



asociación iberoamericana de entidades
reguladoras de la energía

associação iberoamericana de entidades
reguladoras da energia

EI HIDRÓGENO VERDE Y OTROS GASES RENOVABLES EN IBEROAMÉRICA

Tema 5

CF DE AECID EN LA ANTIGUA (GUATEMALA)

“XXI Encuentro de reguladores energéticos sobre “mecanismos de
promoción de las energías renovables y la eficiencia energética”

Ponente: Rosendo Ramírez Taza
Profesor Escuela Iberoamericana de regulación (ESAN)

Fecha 15 de octubre 2024

1. Hidrógeno: Usos, fuentes, propiedades
2. Hidrógeno en Iberoamérica
3. Gases Renovables en Iberoamérica
4. Algunas Reflexiones





asociación iberoamericana de entidades
reguladoras de la energía

associação iberoamericana de entidades
reguladoras da energia

PUNTO

1

Hidrógeno: Fuentes, Usos, Propiedades

Utilización con mínimo impacto ambiental y emisiones GEI:

Proceso de Combustión

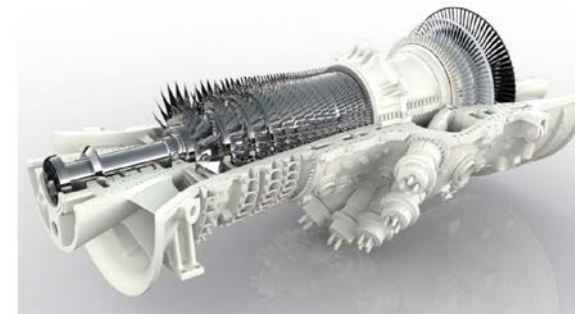
Motores de
Combustión
Interna

Turbinas de gas

Mezcla con
amoniaco

Motores de combustión interna de hidrógeno: temas de tendencia de Hydrogen Engine Live

Sep 08, 2023 • por Cummins Europe, líder mundial en tecnología de energía



Celda de Combustible

Motores eléctricos



H2 - Usos

Gráfico 2.3 Usos potenciales del hidrógeno limpio



Fuente: IRENA (2020b).



H2 - Fuentes

Gráfico 2.2 Tipología seleccionada de producción de hidrógeno por colores

	GRIS HIDRÓGENO	AZUL HIDRÓGENO	VERDE HIDRÓGENO
Proceso	Reformado o gasificación	Reformado o gasificación con captura de carbono	Electrólisis
Fuente de energía	Combustibles fósiles 	Combustibles fósiles 	Electricidad de renovables 
Estimación de emisiones del proceso de producción	Reformado: 9-11 ^b Gasificación: 18-20	0,4-4,5 ^c	0

Fuente:IRENA

Nota: a) CO₂-eq/kg = equivalente de dióxido de carbono por kilogramo; b) en el caso del hidrógeno gris, se asume que el proceso de reformado con vapor de metano produce fugas de metano de 2 kg CO₂-eq/kg; c) en las emisiones del hidrógeno azul, se asumen porcentajes del 98 % y 68 % de captura de carbono y del 0.2 % y 1.5% de fugas de metano.



Hidrógeno (H₂ - Fuente)

La forma de producción del H₂ determina su sostenibilidad y la viabilidad económica como fuente de energía

- Reformado del metano con vapor: $CH_4 + 2H_2O \rightarrow 2CO_2 + 4H_2$
- Electrólisis del agua: $2H_2O(l) + \text{energía eléctrica} \rightarrow 2H_2(g) + O_2(g)$
- Proceso termoquímico
- Métodos biológicos

Cada forma de producción tiene ventajas e inconvenientes en cuanto a eficiencia energética, costo e impacto ambiental.

El H₂ se produce mediante procesos que **utilizan energía intensivamente**, lo que hace que sea considerado como un portador de energía.



Propiedades

Property	Hydrogen	Gasoline	Diesel	Methane	Propane	Ammonia
Molar mass (kg/kmol)	2.015	60–150	100.2	16.043	44.097	17.02
Density (kg/m ³)	0.09	700–800	0.78	0.65	2.01	0.73
Lower heating value (MJ/kg)	119.9	43.9	42.83	50	46.4	18.8
Upper heating value (MJ/kg)	141.80		44.80	55.5		22.5
Flammability limits in the air (vol%)	4–75	1.0–7.6	0.6–5.5	15	9.5	15–28
Detonability limit in air	18.3–59.0 %	-		6.3–14	1.1–1.3	
Detonation speed in air (m/s)	2055	-	-	-	-	
Laminar Flame speed in air (cm/s)	275	51	30	38	45.5	7.1
Minimum ignition energy (MJ)	0.02	0.25	0.24	0.29	-	8
Ignition Temperature °C	560	228–471	250	540	-	650
Maximum flame temperature in air (°C)	2045			1957	1980	
Adiabatic flame temperature (°C)	2207	2307	2027	1941	1980	1800
Stoichiometric A/F mass ratio	34.4	14.5	14.5	17.2	-	6.05
Evaporation heat (kJ/kg)	456	350 – 400	275	510	428	23.37
Quenching distance (mm)	0.64	2	-	2.1	-	7
Research Octane Number	>100	90–98				130

- El H₂ tiene 2.6 veces la energía específica de la gasolina
- Propiedades de combustión superiores: Inflamabilidad, bajo retardo de ignición y mayor estabilidad de la llama
- Poder calorífico con alta liberación de energía durante la combustión



Transporte marítimo H2

Australia – Japón (2022) 1250 m³ tanque H₂ licuefactado a 253°C



[1/2] The Suisei Frontier, the world's first hydrogen carrier, built by Japan's Kawasaki Heavy Industries, is pictured upon its arrival from Kobe, Japan at the Port of Hastings in Victoria, Australia January 20, 2022. Picture taken January 20, 2022.

Courtesy HySTRA/Handout via REUTERS [Purchase Licensing Rights](#)



Transporte terrestre y propulsión de aeronaves: Sistema de almacenamiento

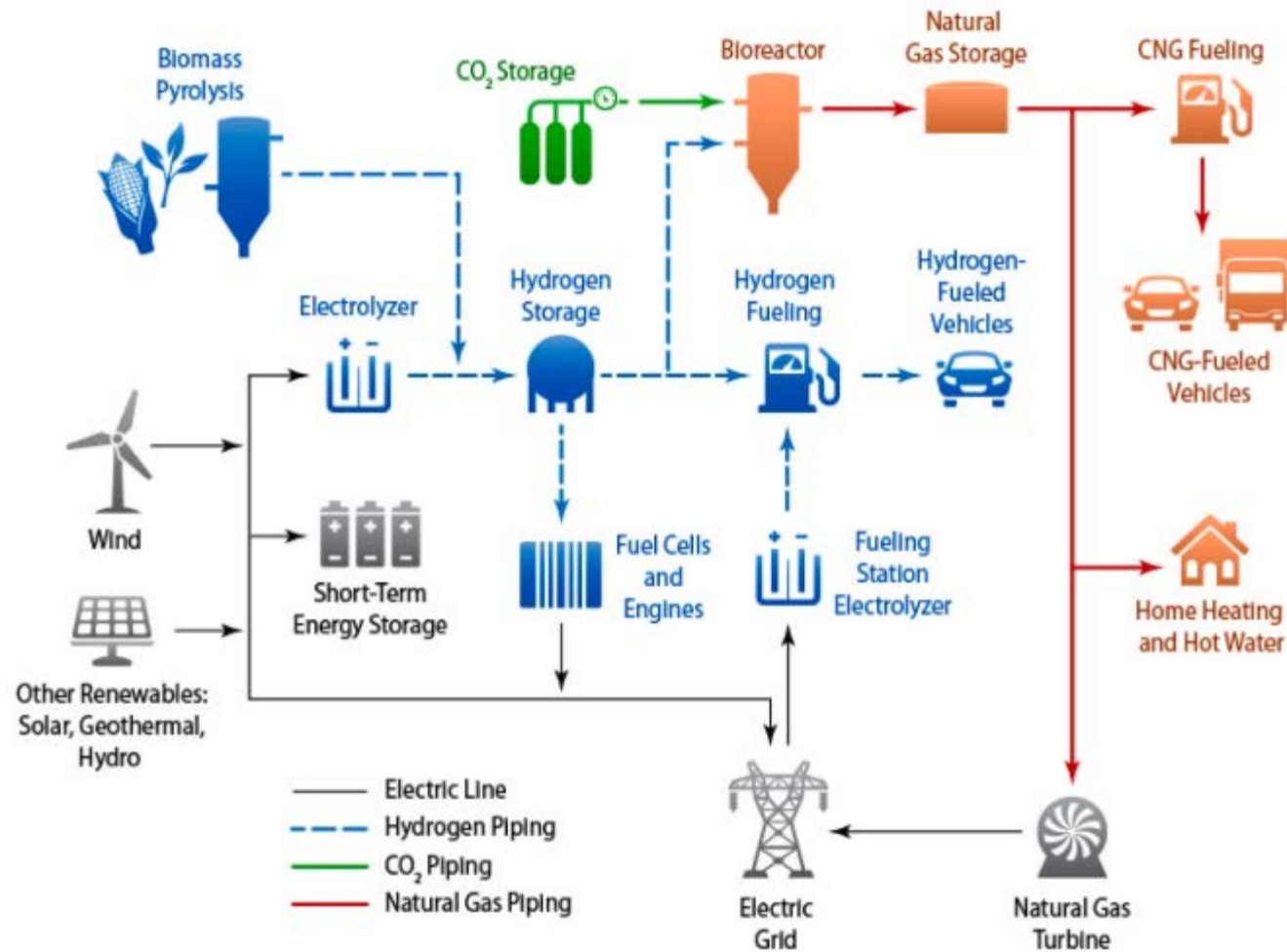
- H2 comprimido
- H2 líquido

Requieren condiciones extremas del tanque de almacenamiento

- El hidrógeno comprimido necesita cuatro veces el volumen de gasolina para proporcionar el mismo contenido de energía.
- El almacenamiento de hidrógeno líquido también presenta desafíos en el transporte y la medición de combustible criogénico.
- Existe una fuerte motivación para desarrollar un estatorreactor de combustión supersónica integrado en el fuselaje basado en combustible de hidrocarburos.



NREL : H2 y electricidad



Demanda: Industrial y Refinería

2022: 95 Mt Global

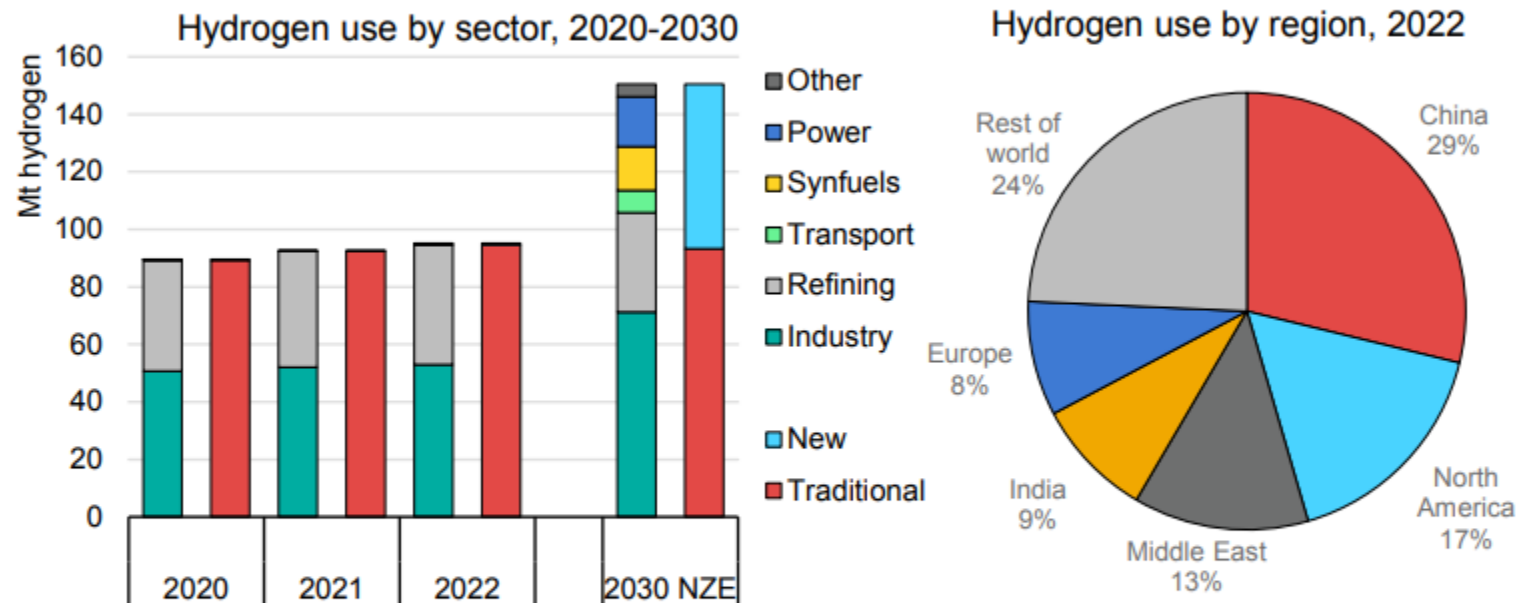
Refinería: 41 Mt

Industria:

Refinería, materia prima
para producción de
amoniaco, metanol

Agente reductor:
Producir hierro de
reducción directa (DRI)
utilizando gas sintético
de origen fósil.

Figure 2.1 Hydrogen use by sector and by region, historical and in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario, 2020-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notes: NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario. "Other" includes buildings and biofuels upgrading.

Hydrogen use continues to grow, but remains concentrated in traditional applications, such as industry and refining.



Motores de combustión interna (encendidos con bujía)

- **Alta temperatura de ignición** y su idoneidad para condiciones de alta relación de compresión
- **Mezcla de H₂ y gasolina en motor** encendido por chispa reduce las **emisiones de hidrocarburos** y CO en comparación con un motor de gasolina puro

Motores de combustión interna alimentados con H₂

- Emisiones no deseadas Nox
- Combustión más estable (baja flamabilidad)
- Mezcla de amoníaco y H₂ en motores diésel con varios sistemas de inyección y combustión en diferentes proporciones



Turbohélice

Alcance: + 1000 mn

Pasajeros: <100

Dos motores turbohélice híbridos de hidrógeno, que impulsan hélices de ocho palas, proporcionan empuje.



Aviación (Airbus aviones de pasajeros con cero emisiones 2035)

- **Sustituto del querosene en aviones de gran tamaño**
- Celdas de combustible para sustituir los motores a reacción en aviones más pequeños
- El hidrógeno posee la mayor energía por unidad de masa entre los combustibles derivados químicamente
- **La baja densidad del gas hidrógeno plantea un desafío importante para su uso como combustible en aplicaciones aeroespaciales (mayor volumen de almacenamiento). Almacenamiento criogénico como liquido a 20.46 K**
- A temperatura y presión estándar, el H₂ (0,09 kg/m³), gasolina (750 kg/m³) y combustibles para aviones (800 kg/m³)



Seguridad es una preocupación crítica para el uso del H2 en aviación

- **Altamente inflamable**, con un amplio rango de inflamabilidad que le permite encenderse en concentraciones de aire entre 4,3% y 75% en volumen, requiriendo un mínimo de oxígeno.
- Fugas a través de las carcassas de almacenamiento
- **Se enciende muy fácilmente**, ya que solo requiere una energía mínima de 0,017 MJ para encenderse cuando se mezcla con aire
- Puede provocar fragilización en algunos materiales como el acero, lo que **puede provocar grietas**.



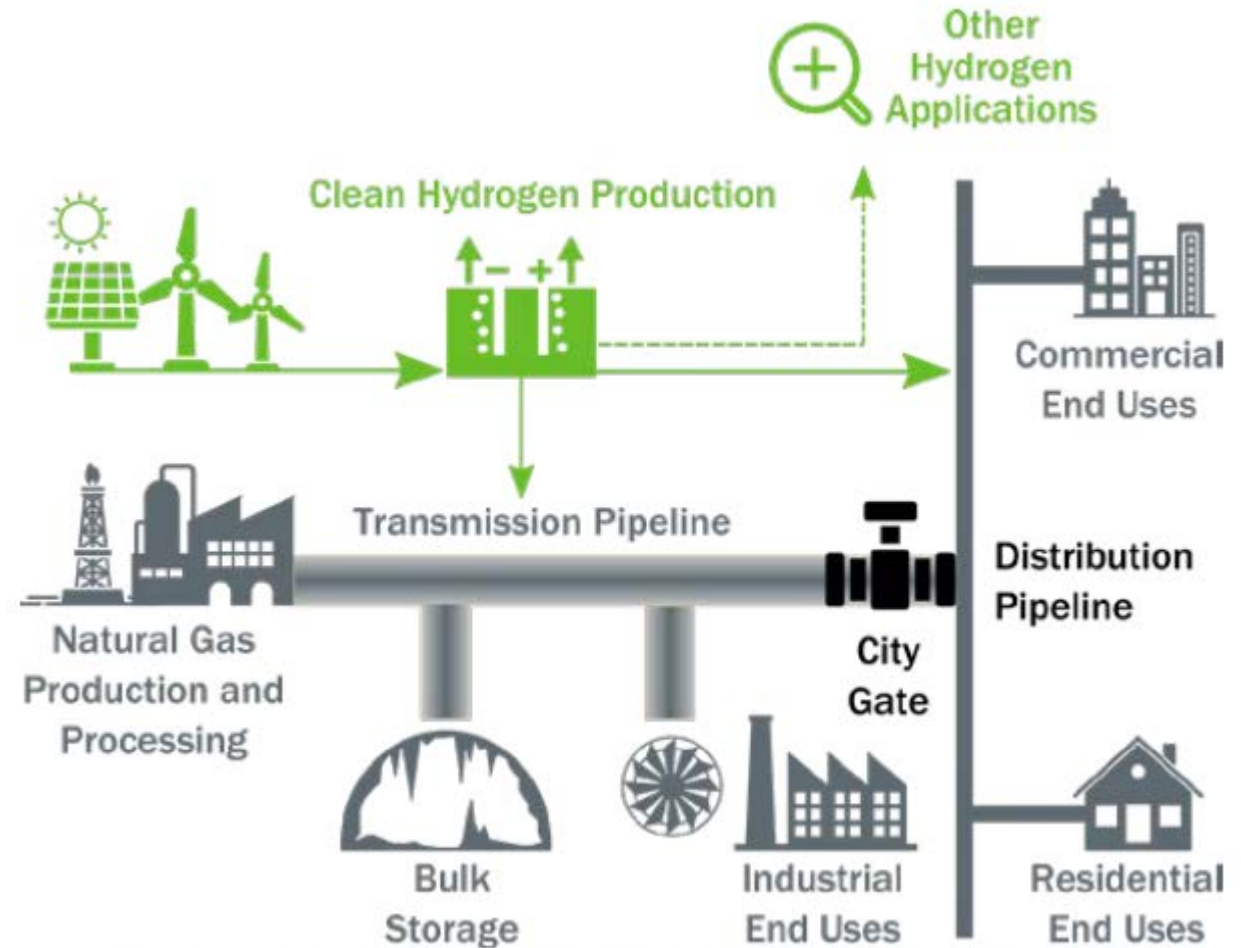
Los límites de mezcla:

1% - 30%

Diseño y la condición de los
materiales de los ductos

Estaciones de comprensión

Diseño y las condiciones de
aplicación que utilizan GN



Supply chain and components of blending in natural gas networks



Inyección en la red de gas natural (Mezclas en diferentes proporciones de H₂, calderas domésticas)

- Se requiere rediseño mínimo de caldera por debajo de una mezcla de hidrógeno del 20% adicionales a los controles de ajuste y dimensionamiento del combustible.
- Se requieren cambios más sustanciales en mezclas más altas, incluido el rediseño del quemador, el intercambiador de calor y el sistema de condensado.
- Quemador domestico premezclado:
 - La adición de hidrógeno aumentó ligeramente la eficiencia de combustión hasta en un 0,5 % para la mayoría de los combustibles (GLP, Metano).
 - Las eficiencias generales con respecto a la energía útil para calentar oscilaron entre el 4 % y el 9 % para todos los combustibles, excepto el biogás, que fue del 35 al 88 %



Eficiencia producción H2

Fuente: Hydrogen Production Technologies: Current State and Future Developments, 2013

TABLE 1: Hydrogen production technologies summary.

Technology	Feedstock	Efficiency	Maturity
Steam reforming	Hydrocarbons	70–85%	Commercial
Partial oxidation	Hydrocarbons	60–75%	Commercial
Autothermal reforming	Hydrocarbons	60–75%	Near term
Plasma reforming	Hydrocarbons	9–85%*	Long term
Biomass gasification	Biomass	35–50%	Commercial
Aqueous phase reforming	Carbohydrates	35–55%	Med. term
Electrolysis	H ₂ O + electricity	50–70%	Commercial
Photolysis	H ₂ O + sunlight	0.5%*	Long term
Thermochemical water splitting	H ₂ O + heat	NA	Long term

* Hydrogen purification is not included.

Table 7

Performance comparisons between Alkaline, PEM using pure water, and direct seawater electrolysis [62].

Electrolysis technology	Energy consumption [kWh/kg _{H2}]	Efficiency based on HHV [%]	Ref.
PEM electrolysis	47–63	67–82	[63]
Alkaline electrolysis	47–66	62–82	[63]
Direct seawater electrolysis	50–53	75–79	[64]

9 kg H2O / 1 kg H2

**Eficiencia roundtrip
Energía → H2 → Energía
18% al 46%.**



Electrolizador

HGas2SP	Specs
Electrolyser technology	PEM
Number of stacks	2
System packaging and size	1x 20 & 1x 30ft ISO containers and external cooling equipment
Power supply	11kV AC, 3 Phase, 50Hz
Control	PLC
Hydrogen generation pressure (barg)	20
Hydrogen purity	Up to 99.999% (ISO standard)
Maximum hydrogen production apprx (kg/h)	22
Input power at maximum apprx (kW)	1,390

$22 \text{ kg/h} * 141.8 \text{ MJ/kg} * 0.278 \text{ kWh/MJ} = 867.24 \text{ kW}$

$\text{HHV H}_2 = 141.8 \text{ MJ/Kg}$

$\text{Eficiencia} = 867.24 / 1390 = 0.62$





asociación iberoamericana de entidades
reguladoras de la energía

associação iberoamericana de entidades
reguladoras da energia

PUNTO

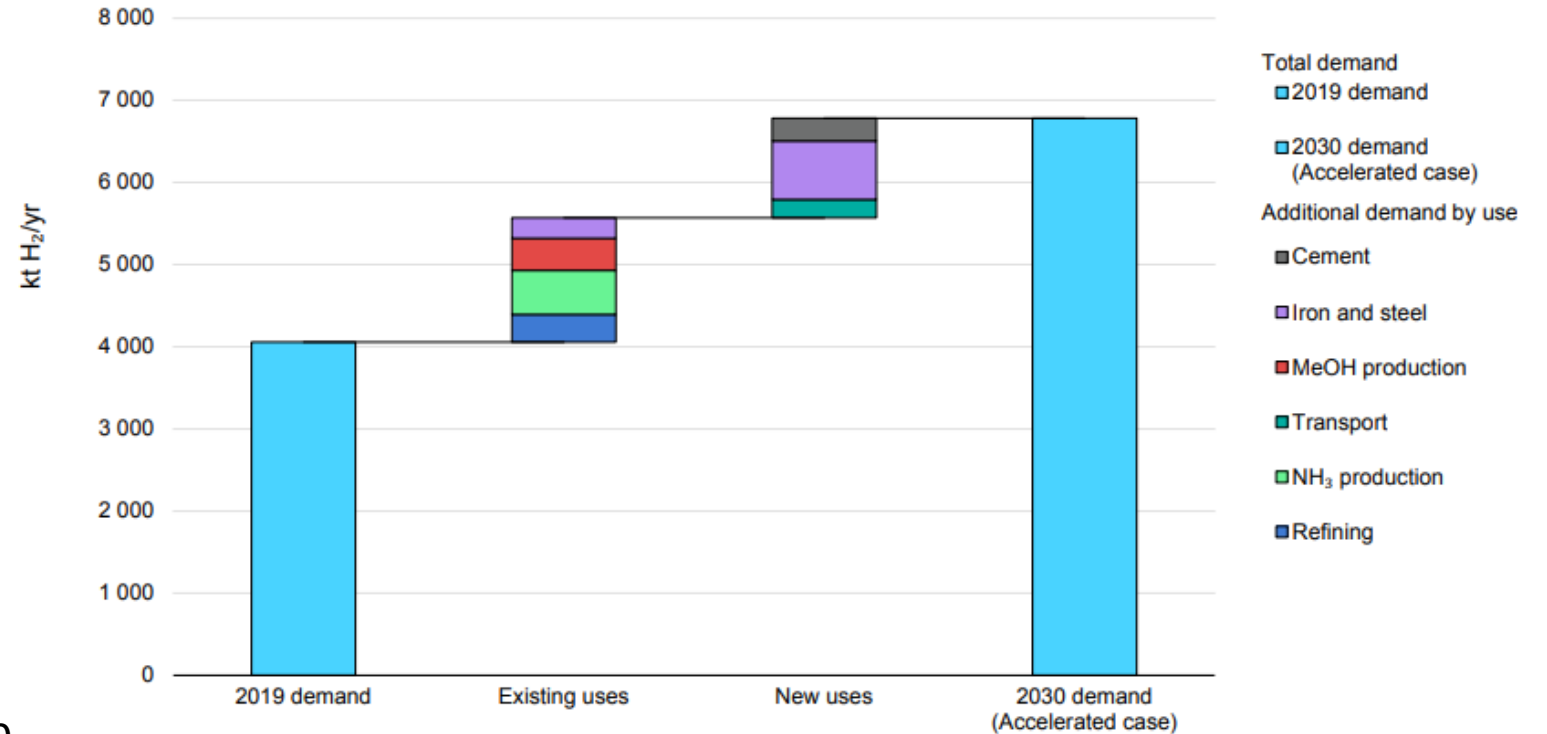
2

Hidrógeno en Latinoamérica, España, Portugal

Demanda por sectores

- Hierro
- Acero
- Cemento
- Transporte

Figure 3 Change in hydrogen demand by sector, Accelerated case, Latin America, 2019-2030



Fuente: Hydrogen in Latin America, EIA 2019

IEA. All rights reserved.

Note: The Accelerated case reflects an optimistic vision for the deployment of hydrogen end-use technologies to 2030, assuming that more ambitious energy- and climate-related policies are put in place and that the required techno-economic and infrastructure progress for the analysed applications will be achieved by that year.

Sources: IEA analysis based on IEA statistics, country surveys and data from the International Fertilizer Association, Wood Mackenzie, World Steel Association Steel Statistical Yearbook, Argentinian Petrochemical Institute Yearbook, ANP (Brazil) and Sistema de Información Energética (Mexico), among others.

Refinería, Industria

Fuente: Hydrogen in Latin America, EIA 2019

Table 2 Location of key industrial and refining facilities, Latin America, 2019

Countries	
Oil refining	AR, BO, BR, CL, CO, EC, MX, PE, VE
Chemicals – ammonia	AR, BO, BR, CO, MX, PE, TT, VE
Chemicals – methanol	AR, CL, TT, VE
Countries	
Iron and steel – DRI	AR, MX, TT, VE
Iron and steel – Blast furnace	AR, BR, CL, CO, MX
Cement	All

Notes: *Oil refining* includes countries with estimated hydrogen demand for oil refining over 10 kt H₂/yr in 2019.

AR = Argentina; BO = Bolivia; BR = Brazil; CL = Chile; CO = Colombia; CR = Costa Rica; EC = Ecuador; MX = Mexico; PA = Panama; PE = Peru; PY = Paraguay; TT = Trinidad and Tobago; UY = Uruguay; VE = Venezuela.

Sources: IEA analysis using data from World Steel Handbook and USGS.



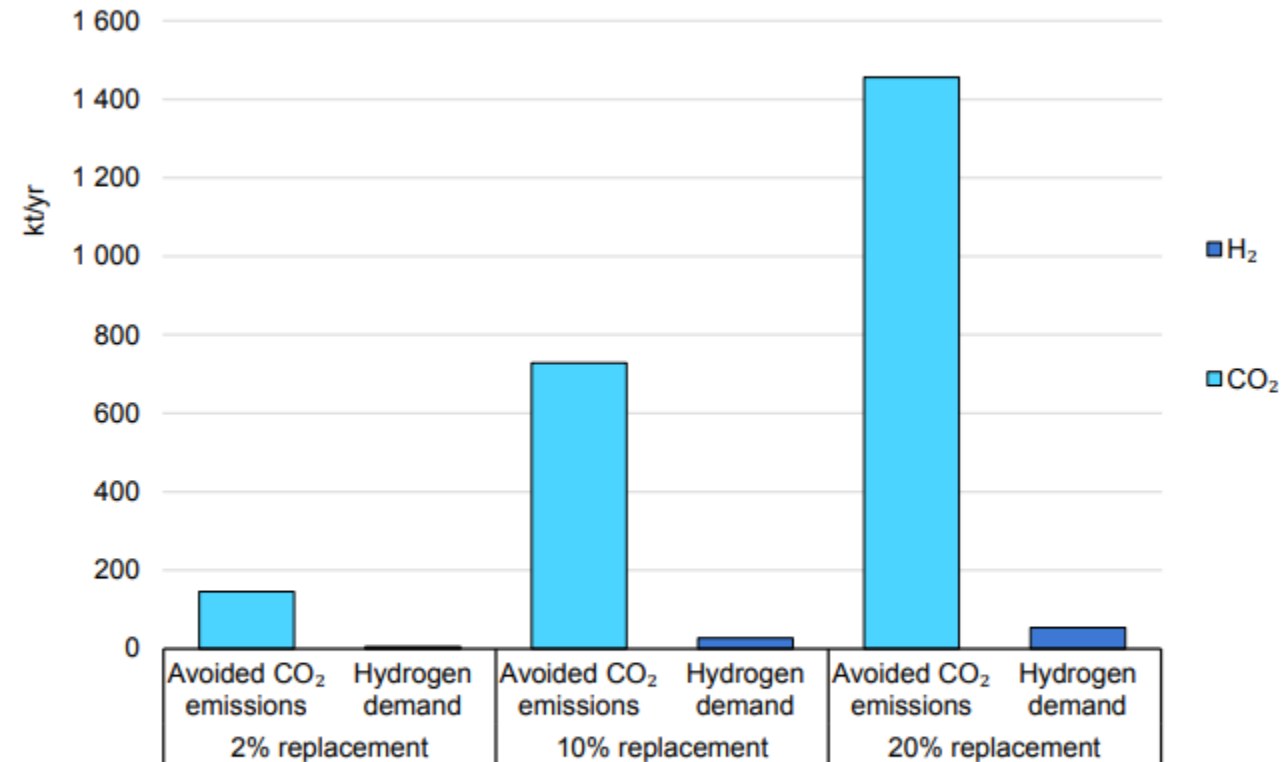
Fuente: Hydrogen in Latin America, EIA 2019

Camiones mineros

Komatsu (2030)

Camión minero con H2

Figure 10 Avoided CO₂ emissions and low-carbon hydrogen demand for copper mining in Latin America, 2030



IEA. All rights reserved.

Notes: Data refers to hydrogen use in mining haul trucks in the copper mining industry in Brazil, Chile, Mexico and Peru. Replacement percentage refers to substitution of diesel with hydrogen in energy terms. Assumes mining haul truck fuel cell efficiency of 43% and diesel engine efficiency of 14%, and zero-emissions hydrogen production.

Source: Chilean Carbon Neutrality Plan for the Energy Sector (2019).



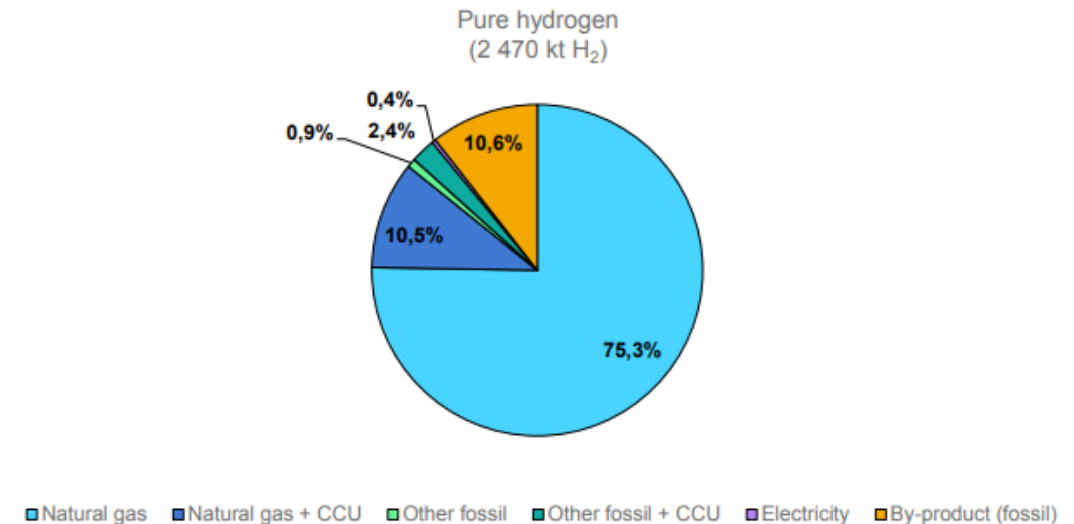
Producción H2

- Gas Natural: 91% sin captura CO2
- Electrólisis del agua: 0.2%
- Perú: Industria Cachimayo
 - Electricidad de la red eléctrica (25 MW)
- Argentina (RER eólica)
 - Hychico piloto 52 t H2/anual
- Costa Rica 2011 (RER solar + eólica)
 - Astra Rocket 0.8 t H2/anual
- Chile 2019: Solar
 - Cerro Pabellón 10 t/anual

Fuente: Hydrogen in Latin America, EIA 2019

Regional hydrogen supply

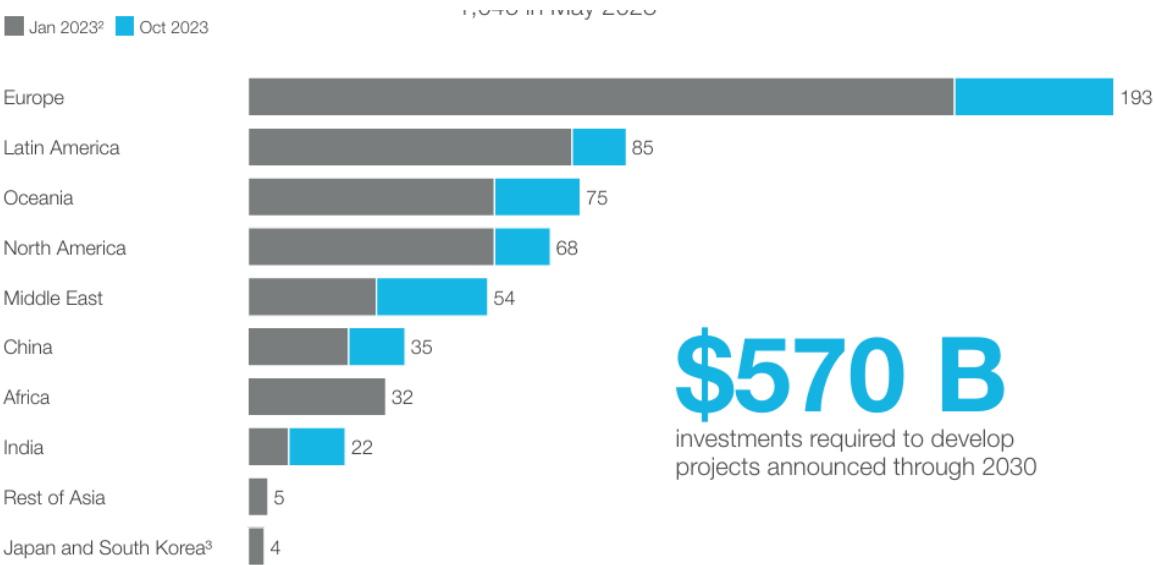
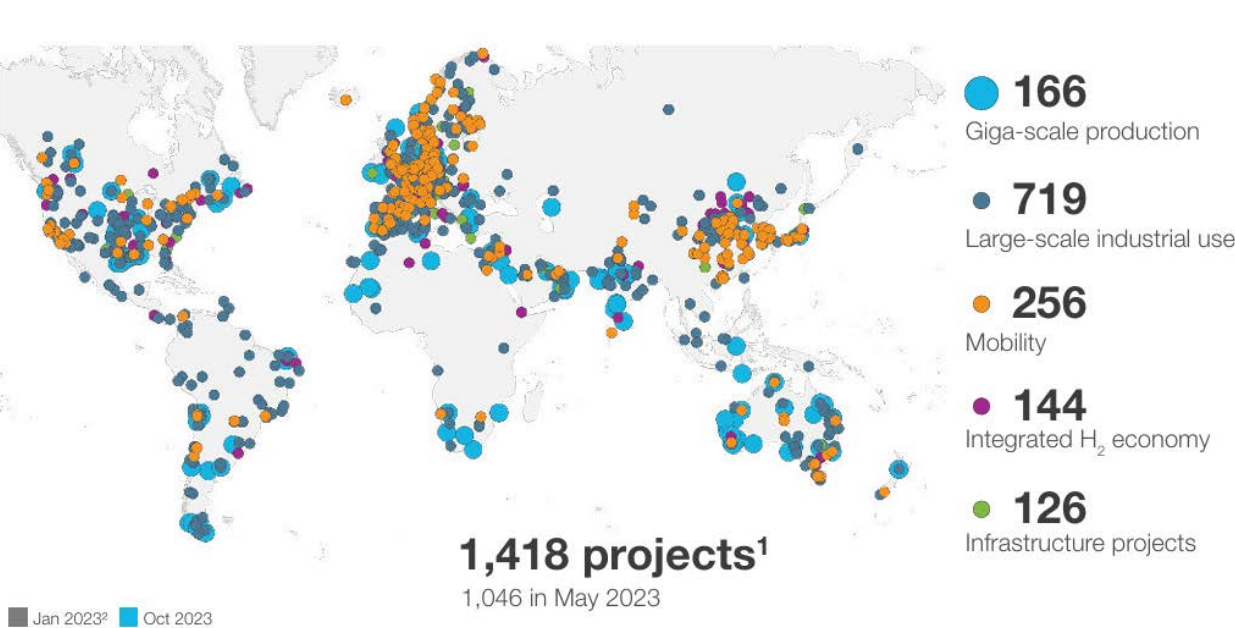
Figure 6 Regional supply of pure and mixed hydrogen by type, Latin America, 2019



Situación actual de los proyectos e inversiones en H2

- LATAM atractiva para la inversión en H2: MEGAPROYECTOS**
LATAM: 120 proyectos (85 billones USD).

Norteamérica 240 proyectos (68 billones USD). Europa 540 proyectos (193 billones USD)



\$570 B
investments required to develop projects announced through 2030

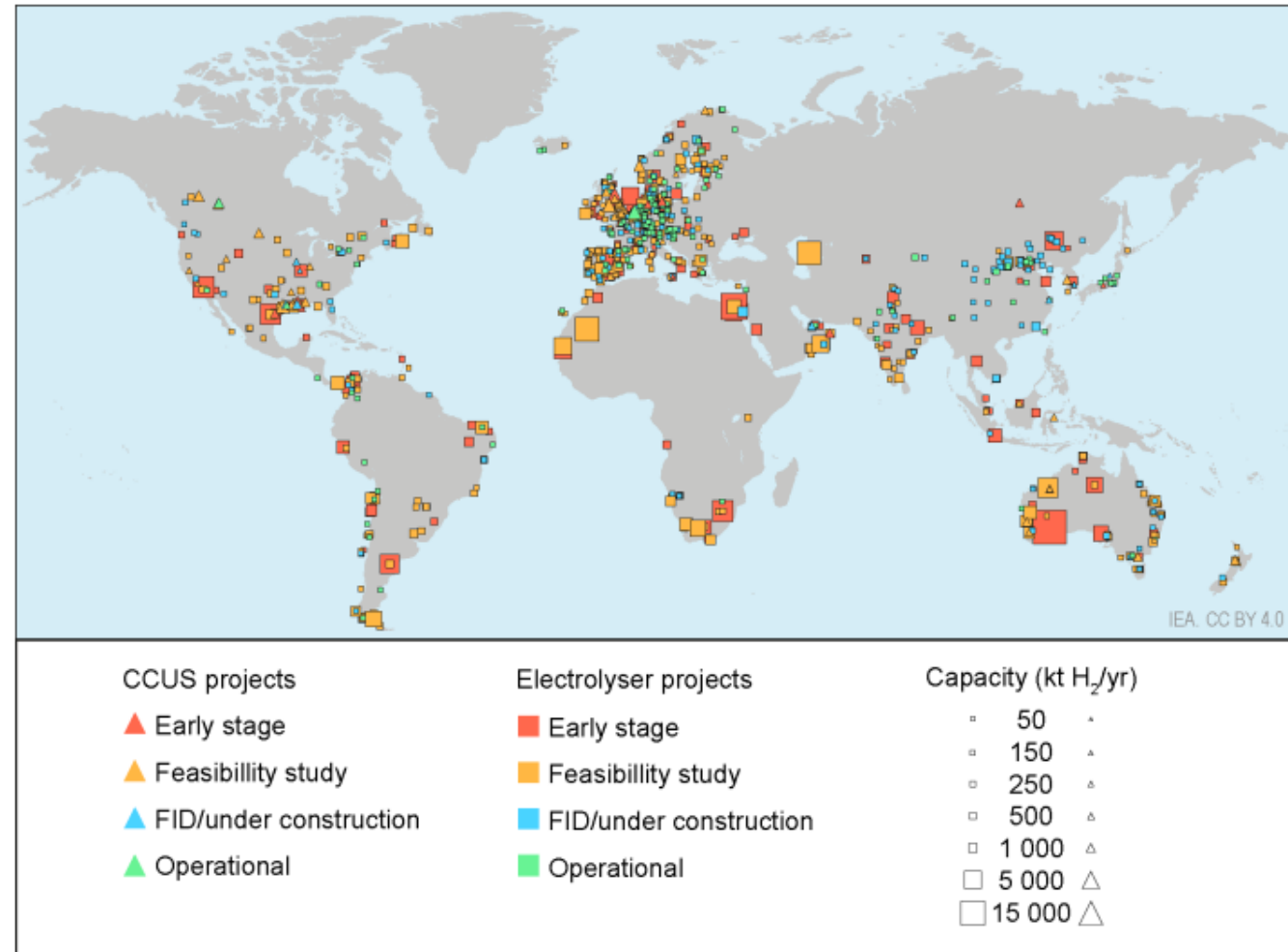
1. Project announcements below 1 MW excluded; includes 7 projects without specified type
2. Jan 2023 values have been updated to most recent capex estimations to keep values comparable
3. Restatement of Jan 2023 data for Japan and South Korea prevents comparison to Oct 2023 data
Source: Project & Investment tracker, as of Oct 2023



Hidrógeno verde

LATAM, España,
Portugal: H2 Verde

Figure ES.1 Map of announced low-emission hydrogen production projects



Fuente: Global Hydrogen Review 2023, IEA

Note: Map includes also announced projects starting after 2030.
Source: [IEA Hydrogen Projects database](#).

IEA. CC BY 4.0.



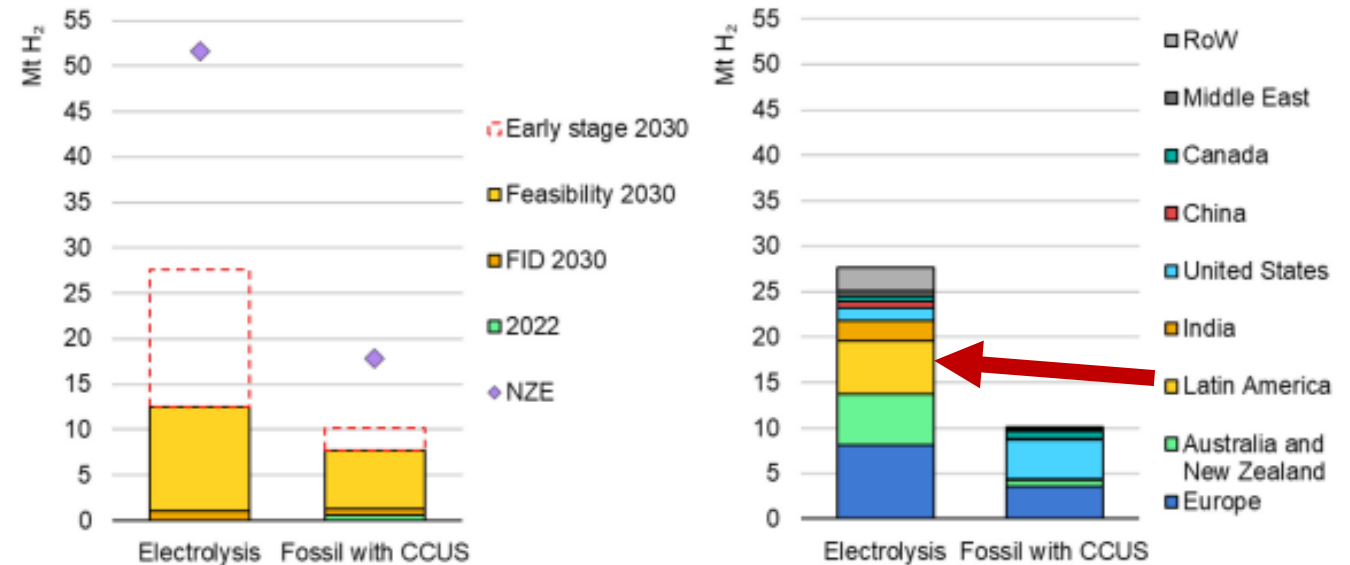
H2 de baja emisión

LATAM (6 Mt 2030)

Chile: 45%

Brasil, Argentina: 30%

Figure 3.2 Low-emission hydrogen production by technology route, maturity and region based on announced projects and in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario, 2030



IEA. CC BY 4.0.

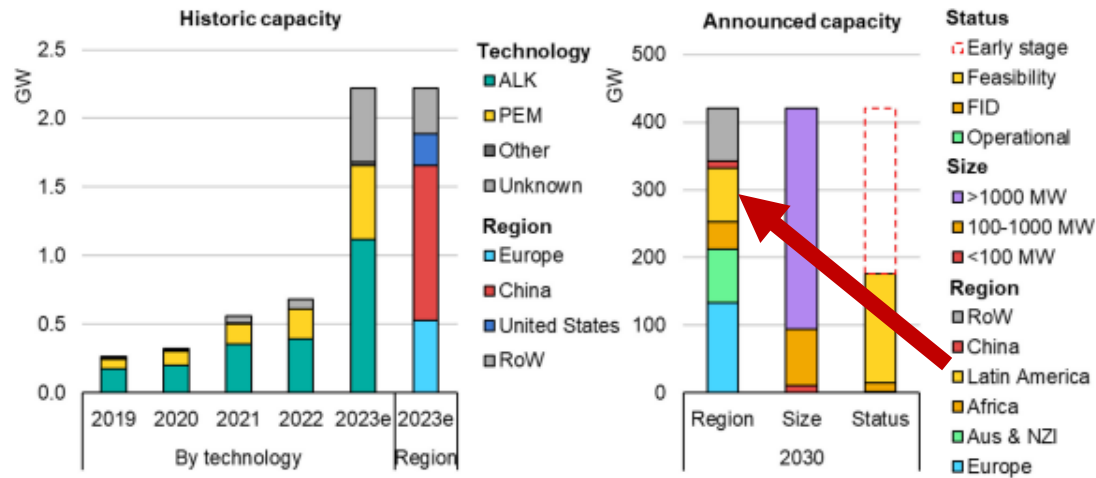
Notes: FID = Final investment decision; CCUS = carbon capture, utilisation and storage; NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario; RoW = rest of world. In the left-hand side figure, the '2022' label refers to operational projects, and the label FID 2030 includes projects that are under construction and projects that have reached FID. "FID" includes projects that have reached at least the FID, therefore under-construction projects are also included; "Feasibility" includes projects undergoing a feasibility study; "Early stage" includes projects at very early stages, such as those in which only a co-operation agreement among stakeholders has been announced. The right-hand side figure includes operational projects and projects that have taken FID, at advanced planning and at early stages.

Source: [IEA Hydrogen Projects](#). (Database, October 2023 release).

Announced projects correspond to low-emission hydrogen production of 20 Mt, and 38 Mt when early-stage projects are included, but only 4% have reached final investment decision or are under construction.

LATAM: proyectos anunciados

Figure 3.5 Global electrolyser capacity by technology, 2019 – 2023, and by region, size and status based on announced projects by 2030



IEA. CC BY 4.0.

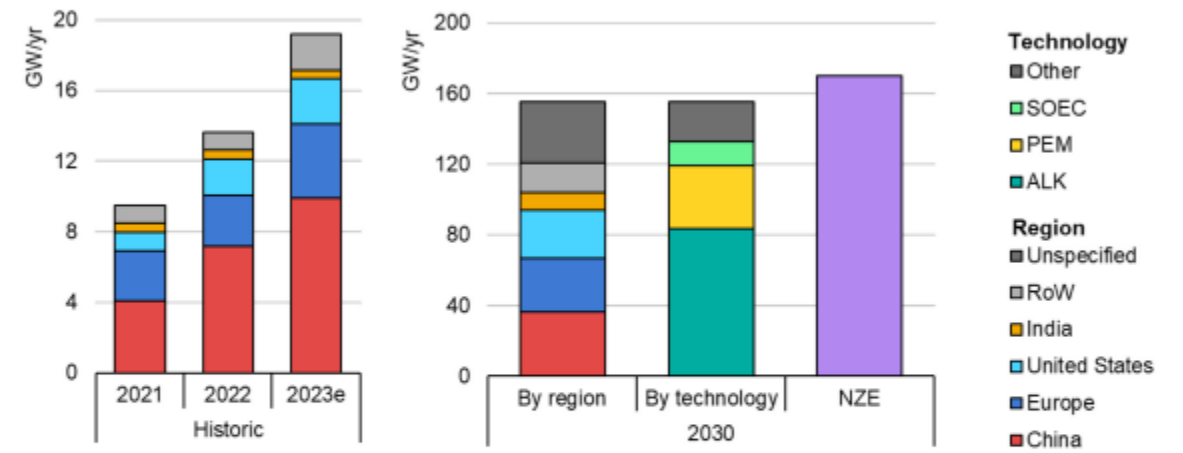
Notes: ALK = alkaline electrolyzers; FID = final investment decision and under construction; PEM = proton exchange membrane electrolyzers; RoW = rest of the world; Aus & NZI = Australia and New Zealand; 2023e = estimate for 2023 capacity, based on projects planned to start operations in 2023 and that have at least reached FID. "Other" technology refers to solid oxide electrolysis, anion exchange membrane electrolysis or a combination of different technologies. The unit is GW of electrical input. Only projects with a disclosed start year are included.

Source: [IEA Hydrogen Projects](#). (Database, October 2023 release).

Global installed electrolyser capacity could reach more than 2 000 MW by the end of 2023. Based on announced projects, 175 GW could be reached by the end of the decade, and even 420 GW including early-stage projects.

¿LATAM: Producción electrolizadores?

Figure 3.7 Electrolyser manufacturing capacity by region and technology according to announced projects and in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario, 2021-2030

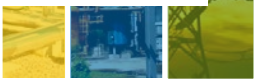


IEA. CC BY 4.0.

Notes: ALK = alkaline electrolyser; NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario; PEM = proton exchange membrane electrolyser; RoW = rest of the world; SOEC = solid oxide electrolyser. The manufacturing capacity for 2023 is an estimate including facilities under construction that are planned to be operational by the end of 2023.

Source: IEA analysis based on announcements by manufacturers and personal communications.

Electrolyser manufacturing capacity almost doubled between 2021 and 2023. Announced plants could cover 90% of the needs in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario.



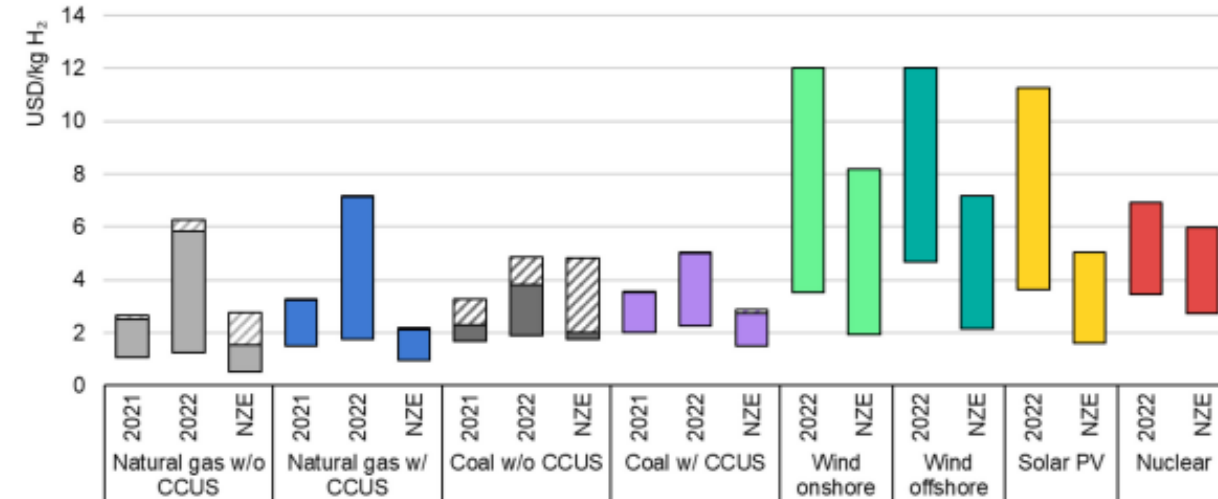
CAPEX + Costo Energía

Chile: H2 con CSF

20 USD/MWh

NZE: 1.6 USD/kg (2030)

Figure 3.11 Levelised cost of hydrogen production by technology in 2021, 2022 and in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario in 2030



IEA. CC BY 4.0.

Notes: CCUS = carbon capture, utilisation and storage; PV = photovoltaic; NZE= Net Zero Emissions by 2050 Scenario in 2030. Solar PV, wind and nuclear refer to the electricity supply to power the electrolysis process. NZE values refer to 2030. Natural gas price is USD 5-15/MBtu for 2021, USD 6-36/MBtu for 2022 and USD 1-8/MBtu for 2030 NZE. Coal price is USD 40-180/tonne for 2021, USD 50-360/tonne for 2022 and USD 30-70/tonne for 2030 NZE. Solar PV electricity cost is USD 22-120/MWh for 2022, USD 13-80/MWh for 2030 NZE, with capacity factor of 12-35%. Onshore wind electricity cost is USD 25-130/MWh for 2022, USD 25-120/MWh for 2030 NZE, with capacity factor of 15-53%. Offshore wind electricity cost is USD 50-225/MWh for 2022, USD 30-125/MWh for 2030 NZE, with capacity factor of 32-67%. The cost of capital is 6%.

The dashed area represents the CO₂ price impact, based on USD 15-140/t CO₂ for the NZE Scenario. More techno-economic assumptions will be made available in a separate forthcoming Annex.

Sources: IEA analysis based on data from McKinsey & Company and the Hydrogen Council; IEA GHG (2014); NETL (2022); IEA GHG (2017); E4Tech (2015); Kawasaki Heavy Industries.

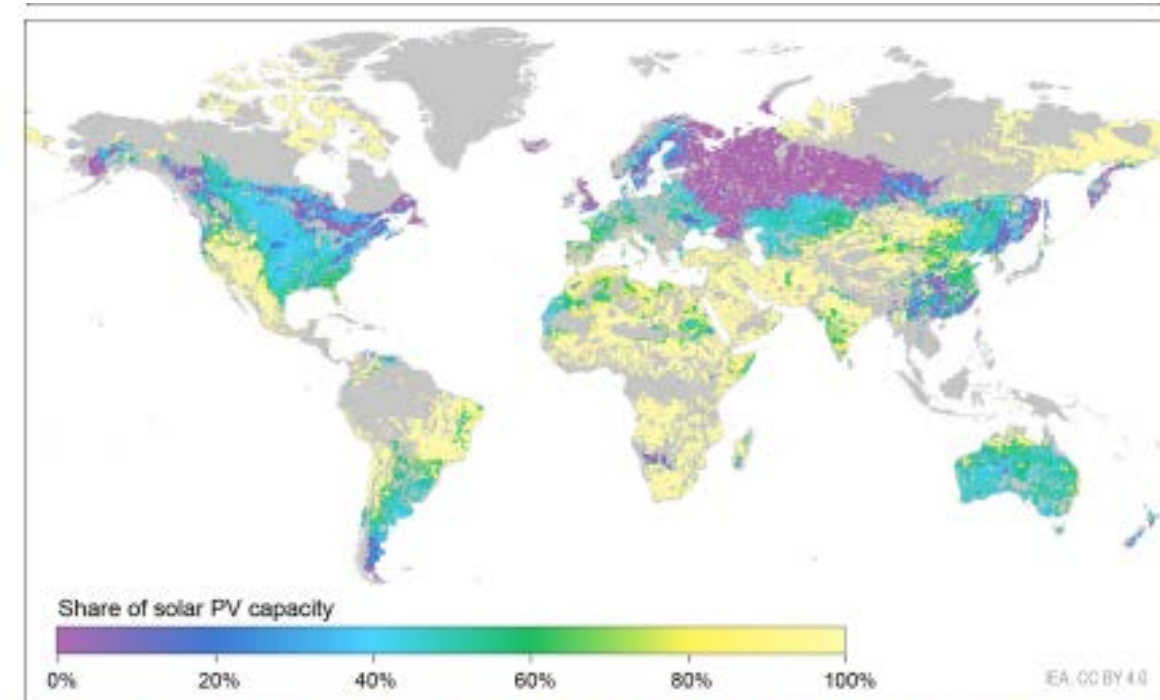
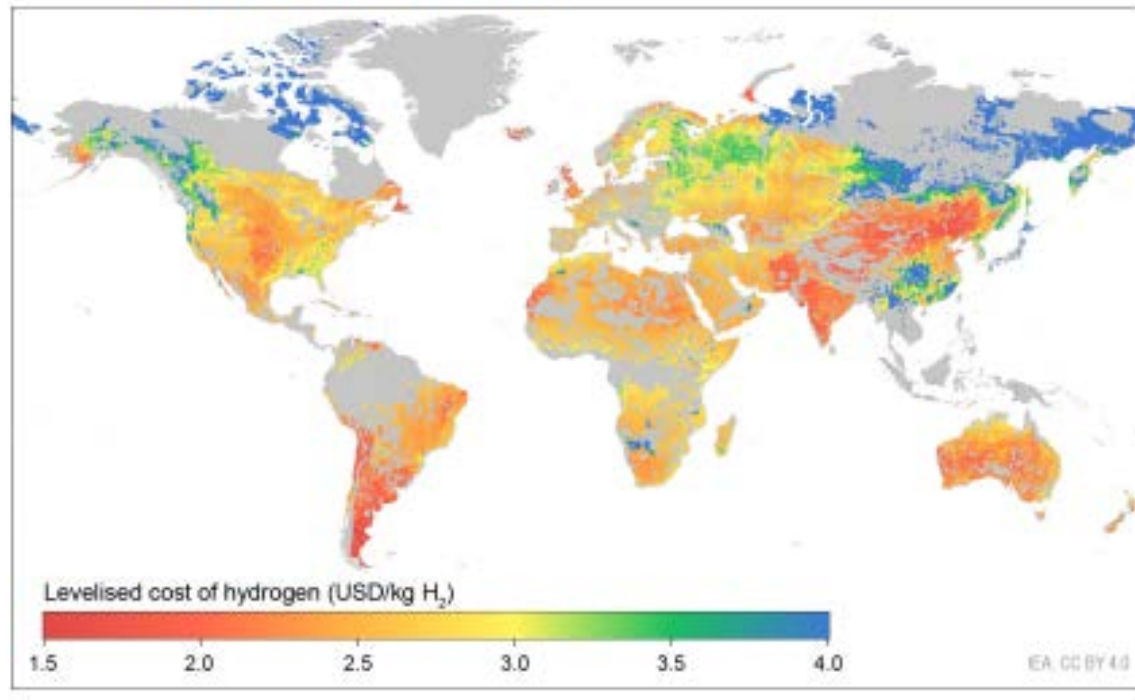
With natural gas prices subsiding from their 2022 highs, renewable hydrogen could become competitive with hydrogen from fossil fuels by 2030.



Costos producción H2

Competitividad LATAM, España

Figure 3.13 Hydrogen production costs and share of solar PV from hybrid solar PV and onshore wind systems, 2030



Notes: LCOH = levelised costs of hydrogen production. For each location, production costs are determined by optimising the mix of solar PV, onshore wind, electrolyser, battery and hydrogen storage capacities, resulting in the lowest costs. Onshore wind has been excluded in permafrost regions due to more challenging requirements for the foundation of wind turbines, so that solar PV is the sole hydrogen production option, which explains the high solar shares in these regions. Based on an electrolyser CAPEX of USD 615/kW, regional solar PV and onshore wind CAPEX reflecting 2030 values in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario and a weighted average cost of capital of 6%.

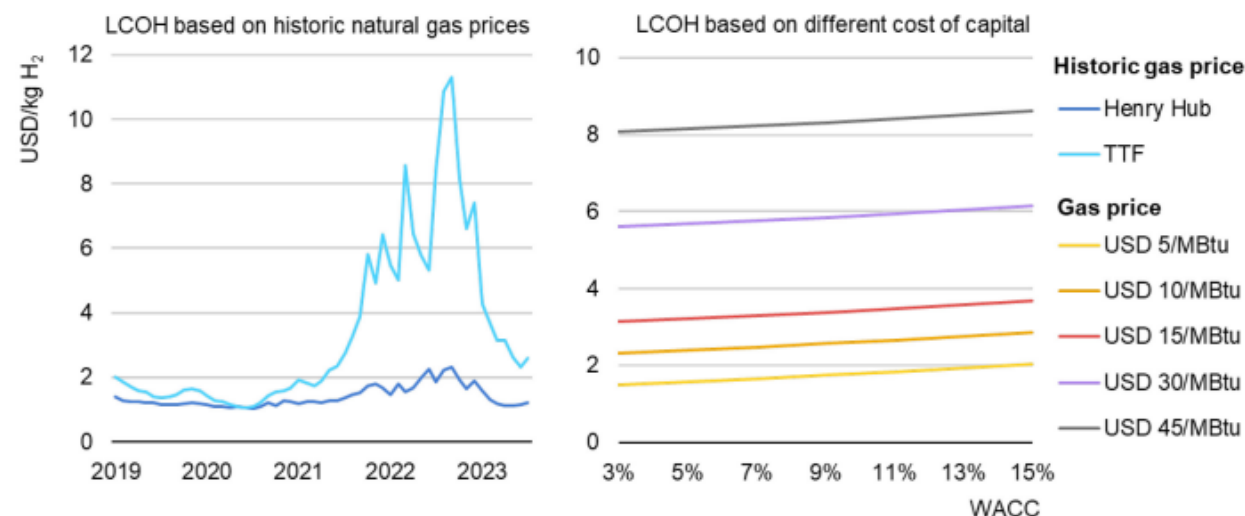
Source: Analysis by IEK-3, Research Centre Jülich using the [ETHOS model suite](#).

Various regions around the world have excellent renewable resources for low-cost hydrogen production. Costs could fall below USD 1.5 kg H₂ by 2030.

Costo producción H2 – Gas Natural

Hidrógeno azul: Argentina, Colombia, Perú

Figure 3.14 Levelised cost of hydrogen production with carbon capture, based on different natural gas prices and on different costs of capital in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario, 2030



IEA. CC BY 4.0.

Notes: LCOH = levelised cost of hydrogen; MBtu = million British thermal units; TTF = Title Transfer Facility; WACC = weighted average cost of capital. Weekly average historic natural gas closing prices for TTF in Europe and Henry Hub in the United States have been used to calculate the hydrogen production cost from natural gas with carbon capture, utilisation and storage (CCUS) in the left-hand side figure. The capture rate is 93%.

Sources: Based on data from McKinsey & Company and the Hydrogen Council; NETL (2022); IEA GHG (2017).

Natural gas prices are the key cost factor for hydrogen production from natural gas with CCUS. Doubling the weighted average cost of capital from 5% to 11% increases the production costs by around 3% to 17%.

Fuente: Global Hydrogen Review 2023, IEA



- Compresión y licuefacción del H2
- Convertirlo en portadores energético: Amoníaco o el portador de hidrógeno orgánico líquido (LOHC)
- Se limitan a unos pocos gasoductos de hidrógeno existentes que conectan áreas industriales en Bélgica, Francia y los Países Bajos
- Proyectos piloto para demostrar el comercio de hidrógeno por barco.
- Comercio internacional (2021): Industria Química
- Amoniaco: 10%
- Metanol: 20% industria química
- Como combustible: Proyectos piloto

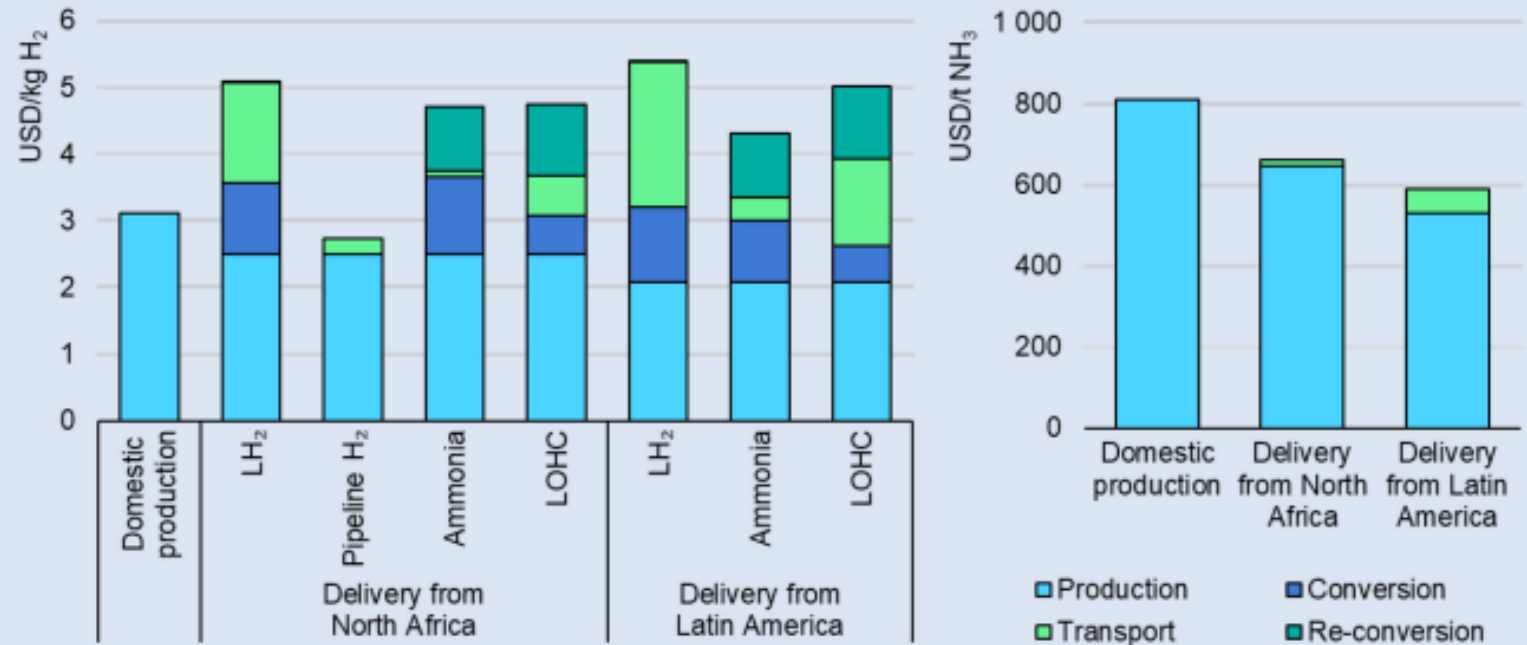


Comercio H2

LATAM:

2.1 USD/kg +
Transporte (2.5
USD/kg) vs 3.0 USD/kg
(Producción doméstica
Europa NorOeste)

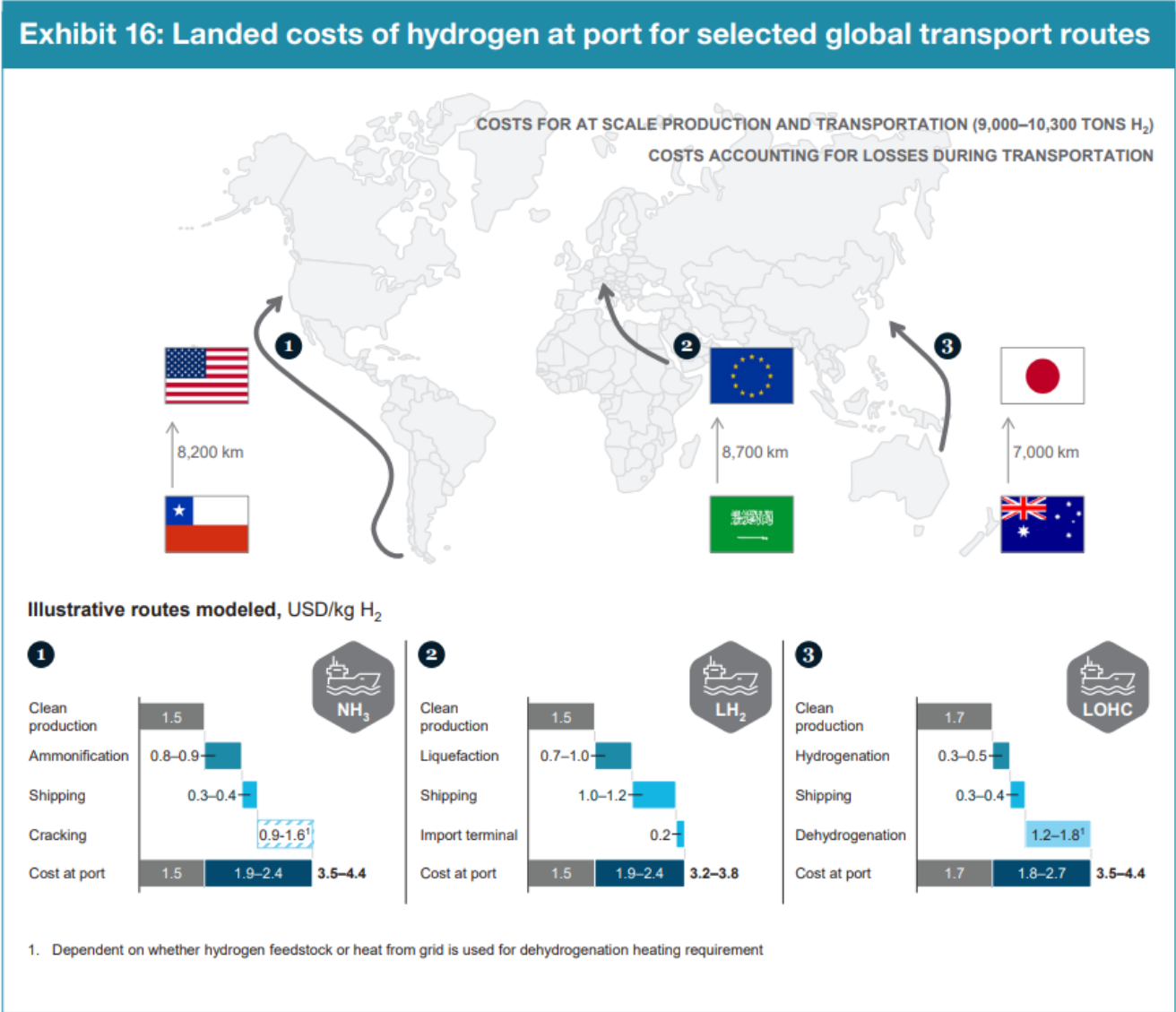
Supply costs of hydrogen and ammonia in north-west Europe compared to imports



IEA. CC BY 4.0.

Notes: "H₂" = hydrogen; "NH₃" = ammonia; "LH₂" = liquefied hydrogen; "LOHC" = liquid organic hydrogen carrier. Domestic production in north-west Europe uses offshore wind; production in other regions uses solar PV. "Conversion" includes a compressed hydrogen storage cost to allow for stable input to the synthesis and to the liquefaction processes. The cost of capital is assumed at 6%. Costs refer to the Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE Scenario) in 2030. More techno-economic assumptions are available in a separate forthcoming Annex.

Sources: Based on data from McKinsey & Company and the Hydrogen Council; IRENA (2020); IEA GHG (2014); IEA GHG (2017); E4Tech (2015); Kawasaki Heavy Industries; Element Energy (2018).



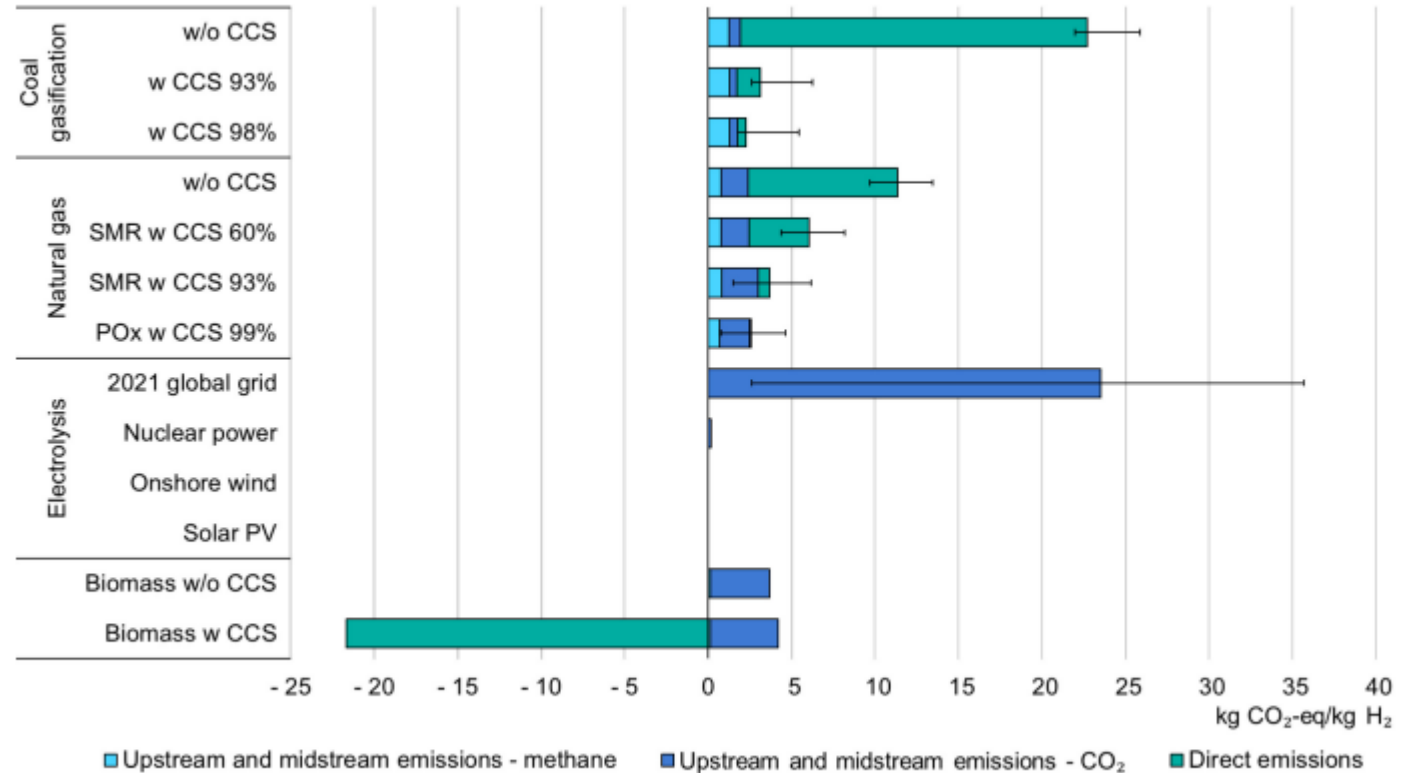
Fuente: Hydrogen Council, 2021



Producción H2 - Emisiones

... Utilización del H2O?

Figure 3.15 Comparison of the emissions intensity of different hydrogen production routes, 2021

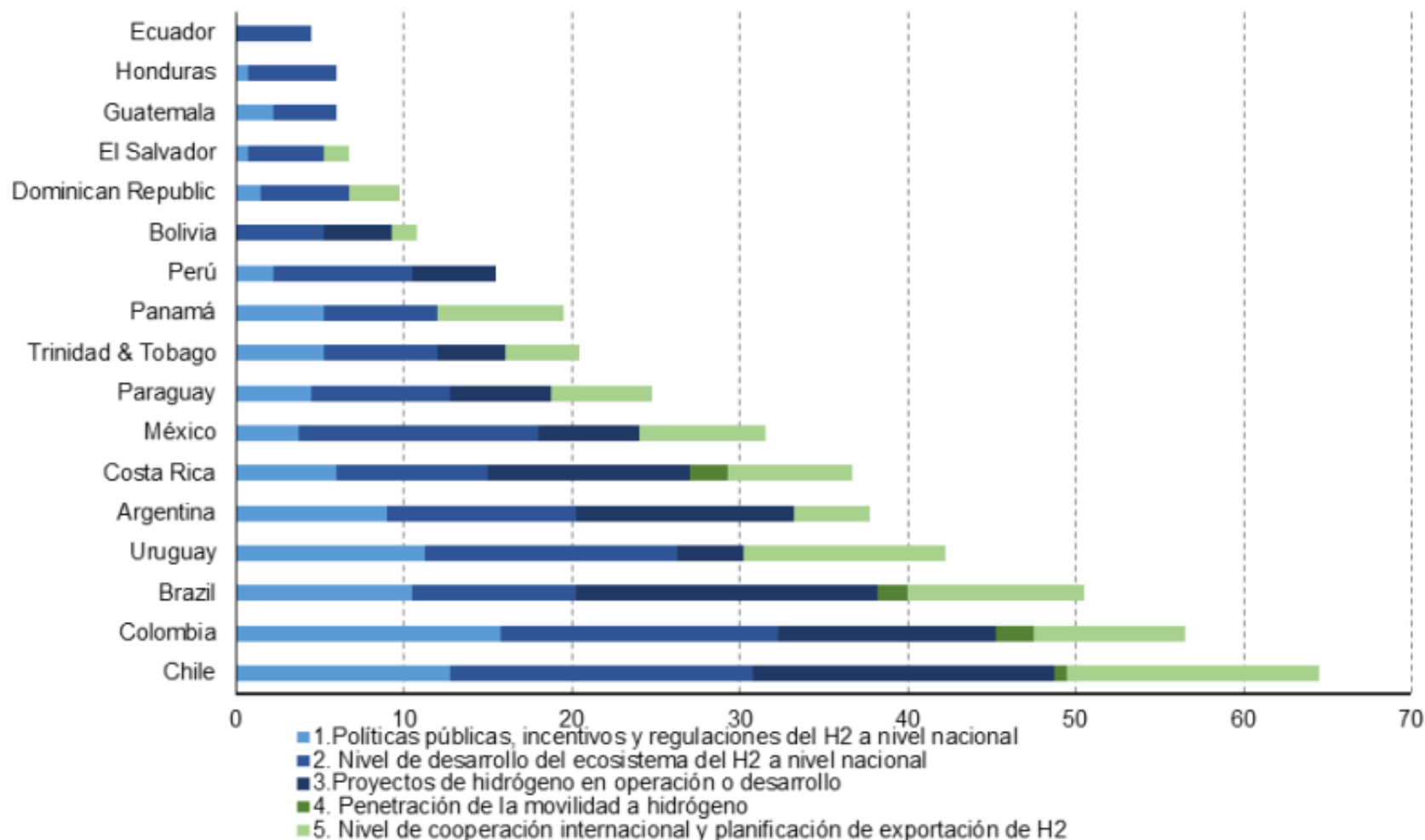


IEA. CC BY 4.0.

Notes: CCS = carbon capture and storage; POx = partial oxidation; SMR = steam methane reforming.

Desarrollo del H2 (2022)

Chile, Colombia, Brasil



Fuente: CEPAL



- Estrategia chilena del H2 (Noviembre 2020)
- En Argentina, se creó un grupo interministerial en 2021 para desarrollar una hoja de ruta del hidrógeno y actualizar la ley de promoción del hidrógeno existente.
- El Ministerio de Minas y Energía de Colombia presentó su hoja de ruta nacional del hidrógeno para consulta pública en agosto de 2021.
- Los gobiernos de Bolivia, Costa Rica, El Salvador, Panamá, Paraguay, Trinidad y Tobago y Uruguay también están en proceso de desarrollar hojas de ruta y documentos de estrategia del hidrógeno.



Brasil:

- El Plan de Trabajo Trienal 2023-2025 del Programa Nacional del Hidrógeno define la estrategia del país, con tres horizontes temporales: hasta 2025, desplegar plantas piloto de hidrógeno de bajo carbono en todo el país; hasta 2030, consolidar a Brasil como un productor competitivo de hidrógeno de bajo carbono; y hasta 2035 consolidar polos de hidrógeno de bajo carbono en Brasil.

Costa Rica

- El objetivo es instalar entre 0,15 y 0,50 GW de capacidad de electrólisis, sustituir entre el 8 y el 10 % del gas licuado de petróleo (GLP) por hidrógeno “verde” y desplegar entre 100 y 250 vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV) y entre 200 y 600 camiones pesados de pila de combustible para 2030.

Ecuador

- Objetivo instalar 3 GW de electrolizadores para 2040 y establecer regulaciones para el uso doméstico del hidrógeno y potencialmente para su exportación a los mercados internacionales.



Panamá

- En el ámbito del transporte, el país pretende aumentar el uso de hidrógeno y derivados para el abastecimiento de combustibles marítimos al 5% en 2030. El objetivo es producir 0,5 Mt de hidrógeno en 2030.

Uruguay

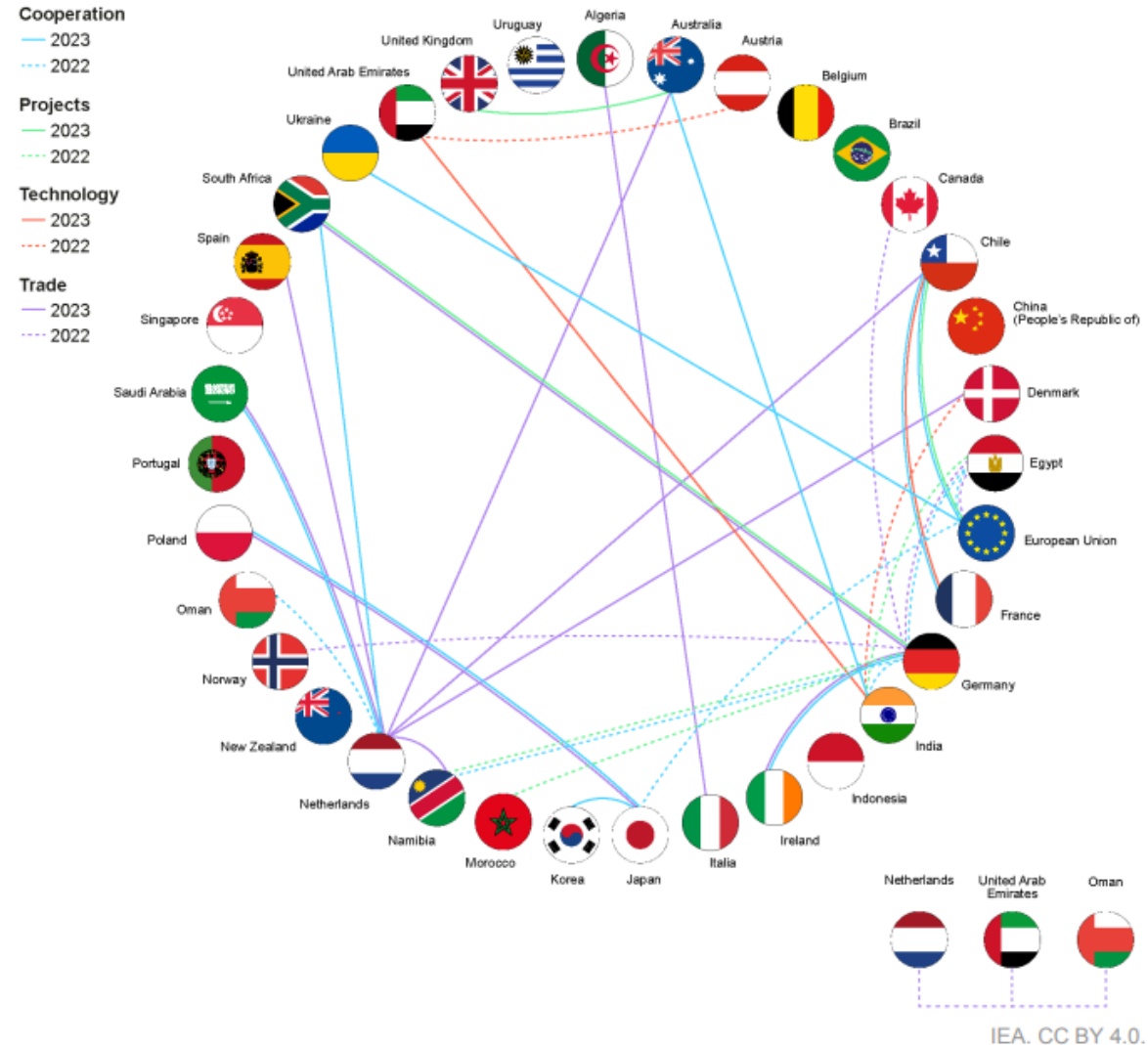
- El objetivo es instalar entre 1 y 2 GW de electrolizadores para 2030 y 10 GW para 2040, centrándose inicialmente en la demanda interna a corto plazo y en las exportaciones a largo plazo.



Cooperación

- Chile
- España

Figure 6.4 Co-operation agreements between governments on hydrogen since August 2022.



Notes: "Projects" refers to co-operation agreements to develop hydrogen-related projects. "Technology" refers to co-operation agreements to work on innovation, RD&D and technology development. "Trade" refers to co-operation agreements to develop international hydrogen supply chains. "Co-operation" refers to co-operation agreements with a different focus to the other categories. Only co-operation agreements specific to hydrogen and its derivatives are depicted in the figure.

Co-operation among governments on hydrogen remains strong, with an important focus on the development of international supply chains.

Fuente: Global Hydrogen Review 2023, IEA

ciación iberoamericana de entidades
iladoras de la energía

ciação iberoamericana de entidades
ladoras da energia



Atributos medioambientales

España

- Sistema de certificados de Garantía de Origen Voluntario Gases renovables (incluido hidrógeno)
- Producción H2 a partir de electricidad renovable

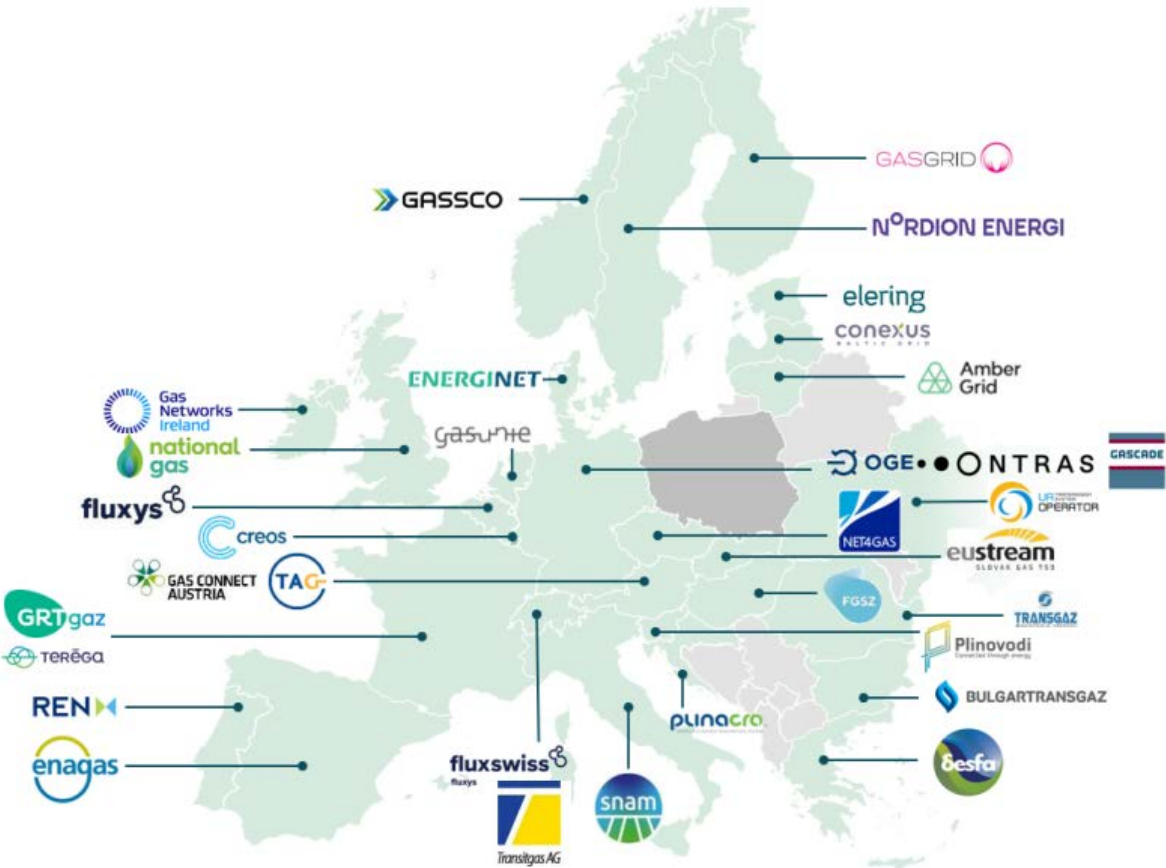


Desde la AIE

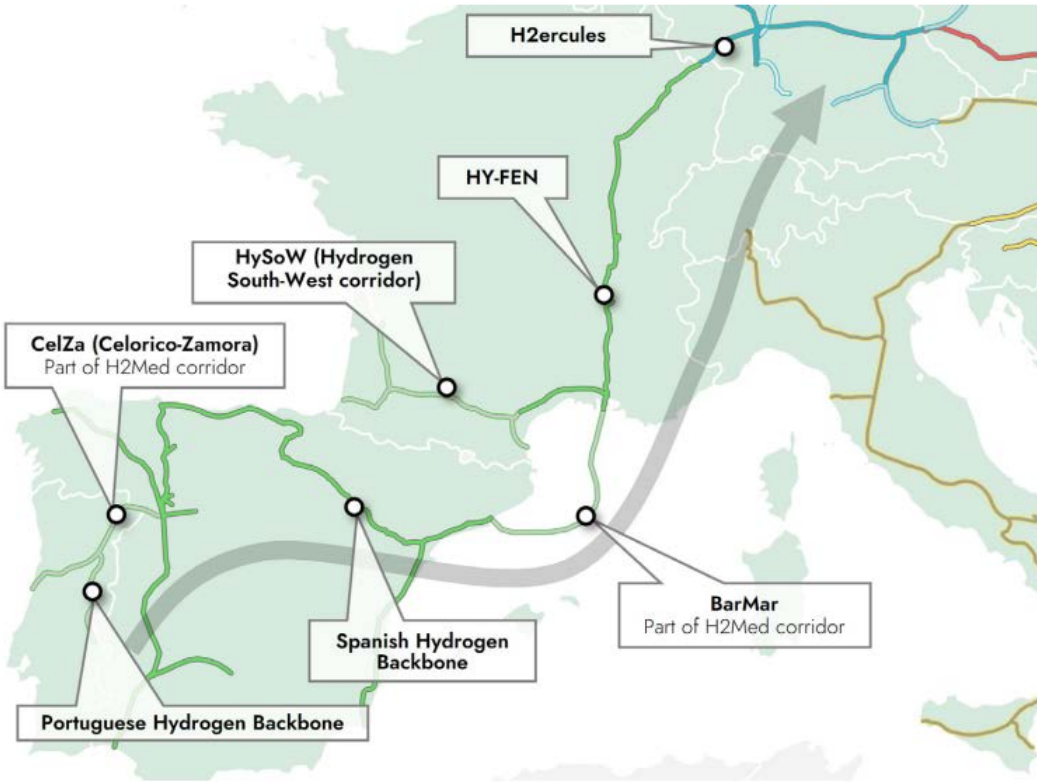
- Definir una visión a largo plazo para el hidrógeno en el sistema energético.
- Identificar oportunidades a corto plazo y apoyar el despliegue inicial de tecnologías clave.
- Apoyar esquemas de financiamiento temprano y reducir el riesgo de inversión.
- Centrarse en la I+D y las habilidades para obtener beneficios más allá de la reducción de emisiones.
- Utilizar esquemas de certificación para incentivar la producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono y crear oportunidades de mercado.
- Cooperar a nivel regional e internacional para posicionar a América Latina en el panorama global del hidrógeno.



Red troncal de H2 Europa



3.3.2 Corridor B — Southwest Europe and North Africa





asociación iberoamericana de entidades
reguladoras de la energía

associação iberoamericana de entidades
reguladoras da energia

PUNTO

3

Gases Renovables

Biometano:

El biometano es una fuente casi pura de metano que se produce mediante la “mejora” del biogás (un proceso que elimina el CO₂ y otros contaminantes presentes en el biogás) o mediante la gasificación de biomasa sólida seguida de metanización.

Biogás:

Una mezcla de metano, CO₂ y pequeñas cantidades de otros gases producida por la digestión anaeróbica de materia orgánica en un ambiente libre de oxígeno.

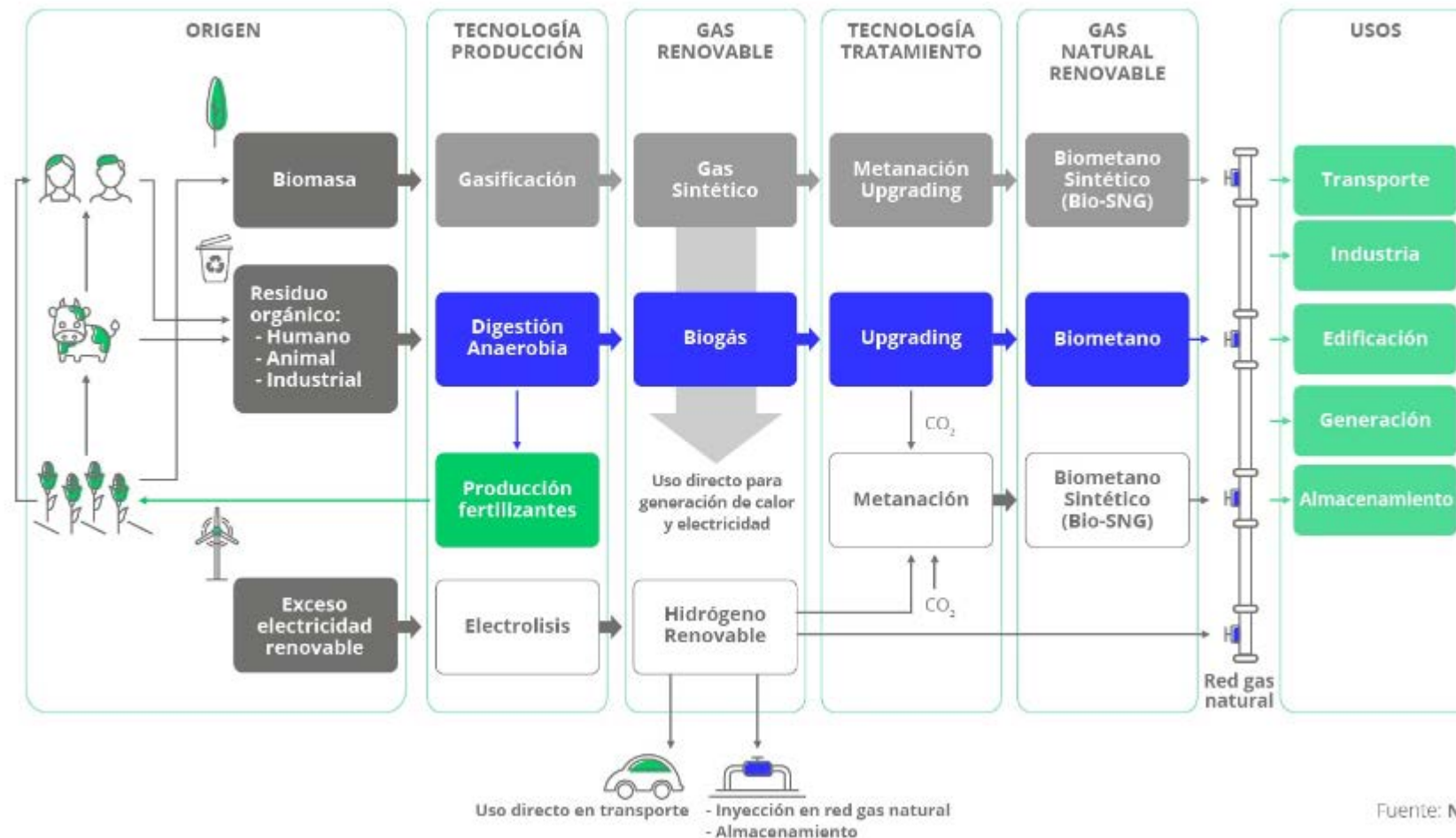
Gases sintéticos:

Proceso de gasificación térmica de materiales orgánicos, principalmente lignocelulósicos (residuos forestales y agrícolas).



Gas Renewable

Biometano, Gas sintético, Hidrógeno verde



El potencial de biogás y biometano en América Latina y el Caribe está en gran medida sin explotar.

Brasil: Mayor productor de biogás y biometano de la región

Producción del Biogás:

- Cultivos de maíz, caña de azúcar y soja, y una pequeña proporción a partir de estiércol animal y de la parte orgánica de los residuos municipales.
- El apoyo de las políticas podrá permitir que los residuos y desechos de los cultivos se conviertan en una materia prima más competitiva y comercialmente viable en la región APS para 2030
- Gestión de residuos sólidos: Transición de los cultivos alimentarios hacia alternativas sostenibles que no tengan consecuencias sociales y ambientales negativas.



Generación de electricidad

- Inclusión del biogás: El sector eléctrico es actualmente el principal usuario de bioenergía gaseosa en LATAM y el Caribe
- Argentina y Chile: Aprobado leyes que otorgan beneficios e incentivos a las centrales eléctricas basadas en biogás

Transporte

- Varios países han tomado medidas para fomentar el uso de biometano como combustible para el transporte.
- Brasil: Rota 2030, RenovaBio y el programa Combustible del Futuro de Brasil
- Argentina: Ley de biocombustibles de Argentina y su Programa de Energía Renovable RenovAr.



Competencia Biocombustibles y Electromovilidad

Industria

- En el corto plazo implica que el sector industrial sigue siendo un destino importante para el biogás y el biometano en el APS.



Transforma las aguas residuales tratadas de la ciudad en gas natural renovable. Biofactoría de Aguas Andinas

- 12 millones de metros cúbicos anuales de biometano, lo que equivale al consumo de más de 100 mil habitantes.



Huaycoloro recibe al día el 63% de las más de 9.400 toneladas de basura al día que se produce en Lima y Callao

Generación de energía: 240.000 kWh/d y llega a la red de distribución de Luz del Sur para abastecer de este insumo a un promedio de 50 mil habitantes de la capital



Energía Renovable

Creamos electricidad a partir de la basura. Las Centrales Térmicas de Biomasa Huaycoloro y Callao significan un beneficio directo para unos 2 mil trabajadores de **Petramás**, y para los usuarios industriales y domésticos de electricidad, que son abastecidos por una **energía limpia** conforme a los compromisos internacionales adquiridos por el Perú en la lucha mundial contra el **cambio climático**.

Cocal (Sao Paulo)

- Abastece con parte de su biometano al mercado de gases de tres ciudades cercanas.
- Necta (distribuidora de gas natural) en la mayor parte del estado, construyó una red local de gasoductos.



Planta de biogás y biometano de una central de Cocal, una empresa que produce etanol y azúcar en el oeste del sureño estado brasileño de São Paulo. Su biometano abastece tres ciudades cercanas por una red de gasoductos local. Imagen:

Mario Osava / IPS



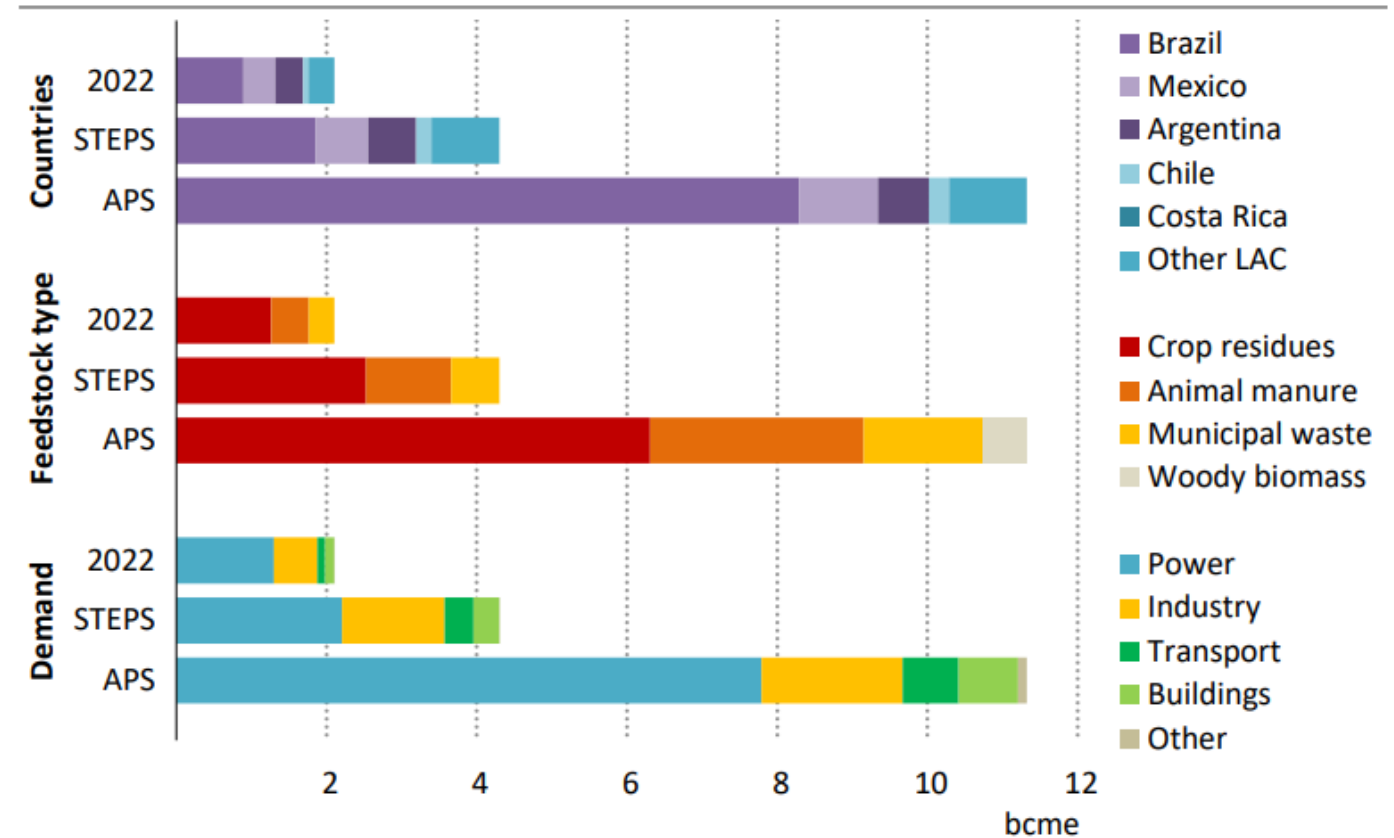
Camiones con gas natural renovable



Demanda

- Brasil
- México
- Argentina
- Chile
- Residuos de cultivos
- Estiércol animal
- Residuos municipales
- Biomasa leñosa

Figure 3.33 ▶ Biogas and biomethane deployment by country, feedstock and end-use in 2022 and by scenario in 2030



IEA. CC BY 4.0.

Biogas demand in LAC doubles in the STEPS to 2030, and even more in the APS as available feedstocks are more fully exploited

Demanda (Biometano)

Table A.2b: Latin America and the Caribbean final energy consumption

	Announced Pledges Scenario (PJ)							Shares (%)			CAAGR (%) 2022 to:	
	2010	2021	2022	2030	2035	2040	2050	2022	2030	2050	2030	2050
Total final consumption	24 166	24 432	25 702	27 465	28 066	28 281	28 796	100	100	100	0.8	0.4
Electricity	4 052	4 981	5 124	6 214	7 310	8 813	11 905	20	23	41	2.4	3.1
Liquid fuels	12 603	12 392	13 206	13 841	13 227	11 886	9 192	51	50	32	0.6	-1.3
Biofuels	659	950	961	1 752	2 160	2 412	2 675	4	6	9	7.8	3.7
Ammonia	-	-	-	7	10	12	18	-	0	0	n.a.	n.a.
Synthetic oil	-	-	-	-	-	2	7	-	-	0	n.a.	n.a.
Oil	11 945	11 442	12 244	12 081	11 057	9 459	6 491	48	44	23	-0.2	-2.2
Gaseous fuels	3 115	2 656	2 862	3 199	3 349	3 480	3 687	11	12	13	1.4	0.9
Biomethane	1	19	22	81	127	183	333	0	0	1	18	10
Hydrogen	-	-	-	13	40	101	360	-	0	1	n.a.	n.a.
Synthetic methane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
Natural gas	3 114	2 637	2 840	3 091	3 155	3 153	2 931	11	11	10	1.1	0.1
Solid fuels	4 374	4 334	4 433	4 059	3 962	3 810	3 572	17	15	12	-1.1	-0.8
Solid bioenergy	3 492	3 561	3 653	3 270	3 206	3 113	3 054	14	12	11	-1.4	-0.6
Coal	865	730	736	752	719	661	486	3	3	2	0.3	-1.5
Heat	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.

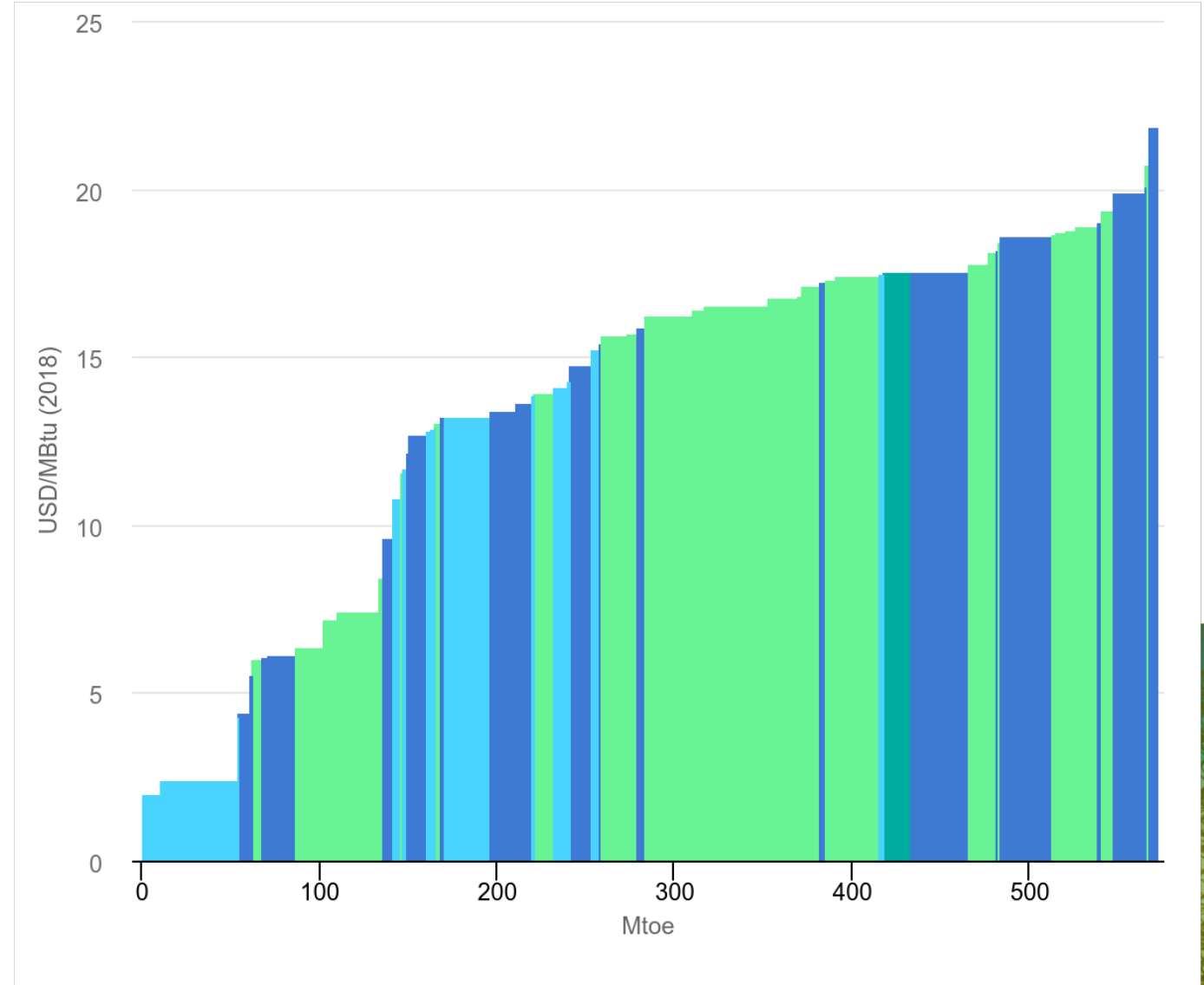


Costos biogás

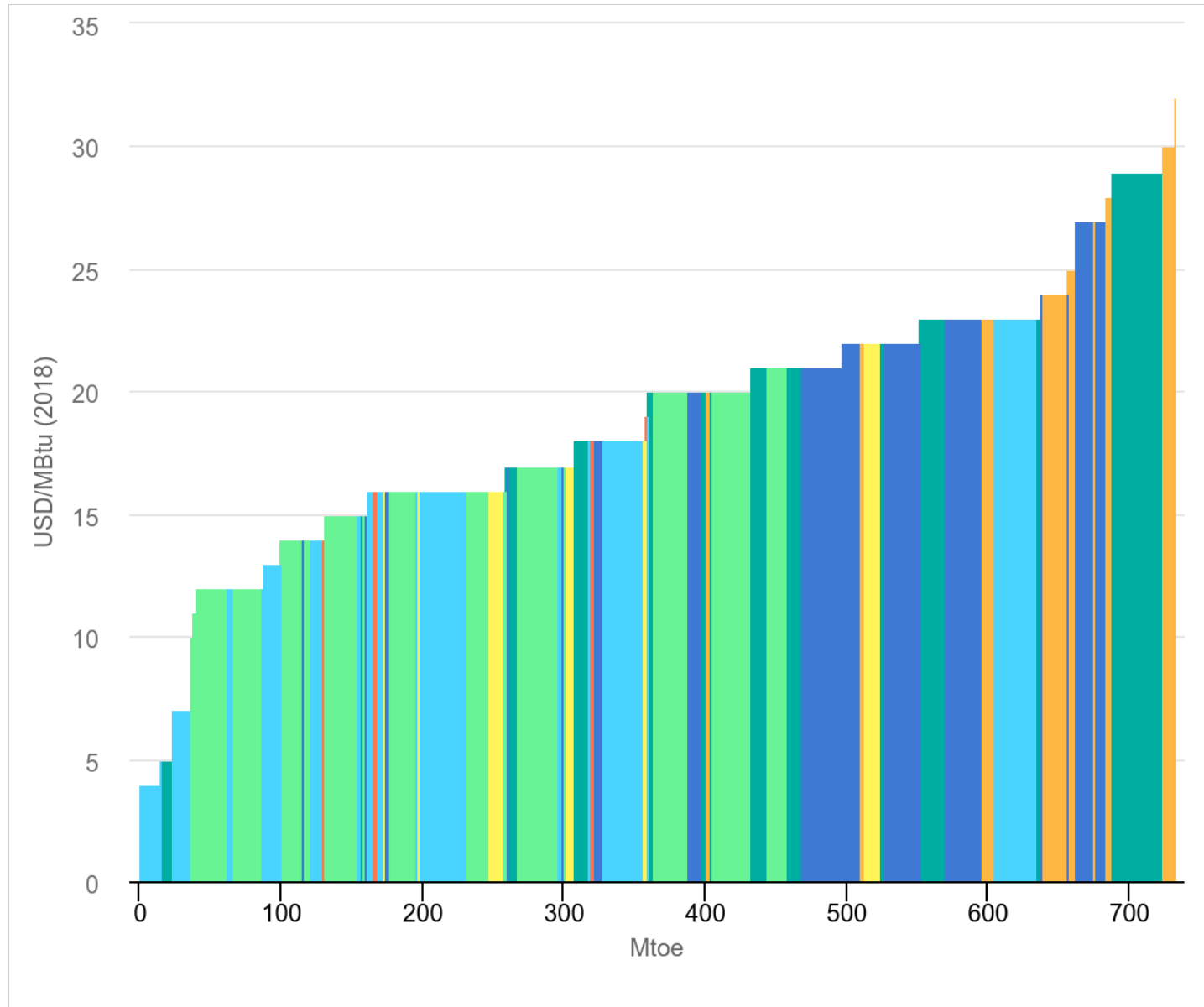
Se podrían producir de manera sostenible cerca de 600 Mtep de biogás.

Las economías en desarrollo representan actualmente dos tercios del potencial mundial:

- Los países en desarrollo de Asia poseen alrededor del 30% y **América Central y del Sur otro 20%.**



Costos del biometano



Brasil (2022): Programa Metano Cero: 25 nuevas plantas de biometano (2,3 mcm/d en 2027).

- a) Implementación de biodigestores
- b) Implementación de un sistema de purificación de biogás, producción y compresión de biometano
- c) Creación de puntos y corredores verdes
- d) Implementación de tecnologías que permitan el uso de combustibles sustentables y de baja intensidad de GEI en motores de combustión interna ciclo Otto o diésel
- e) Desgravación fiscal para infraestructura relacionada con proyectos de biogás y biometano.
- f) Presal Verde (120 millones de m³ de biometano por día: **4 veces mayor que la capacidad del gasoducto Brasil-Bolivia.**





PUNTO

4

Algunas reflexiones

- **Oportunidades**

Buscar comercio que beneficie a los países desarrollados (tecnología) y Latinoamérica que tiene (recurso) H2 y los gases renovables

- Aumentar la competitividad, centros de industrialización verde (captar industrias)
- Cooperación regional para fortalecer la posición exportadora (Recurso)
- Cooperación internacional para acelerar el conocimiento de los gases renovables
 - Transferencia tecnológica. I+D
- Definir una visión a largo plazo sobre los gases renovables.
- Identificar oportunidades a corto plazo y apoyar el despliegue inicial de tecnologías clave.
¿H2 azul?
- Apoyar esquemas de financiamiento temprano y reducir el riesgo de inversión.
 - Impuestos, depreciación acelerada



- **Desafíos**

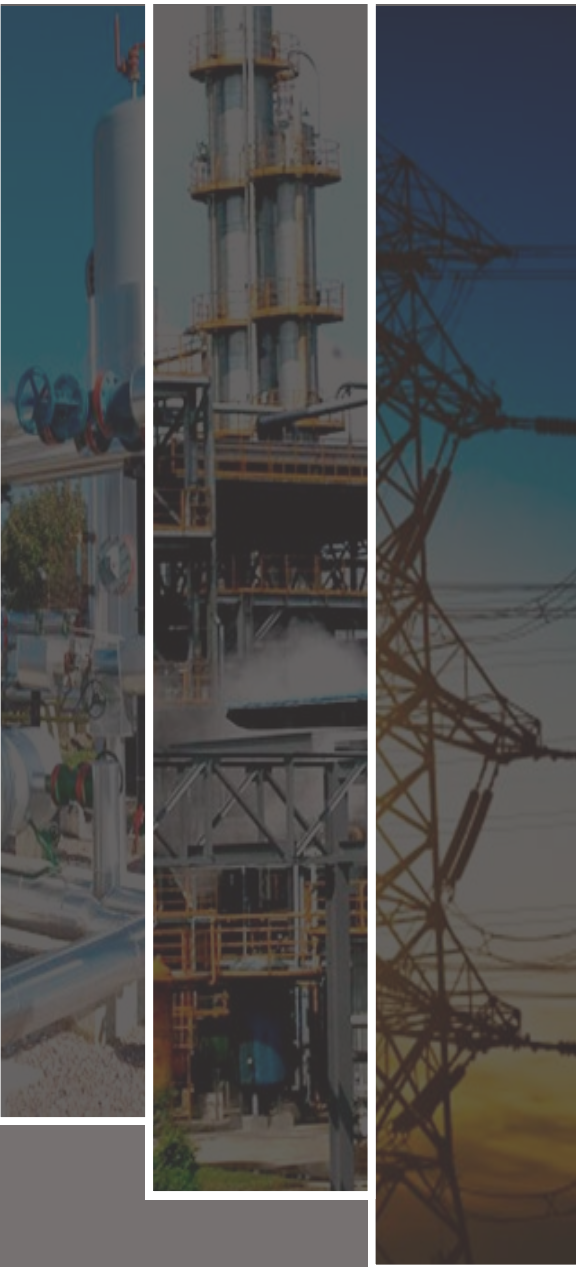
Habilitador de tecnología ... ¿Regulación? ... Supervisión

- Estándares para la interoperabilidad del negocio

Integrar objetivos de gestión de los residuos y energía

- Gobernanza nacional, subnacional





asociación iberoamericana de entidades
reguladoras de la energía

associação iberoamericana de entidades
reguladoras da energia

Ponente: Rosendo Ramírez Taza
Profesor Escuela Iberoamericana de Regulación (ESAN)
rramirezt@esan.edu.pe