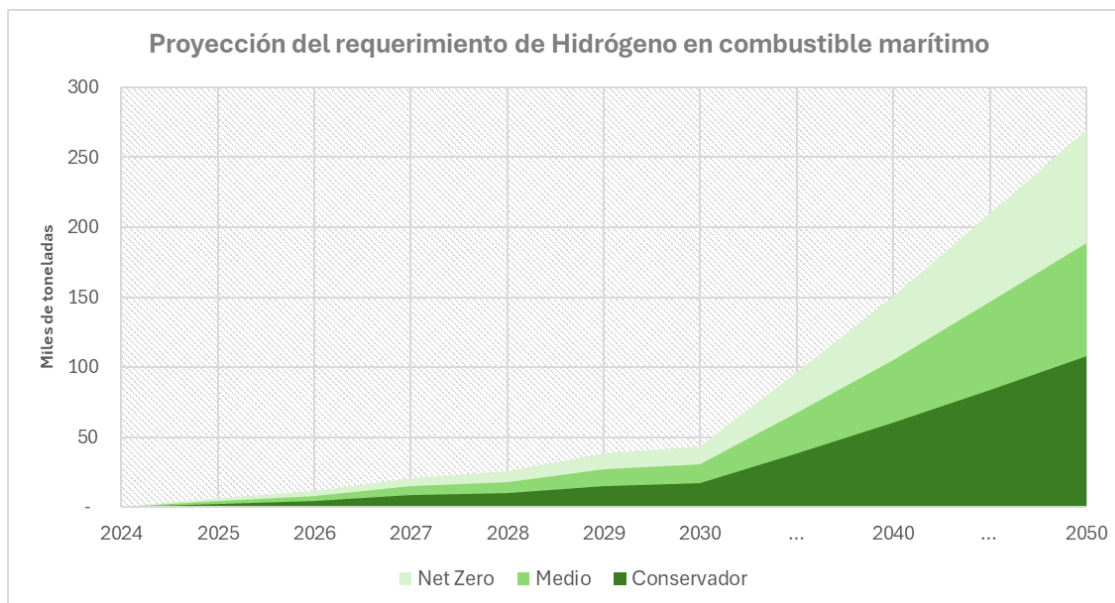


Utilizando estas estimaciones de cantidad demandada por cada clase de combustible y los requerimientos de hidrógeno para producir cada uno especificado en la sección B, se llegó a la siguiente proyección de demanda de hidrógeno para 2030, 3040 y 2050:

Tabla 10: Estimación de la demanda de hidrógeno (kt/año) para combustible marítimo

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	43	30	17
2040	150	105	60
2050	269	188	108

Figura 10 - Proyección de requerimiento de hidrógeno (kt/año) para combustible marítimo.



4.2.7 Potencial de reducción de CO₂

Para el sector de transporte marítimo existen diversas metodologías para el cálculo de sus emisiones que varían en cuanto a los inputs que requieren y su complejidad. Los reportes del Consejo Internacional de Transporte Limpio (ICCT, por sus siglas en inglés) y de la Organización Marítima Internacional (IMO) indican que los factores que determinan las emisiones de CO₂ por parte de los barcos son el tipo y tamaño de barco, la velocidad máxima y promedio, el porcentaje de calado máximo, el factor de incrustación del casco, el tipo de ruta, la potencia promedio del sistema en kilowatts y el tipo de motor. Dada la complicación de calcular una estimación en base a estas variables y a la escasez de datos, se optará por emplear la metodología del IPCC explicada en previas secciones. Para cuantificar las emisiones del sector se tomará como referencia el Informe Nacional de Inventario de 2020. En este, las emisiones de la navegación marítima nacional e internacional son calculados por separado, pero, dado que se emplean los mismos combustibles, en el presente informe se calcularán de modo conjunto.

De acuerdo con el informe, la navegación marítima nacional e internacional no se encuadran en la definición de categoría principal que se encuentra en las Directrices del IPCC, de forma que la cuantificación de las emisiones se llevará a cabo empleando el método del Nivel 1.

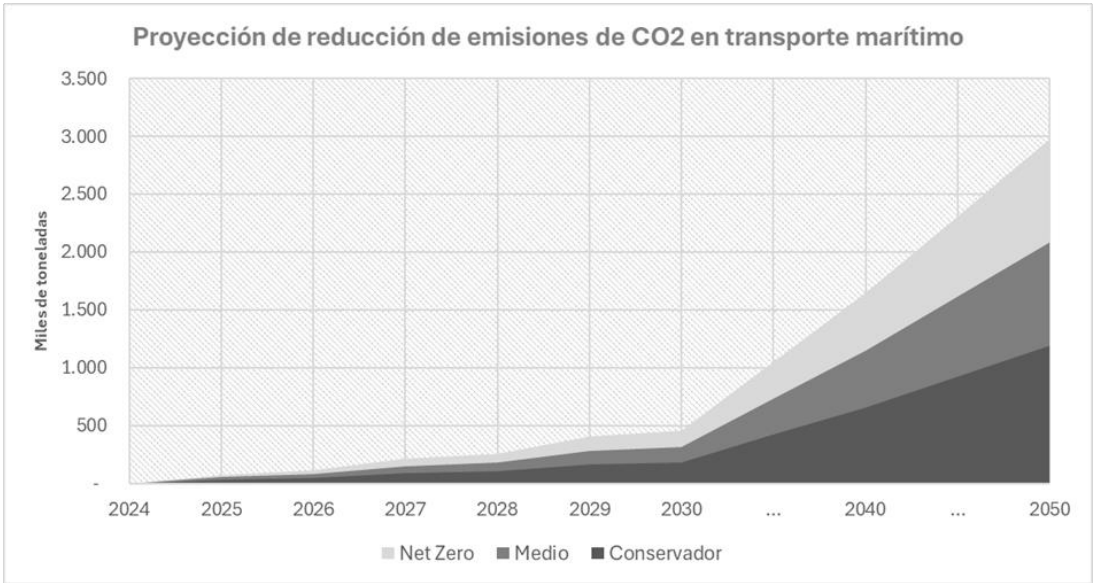
A continuación, se muestran las reducciones estimadas de emisiones de CO₂ en combustibles de transporte marítimo, por la implementación de hidrógeno verde, de acuerdo con los escenarios definidos previamente. Para el cálculo se tuvo en cuenta únicamente la reducción producto de la utilización de hidrógeno y sus derivados.

Tabla 11: Cálculo de reducciones estimadas de emisiones de CO2 (kt/año) en el transporte marítimo.

Año	Demanda total proyectada (kt/año)	Demanda de combustible fósil (kt/año)	Demanda de combustible fósil desplazado por metanol (kt/año)	Demanda de combustible fósil desplazado por amoníaco (kt/año)	Demanda de combustible fósil desplazado por hidrógeno (kt/año)	Factor de emisión CO2 (tCO2/t FO)	Total de emisiones evitadas (kt CO2/año)
2030	1.321	1.070	13	79	53	3,122	454
2040	1.389	681	28	347	153	3,122	1.648
2050	1.446	217	43	636	275	3,122	2.980

Aclaración: para el cálculo de emisiones de CO2 sólo se tuvieron en consideración al hidrógeno y sus derivados

Figura 11 - Reducciones de emisiones de CO2 (kt/año) proyectadas según escenarios.



4.2.8 Requisito de CO2 para PtX

Uno de los insumos principales en el proceso de producción de los combustibles sintéticos es el CO₂. Precisamente, el e-metanol demanda 1,4 kg de CO₂ para la producción de cada kg de combustible. En base a este dato y a la demanda proyectada de e-metanol, se estimaron las siguientes cantidades de CO₂ requeridas:

Tabla 12: Estimación de la demanda potencial de CO2 (kt/año) para combustible marítimo.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	42	29	17
2040	88	62	35
2050	138	96	55

4.3 Transporte Pesado por Carretera

4.3.1 Caracterización del sector y mercado

El transporte terrestre contempla todos los medios y servicios relacionados con el movimiento de personas y mercancías por tierra. Las dos formas principales de transporte terrestre en Argentina son el transporte ferroviario y el transporte por carretera. El consenso sobre la desfosilización del transporte de carretera urbano e interurbano es que principalmente se dará a través de la electrificación con baterías (proceso que ya está avanzando en los países más desarrollados) y, en un segundo lugar, con un aumento de los biocombustibles. Aunque tiene sus desafíos, es considerado un sector “fácil de transicionar” y se espera que la electricidad representará tres cuartas partes del consumo energético en el transporte por carretera en 2050 (IEA, 2019). El hidrógeno representa una posibilidad para la desfosilización del transporte de mercancías y personas a larga distancia, sector que se considera “difícil de transicionar”. Es por este motivo que, a los fines de este estudio, se desestima la movilidad urbana y para concentrarse en el transporte de mercancías y personas a larga distancia.

El principal medio de transporte de la carga a granel en Argentina es por carretera, siendo los camiones los principales actores, con una participación del 92% en el movimiento de mercancías. El restante lo integran el transporte ferroviario, y en una considerable menor medida, el transporte aéreo de cargas (Bolsa de Comercio de Rosario, 2022).

El transporte de pasajeros experimenta una distribución similar, con los colectivos de larga distancia concentrando la mayor parte del transporte interurbano, a pesar del crecimiento del transporte aéreo en los últimos años con la incorporación de las aerolíneas de bajo costo.

Los **principales combustibles** utilizados en el transporte de cargas en Argentina son:

- Gasoil en motores Diésel y naftas en motores Otto. Ambos son derivados de petróleo.
- Biodiésel (derivado de aceites vegetales) y Bioetanol (derivado del maíz o de caña de azúcar).

Para dimensionar la importancia relativa de cada subsector para la desfosilización, se compararon los volúmenes de combustible consumidos por cada uno durante un año.

Tabla 13: Ventas de gasoil al mercado de combustible. Año 2022.

Sector	Gasoil Grado 2 (Común) (m3)	Gasoil Grado 3 (Ultra) (m3)	Total (m3)	% del total
Agro	1.976.159	237.429	2.213.588	17%
Transporte de Carga	1.041.577	462.142	1.503.719	12%
Transporte Ferroviario	11.009	0	11.009	0%
Transporte Público de Pasajeros	452.141	278.202	730.343	6%
Al Público	5.474.894	3.008.739	8.483.633	66%
Total	8.955.781	3.986.511	12.942.292	100%

Algunas conclusiones de esta tabla son:

- Como es esperable, la venta minorista de combustible representa un porcentaje muy superior a la venta mayorista, abarcando dos tercios de la venta de gasoil del país.
- El transporte público de pasajeros consume 5 veces menos gasoil que el transporte de carga y del agro.
- El transporte ferroviario prácticamente no consume combustible líquido.

4.3.2 Alternativas para desfosilización del sector

El sector de transporte representa alrededor del 31% del consumo energético nacional, casi enteramente de combustibles fósiles, con un consumo anual que excede los 17 M de Tonelada Equivalente de Petróleo (TEP) (Secretaría de Energía, 2023). La alta dependencia de los combustibles fósiles representa importantes desafíos para la sostenibilidad del sector; el alto consumo de combustibles genera un alto nivel de emisiones de gases contaminantes, incluyendo los gases de escape (NOX, SOX y MP) y los GEI.

Una posibilidad de desfosilización sería transicionar el transporte de carretera a transporte ferroviario. En ese caso, su principal dificultad se encuentra en la renovación de la infraestructura vial, que ha caído en desuso, y el alto costo de inversión inicial necesario para rehabilitarla.

Regulaciones

En Argentina, las regulaciones para desfosilizar el transporte apuntaron a la incorporación paulatina de los biocombustibles, con la Ley de Biocombustibles (Ley N° 27.640) sancionada en 2021. La ley establece que todo combustible líquido clasificado como gasoil o diésel oil que se comercialice dentro del territorio nacional deberá contener un porcentaje obligatorio de biodiésel de 5% en volumen, medido sobre la cantidad total del producto final. En junio del 2022, mediante Resolución 438/2022 la Secretaría de Energía elevó este último porcentaje al 7,5%, y posteriormente, por DNU 330/2022, incrementó, en forma transitoria, el porcentaje de mezcla un 5 por ciento adicional, hasta el 12,5%.

Sustitutos energéticos o procesos posibles

La desfosilización del transporte carretero a través de la sustitución de gasoil por biodiésel resulta una de las opciones más viables. La producción nacional de biocombustibles es de 1,9M de toneladas de biodiésel. Una de sus limitaciones, sin embargo, es que la producción de biodiésel compite por la materia prima (soja, maíz y caña de azúcar) con las industrias agrícola y alimenticia.

Biodiésel

Este derivado de los aceites vegetales (principalmente soja) se utiliza en los motores de ciclo diésel.

- Genera menores emisiones de gases de efecto invernadero que el gasoil de origen fósil y reduce el porcentaje de azufre en el producto final. Es considerado carga general (no peligrosa) para el transporte.
- Se elabora por reacción química del aceite vegetal **con metanol**

Vehículo eléctrico de batería

Otra posibilidad de desfosilización son los vehículos eléctricos de batería, que generalmente utilizan baterías de iones de litio, siendo esta la tecnología más madura actualmente. La principal ventaja de esta tecnología con respecto a los combustibles fósiles es que no emite gases contaminantes, con lo cual, si la energía utilizada para cargar la batería es de origen renovable, entonces no genera emisiones de GEI en toda su operación.

Las desventajas de esta tecnología con respecto a los combustibles fósiles son su:

- alto costo inicial,
- menor autonomía, que generalmente no supera los 300-400 kilómetros por carga en condiciones óptimas,
- menor rendimiento en climas fríos,
- mayores tiempos de recarga, ya que una batería toma horas de cargar totalmente, comparado con los minutos que toma cargar un tanque de gasoil,
- capacidad de degradación, ya que, con el tiempo y el uso continuo, las baterías de litio pueden perder capacidad y eficiencia, lo que reduce gradualmente la autonomía de los vehículos eléctricos,
- requiere la instalación de una red de carga eléctrica adecuada, tanto en áreas urbanas como rurales, para garantizar la disponibilidad y accesibilidad de estaciones de carga.

Hidrógeno

El hidrógeno es uno de los posibles combustibles, en estado líquido o gaseoso. Los vehículos con celdas de hidrógeno gaseoso son generalmente más eficientes que aquellos que utilizan hidrógeno en motores de combustión interna dado que la conversión directa de hidrógeno a electricidad mediante una celda de combustible es un proceso más eficiente que la combustión del hidrógeno, razón por la cual se referirá exclusivamente a las celdas de combustible.

El hidrógeno se posiciona como una opción desafiante en la lista de sustitutos energéticos por sus considerables obstáculos técnicos, especialmente en términos de almacenamiento y distribución, además de los costos actuales de producción y la infraestructura limitada que dificultan su adopción a gran escala.

E-fuels

Los combustibles sintéticos o *e-fuels* son otra alternativa para la descarbonización, aunque su producción y uso aún se encuentran en etapas iniciales. A medida que se desarrollen los avances tecnológicos necesarios para su producción a gran escala, podrían convertirse en un sustituto relevante dado que no necesitan de cambios de infraestructura porque, al igual que los biocombustibles, son intercambiables por el combustible convencional. En contrapartida, los costos de los e-fuels son considerablemente más altos que el de otros combustibles alternativos de bajas emisiones.

4.3.3 Infraestructura del sector

Infraestructura energética actual

Actualmente, la infraestructura en Argentina para el suministro de combustibles se basa en estaciones de servicio convencionales. En el Registro de operadores autorizados para la venta de combustibles líquidos (Resolución SE 1102/2004) hay 5305 bocas de expendio distribuidas en el país y 2545 bocas de expendio para consumo propio de las distintas empresas en instalaciones fijas (Secretaría de Energía, 2024).

Rol del hidrógeno verde

El hidrógeno puede utilizarse como fuente de energía para vehículos comerciales a través de celdas de combustible. Las pilas de combustible convierten combustibles ricos en hidrógeno en electricidad mediante una reacción química. Las ventajas importantes de los camiones de hidrógeno sobre los camiones eléctricos son su menor peso y su mayor velocidad de carga, que es de minutos, comparado con las horas que pueden tomar las baterías eléctricas.

Los vehículos eléctricos a batería (BEV) serán la opción más económica y eficiente en distancias cortas, y el hidrógeno será la opción económica viable en distancias largas. Por lo tanto, es probable que los camiones a hidrógeno superen a las baterías para viajes que superen los 290km y cargas superiores a 10 toneladas, según un estudio de *North American Council For Freight Efficiency* (NACFE).

Infraestructura requerida

El desarrollo de infraestructura de reabastecimiento es fundamental para permitir el uso de camiones y autobuses de larga distancia impulsados por hidrógeno y, a la inversa, las estaciones de reabastecimiento de hidrógeno dependerán exclusivamente (por lo menos inicialmente) del mismo subsector, ya que es probable que la adopción de hidrógeno en el transporte se concentre en este sector.

Producción de Hidrógeno: Para satisfacer las necesidades energéticas del sector se requiere de plantas de producción de hidrógeno verde. Teniendo en cuenta la amplia geografía del país, y la vasta disponibilidad de recursos, se puede inferir que la producción será distribuida, con múltiples plantas productoras.

Estaciones de Recarga: La planificación de las estaciones de recarga de hidrógeno deberá tener en cuenta distintos factores, como la distribución de las plantas productoras y los principales puntos de demanda. El costo de instalación de una estación de servicio de hidrógeno varía entre USD 1.0 y USD 2.0 millones dependiendo de la capacidad y la flexibilidad de operación (Speers, 2018). En paralelo, se deben generar sistemas de distribución y almacenamiento, dado que el transporte de hidrógeno requiere de gasoductos específicos o camiones cisterna adaptados.

Madurez tecnológica: A nivel global, la tecnología para pilas de combustible ha alcanzado una madurez que permite su despliegue comercial. Los estándares de suministro de hidrógeno para vehículos pesados, como autobuses y camiones, requieren 350 bar. Para alcanzar estos estándares es necesario elevar la presión del hidrógeno producido y almacenarlo a alta presión. La tecnología actual permite elevar la presión del hidrógeno hasta los 1000 bar. Las altas presiones de trabajo requeridas en las estaciones de reabastecimiento de hidrógeno requieren el almacenamiento en tubos diseñados específicamente para tales presiones (Álvarez Coomonte, Grande Andrade, Porras Soriano, & Lozano Galant, 2024).

Competitividad

El costo total de propiedad (TCO) es un indicador clave para evaluar la competitividad del hidrógeno verde en el transporte pesado.

Iannuzzi et al. buscan establecer el coste diferencial total de la desfosilización de transporte automotor en Argentina mediante vehículos de celdas de combustible en base a hidrógeno y arriban a un TCO de 243,37 USD/100km sumando tanto el costo de compra como el costo operativo (Iannuzzi et al., 2021).

Rout, Cameron et al. realizaron un análisis comparativo del TCO de vehículos de carretera y todoterreno en Reino Unido propulsados por hidrógeno, electricidad y diésel y los proyectaron a 2050. Los resultados sugieren que el hidrógeno es competitivo para su uso en camiones pesados, ya que alcanza la competitividad con la electricidad y el diésel para 2050. El escenario de hidrógeno que puede competir con el diésel y la electricidad renovable es el que utiliza 100% energía renovable (H₂ electrolítico), que se mantiene constante en £ 0,41 / km. El TCO del camión diésel se fija en £ 0,51 / km, mientras que los vehículos a batería que utilizan 225 kW y electricidad dividida 50-50 también son más caros por km que el 100% H₂ electrolítico.

Escenario Net Zero Emissions (NZE)

El escenario Net Zero Emissions (NZE) de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) es un escenario normativo (no un escenario exploratorio) que muestra un camino, de los muchos posibles, para alcanzar la

carbono neutralidad global al 2050. Dentro de este camino identificado por IEA existen implicancias/consideraciones significativas en el sector de transporte de carga y de pasajeros de larga distancia

- Para los camiones pesados que operan largas distancias, actualmente los biocombustibles son la principal alternativa comercial viable al diésel y desempeñan un papel importante en la reducción de las emisiones de los camiones pesados durante la década de 2020.
- Después de 2030, el número de camiones pesados eléctricos y propulsados por hidrógeno aumentará en el NZE a medida que se construya la infraestructura de apoyo y disminuyan los costos (menores costos de las baterías, mejoras en la densidad energética y menores costos para producir y entregar hidrógeno).
- Esto coincidirá con una reducción de la disponibilidad de bioenergía sostenible, ya que la misma se destinará cada vez más a segmentos difíciles de reducir, como la aviación y el transporte marítimo, aunque los biocombustibles todavía cubren alrededor del 10% de las necesidades de combustible para camiones pesados en 2050.

Para que este camino hacia la carbono-neutralidad sea posible de materializar, se requiere:

- una rápida ampliación de la fabricación de baterías (la capacidad de producción anunciada actualmente para 2030 cubriría solo el 50% de la demanda requerida en ese año).
- una rápida introducción en el mercado de la tecnología de baterías de próxima generación (baterías de estado sólido) entre 2025 y 2030.

Tabla 14: Participación de fuentes de energía consumida en camiones pesados según el escenario Net Zero de IEA (actualizado a 2023).

Combustible	2010	2022	2030	2050
Hidrógeno	0%	0%	1%	27%
Electricidad	0%	0%	4%	53%
Biocombustibles	2%	4%	11%	10%
Gas	0%	2%	2%	0%
Petróleo	98%	94%	81%	11%
Combustibles sintéticos	0%	0%	0%	0%
Total	100%	100%	100%	100%

4.3.4 Proyecciones de crecimiento del sector

Para la proyección del crecimiento del sector, no se obtuvieron datos sobre las toneladas transportadas internamente en la Argentina, pero sí sobre la carga transportada en operaciones de Importación (M) y Exportación (X), considerando que se podía tomar como una variable proporcional a la carga transportada total.

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos para el corto, medio y largo plazo.

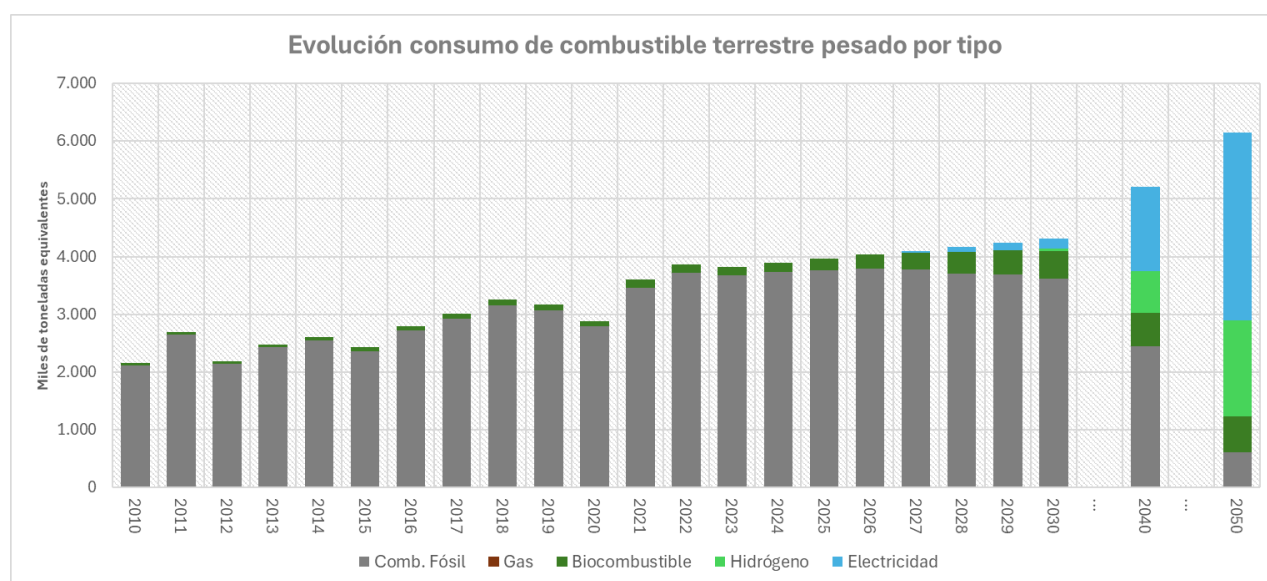
Tabla 15: Proyecciones de Combustible Terrestre de Carga

Proyección combustible terrestre		
Año	kt	m3
2018	3.257	3.744.019
2019	3.169	3.642.756
2020	2.880	3.309.950
2021	3.601	4.138.690
2022	3.869	4.447.650
2023	3.821	4.392.223
2024	3.891	4.472.061
2025	3.960	4.551.900
2026	4.030	4.631.739
2027	4.099	4.711.577
2028	4.169	4.791.416
2029	4.238	4.871.255
2030	4.307	4.951.093
...		
2040	5.203	5.979.892
...		
2050	6.154	7.072.990

4.3.5 Supuestos de H2V y PtX

En base a los valores base proyectados y las estimaciones del escenario Net Zero de la IEA, el siguiente gráfico muestra los valores históricos y potenciales consumos de combustibles para transporte terrestre pesado por tipo.

Figura 12 - Evolución y potencial del consumo de combustible terrestre pesado por tipo (kt/año equivalentes de gasoil anuales).



4.3.6 Demanda potencial de hidrógeno

Considerando las estimaciones de posible demanda de combustible a las que se llegó a través del análisis histórico y las estimaciones de sustitución publicadas por IEA, se arribó a las siguientes estimaciones de demanda potencial total de hidrógeno verde, tanto para el consumo como para la producción de biocombustible, para los años 2030, 2040 y 2050:

Figura 13 - Proyección de requerimiento potencial de hidrógeno (kt/año) en combustible terrestre pesado.

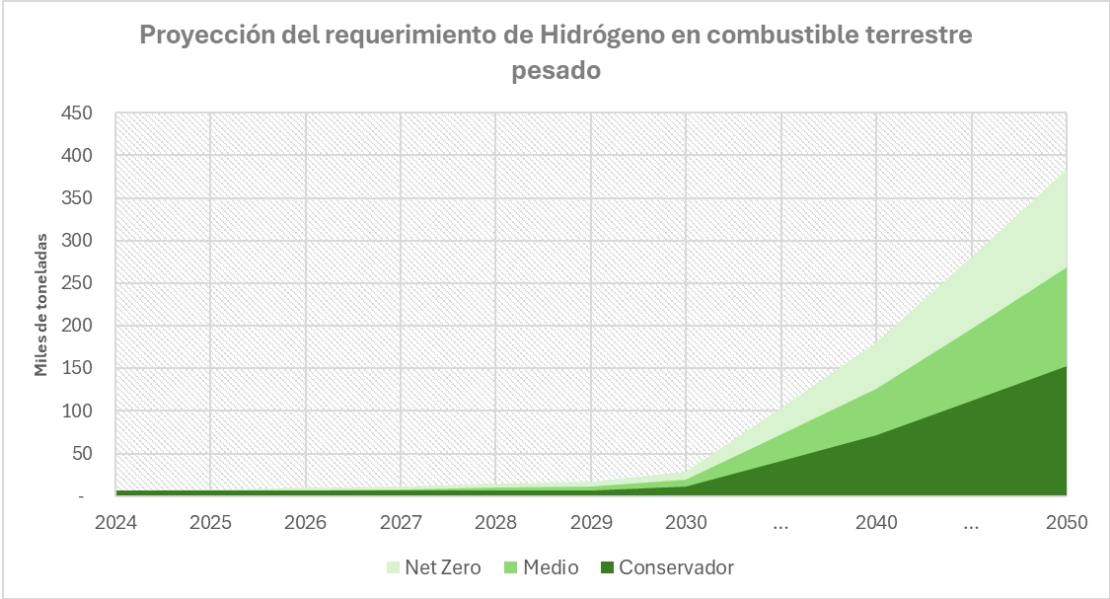


Tabla 16: Proyección del requerimiento potencial de hidrógeno (kt/año) en combustible terrestre pesado.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	28	20	11
2040	180	126	72
2050	383	268	153

4.3.7 Potencial de reducción de CO2

Por último, siguiendo los lineamientos del IPCC, la siguiente tabla y gráfico muestran los cálculos realizados y los resultados para la estimación de las reducciones de emisiones de CO₂ para el combustible de transporte terrestre pesado, por la utilización de hidrógeno verde y sus derivados.

Tabla 17: Reducción de CO2 (kt/año) en combustible para transporte pesado terrestre.

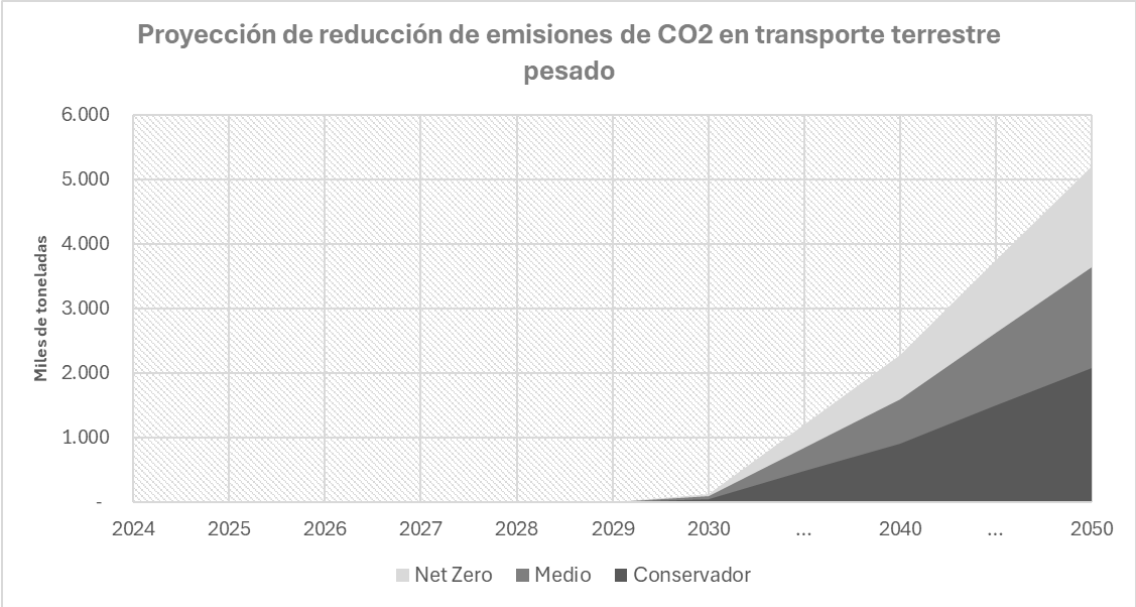
Año	Demanda total proyectada (kt/año)	Demanda de combustible fósil (kt/año)	Demanda de combustible fósil desplazado por hidrógeno (kt/año)	Factor de emisión CO2 (tCO2/t gasoil)	Total de emisiones evitadas (kt CO2/año)
2030	4.307	3.618	43	3,131	135
2040	5.203	2.445	728	3,131	2.280
2050	6.154	615	1.661	3,131	5.202

Aclaración: para el cálculo de emisiones de CO2 sólo se tuvieron en consideración al hidrógeno y sus derivados.

Tabla 18: Proyección de reducción de emisiones de GEI (kt/año) en transporte terrestre pesado.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	135	94	54
2040	2.280	1.596	912
2050	5.202	3.641	2.081

Figura 14 - Proyección de reducción de emisiones de GEI (kt/año) en transporte terrestre pesado.



4.4 Transporte en Minera

4.4.1 Caracterización del sector y mercado.

El sector minero se encuentra caracterizado por su intensiva utilización de maquinaria y vehículos pesados. En este sentido, el sector enfrenta desafíos significativos en su transición hacia la sostenibilidad. En términos de consumo energético a nivel mundial, la minería es responsable de una fracción considerable de las emisiones de gases de efecto invernadero, derivadas principalmente del uso de combustibles fósiles como el diésel en vehículos destinados al transporte dentro del sitio minero.

Se puede afirmar que el transporte es fundamental para el funcionamiento de la industria, entendiendo como transporte a los camiones de acarreo, máquinas pesadas, cintas transportadoras o pequeños trenes, todos ellos utilizados dentro del sitio de explotación. En Argentina, todos los mencionados anteriormente funcionan principalmente con motores diésel o, en menor medida, con algún otro combustible fósil alternativo.

En el año 2022 la producción minera total del país representó el 0,57% de la economía, unos USD 778.637 millones de pesos (Ministerio de Economía, La producción minera en el Sistema de Cuentas Nacionales, 2023). Además, en ese mismo año el sector generó más de 100.000 puestos de trabajo (CAEM, Aportes al País, 2022). Actualmente, el sector se encuentra en un momento de crecimiento dentro del país, por lo que, si estos números crecen, entonces se podrá hablar de un sector de importancia crucial para Argentina.

Dentro de los últimos 20 años, la industria minera siempre representó entre el 0,50% y el 1% de la economía total del país (Ministerio de Economía, La producción minera en el Sistema de Cuentas Nacionales). Es decir, nunca tuvo la importancia o escala de sectores como el agrícola, pero ha sostenido su importancia a lo largo de los años. A futuro, se espera un

aumento en la producción minera, en números estimados por la Bolsa de Comercio de Rosario, desde el año 2018 a 2031 la tasa anual de crecimiento del sector será del 33%.

Dentro de la industria minera, y más específicamente, en lo relacionado al transporte, identificar a los actores u *off-takers* resulta una tarea fácil. Estos tendrán roles críticos en la transformación del sector, y deberán aprovechar las oportunidades en el desarrollo, la innovación y la integración de energías renovables, políticas de apoyo y proyectos varios, todos aspectos esenciales para una transición energética exitosa. Estos actores serán:

- Grandes empresas mineras: productoras a gran escala, con necesidad de reducir su huella de carbono.
- Proveedores de Equipos y Servicios Mineros: suministran equipos y servicios especializados a la industria minera.
- Empresas de Transporte y Logística Interna en Minas: dedicadas al transporte de materiales dentro de las minas, entre minas y de éstas a las plantas de procesamiento.
- Entidades Gubernamentales: pueden impulsar políticas y programas de apoyo a la descarbonización en la industria minera.

4.4.2 Alternativas para desfosilización del sector

Partiendo de la base de que el transporte dentro de los sitios mineros siempre será necesario (es decir que no se puede reemplazar el servicio), la alternativa más prometedora siempre será cambiar los combustibles fósiles utilizados por energía limpia, como pueden ser:

Vehículos Eléctricos a Batería (BEV)

Estos ofrecen una alternativa limpia y eficiente a los vehículos tradicionales, más aún al tratarse de distancias cortas dentro de los sitios mineros. Al cambiar todos los vehículos de motores diésel por otros equipados con Baterías BEV, se reduciría por completo las emisiones GEI, además de que esta alternativa representa una gran oportunidad para las operaciones subterráneas, al no afectar la ventilación. Por otro lado, las baterías necesarias para operar en el entorno minero pueden llegar a ser muy pesadas, lo que podría reducir la capacidad de carga útil del vehículo y afectar su rendimiento en terrenos difíciles. Por último y sin ser un detalle menor, aun siendo totalmente viable la inclusión de infraestructura de carga para las baterías en los sitios mineros, la inversión necesaria es significativa.

Vehículos con Celdas de Combustible de Hidrógeno (FCV)

Las FCV funcionan utilizando hidrógeno como fuente de energía que, a través de una reacción electroquímica en la celda de combustible, se convierte en electricidad. Esta electricidad es utilizada para alimentar un motor eléctrico, mientras que el único subproducto que genera es agua, lo que significa que las FCV no emiten gases contaminantes. Más allá de ser una alternativa limpia y viable, cuanta con la desventaja más destacada en la importante inversión necesaria en infraestructura y también en los desafíos que enfrentaría en lo relativo al almacenamiento del hidrógeno y su seguridad.

Biocombustibles (Bio-Fuels)

Los combustibles derivados de fuentes orgánicas pueden utilizarse en los motores diésel existentes con pocas modificaciones, lo que convierte a estos combustibles en una alternativa más que factible en el corto y mediano plazo. Estos *Bio-Fuels* ofrecen una reducción importante de emisiones (no su totalidad) y no representan una gran inversión.

Combustibles sintéticos (E-Fuels)

Estos carburantes líquidos pueden ser una opción atractiva para la industria minera, ya que no necesitan una gran inversión en reemplazo de unidades. Sin embargo, el costo del combustible es muy alto.

Sistemas de Cableado (Trolleys o Trolecaminos)

Este sistema utiliza una red de cables eléctricos instalados a lo largo y ancho de la mina, a fin de alimentar vehículos pesados, como camiones de acarreo. Eliminan por completo el uso de combustible fósil, por lo tanto, también las emisiones. Requieren una infraestructura específica que puede llegar a ser costosa, además de su otro desafío, la limitada flexibilidad que ofrecen (solo en la ruta por la que pasa el cable). Más allá de esto, muchas empresas prefieren este tipo de inversión y los desafíos que conllevan, por ser una posibilidad mediana.

Vehículos híbridos

Estos vehículos combinan un motor eléctrico con un motor de combustión interna, generalmente gasoil. Pueden mejorar la autonomía y reducir parcialmente las emisiones de gases, pero presentan mayor complejidad técnica y de mantenimiento que los vuelve menos viables, al no eliminar completamente las emisiones de carbono.

Tabla 19: Vehículos utilizados en minería y su potencial para la desfosilización.

CRITERIO	BEV	FCV	BIO-FUELS	E-FUELS	TROLLEYS
EMISIONES DE GEI	Nulas o reducidas (Según la fuente de carga)	Nulas o reducidas (Según la fuente de hidrógeno)	Reducidas	Nulas o reducidas (Según la fuente de hidrógeno)	Nulas o reducidas (Según la fuente de carga eléctrica)
EFICIENCIA ENERGÉTICA	Alta	Moderada	Baja	Baja	Muy alta
INVERSIÓN/ COSTO INICIAL	Alto (Infraestructura de carga y adquisición de vehículos)	Muy alto (Actualmente, almacenamiento, producción y celdas son costosas)	Moderado (Posible utilización en motores existentes)	Moderado (Posible utilización en motores existentes)	Muy alto (Cables aéreos costosos. Menor a largo plazo)
COSTO OPERATIVO	Bajo (Los costos eléctricos pueden ser muy bajos)	Moderado (Producción actualmente costosa, se espera una baja)	Moderado (Producción en promedio, menos costosa que el resto)	Alto (Suelen ser costosos en términos productivos)	Bajo (Los costos eléctricos pueden ser muy bajos)
AUTONOMÍA	Limitada (Posible en minas con rutas cortas)	Alta	Moderada a alta (Similar a las actuales)	Moderada a alta (Similar a las actuales)	Limitada (solo en la línea eléctrica instalada)
TIEMPO DE RECARGA/ REPOSTAJE	Largo (Varias horas de recarga)	Corto (Similar a recarga en motores diésel)	Corto (Similar a recarga en motores diésel)	Corto (Similar a recarga en motores diésel)	Nulo (No tiene necesidad de recarga)

4.4.3 Infraestructura del sector

La transición hacia alternativas bajas en carbono en el sector minero implica el desarrollo de infraestructura específica. Los tanques de almacenamiento son muy importantes para el sector, ya que las minas que se encuentran en lugares remotos y de difícil acceso, necesitan que la recarga de combustible sea in situ, para así no perder tiempo (lo cual es valioso en esta industria) en trasladarse grandes distancias. Además, las estaciones de recarga en la actualidad se encuentran preparadas y cuentan con todo el equipo necesario para verter el diésel en los camiones actuales. Esto debería realizarse de la misma manera con las alternativas, lo que conlleva otra inversión. Dentro de este sistema, hay que tener en cuenta que, si la producción del combustible alternativo no se da in situ, la industria debe contar con la provisión del combustible periódicamente. Camiones cisterna deberán viajar hasta los tanques de almacenamiento, con una frecuencia acorde para abastecer a toda la operación.

En conclusión, producción (o provisión), almacenamiento y estaciones de recarga son los tres puntos de importancia con respecto a la infraestructura existente y la requerida en caso de optar por energías limpias alternativas. Todas las minas en funcionamiento deben contar con una logística adecuada para su buen rendimiento, y esto se ve claramente afectado por el combustible utilizado en el transporte y su infraestructura relacionada. Para el uso de hidrógeno se requieren plantas de producción, almacenamiento y distribución, además de estaciones de recarga adaptadas para maquinaria minera. Por último, es necesario hacer énfasis en el desafío del hidrógeno en la infraestructura, su forma de almacenamiento, la cual cuenta con desafíos de seguridad, los cuales podrían afectar la eficiencia que el sector minero necesita. A su vez, las alternativas eléctricas cuentan con el desafío de conexión a la red eléctrica, ya que cuando el sitio

se encuentra en lugares remotos, donde la red eléctrica aún no ha llegado, conseguir que la conexión suceda es una tarea difícil.

Competitividad

En términos de competitividad, la adopción de hidrógeno en el sector depende de la disponibilidad de hidrógeno verde a costos competitivos. Esto está condicionado por factores como el acceso a fuentes de energía renovable, el desarrollo de electrolizadores de gran escala y las políticas gubernamentales que promuevan incentivos.

Se espera que el costo actual de 6,5 USD/kg de producción del hidrógeno verde descienda a entre 2,5 y 4 USD/kg hacia 2030, impulsado por avances en la tecnología de los electrolizadores y reducción en los costos, tanto del costo de la energía renovable, como la economía de escala en la fabricación (*Hydrogen Council*, 2023).

Según investigaciones financiadas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, las celdas de combustible hidrógeno pueden competir con los motores Diesel en camiones mineros en cuestiones de costos, siempre que se tenga en cuenta factores costo/eficiencia, mayor eficiencia equivale a un menor consumo del combustible. El artículo señala que teniendo un costo de equilibrio de H₂V de aproximadamente 6 USD/kg y un costo de equilibrio del diésel de 3,25 USD/gal, las FCV tendrían ventaja sobre los motores diésel, ya que presentan una eficiencia de entre un 54% y 87% mayor a los motores diésel en el ciclo de trabajo.

En cuanto al combustible en sí, según la Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno (Gobierno Argentino, 2023) se estima que en 2050 se podrá producir hidrógeno verde a partir de la utilización del recurso eólico en la Patagonia a 1,4 USD/kg y en 2030 a 1,7 USD/kg, lo que equivale a 42-50 USD/MWh (energía bruta en función de su PCI), mientras que el precio actual del gasoil ronda los 100-120 USD/MWh y los motores tienen eficiencias menores que las celdas de combustible a hidrógeno. Estas estimaciones posicionan a Argentina entre los niveles más bajos de costos de producción proyectados por entes importante (como por ejemplo IEA), lo que podría beneficiar a la industria local. Por otro lado, los costos de las unidades a celdas de combustible son bastante mayores que los motores diesel convencionales.

Rol del hidrógeno

El hidrógeno puede desempeñar un rol transformador en la minería, especialmente en regiones donde la electrificación enfrenta barreras logísticas o económicas. Su versatilidad como vector energético y su potencial para descarbonizar tanto las operaciones como los procesos secundarios en la cadena de valor lo posicionan como una opción estratégica para el sector.

Además, no se debe ver solo la opción del H₂V como celdas de combustible, sino que también se debe tener en cuenta que se necesita de H₂V como insumo para la producción de otros combustibles, como los *e-Fuels*. Esto aumentaría el consumo y la demanda de H₂V en el sector.

En conclusión, el hidrógeno tiene el potencial de cambiar la forma en que la industria minera utiliza la energía, al cambiar el combustible fósil utilizado actualmente por H₂V, el sector dejará de emitir gases de efecto invernadero, alcanzando así sus objetivos de descarbonización y contribuir a un futuro más sostenible.

4.4.4 Proyecciones de crecimiento del sector

Para la proyección del crecimiento del sector de minería se tomaron series históricas de Producción Minera, que es su variable explicativa directa, la cantidad de explotaciones y la producción media por Explotación activa. En base a los valores obtenidos y extrapolando la tendencia histórica, la siguiente tabla muestra los resultados obtenidos para el Escenario Base en el Corto-Medio Plazo y para los años de Largo Plazo.

Tabla 20: Proyecciones de combustible de minería.

Proyección de demanda (gasoil)	
Año	kt/año
2018	19,16
2019	19,58
2020	19,31
2021	19,21
2022	19,05
2023	19,92
2024	20,78
2025	21,47
2026	22,15
2027	22,85
2028	23,55
2029	24,30
2030	25,07
...	
2040	27,44
...	
2050	29,91

4.4.5 Demanda potencial de hidrógeno

Debido a que IEA no estima proyecciones para la minería como sector específico, se tomó para el análisis, un promedio general. Considerando entonces las estimaciones de demanda de combustible a las que se llegó a través del análisis histórico y las estimaciones de sustitución generales publicadas por IEA, se arribó a las estimaciones potenciales de demanda de hidrógeno verde, tanto de consumo como para la producción de *e-fuels* para los años 2030, 2040 y 2050. A su vez, se tomaron los distintos porcentuales generales de sustitutos de combustibles alternativos vistos anteriormente, para el escenario Net Zero. A continuación, los resultados:

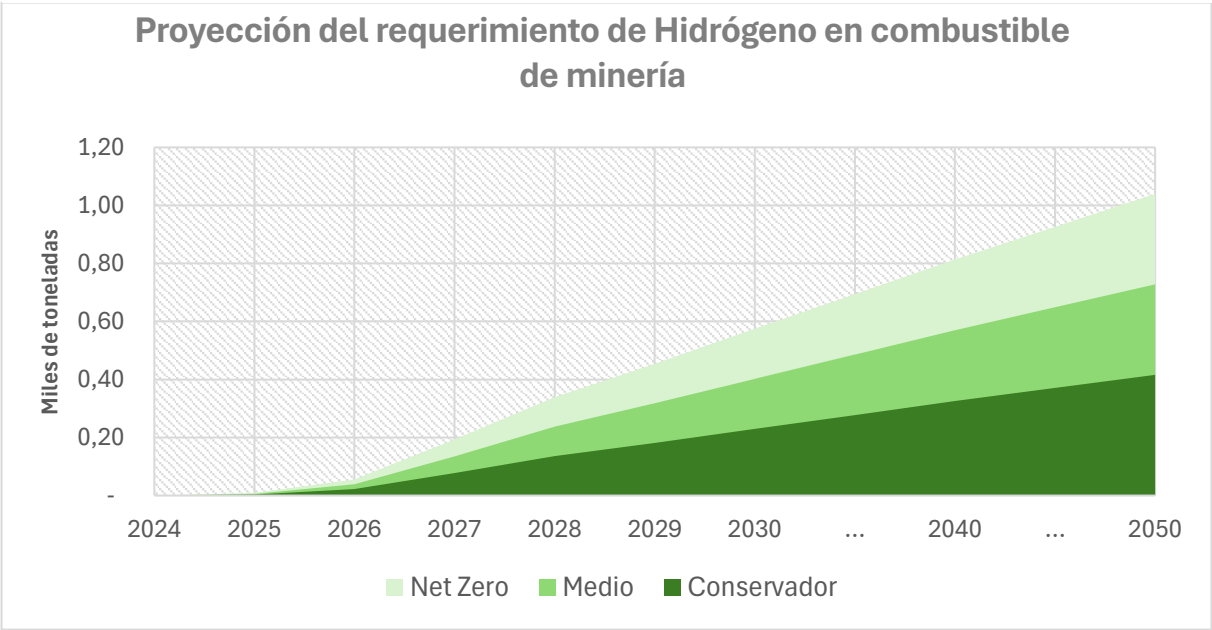
Tabla 21: Proyección de participación de cada combustible alternativo en minería, en el corto, mediano y largo plazo.

Año	Hidrógeno	E-Fuels	Electricidad	Biocombustibles
2030	4,0%	7,0%	17,0%	6,0%
2040	6,0%	7,0%	34,0%	12,0%
2050	10,0%	4,0%	51,0%	16,0%

Tabla 22: Proyección del requerimiento potencial de hidrógeno (kt/año) en minería.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	0,57	0,40	0,23
2040	0,81	0,57	0,33
2050	1,0	0,7	0,4

Figura 15 - Proyección de reducción de emisiones de CO2 (kt/año) en combustible para minería.



4.4.6 Potencial de reducción de CO2

Al igual que los demás sectores de transporte o quema de combustible, la metodología aceptada y que se utilizará será la empleada en el *IPCC 2006*, ya mencionada anteriormente. Cabe aclarar que el *IPCC* tiene una guía para estimación de emisiones del sector de minería, pero ya que en tal guía (dentro del capítulo 4, de emisiones fugitivas) se tiene en cuenta solo las minas de carbón, se consideró más adecuado utilizar para este sector la misma metodología que para maquinaria agrícola y demás sectores de transporte.

Al no existir mediciones de emisiones, ni un modelo de estimación detallado, o datos específicos del país, además de no ser considerado una categoría principal, para el sector de transporte en minería se utilizará el método de **Nivel 1**. Es decir que se tiene en cuenta el combustible consumido por el sector, con factores de emisiones por defecto.

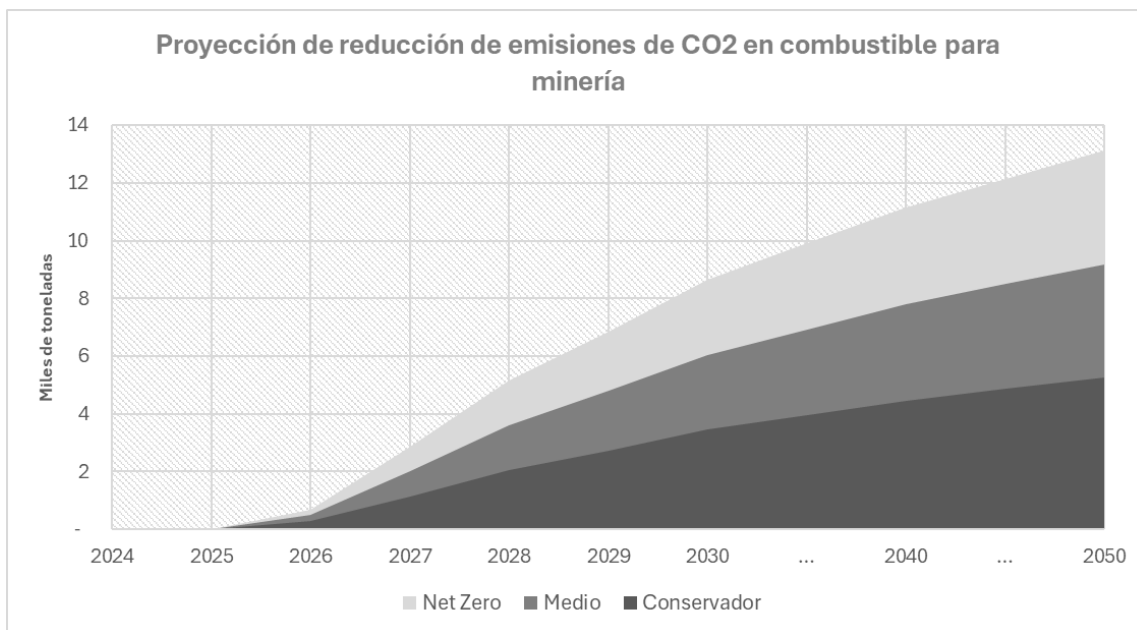
En el siguiente gráfico se pudo observar la proyección de las reducciones de emisiones de CO₂ por la utilización de hidrógeno y derivados, para el corto, mediano y largo plazo. A su vez, la siguiente tabla muestra los valores para el cálculo de dichas emisiones.

Tabla 23: Estimación de reducción emisiones potenciales de GEI (kt/año) en el sector de minería.

Año	Demanda total proyectada (kt/año)	Demanda de combustible fósil (kt/año)	Demanda de combustible fósil desplazado por hidrógeno (kt/año)	Demanda de combustible fósil desplazado por e-fuels (kt/año)	Factor de emisión CO2 (tCO2/t gasoil)	Total de emisiones evitadas (kt CO2/año)
2030	25,07	16,54	1,00	1,75	3,131	8,63
2040	27,44	11,25	1,65	1,92	3,131	11,17
2050	29,91	5,68	2,99	1,20	3,131	13,11

Aclaración: para el cálculo de emisiones de CO2 sólo se tuvieron en consideración al hidrógeno y sus derivados

Figura 16 - Proyección de reducción de emisiones de CO₂ (kt/año) en combustible para minería.



4.4.7 Requisito de CO₂ para PtX

La desaceleración en el crecimiento del consumo de hidrógeno y la disminución de requerimiento de CO₂, son consecuencia del decrecimiento que se plantea a futuro para el uso de los *E-fuels*, los cuales serán los primeros de los sustitutos en aplicarse, debido a su facilidad de implementación en motores actuales (comparado con los otros sustitutos). Sin embargo, hacia el largo plazo, éstos también se verán reemplazados por el hidrógeno, a medida que disminuya su costo y su implementación sea más atractiva.

Figura 17 - Proyección de requerimiento de CO₂ (kt/año) para producción de e-fuels en minería.

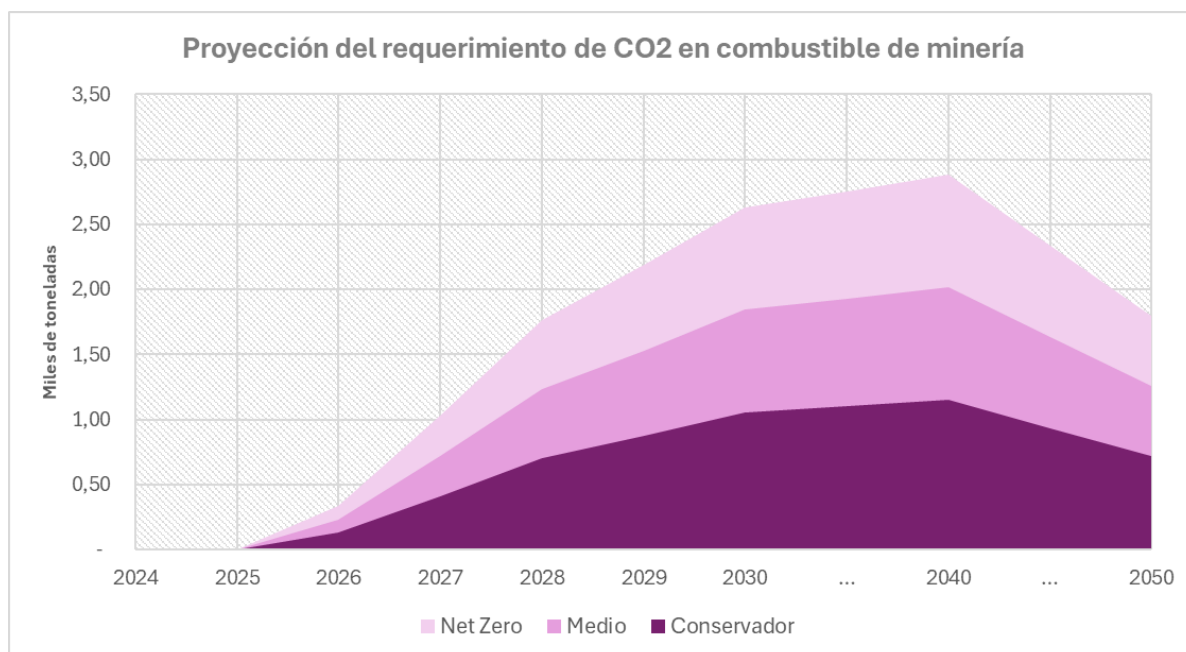


Tabla 24: Proyección de requerimiento de CO₂ (kt/año) para producción de e-fuels en minería.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	2,63	1,84	1,05
2040	2,88	2,02	1,15
2050	1,8	1,3	0,7

4.5 Combustible de Maquinaria Agrícola

4.5.1 Caracterización del sector y mercado

El sector de la maquinaria agrícola abarca una amplia variedad de equipos diseñados para mejorar la eficiencia y productividad en la agricultura, desde tractores y cosechadoras hasta sembradoras, pulverizadoras y maquinaria especializada para aplicaciones como el riego y la fertilización. Cada tipo de maquinaria tiene un rol específico en las distintas etapas del ciclo agrícola, incluyendo la preparación del suelo, la siembra, el mantenimiento de los cultivos y la cosecha. El combustible más comúnmente empleado en la maquinaria agrícola es el gasoil, debido a su alta densidad energética y disponibilidad en zonas rurales. El consumo promedio de gasoil varía según la operación y el equipo, pero representa una parte significativa de los costos operativos en las actividades agrícolas.

El sector agropecuario argentino ha atravesado un período de desafíos significativos en los últimos seis años, afectado por una combinación de factores económicos, climáticos y políticos: El sector ha sufrido las consecuencias de eventos climáticos extremos (particularmente, las sequías), que redujeron la producción agrícola. Por otro lado, la caída en los precios internacionales de los *commodities* agrícolas en algunos años ha reducido los ingresos por exportaciones, lo que, combinado con los altos costos de producción, ha afectado los márgenes de ganancia del sector. Además, inestabilidad macroeconómica ha repercutido en las decisiones de inversión en el sector agropecuario. A pesar de estos desafíos, el sector agropecuario argentino se muestra resiliente, con variaciones relativamente leves en su producción y sigue siendo una parte crucial de la economía del país.

4.5.2 Alternativas para la desfossilización del sector

De acuerdo con el Inventario Nacional de GEI, en 2021 las emisiones relativas al consumo de combustibles para agricultura y forestal fueron de 3, 93 Mt CO₂e, representando 1% de las emisiones nacionales.

De acuerdo con la Asociación Europea de la Industria de Maquinaria Agrícola (CEMA, por sus siglas en francés), en la actualidad no existe una única tecnología o fuente de energía capaz de reemplazar completamente a los combustibles fósiles, debido a la complejidad de la producción agrícola (CEMA, 2023).

Se torna entonces necesario identificar e implementar una combinación de tecnologías y fuentes de energía que se adapten mejor a un sistema de producción, región, tamaño y condición de la explotación agrícola determinados. En este marco, los agricultores tendrán un papel clave que desempeñar como prosumidores (tanto productores como consumidores de energía), ya que podrán contribuir a la producción de energía con paneles solares, molinos de viento, molinos de aceite/minirrefinerías y plantas de biogás/biometano.

Hasta ahora, a corto y medio plazo, la electrificación total parece más viable para las máquinas agrícolas pequeñas y de baja potencia, mientras que para las máquinas de tamaño mediano y grande y para las aplicaciones de alta potencia no es una alternativa a los motores de combustión.

Se listan seguidamente algunas alternativas para la desfossilización del sector:

Biocombustibles: El biodiésel representa una alternativa viable para reducir las emisiones de GEI a corto y mediano plazo para disminuir la dependencia de combustibles fósiles, sin requerir grandes modificaciones en la maquinaria existente.

Electrificación de la Maquinaria: La electrificación es otra oportunidad clave para la descarbonización. Aunque actualmente su adopción es limitada en el sector agrícola, el desarrollo de tractores y maquinaria eléctrica podría transformar el panorama energético, especialmente si se combina con el uso de energías renovables, como la solar o la eólica, para la recarga de baterías.

Hidrógeno Verde: El hidrógeno, especialmente cuando es producido a partir de fuentes renovables, ofrece una solución a largo plazo para la descarbonización; su potencial para alimentar maquinaria agrícola con celdas de combustible podría eliminar las emisiones directas de CO₂, contribuyendo significativamente a la sostenibilidad del sector.

4.5.3 Infraestructura del sector

Descripción y costos asociados

El sector utiliza la misma infraestructura que el transporte de carretera. Particularmente para el sector de maquinaria agrícola se encuentra la dificultad de conversión y adaptación de maquinaria para funcionar con hidrógeno verde mediante la adaptación a celdas de combustible, que es tecnológicamente compleja y costosa. El uso de hidrógeno implica no solo rediseñar motores, sino también garantizar que los nuevos sistemas sean tan fiables como los existentes, capaces de operar en condiciones extremas de polvo, humedad y temperaturas variables.

Costos y complejidad

No existen estudios específicos de TCO para maquinaria agrícola. Rout, Cameron et al. realizaron un análisis comparativo del TCO de vehículos de carretera y todoterreno en Reino Unido propulsados por hidrógeno, electricidad y diésel. Se tomó este estudio para mirar los datos de los volquetes (*tippers*) y carretillas elevadoras (*forklifts*) por considerar que son máquinas similares en cuanto a requerimientos energéticos a las utilizadas en el sector agrícola.

Los autores encuentran que en el escenario base de 2021, tanto los volquetes como las carretillas elevadoras ya son competitivos en cuanto a costes con respecto al diésel, es decir, están por debajo del TCO de referencia del diésel o cerca de alcanzarlo. Sin embargo, en el caso de los vehículos eléctricos de celdas de combustible, solo las carretillas elevadoras son competitivas. Estos datos muestran que el hidrógeno solo es competitivo respecto al diésel en aplicaciones específicas y aún no resulta competitivo en relación con los vehículos eléctricos de batería, ya que el TCO de ninguno de los FCEV es igual al de su equivalente BEV.

Escenario Net Zero Emissions (NZE)

El escenario "Net Zero Emissions by 2050" (NZE) de la Agencia Internacional de Energía (IEA) identifica un camino posible para lograr emisiones netas cero a nivel global a 2050. Dentro de este camino hay implicaciones y consideraciones para el uso de combustible en maquinaria agrícola. En el mismo se describe que, para 2030, se habrá reducido significativamente el consumo de diésel en la maquinaria agrícola mediante la adopción de biocombustibles sostenibles y el aumento de la eficiencia en el uso de la energía, así como la electrificación de la maquinaria liviana. Además, se espera que, para 2040 y 2050, la electrificación y el uso de hidrógeno verde en tractores y otra maquinaria pesada se conviertan en soluciones viables en gran parte de los sistemas agrícolas del mundo, apoyando los objetivos de desfosilización del sector. El cambio tecnológico, junto con incentivos políticos y económicos, será clave para acelerar la transición hacia la neutralidad de carbono en la agricultura, según las proyecciones del NZE.

Aplicabilidad en Argentina

En el contexto argentino, el escenario NZE podría tener una aplicabilidad variable debido a varios factores. En primer lugar, el uso de biocombustibles como el biodiésel, en el que Argentina es uno de los principales productores mundiales, podría ser un punto de partida clave. La transición hacia biocombustibles, tal como propone el NZE, es factible en Argentina dado su acceso a recursos biomásicos y su experiencia en la producción de estos.

En términos de electrificación y el uso de tecnologías como el hidrógeno verde para la maquinaria agrícola, los desafíos son más pronunciados. La infraestructura actual de Argentina para energía eléctrica y tecnologías de hidrógeno aún es limitada y necesitaría importantes inversiones y desarrollo para alinearse con el escenario NZE. Además, la electrificación de la maquinaria agrícola dependerá de factores como la estabilidad y expansión de la red eléctrica, la disponibilidad de cargadores, y el costo de la energía renovable en áreas rurales.

Por otro lado, la adopción de tecnologías agrícolas más eficientes y la optimización del uso de energía en las operaciones agrícolas son aspectos viables que Argentina puede adoptar progresivamente. Políticas de incentivos fiscales, financiamiento verde, y programas de educación y capacitación para productores pueden acelerar la transición a prácticas agrícolas más sostenibles.

4.5.4 Proyecciones de crecimiento del sector

En base a la información disponible, y dada la similitud con el sector de transporte pesado por carretera visto anteriormente, para la proyección del crecimiento del sector se utilizaron los datos existentes, ya que comparten infraestructura similar. La Tabla muestra los datos históricos y los resultados obtenidos para el Escenario Base en el corto plazo y para los años de mediano y largo plazo.

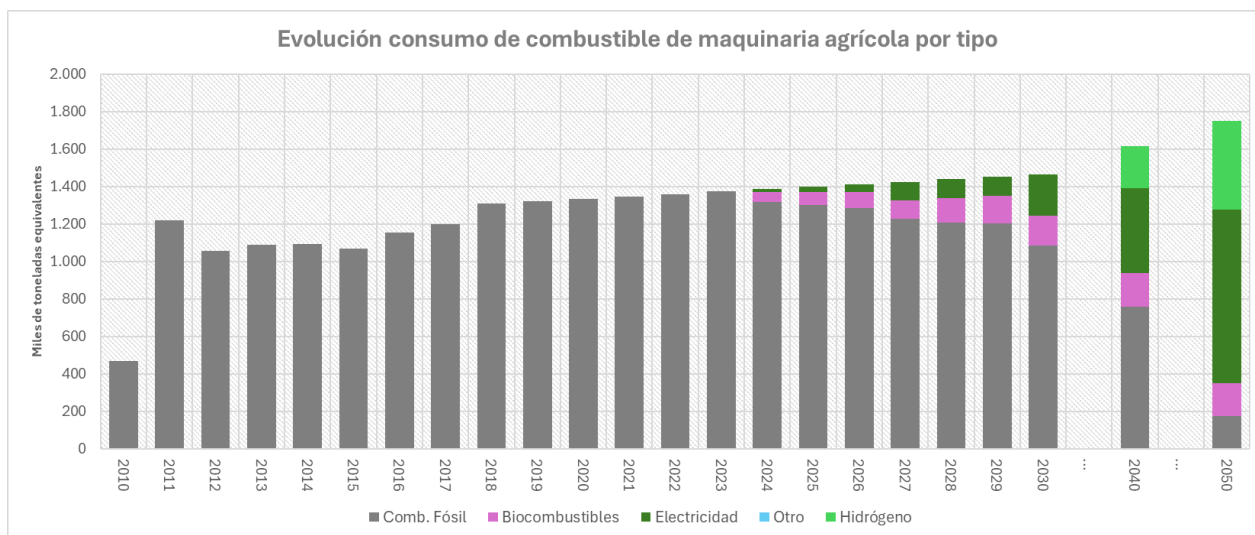
Tabla 25: Proyecciones de Combustible Agrícola.

Proyección de demanda	
Año	kt/año
2018	1.308
2019	1.321
2020	1.334
2021	1.347
2022	1.361
2023	1.374
2024	1.387
2025	1.400
2026	1.413
2027	1.426
2028	1.439
2029	1.452
2030	1.465
...	
2040	1.617
...	
2050	1.749

Consumo y demanda proyectada por tipo de combustible

En base a los valores base proyectados y las estimaciones del IEA para el sector de transporte de carretera, el siguiente gráfico muestra los valores históricos y proyectados del consumo de combustible en maquinaria agrícola, diferenciados por tipo.

Figura 18 - Evolución del consumo de combustible (expresado en kt equivalentes de gasoil/año) de maquinaria agrícola por tipo.



4.5.5 Demanda potencial de hidrógeno

Considerando las estimaciones de demanda de combustible a las que se llegó a través del análisis histórico y las estimaciones de sustitución publicadas por IEA, el siguiente gráfico muestra las estimaciones de demanda potencial de hidrógeno verde, para los años 2030, 2040 y 2050:

Figura 19 - Proyección del requerimiento de hidrógeno (kt/año) para combustible de maquinaria agrícola.

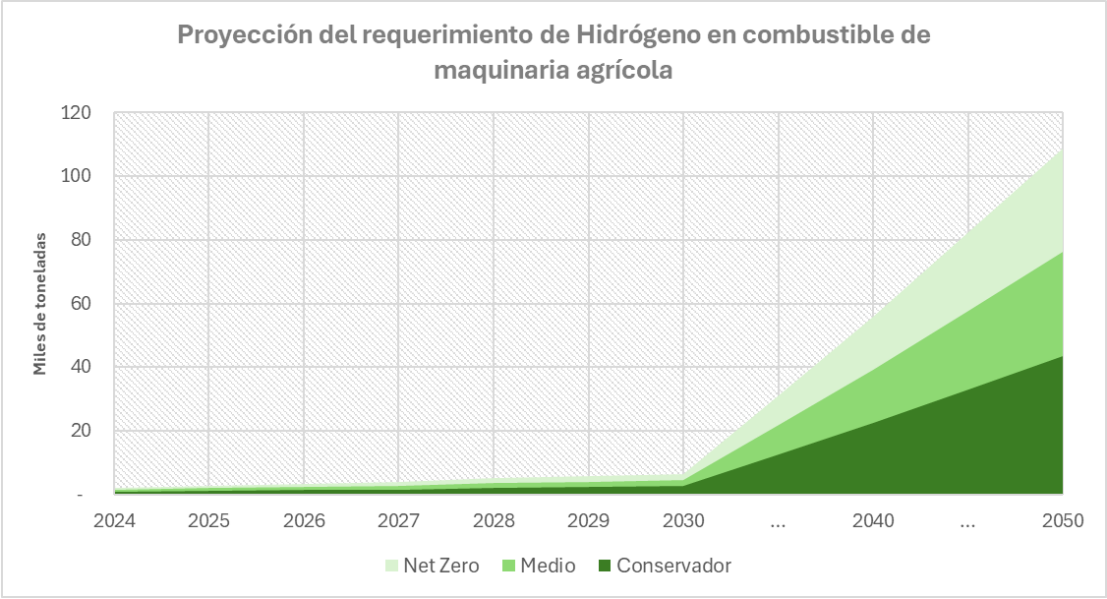


Tabla 26: Proyección del requerimiento de hidrógeno (kt/año) para combustible de maquinaria agrícola.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	6	5	3
2040	56	39	22
2050	109	76	44

4.5.6 Potencial de reducción de CO2

Siguiendo los lineamientos del IPCC, el siguiente gráfico muestra las reducciones estimadas de emisiones de CO₂ para el combustible de maquinaria agrícola, por la utilización de hidrógeno verde y sus derivados. A su vez, la tabla siguiente muestra los cálculos para la proyección de disminución de CO₂.

Figura 20 - Proyección de reducción de emisiones de GEI (kt/año) en combustible para maquinaria agrícola.

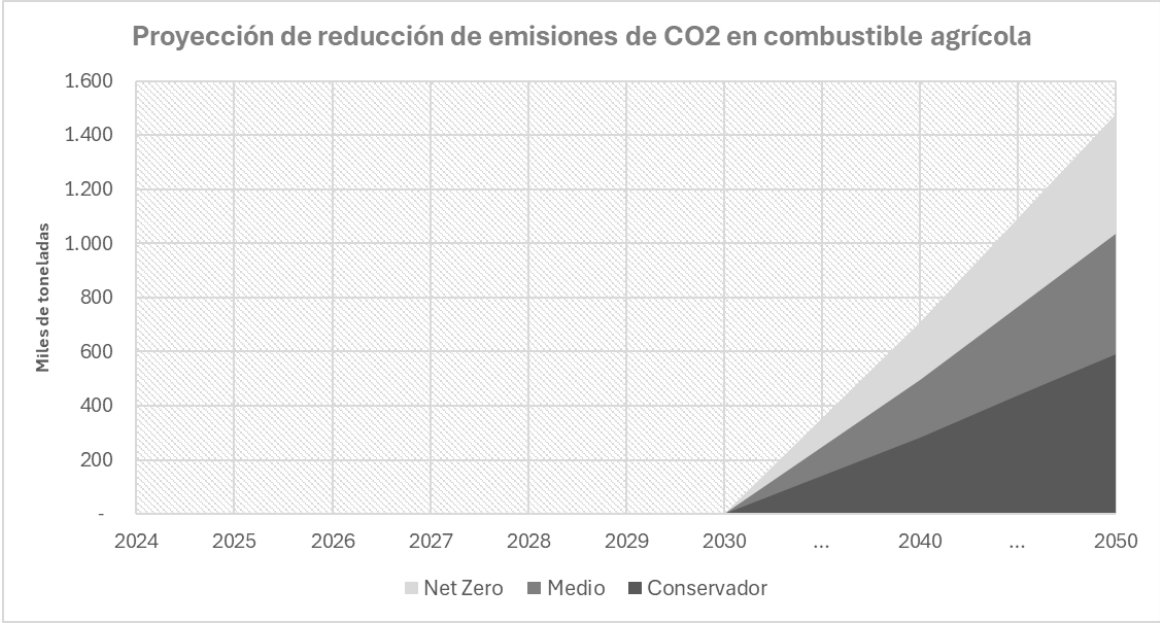


Tabla 27: Estimación de la reducción de emisiones de GEI (kt/año) en el sector de minería.

Año	Demanda total proyectada (kt/año)	Demanda de combustible fósil (kt/año)	Demanda de combustible fósil desplazado por hidrógeno (kt/año)	Factor de emisión CO2 (tCO2/t gasoil)	Total de emisiones evitadas (kt CO2/año)
2030	1.465	1.084	-	3,131	-
2040	1.617	760	226	3,131	709
2050	1.749	175	472	3,131	1.478

Aclaración: para el cálculo de emisiones de CO2 sólo se tuvieron en consideración al hidrógeno y sus derivados

4.6 Producción de acero

4.6.1 Caracterización del sector y mercado

El acero es una aleación de hierro con un contenido de carbono que varía entre el 0,03% y el 1,075%. Esta composición le confiere propiedades superiores respecto al hierro puro, como mayor resistencia y versatilidad, lo que facilita su utilización en una amplia gama de aplicaciones, desde la construcción y la industria automotriz hasta la fabricación de herramientas. Una de las ventajas más destacadas del acero es su capacidad de reciclaje ilimitada sin pérdida de calidad, lo que contribuye a su producción a gran escala. Gracias a su alta resistencia, el acero es un material fundamental para el desarrollo tecnológico.

El sector del acero es responsable del 7% al 9% de las emisiones globales de CO₂, lo que resalta la necesidad de adoptar prácticas más sostenibles. En América Latina, las empresas siderúrgicas han comenzado a implementar estrategias para reducir su huella de carbono, como el incremento en el uso de chatarra y la integración de energías renovables.

En Argentina, el sector del acero es uno de los pilares fundamentales de la industria, representando entre el 7% y el 8% de toda la producción industrial del país. Esta participación aumenta hasta un 60% al considerar todas las cadenas de valor relacionadas, que incluyen sectores como la construcción, automotriz, energía, agroindustria, metalmecánica, línea

blanca y bienes de capital. En términos de empleo, el sector siderúrgico genera alrededor de 18,000 empleos directos y más de 730,000 empleos indirectos, consolidándose como un componente clave de la economía nacional.

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector del acero en Argentina provienen principalmente del uso intensivo de energía y de procesos industriales que liberan CO₂. Se estima que estas emisiones alcanzan aproximadamente entre 5 y 6 millones de toneladas de CO₂ equivalente al año, representando entre el 10% y el 12% de las emisiones totales del sector manufacturero en el país.

El sector del acero tiene un gran potencial para reducir sus emisiones mediante la adopción de tecnologías más limpias.

La capacidad instalada de producción de acero crudo en Argentina es de aproximadamente 7.5 millones de toneladas anuales. Sin embargo, la producción real se encuentra alrededor de los 5 millones de toneladas anuales, con una tasa de utilización de capacidad superior al 70%.

Tabla 28: Producción siderúrgica argentina 2020-2023 (en miles de toneladas).

AÑO	Hierro primario			Acero Crudo	Laminados en Caliente			Planos Laminados en Frío
	Arrabio	Hierro Esponja	Total		No Planos	Planos	TOTAL	
2020	1.930,30	524,7	2.455,00	3.651,20	1.494,80	1.974,00	3.468,70	1.194,00
2021	2.141,50	1.408,20	3.549,80	4.875,20	2.254,00	2.513,70	4.767,70	1.425,20
2022	2.060,10	1.433,40	3.493,50	5.093,60	2.383,50	2.248,90	4.632,40	1.242,60
2023	1.977,90	1.468,30	3.446,20	4.928,40	2.287,70	2.232,80	4.520,60	1.257,60

Fuente: Cámara Argentina del Acero

La demanda interna de acero en Argentina está impulsada principalmente por la construcción y la industria automotriz. En 2023, el consumo aparente de acero fue de 5.6 millones de toneladas. Las exportaciones de productos laminados están dirigidas principalmente a países de la región de Latinoamérica, mientras que los productos tubulares sin costura se exportan a Estados Unidos. El comercio de productos de acero ha sido históricamente deficiente en términos de balanza comercial, con un déficit promedio cercano a los 1,000 millones de dólares.

El sector del acero en Argentina está compuesto por un entorno de **actores** clave que abarcan desde la producción hasta el consumo final. **Ternium Siderar, Acindar y Tenaris Siderca** siguen siendo los principales productores de acero en el país, controlando gran parte de la producción nacional, tanto en aceros planos como largos.

Además de estos gigantes industriales, **Gerdau** también juega un rol importante en la producción de aceros largos.

Los **off-takers** o consumidores principales del acero producido en Argentina son diversos, abarcando varios sectores industriales.

La industria automotriz, representada por empresas como **Toyota, Volkswagen, y Stellantis**, es uno de los principales consumidores de aceros planos de alta resistencia para la fabricación de carrocerías y componentes estructurales.

El sector de la construcción, impulsado por los grandes desarrolladores, demanda grandes volúmenes de acero estructural y barras de refuerzo para proyectos de infraestructura y vivienda.

La industria de electrodomésticos, con actores como **Samsung Argentina y Whirlpool**, utiliza aceros laminados en frío y galvanizados para la producción de bienes de consumo duradero.

El sector energético, particularmente para la fabricación de tuberías y estructuras metálicas para proyectos de petróleo, gas y energías renovables, es un **off-taker** significativo, con empresas como **Techint y YPF** liderando la demanda.

Los **fabricantes de maquinaria agrícola** como **John Deere y Agco Argentina** también son importantes consumidores de aceros especializados, reflejando la importancia del agro en la economía argentina.

4.6.2 Alternativas para la desfosilización del sector

El sector siderúrgico argentino genera entre 5 y 6 millones de toneladas de CO₂ equivalente al año, representando el 10-12% de las emisiones de la industria manufacturera. Las emisiones provienen principalmente de los altos hornos (que

utilizan coque y carbón), procesos de reducción directa de hierro (DRI) y hornos de arco eléctrico (EAF). Aunque los EAF generan menos emisiones directas, su impacto depende de la fuente de energía eléctrica utilizada.

Argentina ha implementado diversas medidas para reducir las emisiones del sector:

- Ley de Energías Renovables (27.191): Fomenta el uso de electricidad de fuentes limpias.
- Impuesto al carbono: Penaliza el uso de algunos combustibles fósiles, incentivando tecnologías más limpias.
- Economía circular: Promueve el uso de chatarra reciclada para disminuir el consumo de recursos fósiles.

En este contexto, el hidrógeno verde emerge como una alternativa para desfosilizar la siderurgia. Este potencial radica en la capacidad del hidrógeno para reemplazar el gas natural en procesos como la reducción directa del mineral de hierro (DRI), eliminando las emisiones de carbono asociadas. El proceso de reducción directa con H2V no solo produce acero de alta calidad, sino que emite agua en lugar de CO₂ como subproducto. Tecnologías avanzadas como el uso de reactores de reducción a base de hidrógeno ya están siendo probadas, con proyectos piloto en Europa (Hybrit, Suecia) que demuestran la viabilidad técnica y económica a largo plazo.

En Argentina, las plantas de producción de acero que proceso de reducción directa, que podrían incorporar H2V como insumo en este proceso, son las de Acindar y Tenaris Siderca

En el marco del escenario de cero emisiones netas de la IEA, se espera que la proporción de acero verde (H₂ DRI-EAF) aumente al 44% para 2050.

Existen otras estrategias para descarbonizar el sector. Para analizarlas, se deben considerar factores como el **potencial de reducción de emisiones**, la **factibilidad técnica y económica**, la **madurez de la tecnología**, y el **impacto en el corto y largo plazo**:

Tabla 29: Estrategias de Descarbonización

Iniciativa	Prioridad	Madurez Tecnológica y Costo / Factibilidad	Proyecciones para 2030
Electrificación / Uso de Energías Renovables y Eficiencia Energética	Alta	Tecnologías maduras y competitivas en costos	60% de la electricidad de fuentes renovables
Uso de Chatarra y Economía Circular	Alta	Estrategia viable y relativamente económica	50% de la producción de acero utilizando chatarra
Adopción de Tecnologías Disruptivas (EAF y DRI con Hidrógeno)	Media-Alta	Requiere inversión significativa y desarrollo de mercado de hidrógeno verde	Infraestructura y suministro de hidrógeno verde necesarios
Uso de Biomasa	Media-Baja	Opción complementaria viable, pero menos eficiente y competitiva	Aumento limitado por disponibilidad y eficiencia

La transición hacia un sector siderúrgico descarbonizado requiere inversiones en infraestructura, desarrollo del mercado de hidrógeno verde y políticas públicas que fomenten su adopción. Esto también es crucial para cumplir con regulaciones internacionales, como el Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM) de la Unión Europea, y garantizar la competitividad de las exportaciones argentinas, aunque actualmente las exportaciones de acero de Argentina no tienen como destino Europa.

4.6.3 Infraestructura

La implementación del hidrógeno verde en el sector del acero argentino requiere una infraestructura adecuada que permita su uso como insumo clave en los procesos de descarbonización. Esto incluye la adaptación de plantas de reducción directa de hierro (DRI) para manejar mayores concentraciones de hidrógeno, mediante el rediseño de reactores y sistemas de quemadores, la instalación de plantas de electrólisis en proximidad a las plantas DRI y la creación de sistemas de almacenamiento de hidrógeno a alta presión y redes de distribución. También se requieren sistemas avanzados de seguridad para manejar las propiedades del hidrógeno, especialmente debido a su alta reactividad. Además, es necesario fortalecer las capacidades de reciclaje en el sector mediante mejoras en la recolección y procesamiento de chatarra, con una inversión estimada en 150 millones de dólares durante los próximos cinco años.

Tabla 30: Cambios Requeridos para Adaptar Plantas DRI a Hidrógeno Verde

Aspecto	Modificaciones Necesarias
Modificación del Reactor de Reducción Directa	Rediseño de quemadores y entradas de gas, ajuste de condiciones operativas, asegurar homogeneidad del gas.
Sistema de Suministro y Almacenamiento de Hidrógeno	Instalación de plantas de electrólisis, tanques de almacenamiento de hidrógeno, red de distribución de hidrógeno.
Sistemas de Control y Seguridad Mejorados	Sensores de detección de hidrógeno, sistemas de ventilación y supresión de incendios, actualización de PLC.
Gestión de Subproductos y Revalorización del Vapor de Agua	Sistema de recuperación de calor, tratamiento de agua y gestión de vapor.
Capacitación del Personal y Adaptación de Procedimientos Operativos	Programas de capacitación, actualización de procedimientos operativos.
Integración con Fuentes de Energía Renovable	Instalación de plantas solares o eólicas, <i>microrredes</i> y sistemas de almacenamiento de energía.

En cuanto a las estrategias empresariales, las principales compañías del sector ya han iniciado la transición hacia procesos más sostenibles. Acindar, por ejemplo, ha desarrollado un plan de descarbonización que apunta a reducir un 20% las emisiones de CO₂ (ArcelorMittal Acindar, 2022). Para ello, ha invertido en proyectos de energías renovables como el parque eólico San Luis Norte, con una capacidad de 112.5 MW y una inversión de 210 millones de dólares, además de un parque solar adyacente de 18 MW y una inversión de 18 millones de dólares. Con estas iniciativas, desde 2023 más del 30% de la demanda eléctrica de la empresa se abastece de fuentes renovables.

Por su parte, Tenaris Argentina se ha propuesto reducir en un 30% la intensidad de emisiones de CO₂ por tonelada de acero para 2030 (Tenaris, 2023). Entre sus proyectos destaca el parque eólico Buena Ventura, que, con una capacidad instalada de 103.2 MW y una inversión superior a los 200 millones de dólares, genera 509 GWh anuales y cubre el 50% de las necesidades eléctricas del centro industrial de la empresa en Campana.

Finalmente, Ternium Argentina ha establecido un objetivo de reducción de emisiones de CO₂ del 20% para 2030. Ha realizado una ampliación del parque eólico de Olavarría, pasando de 72 MW a 99 MW de capacidad instalada, con una inversión de 220 millones de dólares (Ternium, 2023). Este parque produce aproximadamente 480 GWh anuales, lo que permite reemplazar el 90% de la energía adquirida del sistema nacional.

En un documento de posicionamiento (Cámara Argentina del Acero., 2021) manifiesta su intención de avanzar hacia el uso de energías renovables, el aumento del uso eficiente de chatarra ferrosa y la incorporación del hidrógeno. Además, busca certificar productos como carbono-neutrales y participar en iniciativas de investigación y desarrollo, como el consorcio H2Ar, que fomenta el desarrollo de una economía del hidrógeno. A pesar de los avances, los principales desafíos incluyen la necesidad de inversiones sustanciales y la implementación de un plan estratégico específico para el desarrollo del hidrógeno verde en el país.

Existen diversos estudios que intentan medir los costos de abatimiento y el reemplazo de hidrógeno gris por hidrógeno verde en la industria del acero. A continuación, se resumen algunos de ellos:

Techno-economic study on green hydrogen production and use in hard-to-abate industrial sectors (F Superchi, 2022)

Este estudio analiza el uso de hidrógeno verde en sectores difíciles de descarbonizar, como la industria del acero. Se evalúan diferentes configuraciones de plantas, considerando el costo nivelado del hidrógeno (LCOH). Los resultados indican que configuraciones con un índice verde del 64% alcanzan un LCOH de 4.95 €/kg, mientras que configuraciones con un índice verde del 70% tienen un LCOH de 5.26 €/kg.

Decarbonization of the Iron and Steel Industry with Direct Reduction of Iron Ore with Green Hydrogen (Abhinav Bhaskar, 2020)

Explora la viabilidad de utilizar hidrógeno verde para la reducción directa de mineral de hierro (HDRI) junto con hornos de arco eléctrico (EAF). Los resultados muestran una reducción de más del 35% en las emisiones específicas de la producción de acero respecto a los niveles actuales.

Decarbonization of the steel industry. A techno-economic analysis (Conde, Rechberger, Spanlang, Wolfmeir, & Harris, 2022)

Evalúa el potencial del hidrógeno verde generado por electrólisis en la reducción directa de mineral de hierro, comparándolo con otras rutas, como la de alto horno y la reducción directa con gas natural, vista como tecnología puente. Se destaca el proyecto H₂FUTURE, que utiliza un sistema PEM de electrólisis de 6 MW.

Energy system requirements of fossil-free steelmaking using hydrogen direct reduction (Pimm, Cockerill, & Gale, 2021)

Este estudio combina modelos de planificación energética a largo plazo con procesos termodinámicos para evaluar la fabricación de acero libre de fósiles mediante reducción directa de hidrógeno (H-DR) con hornos de arco eléctrico. Examina los costos marginales de abatimiento y las tecnologías necesarias para garantizar un suministro confiable de electricidad e hidrógeno.

Global Steel Transformation Tracker (Agora Industry, 2023)

Es una herramienta digital que mide el progreso en los indicadores clave de la transformación global del acero, incluyendo los requisitos de reinversión, los anuncios de acero bajo en carbono y la brecha de transformación hasta 2030.

4.6.4 Proyecciones de crecimiento del sector

Para estimar la evolución del sector se seleccionó como variable de proyección las toneladas de acero producidas cada año. De forma similar a lo que ocurre con la Producción Petrolera, la Producción de Acero se encuentra limitada por la capacidad de la industria instalada, que no ha experimentado cambios desde hace años. No obstante, en el período 2006-2014, ésta se habría encontrado en torno a su capacidad máxima en el orden de casi 6 MM de toneladas por año (en 2011) teniendo un descenso a partir de 2015 con altibajos, para llegar a 2023 rondando las 5 MM.

Se propone desarrollar un modelo en el que, gradualmente, la cantidad de toneladas producidas tienda al máximo de 5,67 MM toneladas anuales del año 2011 para 2040, y que luego se estanque en ese nivel hasta 2050.

La Tabla a continuación muestra las proyecciones de Producción de Acero de Corto-Medio Plazo y de Largo Plazo para el Escenario Base sin aparición de nuevas plantas ni ampliación de las existentes.

Tabla 31: Proyección de Producción de Acero

Producción proyectada	
Año	kt Acero/año
2018	5.162
2019	4.645
2020	3.651
2021	4.875
2022	5.094
2023	4.928
2024	4.958
2025	4.988
2026	5.019
2027	5.049
2028	5.079
2029	5.109
2030	5.139
...	
2040	5.667
...	
2050	5.667

4.6.5 Supuestos de H2V y PtX

La IEA proyecta un uso creciente de hidrógeno verde en la descarbonización de la industria del acero, con especial énfasis en la tecnología de reducción directa de hierro con hidrógeno (H_2 DRI) combinada con hornos de arco eléctrico (EAF). Esta tecnología busca reemplazar métodos tradicionales como los altos hornos (BF) y los hornos de oxígeno básico (BOF), que son los principales emisores de CO_2 en la producción de acero. Según la IEA (2021), el uso de hidrógeno verde podría reducir hasta un 90% de las emisiones de CO_2 en comparación con estas tecnologías convencionales.

La tecnología de reducción directa con gas natural (DRI) en combinación con EAF, abre la posibilidad de una transición hacia la tecnología H_2 DRI-EAF, compatible con la infraestructura existente, representando hoy en Argentina una alta proporción de la producción nacional. Sin embargo, este cambio depende de factores clave como la disponibilidad de hidrógeno verde a precios competitivos y las inversiones necesarias en infraestructura adicional, como plantas de electrólisis.

El acero es un material 100% reciclable, manteniendo su calidad y propiedades tras múltiples ciclos de reciclaje. En Argentina, la industria siderúrgica ha reducido su dependencia del mineral de hierro mediante el reciclaje de chatarra ferrosa, que supera los 2 millones de toneladas anuales (Cámara Argentina del Acero., 2021) y representa una materia prima estratégica para el sector.

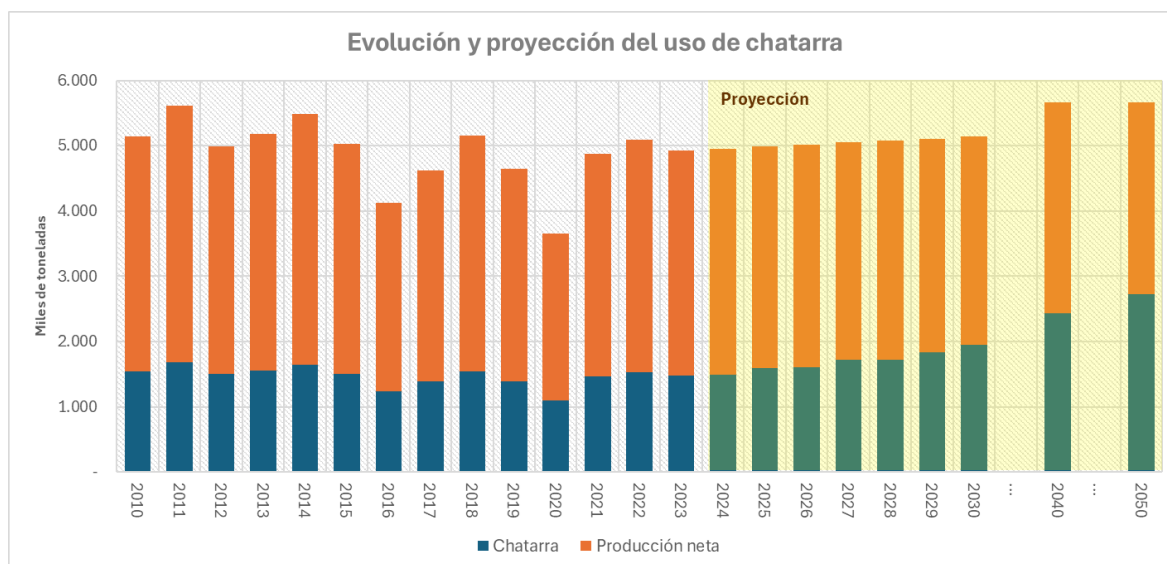
El reciclaje de una tonelada de chatarra ferrosa permite evitar 1,5 toneladas de emisiones de CO_2 , ahorrar 1,4 toneladas de mineral de hierro y reducir en 13 GJ el consumo energético en los procesos de fabricación. En Argentina, los procesos siderúrgicos utilizan chatarra ferrosa en diferentes proporciones según la tecnología empleada:

- Alto Horno-Convertidor al Oxígeno (BF-BOF): 15-20% de chatarra.
- Reducción Directa-Horno Eléctrico de Arco (DRI-EAF): 40-60% de chatarra.
- Horno Eléctrico 100% Chatarra (EAF): Utiliza exclusivamente chatarra ferrosa.

El crecimiento proyectado de la producción de acero en Argentina generará una brecha de más de 800,000 toneladas de chatarra ferrosa. Para cubrir esta demanda, se están planteando nuevas iniciativas, como programas de recambio de automotores, liberación de stocks judicializados y mejoras en la gestión de importación de chatarra.

En base a las proyecciones de utilización de chatarra, a continuación, se muestra un gráfico de la producción de acero diferenciado según sea hierro virgen o *scrap* (chatarra) histórico y su evolución estimada para el 2030, 2040 y 2050.

Figura 21 - Evolución y proyección del uso de chatarra (kt/año).



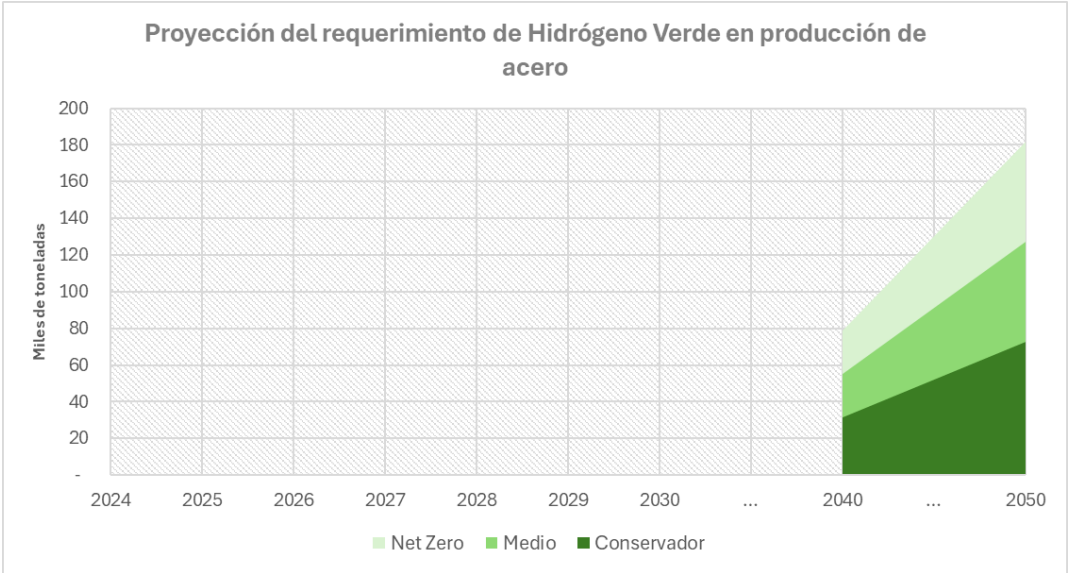
4.6.6 Demanda potencial de hidrógeno

A diferencia de otros sectores, considerando que actualmente existen únicamente tres grandes planas productoras de acero, para la estimación de volúmenes de hidrógeno verde se consideró un escenario distinto al de Net Zero de IEA, en función de la naturaleza del sector y las proyecciones propias de la industria. Este escenario toma como consideración que para 2040 una de las plantas de DRI será convertida a 100% H_2 DRI, y que para 2050 ambas plantas de DRI funcionarán

totalmente a hidrógeno. A su vez, no se consideró la incorporación de hidrógeno en la planta de alto horno, que tiene la mayor capacidad de producción del país.

Tomando estos supuestos, el siguiente gráfico muestra la estimación del potencial del requerimiento de hidrógeno verde, utilizado para el proceso DRI, teniendo además en consideración que la chatarra no implica la utilización de hidrógeno en su proceso.

Figura 22 - Proyección del requerimiento de hidrógeno verde (kt/año) en producción de acero.



Es importante aclarar que, debido a que no se proyectan nuevas plantas de producción de acero en Argentina, la producción en DRI y por ende su potencial requerimiento de hidrógeno, se mantendrá constante en el horizonte temporal analizado.

A continuación, se muestran las cantidades de hidrógeno demandado para los años estimados bajo los distintos escenarios:

Tabla 32: Potencial cantidad de hidrógeno verde demandado (kt/año) para la industria de acero.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	0	0	0
2040	79	55	32
2050	182	127	73

4.6.7 Potencial de reducción de emisiones de CO2

Al igual que en los otros sectores, la metodología aceptada globalmente son las Directrices del IPCC. Argentina ha implementado el Sistema Nacional de Inventario de GEI que estima las emisiones en los diferentes sectores, siguiendo la metodología del IPCC. Ello se plasma en el Informe Nacional de Inventario de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. A continuación, se muestran los factores de emisión considerados:

Tabla 33: Factores de emisión considerados para la industria del acero.

Acronimo	Descripción	Unidades	Valor	Fuente de información	Criterio
FE_CO2,BOF	Factor de emisión de CO ₂ para producción de acero crudo en hornos básicos de oxígeno	tCO2/mil toneladas de acero crudo	1.580	IPCC 2019 - Cuadro 4.1B	Horno básico de oxígeno (BOF)
FE_CO2,EAFF	Factor de emisión de CO2 para producción de acero crudo en hornos de arco eléctrico	tCO2/mil toneladas de acero crudo	180	IPCC 2019 - Cuadro 4.1B	Horno de arco eléctrico (EAF)
FE_CO2,IP	Factor de emisión de CO2 para producción de arrabio	tCO2/mil t arrabio	1.430	IPCC 2019 - Cuadro 4.1B	Arrabio no procesado en alto horno
FE_CO2,DRI	Factor de emisión de CO2 para producción de hierro reducido directo	tCO2/mil toneladas de hierro reducido directo	700	IPCC 2019 - Cuadro 4.1B	Hierro reducido directo
FE_CO2,SI	Factor de emisión de CO2 para producción de sinterizado	tCO2/mil toneladas de sinterizado	210	IPCC 2019 - Cuadro 4.1A	Producción de sinterizado

Al eliminar las emisiones asociadas al proceso SMR (10,5 tCO₂ por tonelada de hidrógeno) propias del proceso DRI, se genera una reducción potencial significativa en la huella de carbono del sector. A continuación, se muestra la reducción potencial estimada de emisiones como consecuencia de la introducción de hidrógeno verde, considerando la proyección de producción de acero, el consumo de hidrógeno por tonelada, y el porcentaje de hidrógeno verde utilizado en los años objetivo (2030, 2040, 2050).

Figura 23 - Proyección de reducción potencial de emisiones de CO2 (kt/año) en producción de acero.

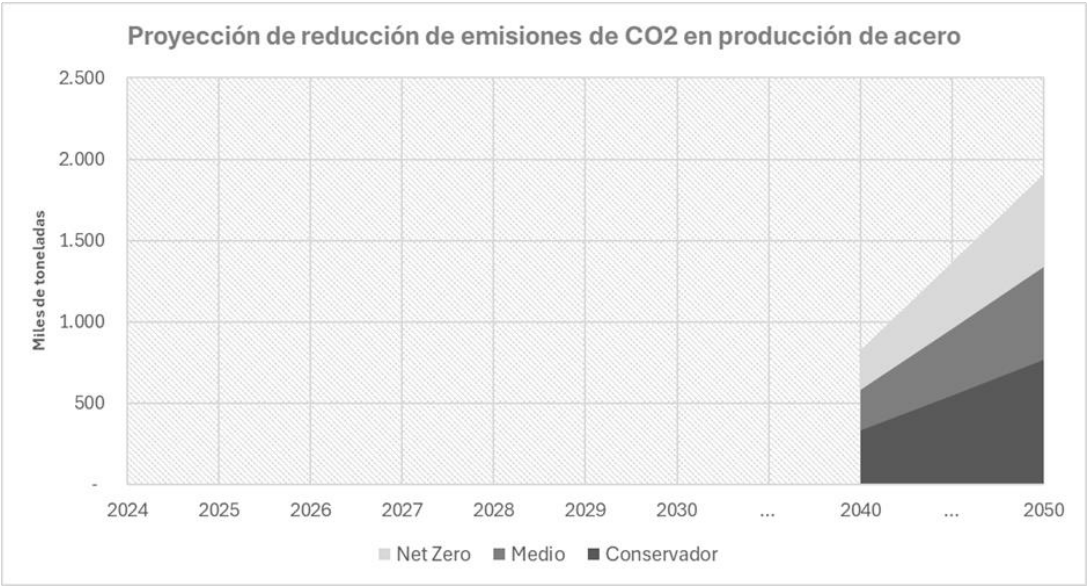


Tabla 34: Proyección de reducción potencial de emisiones de CO₂ (kt/año) en la producción de acero.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	0	0	0
2040	828	580	331
2050	1911	1338	764

Por último, la siguiente tabla muestra los cálculos para la estimación del potencial de reducción de emisiones de CO₂ de las tablas anteriores.

Tabla 35: Cálculos de reducción emisiones potenciales de GEI (kt/año) en producción de acero.

Año	Demanda acero total proyectada (kt/año)	Demanda total de Hidrógeno proyectado - DRI (kt/año)	Demanda total de hidrógeno verde (kt/año)	Factor de emisión CO ₂ (tCO ₂ /tH ₂)	Total de emisiones evitadas (kt CO ₂ /año)
2030	5.139	162	-	10,500	-
2040	5.667	171	79	10,500	828
2050	5.667	182	182	10,500	1.911

4.7 Refinación de Petróleo

4.7.1 Caracterización del sector y mercado

La refinación tiene como objetivo principal transformar el petróleo crudo en productos derivados, que luego se almacenan y distribuyen a sectores como el transporte, las diferentes industrias y sectores de la economía, la generación de electricidad, entre otros.

Las refinерías, también denominadas Centros de Transformación, convierten energía primaria (petróleo crudo) en energía secundaria (productos derivados). Estas instalaciones comprenden diversas plantas y unidades para producir nafta, gasoil, querosene, gasoil, *fuel oil*, lubricantes, combustibles de aviación, gas licuado de petróleo (GLP) y productos petroquímicos.

El sector de refinación de petróleo en Argentina es un pilar fundamental de la economía nacional y un componente clave en la matriz energética del país. La capacidad instalada de refinación en el país es de aproximadamente 37 millones de m³ al año, con una utilización promedio del 80-85%. Las fluctuaciones en la capacidad utilizada dependen de factores como la demanda interna, las exportaciones y las interrupciones en el suministro debido a mantenimiento o problemas operativos.

Esta capacidad se concentra principalmente en cuatro grandes empresas: YPF, Raizen, Axion, y Trafigura, las cuales juntas controlan más del 90% del mercado refinador. YPF lidera con un 63% del mercado, seguida por Raizen con un 16% y Axion con un 14%. El resto del mercado, que equivale al 3% de la capacidad productiva total, está compuesto por pequeñas y medianas empresas (PyMEs) que operan en 14 plantas. En total, el país cuenta con 21 plantas de refinación de petróleo, de las cuales siete son de gran tamaño. Este panorama refleja un mercado altamente concentrado, con un dominio significativo por parte de las principales empresas.

El mercado de refinación en Argentina está influenciado por diversos factores económicos y regulatorios que moldean su dinámica actual y futura. A continuación, se destacan los principales aspectos que impactan el sector:

- **Consumo Interno:** La mayor parte del petróleo utilizado para el refinado en Argentina se destina al consumo interno. La demanda se ha mantenido relativamente estable en los últimos años, aunque se encontrará influenciada por la penetración de sustitutos sostenibles como la energía eléctrica o los biocombustibles.
- **Exportaciones:** Las exportaciones de productos refinados son limitadas, pero existe un creciente interés en expandir los mercados internacionales, especialmente en América Latina. En 2022, Argentina exportó aproximadamente 60,000 barriles diarios de combustibles y productos petroquímicos.
- **Producción y Demanda de Derivados:** En general, la demanda de derivados ha superado consistentemente la producción nacional, especialmente en el caso del gasoil.
- **Importaciones de Productos Refinados:** Aunque Argentina es un productor de petróleo crudo, el país también importa productos refinados para cubrir la demanda interna cuando supera la producción local.
- **Oferta de Crudo No Convencional:** Desde 2015, la producción de crudo no convencional (*shale oil*) ha presentado un nuevo horizonte para el sector energético argentino. Este tipo de crudo es liviano y compatible con las refinerías nacionales, que generalmente operan a su máxima capacidad sostenible. Su explotación ofrece oportunidades para aumentar la producción y reducir la dependencia de las importaciones de productos refinados.
- **Regulaciones:** Las políticas gubernamentales en Argentina están comenzando a enfocarse más en la reducción de emisiones y la promoción de energías renovables, lo que podría impactar el sector de refinación tradicional. Se destacan la Ley de Presupuestos Mínimos para la Protección Ambiental (Ley N° 25.675), la Resolución 46/2018 de la Secretaría de Energía, la Ley de Cambio Climático (Ley N° 27.520) y la Resolución N° 558 de la Secretaría de Energía, que regula los contenidos máximos de azufre en combustibles.

Los posibles *off-takers* de los productos de las refinerías son los sectores y empresas que tienen necesidades de descarbonización y que podrían activar la demanda de hidrógeno verde en Argentina, como pueden ser las empresas de transporte y logística (en el sector de transporte pesado), navieras (marítimo), aerolíneas (aviación), productores de amoníaco y fertilizantes y fabricantes de plásticos y resinas (industria química), plantas de energía híbrida (generación de energía) y fabricantes de acero y cemento (industriales).

Sumado a esto, los crecientes requisitos a la exportación de combustibles y productos derivados por parte de regiones como la Unión Europea están transformando las cadenas de suministro globales y obligan a sectores intensivos en carbono, como las refinerías de petróleo, a adoptar energías más limpias como el hidrógeno verde (H2V).

El hidrógeno desempeña un papel crucial en varias operaciones de las refinerías de petróleo. Dentro del proceso productivo, el hidrógeno tiene un rol crucial en distintas etapas:

1. **Hidrotratamiento:** Es un proceso utilizado para eliminar impurezas de los productos derivados del petróleo. Se lleva a cabo mediante la reacción de las fracciones de petróleo con hidrógeno en presencia de un catalizador, generalmente a altas temperaturas (300-400°C) y presiones elevadas (30-130 atm). Para la nafta se emplea entre 10 y 30 kg de hidrógeno por metro cúbico de combustible y, para el gasoil, entre 15 y 50.
2. **Hidrocraqueo:** Es un proceso de conversión utilizado en refinerías de petróleo para romper moléculas grandes y pesadas de hidrocarburos en moléculas más pequeñas y valiosas, como nafta, gasoil y querosene, mediante el uso de hidrógeno y un catalizador. Se realiza en condiciones de alta temperatura (350-450°C) y alta presión (70-200 atm). El proceso insume entre 100-300 kg de hidrógeno por metro cúbico de producto hidrocraqueado.

4.7.2 Alternativas para la desfosilización del sector

El nivel de emisiones actuales de las refinerías de petróleo en Argentina proviene principalmente de la combustión de combustibles fósiles utilizados en los procesos de refinación, de la producción de hidrógeno gris y de la emisión fugitiva de gases como el metano (CH₄). A continuación, se detallan las emisiones del sector y los principales factores contribuyentes a las mismas:

1. Emisiones Totales del Sector de Refinación

Las emisiones de CO₂ de las refinerías de petróleo en Argentina se estiman en aproximadamente 4 a 6 millones de toneladas de CO₂ equivalente por año. Estas emisiones representan alrededor del 5-10% de las emisiones totales del sector energético argentino, que incluye la generación de electricidad y el uso de combustibles en el transporte y la industria. (MAyDS. 2023. Informe Nacional de Inventario del Quinto Informe Bienal de Actualización de la República Argentina a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

2. Principales Fuentes de Emisiones en las Refinerías

Combustión de Combustibles Fósiles: La principal fuente de emisiones en las refinerías es la combustión de gas natural, *fuel oil* y otros derivados del petróleo para generar electricidad, calor y vapor necesario en procesos de destilación, craqueo catalítico y otros procesos de refinación.

Producción de Hidrógeno Gris: La producción de hidrógeno a partir del reformado de gas natural es una fuente significativa de emisiones de CO₂. El hidrógeno se utiliza en procesos como el hidrotratamiento y la desulfuración.

Emisiones Fugitivas: Incluyen emisiones de metano y otros compuestos orgánicos volátiles provenientes de fugas en equipos, válvulas, compresores y sistemas de almacenamiento.

3. Emisiones por Tonelada de Crudo Refinado

Las emisiones de CO₂ en una refinería promedio se estiman entre 0.2 a 0.5 toneladas de CO₂ por cada tonelada de crudo procesado. Esto puede variar en función del tipo de crudo, la eficiencia de los procesos y las tecnologías utilizadas.

La descarbonización de las refinerías de petróleo en Argentina es un desafío complejo que involucra múltiples estrategias, tecnologías, y modificaciones de procesos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Las refinerías de petróleo son instalaciones intensivas en energía y carbono debido a los procesos de refinación, conversión de petróleo crudo en productos derivados, y la generación de calor y electricidad.

A continuación, se presentan las principales vías de descarbonización para las refinerías de petróleo en Argentina, teniendo en cuenta las emisiones actuales y los diferentes niveles de descarbonización posibles:

Tabla 36: Principales vías de descarbonización para las refinerías de petróleo en Argentina

Vía de descarbonización	Descripción	Acciones específicas	Impacto en emisiones
Mejora de la Eficiencia Energética	Implementar mejoras en la eficiencia energética de los equipos y procesos para reducir el consumo de energía.	Optimización de calderas y sistemas de vapor; recuperación de calor residual; mejora en el aislamiento térmico.	Reducción de emisiones de CO ₂ mediante menor consumo de combustibles fósiles; potencial de descarbonización moderado (10-20%).
Electrificación de Procesos	Reemplazar sistemas que usan combustibles fósiles por sistemas eléctricos alimentados por energías renovables.	Electrificación de compresores, bombas y sistemas de calefacción; uso de electricidad verde para generación de hidrógeno.	Alto potencial de descarbonización (hasta un 50% o más) dependiendo de la proporción de energía renovable.
Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS)	Capturar el CO ₂ emitido durante procesos de combustión y almacenarlo en formaciones geológicas.	Instalación de sistemas de captura de carbono en fuentes de emisión; almacenamiento de CO ₂ en formaciones salinas o pozos de gas depletados.	Potencial de descarbonización alto (hasta un 90%) pero con alto costo de inversión y operativos.
Uso de Hidrógeno Verde en Procesos de Refinación	Reemplazar el hidrógeno gris con hidrógeno verde.	Integración de plantas de electrólisis con energía solar o eólica; uso de hidrógeno verde para reducir la intensidad de carbono.	Reducción significativa de emisiones de GEI; potencial de descarbonización moderado a alto (30-60%).
Utilización de Biocombustibles y Co-procesamiento	Incorporar biocombustibles sostenibles en las mezclas de combustibles y co-procesamiento de materias primas renovables.	Adaptación de unidades de hidrotratamiento para procesar aceites vegetales; conversión para biocombustibles avanzados.	Reducción de emisiones de carbono del ciclo de vida de los combustibles; potencial de descarbonización moderado (20-40%).
Implementación de Tecnologías de Bajo Carbono	Adoptar tecnologías avanzadas de refinación con baja huella de carbono.	Uso de reactores catalíticos de alta eficiencia; despliegue de tecnologías avanzadas de energía mediante sistemas de hidrógeno.	Potencial de descarbonización moderado (15-30%), dependiendo de la tecnología implementada.
Integración de Energía Renovable y Redes de Microgrids	Utilizar fuentes de energía renovable para el suministro directo de energía mediante sistemas de microgrids.	Instalación de paneles solares y turbinas eólicas; implementación de sistemas de almacenamiento de energía.	Alta reducción de emisiones de alcance 2; potencial de descarbonización alto (hasta un 80%).
Optimización de la Gestión de Residuos y Uso de Flare Gas Recovery Systems	Reducir las emisiones fugitivas y optimizar la gestión de residuos mediante la recuperación del gas de antorcha.	Instalación de sistemas de recuperación de gas de antorcha; mejor gestión de residuos sólidos y líquidos.	Reducción de emisiones de metano y otros gases de efecto invernadero; potencial de descarbonización bajo a moderado (5-20%).

4.7.3 Infraestructura requerida, competitividad y posible rol del H2V

La implementación del hidrógeno verde en las refinerías de petróleo de Argentina requiere una serie de desarrollos y adaptaciones a nivel de infraestructura. El hidrógeno verde es una alternativa al hidrógeno gris y puede ser utilizado en varios procesos de refinación para descarbonizar la producción de derivados del petróleo. En el cuadro a continuación se muestran las principales modificaciones que deberían realizarse:

Tabla 37: Principales modificaciones que deberían realizarse para descarbonizar el sector de refinería de petróleo

Área de Implementación	Descripción	Requisitos
Instalación de plantas de electrólisis	Producción de hidrógeno verde mediante electrólisis utilizando electricidad de fuentes renovables.	Electrolizadores de alta capacidad; infraestructura de enfriamiento y desmineralización de agua; espacio adecuado cerca de puntos de uso.
Integración con fuentes de energía renovable	Dependencia de electricidad generada por fuentes renovables como solar, eólica e hidroeléctrica.	Parques solares y eólicos; líneas de transmisión y microgrids; sistemas de almacenamiento de energía.
Infraestructura de almacenamiento y distribución de hidrógeno	Almacenamiento y distribución de hidrógeno dentro de la refinería para su uso en procesos.	Tanques de almacenamiento de hidrógeno; tuberías y redes de distribución; sistemas de seguridad específicos.
Adaptación de procesos	Modificación de unidades de hidrotratamiento y hidrosulfuración para el uso de hidrógeno verde.	Modificación de reactores y sistemas de control; calderas y hornos compatibles con hidrógeno; compatibilidad con catalizadores.
Infraestructura de captura y reutilización de oxígeno (O₂)	Captura y almacenamiento de oxígeno producido durante la electrólisis para su reutilización en la refinería.	Sistemas de captura, compresión y almacenamiento de oxígeno; integración en procesos de refinación.
Desarrollo de capacidades y capacitación de personal	Capacitación del personal en manejo seguro de hidrógeno y operación de nuevas tecnologías.	Programas de capacitación técnica; implementación de protocolos de seguridad específicos.
Infraestructura de transporte para el hidrógeno verde	Transporte de hidrógeno verde producido in situ a otras instalaciones o clientes externos.	Camiones y contenedores especializados; desarrollo de gasoductos de hidrógeno para transporte a mayor escala.

Ciertas refinerías cuentan con mayor potencial para llevar a cabo estos cambios. Por ejemplo, las refinerías de YPF en La Plata y Luján de Cuyo y la de Refinor en Campo Durán se encuentran en una buena posición gracias a su tamaño, infraestructura y capacidad para la generación de energías renovables.

Distintos reportes han intentado cuantificar los **costos marginales de abatimiento de CO₂** en refinerías de petróleo, incluyendo escenarios de reemplazo de hidrógeno gris por hidrógeno verde. Pueden destacarse los siguientes:

Comparative economic and life cycle assessment of solar-based hydrogen production for oil and gas industries (Sadeghi, Ghandehariun, & Rosen, 2020)

Este estudio investiga la producción de hidrógeno a partir de energía solar como alternativa a los métodos convencionales basados en combustibles fósiles, con un enfoque en la industria del petróleo y gas. Se comparan los costos de abatimiento de gases de efecto invernadero (GEI) al reemplazar la producción de hidrógeno gris por electrólisis fotovoltaica (PV) y electrólisis solar térmica, resultando en costos de abatimiento de 0,786 USD/kg CO₂ para PV y 1,37 USD/kg CO₂ para la electrólisis solar térmica.

Pathways to Commercial Liftoff: Decarbonizing Chemicals and Refining (U.S. Department of Energy, 2023)

Este informe tiene como objetivo establecer una base común y un diálogo permanente entre el gobierno americano con el sector privado en torno al camino hacia el despegue comercial de las tecnologías de energía limpia críticas en las principales industrias de los EE. UU. Pretende ser un catalizador para una acción más rápida y coordinada en todas las industrias y en toda la cadena de valor de la tecnología.

Se centra específicamente en la descarbonización de la producción derivada de productos químicos y el refinado. Es uno de una serie de varias partes centrada en la descarbonización en ocho sectores industriales: productos químicos, refinado, hierro y acero, procesamiento de alimentos y bebidas, pulpa y papel, cemento, aluminio y vidrio. El DOE ha realizado un análisis profundo de los costos de abatimiento en la industria de químicos y refinación que se centra en las medidas

necesarias para reducir las emisiones de CO₂ generadas durante los procesos de producción. Aproximadamente el 80% de las emisiones provienen de cinco subsectores principales, que incluyen el refinado de petróleo, el procesamiento de gas natural, la producción de amoníaco, el craqueo de vapor y los procesos de cloro-álcali.

De acuerdo con el informe, para alcanzar una reducción del 20-25% en las emisiones de producción, se requieren inversiones estimadas entre USD 90,000 millones y USD 120,000 millones para 2030. Estas medidas se enfocan en:

- Eficiencia energética y operativa
- Electrificación con energía limpia
- Uso de hidrógeno limpio, con un costo competitivo.

La electrificación industrial de algunos procesos, como el craqueo con vapor, requiere de costos de electricidad de menos de USD 35/MWh para competir con las tecnologías basadas en combustibles fósiles.

Se espera que para 2050, el sector de químicos y refinación necesite reducir las emisiones en un 90%, lo que requerirá inversiones en tecnologías como la captura y almacenamiento de carbono (CCS) en corrientes diluidas. Los costos relacionados con la CCS en estas corrientes pueden llegar a ser competitivos con costos adicionales en torno a USD100/t CO₂ para 2030.

Además, se estima que la transición hacia el hidrógeno limpio podría generar una demanda de 3-5 millones de toneladas de hidrógeno para 2030, con incentivos fiscales proporcionados por la ley de reducción de la inflación (IRA) en Estados Unidos, o la ley de infraestructura bipartidista (BIL).

Situación en Argentina

La demanda actual de hidrógeno en la industria de refinería del país es de aproximadamente 106 kilotoneladas por año (kt/año). De esta cantidad, más de la mitad proviene como subproducto del reformado de naftas. Sin embargo, la creciente necesidad de hidrotratamiento, impulsada por normativas más estrictas, ha aumentado la demanda de hidrógeno, llevando a la construcción de nuevas plantas de SMR.

Como fue mencionado previamente, el hidrógeno se emplea en los procesos de hidrotratamiento e hidrocrqueo en distintas cantidades.

- **Hidrotratamiento:** Se estima que consume aproximadamente **0,2 kg de hidrógeno por barril de crudo procesado**.
- **Hidrocrqueo:** Se estima que consume aproximadamente **0,3 kg de hidrógeno por barril de crudo procesado**.

4.7.4 Proyecciones de crecimiento del sector

En el caso específico del sector Refinado de Petróleo se vincularon los consumos con la evolución de los principales derivados, tales como naftas, gasoil-fueloil, aerokerosene, etc., analizando en particular las proyecciones específicamente realizadas para estos combustibles en los Sectores Marítimo, Aéreo, Transporte Terrestre Pesado, Agro y Minería. Se tuvo en cuenta, por otra parte, las limitaciones actuales de capacidad instalada del Sector. La siguiente tabla muestra la serie histórica de Petróleo Procesado (m3) y de sus principales productos derivados.

Tabla 38: Proyecciones de crecimiento del sector de refinamiento de petróleo.

Producción proyectada (petróleo procesado)	
Año	Miles de m3
2018	27.286
2019	27.626
2020	24.270
2021	27.378
2022	28.362
2023	30.102
2024	30.102
2025	30.102
2026	30.102
2027	30.102
2028	30.102
2029	30.102
2030	30.102
...	
2040	30.102
...	
2050	30.102

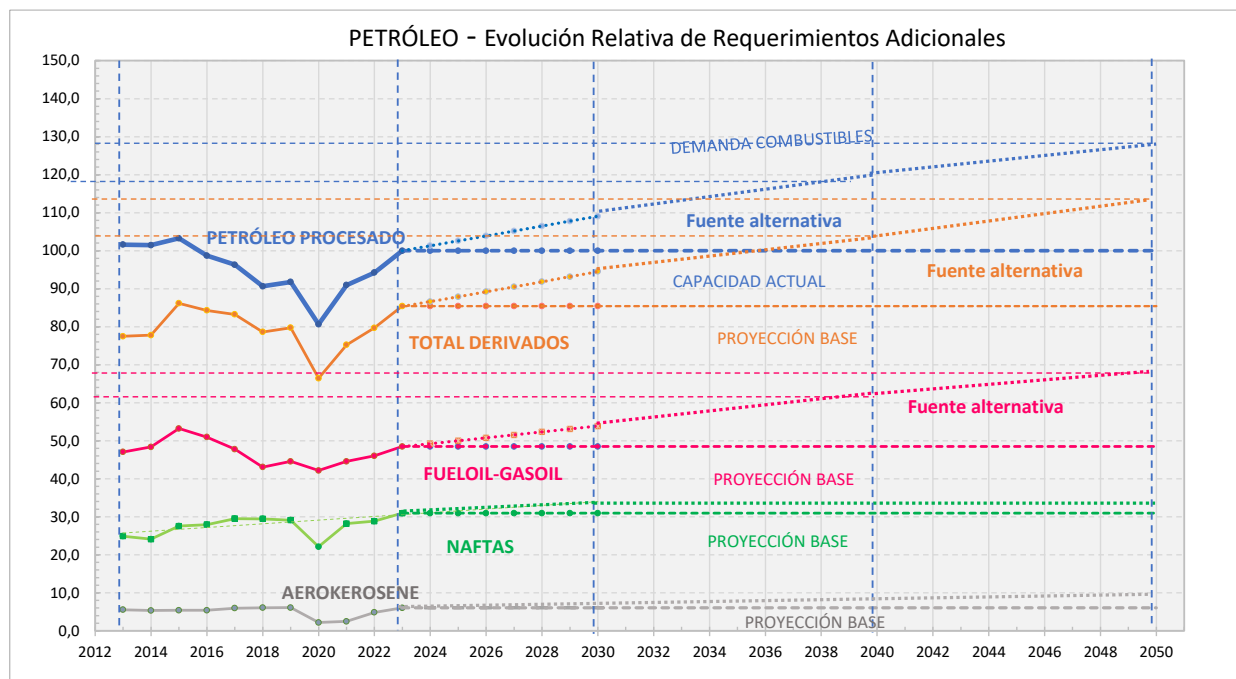
Dado que no existen planes de ampliaciones ni nuevas refinerías, y que, en general las existentes están trabajando a plena capacidad, salvedad hecha del año 2020 de aparición de la pandemia, el Escenario Base no contempla un crecimiento del sector. De esta forma, para el corto y mediano plazo, los números estimados de producción de crudo y sus derivados se mantendrán en la cifra del año 2023.

Como se observa en la tabla anterior, existe una diferencia entre el total procesado y el total de derivados principales que se explica por los derivados secundarios como el kerosene y lubricantes. Tanto el gasoil, fueloil como el aerokerosene experimentarán crecimientos, como puede verse en los correspondientes capítulos de Transporte Terrestre Pesado, Transporte Marítimo, Transporte Agrícola Transporte Minero y Transporte Aéreo.

Se espera que las naftas no tengan un crecimiento importante a futuro, ya que la alternativa de vehículos eléctricos se irá imponiendo gradualmente.

Atendiendo a la proyección del requerimiento de combustible para los distintos sectores analizados, el siguiente gráfico muestra el volumen de la fuente alternativa que será requerida y que debería ser cubierta con combustibles limpios.

Figura 24 - Evolución relativa de requerimientos adicionales.



Sobre la base de los requerimientos de combustibles de Transporte Terrestre Pesado, Transporte Marítimo, Transporte Agrícola, Transporte Minero y Transporte Aéreo según los respectivos derivados que usan, se estableció la siguiente Tabla de requerimientos proyectados para el corto, mediano y largo plazo:

Tabla 39: Requerimientos Futuros de Principales Actuales Derivados de Petróleo

Año	Nafta m ³	FO-GO m ³	Aerokero m ³	Total derivados m ³
2024	9.444.947	14.815.040	1.843.148	26.103.134
2025	9.586.635	15.039.933	1.873.231	26.489.710
2026	9.728.322	15.268.240	1.903.805	26.880.191
2027	9.870.010	15.500.013	1.934.878	27.274.637
2028	10.011.698	15.735.304	1.966.458	27.673.108
2029	10.153.386	15.974.166	1.998.554	28.075.666
2030	10.234.545	16.216.655	2.031.174	28.482.374
...				
2040	10.234.545	19.158.034	2.248.800	31.641.378
...				
2050	10.234.545	22.198.898	2.502.696	34.936.139

4.7.5 Demanda potencial de hidrógeno

Considerando las estimaciones de producción de crudo y teniendo en cuenta la matriz productiva nacional, los siguientes gráficos muestran la evolución del potencial requerimiento de hidrógeno gris (actual) y verde, según las estimaciones del escenario Net Zero del IEA donde se proyectan cortes de 5%, 15% y 25% respectivamente; y la proyección de requerimiento específico de hidrógeno en distintos escenarios, para los años 2030, 2040 y 2050:

Figura 25 - Evolución consumo de hidrógeno (kt/año) en refinación de petróleo.

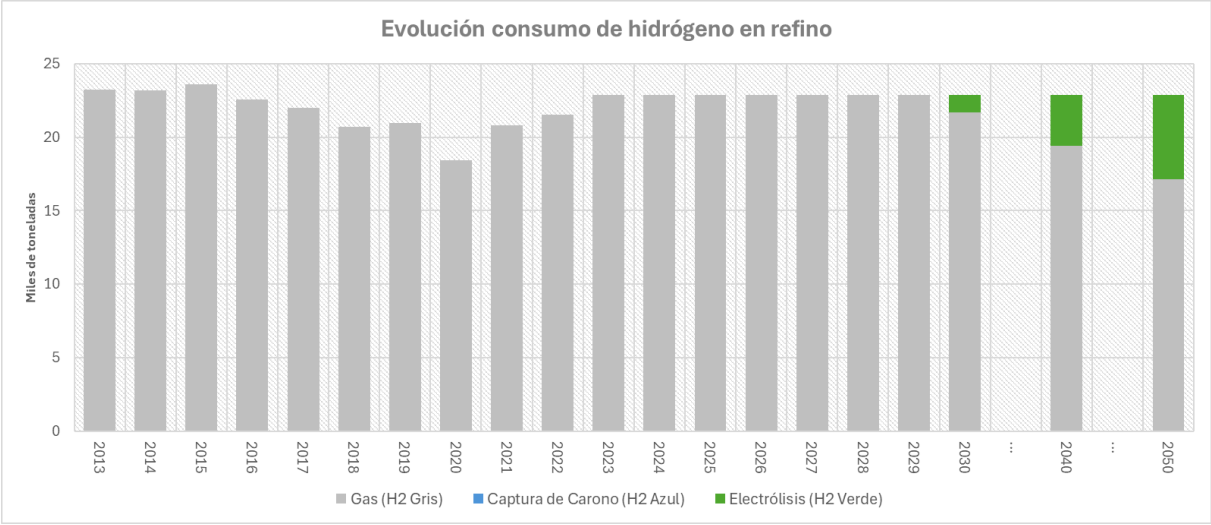
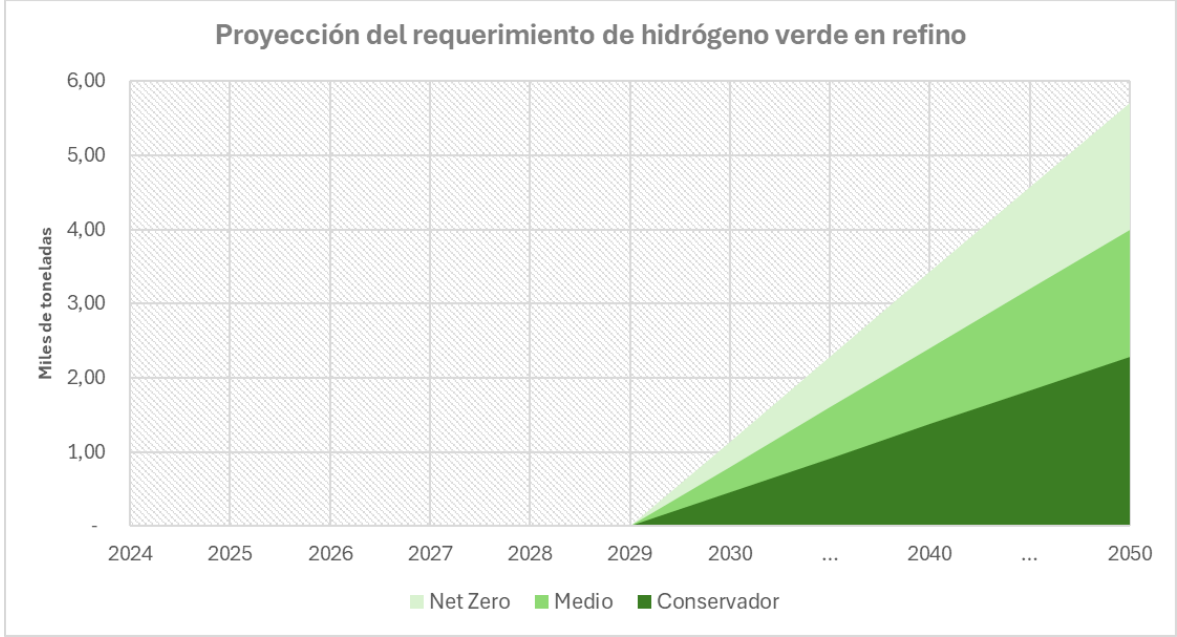


Figura 26 - Proyección del requerimiento de hidrógeno verde (kt/año) para el sector refino.



La tabla a continuación muestra, en resumen, la demanda estimada de hidrógeno para los años 2030, 2040 y 2050:

Tabla 40: Demanda potencial estimada de hidrógeno (kt/año) en refinamiento de petróleo.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	1,14	0,80	0,46
2040	3,43	2,40	1,37
2050	5,71	4,00	2,28

4.7.6 Potencial de reducción de CO₂

Al igual que en los otros sectores, la metodología aceptada globalmente son las Directrices del IPCC: Las Directrices del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) proporcionan un marco estándar para la estimación de emisiones de GEI. Para el sector de refinación de petróleo, se utilizan principalmente los enfoques *Tier 1*, *Tier 2*, y *Tier 3*, siendo el último el más detallado y específico, requiriendo datos de actividad y factores de emisión específicos de la planta o proceso. En consiguiente, en el informe se tomó para el cálculo la metodología específica empleada en el Informe Nacional de Inventario de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (2023), que responde a las Directrices del IPCC.

Para determinar el potencial de volumen total de CO₂ disminuido por la implementación de hidrógeno verde se procedió a:

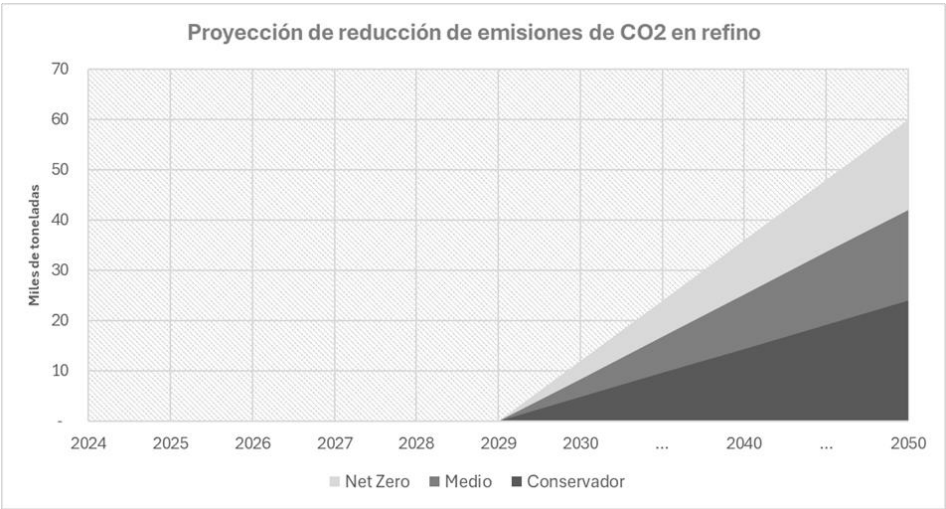
1. **Determinar del Consumo de Hidrógeno a reemplazar (SMR):** Se define la cantidad de H₂ gris a reemplazar, lo que corresponde únicamente al que se obtiene actualmente mediante el método SMR (ver tabla abajo).
2. **Estimar el volumen de Emisiones Reducidas:** En base al factor de emisión (10,5 t de CO₂ por t de hidrógeno verde implementado), el volumen total de H₂ proveniente del SMR y porcentual de H₂ a utilizar (mencionado en el apartado anterior), se procedió a calcular el volumen total de CO₂.

Tabla 41: Demanda estimada total de hidrógeno SMR por refinería.

Refinería	Capacidad de Refinación (bpd)	Consumo de Hidrógeno en Procesos (t/día)	Producción de Hidrógeno por Fuente (t/día)	Demanda Total de Hidrógeno proveniente del SMR (t/día)
YPF La Plata	190.000	Hidrotratamiento	Principalmente mediante SMR	38
YPF Luján de Cuyo	105.000	22.05 (12.6 Hidrotratamiento, 9.45 Hidrocraqueo)	Principalmente mediante SMR	22
Axion Campana	100.000	20 (Hidrotratamiento)	10 Reformado de Naftas, 10 SMR	10
Raizen Dock Sud	100.000	20 (Hidrotratamiento)	14 Reformado de Naftas, 6 Producción Adicional (SMR)	6
Trafigura Bahía Blanca	30.000	Hidrotratamiento	4.8 Reformado de Naftas, 1.2 Producción Adicional	-
YPF Plaza Huincul	25.000	Hidrotratamiento	Completamente cubierto por Reformado de Naftas	-
REFINOR Campo Durán	30.000	Hidrotratamiento	Completamente cubierto por Reformado de Naftas	-
TOTAL	580.000			76

Finalmente, considerando entonces una emisión estimada por tonelada de hidrógeno gris utilizada; y teniendo en cuenta el porcentual de hidrógeno verde proyectado para 2030, 2040 y 2050; el siguiente gráfico muestra la reducción de emisiones proyectadas en refinación de petróleo en Argentina. Las emisiones vienen únicamente por la sustitución del hidrógeno en el proceso SMR.

Figura 27 - Proyección de reducción de emisiones de CO2 (kt/año) en refino.



La tabla a continuación muestra la cantidad de reducción de emisiones de CO₂ estimadas para los años 2030, 2040 y 2050 en los tres escenarios:

Tabla 42: Reducción de emisiones de CO2 (kt/año) en refinamiento de petróleo.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	12,00	8,40	4,80
2040	35,99	25,19	14,39
2050	59,98	41,98	23,99

4.8 Producción de Amoníaco

4.8.1 Caracterización del sector y mercado

El amoníaco es un compuesto esencial en la producción de fertilizantes, explosivos industriales y otros productos químicos. Las plantas productivas de amoníaco en el país son claves para abastecer tanto el mercado local como de exportación. Se emplea en un 98% para la producción de fertilizantes, y lo restante en la industria química y plástica.

Tabla 43: Plantas productoras de amoníaco en Argentina.

Productor	Localización	Capacidad Instalada (t/año)	Proceso	Materias Primas	Uso
AUSTIN POWDER ARGENTINA S.A.	El Galpón (Salta)	60.000	Girdler Corp.	Gas Natural	Elaboración de nitrato de amonio para explosivos
BUNGE ARGENTINA S.A.	Campana (Bs. As.)	29.700	N-Ren	Gas Natural	Elaboración de fertilizantes nitrogenados
PROFERTIL S.A.	Bahía Blanca (Bs. As.)	790.000	Haldor Topsoe	Gas Natural	Síntesis de urea

Fuente: Anuario 2024 IPA

Mercado de Amoníaco en Argentina

El 98% de la producción de amoníaco en Argentina se destina a la fabricación de fertilizantes nitrogenados, principalmente urea, siendo clave para la industria agrícola.

En 2022 el consumo de urea representó el 43% del consumo total de fertilizantes del país. Profertil lidera la producción local con una capacidad de 1,3 millones de toneladas anuales.

La mayoría de los fertilizantes fosfatados y potásicos se importan debido a la escasez de reservas locales de roca fosfórica y potasa. **El amoníaco también se destina a la producción de nitrato de amonio, que es utilizado** tanto como fertilizante como en la fabricación de explosivos.

Mercado de Fertilizantes

En 2023, el consumo de fertilizantes en Argentina fue de 4,584 millones de toneladas, principalmente para maíz, trigo y soja. El 56% del consumo fue de fertilizantes nitrogenados (como urea y nitrato de amonio calcáreo) y el 37% de fosforados (MAP y DAP). A nivel global, los nutrientes esenciales son nitrógeno, fósforo y potasio.

Fertilizantes Nitrogenados: Son los más utilizados en Argentina, representando el 56% del mercado. La urea y el nitrato de amonio calcáreo son los más demandados.

Fertilizantes Fosforados: Los más comunes son el fosfato monoamónico (MAP) y el fosfato diamónico (DAP). En la categoría de azufrados, el sulfato de amonio es el más usado, mientras que en potásicos destacan el cloruro y el nitrato de potasio.

Importaciones: Desde 2019, Argentina importa más de 2 millones de toneladas de fertilizantes anualmente, superando los USD 1,000 millones en divisas.

Proveedores Principales: Estados Unidos, Marruecos, Egipto, China, Rusia y Argelia son los mayores proveedores de fertilizantes para el país.

Déficit Comercial: Argentina presenta un déficit estructural en fertilizantes, cubriendo el 63% del consumo nacional con importaciones, principalmente de MAP, DAP y urea.

Consumo y Comercio Exterior

El mercado de fertilizantes en Argentina ha crecido significativamente y tiene potencial de expansión, impulsado por el aumento de la producción agrícola y la necesidad de mejorar la productividad. La pérdida de nutrientes en los suelos es un desafío que requiere mayor uso de fertilizantes. Se estima que Argentina deberá **duplicar** su consumo de fertilizantes a mediano plazo para asegurar la sostenibilidad y productividad del sector agrícola. Para ello, es fundamental implementar incentivos que promuevan tanto la producción como su aplicación en todo el país.

4.8.2 Alternativas para desfosilización del sector

El sector de **amoníaco, urea, fosfato monoamónico (MAP) y fosfato diamónico (DAP)** en Argentina es crucial para la agricultura, ya que proporciona insumos esenciales para la fertilización de cultivos. No obstante, su producción genera impactos ambientales importantes, especialmente en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). La siguiente tabla desarrolla las distintas emisiones por categoría y subcategoría, explicando que proceso y emisión está asociada.

Tabla 44: Emisiones en la producción de fertilizantes.

Categoría	Subcategoría	Proceso de Producción	Emisiones	Comentarios
Emisiones en la producción de Fertilizantes	Producción de Amoníaco	Gas natural como materia prima principal mediante el proceso Haber-Bosch.	CO ₂ : 2,1 toneladas de CO ₂ por tonelada de amoníaco producido. También se emiten Óxidos nitrosos por miles de toneladas/año aproximado.	Proceso intensivo en energía.
	Producción de Urea	Reacción de amoníaco con CO ₂ , generando calor.	CO ₂ : 0,3 millones de toneladas/año. NH ₃ : Emisiones fugitivas de decenas de toneladas/año.	Producida principalmente en Profertil.
	Producción de MAP y DAP	Reacción del ácido fosfórico con amoníaco.	Fluoruros: Emisiones monitoreadas, pero datos específicos limitados. GEI: Menos de 100,000 toneladas de CO ₂ e/año.	Producción local limitada; consumo mayormente importado.
Emisiones durante el Transporte y Distribución	Transporte y Distribución	Distribución desde las plantas a usuarios mediante transporte terrestre (camiones y trenes).	NO _x : Emisiones asociadas a la combustión de combustibles fósiles.	Transporte de aproximadamente 200,000 toneladas/año.
	Almacenamiento y Manejo	Manejo y almacenamiento de fertilizantes.	CO ₂ e: Miles de toneladas/año (principalmente por pérdidas de NH ₃ y polvo).	Emisiones por almacenamiento y manipulación.
Emisiones en el uso final en el campo	Emisiones de Amoníaco (NH ₃)	Volatilización del 10-20% del nitrógeno aplicado como amoníaco durante la aplicación de fertilizantes nitrogenados como la urea.	NH ₃ : 50,000 a 100,000 toneladas/año.	Se produce en el uso final de los fertilizantes.
	Emisiones en el Uso Final en el Campo	Generación a través de nitrificación y desnitrificación del suelo.	N ₂ O: 20,000 toneladas/año, equivalente a 6 millones de toneladas de CO ₂ e.	Equivalen al 1.5% del nitrógeno aplicado.
	Lixiviación y Contaminación de Aguas	Uso excesivo o inadecuado de fertilizantes fosfatados y nitrogenados, contribuyendo a la eutrofización de cuerpos de agua.	Nitrógeno: 210,000 a 280,000 toneladas perdidas por lixiviación.	Impacto ambiental significativo.

Para la producción de Urea, es importante destacar que actualmente el CO₂ requerido para su producción es capturado del proceso de producción de hidrógeno gris, es decir, del proceso SMR. Esto suele reducir las emisiones de CO₂ de la planta integrada amoníaco-urea, que actualmente utiliza 0,83 t de CO₂ por t de urea producida (0,73 kg/kg según el IPCC más un 12% de ineficiencia del proceso), pese a que luego ese dióxido de carbono sea liberado en su uso.

Vías y Tecnologías de Desfossilización para el Sector del Amoníaco y Fertilizantes

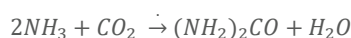
El **hidrógeno verde** es clave para descarbonizar el sector de amoníaco y fertilizantes, sustituyendo el hidrógeno fósil. Sin embargo, la transición completa requerirá una combinación de tecnologías como el hidrógeno azul, CCS (captura y almacenamiento de carbono), y electrificación de procesos. La elección de la estrategia dependerá de factores como infraestructura, costos, recursos renovables disponibles y políticas regulatorias.

Tabla 45: Vías de descarbonización para el sector de amoníaco y fertilizantes.

Vía de Descarbonización	Descripción
Prácticas de Agricultura Sostenibles	Promoción del uso preciso de fertilizantes mediante la agricultura de precisión, reduciendo volatilización de amoníaco y emisiones de N ₂ O en un 30%.
Tecnologías de Aplicación Mejoradas	Uso de fertilizantes de liberación controlada o inhibidores de la nitrificación para reducir emisiones y mejorar la eficiencia del uso de fertilizantes.
Hidrógeno Verde (Electrólisis del Agua)	El hidrógeno verde se produce a través de la electrólisis del agua utilizando electricidad renovable, eliminando prácticamente todas las emisiones de CO ₂ .
Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS) Integrado	Integración de CCS en plantas existentes que producen hidrógeno a partir de gas natural, reduciendo significativamente las emisiones de CO ₂
Electrificación de procesos productivos	Electrificación directa del proceso utilizando energía renovable, mejorando la eficiencia y reduciendo emisiones al mínimo cuando se combina con hidrógeno verde.
Biomasa y Electrólisis Híbrida	Uso de biomasa como fuente de energía para generación a utilizarse combinada con electrólisis para la producción de hidrógeno, potencialmente carbono negativo dependiendo de la fuente de biomasa
Eficiencia Energética	Implementación de tecnologías más eficientes que podrían reducir las emisiones de CO ₂ en la producción de amoníaco y urea. (catalizadores, automatización, control de variables del proceso)

La producción de urea requiere CO₂ como insumo clave, lo que plantea un desafío para su producción con bajas emisiones.

La misma se obtiene a partir de **amoníaco** (NH₃) y **dióxido de carbono** (CO₂) mediante la siguiente reacción química:



El carbono necesario para producir la urea en la actualidad se obtiene generalmente del proceso de SMR de la planta de amoníaco. Sin embargo, en la producción de fertilizantes verdes el proceso SMR es reemplazado por electrólisis, eliminando la principal fuente de carbono actual para la producción de urea. Esto representará un desafío adicional para la producción de urea verde, se debe conseguir fuentes externas de carbono (y se debe revisar que estas fuentes cumplan con los requisitos de certificación del mercado donde se venderá la urea verde). Este desafío respecto a la desfosilización de la producción de urea abre la puerta a la producción de otros fertilizantes verdes que no dependan del Carbono (C), y por ende no requieran de CO₂ en su síntesis.

Alternativa: Fertilizantes Nitrogenados Sin Carbono

Los fertilizantes nitrogenados sin carbono en su molécula están compuestos solo por compuestos inorgánicos de nitrógeno y otros elementos, sin componentes orgánicos o basados en carbono. Los más comunes son:

Nitrato de Amonio (NH₄NO₃): Compuesto por iones amonio (NH₄⁺) y nitrato (NO₃⁻), sin carbono en su estructura. Es ampliamente usado por su alta concentración de nitrógeno.

Sulfato de Amonio ((NH₄)₂SO₄): Contiene amonio y sulfato, sin carbono, proporcionando nitrógeno y azufre a las plantas.

Cloruro de Amonio (NH₄Cl): Compuesto por amonio y cloruro, sin carbono, utilizado principalmente en cultivos como el arroz.

Nitrato de Calcio (Ca(NO₃)₂): Proporciona nitrógeno y calcio sin incluir carbono en su estructura.

Nitrato de Sodio (NaNO₃): También conocido como salitre, es una fuente de nitrógeno sin carbono, usado en fertilización agrícola.

4.8.3 Infraestructura del sector

Para **desfosilizar** el sector del amoníaco y fertilizantes con hidrógeno verde, se requieren modificaciones en la infraestructura actual. A continuación, se presentan las consideraciones clave para implementar estas tecnologías.

Tabla 46: Resumen de las consideraciones clave para la desfosilización del sector de fertilizantes.

Categoría	Aspecto	Descripción
Infraestructura Necesaria y Modificaciones Adaptadas	Producción de Hidrógeno Verde	Electrolizadores, plantas solares, eólicas o hidroeléctricas, sistemas de almacenamiento y distribución de hidrogeno.
	Plantas de síntesis de Amoníaco	Sistemas de compresión y ajustes de procesos para manejar hidrogeno de diferente calidad y pureza.
Uso o adecuación de la Infraestructura Existente	Beneficio directo de la proximidad a instalaciones de energía renovable	Reducción de costos de transmisión debido a la proximidad a instalaciones de energía renovable para la producción de hidrogeno verde.
	Aprovechamiento de infraestructura del Haber-Bosch y servicios auxiliares	Dependiendo la tecnología de la planta de producción de amoníaco existente, los procesos de SMR y Haber-Bosch estarán integrados en menor o mayor medida. En tecnologías con procesos poco integrados, el cambio hacia H2V es más simple, y en plantas con mayor integración entre los procesos, son necesarias más modificaciones, pero parte del Haber-Bosch y de todos sus sistemas auxiliares pueden ser aprovechados para producir amoníaco verde.
Madurez tecnológica Actual para la Incorporación de H2V	Electrolisis del Agua (producción de H2V)	Madurez suficiente para aplicación industrial, aunque enfrenta desafíos en términos de costos y eficiencia.
	Tecnología de síntesis de Amoníaco a partir de H2V	El proceso Haber-Bosch es un proceso muy maduro, sin embargo, hay un desafío tecnológico por mejorar la flexibilidad del sistema (carga mínima y variaciones de carga) frente a la posible intermitencia en la producción de H2V

Regulaciones

En Argentina existen regulaciones y políticas que, directa o indirectamente, influyen en la desfosilización del sector de producción de amoníaco y fertilizantes. Entre ellas, leyes nacionales¹, acuerdo para el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París, así como el Plan Nacional de Energía y Cambio Climático y el Plan de Acción Nacional de Eficiencia Energética. Estas regulaciones buscan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y promover el uso de fuentes de energía más limpias.

Las empresas productoras de fertilizantes están incentivadas a implementar tecnologías y procesos que reduzcan el consumo de energía fósil, promoviendo una mayor eficiencia y, por ende, una menor huella de carbono.

Benchmarking

A continuación, se enuncian algunos casos destacados de desfosilización en el sector de fertilizantes:

Yara International ASA - Proyecto de Amoníaco Verde en Porsgrunn, Noruega: Yara, en colaboración con la empresa energética Ørsted, está desarrollando un proyecto para producir amoníaco verde en su planta en Porsgrunn, Noruega. Este proyecto utiliza hidrógeno verde, producido a partir de electrólisis del agua con energía renovable, para sustituir el hidrógeno derivado del gas natural en la producción de amoníaco.

Yara además cuenta con un proyecto en Brazil de utilización de biomasa para la producción de fertilizantes verdes.

¹ Ley N°25.675, Ley N° 27.270, Ley N°27.520, Ley N°27.191 y la resolución N° 46/2020 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

Nutrien Ltd. - Iniciativas de Hidrógeno Verde en Canadá: Nutrien, uno de los mayores productores de fertilizantes del mundo, está explorando el uso de hidrógeno verde en sus operaciones en Canadá. La empresa está evaluando proyectos piloto para producir amoníaco verde utilizando energía renovable para la electrólisis del agua, lo que podría sustituir el uso de gas natural. Nutrien busca reducir su huella de carbono y liderar la transición hacia la producción de fertilizantes más sostenibles, alineándose con los objetivos globales de reducción de emisiones.

Proton Ventures - Planta de Amoníaco Verde en Róterdam, Países Bajos: Proton Ventures, en colaboración con la Autoridad Portuaria de Róterdam, está desarrollando una planta de producción de amoníaco verde en Róterdam. Esta planta utilizará hidrógeno verde como materia prima para la producción de amoníaco, lo que permitirá evitar el uso de combustibles fósiles. La planta será una de las primeras instalaciones comerciales de amoníaco verde en Europa, con el objetivo de abastecer tanto al sector agrícola como al energético (como combustible para barcos).

Siemens Energy y ENGIE - Proyecto de Amoníaco Verde en Australia: Siemens Energy y ENGIE están colaborando en un proyecto de amoníaco verde en Pilbara, Australia. El proyecto incluye la producción de hidrógeno verde mediante energía solar y su uso en la síntesis de amoníaco, que se utilizará tanto en la agricultura como en la exportación como combustible. Este proyecto representa una de las iniciativas más grandes en la región Asia-Pacífico para la producción de amoníaco verde, con un enfoque en la exportación a mercados internacionales.

ACME Group y CWP Global - Planta de Amoníaco Verde en Omán: ACME Group y CWP Global están construyendo una planta de producción de amoníaco verde en Duqm, Omán. Este proyecto utilizará energía solar para producir hidrógeno verde, que luego se convertirá en amoníaco. La planta está diseñada para ser una de las mayores del mundo en su tipo.

El amoníaco verde producido en esta planta estará destinado tanto al mercado interno como a la exportación, contribuyendo a la desfosilización de la producción de fertilizantes a escala global.

Iberdrola y Fertiberia - Proyecto de Amoníaco Verde en Puertollano, España: Iberdrola, en asociación con Fertiberia, está desarrollando un proyecto de amoníaco verde en Puertollano, España. El proyecto incluye la construcción de una planta de hidrógeno verde, alimentada por energía eólica y solar, para sustituir el hidrógeno fósil en la producción de amoníaco.

Haldor Topsoe - Proyecto de Amoníaco Verde en Arabia Saudita: Haldor Topsoe, en colaboración con Saudi Aramco y otras entidades, está desarrollando un proyecto de amoníaco verde en Neom, Arabia Saudita. El proyecto utilizará hidrógeno verde producido a partir de energía solar y eólica, que será convertido en amoníaco verde. Esta iniciativa forma parte del plan de Arabia Saudita para convertirse en un líder mundial en la producción de hidrógeno y amoníaco verde, alineándose con los objetivos de desfosilización a largo plazo del país.

Análisis de Costos

Análisis Técnico-económico de Planta de Urea Verde a Pequeña Escala

Estudio: Calvin Fernando y Widodo W Purwanto evalúan la producción de urea verde utilizando hidrógeno por electrólisis con energía renovable. Aunque actualmente no es competitiva, la estabilización de precios y la reducción de costos para 2030 y 2050 podrían hacerla viable en el futuro.

Costos: Oscilan entre 1,704 y 2,342 USD/tonelada, significativamente más altos que los de la urea convencional.

Competitividad de Costos del Hidrógeno Electrolítico

Estudio: Guerra (2019) analiza la producción de hidrógeno mediante electrólisis en EE. UU., mostrando que puede ser competitiva bajo ciertas tarifas dinámicas.

Costos: Entre 2.6 y 12.3 USD/kg, con escenarios competitivos por debajo de 4 USD/kg en algunos estados.

Optimización de la Producción de Urea Verde

Estudio: Alfian & Purwanto (2019) exploran la combinación de gasificación de biomasa y electrólisis solar, destacando su potencial para reducir costos y emisiones en comparación con la producción convencional de urea.

Costos: Se proyecta competitividad a partir de 2040.

Evaluación Tecnoeconómica de Producción de Hidrógeno Verde con Fotovoltaicos Autónomos

Estudio: Hassan (2023) analiza la producción de hidrógeno verde con sistemas fotovoltaicos off-grid, subrayando la importancia de optimizar el electrolizador para mejorar la competitividad.

Costos: Entre 3.23 y 5.39 USD/kg.

Costos Globales de Suministro de Hidrógeno Bajo en Carbono a Largo Plazo

Estudio: Brändle (2021) proyecta costos globales de producción y suministro de hidrógeno hasta 2050, considerando fuentes renovables y tecnologías de captura de carbono.

Costos: Se espera que caigan por debajo de 1.5 USD/kg en 2050 bajo escenarios optimistas.

Optimización Tecnoeconómica de Producción de Urea Renovable

Estudio: Palys & Daoutidis (2023) modelan la producción de urea renovable, proyectando una reducción significativa de costos para 2030.

Costos: Podrían reducirse a 135 USD/tonelada para 2030, alcanzando competitividad con la urea convencional.

Análisis Comparativo

Sectores con Menores Costos de Descarbonización: La producción de **urea verde** mediante tecnologías combinadas de **electrólisis** y **gasificación de biomasa** es una de las opciones más prometedoras a largo plazo, con costos competitivos proyectados para 2040. Asimismo, la utilización de **hidrógeno verde** en la producción de amoníaco y, posteriormente, en la de urea, se presenta como un camino viable para alcanzar la desfosilización del sector.

4.8.4 Proyecciones de crecimiento del sector

Para la proyección de producción de amoníaco como fertilizante, se procuró vincular su producción con los sectores clave que lo utilizan, en este caso los fertilizantes de origen nacional y su posible desarrollo futuro.

La tendencia histórica de producción de amoníaco determinaría un crecimiento vegetativo de pendiente suave, y decrecería a 2030 considerando el valor relativamente alto de 2022. Sin embargo, es necesario considerar la influencia creciente del uso de fertilizantes, que potencia la producción de los de origen nacional, con una tendencia bastante más dinámica.

En consecuencia, para la Proyección de la Producción de Amoníaco de Corto-Medio Plazo a 2030 se consideró:

- I. El crecimiento vegetativo tendencial de producción de Amoníaco a 2030.
- II. El crecimiento tendencial más dinámico de uso de Fertilizantes de origen nacional a 2030.
- III. Se tomó como objetivo cauto de evolución del Amoníaco de Corto-Medio Plazo, alcanzar promedio entre las dos tendencias (*Índice 108*), 957 mil TON en 2030.

Más allá de esta evolución tendencial, se prevé la ampliación de la capacidad productiva instalada a partir de dos proyectos de medio-largo plazo que se deben considerar:

- Planta 1 – 1.300.000 t/año, 50% para 2030 y 50% para 2040.
- Planta 2 – 1.500.000 t/año para 2040.

Como conclusión, la siguiente tabla muestra los resultados obtenidos para el Escenario Base en el Corto-Medio Plazo y para los años de Largo Plazo.

Tabla 47: Proyecciones de producción de amoníaco.

Proyección producción amoníaco	
Año	kt/año
2018	627,09
2019	729,77
2020	778,00
2021	593,43
2022	886,24
2023	938,00
2024	903,96
2025	912,82
2026	921,69
2027	930,55
2028	939,41
2029	948,27
2030	1.607,13
...	
2040	3.987,56
...	
2050	4.120,49

4.8.5 Supuestos de H2V y PtX

Escenario NZE de IEA

La Agencia Internacional de Energía (IEA) en su escenario Net Zero proyecta una participación significativa del hidrógeno verde en la producción de amoníaco para usos químicos e industriales. En este escenario, el hidrógeno verde, producido mediante electrólisis del agua utilizando energía renovable, reemplazaría al hidrógeno gris, que actualmente se obtiene a partir de gas natural con emisiones de CO₂.

Estimaciones de Demanda Equivalente de Hidrógeno Verde para Fertilizantes y Explosivos en Argentina para 2030, 2040 y 2050

Se estima que la demanda equivalente de hidrógeno verde para la producción de fertilizantes y explosivos en Argentina será:

- **2030:** Se proyecta una demanda de aproximadamente 0.5 a 1 millón de toneladas de hidrógeno verde, dependiendo del grado de electrificación de la industria y de las políticas de fomento a la producción de fertilizantes verdes.
- **2040:** La demanda podría aumentar a 1.5 a 2 millones de toneladas, en línea con la expansión agrícola y minera, y un mayor avance en la adopción de tecnologías limpias.
- **2050:** Se espera una demanda de 3 a 4 millones de toneladas de hidrógeno verde, alcanzando niveles máximos con la transición total hacia una economía descarbonizada y el uso masivo de hidrógeno verde en procesos industriales.

Análisis de las Proyecciones de Producción de Fertilizantes Verdes y Participación de Fertilizantes Nitrogenados

Las proyecciones de producción de fertilizantes “verdes” por parte de la IEA y otras organizaciones muestran una tendencia hacia la diversificación en la composición de fertilizantes nitrogenados utilizados. Mientras que la urea, que

contiene carbono en forma de CO_2 , sigue siendo dominante, se proyecta un desplazamiento gradual hacia fertilizantes como el nitrato de amonio y fertilizantes amoniacales que no contienen CO_2 .

Este cambio responde a la necesidad de reducir las emisiones de carbono en la producción y aplicación de fertilizantes, así como a la eficiencia del uso de nutrientes y la reducción de la huella ambiental. Sin embargo, la sustitución total de la urea parece poco probable a corto plazo debido a su bajo costo de producción, su facilidad de transporte, familiarización con su uso, así como su alta eficiencia en el suministro de nitrógeno a las plantas.

4.8.6 Demanda potencial de hidrógeno

Teniendo en cuenta las nuevas plantas proyectadas para 2030 y 2040, los siguientes gráficos muestran la evolución del potencial requerimiento de hidrógeno según el escenario Net Zero del IEA, y el requerimiento específico de hidrógeno verde para los distintos escenarios a 2030, 2040 y 2050.

Figura 28 - Evolución consumo de hidrógeno (kt/año) por tipo en la producción de amoníaco.

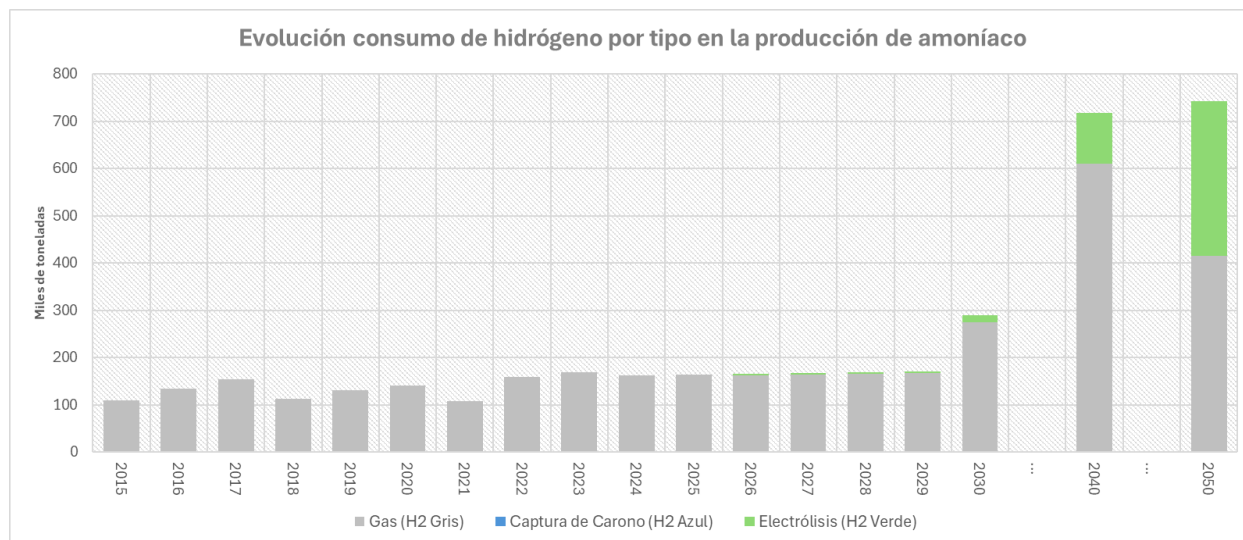


Figura 29 - Proyección del requerimiento de hidrógeno verde (kt/año) para amoníaco.

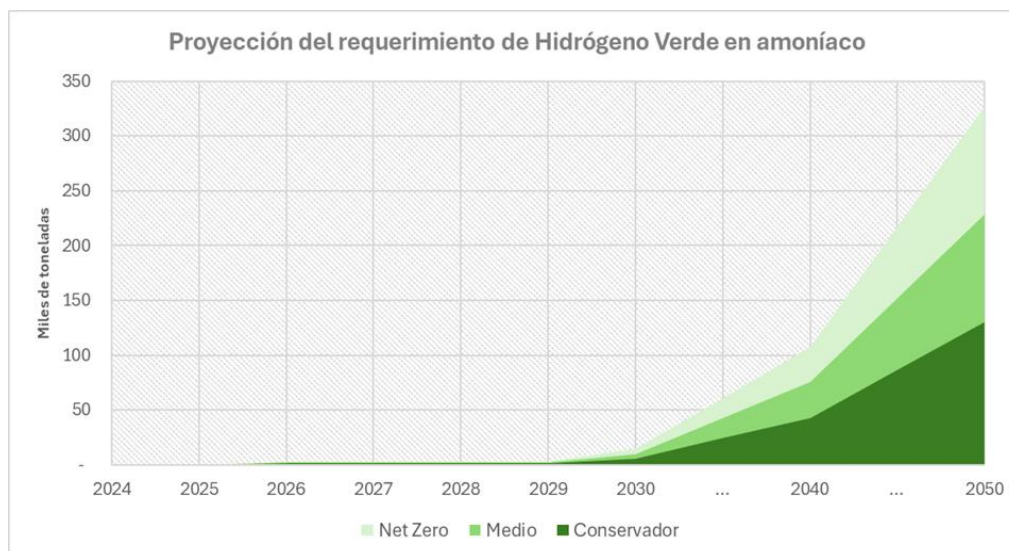


Tabla 48: Proyección del requerimiento de hidrógeno verde (kt/año) en amoníaco.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	14	10	6
2040	108	75	43
2050	326	228	131

4.8.7 Potencial de reducción de CO2

Para estimar la línea de base de emisiones y la reducción asociada con el uso del hidrógeno en la producción de amoníaco con fines químicos y fertilizantes, se deben seguir metodologías comúnmente aceptadas a nivel internacional, adaptadas a las circunstancias de Argentina. El sector de amoníaco es uno de los mayores consumidores de hidrógeno gris (derivado de gas natural), por lo que la transición al hidrógeno verde tiene un gran potencial para la descarbonización de esta industria.

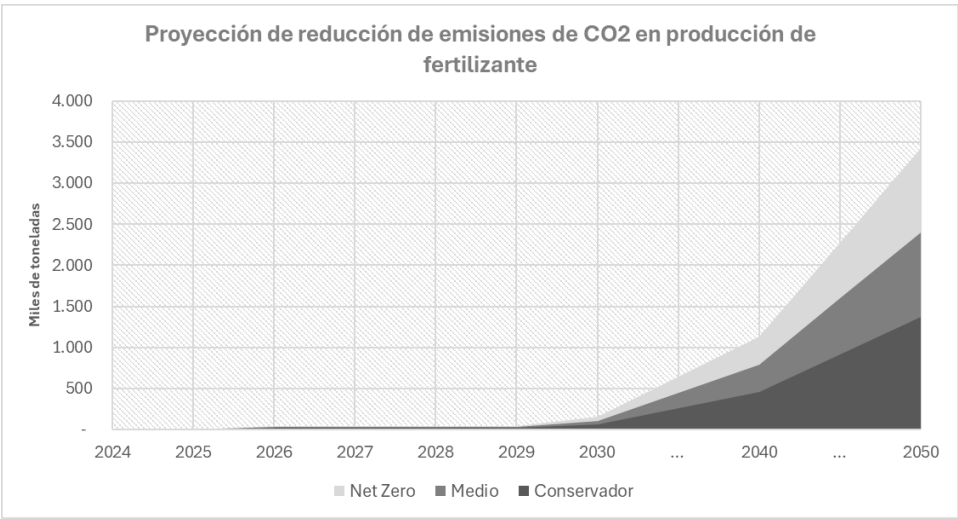
Las **Directrices del IPCC**, que ya han sido desarrolladas, son la referencia principal para la estimación de emisiones de GEI a nivel internacional. En la producción de amoníaco, las directrices del IPCC abordan las emisiones derivadas de la producción de hidrógeno mediante **reformado de gas natural con vapor (Steam Methane Reforming, SMR)**, el método más común para producir hidrógeno gris.

Por último, considerando la proyección de producción mencionadas anteriormente y una emisión estimada de 10,5 toneladas de CO₂ por tonelada de hidrógeno gris utilizada; y teniendo en cuenta el porcentual de hidrógeno verde proyectado para 2030, 2040 y 2050; el siguiente gráfico y la siguiente tabla muestran la reducción de emisiones proyectadas en la producción de fertilizantes:

Tabla 49: Proyección de reducción de emisiones de CO2 (kt/año) en producción de fertilizantes.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	152	106	61
2040	1.130	791	452
2050	3.427	2.399	1.371

Figura 30 - Proyección de reducción de emisiones de CO2 (kt/año) en producción de fertilizantes.



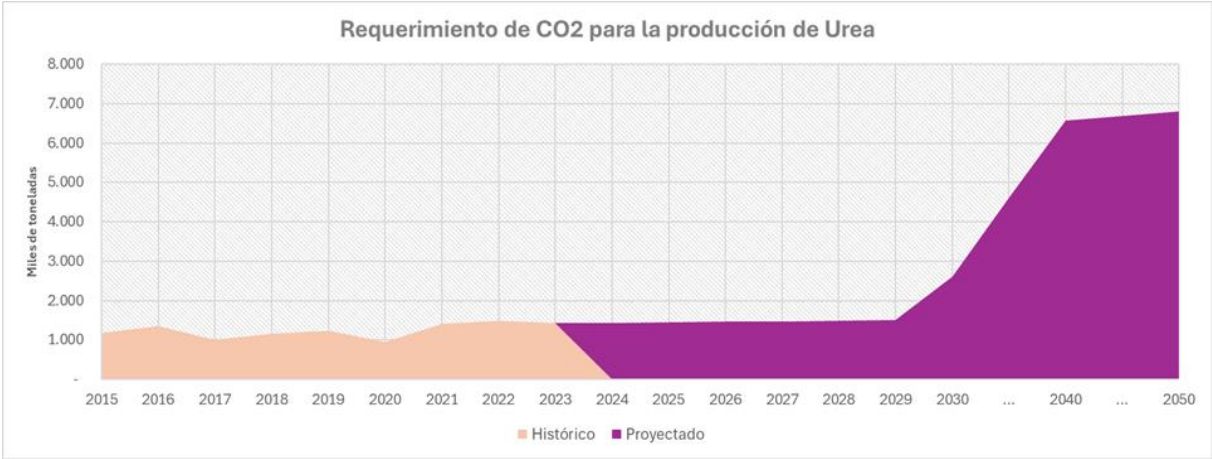
4.8.8 Requisitos de CO2 para PtX

Como se explicó anteriormente, la producción de urea requiere una fuente de CO₂, que se combina con amoníaco en el proceso de síntesis. Se estima que para producir una tonelada de urea se necesitan aproximadamente 0,73 toneladas de CO₂. Teniendo en cuenta que el actualmente el 95% del amoníaco producido se destina a urea, y que se estima que las nuevas plantas dediquen su totalidad a la producción de este insumo, la siguiente tabla y gráfico muestran la evolución y proyección del potencial de requerimiento de CO₂, para la producción de urea, teniendo en cuenta las ampliaciones de plantas antes mencionadas y los valores de hidrógeno verde vistos en el apartado anterior.

Tabla 50: Requerimientos de CO2 (kt/año) en la producción de urea.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	130	91	52
2040	987	691	395
2050	2992	2094	1197

Figura 31 - Requerimientos de CO2 (kt/año) en la producción de urea.



Estos valores reflejan el incremento en la demanda de urea para la agricultura y otras aplicaciones, así como un cambio potencial hacia fuentes de CO₂ más sostenibles.

4.9 Producción de Metanol

4.9.1 Caracterización del sector

El metanol es un compuesto químico fundamental en la industria petroquímica, conocido por su versatilidad como materia prima y su creciente importancia en mercados sostenibles. Se utiliza ampliamente en la producción de formaldehído, ácido acético, metil tert-butil éter (MTBE), resinas, adhesivos y combustibles alternativos. Además, ha ganado relevancia como un combustible prometedor en aplicaciones de celdas de combustible y como portador de hidrógeno en tecnologías emergentes.

En Argentina, la industria del metanol es una pieza clave dentro del sector químico y petroquímico. Aunque el país no figura entre los principales productores a nivel global, cuenta con ventajas estratégicas como la abundancia de gas natural —su principal materia prima— y un mercado en crecimiento que explora su uso en biocombustibles y aplicaciones industriales.

La capacidad instalada nacional asciende a **461.000 toneladas anuales**, con una producción promedio cercana a **400.000 toneladas**. Esta industria está liderada por dos empresas principales:

- **YPF Química**, que opera la planta más importante del país en Plaza Huinul, provincia de Neuquén, con una capacidad instalada de **411.000 toneladas anuales** y produciendo cerca del 87% del total nacional.
- **Arauco Argentina S.A.**, que complementa la oferta desde su planta en Puerto General San Martín, provincia de Santa Fe, con una capacidad instalada de **50.000 toneladas anuales**, junto con otros productos químicos como formaldehído y resinas.

La mayor parte de la producción está destinada al consumo interno, siendo los biocombustibles el principal mercado (65% del consumo en 2023), seguido por aplicaciones industriales (30%) y otros usos menores. En 2023, se exportó cerca del 43% de la producción total, mientras que el consumo aparente alcanzó **225.088 toneladas**.

Desde una perspectiva ambiental, la producción de metanol contribuye a las emisiones de dióxido de carbono debido al uso intensivo de gas natural. Aunque estas emisiones representan una fracción moderada dentro del sector químico, existe un creciente interés por adoptar tecnologías más limpias, como el uso de hidrógeno verde que permitiría descarbonizar la producción y reducir significativamente la huella ambiental de la industria.

Aunque el sector del metanol en Argentina es relativamente pequeño a nivel global, tiene un rol estratégico para la diversificación industrial del país y el fortalecimiento de su matriz energética. Las abundantes reservas de gas natural, junto con la creciente demanda de biocombustibles y productos químicos, colocan al metanol como un recurso clave para la transición energética. Al mismo tiempo, la presión por implementar prácticas sostenibles y regulaciones ambientales más estrictas impulsa a la industria a buscar tecnologías de producción más limpias, posicionando al metanol como un potencial aliado en la descarbonización de diversas cadenas de valor.

4.9.2 Descarbonización del sector

Actualmente, el metanol en Argentina es producido a partir de gas natural, una fuente fósil que, aunque más limpia que el carbón o el petróleo, sigue siendo responsable de importantes emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). La descarbonización del sector se presenta como un desafío ineludible, tanto por la necesidad de reducir emisiones como por la creciente presión internacional para cumplir los compromisos asumidos en el marco del Acuerdo de París. En este contexto, el hidrógeno verde emerge como una alternativa central en la transición hacia una producción más limpia y sostenible.

El hidrógeno verde, producido mediante electrólisis del agua utilizando energías renovables, ofrece una solución viable para transformar el proceso tradicional de fabricación de metanol. Su integración permite reducir drásticamente la huella de carbono del sector, ya que reemplaza al gas natural como materia prima y, al combinarse con CO₂ capturado, posibilita la producción de metanol verde.

El impacto de esta transición sería significativo:

1. **Reducción de emisiones de GEI:** Al eliminar el uso de gas natural y depender de fuentes renovables para la producción de hidrógeno, el metanol resultante es prácticamente neutro en carbono.
2. **Innovación tecnológica:** Se necesitará avanzar en tecnologías de captura y utilización de carbono (CCU) para integrar el CO₂ reciclado en la producción, además de optimizar la infraestructura para la generación, almacenamiento y transporte de hidrógeno verde.
3. **Competitividad internacional:** El metanol verde posiciona al sector argentino en línea con los estándares globales de sostenibilidad, facilitando el acceso a mercados internacionales que valoran productos bajos en carbono.

Además del hidrógeno verde, existen otras alternativas y procesos que pueden contribuir a la descarbonización del sector del metanol. Aunque su potencial no es tan transformador como el del hidrógeno verde, estas opciones pueden desempeñar un rol complementario:

- **Biogás y biometano:** Al sustituir el gas natural, estos combustibles renovables permiten una transición más rápida, utilizando en parte la infraestructura existente de gasoductos. Sin embargo, su disponibilidad está limitada por la capacidad de producción nacional y su huella de carbono, aunque reducida, no es completamente neutral.
- **Electricidad renovable:** La electrificación en sectores como el transporte podría disminuir la dependencia del metanol como combustible. Asimismo, la electricidad renovable es clave para la producción de hidrógeno verde, reforzando su relevancia en el proceso de transición.

Países como Islandia, Noruega y Alemania ya están implementando proyectos innovadores que demuestran la viabilidad de producir metanol verde a escala comercial. Por ejemplo:

- En Islandia, **Carbon Recycling International (CRI)** utiliza energía geotérmica para producir metanol verde a partir de hidrógeno renovable y CO₂ capturado.
- En Noruega, **Equinor** planea emplear hidrógeno verde derivado de energía hidroeléctrica para la producción de metanol bajo en carbono.
- En Alemania, el proyecto **Carbon2Chem**, liderado por Thyssenkrupp, convierte gases residuales industriales en metanol utilizando hidrógeno verde y tecnologías de CCU.

Estas experiencias subrayan la importancia de integrar energías renovables, invertir en innovación tecnológica y fomentar la colaboración multisectorial para alcanzar un modelo de producción

4.9.3 Infraestructura requerida, competitividad y posible rol del H₂V

Para implementar hidrógeno verde y tecnologías *Power-to-X* (PtX) en la desfosilización del metanol en Argentina, es fundamental adaptar la infraestructura existente y desarrollar nuevas capacidades. Actualmente, las plantas de metanol dependen mayoritariamente del gas natural o el carbón como fuentes de energía y carbono, lo que implica una huella de carbono significativa. La transición hacia la producción de metanol verde requiere modificaciones sustanciales en las plantas tradicionales y la implementación de nuevas tecnologías para integrar hidrógeno verde y CO₂ capturado como materias primas clave.

A continuación, se listan las principales modificaciones de infraestructura que deben realizarse:

- Adaptación del Reformado de Metano con Vapor (SMR) o Reformado Autotérmico (ATR)**
 - **Eliminación o Reconversión del Reformado de Gas Natural:** Las unidades de reformado actuales, como el *Steam Methane Reforming* (SMR) o el *Autothermal Reforming* (ATR), deben eliminarse o rediseñarse, ya que el hidrógeno necesario para la producción de metanol verde provendrá de electrolizadores alimentados por energía renovable. Esta reconversión podría incluir la reutilización parcial de los equipos para otros procesos industriales.
 - **Reconfiguración del Circuito de Gas de Síntesis:** La infraestructura debe adaptarse para aceptar hidrógeno verde como insumo, en lugar del hidrógeno derivado del gas natural. Esto puede implicar la instalación de compresores adicionales y ajustes en las condiciones de operación para manejar flujos de hidrógeno a diferentes presiones.
- Integración de CO₂ Capturado como Materia Prima**
 - **Unidades de Captura de CO₂:** Es necesario incorporar tecnologías de captura de CO₂ (postcombustión, precombustión o captura directa del aire) para proveer el dióxido de carbono requerido en la síntesis de metanol. Esto implica la instalación de sistemas de absorción química, adsorción física o separación por membranas.
 - **Sistemas de Purificación y Recirculación de CO₂:** Las plantas deben contar con unidades para purificar y ajustar la concentración de CO₂, eliminando contaminantes para garantizar su idoneidad como insumo en la síntesis de metanol.
- Reconfiguración del Reactor de Síntesis de Metanol**
 - **Ajustes en los Reactores Existentes:** Los reactores actuales deben adaptarse para trabajar con una nueva composición de gas de síntesis basada en H₂ y CO₂. Esto incluye modificaciones en los catalizadores (como cobre-zinc-alúmina) y ajustes en las condiciones de operación (temperatura, presión y flujo) para maximizar la conversión.
 - **Optimización del Lecho Catalítico:** Considerar nuevas configuraciones de lecho fijo o fluido que aumenten la eficiencia del proceso de síntesis con los nuevos insumos.
- Sistemas de Recuperación de Calor y Energía**
 - **Adaptación de Sistemas de Recuperación de Calor Residual:** Los sistemas actuales que aprovechan el calor del reformado de gas natural pueden adaptarse para capturar calor generado durante la compresión del hidrógeno o la síntesis de metanol verde.
 - **Reconfiguración de la Integración Energética:** Optimizar el balance energético de la planta, ajustando los sistemas térmicos para aprovechar al máximo el calor residual del nuevo proceso.
- Infraestructura de Almacenamiento y Distribución Interna**

- **Tanques de Almacenamiento de H₂ y CO₂:** Es necesario instalar tanques para hidrógeno verde y CO₂ capturado, cumpliendo con estrictas normativas de seguridad.
- **Sistemas de Transporte y Bombeo:** Ajustar tuberías, compresores y bombas para manejar flujos de H₂ y CO₂, asegurando compatibilidad con las propiedades químicas de estos gases.

6. Digitalización y Control de Procesos

- **Sistemas de Control Avanzados:** Integrar sistemas de control de procesos con inteligencia artificial para optimizar la operación en tiempo real, considerando la variabilidad en la disponibilidad de energía renovable.
- **Modelado y Simulación:** Usar herramientas de digitalización, como gemelos digitales, para prever el comportamiento de la planta bajo diferentes escenarios de producción y demanda.

Los siguientes estudios analizan los costos y desafíos asociados a la implementación de estas modificaciones:

1. ***Economics & Carbon Dioxide Avoidance Cost of Methanol Production Based on Renewable Hydrogen and Recycled Carbon Dioxide – Power-to-Methanol***
 - **Resumen:** Evalúa la economía y los costos de evitación de CO₂ en la producción de metanol sostenible utilizando hidrógeno renovable y CO₂ reciclado. Analiza la viabilidad económica bajo diferentes escenarios, destacando el rol de la reducción en costos de electricidad renovable.
 - **Autores:** Christoph Hank, Svenja Gelpke, A. Schnabl, Robin J. White, J. Full, Nikolai Wiebe, T. Smolinka, A. Schaadt, H. Henning, C. Hebling.
 - **Publicación:** *Sustainable Energy and Fuels*, 2018.
2. ***Flexible Production of Green Hydrogen and Ammonia from Variable Solar and Wind Energy: Case Study of Chile and Argentina***
 - **Resumen:** Modela la producción flexible de hidrógeno y amoníaco verde con energía solar y eólica en Argentina y Chile, destacando cómo la hibridación de ambas fuentes reduce costos y mejora la competitividad.
 - **Autores:** J. Armijo, Cédric Philibert.
 - **Publicación:** *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020.
3. ***Decarbonization of Methanol Production – Techno-Economic Analysis of Power-to-Fuel Process in a Hydrogen Valley***
 - **Resumen:** Analiza la viabilidad técnica y económica de la producción de metanol sintético con hidrógeno verde en un "Hydrogen Valley", explorando distintos escenarios hacia 2020, 2030 y 2050.
 - **Autores:** Alessandro Ciancio, Ali Mojtahed, Antonio Sgaramella.
 - **Publicación:** *Journal of Physics: Conference Series*, 2023.

4.9.4 Supuestos de H₂V y PtX

En el escenario *Net Zero Emissions by 2050* de la IEA, se proyecta que el hidrógeno verde desempeñará un rol crucial en la transición energética, con un crecimiento significativo en su participación como sustituto de combustibles fósiles tradicionales. Las proyecciones destacan lo siguiente:

1. **Penetración del Hidrógeno Verde en la Producción de Metanol**
 - **Sustitución del Gas Natural:** Se espera que el hidrógeno verde sustituya progresivamente al gas natural como insumo clave en la producción de metanol, a medida que los costos de producción de H₂V disminuyan.
 - **Rol del CO₂ Capturado:** El CO₂ capturado complementará al hidrógeno verde como materia prima, facilitando la transición hacia la producción de metanol sintético bajo esquemas *Power-to-Methanol* (PtM).
2. **Plazos de Implementación**
 - Según la IEA, la implementación a escala global del hidrógeno verde en el sector de metanol comenzará a acelerarse hacia 2030, consolidándose hacia 2040-2050 con un nivel de penetración significativo en mercados clave.

- Este avance estará condicionado a la reducción de costos del hidrógeno renovable, la disponibilidad de electricidad renovable a bajo costo y la implementación de políticas de incentivo para la captura y utilización de CO₂.

3. Limitantes Globales

- **Infraestructura Insuficiente:** La IEA señala que, actualmente, la infraestructura para producir y manejar hidrógeno verde a escala industrial aún está en una etapa inicial de desarrollo.
- **Competitividad Económica:** En el corto plazo, el alto costo del hidrógeno renovable frente a los combustibles fósiles puede ser una barrera para su adopción masiva. Sin embargo, las políticas globales de descarbonización y la innovación tecnológica prometen superar esta limitación.

Si bien las proyecciones de la IEA son alentadoras a nivel global, su aplicación en Argentina enfrenta particularidades que deben ser consideradas:

1. Ventajas Competitivas del País

- **Abundancia de Recursos Renovables:** Argentina tiene un potencial significativo para la producción de hidrógeno verde gracias a sus vastos recursos eólicos y solares, especialmente en regiones como la Patagonia y el noroeste. Este factor podría posicionar al país como un productor competitivo de H₂V en el mediano y largo plazo.
- **Infraestructura Existente:** La infraestructura industrial para la producción de metanol en Argentina ya está relativamente desarrollada, lo que facilita la integración de tecnologías *Power-to-Methanol* si se realizan las modificaciones necesarias.

2. Desafíos para la Aplicación de las Proyecciones

- **Costo del Hidrógeno Verde:** A pesar del potencial renovable, el costo inicial de instalación de electrolizadores y la necesidad de desarrollar una red de transporte y almacenamiento de H₂ representan barreras significativas.
- **Escasez de Políticas de Incentivo:** Actualmente, Argentina carece de un marco regulatorio robusto que promueva la adopción de hidrógeno verde y CO₂ capturado en la industria. La falta de incentivos fiscales y subsidios puede retrasar la implementación de las tecnologías PtX.
- **Mercado del Metanol:** El mercado local de metanol en Argentina es relativamente pequeño comparado con los mercados globales. Esto implica que el desarrollo de hidrógeno verde para metanol en el país podría estar más orientado hacia la exportación que hacia el consumo interno.
- **Abastecimiento de CO₂:** tanto el acceso a fuentes de carbono puntuales aceptadas como el desarrollo tecnológico de sistemas de captura de CO₂ en el aire representan desafíos importantes.

3. Adaptación de las Proyecciones de la IEA al Contexto Nacional

- **Escenario de Producción Sostenida:** Considerando el potencial de exportación y los avances en energías renovables, Argentina podría alinearse con las estimaciones globales de la IEA hacia 2040-2050, siempre que se logre una reducción significativa de costos y un desarrollo adecuado de la infraestructura.
- **Estrategia Gradual:** En el corto y mediano plazo, el país podría priorizar proyectos piloto de menor escala para validar la viabilidad técnica y económica de la producción de metanol verde, sentando las bases para una implementación más amplia hacia 2050.

4.9.5 Proyecciones de crecimiento del sector

Para estimar el crecimiento del sector metanol, se desarrollaron proyecciones que combinan dos elementos clave:

- Crecimiento vegetativo basado en tendencias históricas.
- Aumento adicional vinculado a la demanda de biocombustibles, dado el papel del metanol como insumo clave en este sector.

El modelo aplicado es analítico-tendencial y se basa en analizar la evolución histórica de la producción y el consumo de metanol. Las tendencias históricas se proyectaron utilizando líneas rectas (crecimiento lineal suave). Se tomaron en cuenta factores exógenos, como el crecimiento poblacional y la expansión de la demanda de biocombustibles.

La tabla a continuación muestra las proyecciones hacia 2030, 2040 y 2050:

Tabla 51: Proyecciones de producción de metanol.

Proyección producción Metanol	
Año	kt/año
2018	472,34
2019	456,43
2020	223,52
2021	376,76
2022	422,39
2023	425,03
2024	425,03
2025	427,67
2026	430,31
2027	432,95
2028	435,59
2029	438,23
2030	443,51
...	
2040	473,08
...	
2050	498,42

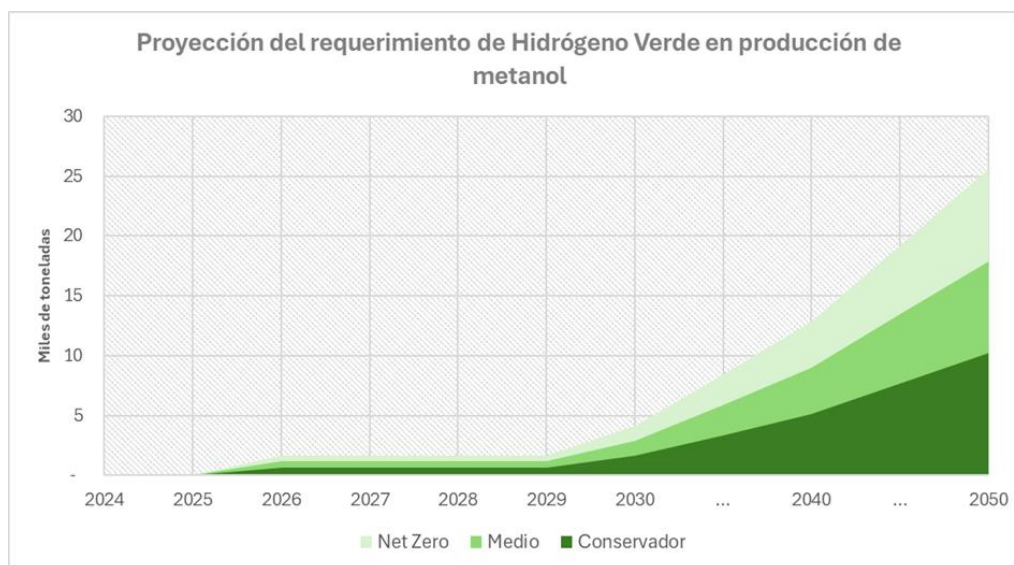
4.9.6 Demanda potencial de hidrógeno

En base a las proyecciones de producción mencionas anteriormente, la siguiente tabla y gráfico muestran el potencial requerimiento proyectado de hidrógeno verde en la producción de metanol, según distintos escenarios, para los años 2030, 2040 y 2050, tomando siempre como referencia el escenario Net Zero del IEA.

Tabla 52: Proyecciones de demanda de H₂V (kt/año) para la industria de metanol.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	4	3	2
2040	13	9	5
2050	26	18	10

Figura 32 - Estimación de la demanda de hidrógeno (kt/año) según distintos escenarios.



4.9.7 Potencial de reducción de emisiones de CO₂

Para calcular la línea de base de emisiones del sector metanol y la reducción esperada con el uso de hidrógeno verde, se consideraron las **Directrices del IPCC**, así como las características específicas del sector en Argentina.

1. Emisiones actuales (hidrógeno gris)

- La producción de hidrógeno gris es el principal responsable de las emisiones de procesos de producción de metanol. Sin embargo, parte del CO₂ que se genera en los procesos de producción de hidrógeno gris, se incorpora luego en la molécula de metanol. Por lo que el proceso de producción de metanol genera entre **0,8 y 1 tonelada de CO₂** por tonelada de metanol producido.
- Según el *Informe Nacional de Inventario del Quinto Informe Bienal de Actualización de la República Argentina (2023)*, la producción nacional de metanol (223.521 toneladas) genera **150.000 toneladas de CO₂** al año, sin considerar las emisiones producto del uso de combustibles. Cabe remarcar que esta cifra corresponde a datos del año 2020, significativamente por debajo del promedio anual.

2. Distribución del uso del metanol en Argentina

El carbono contenido en la molécula de metanol puede ser emitido a la atmósfera durante el uso de este o de algún producto que se genera con dicho metanol.

- **65%** del metanol se destina a la producción de **biodiésel**.
 - Emisiones indirectas: Entre **2 y 4,5 kg de CO₂** por tonelada de metanol utilizado.
 - Total: Entre **290 y 650 toneladas de CO₂** anuales.
- **30%** del metanol se utiliza en la producción de **formaldehído**.
 - Emisiones indirectas: Entre **1.000 y 1.400 kg de CO₂** por tonelada de metanol utilizado.
 - Total: Entre **67.000 y 94.000 toneladas de CO₂** anuales.

3. Emisiones totales actuales del sector:

La combinación de las emisiones directas de producción y las derivadas de sus usos finales resulta en **aproximadamente 150.000 toneladas de CO₂** al año.

La transición al hidrógeno verde (H₂ producido con energía renovable) combinado con una fuente de carbono sustentable (o al menos admitida por un esquema de certificación de productos PtX) permitiría una descarbonización casi total del sector. Por un lado, se eliminan las emisiones de procesos asociadas a la producción de metanol convencional y, adicionalmente, las emisiones durante el uso del metanol sintético también pueden considerarse como virtualmente nulas, ya que la fuente de carbono es sustentable.

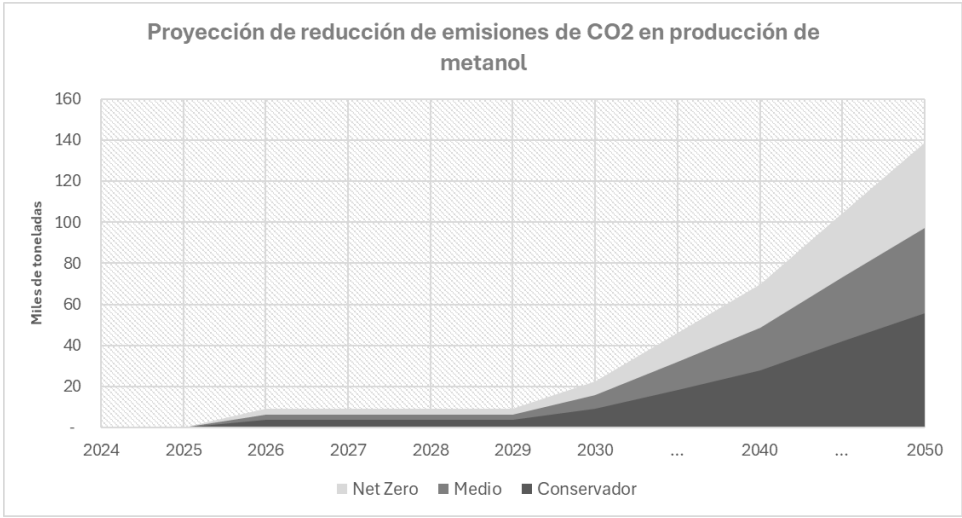
Sin embargo, para estimar la reducción de emisiones futuras y obtener un resultado más aproximado a un escenario Net Zero, se consideró: la proyección de producción de metanol antes mencionadas, el requerimiento de hidrógeno por

tonelada de metanol producido y el volumen de hidrógeno gris sustituido para el corto, mediano y largo plazo. las emisiones por tonelada de hidrógeno utilizado son de 10,5 t CO₂ por tonelada de hidrógeno gris (SMR) desplazado. Los valores de penetración del hidrógeno verde se estimaron en 5%, 15% y 44% para el 2030, 2040 y 2050 respectivamente.

Tabla 53: Reducción de emisiones de CO2 (kt/año) estimadas en el sector metanol.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	22	16	9
2040	70	49	28
2050	139	97	56

Figura 33 - Proyección de la reducción de emisiones (kt/año) en la producción de metanol.



4.9.8 Requisito de CO2 para PtX

La producción de metanol a partir de hidrógeno verde (H2V) y dióxido de carbono (CO₂) se basa en la hidrogenación catalítica:

Para producir 1 tonelada de metanol, se necesitan aproximadamente 1.375 toneladas de CO₂ y 3 toneladas de H₂ verde.

Este cálculo considera una conversión ideal, pero la eficiencia puede variar según las condiciones operativas (temperatura, presión) y los catalizadores utilizados. Así, el proceso no solo reduce emisiones al capturar CO₂, sino que también permite la producción de un insumo clave para múltiples industrias.

Finalmente, a continuación, se muestra la estimación del requisito de CO₂ para PtX:

Tabla 54: Requisito de CO2 (kt/año) para PtX en el sector metanol.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	34	24	14
2040	107	75	43
2050	214	150	86

4.10 Feedstock Químico

4.10.1 Caracterización del sector

En este apartado se analizará al hidrógeno específicamente como insumo, materia prima, para la producción de determinados químicos.

El sector de *feedstock* en la industria química es clave para el abastecimiento de materias primas utilizadas en la producción de plásticos, fertilizantes, productos farmacéuticos y otros productos químicos especializados. Dentro de este sector, la industria petroquímica es la principal consumidora de *feedstock*, utilizando gas natural y petróleo como insumos fundamentales. En Argentina, la actividad petroquímica se concentra en los polos industriales de Bahía Blanca, Zárate-Campana, San Lorenzo y Luján de Cuyo, donde operan las principales plantas productivas del país.

Los *feedstock* más utilizados en la petroquímica argentina incluyen el gas natural y los derivados del petróleo. El gas natural se compone principalmente de metano y algo de etano, su producción también trae asociada producción de propano y butano, cada uno con aplicaciones específicas en la industria química. El metano es la base para la producción de amoníaco y metanol, que a su vez se utilizan en la fabricación de fertilizantes, explosivos y resinas. El etano y el propano son insumos fundamentales para la producción de etileno y propileno, que mediante procesos de polimerización dan origen a plásticos como polietileno y polipropileno. El butano y el isobutano son esenciales en la fabricación de cauchos y otros compuestos industriales. Por otro lado, los derivados del petróleo, como la nafta virgen y el gasoil, sirven como base para la producción de aromáticos como benceno, tolueno y xileno (BTX), empleados en la síntesis de plásticos, fibras sintéticas y solventes.

La producción de metanol, amoníaco y fertilizantes a partir de gas natural y producción intermedia de hidrógeno se trató de manera dedicada en secciones anteriores, por lo que no serán incluidos en esta sección.

Tabla 55: Descripción de los feedstock y su cadena de valor.

	INSUMOS	BÁSICOS	INTERMEDIOS	FINALES
GAS	Metano	Amoníaco	Urea	Fertilizantes
			Nitrato de Amonio	Explosivos
		Metanol	DMEA	Combustibles
			Formol	Tableros
	Etano	Etileno	Polietileno	Plásticos
			PVC	Plásticos
			Poliestireno	Plásticos
			Glicoles	PET
	Propano	Propileno	Polipropileno	Plásticos
	Butano	Cauchos		
PETRÓLEO	Nafta Virgen	BTXs	Etilbenceno	Estireno
		Etileno/Propileno	ídem GAS	ídem GAS
	Propano/Butano	Propileno/butenos	Óxido de Propileno	Polipropileno

El mercado petroquímico argentino es uno de los más avanzados de América Latina y está compuesto por empresas como YPF Química, con plantas en Luján de Cuyo y Ensenada, enfocadas en la producción de derivados del gas y del petróleo; Dow Argentina, con instalaciones en Bahía Blanca dedicadas a la producción de polietileno y otros polímeros; Pampa Energía, que también opera en Bahía Blanca y produce etileno y sus derivados; Petroquímica Cuyo, con sede en Mendoza y especializada en polipropileno; y Profertil, líder en la producción de amoníaco y urea en Bahía Blanca.

La evolución del sector ha estado marcada por distintas etapas. Durante las décadas de 1960 y 1970, comenzaron las inversiones en infraestructura con la construcción de los primeros complejos petroquímicos, destacándose Bahía Blanca como un polo clave para la producción de olefinas y polímeros. En los años 1980 y 1990, la industria se diversificó, incorporando la producción de aromáticos y polímeros avanzados, al tiempo que se privatizaron empresas estatales y se

modernizaron las plantas productivas. En la década de 2000, el crecimiento de la demanda interna impulsó la expansión del sector, consolidando a Argentina como un actor relevante en el comercio petroquímico regional. Durante la década de 2010, la industria enfrentó desafíos económicos, adaptándose a través de inversiones en tecnologías más sostenibles.

El futuro de la petroquímica argentina presenta oportunidades y desafíos. El desarrollo de Vaca Muerta brinda acceso a gas natural abundante y a precios competitivos, lo que puede potenciar la producción de olefinas y derivados. A nivel global, la presión por reducir emisiones y adoptar procesos más sostenibles obliga a la industria a mejorar su eficiencia y a incorporar tecnologías limpias. La integración del hidrógeno verde en la cadena de valor petroquímica es una de las estrategias para cumplir con las nuevas regulaciones ambientales y mejorar la competitividad internacional del sector.

Empresas como Dow Argentina ya exploran el uso de hidrógeno verde para la producción de plásticos con menor huella de carbono, lo que les permitiría acceder a mercados con mayores exigencias ambientales. Bahía Blanca tiene el potencial de convertirse en un hub industrial verde, aprovechando su infraestructura y el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde para exportar productos petroquímicos sostenibles a Europa y otros mercados.

En este contexto, la modernización de la industria petroquímica argentina pasa por la adopción de nuevas tecnologías y la diversificación hacia productos de mayor valor agregado. La integración del hidrógeno verde no solo ayudaría a cumplir con los compromisos de reducción de emisiones, sino también consolidar la posición del país como proveedor competitivo de productos petroquímicos en mercados globales con crecientes exigencias ambientales.

4.10.2 Descarbonización del sector

La descarbonización del *feedstock* petroquímico es un desafío clave en el contexto actual de transición energética y sostenibilidad. Argentina cuenta con una industria petroquímica desarrollada, basada principalmente en el uso de gas natural como materia prima, y se enfrenta a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y diversificar su matriz productiva. Actualmente, el sector petroquímico representa aproximadamente el 10% de las emisiones industriales totales del país, con un rango estimado de 20-25 millones de toneladas de CO₂ equivalente anuales.

Para abordar este desafío, existen diversas estrategias de desfossilización en el sector, al igual que la mayoría de los sectores vistos hasta el momento, las medidas de eficiencia energética y optimización de recursos son las primeras medidas que deben ser implementadas, con resultados en el corto plazo y, generalmente, costos competitivos.

En paralelo, la economía circular y el reciclaje químico están ganando relevancia como estrategias para reducir la dependencia del *feedstock* fósil. Mientras que el reciclaje mecánico de plásticos es el método predominante, el reciclaje químico comienza a explorarse en Argentina con el fin de transformar residuos plásticos en monómeros reutilizables y otros productos químicos. Además, el aprovechamiento de residuos agroindustriales y plásticos del sector agrícola ofrece oportunidades para generar insumos químicos a partir de fuentes no fósiles.

Una alternativa clave es el uso de biomasa como *feedstock*, aprovechando la abundancia de residuos agrícolas y forestales en Argentina, como bagazo de caña de azúcar, residuos de soja y desechos forestales. Tecnologías como pirólisis y la gasificación permiten convertir estos residuos en bioaceites o gas de síntesis, que pueden sustituir a los hidrocarburos en la producción petroquímica. Además, las biorefinerías integradas están emergiendo como una opción viable para combinar la producción de biocombustibles con la obtención de productos químicos de alto valor agregado. No obstante, la logística de recolección de biomasa, la infraestructura y la necesidad de inversiones significativas representan barreras para su implementación a gran escala.

Otra alternativa es la química basada en hidrógeno verde, una oportunidad que puede ser importante para la desfossilización del sector en Argentina debido a su abundante disponibilidad de recursos renovables, como la energía eólica en la Patagonia y la solar en el noroeste. La producción de hidrógeno verde a gran escala mediante electrólisis podría combinarse con una fuente de carbono para producir *feedstock* sintético. Este concepto es conocido también como “energía a olefinas” o “power-to-olefins” (P2O), concepto que incluye tecnologías como “methanol-to-olefins” (MTO). Su integración en el sector permitiría reducir significativamente la huella de carbono de la producción de plásticos.

Desde el punto de vista regulatorio, Argentina cuenta con un marco normativo que impulsa la transición energética y la reducción de emisiones en la industria. La Ley General del Ambiente establece principios para la protección ambiental, mientras que la Ley de Energías Renovables promueve la incorporación de fuentes limpias en la matriz energética. Adicionalmente, el Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático y la Ley de Cambio Climático fijan lineamientos para la reducción de emisiones de GEI en sectores industriales, incluyendo el petroquímico. Existen también regulaciones específicas, como la Resolución 579/2021 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, que promueve la reducción de emisiones a través de tecnologías limpias y eficiencia energética. Aunque estos marcos normativos favorecen la desfossilización, se requieren incentivos más específicos para fomentar la adopción de hidrógeno verde y otras alternativas en la industria petroquímica.

4.10.3 Infraestructura requerida y posible rol del H2V

La transición hacia el **hidrógeno verde (H2V)** y las tecnologías **Power-to-Olefins (P2O)** representan un cambio disruptivo en la industria petroquímica, al introducir métodos más sostenibles para la producción de insumos químicos esenciales como etileno y propileno.

1. Implementación del Hidrógeno Verde en la Industria Petroquímica

El **hidrógeno verde** se obtiene mediante electrólisis del agua utilizando electricidad de fuentes renovables (solar, eólica, hidroeléctrica). Su aplicación en la industria petroquímica incluye:

- **Sustitución del hidrógeno gris y azul:** Se reemplaza el hidrógeno convencional (derivado de combustibles fósiles) en procesos como la hidrodesulfuración, hidrotratamiento y la producción de amoníaco y metanol (Liu et al., 2022).
- **Síntesis de combustibles sintéticos:** Combinado con CO₂ capturado, el H2V puede usarse para producir metanol, que sirve de base para derivados petroquímicos como olefinas y polímeros, (methanol-to-olefins) (Epelde et al., 2021).
- **Reducción de emisiones:** La adopción de H2V permite una reducción significativa de la huella de carbono en la producción petroquímica (Sharifzadeh et al., 2015).

2. Tecnologías Power-to-Olefins (P2O)

Las tecnologías **Power-to-Olefins (P2O)** permiten convertir electricidad renovable en olefinas (etileno, propileno y butadieno), fundamentales para plásticos y productos químicos. Estas tecnologías incluyen:

- **Electrólisis del agua para generar H2V**, que posteriormente se convierte en metanol o en hidrocarburos ligeros mediante procesos Fischer-Tropsch (Dang et al., 2019).
- **Conversión de metanol a olefinas (MTO - Methanol-to-Olefins)**, donde el metanol sintético (derivado del H2V y CO₂ capturado) se transforma en etileno y propileno mediante catalizadores específicos (Hong et al., 2013).
- **Oxidación parcial de H2V con CO₂** para generar gas de síntesis y producir olefinas con procesos catalíticos avanzados (Wang et al., 2021).

Esta tecnología permite una **producción petroquímica libre de fósiles**, reduciendo la dependencia del gas natural y del petróleo.

3. Transformaciones Significativas en la Infraestructura Existente

La integración de H2V y P2O en la industria petroquímica requiere **modificaciones en infraestructura y procesos industriales**:

1. **Adaptación de plantas de hidrógeno:** Se requieren electrolizadores a gran escala y almacenamiento de H₂ en condiciones seguras (tanques criogénicos o en forma de amoníaco) (Paashang et al., 2018).
2. **Integración con energías renovables:** Para viabilidad económica, las instalaciones deben vincularse a fuentes renovables con suministro estable y competitivo.
3. **Conversión de plantas de reformado de gas:** Las plantas actuales de reformado de metano pueden adaptarse o eliminarse con la transición hacia H2V (Sadhukhan & Simons, 2005).
4. **Desarrollo de unidades MTO:** La infraestructura para convertir metanol a olefinas debe expandirse, reemplazando procesos convencionales basados en nafta y gas natural (Bellussi & Pollesel, 2005).
5. **Almacenamiento y distribución de H2V:** La logística de transporte y almacenamiento de hidrógeno requiere nuevas tuberías o sistemas de conversión en derivados más manejables (como amoníaco o metanol).

4.10.4 Proyecciones de crecimiento del sector

Para estimar los futuros volúmenes de hidrógeno, se analizaron las tendencias históricas de producción de productos petroquímicos clave como etileno y polipropileno. A partir de datos históricos de 2015 a 2023, se ajustaron las series para corregir valores atípicos y se proyectaron los valores al año 2030, considerando que las plantas operan al máximo de su capacidad sin perspectivas de expansión a mediano plazo.

En el caso del polipropileno, la tendencia ajustada muestra estabilidad, con una producción estimada para 2030 igual al valor de 2023, es decir, 762 mil toneladas. Para el etileno, la tendencia ajustada sugiere un crecimiento leve, con una proyección de 321 mil toneladas en 2030, algo superior al nivel de 2023.

La tabla continuación muestra los resultados obtenidos para las proyecciones de producción de etileno y polipropileno:

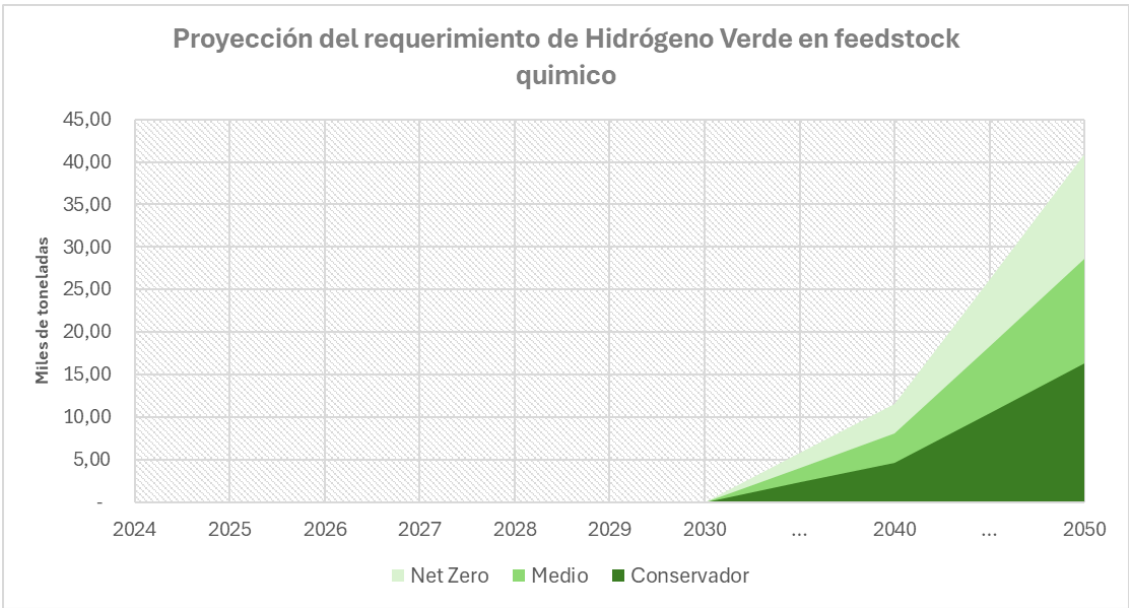
Tabla 56: Proyecciones de producción Etileno y Polipropileno.

Producción proyectad materia prima industria química		
Año	ETILENO (kt/año)	POLIPROPILENO (kt/año)
2018	718,10	287,80
2019	546,10	261,00
2020	736,80	201,80
2021	649,10	291,10
2022	707,70	298,60
2023	761,90	316,80
2024	762,00	317,00
2025	762,00	318,00
2026	762,00	319,00
2027	762,00	319,00
2028	762,00	320,00
2029	762,00	320,00
2030	762,00	321,00
...		
2040	812,00	342,00
...		
2050	861,00	363,00

4.10.5 Demanda potencial de hidrógeno

El consumo de hidrógeno en estos procesos se calculó a partir de factores de conversión promedio. Por cada tonelada de etileno producido mediante vía methanol-to-olefins, se estima que se requieren aproximadamente 0,48 toneladas de H₂ y 3,33 toneladas de CO₂. Con base en las proyecciones de producción, estos valores permiten estimar la futura demanda de hidrógeno asociada al sector. El siguiente gráfico muestra la proyección del potencial uso de hidrógeno por tipo.

Figura 34 - Evolución consumo de hidrógeno (kt/año).



Tomando únicamente la proyección de requerimiento de hidrógeno verde, la siguiente tabla muestra la proyección de requerimiento de hidrógeno verde según distintos escenarios para el corto (2030), mediano (2040) y largo plazo (2050).

Tabla 57: Estimación de la demanda futura de hidrógeno (kt/año).

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	0	0	0
2040	11,57	8,10	4,63
2050	40,9	28,63	16,36

4.10.6 Potencial de reducción de emisiones de CO2

La producción de plásticos y productos químicos es un sector intensivo en carbono debido a la dependencia de materias primas fósiles como el gas natural y los derivados del petróleo. Las Directrices del IPCC, que ya han sido desarrolladas, proporcionan una metodología para estimar las emisiones de GEI en industrias intensivas en energía, como la producción de productos químicos y plásticos, que dependen del uso de hidrógeno como insumo (*feedstock*) en procesos como la producción de amoníaco, metanol, etileno y otros productos químicos. En este caso, se empleará el Protocolo de Gases de Efecto Invernadero para cuantificar la reducción.

El documento "Informe Nacional de Inventario del Quinto Informe Bienal de Actualización de la República Argentina" describe las metodologías utilizadas para la estimación de emisiones en el sector de metanol. A continuación, se detallan las principales consideraciones específicas para este sector.

Tabla 58: Consideraciones específicas para el cálculo de las emisiones de CO2.

Acronimo	Descripción	Unidades	Valor	Fuente de información	Criterio
FE CO2 etileno	Factor de emisión de CO2 para la producción de etileno.	tCO2/t etileno	0,76	IPCC 2006 – Cuadro 3.14	FE por uso de la alimentación al proceso. Se considera etano como sustancia de alimentación al proceso (principal producción en el país).
GAF	Factor de ajuste geográfico para el factor de emisión de CO2 del etileno.	%	110	IPCC 2006 – Cuadro 3.15	Para plantas en Sudamérica
FE CO2 etileno ajustado	Factor de emisión de CO2 para la producción de etileno con ajuste geográfico.	tCO2/t etileno	0,836	Calculado	Para plantas en Sudamérica
FE CH4 etileno	Factor de emisión de CH4 para la producción de etileno.	tCH4/t etileno	0,006	IPCC 2006 – Cuadro 3.16	Se considera etano como sustancia de alimentación al proceso (principal producción en el país).

Fuente: Informe Nacional de Inventario del Quinto Informe Bienal de Actualización de la República Argentina (2023)

Tabla 59: Producción anual de metanol y etileno.

Nombre	Valor (toneladas)
Producción de metanol	223.521
Producción de etileno	736.784

Fuente: Informe Nacional de Inventario del Quinto Informe Bienal de Actualización de la República Argentina (2023)

Para el sector de *feedstock* en la producción de plásticos y otros subproductos en Argentina, la combinación de las Directrices del IPCC (Tier 2 o Tier 3) para establecer la línea de base de emisiones

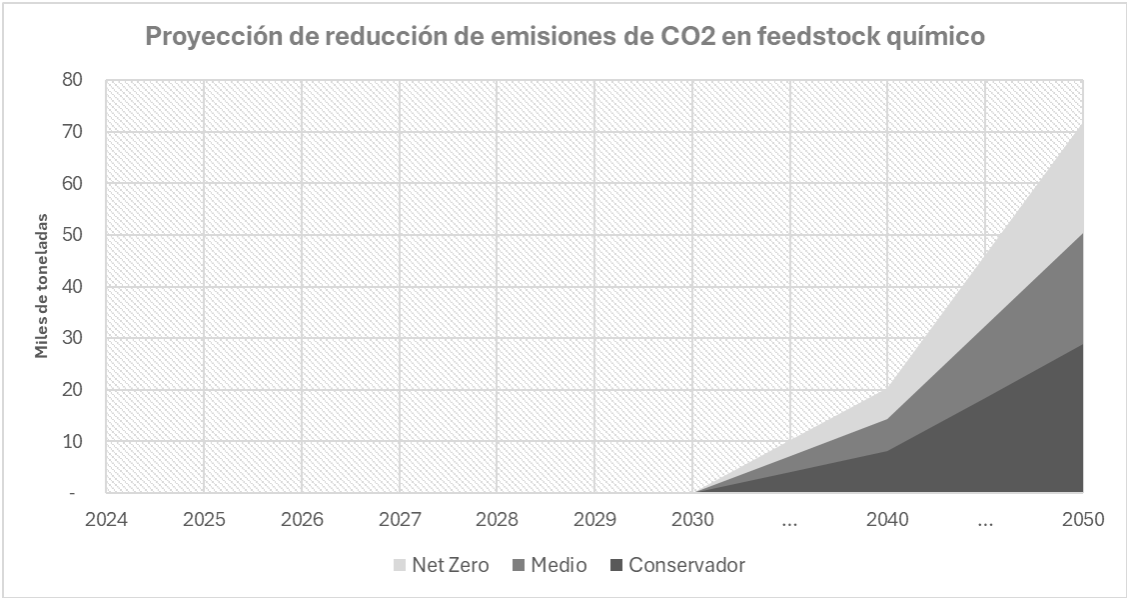
Según el Informe Nacional de Inventario del Quinto Informe Bienal de Actualización de la República Argentina (2020), una producción de 736.784 ton. de etileno emite 616.000 ton de CO₂.

Finalmente, considerando la proyección de producción de etileno y polipropileno mencionadas anteriormente, y una emisión estimada de 10,5 toneladas de CO2 por tonelada de hidrógeno verde utilizado; y teniendo en cuenta el porcentual de hidrógeno verde proyectado para 2030, 2040 y 2050; el siguiente gráfico muestra la reducción de emisiones proyectadas en la industria de producción de plásticos:

Tabla 60: Estimación de la reducción potencial de emisiones de CO2 (kt/año).

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	-	-	-
2040	20	14	8
2050	72	50	29

Figura 35 - Proyección de la reducción potencial de emisiones de CO2 (kt/año).



Es importante destacar que, al no encontrarse datos sobre la quema de plásticos en Argentina, no se consideró la incineración como factor de emisión.

4.11 Calor de Alta Temperatura

4.11.1 Caracterización del Sector y mercado

El sector de calor de alta temperatura en Argentina está compuesto por industrias que requieren procesos térmicos intensivos, con temperaturas superiores a los 500°C. Este sector abarca principalmente la siderurgia, la fabricación de cemento, la producción de vidrio, cerámicas, la petroquímica y la industria papelera.

La fabricación de cemento es una de las principales actividades del sector y desempeña un rol fundamental en el desarrollo de infraestructura y la construcción en el país. El proceso de producción requiere el uso de hornos rotatorios que alcanzan temperaturas de hasta 1450°C para la calcinación de la caliza en *clinker*, el componente esencial del cemento. La demanda interna de cemento está determinada principalmente por el nivel de actividad en la construcción, tanto pública como privada, con variaciones sujetas al contexto económico. Argentina no es un gran exportador de cemento debido a los altos costos de transporte y la naturaleza perecedera del producto, aunque en ciertos períodos se han realizado importaciones desde países vecinos para compensar déficits en la producción local. Entre las principales empresas del sector se destacan Loma Negra, PCR, Holcim y Cementos Avellaneda.

La industria del vidrio y la cerámica también forma parte del sector de calor de alta temperatura, con procesos productivos que requieren el uso de hornos a elevadas temperaturas para fundir los materiales y transformarlos en productos terminados. En el caso del vidrio, la producción está dominada por la fabricación de envases y vidrio plano, que abastecen principalmente a las industrias de bebidas, alimentos y construcción. Aunque Argentina produce una parte importante de su vidrio, las exportaciones son limitadas debido a la fuerte competencia global y la dependencia de insumos importados, como la arena sílica de alta pureza y los carbonatos, lo que encarece los costos de producción local. Entre las principales empresas se encuentran Rigolleau, Cattorini y VASA. La industria cerámica, por su parte, se centra en la producción de revestimientos, pisos y utensilios. Enfrenta una competencia significativa de productos importados, principalmente de Brasil y China, aunque algunas empresas locales han logrado posicionarse en nichos de exportación dentro de la región, destacándose en mercados como Uruguay, Chile y Paraguay gracias a la calidad y el diseño de sus productos. Entre los actores más relevantes del sector se encuentran Cerámica Alberdi, Ilva y San Lorenzo.

El sector de celulosa y papel también demanda altas temperaturas en su proceso productivo, particularmente en la etapa de recuperación de productos químicos durante la cocción. Argentina es un actor relevante en la exportación de celulosa y papel en América Latina, con presencia en mercados regionales y europeos. Sin embargo, la industria enfrenta desafíos derivados de la volatilidad de los precios internacionales y de regulaciones ambientales cada vez más estrictas. A su vez, el país importa productos de papel de alto valor agregado, como papeles especiales y productos terminados. Empresas como Celulosa Argentina, Arauco y Papelera Tucumán son actores clave en el sector.

Tabla 61: Capacidad de producción anual por industria y empresa.

Industria	Empresa	Planta	Capacidad (ton/año)
Cemento	Loma Negra	L'Amalí, Olavarría y 8 más	5.000.000
Cemento	Holcim Argentina	Malagueño, Córdoba	2.400.000
Cemento	Cementos Avellaneda	La Calera, San Luis	1.600.000
Cemento	Cementos Avellaneda	Olavarría, Buenos Aires	2.000.000
Cemento	Petroquímica Comodoro Rivadavia	Pico Truncado, Santa Cruz	750.000
Vidrio	Rigolleau	Berazategui, Buenos Aires	350.000
Vidrio	Cattorini Hnos.	Llavallol, Buenos Aires	250.000
Vidrio	Saint-Gobain	San Pedro, Buenos Aires	200.000
Cerámicas	Cerámica Alberdi	José C. Paz, Buenos Aires	200.000
Cerámicas	Cerámica Alberdi	Parque Industrial Salta, Salta	525.000
Cerámicas	Cerámica San Lorenzo	Azul, Buenos Aires	375.000
Cerámicas	Ilva	Pilar, Buenos Aires	132.000
Papel	Arauco Argentina	Celulosa Puerto Esperanza, Misiones	250.000
Papel	Papel Misionero	Puerto Mineral, Misiones	130.000
Papel	Ledesma S.A.A.I.	Libertador Gral San Martín, Jujuy	110.000
Papel	Celulosa Argentina	Capitán Bermúdez y Zárate	90.000

En términos de energía, la generación y el suministro de calor industrial en Argentina dependen mayormente de la combustión de gas natural, aunque en menor medida también se utilizan carbón y combustibles líquidos. En el contexto de la transición energética y la necesidad de reducir emisiones de carbono, el hidrógeno verde (H2V) comienza a ser evaluado como una alternativa para reemplazar combustibles tradicionales en estos sectores, aunque su implementación todavía enfrenta desafíos tecnológicos y económicos.

Los principales clientes potenciales que podrían impulsar la modernización del sector incluyen grandes industrias manufactureras, empresas de bienes de consumo, firmas de construcción y compañías forestales. En la fabricación de cemento, los clientes potenciales son grandes constructoras de infraestructura como Techint y Cartellone, que manejan altos volúmenes de cemento y que, debido a regulaciones ambientales y compromisos de sostenibilidad, buscan reducir su huella de carbono. En la industria cerámica, los desarrolladores inmobiliarios y las empresas constructoras de viviendas pueden fomentar el uso de materiales sostenibles, impulsando a los fabricantes a modernizar sus procesos. Aquellas empresas que buscan acceder a mercados con regulaciones ambientales más estrictas, como la Unión Europea, podrían verse incentivadas a implementar mejoras tecnológicas y adoptar nuevas fuentes de energía.

En la industria del vidrio, grandes consumidores de envases como Cervecería y Maltería Quilmes, Coca-Cola FEMSA y Arcor tienen compromisos de reducción de emisiones en sus cadenas de suministro, lo que podría incentivar la producción más eficiente y sustentable de vidrio. En el sector de celulosa y papel, compañías como Unilever, Kimberly-Clark y Cencosud han establecido políticas de sostenibilidad que incluyen la reducción de la huella de carbono en sus productos y empaques, lo que puede estimular a los productores a modernizar sus procesos.

La evolución del sector de calor de alta temperatura en Argentina dependerá de factores como la disponibilidad y costos de nuevas tecnologías, regulaciones ambientales más estrictas y la demanda de productos más sostenibles en el mercado local e internacional. En este contexto, la transición hacia fuentes de energía más limpias y eficientes será un elemento clave para mejorar la competitividad y sostenibilidad de la industria en el mediano y largo plazo.

Tabla 62: Producción de insumos por año (Fuente: elaboración propia).

Periodo	Cemento portland (ton)	Cerámicos (Miles m ²)	Pastas celulósicas (Ton)
2018	11.841.000	67.622	830.574
2019	11.082.000	58.462	791.131
2020	9.871.000	55.653	733.530
2021	12.117.000	75.540	698.673
2022	13.029.000	71.100	649.541
2023	12.570.000	63.429	763.550

4.11.2 Alternativas para la desfosilización del sector

La transición hacia procesos industriales más sostenibles requiere la sustitución de combustibles fósiles por alternativas de bajas emisiones. La electrificación, el uso de biomasa, la captura de carbono y la eficiencia energética son estrategias clave, pero en muchos sectores, el hidrógeno verde se presenta como una opción bien posicionada para alcanzar la desfosilización completa.

El sector cementero enfrenta un doble desafío, ya que sus emisiones provienen tanto del consumo de combustibles fósiles como de la calcinación de la piedra caliza. Se han desarrollado estrategias como la captura de carbono (CCUS) y el uso de cementos alternativos con menor contenido de clínker, pero ninguna de ellas elimina completamente las emisiones derivadas de la combustión. En este contexto, el hidrógeno verde surge como una alternativa viable para sustituir al gas natural y al coque de petróleo en los hornos rotatorios de clínker, permitiendo reducir significativamente la huella de carbono del proceso. Su implementación requiere modificaciones en la infraestructura de hornos y un suministro confiable, pero representa una de las pocas opciones disponibles para una producción de cemento verdaderamente libre de emisiones.

En la industria cerámica, el gas natural es la principal fuente de energía para la fabricación de productos a altas temperaturas. Si bien se han implementado medidas de eficiencia energética y, en algunos casos, se ha incorporado biomasa como sustituto parcial, la desfosilización completa del sector sigue siendo un desafío. La posibilidad de utilizar hidrógeno verde en los hornos de cocción permitiría eliminar el uso de gas natural y reducir drásticamente las emisiones de CO₂. Sin embargo, su adopción requeriría ajustes técnicos en los equipos para garantizar una combustión eficiente y costos competitivos en el suministro del hidrógeno.

La producción de vidrio también es altamente demandante en términos de temperatura, con el gas natural como fuente principal de calor en los hornos de fusión. Aunque la electrificación ha sido explorada como una alternativa, presenta desafíos técnicos y económicos que han dificultado su adopción a gran escala. En este sentido, la inyección de hidrógeno verde en los hornos de fusión aparece como una opción prometedora para eliminar las emisiones de CO₂ sin comprometer la calidad del producto. Empresas como Saint-Gobain y Schott ya han llevado a cabo pruebas exitosas en Europa, demostrando la viabilidad de esta solución para el sector.

Por último, en la industria de celulosa y papel, el uso de biomasa ha permitido reducir la dependencia de combustibles fósiles, aunque el gas natural sigue desempeñando un rol importante en procesos térmicos como el secado y la cocción. La eficiencia energética y la electrificación han contribuido a disminuir la huella de carbono del sector, pero el reemplazo total del gas natural sigue siendo un desafío. En este contexto, el hidrógeno verde podría desempeñar un papel clave al sustituir el gas en estos procesos térmicos, facilitando la transición hacia una producción verdaderamente neutra en carbono. Sin embargo, su implementación dependerá de la viabilidad económica y del desarrollo de infraestructura para su producción y distribución.

4.11.3 Infraestructura del sector

La implementación de hidrógeno verde y tecnologías *Power-to-X* (PtX) para desfosilizar sectores industriales en Argentina implica grandes retos en términos de infraestructura y competitividad tecnológica. A continuación, se analizan las características y necesidades de cada sector.

El sector del cemento depende de hornos rotativos y sistemas de molienda que utilizan combustibles fósiles como carbón y gas natural. La infraestructura actual no es fácilmente adaptable al hidrógeno sin modificaciones significativas, como la instalación de quemadores específicos y sistemas de control avanzados.

En el sector de cerámica, los hornos que funcionan con gas natural o combustibles líquidos ofrecen cierto potencial de adaptación a mezclas de hidrógeno. Sin embargo, para alcanzar una transición completa, es necesario modificar o sustituir los quemadores para soportar 100% hidrógeno, así como considerar la electrificación parcial mediante tecnologías híbridas. Aunque hay pruebas piloto en Europa, su implementación masiva en Argentina dependerá de la competitividad económica y del desarrollo de infraestructura de producción y distribución de hidrógeno.

Tabla 63: Intervenciones necesarias en la infraestructura por industria.

Sector	Infraestructura Actual y Aprovechamiento	Intervenciones Necesarias	Madurez Tecnológica
Cemento	Uso de hornos rotativos y sistemas de molienda dependientes de combustibles fósiles; no fácilmente adaptable a H2V.	Conversión de hornos a hidrógeno y energía renovable para PtX.	Fase piloto para hidrógeno y captura de CO ₂ ; desafíos de costo y escalabilidad.
Cerámica	Hornos que funcionan con gas natural o combustibles líquidos; posible adaptación a mezclas de hidrógeno.	Adaptación de hornos para hidrógeno y electrificación complementaria.	Etapas tempranas para quemadores de hidrógeno; pruebas piloto en Europa.
Vidrio	Hornos de alta temperatura que utilizan gas natural; modificaciones significativas necesarias.	Instalación de quemadores de hidrógeno y mejoras en eficiencia energética.	Prueba piloto para integración de hidrógeno; desafíos de alta reactividad.
Celulosa y Papel	Calderas de biomasa y gas natural; alta compatibilidad con combustibles renovables.	Conversión de calderas a hidrógeno y captura de CO ₂ con tecnologías PtX.	Alta madurez en conversión de calderas; tecnologías PtX en fase piloto.

El sector del vidrio requiere hornos de alta temperatura alimentados por gas natural, cuya adaptación al hidrógeno exige cambios significativos. Se deben instalar quemadores específicos y mejorar los sistemas de recuperación de calor para optimizar la eficiencia energética. Las pruebas piloto en este sector han demostrado desafíos específicos, como la alta reactividad del hidrógeno a altas temperaturas, lo que puede afectar tanto al proceso como a los materiales del horno.

Por último, el sector de celulosa y papel se encuentra en una posición relativamente favorable debido al uso existente de calderas de biomasa y gas natural. Estas calderas pueden adaptarse al hidrógeno verde con menor dificultad que en otros sectores. También se considera viable la implementación de tecnologías PtX para capturar CO₂ y producir productos químicos renovables. La conversión de calderas al hidrógeno cuenta con un nivel de madurez tecnológica alto, aunque las tecnologías de captura de CO₂ están aún en fases de demostración.

4.11.4 Proyecciones de crecimiento del sector

En primer lugar, se estimó la demanda energética de cada sector en base a distintas variables propias.

Sector cemento

El sector del cemento requiere altas temperaturas para producir clínker, el principal componente del cemento, a través de etapas como precalentamiento, calcinación y sinterización. La demanda energética promedio estimada es de 4.290 MJ por tonelada de cemento, considerando un contenido de clínker del 75%. Este valor se basa en un análisis detallado de cada etapa del proceso, eficiencia de las plantas y recuperación de calor. Se trabaja en reducir el contenido de clínker utilizando materiales alternativos como cenizas volantes y escoria, lo que disminuye el consumo energético y las emisiones de carbono.

Sector vidrio

La demanda energética del sector del vidrio se calcula considerando las etapas clave de producción, como la fusión de materias primas, el acondicionamiento, la formación y el recocido. En condiciones ideales, producir una tonelada de vidrio requiere 8.250 MJ. Al ajustar por una eficiencia promedio del 50%, este valor aumenta a 16.500 MJ, pero con sistemas de recuperación de calor (30%), se reduce a 14.025 MJ por tonelada. Estos cálculos incluyen la intensidad energética de cada etapa, la eficiencia de los hornos y la recuperación de energía.

Sector cerámico

Para producir una tonelada de productos cerámicos, la demanda de energía térmica total, considerando la eficiencia promedio del 50% en los hornos y los beneficios de la recuperación de calor (30%), es de aproximadamente 6.970 MJ. Este cálculo incluye el secado (600 MJ) y la cocción (3.500 MJ), ajustados por ineficiencias del proceso y el aprovechamiento energético de los gases de escape.

Sector celulosa y papel

Para producir una tonelada de pulpa y papel, la demanda final de energía térmica, considerando una eficiencia del 70% en la planta y una recuperación de calor del 60%, es de aproximadamente 10.360 MJ. Este valor incluye los procesos de digestión (4.000 MJ), lavado/blanqueo (750 MJ), evaporación (2.750 MJ) y secado (5.000 MJ), ajustados por las ineficiencias del sistema y el aprovechamiento del calor recuperado.

La tabla a continuación resume las demandas térmicas previamente calculadas.

Tabla 64: Demanda térmica por industria.

Industria	Demanda térmica por ton (MJ)
Cemento	4.290
Vidrio	14.025
Cerámicas	6.970
Papel	10.360

Luego, se calculó el crecimiento futuro de cada sector, empleando variables asociadas a cada uno.

Industria de cemento

Se seleccionaron como variables el consumo de gas natural (GN) para calor de alta temperatura (CAT) y el Indicador Sintético de la Actividad de Construcción publicado por el INDEC. La tendencia de ambas se corresponde en gran medida entre 2019 y 2023. Para la proyección de mediano plazo, se utilizó la tendencia del ISAC, ligeramente más dinámica que la del propio GN. Estos niveles de CAT se continuarían encuadrando dentro de los límites de la capacidad instalada actual. Para el largo plazo, dado que no se conocen nuevos proyectos de la industria cementera, se proyectó una evolución más suave tomando como base las proyecciones de población del INDEC para los años 2040 y 2050.

Industrias de cerámica, vidrio y cristal

Para los sectores de Cerámica, Vidrio y Cristal, se seleccionó, también, el ISAC del INDEC, que mostró una gran correlación con el consumo de GN de estas industrias. Se proyectó que, para 2030, el consumo alcance el máximo de 2008 hasta la actualidad, que representa el uso máximo de la capacidad instalada. Dado que no se conocen nuevos proyectos para estas industrias, para 2040 y 2050 se estimó un crecimiento paralelo a las proyecciones de población del INDEC.

Industria de Celulosa y Papel

Para el caso de Celulosa y Papel no se encontró una variable explicativa satisfactoria que permita proyectar el crecimiento potencial de la Industria, salvo la población de la Argentina. Hacia 2030, se consideró su proyección con la misma tasa de crecimiento de la población, valor que estaría al máximo de las capacidades de producción actuales. Para el largo plazo, se hizo una proyección en forma paralela a las proyecciones de Población del INDEC hasta el año 2040 y 2050:

Industria siderúrgica

Para la siderurgia, como variable de proyección, se empleó el consumo de CAT de la industria de acero, dado que están extremadamente ligadas. Hacia 2030 se consideró su proyección con la misma tasa de crecimiento del acero, Sector analizado en el Cap. 2, que resultó de 1,26 % aa., que señalaría el límite de la capacidad instalada. Para 2040 y 2050 se sigue la tasa de crecimiento vegetativa del Acero, en tanto no se conozcan nuevos proyectos.

Tabla 65: Demanda de gas para calor de alta temperatura.

Demanda proyectada consumo de gas por rubro					
Año	CEMENTO (mill. m³)	CERAMICOS (mill. m³)	VIDRIO (mill. M3)	CELULOSA (mill. m³)	SIDERURGIA (mill. m³)
2018	563,85	312,29	190,71	202,95	636,97
2019	582,58	282,66	201,34	192,23	570,23
2020	519,67	244,55	212,55	182,63	442,65
2021	679,64	334,07	224,07	196,55	634,02
2022	777,97	338,82	241,99	202,25	636,75
2023	677,68	292,17	214,13	201,35	644,78
2024	686,37	300,63	218,87	203,07	652,91
2025	695,05	309,09	223,60	204,79	661,14
2026	703,73	317,55	228,34	206,51	669,48
2027	712,41	326,00	233,08	208,23	677,92
2028	721,09	334,46	237,81	209,95	686,47
2029	729,77	342,92	242,55	211,67	695,12
2030	738,46	351,38	247,29	213,39	703,89
...					
2040	808,48	387,50	268,28	229,68	776,24
...					
2050	859,41	410,49	286,95	241,36	776,24

4.11.5 Supuestos de H2V y PtX

La Agencia Internacional de Energía (IEA) ha identificado al hidrógeno y sus derivados (como el amoníaco y los combustibles sintéticos) como piezas clave en el escenario Net Zero para 2050, particularmente en la provisión de calor de alta temperatura en sectores industriales difíciles de descarbonizar. Industrias como el acero, el cemento, la química, la cerámica, el vidrio, la celulosa y el papel son grandes demandantes de este tipo de calor y, por tanto, candidatas principales para la adopción del hidrógeno limpio.

Aunque el hidrógeno no es la opción principal para descarbonizar el cemento, la IEA proyecta que podría utilizarse en hornos de cemento como combustible limpio, especialmente en combinación con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCUS). Este enfoque permitiría reducir significativamente las emisiones residuales asociadas con el proceso de producción de clinker, el componente principal del cemento.

En sectores como el vidrio, la cerámica y la celulosa y papel, que requieren calor de alta temperatura, la IEA prevé que el hidrógeno desempeñará un papel complementario al de la biomasa y la electricidad renovable. La viabilidad económica de esta transición dependerá, sin embargo, de la disponibilidad de hidrógeno limpio a precios competitivos, así como del desarrollo de infraestructuras de suministro en las regiones donde operan estas industrias.

En el marco de la transición energética hacia escenarios Net Zero, se han realizado proyecciones propias de la demanda de hidrógeno, enfocándose exclusivamente en su uso como reemplazo del gas natural en procesos que requieren calor de alta temperatura. Esto responde a las propiedades únicas del hidrógeno, capaz de alcanzar temperaturas superiores a los 1.000 °C sin emitir carbono directamente, lo que lo posiciona como una solución adecuada para industrias como la siderurgia, la industria química, el vidrio y el cemento.

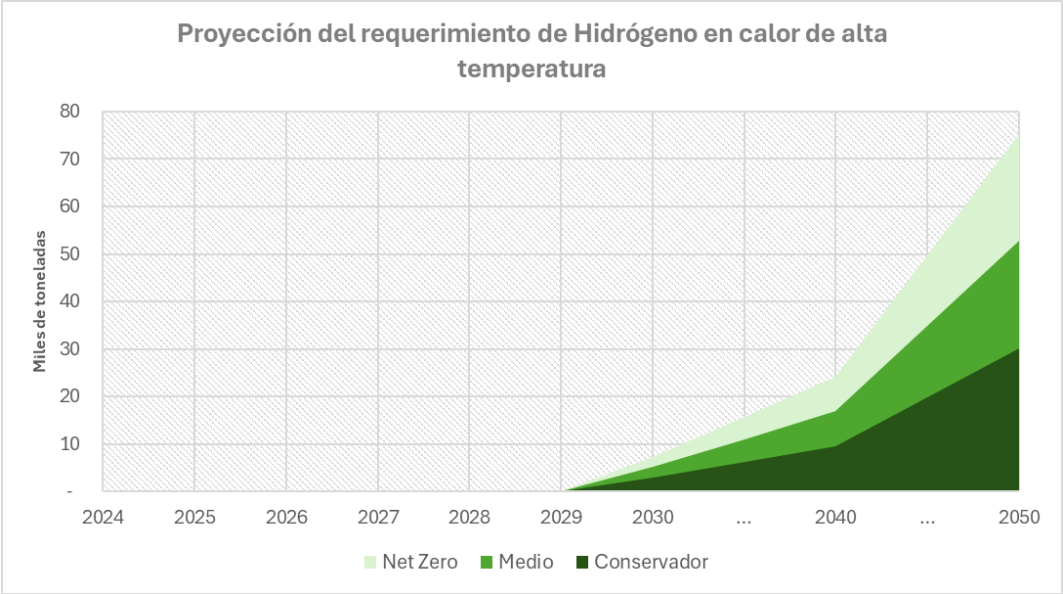
4.11.6 Demanda potencial de hidrógeno

En base a las proyecciones propias de la evolución de las industrias y las estimaciones de IEA, se estimó la potencial demanda futura de H2V para el corto, mediano y largo plazo. Para simplificar el análisis, se asumió que los porcentajes de reemplazo del gas natural por hidrógeno serán similares en todos los sectores que utilizan procesos de calor de alta temperatura. Dada la infraestructura actual de distribución de gas y el leve avance hacia la posibilidad de utilizar cortes de hidrógeno, se estimó el porcentual de reemplazo en 1%, 3% y 9% para el escenario Net Zero, para los años 2030, 2040 y 2050 respectivamente.

Tabla 66: Estimación de la demanda de hidrógeno (kt/año) para calor de alta temperatura.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	7	5	3
2040	24	17	10
2050	53	53	30

Figura 36 - Estimación de la demanda de hidrógeno (kt/año) para calor de alta temperatura.



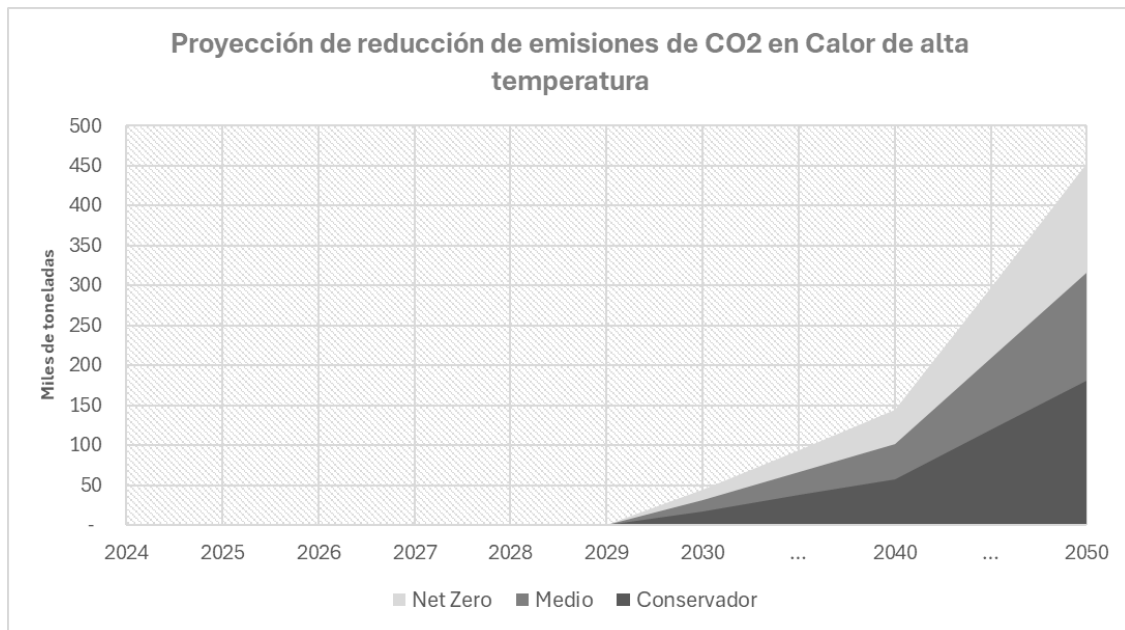
4.11.7 Potencial de reducción de CO₂

Considerando entonces la proyección de consumo de gas natural, de cada una de las industrias, y una emisión estimada de 2,72 toneladas de CO₂ por tonelada de gas consumido; y teniendo en cuenta el porcentual de hidrógeno verde proyectado para 2030, 2040 y 2050, el siguiente gráfico y tabla muestran la estimación de potencial de reducción de emisiones de CO₂ por la aplicación de hidrógeno verde según distintos escenarios.

Tabla 67: Estimación de la reducción de emisiones de GEI (kt/año) en el sector de calor de alta temperatura.

Año	Net Zero	Medio	Conservador
2030	44	31	18
2040	145	101	58
2050	452	316	181

Figura 37 - Estimación de la reducción de emisiones de GEI (kt/año) en el sector de calor de alta temperatura.



5 Análisis variables cualitativas por sector

5.1 Definición de variables cualitativas

Como se mencionó anteriormente, el informe implica una elaboración de tipo matriz cuali-cuantitativa de evaluación de aspectos múltiples de manera de establecer un rango ordenado de prioridades sectoriales en vistas al desarrollo de mercados sustentables de H2V.

En la sección anterior se analizaron las variables cuantitativas de los distintos sectores, obteniendo resultados de potenciales demanda de H2V y reducción de emisiones de GEI por sector, para el corto, mediano y largo plazo. Para complementar los resultados cuantitativos es necesario analizar otras consideraciones que explican los diferentes niveles de viabilidad que tiene incorporar H2V en cada sector. Es por esto por lo que se definieron tres variables para analizar de manera cualitativa:

- **INFRAESTRUCTURA DISPONIBLE Y REQUERIDA E INVERSIÓN NECESARIA** - Disponibilidad de infraestructura existente y necesidades de inversión en infraestructura para producción, almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno. Por ejemplo, se calificará con una A cuando la necesidad de desarrollo de infraestructura nueva es menor, o los costos asociados a dicho desarrollo sean relativamente bajos; en el otro extremo, se calificará con una E cuando en casos donde se requiere un gran desarrollo de infraestructura para habilitar el uso de H2V en el sector, como puede ser por ejemplo en el transporte por carretera, donde se requiere de cambios de flota y construcción de estaciones de carga de hidrógeno.
- **COMPETITIVIDAD, MERCADO Y OFF-TAKERS** – Análisis de la demanda existente y potencial de H2V y PtX en cada sector, competitividad de costos, análisis de posibles requerimientos internacionales, incluyendo empresas dispuestas a adoptar estas tecnologías y posibles acuerdos de compra. Se calificará con una A cuando existan un mercado desarrollado, con off takers y cuando se considere que el H2V y los productos PtX pueden ser competitivos en costos; en el otro extremo, se calificará con una E en los casos contrarios, donde la competitividad del H2V sea muy baja frente a otras alternativas y no se considere un mercado desarrollado, con off-takers claros.
- **ASPECTOS ESTRATÉGICOS HABILITANTES O LIMITANTES** - Análisis de aspectos externos que pueden tener implicaciones tanto favorables o habilitantes, como desfavorables o limitantes para el posible desarrollo del H2V y PtX en los distintos sectores del país. Esto incluye, por ejemplo, el desarrollo del gas natural de la formación Vaca Muerta, que puede significar un ritmo de incorporación de H2V más lento en aquellos sectores donde el gas natural sería desplazado. Otro ejemplo de externalidad que puede tener impacto desfavorable para la incorporación de H2V es el desarrollo de biocombustibles en el país, que son moléculas que en varios sectores competirán con el H2V como alternativa para reducir emisiones. Por otro lado, un ejemplo de una externalidad favorable en un sector, puede ser el desarrollo de una demanda internacional que abre las puertas a la exportación y esto puede generar sinergias con el desarrollo de un mercado local. Se calificará con una letra “A” cuando se considere que no se identifican externalidades negativas importantes y a la vez se identifican externalidades favorables para desarrollar el H2V en cada sector. Cuando se identifican variables externas desfavorables y otras favorables, la calificación baja según la interpretación del posible impacto de estas variables, y finalmente, se calificará con una E cuando solo se identifican variables externas desfavorables y éstas son de una implicancia alta en el desarrollo del H2V en el sector.

Para estas variables cualitativas, se empleó entonces una escala ordinal representada por la escala de puntuación, cada criterio fue ponderado en función de su importancia relativa para la viabilidad y la prioridad de implementación. Se propuso una escala de puntuación A-B-C-D-E para cada criterio:

ESCALA DE PUNTUACIÓN:

- A – Muy alta viabilidad o relevancia
- B – Alta viabilidad o relevancia
- C – Media viabilidad o relevancia
- D – Baja viabilidad o relevancia
- E – Muy baja viabilidad o relevancia

5.2 Aviación

Infraestructura disponible / Inversión asociada

Si bien el e-SAF es considerado un *drop-in fuel*, por lo que no serían necesarios cambios de magnitud relevante en los aviones y demás infraestructura asociada, aún en el corto plazo el TRL (Technology Readiness Level) de la síntesis Fisher Tropsch combinado con energías renovables intermitentes no es alto y cuenta con desafíos, aunque se espera que en el mediano y largo plazo la tecnología madure considerablemente. Las limitadas fuentes de carbono puntuales y la falta de madurez de la tecnología de captura directa de aire (DAC) también implican un desafío importante para el corto plazo. Por esas razones, se puntúa como: “C” para 2030, “A” para 2040 y “A” para 2050.

Competitividad, Mercado y Off-Takers

Por un lado, el sector es uno de los más impulsados regulatoriamente (por ejemplo, la Unión Europea cuenta con cuotas de consumo de SAF). Además, existe intención del sector privado de comprar SAF para descarbonizarse (por ejemplo, los acuerdos de ATAG). Sin embargo, el precio actual es elevado (entre 3 y 8 veces más que el combustible convencional y más que el doble que el bioSAF). Para el corto plazo, se estima que predominen los bioSAF, pero en el mediano y largo plazo, la penetración de los e-SAF será mayor. En el mercado local, se reconocen importantes oportunidades en el corto y mediano plazo para el segmento de vuelos internacionales. Por esas razones, se puntúa como: “C” para 2030, “B” para 2040 y “A” para 2050.

Aspectos estratégicos habilitantes o limitantes En el corto plazo, no se espera que la descarbonización del sector sea una prioridad en la agenda nacional. Sin embargo, se espera el desarrollo de una gran demanda internacional de e-SAF y esto puede representar una oportunidad de exportación para Argentina. Un desarrollo de exportaciones derramaría en el mercado local de aviación.

Sumado a esto, para que Argentina alcance la carbono neutralidad en 2050, deberá reemplazar totalmente el combustible fósil de aviación por SAF. Si bien se estima que el bioSAF tenga una gran relevancia dado el potencial agrícola del país, es razonable pensar en biocombustibles para el mercado local y los sintéticos enfocados a la exportación o vuelos internacionales. Por esas razones, se puntúa como: “C” para 2030, “B” para 2040 y “A” para 2050.

5.3 Marítimo

Infraestructura disponible / Inversión asociada

Si bien recién se están probando comercialmente los primeros motores a amoníaco, se espera que para 2040 sean una tecnología ya madura. En el corto plazo, la expansión de estos combustibles alternativos se encuentra algo limitada por las terminales de carga nuevas y el requerimiento de nueva flota. Para el amoníaco, deben desarrollarse estándares técnicos de seguridad. Para el metanol, la necesidad de CO₂ externo es un desafío relevante. Sin embargo, en el corto plazo es positivo que gran cantidad de puertos ya se encuentran adecuados para el manejo de amoníaco. Por esas razones, se puntúa como: “C” para 2030, “A” para 2040 y “A” para 2050.

Competitividad, Mercado y Off-Takers

Al igual que el sector de aviación, el marítimo también se encuentra propulsado por la Unión Europea y cuenta con iniciativas de organizaciones como la IMO, que le otorgan competitividad. En cuanto a los precios, el amoníaco y el metanol podrían ser competitivos frente a los combustibles convencionales incluso en la próxima década. Existe un gran mercado de demanda en el mercado local por el transporte marítimo internacional, operado casi en su totalidad por compañías extranjeras. Por esas razones, se puntúa como: “B” para 2030, “A” para 2040 y “A” para 2050.

Aspectos estratégicos habilitantes o limitantes Para que Argentina alcance la carbono neutralidad hacia 2050, debe reemplazar por completo el combustible fósil marítimo por alternativas libres de emisiones. Al igual que en el sector aviación, la solución será compartida entre biocombustibles y combustibles sintéticos como el amoníaco y el metanol verde.

Internacionalmente, se acepta que para cubrir los grandes volúmenes de combustibles limpios del transporte marítimo a mediano y largo plazo sí o sí se requerirá incorporación de amoníaco y metanol verde, debido a limitaciones de escala que pueden tener los biocombustibles. El desarrollo del mercado internacional representa una oportunidad de exportación para Argentina y de bunkering de transporte marítimo internacional. Por esas razones, se puntúa como: “B” para 2030, “B” para 2040 y “A” para 2050.

5.4 Maquinaria Agrícola

Infraestructura disponible / Inversión asociada

Para reemplazar totalmente el diésel por hidrógeno son necesarias estaciones de recarga y sistemas de distribución y almacenamiento. A diferencia del caso del transporte de carga, el consumo de combustible para maquinaria agrícola se encuentra desagregado y distribuido por todo el territorio y suele depender de las estaciones de recarga del transporte de carretera, con lo cual a mediano plazo resulta muy poco probable que se pueda desfossilizar. A largo plazo, a medida que las estaciones de recarga se instalan para responder a las necesidades del sector de transporte pesado, el sector de maquinaria agrícola también comenzará a utilizarlo. Por otro lado, también se requeriría maquinaria propulsada con hidrógeno, lo cual hoy en día tiene una madurez tecnológica baja, y significaría muy altos costos y limitaciones por autonomía y recargas. Por esas razones, se puntúa como: “E” para 2030, “C” para 2040 y “C” para 2050.

Competitividad, Mercado y Off-Takers

Los estudios de TCO sugieren que a largo plazo el hidrógeno podría ser competitivo para su uso en maquinaria pesada, en términos de costos de energía, ya que alcanzaría la competitividad con la electricidad y el diésel en las próximas décadas. Estas proyecciones podrían verse afectadas por cambios en incentivos a la producción de hidrógeno o a la adopción de tecnologías no fósiles, con lo cual, el horizonte de competitividad podría modificarse. Actualmente, en Argentina el mercado no experimenta incentivos hacia la desfossilización, e inclusive de existir en un futuro, la regulación y el control serían complejos y difíciles de implementar, siendo un sector ampliamente diseminado en una superficie muy extensa (Argentina es el octavo país con mayor superficie). Además, el hidrógeno cuenta en la actualidad con importantes desventajas frente a los biocombustibles, que son más económicos, implican menos cambios para su utilización y no presentan problemas de autonomía, almacenamiento y recarga de maquinaria. Por esas razones, se puntúa como: “E” para 2030, “D” para 2040 y “C” para 2050.

Aspectos estratégicos habilitantes o limitantes

De manera similar al transporte pesado por carretera, la alta actividad del sector agropecuario impacta en un aporte importante a las emisiones de GEI y a un consumo y desbalance de gasoil en el país, lo cual tiene implicancias importantes y generará incentivos e interés en buscar alternativas para reducir emisiones del sector.

Por otro lado, al igual que en otros sectores donde el H2V o producto PtX se usará como combustibles, es esperable que comparta la desfossilización del sector con los biocombustibles, y particularmente en el caso del sector agrícola, se espera que el rol de los biocombustibles sea aún mayor que en otros sectores, debido a las mismas sinergias productivas. Por estos motivos, se puntúa como: “D” para 2030, “D” para 2040 y “C” para 2050.

5.5 Combustible Terrestre

Para este sector, se analizarán las variables únicamente para el transporte pesado, dado que se considera que el rol del hidrógeno verde en el transporte terrestre liviano será muy bajo frente a la alternativa de electrificación.

Infraestructura disponible / Inversión asociada

Para reemplazar el diésel por hidrógeno son necesarias estaciones de recarga. Se estima que el costo de instalación de una estación de servicio de hidrógeno varía entre USD 1.0 y USD 2.0 millones dependiendo de la capacidad y la flexibilidad de operación (Speers, 2018). En paralelo, se deben generar sistemas de distribución y almacenamiento, dado que el transporte de hidrógeno requiere de gasoductos específicos o camiones cisterna adaptados. Esto se suma a que sería necesario reemplazar la flota de camiones, que actualmente son de combustión interna, por camiones que son considerablemente más costosos.

Aunque Argentina cuenta con un territorio muy extenso, la autovía Rosario-Buenos Aires concentra mucho tránsito de transporte pesado y podría ser un punto de partida para desfossilizar el sector a mediano plazo. Esta concentración del consumo simplificaría la necesidad de la infraestructura asociada, siendo necesarios menos camiones o un gasoducto dedicado de tamaño reducido. Con una primera inserción de la tecnología en esta autovía, sería luego más sencillo extenderla al resto del país a largo plazo, por eso se considera que tiene potencial. Por estas razones, se puntúa como: “E” para 2030, “C” para 2040 y “B” para 2050.

Competitividad, Mercado y Off-Takers

Los estudios de TCO sugieren que a largo plazo el hidrógeno podrá ser competitivo para su uso en camiones pesados, ya que alcanzaría la competitividad con la electricidad y el diésel para 2050. Estas proyecciones podrían verse afectadas por cambios en incentivos a la producción de hidrógeno o a la adopción de tecnologías no fósiles, con lo cual, el horizonte de competitividad podría modificarse. Actualmente, en Argentina el mercado no experimenta fuertes incentivos hacia la

desfossilización. Además, la competitividad del hidrógeno se puede ver reducida dada las excelentes condiciones en las que se encuentra el país para la producción de biocombustibles. Por estas razones, se puntúa como “E” para 2030, “D” para 2040 y “C” para 2050.

Aspectos estratégicos habilitantes o limitantes En Argentina, la mayor parte de transporte de carga se realiza por camiones en carretera, esto convierte al sector en uno de los principales responsables de emisiones de GEI del país y a su vez conlleva a grandes consumos de gasoil, que requiere importaciones de combustible. El reemplazo de combustibles en dicho sector debe hacerse de manera cuidadosa, debido al impacto en costos en las cadenas de logística interna del país. Adicionalmente, se trata de un sector donde los biocombustibles pueden jugar un rol de mucha importancia por sus menores costos de combustible y de cambios de infraestructura y reducir la penetración de H2V. Por esta razón se califica al sector con una E para el 2030, una D para 2040 y una C a 2050.

Es necesario aclarar de todas formas, que, si se desea alcanzar la carbono neutralidad a 2050 en el sector, será necesario posibilitar también el uso de H2V y PtX, esto requerirá que el sector público desarrolle la normativa habilitante necesaria para incluir estos nuevos vectores en el sector de transporte.

5.6 Minería

Infraestructura disponible / Inversión asociada.

Si bien hay proyectos piloto para el desarrollo de camiones funcionando a celdas de combustibles en minería, el estado de la tecnología todavía es inmaduro y los costos de reemplazo de unidades y de desarrollo de infraestructura para producción y carga de los camiones son muy altos. Por otro lado, la posibilidad de utilizar e-fuels reduce los costos de reemplazo de unidades, pero enfrenta grandes desafíos tecnológicos y de altos costos en la producción de los combustibles sintéticos. La falta de desarrollo de la actualidad, se espera que cambie en los próximos tiempos por el impulso actual de desarrollo de celdas de combustible y de producción de combustibles sintéticos. Por estos motivos se califica la variable dentro del sector con una “D” para el corto plazo (2030), y una “C” y “B” para mediano y largo plazo (2040 y 2050 respectivamente), estos últimos entendiendo que existirán avances en las tecnologías que permitirán un cambio de infraestructura con mayor facilidad.

Competitividad, Mercado y Off-Takers.

Como fue mencionado previamente, estudios recientes aseguran que el costo estimado de la producción de hidrógeno renovable es de entre 4,5 y 6,5 dólares por kilogramo (USD/kg) en la actualidad. Sin embargo, se espera que el costo de producción de hidrógeno renovable descienda a entre 2,5 y 4,0 USD/kg hacia 2030, impulsado por los avances en la tecnología de electrolizadores, las economías de escala en la fabricación, las mejoras en el diseño y la reducción del costo de la energía renovable (Hydrogen Council, 2023). Estos menores costos de hidrógeno lo vuelven competitivo en términos de costos de combustibles frente al gasoil. Se debe mencionar también que los sistemas de celdas de combustible tienen una eficiencia mayor que los motores diésel, entre un 54% y un 87% mejor. Sin embargo, será necesario considerar también los costos asociados al cambio de flota por unidades que actualmente serían considerablemente más costosas.

Por lo expresado, se puede concluir que a corto plazo (2030) no sería competitivo un cambio (radical o ágil) de combustible fósil a hidrógeno o derivados. Pero, teniendo en cuenta la diferencia en la eficiencia, si a futuro se consigue un precio competitivo (como es esperado), el cambio ágil y radical mencionado resultaría más que probable.

Por esas razones, se puntúa como: “D” para 2030, “C” para 2040 y “B” para 2050.

Aspectos estratégicos habilitantes o limitantes

El desarrollo de la minería en Argentina está aún lejos de alcanzar su gran potencial, por lo que, a diferencia de otros sectores como el agro o transporte pesado por carretera, el uso de combustibles fósiles en la actividad no tiene impactos mayores en los inventarios de GEI y en el balance energético del país. Sin embargo, es un sector donde internacionalmente se está dando importancia al rol del H2V en su desfossilización, y que a su vez está sujeto a incentivos de reducción de emisiones a nivel mercado global. Dado los bajos números de la actividad en la actualidad y la falta aún de desarrollo para la incorporación de H2V de manera competitiva en el sector, se le asigna la letra “D” en el corto plazo. Pero teniendo en consideración los avances esperados en desarrollo de H2V en el sector minero, y el posible crecimiento de la actividad en el país, se considera que es un sector que puede tener mayor relevancia en el mediano y largo plazo, por lo que se le asigna “C” a 2040 y “B” a 2050.

5.7 Acero

Infraestructura disponible / Inversión asociada

La transición hacia el uso de hidrógeno verde (H2V) en el sector del acero implica adaptar la infraestructura actual de las plantas, como las que operan con tecnologías de Reducción Directa de Hierro (DRI) combinada con hornos de arco eléctrico (EAF). Aunque estas tecnologías pueden adaptarse al uso de H2V en lugar de gas natural, se requiere una inversión en la adaptación del proceso DRI, adicionando también el lucro cesante que ello acarrearía. Las plantas nuevas podrían diseñarse con la flexibilidad de poder incorporar H2V en el futuro, pero en Argentina no se espera un desarrollo de plantas nuevas en el corto o mediano plazo. Es por ello por lo que en el corto plazo (2030) se califica como “D” y en el mediano y largo plazo “C”, “B” (2040 y 2050 respectivamente) se mejora la calificación por el natural reemplazo de equipamiento que llevará a mejoras tecnológicas asociadas.

Competitividad, Mercado y Off-Takers

La adopción de H2V, aunque potencialmente beneficiosa para reducir emisiones de CO₂, actualmente enfrenta costos más altos que las tecnologías convencionales basadas en combustibles fósiles. Esto representa un desafío para su competitividad en el mercado, ya que los precios del acero producido al reemplazar el SMR por H2V serían muy superiores a los métodos tradicionales. Sin forzar una cuota, se cree que el sector tiene un gran margen de medidas más atractivas para reducir emisiones antes de implementar H2V en el corto y mediano plazo.

Por ello en el corto plazo se califica como “D”. Sin embargo, la demanda de acero bajo en carbono está creciendo en mercados regulados como la Unión Europea, donde el Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM) podría penalizar al acero con alto contenido de carbono importado. Esta regulación ofrece una ventaja competitiva al acero producido con H2V, permitiendo justificar precios más altos por la reducción en la huella de carbono, lo cual puede ser atractivo para ciertos *off-takers* comprometidos con metas de sostenibilidad. Es por ello por lo que en el mediano y largo plazo se mejora la calificación (“C”, “B”).

Aspectos estratégicos habilitantes o limitantes

El precio del acero impacta directamente en gran parte de la cadena industrial del país y de la construcción; en el plano internacional, se trata de un mercado muy competitivo, por lo que se debe analizar en detalle los costos productivos previamente a incorporar medidas que puedan impactar negativamente en ellos. Por otro lado, la Unión Europea está implementando regulación que penaliza la huella de carbono del acero, y esto alcanza a las importaciones y al mercado internacional. En Argentina se espera que en la próxima década el sector avance en una reducción de emisiones de GEI implementando medidas de eficiencia energética, incorporando mayores porcentajes de chatarra y contratando suministro eléctrico con energías renovables. Sin embargo, para continuar con la reducción de emisiones del sector, mantenerse competitivos internacionalmente y poder acercarse a la carbono-neutralidad del sector al 2050, en el mediano y largo plazo será necesario la implementación de medidas adicionales, que incluyen la incorporación de H2V en las plantas de reducción directa, y posiblemente alternativas de CCS en las plantas de alto horno. Por estos motivos se le asigna una letra “D” en el corto plazo, “C” para 2040 y “B” para 2050.

5.8 Refinación de Petróleo

Infraestructura disponible / Inversión asociada

Para reemplazar la producción de hidrógeno gris por H2V en las refinerías de Argentina no se necesitan cambios tan significativos como en otros sectores. Sin embargo, se requiere de espacio para la implantación de las plantas de electrolisis y para el posible almacenamiento “buffer” de hidrógeno. Es por ello por lo que en el corto plazo se califica como “B” y en el mediano (2030) y largo plazo se mejora la calificación por: “A” y “A” (2040 y 2050 respectivamente).

Competitividad, Mercado y Off-Takers

La competitividad del H2V en el sector de refinación se enfrenta a desafíos económicos, ya que el hidrógeno verde es actualmente más costoso que el hidrógeno gris debido al costo de la tecnología de electrolisis y la infraestructura necesaria. El mercado no está solicitando específicamente combustible fósiles con menores huella de carbono en Argentina. La demanda de hidrógeno para refinación se espera sea menor en las próximas décadas por la reducción del consumo de combustibles fósiles. Por eso se reduce su importancia en el mercado de H2V a 2050.

Por ello en el corto plazo se califica como “D” para 2030 y se mejora la calificación en el mediano y largo plazo a “C”, “B” (2040 y 2050 respectivamente).

Aspectos estratégicos habilitantes o limitantes

Se espera una descarbonización paulatina del sector de refinación, primero con soluciones de eficiencia energética, suministro eléctrico renovable y electrificación de usos, pero para descarbonizar completamente el sector de refinación se deben reducir las emisiones vinculadas a la producción de hidrógeno y no existen muchas alternativas para lograr esto que puedan competir con el H2V. Una de ellas es la captura y almacenamiento de CO₂, pero se considera poco practicable en las principales refinerías del país, que se encuentran alejadas de pozos de gas depletados para almacenamiento de CO₂. Se le otorga una puntuación de “C” en el corto plazo, la calificación a **2040** es “B” y a **2050** es “A”, considerando que son sectores en donde si se sigue requiriendo hidrógeno, se requerirá que el mismo no tenga emisiones.

5.9 Amoníaco para fertilizantes

Infraestructura disponible / Inversión asociada

La producción de amoníaco con H2V requiere la implementación de tecnologías de electrólisis y el uso de electricidad renovable para la generación de hidrógeno, en lugar del gas natural actualmente utilizado. Las plantas necesitan cambiar el SMR por plantas de electrólisis lo cual puede requerir sistemas adicionales de enfriamiento y/o modificaciones en la compresión. Considerando que el fertilizante nitrogenado más consumido y producido en Argentina es y será (con las plantas de producción proyectadas) en forma de UREA, esto suma una complejidad extra, ya que las plantas de UREA requerirán conseguir CO₂ de manera externa. Es por ello, que en el corto plazo (**2030**) se califica como “C”; mientras que en el mediano y largo plazo se mejora la calificación a “B”, “A” (**2040** y **2050** respectivamente) por el natural reemplazo de equipamiento que llevará a mejoras tecnológicas asociadas.

Competitividad, Mercado y Off-Takers

La transición al H2V encarece el costo de producción del amoníaco y fertilizantes, ya que la electrólisis es más costosa que los métodos convencionales. No obstante, el amoníaco verde podría tener un mercado en expansión, especialmente en la industria agrícola y minera que busca fertilizantes y explosivos con baja huella de carbono. La brecha de costos con fertilizantes fósiles se espera que no sean tan grande. Puede que haya cierto desafío en caso de querer cambiar el tipo de fertilizante usado por los productores (en el país se usa Urea, es más difícil de producir con H2V que otros fertilizantes sin carbono).

En este contexto, los principales compradores (*off-takers*) incluyen grandes productores agrícolas y compañías mineras comprometidas con la sostenibilidad. En mercados como la Unión Europea, donde la regulación de emisiones es estricta, el amoníaco verde podría ofrecer una ventaja competitiva que justifique el sobreprecio. Se espera que haya mercado de exportación de fertilizantes verdes. Por ello en el corto plazo se califica con “C” y se mejora la calificación en el mediano y largo plazo a “B”, “A” (**2040** y **2050** respectivamente).

Aspectos estratégicos habilitantes o limitantes

Si bien el sector de fertilizantes se postula como uno de los sectores más atractivos para la incorporación de H2V, incluso ya la próxima década, el actual desarrollo del gas natural en Vaca Muerta probablemente traerá asociado plantas nuevas de fertilizantes que entrarán en operación los próximos años y que no serán convertidas a H2V en el corto plazo. Por otro lado, existen pocas alternativas para descarbonizar esta industria que tiene un uso químico del hidrógeno.

La combinación de estos factores hace que la calificación del sector en el corto plazo se vea algo disminuida debido al desarrollo de Vaca Muerta, y se califica a 2030 con una “C”, pero considerando el potencial de descarbonización del H2V en el sector y las pocas alternativas de reducción de emisiones, las calificaciones a 2040 y 2050 son “B” y “A”, respectivamente.

5.10 Metanol

Infraestructura disponible / Inversión asociada

La implementación de hidrógeno verde (H2V) en el sector de metanol requiere una infraestructura avanzada, ya que las plantas actuales dependen del gas natural. La transición hacia el H2V involucra eliminar o reducir las unidades de reformado de gas natural y reconfigurar los circuitos de gas de síntesis para aceptar hidrógeno verde. Esto también implica integrar tecnologías de captura de CO₂ de fuentes externas, como insumo para la producción de metanol. Estas modificaciones requieren una inversión considerable en electrolizadores y sistemas de captura y almacenamiento de CO₂. Es por ello por lo que en el corto plazo se califica como “C” y en el mediano y largo plazo se mejora la calificación por el

natural reemplazo de equipamiento que llevará a mejoras tecnológicas asociadas a “B”, “A” (2040 y 2050 respectivamente).

Competitividad, Mercado y Off-Takers

Aunque producir metanol con H2V aumenta los costos debido a las inversiones necesarias y al precio del hidrógeno verde, el mercado de metanol bajo en carbono está creciendo, especialmente en sectores donde la descarbonización es una prioridad, como el transporte marítimo y la industria química. Los reguladores de la Unión Europea, con políticas de ajuste de carbono, y empresas con compromisos de carbono neutral, muestran un interés creciente en el metanol verde, lo que podría justificar un precio superior. Los potenciales *off-takers* incluyen sectores industriales y empresas químicas que buscan disminuir su huella de carbono y cumplir con regulaciones de sostenibilidad. Por ello en el corto plazo se califica como “C” y se mejora la calificación en el mediano y largo plazo a “B”, “A” (2040 y 2050 respectivamente).

Aspectos estratégicos habilitantes o limitantes

El sector de metanol no cuenta con muchas alternativas de desfosilización. La captura y almacenamiento de carbono (CCS) podría ser una alternativa que conviva con el H2V, pero a 2050 la competitividad del H2V debería ser mejor que la captura y almacenamiento. En Argentina, se han implementado regulaciones de biocombustibles que podrían aumentar la demanda de metanol en la industria de combustibles, incentivando la adopción de metanol verde. El transporte marítimo sustentable puede conllevar un desarrollo de metanol verde que derrame a los otros usos de metanol. Sin embargo, al igual que en el caso del amoníaco, el desarrollo de Vaca Muerta hace poco probable un reemplazo del gas natural en la industria del metanol en el corto plazo, adicionalmente el hecho de requerir una fuente externa de CO2 para producción de metanol verde también atenta contra un desarrollo temprano por la complejidad de conseguir fuentes de CO2 competitivas. Es por ello por lo que en el corto plazo se califica como “D”. A mediano y largo plazo, las regulaciones internacionales y la desfosilización de la industria probablemente obliguen a incorporar H2V en el sector y por ello se mejora la calificación a “C”, “A” (2040 y 2050 respectivamente).

5.11 Feedstock Químico

Infraestructura disponible / Inversión asociada

La producción de *feedstock* en la industria petroquímica y química en Argentina depende en gran medida del gas natural como materia prima. La transición hacia *feedstock* sintético a partir de H2V implicaría instalar nuevas plantas de electrólisis, captura de carbono, producción de metanol y de producción de olefinas sintéticas a partir de metanol. La inversión en infraestructura es significativa, y adicionalmente algunas tecnologías involucradas aun no cuentan con madurez comercial necesaria. En las próximas décadas, se espera que estos procesos reduzcan sus costos de inversión y tengan una madurez tecnológica apta para su uso. Es por ello por lo que en el corto plazo (2030) se califica como “D” y en el mediano y largo plazo se mejora la calificación a “C”, “B” (2040 y 2050 respectivamente) por el natural reemplazo de equipamiento que llevará a mejoras tecnológicas asociadas.

Competitividad, Mercado y Off-Takers

La adopción de H2V en *feedstock* químico incrementa los costos de producción debido a la inversión inicial y a los precios del H2V en comparación con el gas natural. En el corto plazo es muy poco competitivo el reemplazo de etano o propano en la cadena productiva de plásticos. Sin embargo, se espera una reducción de dicha brecha, ya que este sector está orientado a productos químicos de alto valor agregado, como plásticos y polímeros, que pueden ser atractivos para mercados con regulaciones ambientales estrictas, especialmente en Europa. Empresas de plásticos y productos especializados que buscan reducir su huella de carbono pueden asumir el costo adicional de productos descarbonizados, convirtiéndose en potenciales *off-takers* de H2V. La creciente demanda por productos sostenibles y las iniciativas corporativas para la descarbonización ofrecen una ventaja competitiva, aunque es necesario justificar el costo adicional frente a productos convencionales. Por ello en el corto plazo se califica como “D” y se mejora la calificación en el mediano y largo plazo a “C”, “B” (2040 y 2050 respectivamente).

Aspectos estratégicos habilitantes o limitantes

En Argentina, con Vaca Muerta en expansión se espera que haya un excedente de etano y propano en el país durante las próximas décadas probablemente. El reemplazo del *feedstock* será necesario para conseguir la carbononeutralidad, pero considerando que existen otras alternativas para desfosilizar el sector (como reciclaje o uso de biomasa) y considerando también la situación actual y el desarrollo económico del país es posible que esta transición se realice de manera algo más retardada. Es por ello por lo que, tanto en el corto plazo (2030) como el mediano plazo (2040), se califica como “E”. Mientras que a largo plazo (2050), las regulaciones internacionales es probable que obliguen a intervenir más profundamente en la transición energética y por ello se mejora la calificación a “C”.

5.12 Calor de Alta Temperatura

Infraestructura disponible / Inversión asociada

En el sector de calor de alta temperatura, que incluye por ejemplo industrias como el vidrio, la cerámica, y el cemento, gran parte de la infraestructura actual depende de combustibles fósiles, especialmente gas natural, para generar el calor necesario. La transición hacia el uso de H2V implica modificaciones significativas en los hornos para incorporar quemadores específicos de hidrógeno y sistemas de control de combustión. Estos cambios requieren una inversión inicial considerable en adaptaciones de infraestructura y la implementación de tecnologías como electrolizadores de gran escala. La implementación de H2V en este sector está en fases piloto en países europeos, con desafíos aún por resolver en cuanto a la economía de escala y la eficiencia. Por ello en el corto plazo se califica con “E” y se mejora la calificación en el mediano y largo plazo (“D”, “C”) por el natural reemplazo de equipamiento que llevará a mejoras tecnológicas asociadas.

Competitividad, Mercado y Off-Takers

El uso de H2V en procesos de calor de alta temperatura como energético comparado con el gas natural es poco competitivo, ya que eleva los costos de producción. Sin embargo, el interés de industrias en la Unión Europea y otros mercados con regulaciones ambientales estrictas ofrece una oportunidad de mercado para productos fabricados con bajas emisiones. *Off-takers* potenciales podrían incluir empresas comprometidas con la sostenibilidad y la reducción de su huella de carbono, dispuestas a pagar un sobreprecio por productos “verdes” que cumplan con estándares de descarbonización. Existen otras tecnologías que pueden ser más competitivas para calor de alta temperatura (biomasa y biocombustibles) que el H2V. Por ello en el corto plazo se califica con “E” y se mejora la calificación en el mediano y largo plazo (“D”, “C”) por el natural reemplazo de equipamiento que llevará a mejoras tecnológicas asociadas.

Aspectos estratégicos habilitantes o limitantes

Las emisiones asociadas al uso de combustibles fósiles en calor de la industria son importantes en Argentina. Sin embargo, con la gran disponibilidad de gas natural de Vaca Muerta, hay una gran oportunidad de fortalecimiento industrial local que hace poco factible imponer medidas para el reemplazo por H2V en el corto y mediano plazo. El calor de alta temperatura tiene pocas alternativas de desfosilización, y en su mayoría son caras cuando se las compara con energéticos como el gas natural. Se espera que los biocombustibles o biomasa, junto con la alternativa de H2V y PtX cumplan un rol relevante, sobre todo a medida que los costos de producción de estos combustibles limpios se reducen y los precios a las emisiones de CO₂ se incrementen. Esta combinación de factores funciona como limitantes para la incorporación H2V en el corto y mediano plazo, y se califica con “E” a 2030 y 2040. A largo plazo, se mejora la calificación a “C”, aunque el rol del H2V para ese entonces deberá ser analizado comparándolo con la evolución del sector en países con transición energética más avanzada y revisando la evolución de alternativas de biocombustibles, biomasa o estrategias nuevas de electrificación directa.

6 Cuadro resumen de variables y priorización

6.1 Variables cualitativas

La siguiente tabla resume lo anteriormente expuesto para cada sector y cada horizonte temporal: 2030, 2040 y 2050. A su vez, se elaboró una paleta de colores para visualizar las variables según la puntuación.

Tabla 68: Resumen variables cualitativas

	2030			2040			2050		
	Infraestructura y tecnología	Mercado	Aspectos habitantes	Infraestructura y tecnología	Mercado	Aspectos habitantes	Infraestructura y tecnología	Mercado	Aspectos habitantes
Aviación	C	C	C	A	B	B	A	A	A
Transporte Marítimo	C	B	B	A	A	B	A	A	A
Maquinaria Agrícola	E	E	D	D	D	C	C	C	C
Transporte Terrestre	E	E	E	C	D	D	B	C	C
Transporte en Minería	D	D	D	C	C	C	B	B	B
Acero	D	D	D	C	C	C	B	B	B
Refino	B	D	C	A	C	B	A	B	A
Amoníaco y Fertilizantes	C	C	C	B	B	B	A	A	A
Metanol	C	C	D	B	B	C	A	A	A
Feedstock Petroquímica	D	D	E	C	C	E	B	B	C
Calor de Alta Temperatura	E	E	E	D	D	E	C	C	C

Menos viable



Más viable

6.2 Potencial demanda de H2V

La siguiente tabla muestra el resumen de resultados obtenidos de la potencial demanda de hidrógeno verde de cada sector en miles de toneladas por año.

Tabla 69: Potencial demanda de hidrógeno verde (kt/año).

Sector	2030	2040	2050
Aviación	21	202	434
Transporte Marítimo	43	150	269
Transporte Terrestre	28	180	383
Maquinaria Agrícola	6	56	109
Transporte en Minería	0,6	0,8	1,0
Acero	-	79	182
Refino	1,1	3	6
Amoníaco y Fertilizantes	14	108	326
Metanol	4	13	26
Feedstock Petroquímica	-	12	41
Calor de Alta Temperatura	7	24	75
Total:	126	828	1.852

6.3 Potencial reducción de emisiones de CO₂

A continuación, la tabla abajo muestra el resumen de resultados obtenidos de la potencial reducción de emisiones de CO₂ de cada sector, producto de la utilización del hidrógeno verde y sus derivados en miles de toneladas por año.

Tabla 70: Potencial reducción de emisiones de CO₂ por sector (kt/año).

Sector	2030	2040	2050
Aviación	47	1.079	2.337
Transporte Marítimo	454	1.648	2.980
Transporte Terrestre	135	2.280	5.202
Maquinaria Agrícola	-	709	1.478
Transporte en Minería	9	11	13
Acero	-	828	1.911
Refino	12	36	60
Amoníaco y Fertilizantes	152	1.130	3.427
Metanol	22	70	139
Feedstock Petroquímica	-	20	72
Calor de Alta Temperatura	44	145	452
Total:	874	7.957	18.070

6.4 Potencial requerimiento de CO₂

Por último, para los sectores en los que se proyecta que tengan una demanda de CO₂, la siguiente tabla muestra el resumen de resultados obtenidos del potencial requerimiento de CO₂ en miles de toneladas por año.

Tabla 71: Potencial requerimiento CO₂ (kt/año).

Sector	2030	2040	2050
Aviación	52	1.186	2.568
Transporte Marítimo	42	88	138
Transporte en Minería	3	3	2
Amoníaco y Fertilizantes	108	819	2.483
Metanol	34	107	214
Feedstock Petroquímica	-	80	284
Total:	238	2.284	5.689

7 Sinergias con otros documentos oficiales

En los últimos años el gobierno de Argentina ha emitido diversos documentos oficiales relacionados tanto con la utilización de hidrógeno verde en sectores productivos o de transporte, como con metas para la reducción de gases de efecto invernadero. En vías de entender la cercanía con el lineamiento propuesto por el gobierno nacional, y encontrar puntos coincidentes, se analizaron principalmente los siguientes documentos, entre otras publicaciones oficiales recientes:

- **Estrategia Nacional de Hidrógeno**, publicada en septiembre de 2023.
- **Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC)**, publicada en diciembre de 2020.
- **Actualización de la meta de emisiones netas de Argentina al 2030**, publicada en octubre de 2021.
- **Estrategia de desarrollo resiliente con bajas emisiones a largo plazo a 2050**, publicada en noviembre 2022

Como se mencionó anteriormente, Argentina se posiciona como un potencial exportador de hidrógeno verde y derivados, hecho que refleja la estrategia nacional con una estimación de 5 millones de toneladas anuales de hidrógeno de bajas emisiones para 2050. Sin embargo, el documento también estima un consumo doméstico del 20% de dicha producción, tanto para la descarbonización de los usos actuales del hidrógeno (industrias del acero, petroquímica y refino) como para atender los nuevos usos (principalmente combustibles sintéticos).

Respecto a los combustibles, al igual que lo que se planteó en los sectores de transporte, la estrategia nacional menciona, en el corto plazo, que la producción de combustibles sintéticos como metanol y combustible sustentable de aviación e incluye también el aceite vegetal hidrogenado (HVO) demandará hidrógeno de bajas emisiones para descarbonizar el sector transporte marítimo y aeronáutico. También, pero en menor medida, se aplicará a la electromovilidad, principalmente en vehículos pesados que utilizan celdas de combustible alimentadas con hidrógeno.

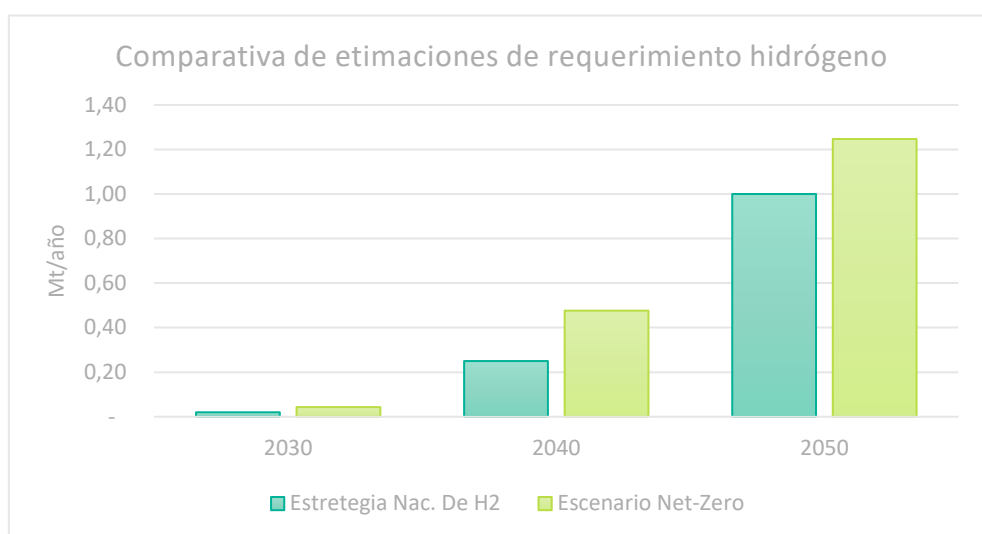
En lo que resguarda al potencial de utilización de hidrógeno, los valores totales de potencial demanda de H2V identificada en este estudio son mayores que los propuestos en la estrategia nacional. Sin embargo, si se toman solo los sectores donde las variables cualitativas tienen calificaciones buenas/viables, los valores totales se asemejan más a los de la estrategia. Por ejemplo, cuando se ven las calificaciones del transporte terrestre, maquinaria agrícola, minería, feedstock químico y calor de alta temperatura, incluso en el largo plazo no está claro aún que se pueda alcanzar el potencial de volumen de H2V identificado para el sector.

El figura 38 muestra la comparativa entre la estrategia nacional de hidrógeno y los resultados de este informe para los volúmenes totales estimados de requerimiento de hidrógeno, sin contabilizar los volúmenes de aquellos sectores con calificaciones cualitativas bajas, para el corto, mediano y largo plazo.

Respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero, en su segunda contribución determinada Argentina se había comprometido inicialmente (año 2020) a una meta absoluta e incondicional, aplicable a todos los sectores de la economía, de no exceder la emisión neta de 359 Mt CO₂eq para el año 2030. Ese valor luego fue actualizado en 2021 mediante la “Actualización de la meta de emisiones netas de Argentina al 2030” a **349 Mt CO₂eq**.

Según los resultados de este informe, tomando en cuenta únicamente los sectores mejor calificados, en el 2030 se podría llegar a una disminución de 0,66 millones de toneladas de CO₂ únicamente por la incorporación de hidrógeno verde. Para el largo plazo (2050), si bien aún no están definidos valores concretos, la “Estrategia de desarrollo resiliente con bajas emisiones a largo plazo” plantea seguir los lineamientos del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) donde se menciona la necesidad de reducir un 40% las emisiones de GEI respecto al 2019. Ante este escenario, los valores de reducción de emisiones por la utilización de hidrógeno verde se proyectan ampliar a 4 y 11 millones para el 2040 y 2050 respectivamente, representando una disminución significativa, que ayudaría a cumplir esa meta mencionada. Si se concreta el desarrollo de H2V en los sectores con menos claridad (transporte terrestre, maquinaria agrícola, calor de alta temperatura) los valores de reducción de emisiones a 2030, 2040 y 2050 pueden ser incluso mayores: 0.9 Mt/CO₂, 8.0 Mt/CO₂, y 18.2 Mt/CO₂, respectivamente.

Figura 38 - Estimaciones de requerimiento de hidrógeno según Estrategia Nacional de Hidrógeno y resultados de este informe considerando solo sectores con buenas calificaciones cualitativas.



En miras al largo plazo (2050), la estrategia de desarrollo resiliente hace énfasis en la necesidad de transformar tanto al sector de transporte como al sistema productivo industrial. El informe sugiere que, para alcanzar los compromisos asumidos, es necesario promover cambios estructurales en los patrones de consumo, transporte y producción.

Por último, es importante destacar la importancia de fuentes de CO₂. Como se analizó para los distintos sectores, la producción de e-SAF, urea y metanol serán grandes demandantes de CO₂, por lo que su disponibilidad es importante. El reciente estudio **Fuentes de CO₂ Para la Producción de PtX En Argentina**, publicado por GIZ, concluye en que actualmente el país posee fuentes por **1,9 Mt de CO₂ biogénico y 21,4 Mt de CO₂ de fuentes industriales**, destacando la importancia de localizar adecuadamente proyectos PtX, considerando la infraestructura de transporte de CO₂ y energía renovable.

Analizando los valores obtenidos en este informe se puede notar que sólo con sectores de combustibles con demanda de CO₂ proyectada (Aviación, Marítimo y Minería) ya para 2040 la demanda se aproximaría a 1,3 Mt de CO₂, pasando luego a 2,7 Mt en 2050, lo que excedería el recurso actual de fuentes biogénicas, aún si se presupone su máxima utilización. Si además se suma el requerimiento potencial proyectado para los sectores de urea, metanol y *feedstock* petroquímico, ese valor alcanza las **5,7 Mt en 2050**, triplicando el disponible existente a la fecha. Por lo tanto, entender y prever estos requisitos a futuro y proyectar alternativas de captura de CO₂, será esencial para poder materializar el escenario de carbono neutralidad en miras a 2050.

Igualmente es necesario remarcar que, sobre todo para el corto plazo, otras fuentes de CO₂ además de las biogénicas están siendo permitidas por certificaciones de productos PtX, como lo establece por ejemplo la Directiva de Energía Renovables de la Unión Europea y los actos delegados para establecer los criterios de certificación de lo que llaman combustibles renovables de origen no biológico (RFNBOs), donde se encuentran el hidrógeno verde y productos PtX. En dicha normativa se contempla el uso de ciertas fuentes industriales de carbono hasta el año 2040 si cumplen con una serie de requisitos detallados en la normativa. Para el largo plazo, se espera que la captura directa de CO₂ del aire (DAC por sus siglas en inglés) sea una alternativa competitiva y permita el desarrollo a la escala necesaria de la producción de derivados que requieren una fuente de carbono.

8 Conclusiones

Argentina, al igual que otros 194 países, se ha comprometido a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el marco del Acuerdo de París. En ese contexto, ha presentado sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional a través de las cuales se fijan metas de reducción de emisiones en el corto y mediano plazo. Adicionalmente, también ha presentado la estrategia de desarrollo resiliente con bajas emisiones a largo plazo al 2050, cuya meta es alcanzar la carbono-neutralidad. Se espera que todos los países alcancen la carbono-neutralidad a largo plazo, con la mayoría fijando la meta para 2050 (algunos, como Alemania, apuntan a 2045).

Para alcanzar estas metas a largo plazo, es necesario analizar el potencial de distintos sectores, trazar un camino claro e identificar las acciones y políticas que deberán implementarse en función de dicho potencial. En este contexto, el presente trabajo muestra el posible rol que el hidrógeno verde (H2V) y sus derivados podrían desempeñar en la descarbonización de sectores clave de Argentina en el corto, mediano y largo plazo.

Se destaca entre los resultados del ejercicio que los sectores que se espera que tengan mayor prioridad para incorporación de H2V en su desfosilización son: **transporte marítimo, aviación, y producción de amoníaco, fertilizantes nitrogenados y metanol**. Según el análisis realizado en este trabajo, estos sectores muestran un mayor potencial en términos de volumen de requerimiento de hidrógeno verde y volumen de reducción de GEI; además, al compararlos con otros sectores, presentan mejores oportunidades respecto a la competitividad, menores requerimientos en infraestructura necesaria y factores externos que puedan favorecer el desarrollo de H2V en estos sectores.

El H2V también puede cumplir un rol importante en el sector de acero a largo plazo, sin embargo, es necesario analizar cómo evoluciona el mercado internacional y el desarrollo de esta tecnología en otros países con mayores avances en la transición energética.

En cuanto al uso del H2V en el sector del transporte pesado terrestre y como combustible para maquinaria agrícola, su impacto podría ser significativo, tanto en términos de volumen como en el ahorro de emisiones. Sin embargo, dicho rol deberá reevaluarse a medida que evolucionen otras soluciones para descarbonizar dichos sectores.

Es esperable que los plazos para la incorporación de H2V en los sectores donde desplazará al gas natural se vean afectados por el desarrollo de la formación Vaca Muerta. Un claro ejemplo de esto son las nuevas plantas de urea que se prevé se instalen en los próximos años, las cuales no serían convertidas a hidrógeno verde recién instaladas. Este desarrollo no significa una reducción en el rol del H2V en la descarbonización de dichos sectores, pero si quizás, un atraso en su incorporación.

Por otro lado, en aquellos sectores donde el H2V competirá con alternativas de biocombustibles, como puede ser en transporte y calor de alta temperatura, es posible que parte de la participación estimada de H2V sea desplazada por una mayor participación de biocombustibles en el país. Esto se debe a que Argentina cuenta con un gran potencial de desarrollo de biocombustibles y, si este potencial se materializa, podría capturar más mercado debido a factores de costos.

En los sectores donde actualmente se utiliza hidrógeno con fines químicos, como refinación, amoníaco y fertilizantes, metanol y, en parte, la producción de acero, hay pocas (o nulas) alternativas que compitan con el H2V para la desfosilización. Una alternativa posible es el hidrógeno azul, lo que significa agregar procesos de captura y almacenamiento del CO₂ producido en el proceso de reformado de gas natural. Pero esta tecnología requiere de sitios específicos donde pueda almacenarse el CO₂ capturado, como pueden ser los pozos de gas depletados o cavernas salinas; en principio, este último tipo de estructuras no se encuentran presentes en sitios cercanos a las plantas químicas. Adicionalmente, al mediano y largo plazo, el costo de hidrógeno verde será menor, o al menos competitivo, al hidrógeno azul.

Los resultados de este ejercicio van en sintonía con el desarrollo internacional del H2V y PtX, los países de la Unión Europea tienen proyecciones de demanda y políticas de incentivos que afectan al sector marítimo, aviación, y sector químico principalmente. Esto se presenta como un potencial mercado internacional al que Argentina podría exportar estas moléculas verdes.

Según los resultados cuantitativos obtenidos en el estudio, en el corto plazo la demanda potencial de H2V en Argentina podría alcanzar 0,13 Mt/año y evitar la emisión de 1,8 Mt CO₂/año, mientras que al largo plazo el crecimiento de demanda podría alcanzar las 1,8 Mt/año, y evitar la emisión de 18 Mt CO₂/año. Se destaca que estas proyecciones no solo dependen de supuestos sobre la incorporación de H2V en los sectores a lo largo del tiempo, sino también de estimaciones sobre el crecimiento de las actividades en dichos sectores que se han tenido en cuenta.

Para el desarrollo de productos PtX que contienen carbono en sus moléculas, como el metanol, el e-SAF o incluso la urea, se necesita además de H2V, una fuente de carbono. Para poder suplir el carbono necesario para cubrir las potenciales

demandas de metanol, e-SAF y urea analizadas en el estudio, se estima que se requerirían 0.2 Mt/año de CO₂ a 2030, 2,3 Mt/año a 2040 y 5,7 Mt/año a 2050. Se espera que las fuentes biogénicas de CO₂ tengan un rol preponderante tanto en el corto y largo plazo, mientras que las fuentes de carbono industriales pueden ser una alternativa válida y competitiva en el corto plazo, y la captura de CO₂ directamente del aire es una fuente sustentable pero que se espera que sea competitiva recién al largo plazo.

Por último, se destaca que para poder seguir un camino hacia la carbono-neutralidad a largo plazo se requerirán de esfuerzos y políticas estratégicas. Es evidente que la Incorporación de H₂V y productos PtX en los distintos sectores será necesaria para conseguir la desfosilización de industrias y rubros cuyas emisiones son difíciles de abatir. Sin embargo, considerando el esfuerzo que se requerirá en la transición energética, resulta crítico poder hacer un uso eficiente de dichos recursos. En ese sentido, este ejercicio debe considerarse como una fuente de información relevante para que los tomadores de decisión puedan comprender las implicancias y los potenciales impactos de incorporar H₂V en cada sector y, con esto, poder establecer estrategias de priorización para el desarrollo.

9 Bibliografía

- Abhinav Bhaskar, M. A. (2020). Decarbonization of the Iron and Steel Industry with Direct Reduction of Iron Ore with Green Hydrogen.
- Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional (AAICI). (2023). Informe Sectorial Para Inversores Internacionales: Energía / Petróleo y Gas.
- Agencia Internacional de Energía. (2023). World Energy Outlook.
- Agora Energiewende, Agora Industry, Fundación Torcuato Di Tella. (2023). 12 perspectivas sobre el hidrógeno – Edición Argentina.
- Agora Industry. (2023). *Global Steel Transformation Tracker*. Agora.
- Ahluwalia, R. (2022). Performance and Cost of Fuel Cells for Off-road Heavy-duty Vehicles. *Department of Energy (USA)*.
- Ahluwalia, R. K. (2022). Performance and Total Cost of Ownership of a Fuel Cell Hybrid Mining Truck. *Department of Energy (USA)*.
- Álvarez Coomonte, A., Grande Andrade, Z., Porras Soriano, R., & Lozano Galant, J. A. (2024). Review of the Planning and Distribution Methodologies to Locate Hydrogen Infrastructure in the Territory. *Energies*. doi:<https://doi.org/10.3390/en17010240>
- Anders, J. (09 de September de 2019). *Comparison of Alternative Marine Fuels*. Recuperado el 14 de August de 2024, de SEA-LNG: https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2020/04/Alternative-Marine-Fuels-Study_final_report_25.09.19.pdf
- ArcelorMittal Acindar. (2022). *Reporte integrado 2022*. Arcelor Mittal.
- Asociación de Fabricantes de Cemento Portland. (s.f.). *Estadísticas | AFCP*. Recuperado el 14 de August de 2024, de AFCP: <https://www.afcp.org.ar/estadisticasafcp>
- Asociación Latinoamericana del Acero (Alacero). (2021). Los caminos y acciones para la descarbonización de la industria del acero en América Latina.
- Axion Energy. (2023). Estrategias de Descarbonización.
- Basma, H., & Rodríguez, F. (2023). A total cost of ownership comparison of truck decarbonization pathways in Europe. *The International Council on Clean Transportation*.
- Bolsa de Comercio de Rosario. (31 de January de 2020). *El consumo de gasoil de la cadena granaria llegaría a 2.200 millones de litros en 2018/2019*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Bolsa de Comercio de Rosario: <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/el-consumo-de>
- Bolsa de Comercio de Rosario. (6 de May de 2022). *Transporte en Argentina y la Región Centro: Camino a 2031*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Bolsa de Comercio de Rosario: <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/transporte-en>
- Cámara Argentina de la Construcción (CAMARCO). (2023). *Minería para Crecer*. CAMACO. Obtenido de <https://www.camarco.org.ar/wp-content/uploads/2023/07/19-Mineria.pdf>
- Cámara Argentina del Acero. (2021). Documento de Posición de la Cámara Argentina del Acero. Estrategia para la Descarbonización de la Industria del Acero en Argentina.
- Carbon Border Adjustment Mechanism - European Commission*. (s.f.). Recuperado el 14 de August de 2024, de Taxation and Customs Union: https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en
- CATAMP. (2021). *Boletín Técnico N°92. Los Biocombustibles en el Transporte: Biodiesel y Bioetanol*. Recuperado el 14 de August de 2024, de CATAMP: https://www.catamp.org.ar/wp-content/uploads/2021/06/BOLETI%CC%81N-TE%CC%81CNICO-N%2%BA92_LOS-BIOCOMBUSTIBLES-EN-EL-TRANSPORTE_BIODIESEL-Y-BIOETANOL-1.pdf
- CEMA. (2023). *Renewable and Low-Carbon Fuels for Climate-Smart EU Agricultural Machinery: Circular Agriculture in Action*. Obtenido de https://www.cema-agri.org/images/publications/position-papers/CEMA_Exe_Summary-Renewable_and_low-carbon_fuels_for_climate-smart_agricultural_machines-2023-09.pdf

- Combustibles en el Transporte de Cargas*. (9 de April de 2021). Recuperado el 14 de August de 2024, de CATAMP: <https://www.catamp.org.ar/noticia/combustibles-en-el-transporte-de-cargas/>
- Comisión Europea Bruselas. (2020). Comunicación de la Comisión Al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité De Las Regiones Una Estrategia Del Hidrógeno Para una Europa Climáticamente Neutra.
- Conde, A. S., Rechberger, K., Spanlang, A., Wolfmeir, H., & Harris, C. (2022). Decarbonization of the steel industry. A techno-economic analysis. *Matériaux & Techniques*.
- Department of Energy (USA). (s.f.). *Fuel Cell Vehicles - Benefits and Challenges*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Fuel Economy: https://www.fueleconomy.gov/feg/fcv_benefits.shtml
- Department Of Energy. (2022). Heavy-Duty Fuel Cell System Cost. Obtenido de <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/23002-hd-fuel-cell-system-cost-2022.pdf?Status=Master>
- Dirección de Eficiencia energética en sectores Productivos y Transporte; Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética del Ministerio de Hacienda de la Nación. (Enero de 2019). *Guía de Gestión Eficiente para el Transporte Automotor de Cargas de la República Argentina*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Argentina.gob.ar: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/4.guia_gestion_eficiente_de_flotas_2019.pdf
- Dirección Nacional de Agricultura - Dirección de Estimaciones Agrícolas. (2024). Estimaciones Agrícolas. Obtenido de <https://datoestimaciones.magyp.gob.ar/reportes.php?reporte=Estimaciones>
- ECA (Emission Control Area) — Sustainable Ships. (26 de October de 2023). Recuperado el 14 de August de 2024, de Sustainable Ships: <https://www.sustainable-ships.org/rules-regulations/eca>
- ETIP Bioenergy. (2017). Aviation biofuels factsheet. Obtenido de ETIP Bioenergy EU: https://www.etipbioenergy.eu/images/ETIP_Bioenergy_Factsheet_Aviation_Biofuels.pdf
- European Transport Research Review. (4 de February de 2022). *Fuel cell drive for urban freight transport in comparison to diesel and battery electric drives: a case study of the food retailing industry in Berlin*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Clean Hydrogen Partnership: <https://etrr.springeropen.com/articles/10.1186/s12544-022-00525-6>
- F Superchi, A. M. (2022). *Techno-economic study on green hydrogen production and use in hard-to-abate industrial sectors*. Journal of Physics: Conference Series.
- Fendt. (26 de April de 2023). *Fendt presenta el primer tractor de hidrógeno en la Cumbre Alemana del Hidrógeno*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Fendt: <https://www.fendt.com/es/fendt-presenta-tractor-hidrogeno>
- Gartner, E. &. (2017). Alternative cement clinkers. *Cement and Concrete Research*. doi:<https://doi.org/10.1016/J.CEMCONRES.2017.02.002>
- GFA Consulting Group. (Octubre de 2019). *Diagnóstico Para el Sector Transporte*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Proyecto “Eficiencia Energética en Argentina”: https://eficienciaenergetica.net.ar/img_publicaciones/06041553_18-SectorTransportepolticas.pdf
- Global Carbon Project. (2019). *Global Carbon Budget 2019*.
- Global Hydrogen Council. (2020). Hydrogen Roadmap: Decarbonizing the Chemical Industry.
- Global Maritime Forum. (25 de April de 2022). *New fuels: Total cost of operation*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Global Maritime Forum: <https://globalmaritimeforum.org/insight/new-fuels-total-cost-of-operation/>
- Hydrogen Council. (2021). *Hydrogen for Net Zero: A critical cost-competitive energy solution*.
- Hydrogen Council. (February de 2021). *Hydrogen Insights*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Hydrogen Council: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>
- Hydrogen Trucks: Long-Haul's Future?* (2023). Recuperado el 14 de August de 2024, de NACFE: <https://nacfe.org/research/emerging-technologies/electric-trucks/hydrogen/>
- Iannuzzi, L., Bierregaard, A. R., Hilbert, J. A., Silva Lora, E., Ferrando, M., Comelli, R. A., & Dovichi, F. B. (2021). Costos de la demanda, para la descarbonización del transporte automotor en Argentina, mediante vehículos de celdas de combustible en base a hidrógeno. *9th International Conference on Life Cycle Assessment*. Obtenido de <https://repositorio.inta.gob.ar/handle/20.500.12123/11061>

- Iannuzzi, L., Hilbert, J. A., & Silva Lora, E. E. (2021). Life Cycle Assessment (LCA) for use on renewable sourced hydrogen fuel cell buses vs diesel engines buses in the city of Rosario, Argentina. *International Journal of Hydrogen Energy*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.01.065>
- ICF. (2023). Obtenido de ICF International Inc.: <https://www.icf.com/insights/energy/e-methanol-enable-hydrogen-economy-carbon-capture>
- IEA Bioenergy. (2021). *Annual Report 2020*. Obtenido de IEA Bioenergy: <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2021/04/IEAB-Annual-Report-2020.pdf>
- IEA. (s.f.). *Current and future total cost of ownership of fuel/powertrain alternatives in a bulk carrier ship*. Obtenido de IEA 50: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/current-and-future-total-cost-of-ownership-of-fuel-powertrain-alternatives-in-a-bulk-carrier-ship>
- IEA Net Zero Roadmap. (2023). A Global Pathway to Keep the 1.5°C Goal in Reach.
- IHS Markit. (28 de September de 2021). *Green and Blue Ammonia: Outlook for Carbon-Free Ammonia Market*. Recuperado el 14 de August de 2024, de IHS Markit / Green Ammonia Strategic Study: <https://cdn.ihsmarkit.com/www/pdf/0921/IHS-Markit-Green-Ammonia-Strategic-Study-Brochure-June-2021.pdf>
- Inc., I. I. (2023). Obtenido de ICF: <https://www.icf.com/insights/energy/e-methanol-enable-hydrogen-economy-carbon-capture>
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). (2022). La industria Argentina de los Hidrocarburos. Panorama general a 2023.
- Instituto Nacional de Estadística y Censos - I.N.D.E.C. (2018). *Censo Nacional a la Actividad Minera. CeNAM-17: resultados estadísticos 2016*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Nacional de Estadística y Censos. Obtenido de https://www.indec.gob.ar/ftp/cuadros/economia/cenam17_07_18.pdf
- Instituto Nacional de Estadística y Censos - I.N.D.E.C. (2018). Censo Nacional a la Actividad Minera. Resultados Estadísticos 2016 (CENAM-17). Obtenido de https://www.indec.gob.ar/ftp/cuadros/economia/cenam17_07_18.pdf
- International Energy Agency. (14 de June de 2019). *The Future of Hydrogen – Analysis - IEA*. Recuperado el 14 de August de 2024, de International Energy Agency: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- International Energy Agency. (2022). *Technology Roadmap: Low-Carbon Transition in the Cement Industry*.
- International Energy Agency. (10 de July de 2023). *Hydrogen*. Recuperado el 14 de August de 2024, de International Energy Agency: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen>
- International Finance Corporation. (2020). Net Zero Roadmap for Copper and Nickel Mining. Obtenido de https://documents1.worldbank.org/curated/en/099422010202312964/pdf/IDU0387774f90208b041100b7c1011138845f899.pdf?_gl=1*1vnx00y*_gcl_au*Mjg5MTAyMzY1LjE3MjYyMzE3OTg
- International Maritime Organization (IMO). (s.f.). *Initial IMO GHG Strategy*. Recuperado el 14 de August de 2024, de International Maritime Organization (IMO): <https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/Reducing-greenhouse-gas-emissions-from-ships.aspx>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2021). *Green Hydrogen: A Guide to Policy Making*.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (20 de May de 2022). *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Green Hydrogen Cost and Potential*. Recuperado el 14 de August de 2024, de IRENA: <https://www.irena.org/publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (27 de April de 2022). *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Part II*. Recuperado el 14 de August de 2024, de IRENA: <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II>
- International Transport Forum. (2020). *Descarbonizando el Sistema de Transportes en Argentina: Trazando un Rumbo a Seguir*. Obtenido de International Transport Forum.: https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/descarbonizando_sistema_transportes_argentina.pdf
- IRENA. (2021). *Green Hydrogen: A guide to policy making*.
- McKinsey & Company. (12 de September de 2022). *Study on impact of deployment of battery electric vehicles (BEV) and fuel cells electric vehicles (FCEV) infrastructure*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Clean Hydrogen Partnership:

- https://www.clean-hydrogen.europa.eu/media/publications/study-impact-deployment-battery-electric-vehicles-bev-and-fuel-cells-electric-vehicles-fcev_en
- McKinsey & Company. (2 de August de 2022). *Unlocking hydrogen's power for long-haul freight transport*. Recuperado el 14 de August de 2024, de McKinsey: <https://www.mckinsey.com/capabilities/operations/our-insights/global-infrastructure-initiative/voices/unlocking-hydrogens-power-for-long-haul-freight-transport>
- Methanex Corporation. (2021). Producción de Metanol en Argentina.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2021). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero*. Obtenido de <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2016). Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero y Monitoreo de Medidas de Mitigación.
- Ministerio de Economía. (Diciembre de 2022). Litio y su potencial para el desarrollo minero argentino. VF. 20. Obtenido de Argentina.gob.ar: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/litio_y_su_potencial_para_el_desarrollo_minero_argentino._vf._2021-1.pdf
- Ministerio de Economía de Argentina. (2023). Ficha Sectorial Agroquímicos.
- Ministerio de Economía. (s.f.). *La producción minera en el sistema de Cuentas Nacionales*. Obtenido de Ministerio de Economía: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiY2NhMWQ4MzUtODg0My00MTc3LWI3ZDgtOTBjYTY1MzRkZGZlIiwidCI6ImNiODg0ZGI1LTl0ODUtNGY5Yi05MzhLTNlNjlxZjlyMjU3YiIsImMiOiR9>
- Ministerio de Energía de Argentina. (2023). *Informe sobre la Industria de Refinación*.
- Möhle, E., & Assmann, M. L. (2021). Descarbonización sectorial: acero verde.
- Moltoni, L. A., Masia, G., & Moltoni, A. F. (09 de 2016). La producción de maquinaria agrícola y su vínculo con el sistema de ciencia y tecnología. *Economía y Desarrollo Agroindustrial 5*. Instituto de Ingeniería Rural, INTA. Obtenido de <https://repositorio.inta.gob.ar/handle/20.500.12123/18735>
- Mufarrege, C. (Junio de 2007). *Biodiesel*. Recuperado el Agosto de 2024, de AAIQ -- Asociación Argentina de Ingenieros Químicos: <https://www.aaiq.org.ar/home/index.pl?id=3657>
- OACI. (2022). Informe de factibilidad de un objetivo ambicioso a largo plazo (LTAG) de reducción de las emisiones de CO2 de la aviación civil internacional. Obtenido de ICAO.
- Observatorio de Transporte y Logística en España. (2023). La descarbonización del transporte. Obtenido de https://cdn.mitma.gob.es/portal-web-drupal/OTLE/elementos_otle/20230911_monografico_descarbonizacion_del_transporte_vfinal_bis.pdf
- Optimas. (s.f.). *Maquinaria agrícola impulsada por hidrógeno*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Optimas: <https://optimas.com/es/blog/hydrogen-powered-farm-machinery/>
- Pan American Energy, S.L. (11 de March de 2024). *Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina. Estados Financieros Al 31 De Diciembre De 2023*. Recuperado el 14 de August de 2024, de bolsar.info: <https://ws.bolsar.info/descarga/pdf/444906.pdf>
- Papatzani, S. &. (2018). Lowering cement clinker: A thorough, performance based study on the use of nanoparticles of SiO2 or montmorillonite in Portland limestone nanocomposites. *The European Physical Journal Plus*, 1-21. doi:<https://doi.org/10.1140/EPJP/I2018-12305-6>
- Perspectivas económicas mundiales*. (2024). Obtenido de Banco Mundial: <https://www.bancomundial.org/es/publication/global-economic-prospects>
- Pimm, A. J., Cockerill, T. T., & Gale, W. F. (2021). Energy system requirements of fossil-free steelmaking using hydrogen direct reduction. *Journal of Cleaner Production*.
- Poder Ejecutivo Nacional. (27 de April de 2022). *IM 6 - Disposición - Recomendación a la Asociación de Fabricantes de Cemento Portland*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Argentina.gob.ar: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2022/05/im6_merged1.pdf
- Podetti, R. E., & Casares, C. A. (2020). Mercado del GNL Naval en la Argentina.
- Profertil S.A. (2022). Producción de Amoníaco en Argentina.

- Provincia de Catamarca. . (2023). *Estadísticas Económicas en base a información de la Dirección Provincial de Minería*. .
- Provincia de Jujuy. (2023). *CIMA Minería*.
- Provincia de Neuquén. (2023). *Estadística provincial Minera*. Obtenido de <http://hidrocarburos.energianeuquen.gov.ar/storage/uploads/xqYxMPPJ0do19TH1EHZ7LIJncXXZXUqTUx1uxui5.pdf>
- Qatar Energy. (s.f.). *Conversion Factor - Crude Oil*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Qatar Energy: <https://www.qatarenergy.qa/en/pages/conversionfactor.aspx>
- Raizen Argentina. (2023). *Informe de Innovación y Tecnología*.
- Raízen Argentina. (2023). Informe de Innovación y Tecnología.
- Recambios Frain. (1 de 12 de 2011). *New Holland NH2 - Propulsado por hidrógeno*. Obtenido de <https://www.recambiosfrain.com/new.php?not=92>
- Rout, C., Li, H., Dupont, V., & Wadud, Z. (2022). A comparative total cost of ownership analysis of heavy duty on-road and off-road vehicles powered by hydrogen, electricity, and diesel. *Helyion*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.helyion.2022.e12417>
- Royal Society of Chemistry. (Julio de 2021). *El papel del hidrógeno en el transporte pesado para operar dentro de los límites planetarios*. Obtenido de <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2019/ee/c8ee01157e>
- Sadeghi, S., Ghandehariun, S., & Rosen, M. A. (2020). Comparative economic and life cycle assessment of solar-based hydrogen production for oil and gas industries. *Science Direct*.
- Schnurr, R., & Walker, T. R. (26 de August de 2019). *Marine Transportation and Energy Use*. Recuperado el 14 de August de 2024, de ResearchGate: https://www.researchgate.net/publication/335403999_Marine_Transportation_and_Energy_Use
- Secretaría de Asuntos Estratégicos. (2023). *Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Argentina.gob.ar: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/estrategia_nacional_de_hidrogeno_sae_2023.pdf
- Secretaría de Energía. (2023). *Balance Energético Nacional de la República Argentina, año 2023*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Argentina.gob.ar: <https://www.argentina.gob.ar/econom%C3%ADa/energ%C3%ADa/planeamiento-energetico/balances-energeticos>
- Secretaría de Energía. (2024). *Padrón de operadores autorizados para la venta de combustibles líquidos*. Obtenido de datos.gob.ar: <http://datos.energia.gob.ar/dataset/registro-de-operadores-autorizados-para-la-venta-de-combustibles-liquidos>
- Secretaría de Energía. (s.f.). *Refinación y Comercialización de Petróleo, Gas y Derivados (Tablas Dinámicas)*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Argentina.gob.ar: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/refinacion-y-comercializacion-de-petroleo-gas-y-derivados-tablas-dinamicas>
- Secretaría de Minería. (s.f.). *Argentina.gob.ar*. Obtenido de Sistema de Información Abierta a la Comunidad sobre la Actividad Minera en Argentina (SIACAM): <https://www.argentina.gob.ar/economia/mineria/siacam>
- Secretaría del MERCOSUR. (s.f.). Recuperado el Agosto de 2024, de Sistema de Estadísticas de Comercio Exterior del MERCOSUR: <https://estadisticas.mercosur.int/>
- Seymour, K. (2024). Future costs of power-to-liquid sustainable aviation fuels produced from hybrid solar PV-wind plants in Europe. *Sustainable Energy & Fuels*.
- Shell. (2024). Decarbonising aviation. Obtenido de Shell: <https://www.shell.com/sustainability/our-climate-target/reducing-emissions-from-transport-and-industry/decarbonising-aviation.html>
- SkyNRG. (s.f.). *The basics of SAF Technology | The HEFA process*. Recuperado el 14 de August de 2024, de SkyNRG: <https://skynrg.com/sustainable-aviation-fuel/technology-basics/>
- Solakivi, T., Paimander, A., & Ojala, L. (2022). *Cost competitiveness of alternative maritime fuels in the new regulatory framework. Transportation Research Part D Transport and Environment*, 113. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.trd.2022.103500>

- Speers, P. (2018). Hydrogen Mobility Europe (H2ME): Vehicle and Hydrogen Refuelling Station Deployment Results. *World Electric Vehicle Journal*, 11.
- Subsecretaría de Programación Macroeconómica. (2024). *Datos producción y ventas de biocombustibles. Datos anuales*. Obtenido de datos.gob.ar: https://datos.gob.ar/dataset/sspm-produccion-ventas-biocombustibles/archivo/sspm_368.1
- Subsecretaria de Turismo. Dirección Nacional de Mercados y Estadística. (2024). *Conectividad Terrestre Interurbana*. Obtenido de Datos.gob.ar: <https://datos.gob.ar/dataset/turismo-conectividad-terrestre-interurbana>
- Supriya, Chaudhury, Sharma, Thapliyal, & Singh. (s.f.). *Low-CO2 emission strategies to achieve net zero target in cement sector*. Obtenido de ScienceDirect: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652623016244>
- Sustainable Aviation Fuels*. (s.f.). Recuperado el 7 de August de 2024, de Department of Energy: <https://www.energy.gov/eere/bioenergy/sustainable-aviation-fuels>
- Tecnología Minera. (2023). *Sistema trolley: cómo aprovecharlo dentro de las operaciones mineras*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Tecnología Minera: <https://tecnologiaminer.com/noticia/sistema-trolley-como-aprovecharlo-dentro-de-las-operaciones-mineras-1688132795>
- Tenaris. (2023). *Sustainability Report 2022*. Tenaris.
- Ternium. (2020). Reporte de Sustentabilidad TX 2020-24-06.
- Ternium. (2023). *Reporte de sustentabilidad 2022*. Ternium.
- The World Economic Forum. (28 de April de 2024). *Why a multi-fuel infrastructure network is key to transport and heavy industry's energy transition*. Recuperado el 14 de August de 2024, de The World Economic Forum: <https://www.weforum.org/agenda/2024/04/multi-fuel-infrastructure-network-transport-heavy-industry-energy-transition/>
- Thomas, M., L. Barcelo, B. B., Cail, K., Delagrave, A., & Kazanis, K. (2012). Lowering the Carbon Footprint of Concrete by Reducing Clinker Content of Cement. *Transportation Research Record*, 104 - 99. doi:<https://doi.org/10.3141/2290-13>
- Torroba, A. (2023). *Descarbonizando los cielos: biocombustibles sostenibles de aviación*. IICA. Obtenido de IICA: <https://cdi.mecon.gob.ar/bases/docelec/az6397.pdf>
- Transport & Environment. (2021). *FAQ: the what and how of e-kerosene*. Recuperado el 14 de August de 2024, de Transport & Environment: <https://www.transportenvironment.org/articles/faq-what-and-how-e-kerosene>
- Transport & Environment. (2022). *FAQ e-kerosene*. Recuperado el 14 de August de 2024, de DigitalOcean: <https://te-cdn.ams3.digitaloceanspaces.com/files/FAQ-e-kerosene.pdf>
- U.S. Department of Energy. (2023). *Pathways to Commercial Liftoff: Decarbonizing Chemicals & Refining*.
- Uhler, A. D., Stout, S. A., Douglas, G. S., Healey, E. M., & Emsbo-Mattingly, S. D. (2016). *Chemical character of marine heavy fuel oils and lubricants*. In Elsevier eBooks (pp. 641–683). Recuperado el 2024, de <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-803832-1.00013-1>
- United Nations. (28 de Septiembre de 2023). Review of Maritime Transport 2023: Towards a Green and Just Transition. Obtenido de <https://www.un-ilibrary.org/content/books/9789213584569/read>
- Universidad Bio Bio. (2017). Cálculo del consumo de combustible y emisiones de co2 de camiones mineros, mediante simulación discreta.
- Wang, Y. (2021). *A Comparative Review of Alternative Fuels for the Maritime Sector: Economic, Technology, and Policy Challenges for Clean Energy Implementation*. Recuperado el 14 de August de 2024, de MDPI: <https://doi.org/10.3390/world2040029>
- Whyte, A. (17 de February de 2023). *How is Sustainable Aviation Fuel (HEFA SAF) made?* Recuperado el 14 de August de 2024, de SAF Investor: <https://www.safinvestor.com/news/142447/how-is-sustainable-aviation-fuel-hefa-saf-made/>
- YPF. (2023). Reporte Anual de Sostenibilidad.
- YPF Química. (2022). Producción Petroquímica en Argentina.
- YPF S.A. (6 de March de 2024). *Reseña informativa al 31 de diciembre de 2023 Contenido*. Recuperado el 14 de August de 2024, de bolsar.info: <https://ws.bolsar.info/descarga/pdf/444480.pdf>

IPCC 2006, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. y Tanabe K. (eds). Publicado por: IGES, Japón.

MAyDS. 2023. Informe Nacional de Inventario del Quinto Informe Bienal de Actualización de la República Argentina a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).