asociación iberoamericana de entidades reguladoras de la energía

associação iberoamericana de entidades reguladoras da energia

INFORME DE BENCHMARK

SOBRE LA SITUACIÓN Y PAPEL FUTURO DE LOS GASES RENOVABLES EN LOS PAÍSES DE ARIAE

Octubre de 2024

c/ Alcalá, 47. 28014 Madrid, España
Telefone: 00 34 91 787 98 16
Email: se-ariae@aariae.org - Internet: www.ariae.org

ÍNDICE

1. Introducción 2
2. Caracterización del sector de gases renovables 5
3. Análisis de la Situación e Papel futuro de los Gases Renovables en los Países de ARIAE ... 12
3.1. Hidrógeno 12
3.1.1. Políticas 12
3.1.2. Infraestructuras 27
3.1.3. Factores que impulsan y obstaculizan el desarrollo del sector 43
3.1.4. Regulación 49
3.2. Biogases 59
3.2.1. Políticas 59
3.2.2. Infraestructuras 68
3.2.3. Factores que impulsan y obstaculizan el desarrollo del sector 79
3.2.4. Regulación 86
4. Conclusiones 95
ANEXOS 99
Anexo I – Cuestionario 100
Anexo II - Definiciones 108

1. INTRODUCCIÓN

ARIAE tiene como objetivo promover el avance e intercambio de experiencias regulatorias en los sectores energéticos, compartiendo el conocimiento regulatorio en estos sectores, así como fomentar la comunicación entre expertos y profesionales de las organizaciones miembro que conforman la asociación.

Para ello, se ha constituido el Grupo de Trabajo (GT) de Gas con el siguiente plan de actividades a desarrollar en el bienio 2023-2024:

a) Celebración de un webinar con casos prácticos sobre la situación de los gases renovables en los países miembros de ARIAE (celebrado en septiembre de 2023);

b) Benchmarking regulatorio y funcionamiento de los mercados de gas;

c) Organización de un webinar para presentar los resultados del benchmarking regulatorio y el funcionamiento de los mercados de gas;

d) Informe sobre la situación actual y el papel futuro de los gases renovables en los países miembros de ARIAE (en desarrollo).

A continuación se enumeran los organismos reguladores y sus respectivos países que componen la ARIAE:*Ente Nacional Regulador del Gas* (ENARGAS), Argentina;

1. *Agencia Nacional de Hidrocarburos*, (ANH) Bolívia;
2. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Brasil;
3. *Comisión Nacional de Energía* (CNE), Chile;
4. *Comisión de Regulación de Energía y Gas*, Colombia;
5. *Autoridad Reguladora de Servicios Públicos* (ARESEP), Costa Rica;
6. *Oficina Nacional para el control del uso racional de la Energía* (ONURE), Cuba;
7. *Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables* (ARC), Equador;

8. *Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones* (SIGET), El Salvador;
9. *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC), Espanha;
10. *Comisión Nacional de Energía Eléctrica*, Guatemala;
11. *Comisión Reguladora de Energía Eléctrica*, Honduras;
12. *Comisión Nacional de Hidrocarburos* (CNH), México;
13. *Instituto Nicaragüense de Energía* (INE), Nicarágua;
14. *Autoridad Nacional de los Servicios Públicos* (ASEP), Panamá;
15. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), Portugal;
16. *Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería* (OSINERGMIN), Perú;
17. *Negociado de Energía de Puerto Rico* (NEPR), Porto Rico;
18. *Superintendencia de Electricidad* (SIE), para, e Ministerio de Energía y Minas (gás), República Dominicana;
19. Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), Uruguai.

La Figura 1 presenta os países-miembros delo GT Gás: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Cuba, El Salvador, Guatemala, México, Panamá, Perú, Portugal, República Dominicana e Uruguay.

Figura 1 – Países Miembros GT GÁS

El 24 de junio de 2024, durante la 3ª reunión del GTG, se aprobó un cuestionario para recabar información sobre la situación y el futuro papel de los gases renovables en los países de ARIAE. El

cuestionario se distribuyó posteriormente a los miembros de ARIAE y estuvo abierto a las respuestas de los miembros hasta finales de agosto de 2024.

Once países respondieron al cuestionario: Argentina, Brasil, Costa Rica, Cuba, El Salvador, España, Panamá, Perú, Portugal, República Dominicana y Uruguay. Este documento presenta la información recogida, dando una visión general del estado de desarrollo de los sectores del hidrógeno verde y el biogás en los países que respondieron.

Cabe destacar que España y Costa Rica, a pesar de no pertenecer al GT Gas, también participaron en el estudio y respondieron al cuestionario.

2. CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR DE GASES RENOVABLES

En el balance de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP28) [1], se reconoce que la ciencia indica que las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero deben reducirse en un 43% de aquí a 2030, con respecto a los niveles de 2019, para limitar el calentamiento global a 1,5 °C. Pero constata que las Partes no van por buen camino en lo que se refiere al cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París.

Por este motivo, el balance anima a las Partes a tomar medidas para lograr, a escala mundial, triplicar la capacidad de las energías renovables y duplicar las mejoras de la eficiencia energética de aquí a 2030. La lista también incluye la aceleración de los esfuerzos para eliminar progresivamente la producción ininterrumpida de energía a partir del carbón, la supresión gradual de las subvenciones ineficientes a los combustibles fósiles y otras medidas para promover la transición hacia un uso menos intensivo de los combustibles fósiles en los sistemas energéticos de manera justa, ordenada y equitativa, con los países desarrollados continuando a la cabeza.

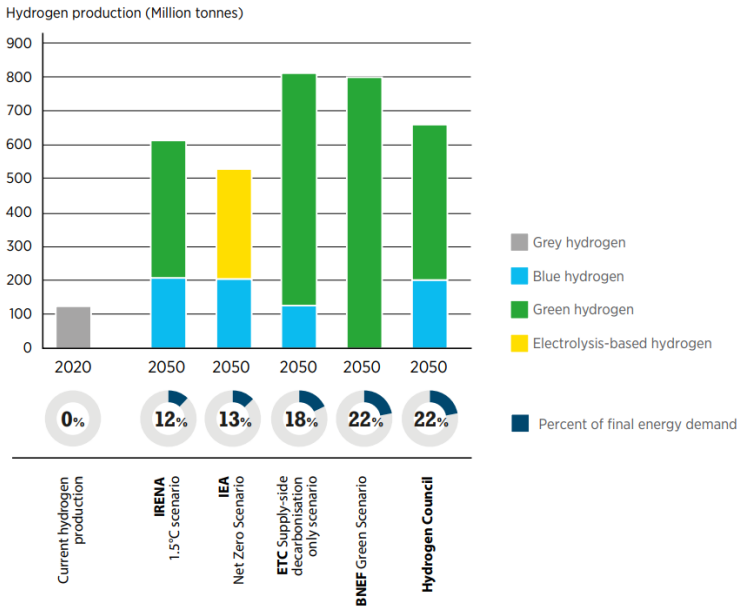
Según la Agencia Internacional de la Energía[2], triplicar para 2030 la capacidad mundial de energía renovable en el sector eléctrico con respecto a los niveles de 2022 llevaría a una capacidad de más de 11.000 GW, en línea con el escenario de emisiones netas cero para 2050 (NZE) de la AIE. En este contexto, todos los sectores de la economía deben reducir sus emisiones, incluidos la industria pesada y el transporte de larga distancia, para los que existen soluciones limitadas.

El hidrógeno ha surgido como una opción clave para reducir las emisiones en estos sectores. Además, la drástica reducción de los costes de las energías renovables y los electrolizadores está haciendo más atractivo desde el punto de vista económico el hidrógeno «verde», es decir, el producido mediante la electrólisis del agua alimentada por electricidad renovable. La creciente proporción de energías renovables variables, como la eólica y la solar fotovoltaica, también crea una demanda de flexibilidad y almacenamiento que el hidrógeno puede ayudar a proporcionar. Así pues, el hidrógeno verde puede complementar y ampliar la actual revolución de la electricidad renovable. Como resultado de esta tendencia, basada en los planes de desarrollo de cada país, la

[1] Más detalles en https://unfccc.int/news/cop28-agreement-signals-beginning-of-the-end-of-the-fossil-fuel-era.
[2] IEA Renewables 2023 report, page 7, https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf.

producción prevista de hidrógeno verde para 2050 varía entre el 12% y el 22%, como muestra la figura 2, en función del escenario seleccionado:

Figura 2 – Producción estimada de energía en 2050



Sources: BloombergNEF (2021a); ETC (2021); Hydrogen Council (2021); IRENA (2021a); IEA, (2021a).
Notes: The International Energy Agency refers to "fossil-based with CCUS" (carbon capture, utilisation and storage) and "electrolysis-based" hydrogen. The Hydrogen Council projects that 60-80% of hydrogen production will be renewables based, with the rest "low-carbon", which it defines as "hydrogen produced from energy sources of non-renewable origin with a carbon footprint below a defined threshold". Current hydrogen production includes hydrogen created as by-product from other processes.

Fuente: Geopolitics Hydrogen 2022, IRENA

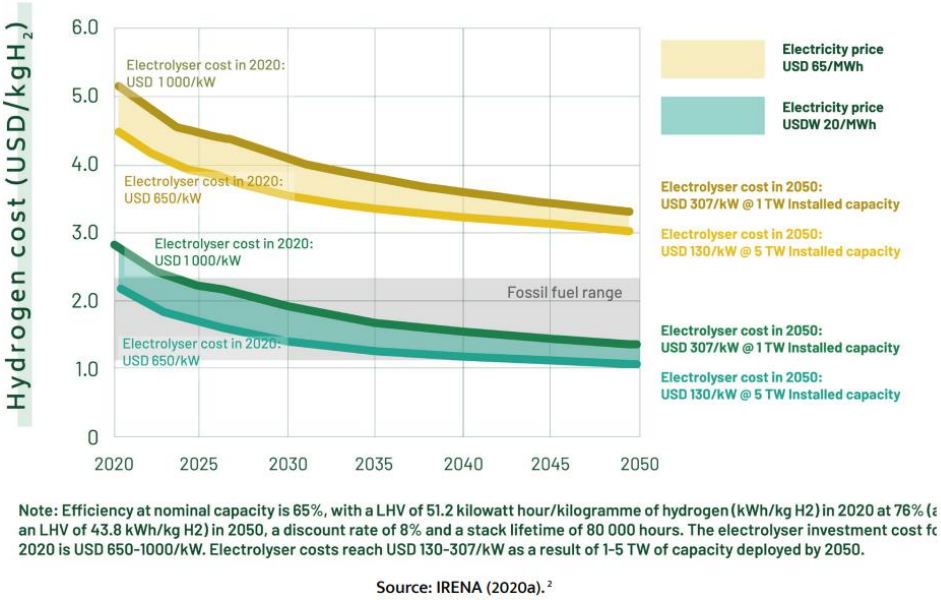
El potencial del hidrógeno es enorme. Según IRENA, una sola planta siderúrgica que utilizara hidrógeno en lugar de combustibles fósiles emplearía unas 300.000 toneladas de hidrógeno al año, absorbiendo la producción de 5 gigavatios (GW) de electrolizadores (Mission Possible Partnership, 2021). Actualmente, la capacidad mundial de electrolizadores apenas supera los 0,3 GW. Según los principales bancos de inversión, en 2050 las ventas mundiales de hidrógeno podrían tener un valor de 600.000 millones de dólares (Financial Times, 2021), y las cadenas de valor del hidrógeno verde podrían convertirse en una oportunidad de inversión de 11,7 billones de dólares en los próximos 30 años, abarcando desde la capacidad renovable dedicada y los electrolizadores hasta la infraestructura de transporte (Goldman Sachs, 2020).[3]

Según el informe 2023 del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) sobre el potencial del hidrógeno en los países de América del Sur y el Caribe (ALC), se espera que el coste de los electrolizadores se triplique en comparación con el coste actual, como puede verse en la Figura

[3] IRENA, Geopolitics of the Energy Transformation The Hydrogen Factor, page 21,https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf?rev=1cfe49eee979409686f101ce24ffd71a.

3. A medida que los precios de las energías renovables y de los electrolizadores sigan bajando, el coste de producir GH2 se reducirá significativamente para 2050.[4]

Figura 3 – Precios de producción estimados de hidrógeno



Note: Efficiency at nominal capacity is 65%, with a LHV of 51.2 kilowatt hour/kilogramme of hydrogen (kWh/kg H2) in 2020 at 76% (a an LHV of 43.8 kWh/kg H2) in 2050, a discount rate of 8% and a stack lifetime of 80 000 hours. The electrolyser investment cost fo 2020 is USD 650-1000/kW. Electrolyser costs reach USD 130-307/kW as a result of 1-5 TW of capacity deployed by 2050.

Source: IRENA (2020a).[2]

Fuente: BID, 2023

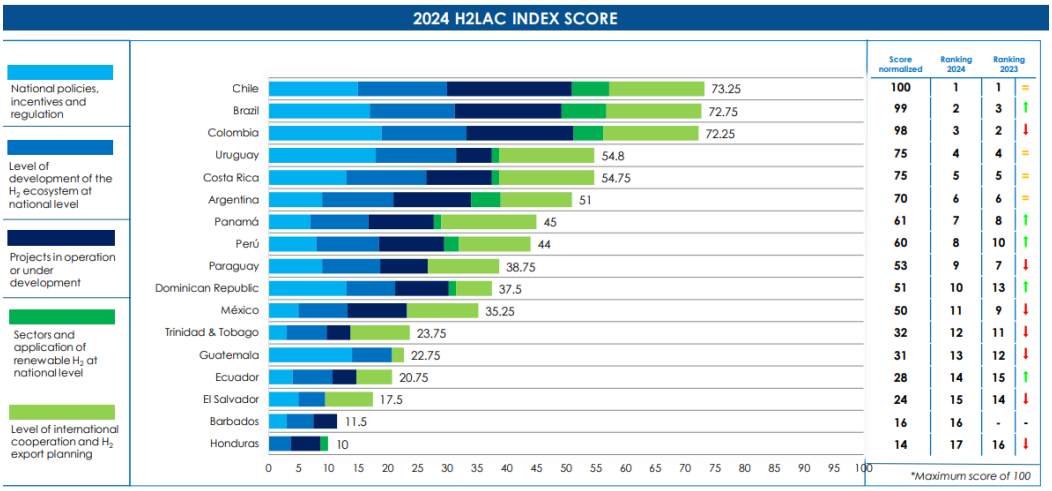
Del informe del BID, así como de los cuestionarios realizados, se desprende que la región de América Latina y el Caribe reconoce su importante potencial para la producción de GH2, tanto para uso doméstico como para la exportación. En consecuencia, numerosos países de la región están avanzando en diversos frentes, incluyendo la producción, utilización y exportación de GH2, como se detalla en este informe.

En este sentido, HINICIO[5] ha dado a conocer un índice de progreso monitoreado en el sector de las energías renovables, particularmente H2, en los países de América Latina y el Caribe, como se muestra en la Figura 4.

El índice es el resultado de la evaluación de cinco parámetros, a saber: 1) políticas nacionales, incentivos y regulación; 2) nivel de desarrollo del ecosistema de H2 a nivel nacional; 3) proyectos en operación o en desarrollo; 4) sectores y aplicación del H2 verde a nivel nacional y 5) nivel de cooperación internacional y planificación de la exportación de H2.

[4] Unlocking Green and Just Hydrogen in Latin America and the Caribbean, BID, 2023.
[5] Empresa de consultoria técnica e estratégica especializada em hidrogénio e seus derivados, mobilidade sustentável e descarbonização industrial.

Figura 4 – Índex de los progresos monitoreados en el sector de las energías renovables in América Latina y Caribe



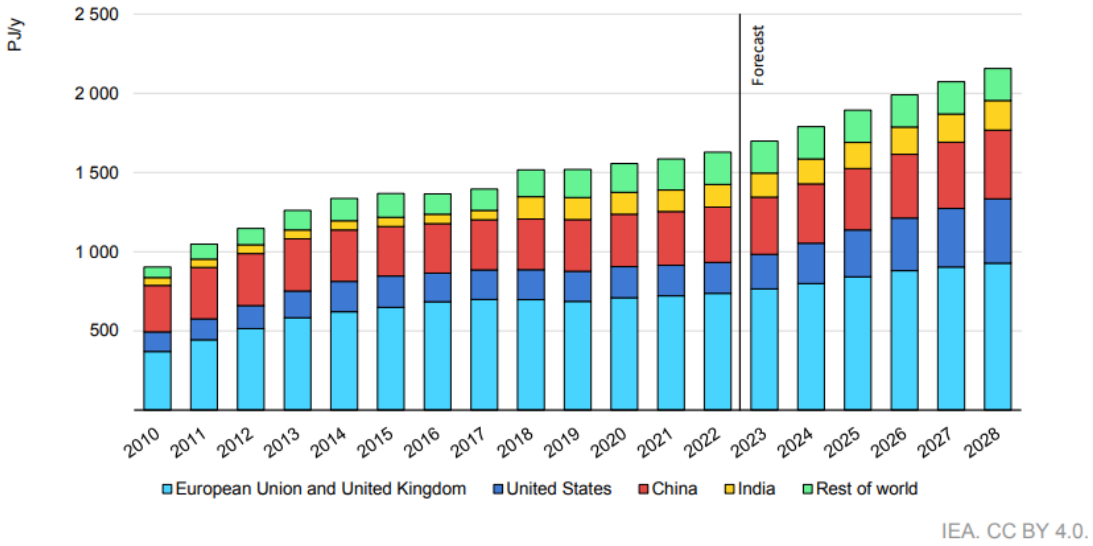
Fuente: HINICIO, 2024

En esta evaluación, Brasil, Uruguay, Costa Rica y Argentina destacan positivamente, con niveles de implementación exitosa de sus estrategias superiores a 51, sobre un total de 100. Esta evaluación puede confirmarse con los avances identificados en este informe.

Biogás

La producción mundial combinada de biogás y biometano alcanzará más de 1,6 EJ en 2022, lo que supone un aumento del 17% respecto a 2017. Casi la mitad de la producción se concentra en Europa. Otro 21% se produce en China, seguida de Estados Unidos (12%) e India (9%). La producción prevista de biogases se muestra en la Figura 5.

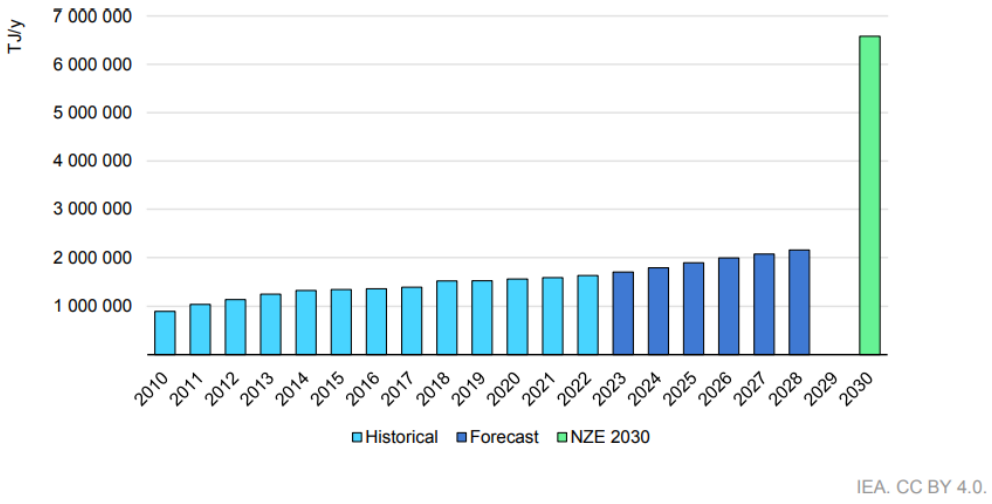
Figura 5 – Producción efectuada y prevista de biogases, entre 2010 e 2028



Fuente: EIA, Renewables report 2023

Pero de cara a un escenario de emisiones cero en 2030, la producción mundial de biogás debe aumentar con fuerza, con una producción estimada de casi 7.000.000 T J/año, como muestra la Figura 6.

Figura 6 – Producción global necesaria de biogás, en escenario net cero



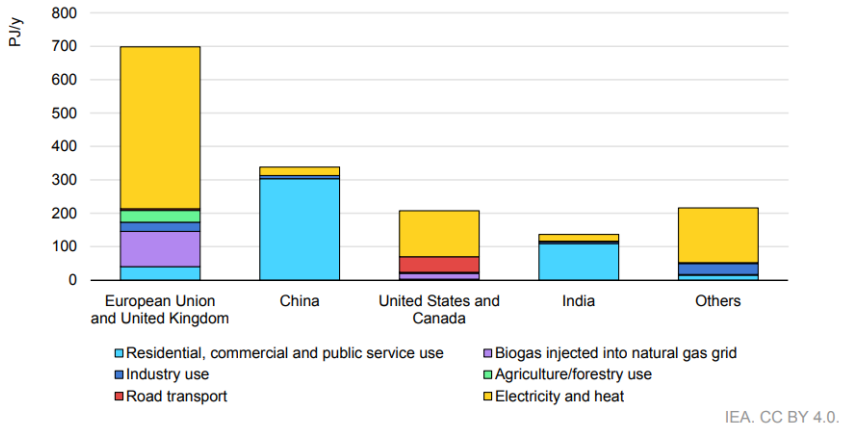
Fuente: EIA, Renewables report 2023

Los países europeos tendrán que redoblar sus esfuerzos para garantizar que los incentivos para los inversores sigan siendo atractivos en los nuevos sistemas de licitación, dadas las asignaciones incompletas en algunas subastas recientes.

Otras regiones con gran potencial para el biogás, como América Latina y el Sudeste Asiático, podrían contribuir significativamente al crecimiento mundial si se obtienen suficientes ayudas públicas para poner en marcha el desarrollo del sector.

Según la misma fuente, el principal uso del biogás es la producción de electricidad y el uso doméstico o comercial en China e India, como puede verse en la figura 7. Sin embargo, es muy importante identificar las especificidades locales y regionales de su utilización.

Figura 7 – Principales utilizaciones del biogás, por país y región en 2021



Fuente: EIA, Renewables report 2023

Aunque el biogás se ha promovido tradicionalmente para la producción de electricidad en centrales combinadas de calor y electricidad, con el aumento del acceso a la electricidad renovable competitiva, existen incentivos para explorar formas de aplicar la flexibilidad del biometano a usos industriales y de transporte, ya sea directamente o a través de la inyección en la red de gas. En este sentido, cabe destacar las experiencias de Portugal y España presentadas en este informe.

Siguiendo con el tema del biogás, según la AIE, las economías emergentes, encabezadas por Brasil, dominan la expansión mundial de los biocombustibles, que se espera que crezca un 30% más rápido que en los últimos cinco años. Apoyadas por políticas sólidas en materia de biocombustibles, la creciente demanda de combustibles para el transporte y el abundante potencial de materias primas, se espera que las economías emergentes impulsen el 70% del crecimiento de la demanda mundial de biocombustibles durante el periodo de previsión. Sólo

Brasil será responsable del 40% de la expansión de los biocombustibles en 2028. Las políticas más enérgicas son el principal motor de este crecimiento, a medida que los gobiernos amplían sus esfuerzos para proporcionar suministros energéticos asequibles, seguros y de bajas emisiones. Los biocarburantes utilizados en el sector del transporte por carretera siguen siendo la principal fuente de nuevos suministros, representando casi el 90% de la expansión.

En todo el mundo, se espera que los biocombustibles y la electricidad renovable utilizados en los vehículos eléctricos compensen 4 millones de barriles equivalentes de petróleo al día en 2028, lo que representa más del 7% de la demanda prevista de petróleo en el transporte.

3. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN E PAPEL FUTURO DE LOS GASES RENOVABLES EN LOS PAÍSES DE ARIAE

3.1. HIDRÓGENO

3.1.1. POLÍTICAS

En cuanto al desarrollo de políticas e incentivos para la creación del mercado del hidrógeno, en la gran mayoría de los países que respondieron existe un gran interés político en este sector, demostrado por el nivel de compromiso y desarrollo de instrumentos políticos y estratégicos, clasificados como alto o medio alto, tal y como se resume en esta tabla:

	Políticas y estrategia para el hidrógeno	Nivel de desarrollo
Argentina	Con líneas políticas definidas, un plan de acción aprobado e incentivos específicos.	Alto
Brasil	Con líneas políticas definidas, un plan de acción aprobado e incentivos específicos.	Alto
Costa Rica	Con líneas políticas definidas, un plan de acción aprobado e incentivos específicos.	Alto
Cuba	Sin líneas políticas definidas.	Bajo
El Salvador	Con líneas políticas definidas (en revisión).	Medio bajo
España	Con líneas políticas definidas, un plan de acción aprobado e incentivos específicos.	Alto
Panamá	Com linhas políticas definidas e plano de ação aprovado.	Medio alto
Perú	Con líneas políticas definidas, un plan de acción aprobado e incentivos específicos.	Medio alto
Portugal	Con líneas políticas definidas, un plan de acción aprobado e incentivos específicos.	Alto
República Dominicana	Con líneas políticas definidas.	Medio bajo
Uruguay	Con líneas políticas definidas, un plan de acción aprobado e incentivos específicos.	Alto

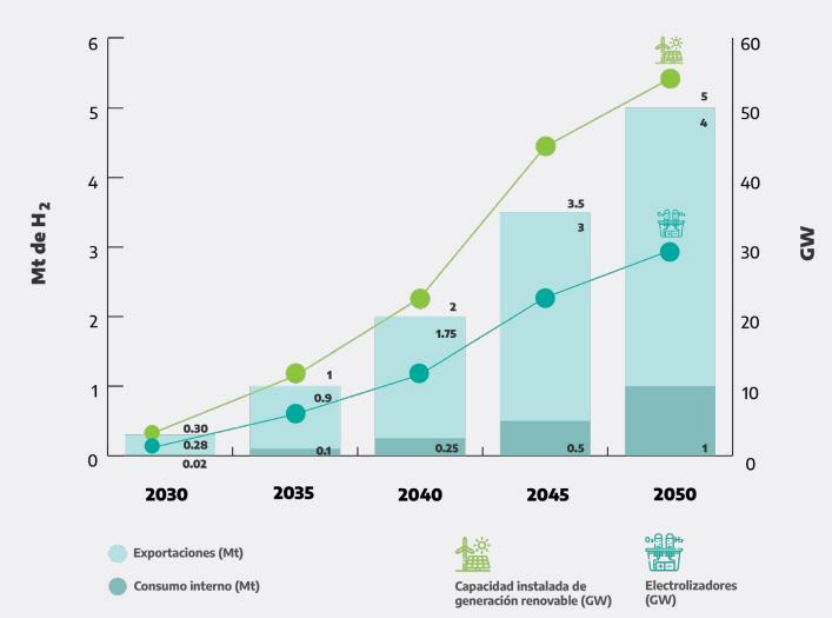
A continuación, se detalla la información sobre cada país resultante de los cuestionarios.

Argentina

En agosto de 2023, Argentina aprobó su estrategia para el hidrógeno (H2) mediante el documento «La Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno», cuya ambición es promover el hidrógeno azul, verde y rosa.

Los objetivos para 2050 son producir 5 millones de toneladas de H2, de las cuales el 80% se destinará a la exportación y el 20% al mercado nacional, tanto para descarbonizar los usos actuales del hidrógeno (siderurgia, petroquímica e industria de refino) como para nuevos usos (principalmente combustibles sintéticos).

Figura 8 – Oferta e procura prevista de hidrogénio para bens de equipamentos



Fuente: Estrategia Nacional para el desarrollo del Hidrógeno de Bajas Emisiones

Para la misma fecha, el coste previsto del H2 procedente de la energía eólica es de 1,4 USD/kg, 55 GW de energías renovables y 30 GW de capacidad de electrólisis. Además, la estrategia prevé la creación de 82.000 empleos de calidad; 90.000 millones USD en inversiones; y el desarrollo de 5 centros de producción y de 2 a 5 puertos.

Según la estrategia y el plan de acción en vigor, las primeras acciones, destinadas a promover el diálogo público-privado, comenzaron en 2021 y desembocaron, en febrero de 2023, en la creación de la Mesa Intersectorial del Hidrógeno. Este espacio, creado en el marco del Consejo Económico y Social y liderado por la Secretaría de Asuntos Estratégicos de la Presidencia de la Nación, trabajó en la articulación entre el sector privado y las distintas áreas de gobierno, tanto nacionales como provinciales, para el desarrollo de la Estrategia Nacional del Hidrógeno (ENH).

El organismo encargado de desarrollar este tema es la Subsecretaría de Transición y Planificación Energética, dependiente del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Brasil

En lo que respecta a la República Federativa de Brasil, el marco legislativo más relevante para el desarrollo del sector del hidrógeno es la Ley nº 14.948, de 2 de agosto de 2024, que «instituye el marco legal para el hidrógeno bajo en carbono». El artículo 5 identifica los siguientes elementos como instrumentos de la Política Nacional de Hidrógeno Bajo en Carbono:

- Programa Nacional de Hidrógeno (PNH2);
- Programa de Desarrollo del Hidrógeno Bajo en Carbono (PHBC);
- Certificación del hidrógeno bajo en carbono;
- Régimen Especial de Incentivos a la Producción de Hidrógeno con Baja Emisión de Carbono (Rehidro);
- Cooperación técnica y financiera entre los sectores público y privado para desarrollar la investigación de nuevos productos, métodos, procesos y tecnologías de producción de hidrógeno bajo en carbono;
- Incentivos fiscales, financieros, crediticios y reglamentarios legalmente instituidos.

Dado que este documento es un hito legislativo reciente, cabe señalar que ya está en marcha el Plan de Trabajo Trienal 2023-2025 del Programa Nacional del Hidrógeno, basado en tres ambiciosos objetivos para la próxima década, a saber:

- Para 2025: diseminar unidades piloto de producción de hidrógeno bajo en carbono en todas las regiones del país;
- Para 2030: consolidar Brasil como el productor de hidrógeno bajo en carbono más competitivo del mundo;
- Hasta 2035: consolidar los polos de hidrógeno bajo en carbono en Brasil.

En términos institucionales, el Ministerio de Minas y Energía del Gobierno Federal, el Comité Gestor del Programa Nacional de Hidrógeno, el Consejo Nacional de Política Energética y la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles son los responsables de implementar estas políticas para el desarrollo del sector del hidrógeno en Brasil.

Costa Rica

La «Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde 2022-2050»[6] (ENH2V) de Costa Rica, publicada en julio de 2023, define las directrices generales del país para promover el uso del hidrógeno. Los organismos responsables de su implementación y seguimiento son el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), la Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE) y la Asociación Costarricense del Hidrógeno (ACH2).

La ENH2V se basa en tres pilares o ejes que se espera desarrollar en el futuro, a saber:

- Descarbonización del sector transporte y de la industria;
- Desarrollo de un centro tecnológico y de innovación del hidrógeno verde;
- Exportaciones de hidrógeno.

[6] Disponible en https://energia.minae.go.cr/wp-content/uploads/2020/04/Estrategia-Nacional-de-H2-Verde-Costa-Rica.pdf.

Figura 9 – Oportunidades para Costa Rica para el hidrógeno verde

Fuente: La Asociación Costarricense de Hidrógeno

Entre las condiciones que hay que desarrollar figuran la financiación y la inversión extranjera, la creación de demanda interna, la coordinación de alianzas estratégicas, el desarrollo de capacidades y la formación, el desarrollo tecnológico y los proyectos piloto, el apoyo a la innovación, los acuerdos internacionales de exportación y los sistemas de certificación.

Actualmente ya existen mecanismos de apoyo, a saber:

- Directiva N° 002-MINAE de fomento a la investigación, producción y comercialización de hidrógeno verde (2018);
- Ley N° 9518 que establece incentivos y promoción del transporte eléctrico y actualiza la ley de incentivos al transporte verde (2018);
- Decreto Ejecutivo No. 43095-MINAE-H, que establece una exoneración para equipos de producción de hidrógeno verde (2021);
- Decreto No. 43366-MINAE, sobre aprovechamiento de excedentes del Sistema Eléctrico Nacional para el desarrollo de una Economía Verde del Hidrógeno (2021);

- Decreto Ejecutivo No. 44318-MINAE, por el que se expide la «Declaratoria de interés público para la inversión en hidrógeno verde», a partir de diciembre de 2023.

Figura 10 – Línea temporal de los atos regulatórios sobre hidrogeno verde

Fuente: Estratégia Nacional de H_2 Verde Costa Rica

Cuba

A fecha de este informe, la República de Cuba no dispone de una estrategia formalmente establecida para el desarrollo de un sector del hidrógeno en el país. No obstante, los Ministerios de Educación Superior, Transporte y Energía y Minas, así como el Grupo Empresarial de la Industria Química, son responsables del desarrollo de la producción de hidrógeno en Cuba.

El Salvador

La Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minería es la encargada de formular, adoptar, controlar y evaluar las políticas, estrategias y planes del sector energético. Por lo tanto, el desarrollo del mercado del hidrógeno en el país dependerá de las directrices que emita este organismo.

Por otro lado, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) es responsable del Sistema de Certificación de Hidrógeno y sus Derivados Limpios y de Bajas Emisiones para América Latina y el Caribe (CertHiLAC), que se encargará de

garantizar la trazabilidad de los productos, ofreciendo información detallada sobre la intensidad de carbono y la tecnología de producción, así como atributos de sostenibilidad ambiental y social. Una vez aprobado CertHiLAC, habrá un sistema de certificación uniforme en América Latina, lo que podría facilitar el proceso de exportación de hidrógeno limpio a otras regiones.

El Salvador ha publicado su Política Energética de El Salvador 2020-2050 (PEN2050) [7], la cual se encuentra en proceso de revisión con el objetivo de reformular la Política Energética Nacional de Largo Plazo para El Salvador 2024-2054.

La PEN2050 se refiere en su eje estratégico de Seguridad e Integración Energética al objetivo de minimizar la vulnerabilidad energética del país y reducir la dependencia del petróleo, evaluando la relación beneficio/costo de incorporar el hidrógeno a la matriz energética nacional en sustitución de los derivados del petróleo. También establece la posibilidad de explorar alternativas de integración energética regional con proyectos productivos que utilicen tecnologías basadas en hidrógeno.

España

En España, el organismo gubernamental responsable de la política del hidrógeno -el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico- promovió la adopción, en octubre de 2020, de la Hoja de Ruta del Hidrógeno, que incluye 60 medidas de apoyo en las siguientes áreas:

- Simplificación administrativa y eliminación de barreras regulatorias a la producción de hidrógeno;
- Creación de un sistema de garantías de origen (GoO5);
- Fomento de la competitividad del hidrógeno renovable;
- Control de la producción y el consumo de hidrógeno;
- Fomento de la aplicación del hidrógeno renovable en la industria;

[7] https://www.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2021/12/PEN2050.pdf

- Fomento de la aplicación del hidrógeno renovable en el transporte;
- Apoyar la investigación, el desarrollo y la innovación en las tecnologías de la cadena de valor del hidrógeno renovable.

Para 2030 se prevé la instalación de al menos 4 GW de potencia electrolítica en España, idealmente ubicados cerca de los lugares de consumo, tanto en la industria consumidora de hidrógeno como para el abastecimiento de hidro generadores y otras aplicaciones, con el objetivo de minimizar los costes asociados al transporte y almacenamiento de hidrógeno.

Panamá

En materia de políticas públicas para el sector del hidrógeno verde, Panamá cuenta desde 2023 con la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados, aprobada mediante Resolución No. MIPRE-2023-0015577 de la Secretaría Nacional de Energía del Gobierno de Panamá, cuya visión general es «posicionar a Panamá como la Ruta Global del hidrógeno verde y sus derivados, aprovechando su ubicación geográfica e infraestructuras para abastecer de energía renovable a los sectores logístico, doméstico, marítimo y energético, desarrollando capacidades para establecer un mercado innovador de este vector energético en el país».

En cuanto a los objetivos para alcanzar esta visión, la Estrategia establece tres hitos principales:

- Hacia 2030: 5% del suministro de bunkering en Panamá a partir de hidrógeno verde y sus derivados y producción de 500.000 toneladas de hidrógeno verde y sus derivados a nivel local;
- Hacia 2040: 30% del suministro de bunkering en Panamá a partir de hidrógeno verde y sus derivados, producción de 2 millones de toneladas de hidrógeno verde y sus derivados y 20% de los vehículos pesados y maquinaria deberán utilizar hidrógeno verde o sus derivados como fuente de energía;
- Hacia 2050: el 40% del suministro de bunkering en Panamá a partir de hidrógeno verde y sus derivados, el 30% del suministro de hidrógeno verde, sus derivados

y/o SAF como combustibles de aviación y el 30% de los vehículos pesados y maquinaria deberán utilizar hidrógeno verde o sus derivados como fuente de energía.

Además de estas metas, esta Estrategia también define los siguientes objetivos:

1. Facilitar el uso del hidrógeno verde y sus derivados, con énfasis en el transporte marítimo y aéreo, con el objetivo de que Panamá se posicione como la ruta mundial de esta fuente de energía, convirtiéndose en un hub energético sostenible a corto, mediano y largo plazo;
2. Establecer un marco legal y regulatorio favorable a la explotación del hidrógeno verde y sus derivados, promoviendo el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde y sus derivados y promoviendo infraestructuras facilitadoras;
3. Promover la integración regional en América Latina y el Caribe en torno al hidrógeno verde y sus derivados para 2025;
4. Generar conocimiento y capacidades locales y regionales a través de la creación de un centro de Investigación, Desarrollo e Innovación centrado en las energías renovables y el hidrógeno y sus derivados para 2025;
5. Fomentar el mercado interior promoviendo la demanda local de hidrógeno verde para 2033.

En términos institucionales, la Secretaría Nacional de Energía del Gobierno de Panamá es la principal responsable de la aplicación de estas medidas para desarrollar el sector del hidrógeno verde, y también se han creado dos comités para apoyar y supervisar el desarrollo del sector del hidrógeno verde en Panamá: el Comité de Alto Nivel de Hidrógeno Verde, que reúne a representantes ministeriales, institucionales y académicos para supervisar estratégicamente el desarrollo del sector; y el Comité Técnico de Hidrógeno Verde, con la tarea de desarrollar la implementación técnica de las directrices estratégicas del Comité de Alto Nivel.

Perú

La Ley 31.992, publicada el 23 de marzo de 2024, conocida como Ley de Promoción del Hidrógeno Verde, constituye el principal hito legislativo en el desarrollo del sector hidrógeno en el Perú.

El objetivo de la Ley es promover la investigación, desarrollo, producción, transformación, almacenamiento, envasado, transporte, distribución, comercialización, exportación y uso del hidrógeno verde como combustible y como vector energético, en sus diferentes aplicaciones, para su uso y aprovechamiento en la matriz energética del Perú, a fin de mejorar la calidad de vida de la población como resultado de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), contribuyendo al cumplimiento de la Contribución Nacionalmente Determinada (NDC) del país.

Se propone crear políticas, planes y regulaciones para desarrollar la cadena de valor del hidrógeno verde, desde su producción hasta su uso final, asegurando que estas iniciativas estén alineadas con la política energética nacional y la declaración de interés nacional sobre la emergencia climática. También se busca garantizar la planificación territorial para la creación de centros de producción, el otorgamiento de beneficios económicos y fiscales y la obtención de financiamiento internacional.

Finalmente, se declara de interés nacional la investigación, desarrollo, producción, transformación, almacenamiento, envasado, transporte, distribución, comercialización, exportación y uso del hidrógeno verde como combustible y vector energético, en sus diferentes aplicaciones, a fin de aprovechar su uso en la matriz energética, con el objetivo de mejorar la calidad de vida de la población como consecuencia de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

La principal institución gubernamental responsable de implementar estos planes y políticas para el desarrollo del sector hidrógeno es el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) del Gobierno Peruano. El MINEM lidera este esfuerzo, promoviendo la producción y el uso de hidrógeno verde en la industria a partir de energías renovables, en colaboración con el sector privado, las universidades y los gobiernos regionales. Asimismo, establece los requisitos para obtener la certificación del origen del hidrógeno verde y busca promover la investigación científica y tecnológica a través del Consejo

Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (Concytec) y el Programa Nacional de Investigación Científica y Estudios Avanzados (Prociencia). También establece que el Ministerio de Producción, a través del Programa Nacional de Desarrollo Tecnológico e Innovación (Proinnovate), promoverá la innovación y la transferencia de tecnología en proyectos relacionados con el hidrógeno verde. Además de estas instituciones, también participan en este sector el Ministerio de Transportes y Comunicaciones, el Ministerio de Medio Ambiente y el Ministerio de Economía y Finanzas.

En este contexto cabe destacar también una iniciativa privada: H2 Perú. Se trata de una organización sin ánimo de lucro que también busca promover el desarrollo de una industria verde del hidrógeno en Perú. En el momento de redactar este informe, esta asociación cuenta con 73 miembros, entre empresas, asociaciones profesionales, instituciones académicas y otros.

Portugal

Portugal aprobó su estrategia del hidrógeno el 14 de agosto de 2020[8], mediante la Resolución 63/2020 del Consejo de Ministros.

El objetivo es garantizar, a largo plazo (2050), la descarbonización de toda la red de gas natural y de las centrales eléctricas y contribuir significativamente a la descarbonización del sector del transporte y de la industria.

La estrategia también fija otros objetivos para 2030, como la capacidad instalada de producción de hidrógeno (H2), el número de vehículos de H2 (pasajeros y mercancías), la creación de 50 a 100 estaciones de repostaje de hidrógeno y de 2 GW a 2,5 GW de capacidad instalada en electrolizadores.

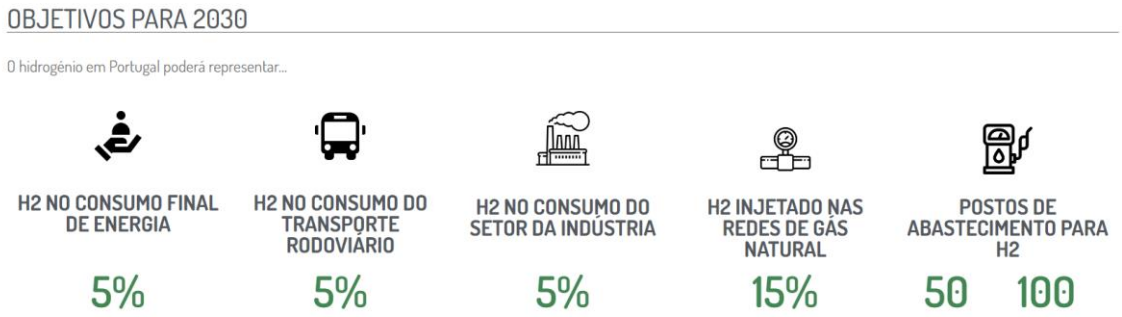
Los objetivos para 2020-2030 son los siguientes:

- Que el hidrógeno represente el 5% del consumo final de energía, del transporte por carretera y del consumo en la industria;

[8] Disponível em https://files.diariodarepublica.pt/1s/2020/08/15800/0000700088.pdf. O documento estratégico está disponível em https://drive.google.com/file/d/1UinlDtafuZaYWgllsWBPfgVu-9VLbIvH/view?usp=sharing.

- Que el hidrógeno represente entre el 10% y el 15% de la inyección en las redes de gas natural;
- De 50 a 100 estaciones de repostaje de hidrógeno;
- De 2 a 2,5 GW de capacidad en electrolizadores;
- De 500 a 550 millones de euros en un mecanismo de apoyo a la producción de hidrógeno verde, mediante la concesión de ayudas para cubrir la diferencia entre el precio de producción del hidrógeno verde y el precio de mercado del gas natural, que no se reflejarán en las tarifas pagadas por los consumidores.

Figura 11 – Objetivos para 2030, de la estrategia del hidrogeno en Portugal



El mecanismo de apoyo a la producción de hidrógeno se definió en la Orden nº 15/2023, de 4 de enero[9], y se puso en marcha mediante la Orden nº 5971-A/2024, de 27 de mayo[10].

Los objetivos nacionales de utilización de energías renovables en el consumo final bruto de energía fueron definidos por el Decreto-Ley nº 84/2022, de 9 de diciembre, en su redacción actual.

Para 2030, la cuota de energías renovables en el consumo final bruto de energía debe ser igual o superior al 49%. Según los términos de la ley, el consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables resulta de la suma:

a) Consumo final bruto de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables, incluida la producción de electricidad renovable para autoconsumo;

[9] Disponible en https://files.dre.pt/1s/2023/01/00300/0003400036.pdf.
[10] Disponible en https://files.diariodarepublica.pt/2s/2024/05/102000002/0000200003.pdf.

b) Consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables en el sector de la calefacción y la refrigeración;

c) Consumo final de energía procedente de fuentes renovables por parte del sector del transporte.

Las entidades responsables del desarrollo de la estrategia, en el ámbito de cada una de sus competencias, son el Ministerio - Ministerio de Medio Ambiente y Energía (Decreto-Ley nº 32/2024 de 10 de mayo), la DGEG - Dirección General de Energía y Geología y la Autoridad Reguladora de los Servicios Energéticos (ERSE), a efectos de la utilización del hidrógeno en las redes de transporte y distribución de gas.

República Dominicana

La República Dominicana aprobó su estrategia en 2024, a través del documento «Hacia una Estrategia de Hidrógeno Renovable para la República Dominicana».[11]

Las principales medidas definidas en la estrategia nacional para el hidrógeno renovable en la República Dominicana son:

- Investigación, desarrollo e innovación y formación;
- Normas y reglamentos;
- Infraestructura;
- Cooperación internacional;
- Industria y transporte.

Se presentan dos escenarios de penetración del hidrógeno, considerando un periodo de 10 años entre 2030 y 2040. La estrategia también especifica el sector de actividad en el que se aplica esta forma de energía, en función del escenario adoptado, como se detalla en la Figura 12.

[11] Disponible en https://h2lac.org/wp-content/uploads/2024/02/Hacia-Estrategia-Nacional-H2V-repdom.pdf.

Figura 12 – Escenarios de penetración de hidrógeno

	(%) en Escenario Baja Penetración		(%) en Escenario Alta Penetración	
Sector↓ Año→	2030	2040	2030	2040
Electricidad	5%	15%	10%	25%
Transporte pesado	8%	20%	15%	30%
Aviación	1%	5%	4%	10%
Maquinaria pesada y camiones mineros	1%	7%	1%	20%
Producción de cemento	4%	15%	10%	35%
Producción de fertilizantes	0%	0%	0%	0%

Fuente: Hacia una Estrategia de Hidrógeno Renovable para la República Dominicana

Los sectores considerados para la aplicación del hidrógeno, según el estudio «Análisis Prospetivo de Hidrógeno Renovable»[12], identifican los siguientes subsectores para su aplicación:

Figura 13 – Sectores potenciales para la aplicación de hidrógeno

Categoría	Subsectores
Sectores industriales	• Industria cementera (combustible para hornos) • Producción de amoníaco y fertilizantes verdes (insumo H_2) • Minería metálica (combustible, y posible agente reductor)
Transporte	• Flotas de servicio (p.ej., camiones recolectores de residuos) • Infraestructura de Puertos (grúas y vehículos) • Intralogística (Montacargas, etc.) • Transporte en la minería
Sector Eléctrico	• Generación eléctrica con H_2 y amoníaco • Acumulación de energía para la red eléctrica

Fuente: Hacia una Estrategia de Hidrógeno Renovable para la República Dominicana

Los organismos gubernamentales responsables del desarrollo de la estrategia del hidrógeno en la República Dominicana son el Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes y la Comisión Nacional de Energía.

[12] Disponible en https://h2lac.org/archivos/analisis-prospectivo-de-hidrogeno-verde-en-la-republica-dominicana/.

Uruguay

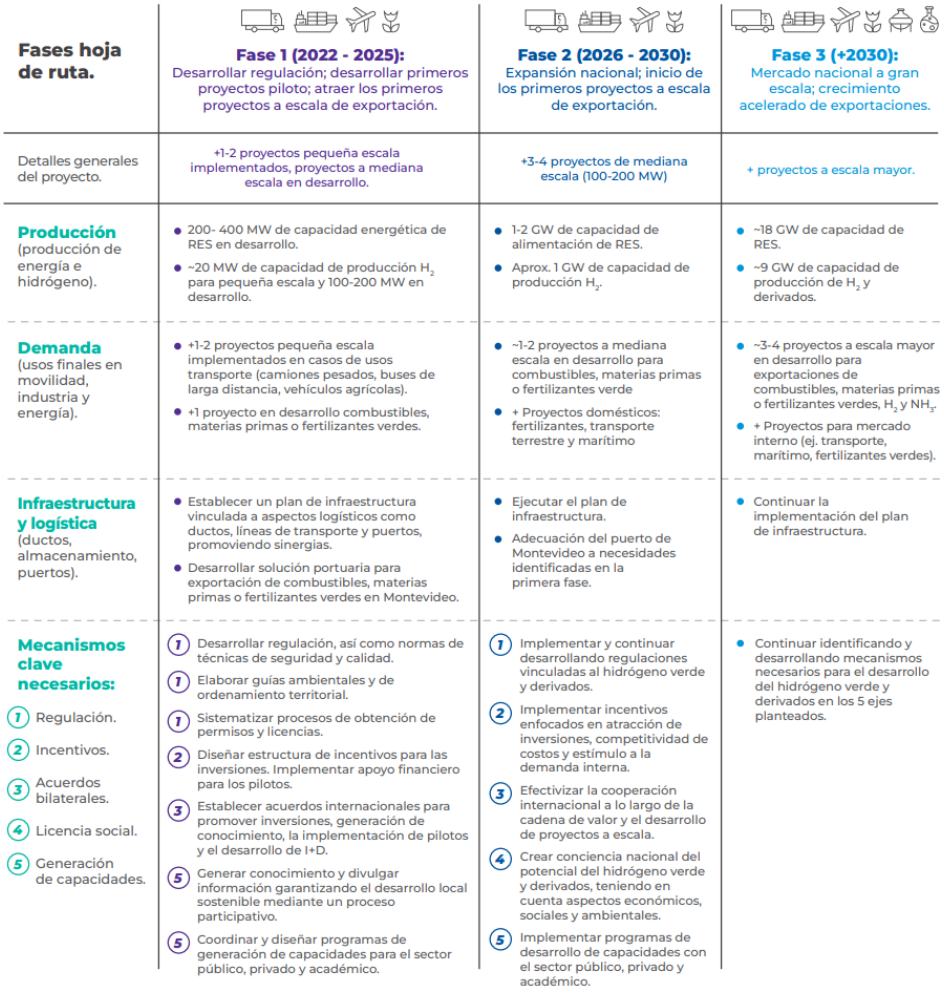
En Uruguay, el organismo gubernamental responsable de la política del hidrógeno es el Ministerio de Industria, Energía y Minería, que promovió la adopción de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en noviembre de 2023.

En una primera fase, para finales de 2025, se pretende crear un mercado nacional para el uso del hidrógeno y sus derivados en el transporte pesado, así como para la producción de fertilizantes verdes.

Una segunda fase, de 2026 a 2030, tendrá como objetivo ampliar el mercado nacional (demanda y proyectos), así como poner en marcha los primeros proyectos de exportación (como e-metanol, etanol, etc.)

En la última fase, de 2030 a 2040, el hidrógeno y el amoniaco verde podrían exportarse directamente, así como el desarrollo de la producción de hidrógeno verde en alta mar. En 2040, la producción de hidrógeno podría acercarse al millón de toneladas anuales. Esto requerirá la instalación de aproximadamente 18 GW en energías renovables y 9 GW en electrolizadores. La figura 14 resume las distintas fases previstas en la hoja de ruta.

Figura 14 – Fases de la hoja de ruta de hidrógeno



Fases hoja de ruta.	**Fase 1 (2022 - 2025):** Desarrollar regulación; desarrollar primeros proyectos piloto; atraer los primeros proyectos a escala de exportación.	**Fase 2 (2026 - 2030):** Expansión nacional; inicio de los primeros proyectos a escala de exportación.	**Fase 3 (+2030):** Mercado nacional a gran escala; crecimiento acelerado de exportaciones.
Detalles generales del proyecto.	+1-2 proyectos pequeña escala implementados, proyectos a mediana escala en desarrollo.	+3-4 proyectos de mediana escala (100-200 MW)	+ proyectos a escala mayor.
Producción (producción de energía e hidrógeno).	• 200- 400 MW de capacidad energética de RES en desarrollo. • ~20 MW de capacidad de producción H_2 para pequeña escala y 100-200 MW en desarrollo.	• 1-2 GW de capacidad de alimentación de RES. • Aprox. 1 GW de capacidad de producción H_2.	• ~18 GW de capacidad de RES. • ~9 GW de capacidad de producción de H_2 y derivados.
Demanda (usos finales en movilidad, industria y energía).	• +1-2 proyectos pequeña escala implementados en casos de usos transporte (camiones pesados, buses de larga distancia, vehículos agrícolas). • +1 proyecto en desarrollo combustibles, materias primas o fertilizantes verdes.	• ~1-2 proyectos a mediana escala en desarrollo para combustibles, materias primas o fertilizantes verde • + Proyectos domésticos: fertilizantes, transporte terrestre y marítimo	• ~3-4 proyectos a escala mayor en desarrollo para exportaciones de combustibles, materias primas o fertilizantes verdes, H_2 y NH_3. • + Proyectos para mercado interno (ej. transporte, marítimo, fertilizantes verdes).
Infraestructura y logística (ductos, almacenamiento, puertos).	• Establecer un plan de infraestructura vinculada a aspectos logísticos como ductos, líneas de transporte y puertos, promoviendo sinergias. • Desarrollar solución portuaria para exportación de combustibles, materias primas o fertilizantes verdes en Montevideo.	• Ejecutar el plan de infraestructura. • Adecuación del puerto de Montevideo a necesidades identificadas en la primera fase.	• Continuar la implementación del plan de infraestructura.
Mecanismos clave necesarios: 1 Regulación. 2 Incentivos. 3 Acuerdos bilaterales. 4 Licencia social. 5 Generación de capacidades.	1 Desarrollar regulación, así como normas de técnicas de seguridad y calidad. 1 Elaborar guías ambientales y de ordenamiento territorial. 1 Sistematizar procesos de obtención de permisos y licencias. 2 Diseñar estructura de incentivos para las inversiones. Implementar apoyo financiero para los pilotos. 3 Establecer acuerdos internacionales para promover inversiones, generación de conocimiento, la implementación de pilotos y el desarrollo de I+D. 5 Generar conocimiento y divulgar información garantizando el desarrollo local sostenible mediante un proceso participativo. 5 Coordinar y diseñar programas de generación de capacidades para el sector público, privado y académico.	1 Implementar y continuar desarrollando regulaciones vinculadas al hidrógeno verde y derivados. 2 Implementar incentivos enfocados en atracción de inversiones, competitividad de costos y estímulo a la demanda interna. 3 Efectivizar la cooperación internacional a lo largo de la cadena de valor y el desarrollo de proyectos a escala. 4 Crear conciencia nacional del potencial del hidrógeno verde y derivados, teniendo en cuenta aspectos económicos, sociales y ambientales. 5 Implementar programas de desarrollo de capacidades con el sector público, privado y académico.	• Continuar identificando y desarrollando mecanismos necesarios para el desarrollo del hidrógeno verde y derivados en los 5 ejes planteados.

Fuente: Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde y derivados en Uruguay, MIEM 2023. www.miem.gub.uy | www.hidrogenoverde.uy

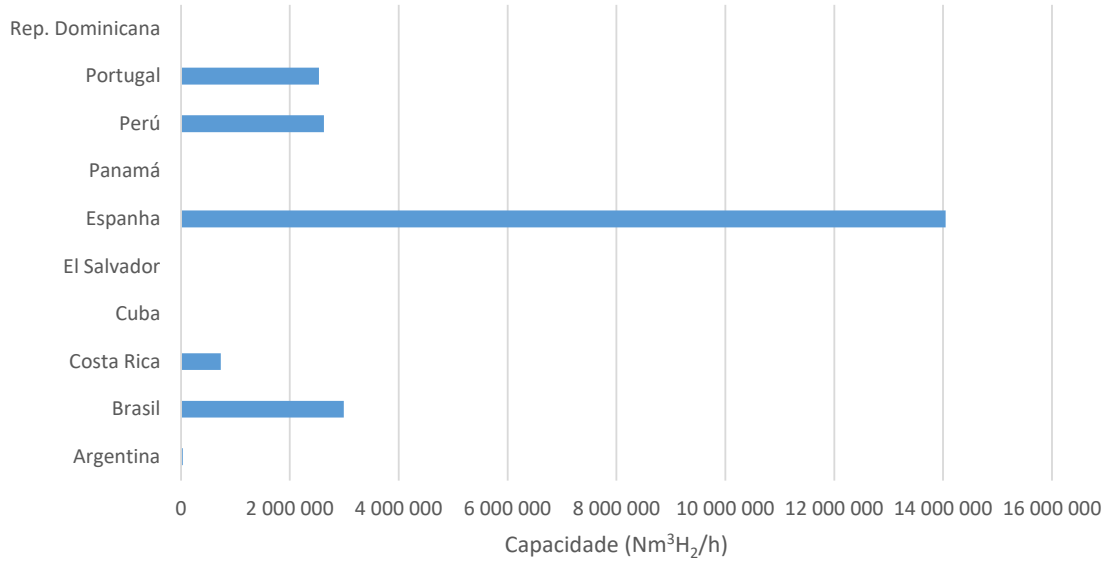
3.1.2. INFRAESTRUCTURAS

En cuanto al desarrollo de infraestructuras, existen múltiples proyectos piloto en la mayoría de los países encuestados. Perú es el país que muestra un mayor desarrollo en términos de producción y utilización de hidrógeno verde, como se muestra en la tabla:

	Estado de desarrollo de la infraestructura verde de hidrógeno	Nivel de desarrollo
Argentina	Con producción de hidrógeno gris. H2 verde en fase piloto. Sin infraestructura de transporte, distribución ni almacenamiento.	En fase piloto
Brasil	Con producción de hidrógeno gris. H2 verde en fase piloto. Sin infraestructura de transporte, distribución ni almacenamiento.	En fase piloto
Costa Rica	Producción de H2 verde en fase piloto. Sin infraestructura de transporte, distribución ni almacenamiento.	En fase piloto
Cuba	Con producción de hidrógeno gris. Sin proyectos piloto de H2 ni infraestructuras.	(-)
El Salvador	No hay proyectos piloto ni infraestructuras H2.	(-)
España	Producción de H2 verde en fase piloto. Sin infraestructura de transporte, distribución ni almacenamiento.	En fase piloto
Panamá	Producción de H2 verde en fase piloto. Sin infraestructura de transporte, distribución ni almacenamiento.	En fase piloto
Perú	Con producción operativa de H2 verde para consumo industrial y generación de electricidad. Existencia de varios proyectos piloto.	En producción
Portugal	Producción de H2 verde en fase piloto. No existe infraestructura específica de transporte, distribución o almacenamiento. Se permite la inyección de H2 verde en las redes de gas.	En fase piloto
República Dominicana	No hay proyectos piloto ni infraestructuras H2.	(-)
Uruguay	Producción de H2 verde en fase piloto. Sin infraestructura de transporte, distribución ni almacenamiento.	En fase piloto

En resumen, la siguiente figura muestra las capacidades normalizadas de las plantas de producción de hidrógeno existentes y previstas para todos los países analizados.

Figura 15 – Capacidades de producción de H2, atuales y previstas

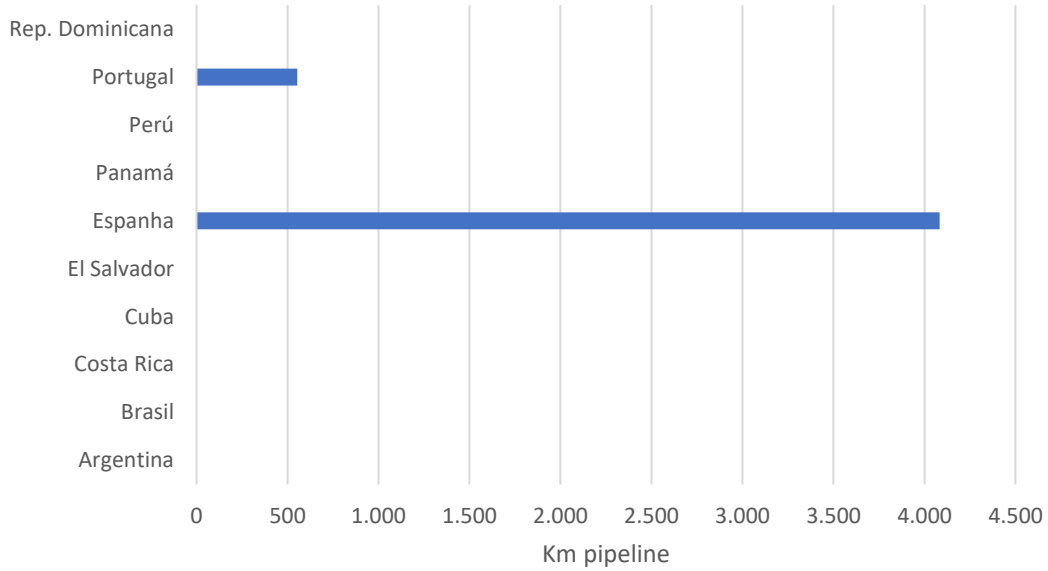


Fuente: IEA (2024), Hydrogen *Projects Database*, *https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database*.

De los diez países analizados, cuatro carecen de infraestructuras de producción y España destaca como el país con mayor capacidad actual y futura.

El siguiente gráfico muestra la longitud de los gasoductos actuales y previstos en los distintos países, en términos de infraestructuras nuevas, dedicadas y existentes, pero adaptadas al transporte de hidrógeno.

Figura 16 - Ampliación de los gasoductos de H2 actuales y previstos



A continuación, se detalla la información sobre cada país resultante de los cuestionarios.

Argentina

Se producen unas 400.000 toneladas/año de hidrógeno gris, destinado al proceso de refinado del petróleo para reducir el contenido de azufre del gasóleo, y a la industria química para producir fertilizantes y amoníaco.

La producción de hidrógeno verde es sólo un proyecto piloto en una planta de electrólisis eólica de la empresa Hychico[13], situada en la provincia de Chubut. El hidrógeno verde generado se destina al autoconsumo: se mezcla con gas natural para producir electricidad.

Este proyecto está equipado con dos electrolizadores con una capacidad total de producción de 120 Nm3/h de hidrógeno y 60 Nm3/h de oxígeno. El hidrógeno producido tiene un nivel de pureza de hasta el 99,998%. Mezclado con gas natural, se utiliza para alimentar un motogenerador de 1,4 MW equipado con un motor de combustión interna que funciona con una mezcla de gas e hidrógeno.

[13] Mas informaciones en https://hychico.com.ar/en/hydrogen-plant/.

Brasil

En términos de producción, el hidrógeno producido en Brasil es esencialmente hidrógeno gris e hidrógeno verde.

En lo que se refiere a la producción de hidrógeno gris, se realiza esencialmente en las refinerías de petróleo mediante el reformado de metano al vapor en una unidad de generación de hidrógeno. La capacidad de producción por refinería se distribuye de la siguiente manera:

	Capacidad nominal (Nm^3 H_2/d)
Refinaria de Paulínia (Replan)	3.570.000
Refinaria de Mataripe	1.360.000
Refinaria Duque de Caxias (Reduc)	625.000
Refinaria Henrique Lage (Revap)	1.488.000
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	1.870.000
Refinaria Alberto Pasqualini (Refap)	1.800.000
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	2.870.000
Refinaria Gabriel Passos (Regap)	1.760.000
Refinaria Abreu e Lima (RNEST)	3.000.000
Refinaria de Capuava (Recap)	550.000
Refinaria Lubrificantes do Nordeste (Lubnor)	35.000

En cuanto al hidrógeno verde, existen algunos proyectos piloto con unidades de producción de hidrógeno verde en Brasil:

Empresa	Modo	Local	Capacidade (T/ano)	Propósito	Investimento
Angra I e II	I&D	Angra dos Reis/RJ	300	Purificação de HBEC	-
Copel	I&D	Curitiba/PR	-	Transportes	R$12 Milhões
EDP	I&D	Porto de Pecém/CE	2.000	HBEC	R$42 Milhões
PTI/Furnas	I&D	Itumbiara/GO	10	HBEC – Sinergia UHE e PV	R$45 Milhões
Itaipu/PTI/Eletrobras	Unidade Piloto	Foz do Iguaçu/PR	-	HBEC	-
Shell/Raizen/Hytron/Toyota/USP	I&D	São Paulo/SP	-	Reforma de etanol para	R$50 Milhões

Empresa	Modo	Local	Capacidade (T/ano)	Propósito	Investimento
				geração de hidrogénoo	
UFSC	Unidade Piloto	Florianópolis/SC	4 (HBEC) e 8 (Amoníaco BEC)	HBEC e Amoníaco BEC	R$ 14 Milhões
Unifei	Unidade Piloto	Itajubá/MG	46,5	HBEC	R$ 25 Milhões

Los principales usos de este hidrógeno son el consumo industrial y el transporte.

Costa Rica

Costa Rica no produce actualmente hidrógeno verde. Existe un proyecto piloto, con la instalación de un electrolizador de pila de combustible (PEM) con una capacidad de 2,1 kg/d, con una capacidad de compresión y almacenamiento de 68 kg, dos surtidores de hidrógeno H35 y H70. Cuatro vehículos Toyota Mirai y un autobús Van Holl B330FC, con una capacidad de carga de 40 kg, están asociados al proyecto.

Este proyecto piloto no proporciona información suficiente para establecer un precio de referencia para el hidrógeno verde, ya que es el único tipo de hidrógeno previsto como objetivo para el país. Sin embargo, en proyecciones previas realizadas con La Asociación Costarricense de Hidrógeno, considerando una capacidad de producción de 550 KgH/día, el precio rondaría los 9 USD. Este precio se puede equiparar con datos de fuentes como IRENA y la AIE que estipulan un rango de entre 3,5 USD y 6 USD/kg, si se consigue reducir el coste de la energía de 60 USD MWh a 35 USD MWh y se aumenta la capacidad de producción de kilogramos de hidrógeno.

En este sentido, para la producción de electricidad renovable en Costa Rica, se modelizó la producción de hidrógeno en dos escenarios:

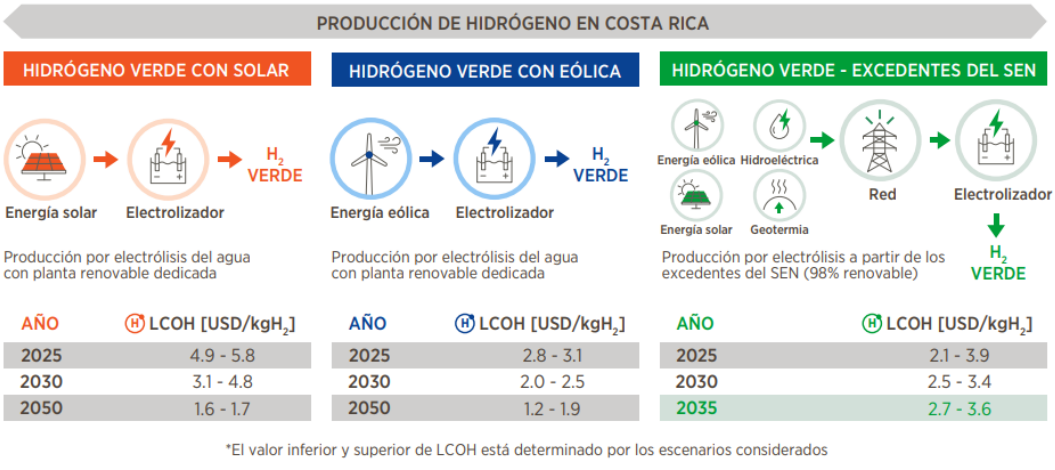
1) Escenario «Desarrollo acelerado del hidrógeno»: Es el escenario con mayor reducción de costes. En este escenario, el hidrógeno y las energías renovables avanzan bajo una dinámica de desarrollo acelerado: las energías renovables, como la eólica y la solar, disminuyen su coste debido al aumento de su oferta y a la mejora tecnológica, y el

hidrógeno es cada vez más demandado como combustible asequible y con bajos costes de producción, como consecuencia de la citada reducción de costes.

2) **Escenario de desarrollo del hidrógeno «Business as usual» (BAU):** Se trata de un escenario más conservador, que prevé una reducción significativa de los costes en 2030 y 2050 en comparación con 2022, pero cuya trayectoria es menos drástica durante la década de 2020 y principios de la de 2030. En este escenario, el impacto del hidrógeno en la trayectoria de costes de las fuentes de energía renovables es menor y, por tanto, el hidrógeno también presenta curvas de reducción de costes más conservadoras que el escenario de desarrollo acelerado del hidrógeno.

Para estudiar el coste de la producción de hidrógeno ecológico se ha utilizado el concepto de «coste nivelado del hidrógeno» (Levelised Cost of Hydrogen, LCOH). El LCOH se define como el coste de producir hidrógeno a partir de una instalación, expresado en valor actual, teniendo en cuenta todos los gastos asociados a la construcción y explotación de la instalación, así como otros elementos necesarios para producir hidrógeno. La figura 16 resume el coste nivelado de las bandas de hidrógeno para cada tecnología en los dos escenarios identificados:

Figura 17 – Cuesto nivelado de hidrógeno, por tecnología, en Costa Rica



Fuente: Estrategia Nacional de H_2 Verde Costa Rica

Cuba

En cuanto a la producción de hidrógeno, en Cuba es bastante limitada y sólo se utiliza para el consumo industrial. El hidrógeno producido en Cuba es principalmente hidrógeno negro, producido por electrólisis utilizando electricidad de fuentes fósiles (hidrocarburos). En este contexto, se produce hidrógeno en la Planta Electroquímica de Sagua la Grande, en la provincia de Villa Clara, y en la planta de fertilizantes de Camagüey; sin embargo, dadas las condiciones actuales de producción, no es posible identificar en detalle las cantidades de hidrógeno producidas en estas instalaciones. En el contexto del sector energético, también se produce hidrógeno en cinco centrales termoeléctricas, y este hidrógeno se utiliza para refrigerar los generadores eléctricos de estas cinco centrales y otras dos. En este proceso se producen unos 760 kg de hidrógeno, con una pureza en torno al 98-99%. También se produce hidrógeno por medios mecánicos, como subproducto de la producción de oxígeno, y este hidrógeno también se utiliza inmediatamente para refrigerar los compresores de este proceso industrial. En este proceso se producen unos 24 kg de hidrógeno con una pureza de alrededor del 95-96%.

El Salvador

El Salvador no dispone de plantas de producción de hidrógeno ni de infraestructuras para transportarlo por el país.

España

En España existen unidades de producción de hidrógeno, denominadas hidrógeno gris, que o bien están situadas junto a las unidades de consumo y, por tanto, directamente conectadas a ellas, o bien están integradas en las propias instalaciones de consumo, como las refinerías.

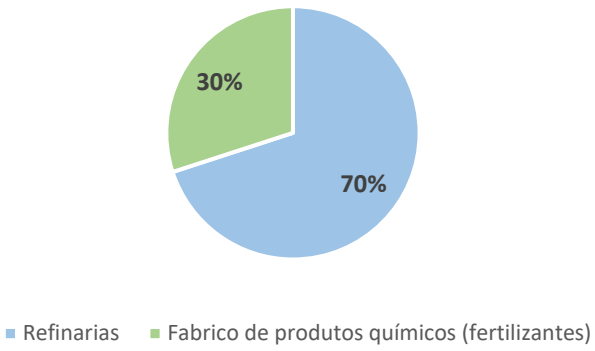
El consumo de hidrógeno ronda las 500.000 toneladas anuales. Se calcula que la producción nacional es similar. Los primeros proyectos piloto de hidrógeno renovable están en fase de puesta en marcha, por lo que no hay datos de producción.

La «Convocatoria de manifestaciones de interés» realizada por ENAGAS a principios de 2024 identificó 650 proyectos, con una producción de hidrógeno de unos 2,5 millones de toneladas anuales y 23,3 GW de capacidad de electrólisis en 2030. Hay que señalar que la gran mayoría de estos proyectos aún no han tomado una decisión final de inversión.

Existe un amplio abanico de ayudas públicas para el desarrollo de proyectos (PERTE H2 renovable, Banco Europeo del Hidrógeno, etc.).

En España, los principales usos del hidrógeno son los que se muestran en la Figura 18.

Figura 18 – Usos de hidrogeno en España



Cabe señalar que menos del 0,01% del hidrógeno producido se utiliza en el transporte vehicular.

España no dispone de una red de transporte específica.

Panamá

En cuanto a la producción e infraestructura de hidrógeno verde, aún es bastante limitada. Podemos destacar el proyecto desarrollado por CEMEX, empresa del sector de materiales de construcción que, en su planta de Calzada Larga, tiene instalado un sistema de cuatro unidades de combustión continua de hidrógeno para generar electricidad, con una capacidad total instalada de 40 m3/hora de hidrógeno en inyección continua. El hidrógeno se produce utilizando energía eólica y el agua utilizada en el proceso de electrólisis procede en un 100% del agua de lluvia recogida en las instalaciones de la planta.

Perú

Hasta la fecha, el único uso de la producción de hidrógeno en Perú es el consumo industrial.

La planta de Cachimayo de Enaex Perú, en Cuzco, produce hidrógeno verde. Cachimayo es la única planta en Perú que fabrica nitrato de amonio grado ANFO para minería y tiene

una capacidad de producción de 36 millones de toneladas al año. En 2018, Enaex compró Industrias Cachimayo. La planta también produce hidrógeno y su producción, a partir de 2022, es completamente ecológica, con una capacidad de producción de 8,6 toneladas por día.[14]

Además, en enero de 2024, Fenix Power puso en marcha la primera planta de hidrógeno verde instalada en la central termoeléctrica de Chilca. El proyecto consistió en la instalación de una planta fotovoltaica y un electrolizador que produjeron alrededor de 8.000 m3 de hidrógeno verde, permitiendo sustituir todo el hidrógeno gris que se utilizaba en la central termoeléctrica. Uno de los principales beneficios de su planta de hidrógeno verde es la reducción de su huella de carbono en 70 toneladas equivalentes de CO2 al año.[15]

También existen varios proyectos piloto de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis en Perú, en distintas fases de viabilidad:

- Proyecto de prefactibilidad desarrollado por la empresa Enerside y la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) de Piura. Se trata de una central solar de 120 MW;
- Proyecto de prefactibilidad a través del Centro de Investigación VR-UNSA 1,0 MWe - Electrolizador AEM 2024;
- En proceso de ejecución: Centro de Investigación VR-UNI 6kWe - Electrolizador AEM 2023 y 165kWe - Electrolizador PEM 2023 Universidad UNI. La Universidad Nacional de Ingeniería ha adjudicado a H2 Core System el suministro del primer laboratorio con el electrolizador AEM con sistema de monitorización EMS. Este laboratorio será utilizado para la enseñanza de ingenieros, estudiantes y técnicos;
- Pheland Energy proyecto de viabilidad en Arequipa. Central solar de 2 GWe 2024 LH2/ Amoníaco;
- Proyecto de viabilidad de Resources Coporation en Moquegua. Central solar-eólica 160 Mwe- 2024 Empresa Metanol/Amonia MMEX;

[14] https://peruenergia.com.pe/planta-cachimayo-de-enaex-peru
[15] https://www.fenix.com.pe/fenix-inaugura-primera-planta-de-hidrogeno-verde-en-una-central-electrica-en-el-peru/#:~:text=Con%20este%20proyecto%2C%20Fenix%20busca,gris%20que%20consume%20la%20central

- Industrias Cachimayo -Cusco Hidroeléctrica 24,5 MWe -1965 7×3,5 Mwe Alkane Amoniaco/ Nitrato de Amonio Electrolizador. Empresa ENAEX. Es el primer proyecto a escala industrial para la producción de emulsiones y amoníaco en Cusco;
- Proyecto de factibilidad de Horizonte Veran,o en Casma. Incluye una central solar con electrolizador de amoníaco /H2 de 4,6 GWe-2024 400 Mwe;
- Proyecto de viabilidad - Central Solar Caylioma 1,1 GWe 2024. 1000 Mwe. Electrolizador alcalino de amoniaco/H2. Empresa Horizonte Verano.[16]

Portugal

El tipo de hidrógeno cuya producción está prevista en Portugal es el hidrógeno verde. En 2024, la producción está aún en fase experimental.

Uno de estos proyectos piloto es Energia Natural do Hidrogénio[17], (Energía Natural del Hidrógeno), desarrollado por Floene, que da cobertura a 80 clientes domésticos, terciarios e industriales de Seixal. Se trata de una instalación de 60 kW. El electrolizador produce 10 m3(n)/h a una presión de 10 bar. La primera inyección tuvo lugar en abril de 2023.

Los clientes afectados empezaron recibiendo una mezcla del 2% de hidrógeno verde en la red de gas, que aumentará gradualmente hasta un máximo del 20% durante un periodo de dos años, que es la duración estimada de este proyecto piloto. El proyecto utiliza H2 verde, producido en el polígono industrial de Seixal a través de una asociación con la empresa Gestene. Uno de los objetivos del proyecto es estudiar el impacto de la inyección de H2 en la gestión de la infraestructura de distribución y en los equipos de combustión de los consumidores, lo que permitirá adquirir conocimientos sobre los siguientes aspectos:

- Comportamiento de la red de polietileno (PE) para transportar H2 al 100%;

[16] https://www.energiaestrategica.com/uno-por-uno-los-proyectos-de-hidrogeno-verde-que-se-estan-realizando-en-peru/
[17] Mas informaciones en https://greenpipeline.pt/um-projeto-pioneiro/.

- Adaptación del dispositivo de control de la mezcla H2/NG;
- Adaptación de los procedimientos operativos para el transporte de mezclas de GN y H2;
- Desarrollo de la metodología de asignación del Poder Calorífico Superior (PCS) a utilizar en la determinación de la energía a facturar en cada punto de consumo del área de cobertura;
- Desarrollo de la metodología a aplicar a los balances y desgloses energéticos en el área de cobertura.
- Comportamiento de los equipos usuarios -cocinas, calentadores de agua y calderas de gas natural, ya en uso en las instalaciones cubiertas- ante las variaciones de la calidad del gas, dentro de los límites de intercambiabilidad referenciados en la bibliografía.

El proyecto cuenta con una red de aproximadamente 1.400 metros dedicada al transporte de hidrógeno desde su lugar de producción (Gestene) hasta la estación de mezcla e inyección. Una vez realizada la mezcla, que oscilará entre el 2% y el 20% en volumen, se inyecta en la infraestructura de distribución de gas natural ya instalada in situ. Esta red tiene una longitud total de más de 7500 metros y contiene componentes como válvulas y contadores, que pueden encontrarse en cualquier zona de la red de distribución de gas existente en la actualidad.

Están previstos otros dos proyectos en Portugal, a saber:

- Proyecto ALHIVE - Hidrógeno Verde ALenquer[18] - EDP Gestão da Produção de Energia, S.A. ha anunciado una inversión de 14,2 millones de euros en una estación de producción de hidrógeno verde en Carregado, en el municipio de Alenquer. La estación de producción de hidrógeno verde tendrá una capacidad de electrólisis de cinco megavatios. Según la compañía energética, la producción se inyectará en la red de transporte de gas natural. Como parte del Plan de

[18] Mas informaciones en https://transparencia.gov.pt/pt/fundos-europeus/prr/beneficiarios-projetos/projeto/01/C14-i01/2021.P31/.

Recuperación y Resiliencia, este proyecto ha contratado una financiación de 5,63 millones, con fecha de finalización 31/12/2025.

- Proyecto Valle Verde del Hidrógeno de Nazaré[19] - Rega Energy pretende construir una planta de producción de hidrógeno verde en el municipio de Marinha Grande, que descarbonizará las industrias consumidoras de gas natural. La fecha de suministro es 2027.

  El proyecto, que se instalará en el polígono industrial de Casal da Lebre, ayudará a las empresas, especialmente del sector del vidrio, que consumen mucho gas natural, a sustituir este combustible fósil por hidrógeno verde que se producirá en Marinha Grande, en el distrito de Leiria. Contará con un gasoducto dedicado a suministrar hidrógeno a cada una de las unidades industriales, a través de tuberías idénticas a las utilizadas para el gas, en una distancia de unos 12 kilómetros. La producción de hidrógeno verde utiliza fuentes renovables y electricidad, y el agua utilizada procede de la propia estación depuradora de aguas residuales de la zona industrial.

  La inversión directa inicial prevista para este consorcio asciende a más de 100 millones de euros. Inicialmente, el consorcio pretende instalar 40MW de potencia, con el objetivo de alcanzar los 600MW previstos. El consorcio representa más de 1MtCO2 de emisiones al año, alrededor del 10% de las emisiones totalesde CO2 del sector industrial, lo que corresponde al 2,5% de las emisiones totales de CO2 de Portugal.

La Agencia Internacional de la Energía, en su plataforma «Clean Energy Demonstration Projects Database»[20], identifica 3 proyectos de demostración sobre el hidrógeno:

- Proyecto FLEXnCONFU - https://cordis.europa.eu/project/id/884157, a partir de abril de 2020 y hasta marzo de 2025.

[19] Mas informaciones https://www.nghv.pt/.
[20] Disponible en https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/clean-energy-demonstration-projects-database?country=Portugal&subsector=Hydrogen

- GH2A: GREENH2ATLANTIC - https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101133265.pdf, que comenzará en junio de 2024 y entrará en funcionamiento el 30/04/2027.
- H_2 Évora - GreenGas I – en funcionamiento desde 2022, https://ir.fusion-fuel.eu/news-releases/news-release-details/fusion-fuel-and-ballard-power-commission-h2evora-green-hydrogen.

En cuanto al uso actual del H2 en Portugal, se utiliza en procesos industriales, según datos de la Asociación Portuguesa de Empresas de Gas (APEG) [21]. El hidrógeno se utiliza como materia prima en la industria, principalmente en la producción de amoníaco y en el refinado de petróleo, y es un subproducto de proceso en algunos subsectores de la industria química inorgánica. El uso de hidrógeno renovable como materia prima industrial implica la sustitución del hidrógeno «marrón» producido por SMR como fuente habitual.

En la industria petroquímica, el uso del hidrógeno tiene dos aplicaciones principales:

i. Hidrogenación, en la eliminación catalítica de contaminantes de los productos petrolíferos;

ii. «Hydrocracking», el fraccionamiento de hidrocarburos pesados de cadena larga en hidrocarburos ligeros insaturados, que luego se saturan añadiendo hidrógeno para obtener productos de mayor valor añadido (por ejemplo, combustible para reactores).

En cuanto a la posibilidad de inyectar gases renovables en las infraestructuras gasistas existentes, cabe destacar que en octubre de 2024, REN - Redes Energética Nacionais, como concesionaria de la red de transporte, almacenamiento y distribución de gas, anunció[1] que tiene todas sus infraestructuras certificadas para el transporte, distribución y almacenamiento de mezclas de hidrógeno (entre el 10 y el 20%) con gas natural, de acuerdo con los objetivos de descarbonización fijados por el Gobierno en el Plan Nacional de Energía y Clima (PNEC 2030). El organismo de certificación Bureau

[21] Fuente: https://www.apeg.pt/gases-renovaveis/hidrogenio/cadeia-de-valor-h2-verde/76.

Veritas confirmó que, técnicamente, se han cumplido las condiciones para el transporte de mezclas de hidrógeno con gas natural de hasta el 10% en la Red Nacional de Transporte de Gas (RNTG) y en el Almacenamiento Subterráneo de Carriço (AS Carriço) y de hasta el 20% en la Red Nacional de Distribución de Gas (RNDG) operada por REN Portgás.

Se han creado condiciones reglamentarias para la inyección, el transporte y la distribución de gases renovables en la red de gas natural de Portugal.

República Dominicana

En este país no existe infraestructura de hidrógeno, ni se produce en ninguno de los tipos de hidrógeno existentes, por lo que el hidrógeno que se consume se importa de Estados Unidos, Brasil, Puerto Rico, entre otros. El hidrógeno importado se recibe y almacena a presión en cilindros o remolques tubulares.

Tampoco hay proyectos piloto previstos o en marcha, y el hidrógeno se utiliza exclusivamente a nivel industrial, concretamente en refinerías para procesos de hidrodesulfuración y desnitrificación, así como en centrales térmicas como refrigerante para el mantenimiento de generadores eléctricos y para la fabricación de margarina.

El volumen de hidrógeno comercializado en el país es de aproximadamente 150.500m3 al año. El mercado es estacional y depende en gran medida de la disponibilidad.

En este contexto, no existen precios de referencia para esta materia prima.

Uruguay

Las unidades de producción de hidrógeno verde existentes en Uruguay son de pequeña escala, propiedad de la industria, y producen hidrógeno verde en pequeñas cantidades para autoconsumo.

Existen cuatro proyectos de producción de hidrógeno y sus derivados, tanto a escala piloto como comercial, que se encuentran en las primeras etapas de desarrollo. El desarrollo de infraestructuras de transporte y almacenamiento será sin duda necesario para su realización, y existe una red de transporte y distribución de gas natural que podría utilizarse con este fin.

A continuación, se describen brevemente los cuatro proyectos de producción de hidrógeno.

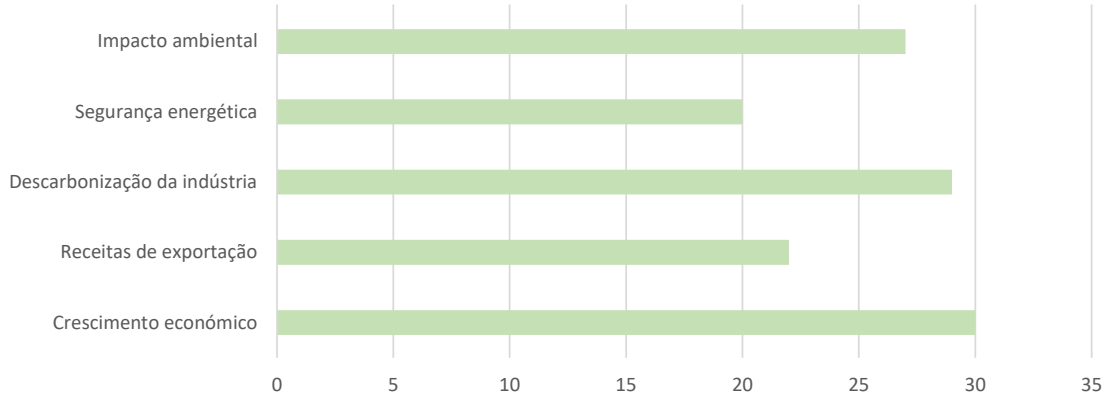
- Proyecto H24U[22]: proyecto seleccionado en 2023 por el Fondo Sectorial del Hidrógeno Verde, a través de una convocatoria de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII), con el apoyo del MIEM y del Laboratorio Tecnológico del Uruguay (LATU), para recibir 10 millones de dólares de financiación no reembolsable para la puesta en marcha del primer emprendimiento comercial de transporte de carga que utilizará hidrógeno verde como energía. El proyecto incluye la instalación de un electrolizador con una potencia de 2,5 a 5 MW;
- Proyecto Kahiros[23]: el proyecto consiste en la producción de hidrógeno verde por electrólisis a partir de la energía suministrada por un parque solar privado con apoyo del sistema interconectado nacional (SIN), ubicado en la ciudad de Fray Bentos. El hidrógeno producido se utilizará en 6 vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV), que se usarán para transportar madera desde los bosques de producción hasta una instalación de almacenamiento en el puerto de Bopicuá;
- Proyecto Tambor Green Hydrogen Hub: el proyecto consiste en la instalación de una planta de producción de hidrógeno verde y derivados, principalmente metanol, en la ciudad de Tacuarembó. Los productos se destinarán en su mayor parte a la exportación, con una parte para uso en el país. Este proyecto utilizará energía renovable procedente de un parque eólico y un parque solar asociado e incluye la instalación de un electrolizador de 150 MW;
- Proyecto HIF Global: Empresa seleccionada para producir 180.000 toneladas/año de combustibles sintéticos y 100.000 toneladas/año de hidrógeno verde. Se prevé instalar un electrolizador de 1 GW y utilizar CO2 biogénico emitido por la planta de ALUR en Paysandú y otras fuentes. El 28 de febrero de 2024 se firmó un memorando de entendimiento entre el gobierno uruguayo y HIF.

[22] https://www.anii.org.uy/apoyos/innovacion/303/convocatoria-a-proyectos-de-hidrogeno-verde/
[23] https://www.ambiente.gub.uy/bir/manifiestos/attachments/IAR_Naspuy.pdf

3.1.3. FACTORES QUE IMPULSAN Y OBSTACULIZAN EL DESARROLLO DEL SECTOR

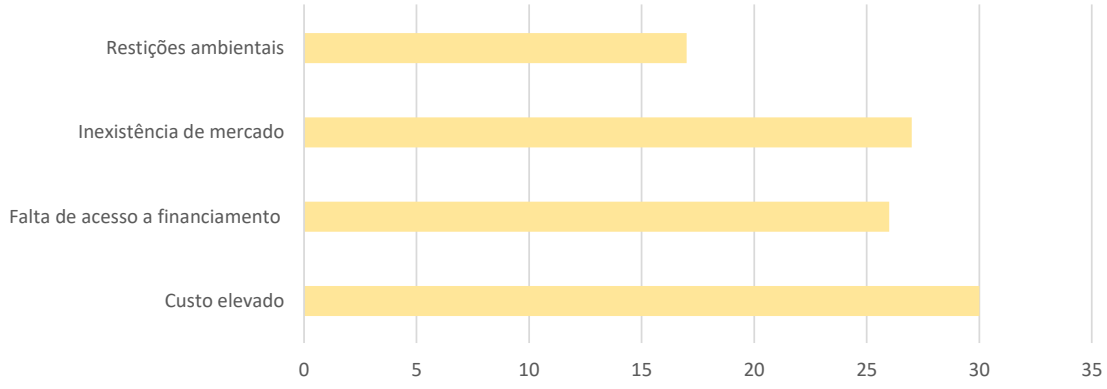
En términos generales, como puede verse en la figura siguiente, los países analizados identifican el crecimiento económico y la descarbonización de la industria como los principales motores para el desarrollo del sector del hidrógeno.

Figura 19 – Resumen de los motores del sector H2



Los principales obstáculos al desarrollo del sector del hidrógeno son los elevados costes y la falta de mercado, como muestra la siguiente figura.

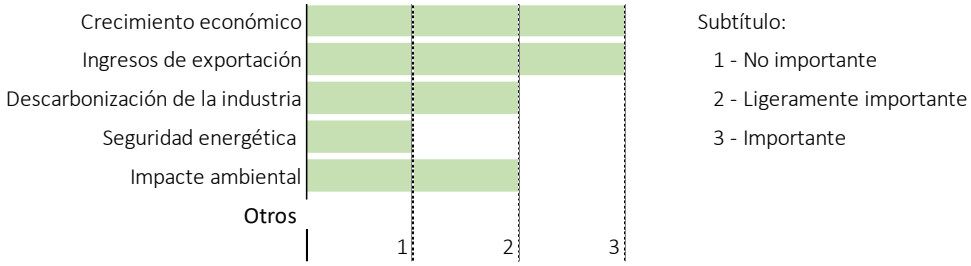
Figura 20 - Resumen de los obstáculos al desarrollo del sector H2



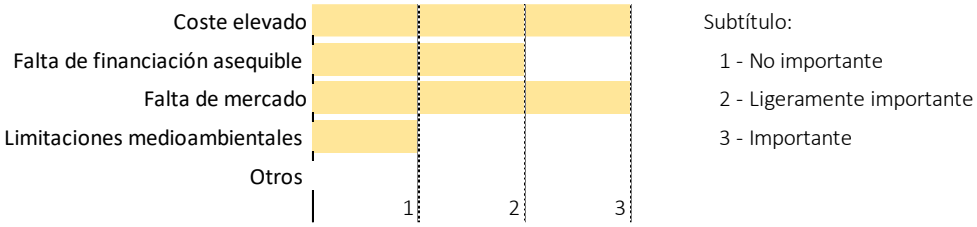
A continuación, se exponen los factores impulsores y los obstáculos individualizados por países.

Argentina

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de impacto.

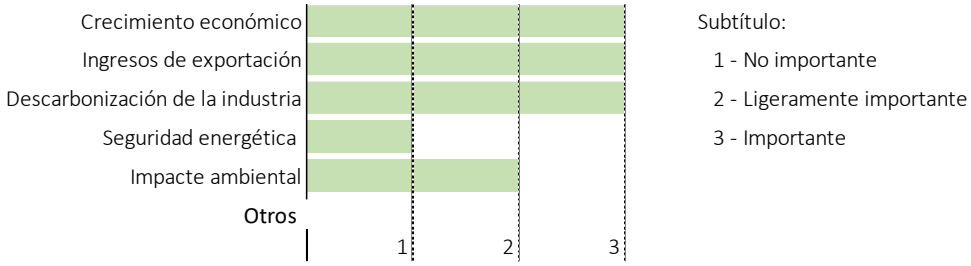


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de incidencia.

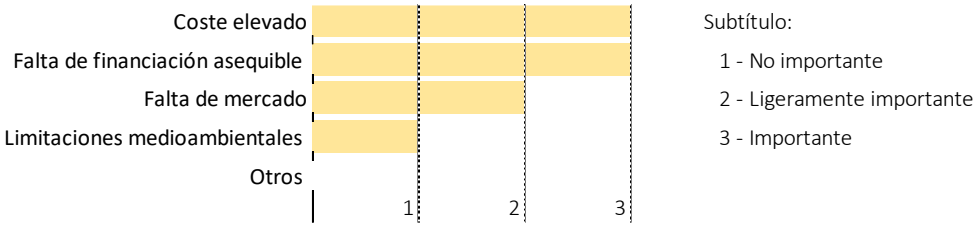


Brasil

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de impacto.

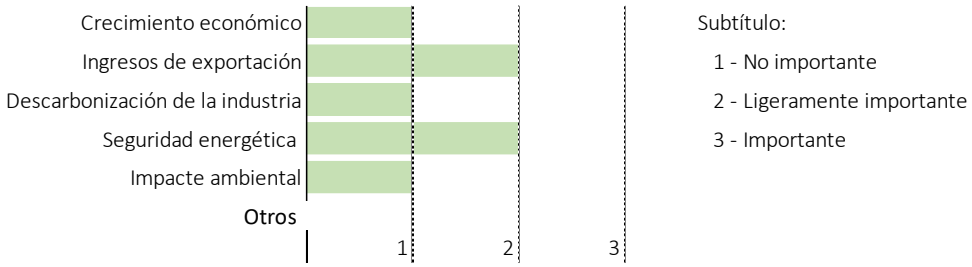


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de incidencia.

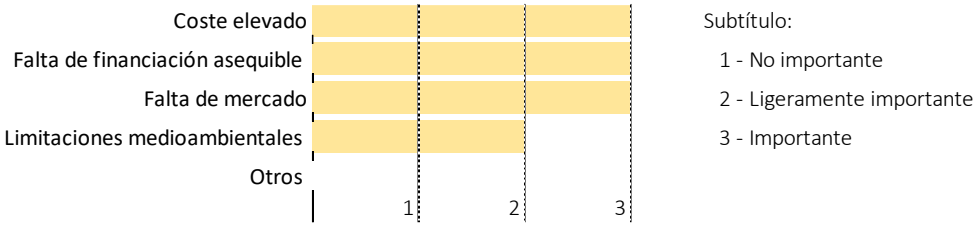


Cuba

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de impacto.

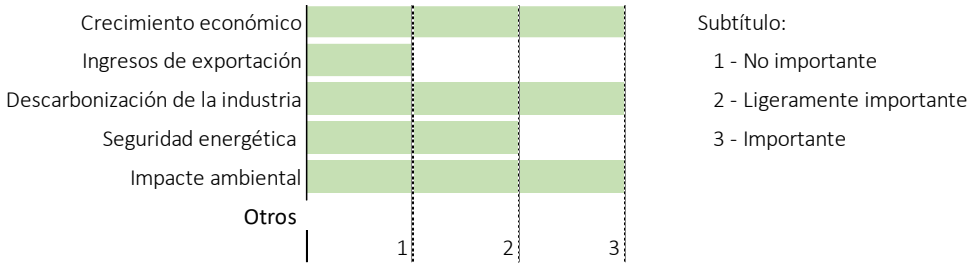


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de incidencia.

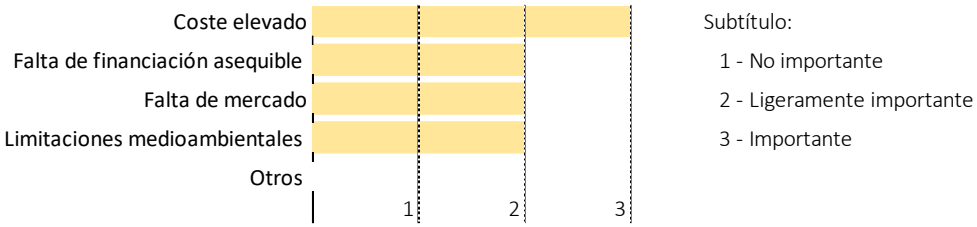


El Salvador

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de impacto.

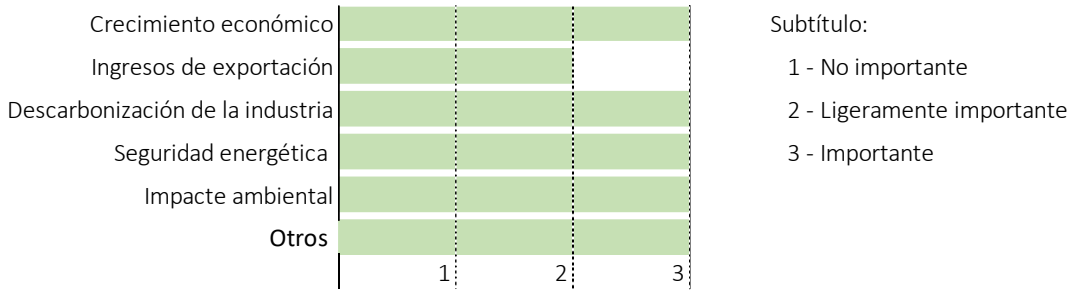


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de incidencia.

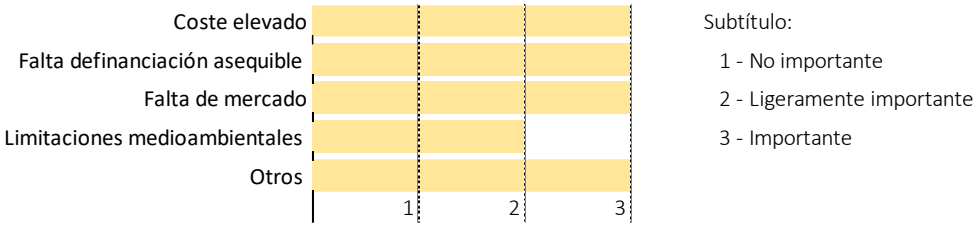


Costa Rica

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de impacto.



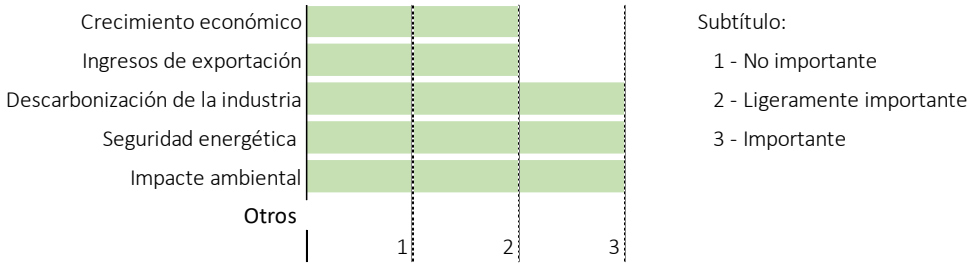
La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de incidencia.



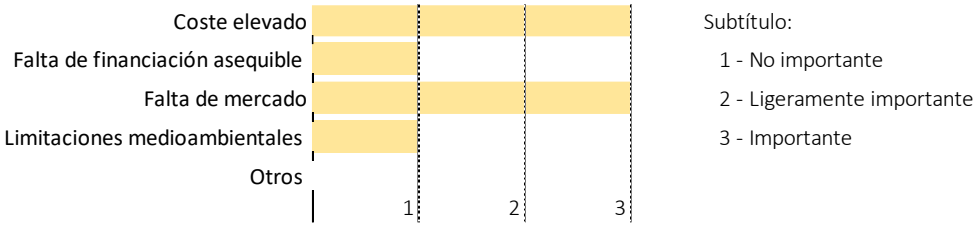
Identifican la necesidad de un mayor apoyo gubernamental para entrar en procesos de investigación, desarrollo e innovación con el fin de fortalecer el talento humano de la academia y la industria nacional.

España

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de impacto.

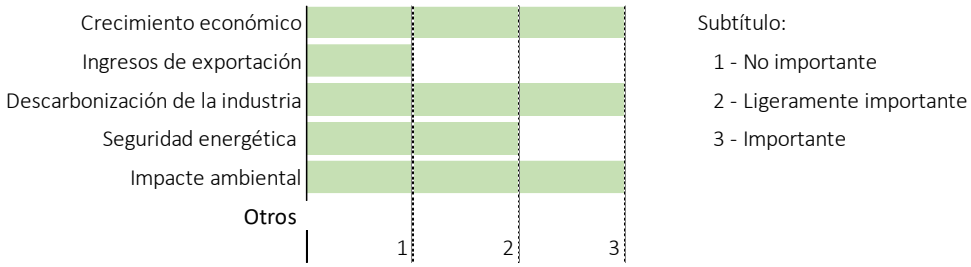


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de incidencia.

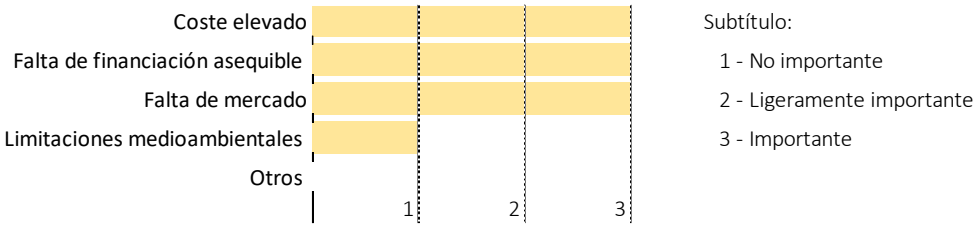


Panamá

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de impacto.

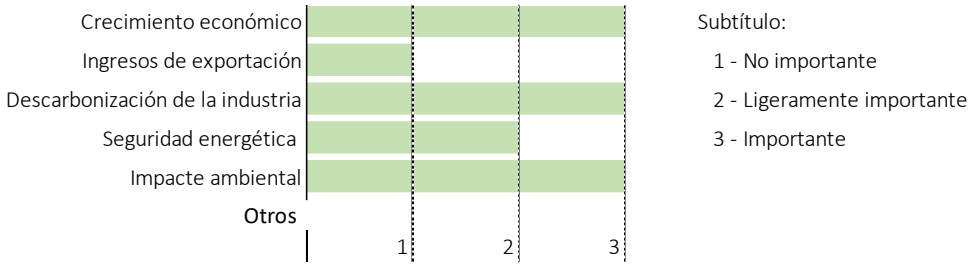


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de incidencia.

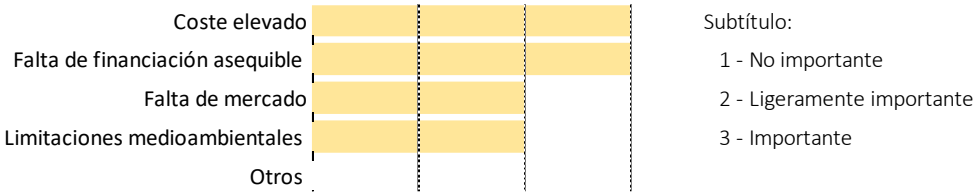


Perú

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de impacto.

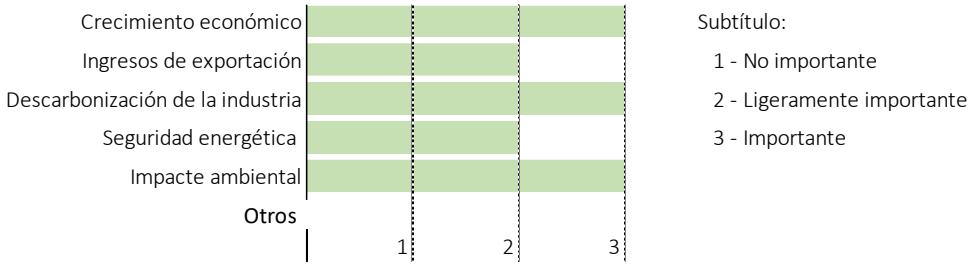


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de incidencia.

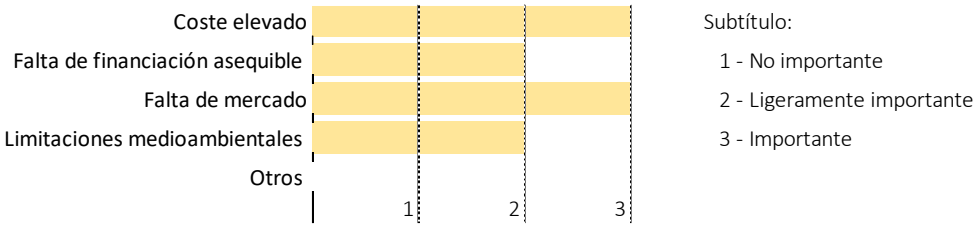


Portugal

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de impacto.

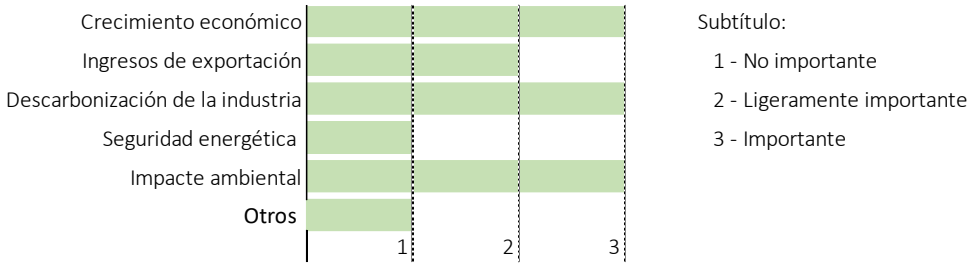


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de incidencia.

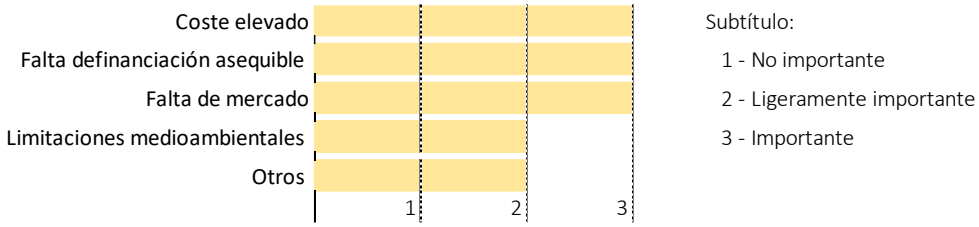


República Dominicana

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de impacto.

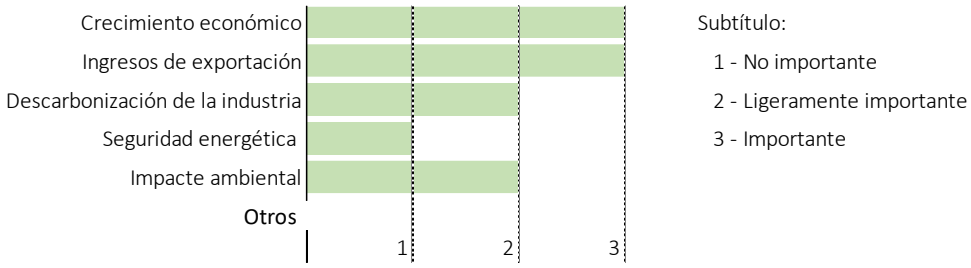


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de incidencia.

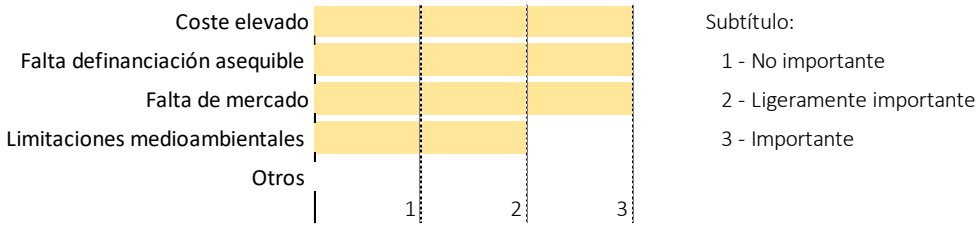


Uruguay

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de impacto.



La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del hidrógeno verde y su grado de incidencia.



3.1.4. REGULACIÓN

En cuanto al marco regulatorio, existe un nivel de desarrollo medio-bajo, destacando los países europeos por su mayor densidad regulatoria, especialmente en lo que se refiere a las características del gas y los sistemas de garantía de origen, tal y como se muestra en la tabla:

	Estado de desarrollo de los instrumentos regulatórios	Nivel de desarrollo
Argentina	Ninguna regulación económica del sector del H2. Normas técnicas sobre la calidad del H2 y sus mezclas. Ausencia de normas de certificación para las garantías de origen.	Bajo
Brasil	No hay regulación económica del sector H2, ni normas técnicas específicas.	Bajo
Costa Rica	Ninguna regulación económica del sector del H2. Normas técnicas sobre la calidad del H2 y sus mezclas. Ausencia de normas de certificación para las garantías de origen.	Bajo
Cuba	No hay regulación económica del sector H2, ni normas técnicas específicas.	Bajo
El Salvador	No hay regulación económica del sector H2, ni normas técnicas específicas.	Bajo
España	No existe un modelo reglamentario, ya que aún se está estudiando la transposición de la normativa europea a la legislación nacional. Con designación provisional del gestor de la infraestructura de hidrógeno. Con normas técnicas sobre características del H2, mezclas y garantías de origen.	Medio
Panamá	No hay regulación económica del sector H2, ni normas técnicas específicas.	Bajo
Perú	No hay regulación económica del sector H2, ni normas técnicas específicas.	Bajo
Portugal	No existe un modelo reglamentario, ya que aún se está estudiando la transposición de la normativa europea a la legislación nacional. Sin designación provisional del gestor de la infraestructura de hidrógeno. Con normas técnicas sobre características del H2, mezclas y garantías de origen.	Medio
República Dominicana	Ninguna regulación económica del sector del H2. Normas técnicas sobre la calidad del H2 y sus mezclas. Ausencia de normas de certificación para las garantías de origen.	Bajo
Uruguay	Ninguna regulación económica del sector del H2. Dispone de normas técnicas sobre la calidad del H2 y sus mezclas, de carácter voluntario. Se están elaborando las normas para certificar las garantías de origen.	Bajo

La información sobre cada país resultante de los cuestionarios se detalla a continuación.

Argentina

Dados los usos y el estado de desarrollo de los proyectos de hidrógeno que aún se están probando, no existe ni infraestructura energética ni regulación en este sector. Hay proyectos en desarrollo para el transporte y la mezcla de H2 con gas natural, utilizando la infraestructura existente. Si los proyectos de mezcla llegaran a materializarse, las normas aplicables serían las mismas que las del gas natural.

En cuanto a las especificaciones técnicas de calidad del H2, se aplicarán las normas técnicas internacionales; no existen normas internas o locales al respecto.

En cuanto a la normativa sobre garantías de origen, Argentina es uno de los 14 países que integran CertHiLAC: Sistema de certificación de hidrógeno limpio para América Latina y el Caribe[24], de naturaleza voluntária.

CertHiLAC apoyará la armonización de los sistemas locales de certificación y proporcionará herramientas para que los países definan las normas y reglamentos que debe cumplir el hidrógeno limpio y de bajas emisiones. Para su implementación, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) ha elaborado la «Guía para la Implementación de un Sistema de Certificación de Hidrógeno para América Latina y el Caribe»[25].

Brasil

A pesar de las bases legislativas sentadas con la Ley nº 14.948, que ya contiene normas sobre incentivos fiscales, certificación de proyectos, entre otras, aún no existe en Brasil una regulación técnica o económica de este sector.

Costa Rica

Costa Rica ha venido dando pasos en áreas importantes como la estandarización de reglamentos técnicos internacionales, sensibilización de la sociedad, capacitación y desarrollo de capacidades técnicas y profesionales, alianzas estratégicas con organismos internacionales en países donde el desarrollo de esta tecnología está más avanzado.

[24] Mas informaciones en https://blogs.iadb.org/energia/es/certhilac-sistema-de-certificacion-de-hidrogeno-limpio-para-america-latina-y-el-caribe/.
[25] Disponible en https://publications.iadb.org/en/guide-implementation-hydrogen-certification-system-latin-america-and-caribbean.

Sin embargo, actualmente el país no cuenta con infraestructura para la producción, transporte y almacenamiento de hidrógeno verde[26]. Como ya se ha mencionado, existen unidades de producción en fase de proyecto piloto. Dada su naturaleza, estos proyectos no operan como un servicio público sujeto a regulación tarifaria, por lo que no existen metodologías de acceso, tarifas o similares.

Uno de los principales retos es precisamente la planificación y construcción de toda la infraestructura necesaria, principalmente para su uso en el transporte de cargas pesadas y pasajeros mediante vehículos eléctricos de pila de combustible (PEM).

En cuanto a las normas técnicas de calidad del hidrógeno, está en vigor la norma técnica INTE/ISO 14687:2020 Calidad del hidrógeno para aplicaciones energéticas. Requisitos.

Este documento especifica las características mínimas de calidad del hidrógeno y/o sus mezclas que se distribuyen para su uso en aplicaciones vehiculares y estacionarias. Abarca las aplicaciones del hidrógeno y/o sus mezclas. Sin embargo, por el momento, el documento sigue siendo un documento de referencia de aplicación voluntaria y no obligatoria.

Por el momento, Costa Rica no cuenta con la normativa técnica necesaria para certificar la calidad y seguridad de todos los procesos de producción, almacenamiento y distribución del hidrógeno como vector energético. Sin embargo, es importante agregar que, ante la inminente incursión en la economía verde del hidrógeno (H2V), Costa Rica debería, en un futuro cercano, sumarse al bloque de países de América Latina y el Caribe que han establecido regulaciones para certificar el origen del H2V producido en la región.

Cuba

Dada la naturaleza de la producción de hidrógeno en Cuba, no existe regulación alguna de esta actividad.

El Salvador

[26] El consumo de hidrógeno gris es casi inexistente.

En El Salvador no existen normas sobre cómo acceder ni sobre las especificaciones técnicas de la calidad del hidrógeno o las garantías de origen. Tampoco existen operadores u organizaciones designadas para operar el sistema y la infraestructura.

España

No existen modelos reguladores, ya que aún se está estudiando la transposición de la normativa europea a la legislación nacional. El gestor de la red de transporte de gas natural, ENAGÁS, ha sido designado provisionalmente gestor de la infraestructura del hidrógeno.

Las normas sobre garantías de origen están recogidas en el Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión Europea relativo a la producción de combustibles líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico (RFNBO).

En cuanto a la integración de vectores energéticos, la normativa vigente permite la inyección en la red de gas de una concentración de *blending* de hasta el 5% en volumen de hidrógeno procedente de fuentes no convencionales.

Panamá

En el momento de redactar este informe, Panamá aún no dispone de una normativa específica para el sector del hidrógeno verde.

Perú

Dados los usos y el estado de desarrollo de los proyectos de hidrógeno en Perú, aún no existe infraestructura energética ni regulación para este sector.

Portugal

No existe una red de servicio público dedicada al transporte o la distribución de hidrógeno y, por tanto, no hay una regulación de esta actividad comparable a la del gas natural o la electricidad.

Pero sí hay apoyo al desarrollo del hidrógeno y de otros gases renovables. Como se menciona más adelante, Portugal ya ha aprobado un mecanismo de apoyo a la

producción de hidrógeno, que se definió en la Orden Ministerial 15/2023 de 4 de enero.[27] y lanzada por la Orden nº 5971-A/2024, de 27 de mayo.

Se trata de un procedimiento competitivo, en forma de subasta electrónica, para la adquisición centralizada de biometano e hidrógeno producidos por electrólisis a partir de agua, utilizando electricidad procedente de fuentes de energía renovables, por parte del suministrador mayorista de último recurso (Transgás, S.A.). La Orden Ministerial 15/2023 estableció las cantidades y precios máximos. Para la compra de hidrógeno se estableció un volumen máximo de 120 GWh/año (basado en el poder calorífico superior del PCS), siendo el precio máximo a pagar por el suministrador mayorista de último recurso de 127 (euros)/MWh. Los contratos tendrán una validez de 10 años. Los costes de compra serán cubiertos por un fondo gubernamental, el Fondo de Medio Ambiente, sin impacto en las tarifas de acceso a la red de gas. El resultado de la subasta se anunció el 17 de octubre de 2024[28].

En cuanto a la inyección de gases renovables, incluido el hidrógeno verde, en la red de gas natural, es posible y están en vigor a nivel reglamentario todos los elementos que permiten su producción e inyección en la red de gas para el suministro a los clientes finales.

En materia de relaciones comerciales, acceso a las redes y aprobación de tarifas de uso de la red de gas, la autoridad competente es ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. La Dirección General de Energía y Geología es responsable de las cuestiones técnicas, incluida la autorización de instalaciones y las cuestiones técnicas de calidad y seguridad.

En cuanto a los límites de incorporación de gases renovables a la red de transporte de gas, el Reglamento de la Red de Transporte de Gas, aprobado por la Orden nº 806-C/2022, de 19 de enero[29], estableció la cuota máxima de incorporación de otros gases en un 5 % en volumen para 2025 y entre un 10 % y un 15 % en volumen para 2030.

[27] Disponible https://files.dre.pt/1s/2023/01/00300/0003400036.pdf.
[28] https://www.omip.pt/sites/default/files/inline-files/Ata%204%20-%20J%C3%BAri_signed3.pdf.
[29] Aprobado por la Direção-Geral de Energia e Geologia, disponible en https://files.diariodarepublica.pt/2s/2022/01/013000002/0005900110.pdf.

Por su parte, el Reglamento de la Red Nacional de Distribución de Gas, aprobado por Orden nº 806-B/2022[30], El artículo 10 permite la explotación de redes con un 100% de gas natural o un 100% de gases de origen renovable o bajo en carbono, como las redes de biometano o hidrógeno. Para las redes que incorporen mezclas, se permite una cuota máxima de contenido de hidrógeno de hasta el 20% en volumen. Podrán admitirse otras mezclas, siempre que respeten al menos los límites fijados para el índice de Wobbe.

Esta normativa, junto con el Reglamento de Calidad de Servicio[31] aprobadas por ERSE, establecen las características técnicas del gas que puede inyectarse y distribuirse en las redes de gas.

Las características del gas aplicables a las entregas desde los puntos de producción de gas deben cumplir también lo siguiente

a) Los gases renovables o con bajas emisiones de carbono deben cumplir las normas ISO 16726 e ISO 16723-1;

b) El hidrógeno deberá cumplir la norma ISO 14687.

Las características del hidrógeno para su inyección en las redes de gas son las siguientes:

Propriedade	Unidade	Mínimo	Máximo
H_2	% mol	98	-
H_2O, O_2, N_2 e Ar (em conjunto)	% mol	-	1,9
H_2O (ponto de orvalho)	°C à pressão máxima de operação	-	-8

Garantías de origen

En cuanto a las garantías de origen, la legislación nacional prevé la certificación de los siguientes tipos de energía

- Energía eléctrica producida a partir de fuentes de energía renovables;

[30] Aprobado por la Direção-Geral de Energia e Geologia, disponible en https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/despacho/806-b-2022-177875746.
[31] Aprobado por ERSE mediante el Reglamento nº 826/2023, de 28 de julio.

- Energía para calefacción y refrigeración producida a partir de fuentes de energía renovables;
- Electricidad producida en centrales de cogeneración en régimen de eficiencia o alta eficiencia;
- Gases de origen renovable y bajo contenido en carbono.

La legislación más relevante en materia de garantías de origen está constituida por el Decreto-Ley nº 84/2022, de 9 de diciembre, por el que se establecen los objetivos de consumo de energía procedente de fuentes renovables y los mecanismos de emisión de Garantías de Origen, el Decreto-Ley nº 15/2022, de 14 de enero, por el que se establece la organización y funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional y el Decreto-Ley nº 141/2010, de 31 de diciembre, en su redacción actual, por el que se establece el mecanismo de garantías de origen para la electricidad, o la energía para calefacción o refrigeración, producida a partir de fuentes de energía renovables.

REN - Rede Eléctrica Nacional S.A. es la Entidad Emisora de Garantías de Origen (EEGO)[32], para gases de origen renovable (hidrógeno y biometano) y electricidad. La emisión de estos certificados comenzó en julio de 2024 para los gases de origen renovable (hidrógeno y biometano) inyectados en las infraestructuras de servicio público de gas, y la certificación de la energía autoconsumida está prevista para octubre de 2024. A finales de año, el sistema EEGO deberá estar conectado al sistema AIB, lo que permitirá el inicio de las operaciones internacionales de Garantía de Origen para los gases de origen renovable. Para 2025, está previsto comenzar a emitir Garantías de Origen para gases no renovables y de baja emisión de carbono, así como iniciar subastas de Garantías de Origen para gases de origen renovable.

Además, como miembro integrante de la Unión Europea, se aplican a Portugal las normas comunes para los mercados interiores de gas renovable, gas natural e hidrógeno, aprobadas por la Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio.[33] y el Reglamento (UE) 2024/1789 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13

[32] Mas informaciones en https://eego.ren.pt/EEGO/LandingPage.
[33] Disponible en https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401788..

de junio de 2024, relativo a los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno[34]. El objetivo de estos textos legislativos europeos es facilitar la penetración del gas renovable, el gas con bajas emisiones de carbono y el hidrógeno en el sistema energético, haciendo posible el abandono del gas fósil, con el fin de alcanzar los objetivos climáticos de la Unión para 2030 y la neutralidad climática para 2050 en toda la UE.

República Dominicana

Por el momento, en el país no existe una normativa que regule el almacenamiento, transporte o distribución del hidrógeno, por lo que las empresas utilizan estándares internacionales para la gestión del hidrógeno, y lo mismo ocurre con las normas técnicas sobre la calidad del hidrógeno comercializado en el país.

Cabe señalar que la República Dominicana es uno de los países[35] que integra o CertHiLAC: Sistema de Certificação do Hidrogénio Limpo para a América Latina e as Caraíbas [36], de naturaleza voluntaria.

Uruguay

Como el mercado aún no está desarrollado, no hay normas sobre cómo acceder a él ni sobre las especificaciones técnicas de la calidad del hidrógeno o las garantías de origen. Tampoco hay operadores u organizaciones designados para explotar el sistema y la infraestructura.

La certificación del hidrógeno verde o de bajas emisiones está en fase de desarrollo.

[34] Disponible http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1789/oj.
[35] En noviembre de 2023, los Ministerios y Secretarías de Energía de Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Panamá, Paraguay, República Dominicana, Trinidad y Tobago y Uruguay, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo («BID») y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), firmaron la «Declaración Conjunta para la implementación de un sistema de certificación de hidrógeno limpio y/o de bajas emisiones y sus derivados para América Latina y el Caribe».
[36] Mas informaciones en https://blogs.iadb.org/energia/es/certhilac-sistema-de-certificacion-de-hidrogeno-limpio-para-america-latina-y-el-caribe/.

3.2. BIOGASES

3.2.1. POLÍTICAS

El sector del biogás tiene un panorama de políticas públicas menos desarrollado en la mayoría de los países encuestados, con algunas excepciones que se detallan en la siguiente tabla:

	Políticas y estrategia para el biogás	Nivel de desarrollo
Argentina	Sin líneas políticas definidas.	Bajo
Brasil	Con líneas políticas y normativas.	Alto
Costa Rica	Definidas las líneas políticas, aprobado el plan de acción.	Medio
Cuba	Con líneas políticas y normativas en desarrollo.	Medio
El Salvador	Con líneas políticas definidas y reglamentos en desarrollo.	Medio
España	Con líneas políticas definidas y un plan de acción aprobado.	Alto
Panamá	Con líneas políticas definidas y un plan de acción aprobado.	Medio
Perú	Con líneas políticas definidas y un plan de acción aprobado.	Medio alto
Portugal	Con líneas políticas definidas, un plan de acción aprobado e incentivos específicos.	Alto
República Dominicana	Sin líneas políticas definidas.	Bajo
Uruguay	Sin líneas políticas definidas.	Bajo

A continuación, se describen las políticas adoptadas por cada país para este sector.

Argentina

Argentina no ha aprobado una estrategia o política específica para el desarrollo de biogases, aunque es un país productor de biometano. Este asunto es gestionado por el Departamento de Bioenergía de la Secretaría de Agricultura, Ganadería y Pesca, dependiente del Ministerio de Economía.

Brasil

En lo que respecta al sector del biogás, el principal marco regulatorio a identificar es la Ordenanza Normativa 19/GM/MME de 2021, cuyo principal objetivo es estimular los

proyectos de gasoductos en el sector del petróleo, gas natural y biocombustibles y las infraestructuras de producción y procesamiento de gas natural, incluyendo los proyectos relacionados con la producción de biometano. Específicamente en relación con el biometano, este decreto incluye los proyectos de producción de este gas renovable en el Régimen Especial de Incentivo al Desarrollo de Infraestructuras (REIDI), lo que se traduce en la concesión de beneficios fiscales para este tipo de proyectos.

Además, el Congreso Federal de Brasil aprobó la Ley nº 14.993, de 08/10/2024, uno de cuyos principales objetivos es crear incentivos para la inyección de biometano en la red mediante la creación del Programa Nacional de Descarbonización de Productores e Importadores de Gas Natural e Incentivos al Biometano, así como otros incentivos para la movilidad sostenible y la captura de dióxido de carbono. En particular, el Programa Nacional de Descarbonización de Productores e Importadores de Gas Natural y de Incentivo al Biometano pretende promover la investigación, la producción, la comercialización y el uso de biometano y biogás en la matriz energética brasileña con el objetivo de descarbonizar el sector del gas natural. Para ello, el proyecto de ley propone establecer una meta anual de reducción de emisiones de GEI en el mercado de gas natural que se cumplirá mediante el uso de biometano en el consumo de gas natural, con una reducción inicial del 1% de las emisiones en enero de 2026, que podría aumentar hasta una reducción del 10%.

En términos institucionales, el Ministerio de Minas y Energía del Gobierno Federal, la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles y la Asociación Brasileña de Biogás son los encargados de aplicar estas políticas para el sector del biogás.

Costa Rica

La Estrategia Nacional de Bioenergía[37] de Costa Rica fue aprobada en 2017. Hasta ahora, según la estrategia, el desarrollo del biogás se ha centrado en el autoconsumo, principalmente en zonas rurales, para el aprovechamiento de residuos agrícolas o

[37] Disponible en https://minae.go.cr/organizacion/vicegestionestrategica/SEPLASA/Documentos/Estrategia-Nacional-de-Bioenergi%C2%B4a.pdf.

efluentes líquidos de agroindustrias con alta carga orgánica para producir calor, o para la producción de electricidad en rellenos sanitarios.

El plan de acción incluye priorizar las cadenas bioenergéticas más maduras, integradas y multiuso, considerando a la iniciativa privada como actor principal, ya que la bioenergía está inmersa en la cadena productiva privada. El Estado busca apoyar la articulación de actores e instituciones para reducir posibles resistencias y promover incentivos a la inversión, reduciendo riesgos y mejorando el atractivo de los proyectos al reconocer sus externalidades, evitando contextos que generen dependencia crónica de subsidios.

En cuanto a la producción de biogás en el país, ya se han desarrollado varios proyectos estatales o privados de autoconsumo con apoyo estatal, por lo que está más que claro que actualmente una empresa o incluso una institución puede producir y almacenar biogás, a continuación, se presentan algunos ejemplos:

- Programa Biogás;
- Aprovechamiento de biogás a través de la producción y exportación de electricidad en la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Los Tajos, AyA.

Figura 21 – Proyecto Los Tajos, AyA, Costa Rica

Recientemente, el Ministerio de Medio Ambiente presentó una propuesta de «Reglamento para la regulación del almacenamiento y transporte de biogás y biometano», pero aún se está debatiendo.

Los organismos públicos responsables del desarrollo y la gestión del biogás y los gases renovables son el Ministerio de Medio Ambiente y Energía, el Ministerio de Economía, Industria y Comercio y el Ministerio de Agricultura y Ganadería.

Cuba

En cuanto a las políticas públicas para el desarrollo del sector del gas renovable en Cuba, la principal pieza legislativa es el Decreto Ley 345, publicado en la Gaceta Oficial Ordinaria Cubana No. 95 el 28 de noviembre de 2019, que establece políticas para el uso de fuentes renovables de energía, entre ellas el biogás. Recientemente, también se presentó una propuesta de acciones para acelerar el desarrollo del sector del biogás en Cuba en julio de 2024 (hasta donde sabemos, esta propuesta aún no ha sido aprobada).

En cuanto a la supervisión gubernamental, el desarrollo del sector del biogás en Cuba es competencia de los Ministerios de Energía y Minas, Agricultura, Educación Superior y Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente. El Movimiento de Usuarios de Biogás CUBASOLAR (ONG) también participa en este proceso.

El Salvador

La Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minería es la encargada de formular, adoptar, controlar y evaluar las políticas, estrategias y planes del sector energético. Por ello, el desarrollo del mercado del biogás en el país dependerá de las directrices que dicte este organismo.

La Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Producción de Electricidad prevé incentivos para el desarrollo de proyectos de producción de electricidad a partir de recursos renovables, entre los que se encuentra el biogás como fuente. El organismo certificador de estos proyectos es la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), y el encargado de calificar la aplicación de los beneficios es el Ministerio de Hacienda.

El Salvador ha publicado su Política Energética El Salvador 2020-2050 (PEN2050) [38], la cual se encuentra en proceso de revisión con el objetivo de reformular la Política Energética Nacional de Largo Plazo para El Salvador 2024-2054.

La PEN2050 hace referencia en su eje estratégico sobre abastecimiento energético sostenible al objetivo de incrementar el uso del biogás como recurso energético para la cocción de alimentos o la producción de calor, especialmente en las zonas más pobres del país, para lo cual se está formulando un programa de promoción del biogás. Además, una de las principales actividades es crear las condiciones reglamentarias, de mercado y de incentivos que favorezcan el uso del biogás. En el ámbito de la seguridad e integración energética, el objetivo es minimizar la vulnerabilidad energética del país y reducir la dependencia del petróleo, evaluando la relación beneficio/coste de incorporar el biogás a la matriz energética nacional en sustitución de los derivados del petróleo.

España

En España, el organismo gubernamental responsable de la política de biogás -el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico- promovió la adopción, en marzo de 2022, de la Hoja de Ruta del Biogás, que agrupa 45 medidas establecidas en cinco áreas estratégicas, con la intención de abordar los retos a los que se enfrenta el sector para impulsar la aplicación del biogás, al tiempo que se buscan sinergias y apoyos en otras políticas nacionales.

Para 2030, se ha fijado un objetivo nacional de producción de biogás de al menos 10,41 TWh al año, lo que representa multiplicar por 3,8 la producción de 2020. En el sector del transporte, el biogás y el biometano ayudarán a España a alcanzar los objetivos fijados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 de un 28% de energías renovables.

Panamá

[38] https://www.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2021/12/PEN2050.pdf

Para el desarrollo del sector del biogás en Panamá, es importante destacar la Ley 47/2015, de 24 de enero, que establece las líneas maestras para una política nacional de biocombustibles y electricidad a partir de biomasa en Panamá. Esta ley busca promover e incentivar el desarrollo de la producción y uso de biocombustibles y la producción y/o cogeneración de electricidad a partir de biomasa en el territorio nacional, en cuanto al uso de bioetanol anhidro y el porcentaje a mezclar en la gasolina, el uso de biodiésel como combustible y como aditivo y el uso de biogás como combustible o como aditivo en mezcla con hidrocarburos. La adopción de fuentes de biogás se considera un factor que contribuye a la mejora medioambiental del país y a la protección de la salud y la vida humanas, además de impulsar la producción agrícola. También promueve el empleo productivo nacional al fomentar la autosuficiencia energética y promover la inversión local y extranjera.

En términos institucionales, la Secretaría Nacional de Energía del Gobierno de Panamá es la institución responsable de implementar las políticas de desarrollo para el sector del biogás en Panamá.

Perú

En lo que respecta al sector biogás en Perú, los principales hitos legislativos son la Ley Nº 28.054, publicada el 8 de agosto de 2003 («Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles»), y el Decreto Supremo Nº 013-2005-EM, publicado el 31 de marzo de 2005 («Reglamento de la Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles»).

La Ley establece el marco general para promover el desarrollo del mercado de biocombustibles basado en la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica, con la finalidad de diversificar el mercado de combustibles, promover el desarrollo agropecuario y agroindustrial, generar empleo y reducir la contaminación ambiental.

Los principales objetivos de esta ley son:

- Desarrollar y fortalecer la estructura científico-tecnológica orientada a generar la investigación necesaria para el aprovechamiento de los biocombustibles;

- Promover la formación de recursos humanos altamente especializados en el campo de los biocombustibles, incluyendo la implementación de programas de desarrollo y la promoción de empresas de innovación tecnológica;
- Fomentar la aplicación de tecnologías, el desarrollo de proyectos experimentales y la transferencia de tecnología adquirida, que permitan la obtención de biocombustibles a partir de todos los productos agrícolas, agroindustriales o sus residuos;
- Fomentar la participación privada en la producción de biocarburantes;
- Fomentar la comercialización de biocarburantes para su uso en todos los sectores de la economía, como biocarburantes puros o mezclados con otros combustibles;
- Promover la producción de biocombustibles en la selva, como parte de un programa de desarrollo alternativo sostenible.

El reglamento promueve las inversiones para la producción y comercialización de biocombustibles, difundiendo las ventajas económicas, sociales y ambientales de su uso, y establece los requisitos técnicos de seguridad para su producción y distribución.

En términos institucionales, el Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Agricultura, la Agencia de Promoción de la Inversión (Proinversión) y los gobiernos municipales son los responsables de implementar estas políticas en relación con el sector de los biocombustibles.

Portugal

Con el fin de promover el aumento del uso de gases renovables en el proceso de descarbonización del país, con especial atención a la industria y el sector del transporte, al tiempo que promueve la economía circular y la recuperación de residuos, Portugal ha incluido una reforma dedicada a promover la producción y el consumo de biometano sostenible, creando las condiciones necesarias para el desarrollo de una economía del

biometano en Portugal. El Plan de Acción del Biometano 20242040 (PAB) [39] fue aprobado por Resolución del Consejo de Ministros 41/2024 de 15 de marzo.

La estrategia prevé dos fases con horizontes temporales diferentes: una primera fase destinada a crear un mercado de biometano en Portugal (2024-2026), y una segunda fase destinada a reforzar y consolidar este mercado (2026-2040). También está previsto un eje transversal (2024-2040) para garantizar la sostenibilidad social y medioambiental.

El plan tiene siete prioridades y 20 líneas de actuación:

1. Acelerar el desarrollo de la producción de biometano;
2. Crear un marco normativo adecuado;
3. Aumentar la producción de biometano en Portugal;
4. Desarrollar y crear cadenas de valor a nivel regional;
5. Reforzar y promover la investigación y la innovación;
6. Garantizar la sostenibilidad del sector del biometano;
7. Estimular y reforzar las sinergias entre los actores de la cadena de valor.

El Plan de Acción estima que el potencial de implantación del biometano procedente de la digestión anaerobia[40] de materias primas residuales en los sectores estratégicos (residuos urbanos, aguas residuales, agricultura, ganadería y agroindustria) alcanzará alrededor de 2,7 TWh en 2030, lo que permitirá sustituir hasta el 9,1 % del consumo de gas natural previsto para ese mismo año.

También se estima que en 2040 la digestión anaerobia producirá 3,1 TWh, con la posibilidad, mediante el uso de nuevas tecnologías como la gasificación y la conversión de energía en metano, de escalar la producción hasta 5,6 TWh y alcanzar valores de

[39] Disponible en https://files.diariodarepublica.pt/1s/2024/03/05400/0003000080.pdf.
[40] «Digestión anaerobia": proceso biológico de mineralización de la materia orgánica en ausencia de oxígeno. Se trata de un proceso utilizado en el tratamiento de efluentes líquidos que contienen una alta concentración de materia orgánica biodegradable, en el tratamiento de lodos en plantas de tratamiento de aguas residuales, en el tratamiento de materiales residuales en la industria de sacrificio de animales y en la industria agroalimentaria, en el tratamiento de lodos en la actividad agrícola, fracción biodegradable de residuos urbanos, biorresiduos.

sustitución del gas natural de hasta el 18,6%, considerando el consumo previsto en la Red Pública de Gas (RPG) en 2030.

Figura 22 - Beneficios medioambientales y económicos del biometano para el PAB

Benefício	2030	2040
Potencial de implementação de biometano (TWh)	2,72	5,57
Redução do consumo de gás natural (referente ao consumo previsto para 2030) (*)	9,1 %	18,6 %
Redução de custos de importação de gás natural (M€)	136	279
Emissões evitadas ($MtCO_{2-eq}$)	0,56	1,14
Redução de custos em emissões CO_2 (M€)	44,5	91,2

(*) 30 TWh no cenário WAM 1 da DGEG. Fonte: Modelo JANUS, DGEG.

Los órganos gubernamentales competentes en la materia son el Ministerio de Medio Ambiente y Energía (Decreto-Ley nº 32/2024, de 10 de mayo), la DGEG - Dirección General de Energía y Geología y la Autoridad Reguladora de los Servicios Energéticos (ERSE), a efectos de la utilización del biometano en las redes de transporte y distribución de gas. El Laboratorio Nacional de Energía y Geología (Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P.) es la entidad designada para evaluar la aplicación del PAB.

República Dominicana

La República Dominicana no ha aprobado una estrategia o política específica para el desarrollo de los biogases. El Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes y la Comisión Nacional de Energía son los encargados de gestionar esta cuestión.

Uruguay

Uruguay no ha aprobado una estrategia o política específica para el desarrollo de biogases, aunque está desarrollando un proyecto para transformar en energía los residuos generados en las actividades agropecuarias.

3.2.2. INFRAESTRUCTURAS

En cuanto a las infraestructuras de producción de biogás, se observa que existe cierta producción de biogás en todos los países encuestados, con diferentes niveles de desarrollo, tal y como se detalla en la siguiente tabla:

	Tipo de infraestructura de biogás	Nivel de desarrollo
Argentina	Producción de biometano	Medio
Brasil	Producción de biometano	Alto
Costa Rica	Producción de biometano	Bajo
Cuba	Producción de biogas	Bajo
El Salvador	Producción de biogas	Alto
España	Producción de biometano	Alto
Panamá	Producción de biometano	Bajo
Perú	Producción de biogas	Medio
Portugal	Producción de biometano	Medio
República Dominicana	Producción de biogas	Bajo
Uruguay	Producción de biometano	Medio

A continuación, se describen las infraestructuras y condiciones de producción identificadas en cada uno de los países encuestados.

Argentina

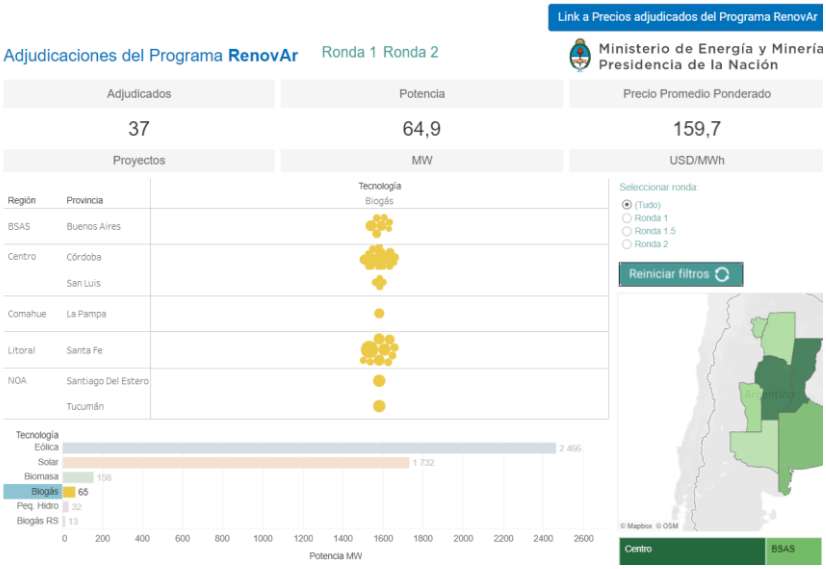
Argentina es productora de biometano. Los métodos de producción utilizados son en digestor anaerobio con agitación; en digestor de laguna cubierta (sin agitación) y captura del biogás producido en vertederos. Se utilizan residuos agrícolas, ganaderos, industriales y municipales. Dependiendo del sustrato, el biometano tiene un contenido de metano (CH4) del 55-60%.

También hay proyectos piloto de biometano para su inyección en la red de gas natural: la cantidad 3 (aprox. 10.000 m3/d de biometano) está aún en fase de diseño (no operativa).

Además, existe un programa público de ayudas que permite el acceso a la red eléctrica de la electricidad generada por biogás de acuerdo con el programa RenovAR.[41].

[41] Mas informaciones en http://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar.

Figura 23 – Proyjectos RenovAR de biogás



Las condiciones de acceso a la red de gas natural por parte de los productores de biometano (GNR) están establecidas en el marco reglamentario (Ley nº 24 076 y Normas Técnicas del Código NAG).[42]

La producción de biogás se destina esencialmente a la producción de electricidad y al consumo industrial.

No existe un precio para el biogás refinado en biometano para ser inyectado en la red de gas natural (un posible precio de mercado estimado es de unos 20 USD/MMBTU). Existe un precio definido para la electricidad renovable producida a partir de biogás (140 USD/kWh).

Brasil

En términos de producción, Brasil cuenta actualmente con 7 unidades de producción de biometano, excluyendo la producción para autoconsumo y generación de electricidad. Dos de estas plantas están en el estado de Río de Janeiro, que representa la mayor parte de la producción de biometano en Brasil, mientras que el estado de São Paulo tiene

[42] Mas informaciones en https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/normas-tecnicas-items.php?grupo=1 e https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/normas-tecnicas-items.php?grupo=2.

cuatro plantas más y una está en el estado de Ceará. Este biometano se produce mediante digestión anaerobia y Brasil tiene una capacidad total instalada de producción de biometano de 547.480m3/día. Los dos estados del sudeste de Brasil identificados contribuyen con el 65% de esta capacidad y Ceará, en el noreste de Brasil, contribuye con el 35%. En cuanto a los usos, este biometano se destina a la generación de electricidad, el consumo industrial, el consumo doméstico y el combustible para el transporte.

Costa Rica

La principal fuente de producción de biogás en Costa Rica proviene de la biodigestión de materia orgánica (anaerobia), pero con fines de autoconsumo, por lo que actualmente no se depura hasta calidades comerciales de biometano.

En el momento de contestar el cuestionario, no disponían de datos sobre la producción existente. Se ha preguntado a la Asociación Nacional de Biogás.

Actualmente no existe autorización de comercialización de biogás, por lo que no se han establecido precios de referencia.

Cuba

En cuanto a la producción de biogás, se estima que en Cuba existen alrededor de 3.200 biodigestores para la producción de biogás en contextos industriales y agrícolas. En cuanto al volumen de producción, se estima en unos 615.600m3 anuales, de los cuales el 63% corresponde a la producción agrícola. Según datos de la Dirección de Energía del Ministerio de la Agricultura, este biogás está compuesto por $CH_4 \geq 55\%$ y se produce mediante digestión anaeróbica. Además de esta producción, también está prevista una planta de producción de biogás industrial de 64KWh para producir $CH_4 \geq 70\%$ de biogás y generar electricidad conectada a la red.

En cuanto a los usos, el biogás producido en Cuba se destina actualmente a la generación de electricidad, al consumo industrial y al consumo doméstico. Sin embargo, este biogás no se comercializa.

El Salvador

El Salvador cuenta con plantas de producción de biogás por digestión anaerobia (digestores anaerobios), que se utilizan para producir electricidad, para consumo industrial y doméstico. No se utiliza para producir biometano.

La siguiente tabla enumera los proyectos de producción de biogás en el país.

Escala	Nome	Finalidade	Capacidade (kW)	Capacidade (m3)	Matéria Prima	Financiamento
Piloto	I.N. Dr. Francisco Martinez Suarez	Cozedura de alimentos		55	Resíduos de animais de criação	República de China (Taiwán)
Artesanal	ACASA	Cozedura de alimentos/ biodigestor artesanal			Resíduos orgânicos da comunidade	Fondo de Iniciativa para las Américas
Industrial	Industrias La Constancia	Produção de calor - consumo industrial	12,5	700	Águas residuais da indústria cervejeira	Privado
Industrial	"AGROCAMPESTRE" – AGROCAMPESTRE, S.A. DE C.V.	Produção de energía elétrica	850[43]	10 535	Pollinaza Guano Lamas DAF Água DAF Resíduos orgânicos de vaca Resíduos de restaurantes	Privado. PPA com empresa distribuidora EEO, S.A. de C.V. por um período de 15 anos
Industrial	"Biodigestor Industrial" – AGRÍCOLA GANADERA ONZA, S.A. DE C.V.	Produção de energía elétrica	410[44]	2 200	Resíduos orgânicos de gado	Privado. PPA com empresa distribuidora EEO, S.A. de C.V. por um período de 15 anos
Industrial	AGROSANIA - AGROSANIA, S.A. DE C.V.	Produção de energía elétrica	150	1 200	Resíduos orgânicos de suínos provenientes da exploração suinícola	Privado. PPA com empresa distribuidora DEUSEM, S.A. de C.V. por um período de 15 anos

[43] La capacidad de generación del equipo instalado es de 850 kW, no obstante, para dar cumplimiento al PPA esta se ha restringido a 700 kW.
[44] La capacidad de generación del equipo instalado es de 410 kW, no obstante, para dar cumplimiento al PPA esta se ha restringido a 300 kW.

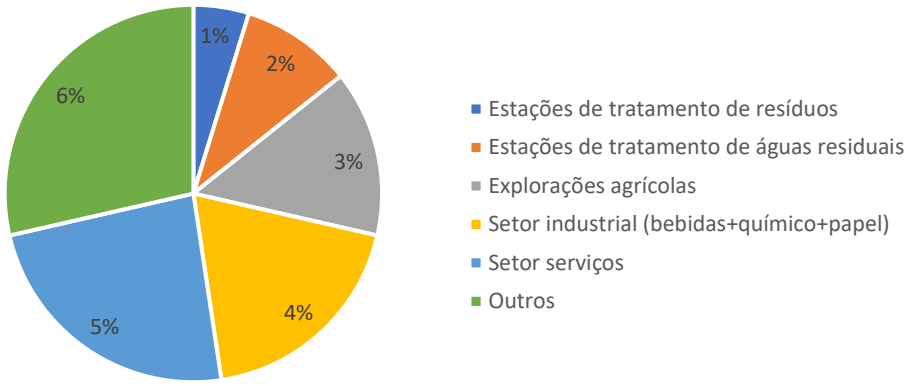
Escala	Nome	Finalidade	Capacidade (kW)	Capacidade (m3)	Matéria Prima	Financiamento
					Agrosania e águas residuais da fábrica de produtos lácteos San Julián	
Industrial	RENIG – RENIG, S.A. DE C.V.	Produção de energía elétrica	850	5 125	Estrume de aves	Privado. PPA com empresa distribuidora DELSUR, S.A. de C.V. por um período de 15 anos
Pequeña	Granja San José (Los hermanos Jovel)	Produção de energía elétrica	53	2 500	Resíduos orgânicos de suínos	Financiado pela Alianza en Energía y Ambiente para Centroamérica
Industrial	AES Nejapa	Produção de energía elétrica	6 300	1 260 ton/dia	Lixo municipal	Privado. PPA com empresa distribuidora CAESS, S.A. de C.V.
Piloto	Granja Miralvalle	Produção de energía elétrica	14	220	Resíduos orgânicos de gado bovino	Financiado pelo governo da Finlândia e pela Alianza en Energía y Ambiente para Centroamérica
Piloto	Beneficio de Atapasco	Produção de energía elétrica	16	170	Águas residuais indústria de café	Privado
Pequeña	Granja El Progreso	Produção de energía elétrica		4 300	Estrume de suínos e de aves.	Privado
En diseño	Planta de Biogás Río Acelhuate	Produção de energía elétrica	2 850	ND	Águas negras e contaminadas provenientes da área metropolitana de San Salvador	Apoio do Fundo Saudita para o Desenvolvimento.

España

En España, el biometano y el biogás se producen a partir de la digestión anaerobia. Hay 146 plantas de biogás en funcionamiento, 130 de las cuales declaran producir alrededor de 2,74 TWh en 2020, de los cuales 2,45 TWh se consumen en plantas de producción de electricidad (cogeneración y no cogeneración), 0,16 TWh son calor, y el resto (2,29 TWh) producción de electricidad (comprobación).

Según la Figura 24, de las 130 instalaciones mencionadas, 46 están asociadas a plantas de tratamiento de residuos (29 son para la gestión de residuos urbanos), 34 a plantas de tratamiento de aguas residuales (para el tratamiento de lodos generados en plantas depuradoras), 13 al sector agrícola, 3 al sector de fabricación de bebidas, 3 al sector químico, 7 al sector papelero, 1 al sector de la construcción y 13 asociadas a administraciones, comercio y servicios.

Figura 24 . Plantas de producción de biogás y biometano en España



España cuenta actualmente con 9 plantas que producen biometano a partir de la purificación del biogás.

Hay que tener en cuenta que el biogás no puede inyectarse directamente en la red de gas natural (ni en la de transporte ni en la de distribución), sino sólo tras su purificación para obtener biometano.

En España existen instrumentos financieros para impulsar el desarrollo del biogás y el biometano, a saber:

- Programa de incentivos para la concesión de ayudas a proyectos de plantas singulares de biogás. La primera convocatoria se realizó en octubre de 2022 y preveía una dotación de 75 millones de euros;
- Estudios de viabilidad técnica de posibles proyectos de aprovechamiento de biogás para autoconsumo térmico y/o eléctrico. Se conceden subvenciones del 100%, con una dotación prevista de 1,43 millones de euros.

Panamá

En cuanto a las infraestructuras y la producción de biogás en Panamá, es posible identificar la producción de biometano mediante digestión aeróbica en una planta de tratamiento de aguas residuales de Ciudad de Panamá. El biometano así producido se utiliza para generar electricidad en una planta con una capacidad de generación de 5,2 MW. La producción de biometano representa el 18% de la producción de electricidad en esta planta de generación.

Peru

El biogás se produce en Perú mediante digestión anaerobia, y el biometano es su principal producto. Según las estadísticas anuales del COES, la producción de electricidad a partir de biogás tenía una cuota del 0,12% en 2023[45]. Según el Boletín Mensual del COES, en junio de 2024, la producción de electricidad a partir de biogás ascendió a 6,9 GWh.[46]

Algunos de los principales proyectos de biogás existentes son:

[45] https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2023
[46] https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/#

- «Central Térmica de Biomasa Callao": La materia prima procede de residuos sólidos. Capacidad instalada de 2,4 MW [47];
- Central Térmica de Biomasa de Huaycoloro: La materia prima procede de residuos sólidos. Tiene una capacidad de 28.295 MWh anuales, 250 pozos de captación y un gasoducto de 15 kilómetros. [48];
- Hipódromo de Monterrico: Materia prima: estiércol. Con capacidad para producir 150 m³ de biogás para hacer funcionar un grupo electrógeno de 50 KW durante periodos de 4 horas. [49];
- Planta de biogás de San Fernando: Materia prima: estiércol. Con una capacidad de producción de 1.280 m³.[50]

Portugal

La producción anual de biogás para electricidad en Portugal fue de 249 GWh en 2023 y de 238 GWh en agosto de 2024[51], con una capacidad instalada de 93 MW. La producción de biogás representa menos del 5% del total de la energía renovable producida en Portugal, con un total de unos 40 TWh en 2024. [52]

En cuanto a los biocarburantes, en 2023 Portugal produjo 340.774 toneladas de biodiésel e incorporó 409.839 toneladas, lo que le convierte en importador de biodiésel. El biodiésel suministrado directamente al mercado es en su mayoría biodiésel producido a partir de residuos renovables y vendido directamente a las flotas.

En 2022, la contribución de las fuentes de energía renovables al consumo de energía primaria en Portugal fue del 31%, con una contribución de los biocarburantes del 5%. En

[47] https://petramas.com/energia-renovable/
[48] https://petramas.com/energia-renovable/
[49] https://allenperu.com/wp-content/uploads/2022/07/BioGNV-BioGNL-combustibles-renovables-para-una-movilidad-sostenible.pdf
[50] https://www.tereosolutions.com/portfolio/san-fernando/
[51] La Asociación Europea de Biogás (EBA) informa de 0,07 bcm de biogás producido en Portugal en 2021 (100% en 63 plantas de biogás) - Informe Estadístico EBA 2022.
[52] Datos de Direção-Geral de Energia e Geologia, en Estatísticas rápidas, agosto de 2024, https://www.dgeg.gov.pt/media/qdidnmxu/dgeg-arr-2024-08.pdf.

el consumo de energía final (incluida la no energética) fue del 32%, con una contribución de los biocarburantes del 7%.

Según la Asociación Europea de Biogás, Portugal contará con 3 plantas de producción de biometano en 2024 (en Carregado, Frielas y Urjais) [53], lo que lo convierte en uno de los nuevos mercados, junto con España e Irlanda.

Figura 25 – Inversión y capacidad prevista de nuevas plantas de producción de biogás en Europa en 2024

	Investment volume	Foreseen capacity
Denmark	€3.6 billion	9.8 TWh/year
Poland	€3.4 billion	7.8 TWh/year
Italy	€2.4 billion	8.8 TWh/year
The United Kingdom	€2.3 billion	7.6 TWh/year
France	€1.9 billion	4.7 TWh/year
Spain	€1.5 billion	5.7 TWh/year
Netherlands	€1.3 billion	4.5 TWh/year
Norway	€1.1 billion	2.4 TWh/year
Sweden	€0.70 billion	1.5 TWh/year
Germany	€0.70 billion	1.9 TWh/year
Finland	€0.57 billion	1.3 TWh/year
Portugal	€0.34 billion	1.1 TWh/year
Ireland	€0.34 billion	1.4 TWh/year
Belgium	€0.24 billion	0.9 TWh/year
Europe – not further specified	€4.5 billion	8.9 TWh/year
Non - European	€1.5 billion	4.5 TWh/year

Fuente: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2024/07/EBA-Dig-Deep-Webinar_-Biomethane-scale-up-in-figures.pdf.

República Dominicana

La producción de biogás en este país procede de la reutilización de estiércol animal (de vaca, cerdo y pollo) mediante el método de digestión anaerobia. El biogás se utiliza para

[53] Ver em https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2024/07/GIE_EBA_Biomethane-Map-2024.pdf.

producir electricidad y para el consumo industrial.[54] La producción y venta de biogás corre a cargo de los interesados y no existe un precio de referencia o fijo para el biogás.

Se menciona la posibilidad de utilizar biogás en la red de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, pero no hay ningún uso real ni ninguna otra información sobre el acceso a las redes. Si se utilizaran las redes de gas natural, se regularía el acceso a las mismas.

Por el momento, el país no dispone de normas específicas sobre las especificaciones técnicas de la calidad del biogás, ni normas sobre las garantías de origen.

Uruguay

El gobierno uruguayo, más específicamente el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), el Ministerio de Medio Ambiente y el Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca (MGAP), impulsaron la implementación de un proyecto denominado Biovalor[55], cuyo objetivo principal es la producción de biometano a través de la transformación de residuos generados en actividades agropecuarias, agroindustriales y de pequeñas ciudades en energía y/o subproductos, con el fin de desarrollar un modelo sostenible de bajas emisiones (contribuyendo a la reducción de gases de efecto invernadero).

El proyecto Biovalor se desarrolló entre 2014 y 2020 e incluyó 8 proyectos demostrativos de producción de biometano mediante digestión anaerobia, con un coste total de 2,3 USD, estimándose una reducción de 2.150 toneladas deCO2/año.

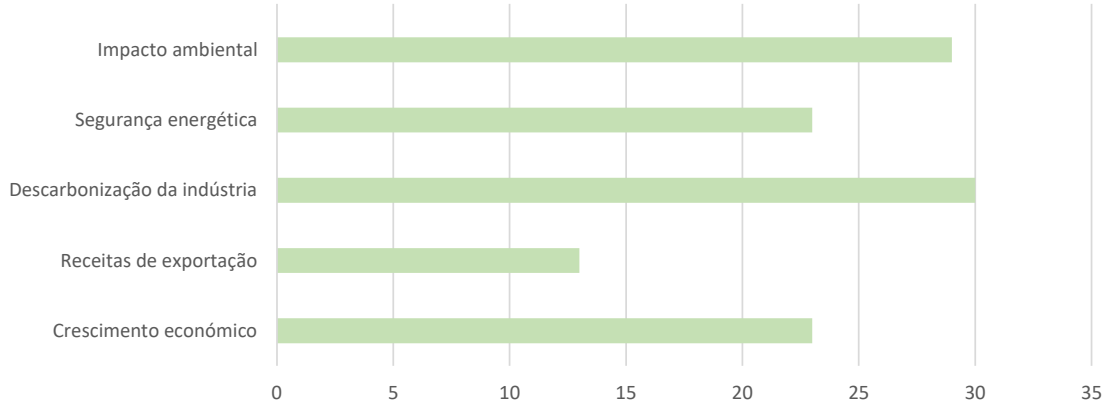
[54] Un ejemplo de este uso es el microdigestor del complejo turístico de Cayo Levantado. El gas obtenido, unos 42.000Nm³/año, se utiliza para alimentar un microgenerador que produce energía térmica y electricidad para consumo propio del resort. Con este microdigestor, los residuos de cocinas y restaurantes, junto con los restos de poda de jardines y zonas verdes, así como los lodos de depuradoras, se transforman de residuos en subproductos que dan lugar a energía y abono de origen renovable, reduciendo su huella de carbono e iniciando un ciclo de economía circular. Más información en https://www.retema.es/actualidad/genia-bioenergy-suministra-un-islote-de-republica-dominicana-un-innovador-microdigestor.

[55] https://biovalor.gub.uy/

3.2.3. FACTORES QUE IMPULSAN Y OBSTACULIZAN EL DESARROLLO DEL SECTOR

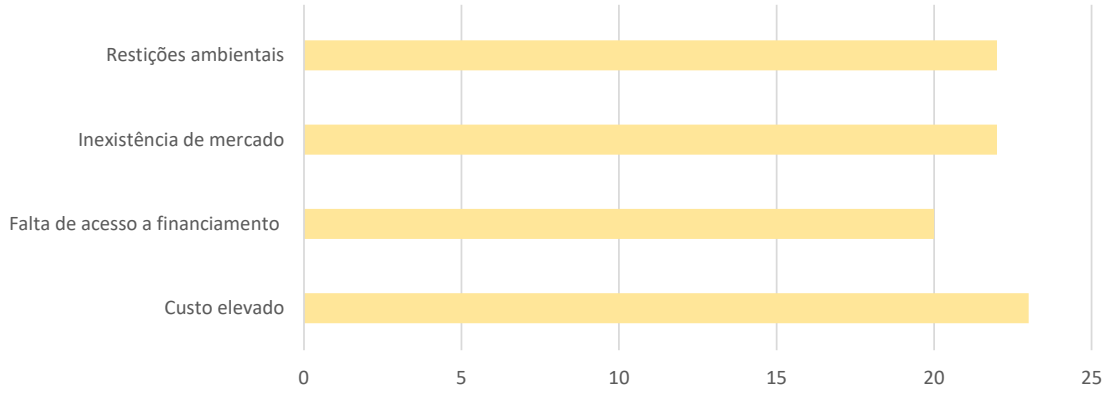
En términos generales, como puede verse en la siguiente figura, los países analizados identifican la descarbonización de la industria y el impacto medioambiental como los principales motores para el desarrollo del sector del biogás.

Figura 26 – Resumen de los motores del sector del biogás



Los principales obstáculos al desarrollo del sector del biogás son los elevados costes, la falta de mercado y las restricciones medioambientales, como muestra la siguiente figura.

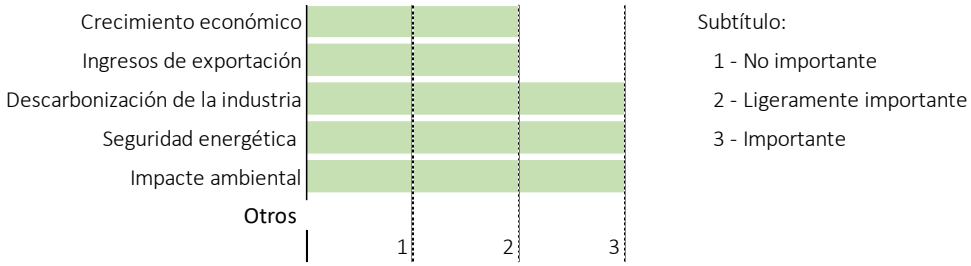
Figura 27 – Resumen de los obstáculos al desarrollo del sector del biogás



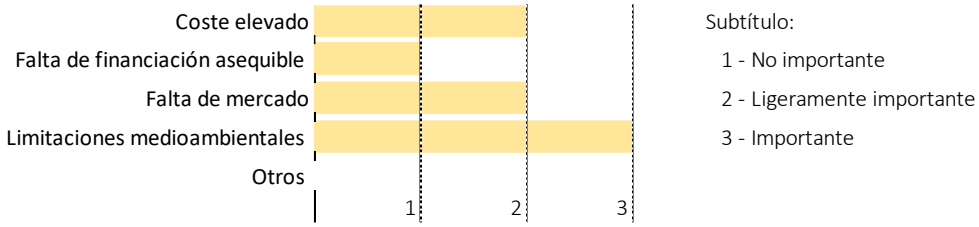
A continuación, se exponen los factores impulsores y los obstáculos individualizados por países.

Argentina

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

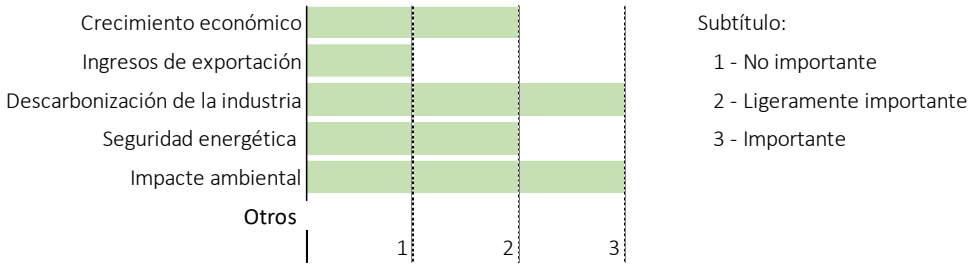


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

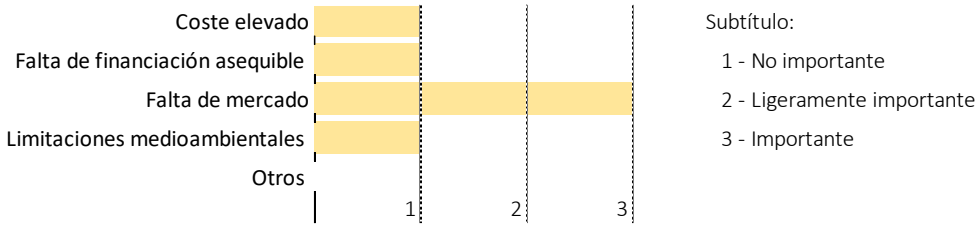


Brasil

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

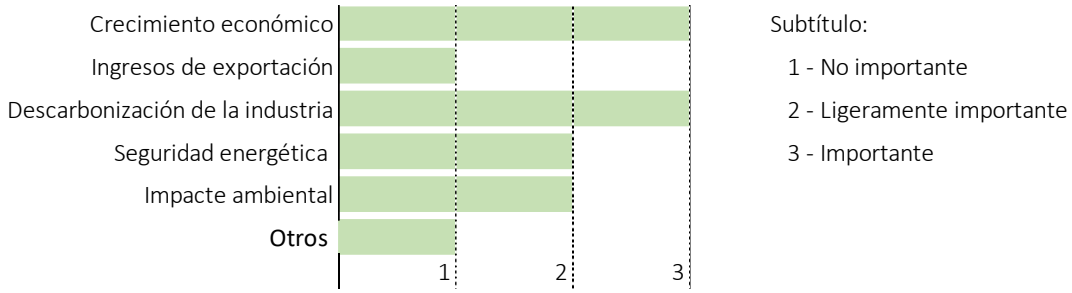


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

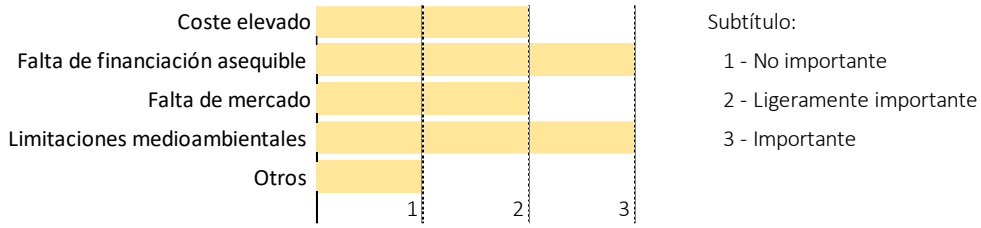


Costa Rica

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

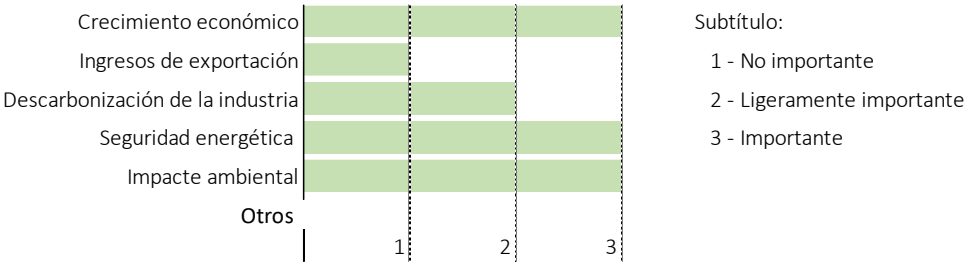


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

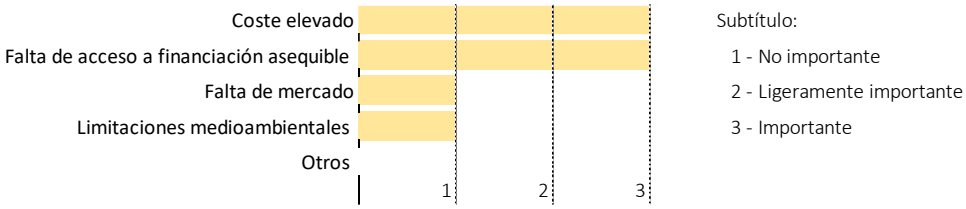


Cuba

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

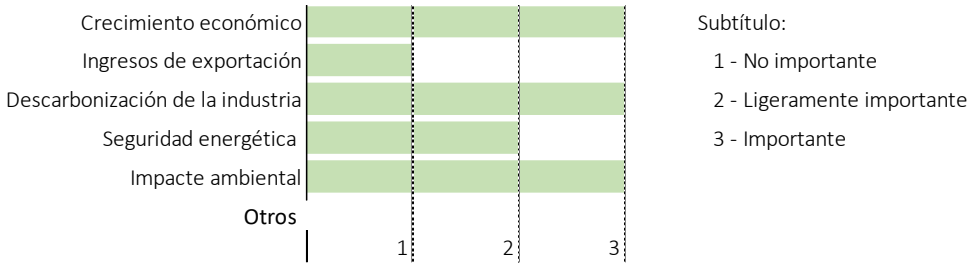


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

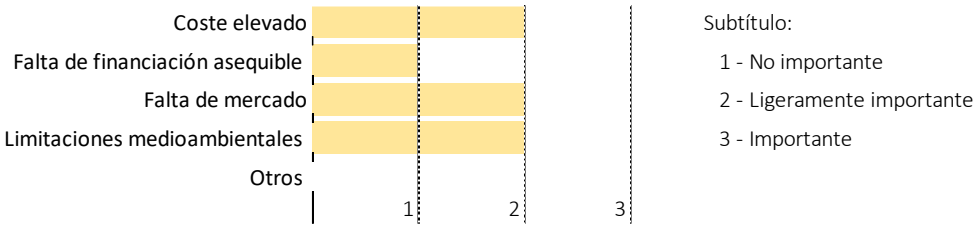


El Salvador

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

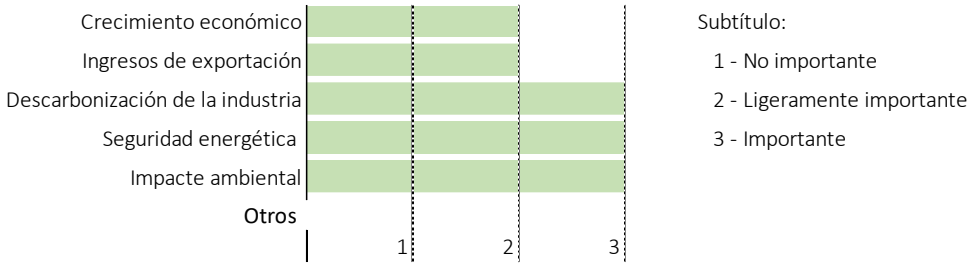


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

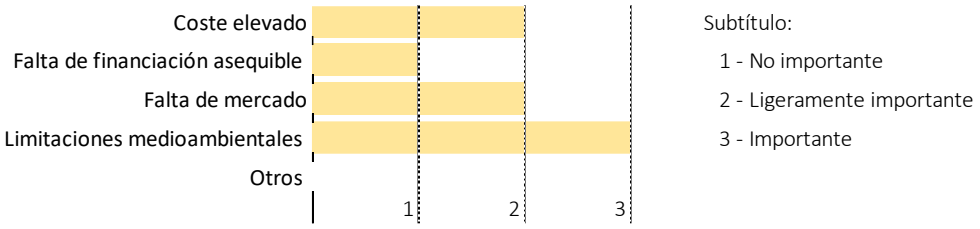


España

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

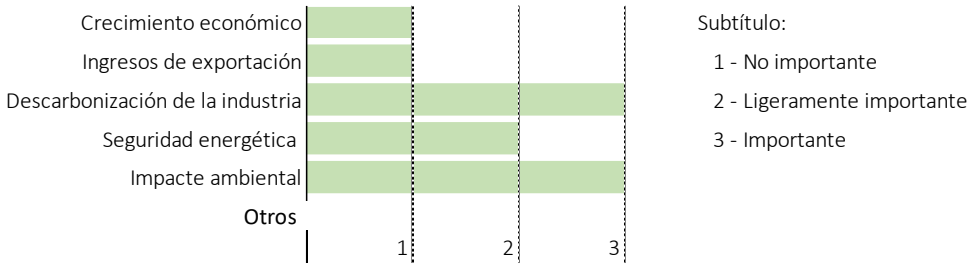


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

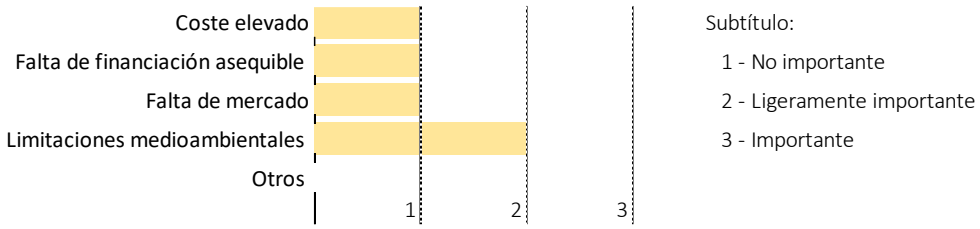


Panamá

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

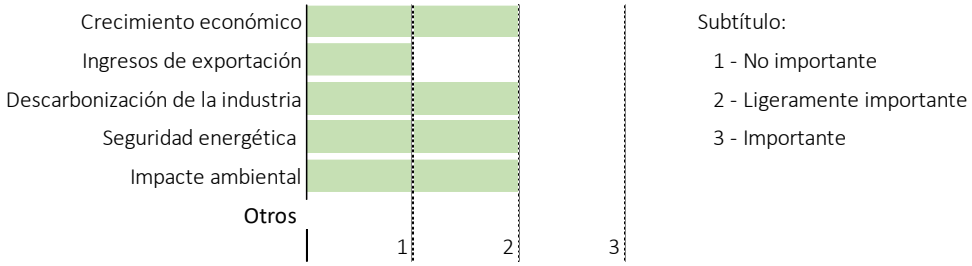


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

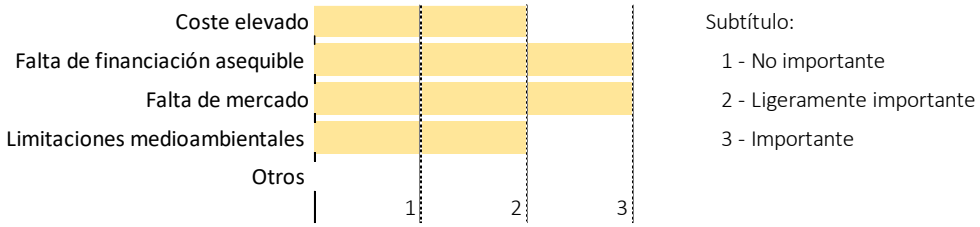


Perú

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

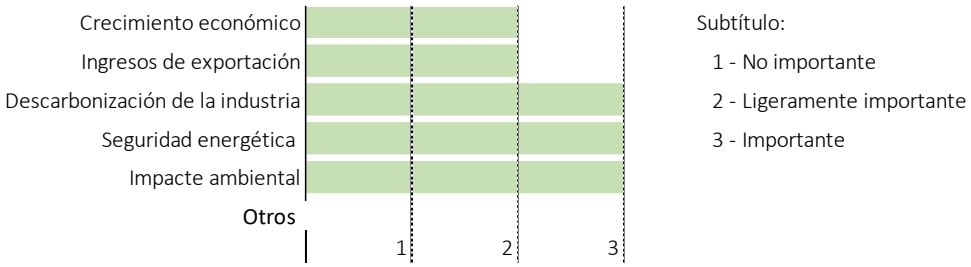


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

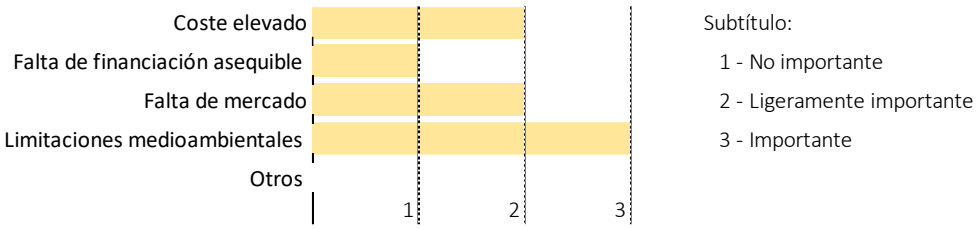


Portugal

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

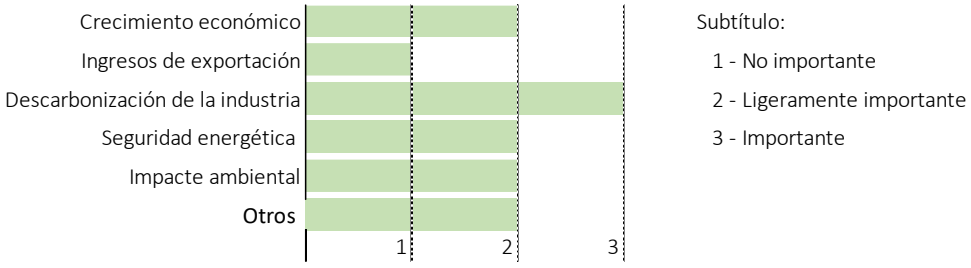


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

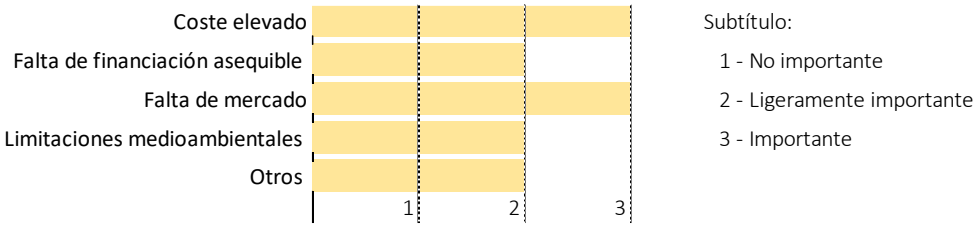


República Dominicana

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

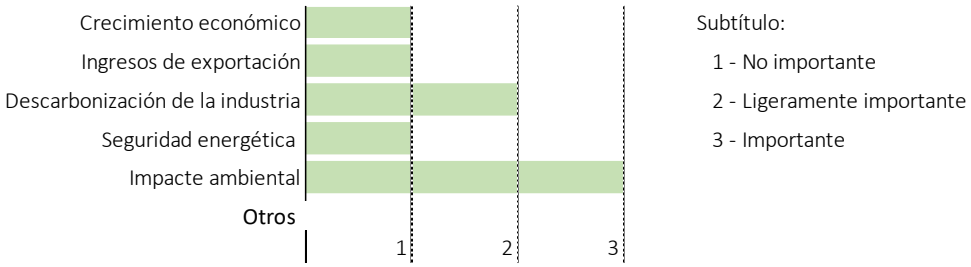


La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.

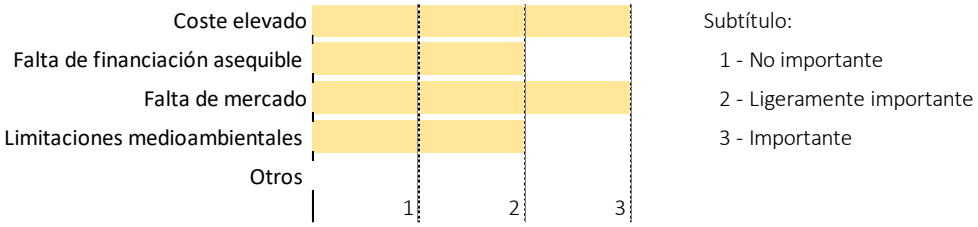


Uruguay

La siguiente figura identifica los principales factores que impulsan el desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.



La siguiente figura identifica los principales obstáculos al desarrollo del sector del biogás y su grado de incidencia.



3.2.4. REGULACIÓN

En cuanto a la regulación del sector del biogás, es bastante incipiente o inexistente en los países que respondieron, como se detalla en la siguiente tabla:

	Regulación específica del biogás	Nivel de desarrollo
Argentina	Regulación técnica sin regulación económica	Medio
Brasil	Regulación técnica sin regulación económica	Medio
Costa Rica	Regulación técnica sin regulación económica	Medio
Cuba	Sin regulación	Bajo
El Salvador	Sin regulación	Bajo
España	Regulación técnica, regulación económica incipiente	Medio
Panamá	Sin regulación	Bajo
Perú	Sin regulación	Bajo
Portugal	Regulación técnica, regulación económica incipiente	Medio
República Dominicana	Sin regulación	Bajo
Uruguay	Sin regulación	Bajo

A continuación, se describen los elementos normativos identificados en cada uno de los países encuestados.

Argentina

En Argentina, el biogás puede utilizarse en cualquier infraestructura de gas natural, es decir, transporte, distribución y almacenamiento de gas. El acceso a las infraestructuras está regulado. Sin embargo, el consumo de biogás queda fuera del servicio público de gas natural, dependiendo de contratos entre empresas privadas.

No existen tarifas específicas para el biogás ni operadores designados para gestionar una infraestructura dedicada a esta forma de energía.

En cuanto a la calidad técnica del biogás, existe una normativa interna que fija los límites de impurezas, y las especificaciones para el biometano (GNR) son las mismas que se aplican al gas natural[56]:

[56] Las normas establecidas en la NAG-602 «Especificaciones de calidad para el transporte y la distribución de gas natural y otros gases similares». Adenda nº 1 (Año 2024).

- Siloxanos <= 10mg/m3;
- Compuestos halogenados <= 1 mg/m3;
- CO2 <= 2% molar;
- Inertes (CO2+N2) <= 4% molar;
- Vapor de agua (H2O) <= 65mg/m3;
- H2S <= 3mg/m3;
- Azufre total <= 15 mg/m3;
- Punto de rocío HC < -4°C a 5500kPa;
- PCS entre 8850-10700 kcal/m3;
- Índice de Wobbe entre 11300-12770 kcal/m3.

Brasil

En Brasil, no existe una infraestructura específica para el biometano, que se inyecta en la red de gas natural. En este sentido, la Ley nº 14 134/21 y el Decreto nº 10 172/21 establecen que el biometano debe recibir el mismo tratamiento regulatorio que el gas natural fósil, sin perjuicio de las medidas de incentivo actualmente en discusión en el Congreso Federal brasileño.

Aún así, existen algunas reglas específicas para el biometano, específicamente en lo que se refiere a sus especificaciones técnicas, establecidas por la ANP como órgano regulador del sector. La Resolución 906/2022 de la ANP establece las especificaciones para el biometano a partir de productos y residuos orgánicos agroforestales y comerciales destinados al uso en instalaciones de transporte, residenciales y comerciales en todo el territorio nacional. Por su parte, la Resolución ANP 886/2022 establece las especificaciones y normas para aprobar el control de calidad del biometano procedente de residuos y tratamiento de aguas residuales destinado a su uso en instalaciones de transporte, residenciales y comerciales en todo el territorio nacional.

En cuanto a las normas de mezcla, no existen normas reglamentarias a nivel federal. Sin embargo, algunos estados cuentan con normativas específicas al respecto. Por ejemplo,

en el estado de Río de Janeiro, los distribuidores de gas natural están obligados a comprar todo el biometano producido en el estado hasta un volumen del 10% del volumen de gas natural distribuido por cada una de las empresas de servicios públicos, con excepción del consumo de las centrales termoeléctricas.

Costa Rica

En términos de regulación, este país sólo cuenta con instalaciones de almacenamiento de biogás que, al ser privadas (aunque hayan sido financiadas con fondos públicos), no tienen obligación de acceso para terceros, ni cuentan con normas regulatorias específicas. En este contexto, no existe un sector regulado ni tarifas fijas por el uso de la infraestructura o la venta de esta materia prima.

A efectos de la comercialización mayorista o minorista del biogás, no existen normas que establezcan parámetros de calidad, ya que el desarrollo se ha centrado en el autoconsumo en zonas rurales, incluyendo la cogeneración eléctrica en industrias.

Las normas técnicas nacionales vigentes para el biogás, desde el punto de vista del autoconsumo, son:

- INTE/ISO 22580:2220 - Quemadores para combustión de biogás;
- INTE/ISO 23590:2023 - Requisitos para sistemas domésticos de biogás: diseño, instalación, operación y seguridad;
- INTE E56:2020 - Requisitos mínimos para plantas de biogás de mediana y gran escala y sus componentes;
- INTE/ISO 20675:2019 - Términos, definiciones y esquema de clasificación para la producción, acondicionamiento, mejora y utilización del biogás.

Sin embargo, esta norma sigue siendo voluntaria.

Si algún interesado, como parte de sus operaciones de autoconsumo, desea almacenar y transportar biogás, debe cumplir con el Decreto Ejecutivo No. 36627-MINAET «Reglamento para la Regulación del Transporte de Combustibles y sus Reformas» (que incluye a los biocombustibles) y, en el caso del almacenamiento, el interesado debe cumplir con el Decreto Ejecutivo No. 42497-MINAE-S «Reglamento para la Autorización

y Registro de Depósitos Estacionarios para el Autoconsumo de Combustibles y sus Reformas».

Cuba

En cuanto a la infraestructura de biogás, ésta es bastante limitada en Cuba: sólo existe una pequeña red de distribución de biogás que da servicio a unos 200 hogares, y el consumo en esta red no está regulado ni negociado individualmente. No existe ningún otro tipo de infraestructura o regulación del biogás.

El Salvador

Hasta la fecha, El Salvador no cuenta con una regulación específica del sector del biogás.

España

Con el fin de promover el uso eficiente de las infraestructuras, se aplica un método de acceso a las infraestructuras basado en el acceso regulado, con exención de pago por la inyección de gas en las redes de distribución (no en las redes de transporte).

Aunque no existen normas de desagregación aplicables a los operadores de infraestructuras de biogás, existe la obligación de desagregación de las actividades aplicables a la comercialización del biometano.

La normativa sobre garantías de origen de gases renovables en España está contenida en 2 instrumentos jurídicos, el Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se crea el sistema de garantías de origen y se designa al Gestor Técnico del Sistema como entidad responsable del mismo, y la Orden TED/1026/2022, de 28 de octubre, por la que se aprueba el procedimiento de gestión que define las reglas básicas en base a las cuales se está desarrollando la plataforma informática que gestionará el nuevo sistema de garantías de origen.

No existen normas sobre la mezcla de biogás. El biometano, en cambio, debe ser compatible con los umbrales reglamentarios establecidos para el gas natural.

Panamá

Hasta la fecha, Panamá no cuenta con una normativa específica para el sector del biogás.

Perú

Hasta la fecha, Perú no dispone de infraestructuras ni de normativa específica para el biogás.

Portugal

No existe una red de servicio público dedicada al transporte o distribución de biogás, por lo que no existe una regulación de esta actividad comparable a la del gas natural o la electricidad.

Pero en cuanto a la posibilidad de inyectar gases renovables en la red pública de gas, se aplican al hidrógeno todos los reglamentos y normas ya descritos en el punto 3.1.4 para Portugal.

Los gases renovables o con bajo contenido de carbono, con excepción del hidrógeno, inyectados en la red pública de gas deberán cumplir los siguientes márgenes de variación admisibles para las características, distintos de los aplicables al hidrógeno [57]:

[57] Reglamento de Calidad de Servicio de los sectores de electricidad y gas, aprobado por el Reglamento nº 826/2023, de 28 de julio.

Figura 28 – Características técnicas de los gases renovables o con baja emisión de carbono para su inyección en la red pública de gas en Portugal

Propriedade	Unidade	Mínimo	Máximo
IW	MJ/m³ (n)	48,17	57,66
d		0,5549	0,7001
S total (sem odorante)	mg/m³ (n)	-	21
H_2S + COS	mg/m³ (n)	-	5
H_2O (ponto de orvalho)	°C à pressão máxima de operação	-	-8
$T_{entrega}$	°C	5	35
N.º de Metano		65	-
O_2	% mol	-	1
CO_2	% mol	-	4
CH_4	% mol	90	-

Propriedade	Unidade	Mínimo	Máximo
Si total	mg/m³ (n)	0,3	1
Óleo do compressor		Tecnicamente isento	
CO	% mol	-	0,1
NH_3	mg/m³ (n)	-	10
Aminas	mg/m³ (n)	-	10
Poeiras		Tecnicamente isento	

En cuanto a los costes de inversión en el mercado del biometano, el PAB establece costes y escenarios de referencia para la producción y uso del biometano en Portugal.

Figura 29 - Escenarios de referencia para la producción y el uso de biometano en Portugal (sin biorresiduos)

Cenário de referência	Utilização para o biometano	CAPEX | OPEX	Unidade técnica de referência em Portugal
Ação 1 (Reconversão da produção de biogás já existente para biometano)	Injeção de biometano na rede de gás natural próximo do local de produção para uso no setor doméstico ou industrial	1,43 M€ (1) | 0,15 M€ (2) (incluindo custo de oportunidade do biogás)	250 Nm^3/h de biometano
Ação 2 (Construção de novas unidades de digestão anaeróbia e *upgrading* de biogás para biometano)		9,8 M€ (1) | 0,8 M€ (2)	

(1) O CAPEX inclui todos os custos de engenharia, construção e arranque da unidade técnica de digestão anaeróbia de efluentes pecuários, incluindo purificação do biogás e injeção na rede, se aplicável, e excluindo o eventual pré-tratamento dos resíduos.

(2) O OPEX engloba custos de eletricidade, manutenção preventiva e operação com presença física no local, excluindo custos de gestão e transporte de matérias-primas ou digerido dada a sua relação com as especificidades do projeto.

Figura 30 - CAPEX y OPEX de la unidad técnica de referencia en Portugal en el sector de los residuos municipales

Unidade técnica de referência para biometano em Portugal no setor dos RU	CAPEX	OPEX
50 000 t/ano de biorresíduos (500 Nm^3/h de biometano)	50 M€ (1) | 1000 €/t de biorresíduos	6,5 M€ (2) | 130 €/t de biorresíduos

(1) O CAPEX inclui todos os custos de engenharia, construção e arranque da unidade técnica de digestão anaeróbia de biorresíduos, incluindo pré-tratamento dos resíduos, purificação do biogás e injeção na rede, e gestão/valorização do digerido.

(2) O OPEX engloba custos de eletricidade, combustível e outros consumíveis, manutenção preventiva e operação com presença física no local, assim como todos os custos de gestão e transporte de matérias-primas ou digerido.

El PAB también presenta una simulación económica para la conversión de la producción de biogás existente a biometano, así como para la construcción de nuevas plantas y la modernización de las existentes a biometano.

Figura 31 - Resultados de la simulación económica simplificada realizada para la conversión de la producción de biogás existente en biometano

Cenário de referência	Componente	Apoio CAPEX 0 %
Ação 1 (Reconversão da produção de biogás já existente para biometano)	Custo biogás (1)	35 €/MWh
	CAPEX *Upgrading*	+ 10 €/MWh
	OPEX *Upgrading*	+ 8 €/MWh
	CAPEX Injeção	+ 7 €/MWh
	LCOE biometano	60 €/MWh
	Impostos	+ 2 €/MWh
	Preço final (TIR de 9 %)	(2) 62 €/MWh

(1) Custo de oportunidade da não utilização do biogás para produção de energia elétrica, considerando uma amortização quase total dos custos de investimento (principalmente o motogerador).

(2) Receita equivalente de eletricidade correspondente a 143 €/MWh_e.

Figura 32 - Resultados de la simulación económica simplificada realizada para la construcción de nuevas unidades de digestión anaerobia y la transformación del biogás en biometano

Cenário de referência	Componente	Apoio CAPEX 0 %	Apoio CAPEX 40 % (1)
Ação 2 (Construção de novas unidades de digestão anaeróbia e *upgrading* de biogás para biometano)	CAPEX digestão anaeróbia	54 €/MWh	32 €/MWh
	OPEX digestão anaeróbia	+ 36 €/MWh	+ 36 €/MWh
	LCOE biogás	90 €/MWh	68 €/MWh
	CAPEX *Upgrading*	+ 11 €/MWh	+ 7 €/MWh
	OPEX *Upgrading*	+ 8 €/MWh	+ 8 €/MWh
	CAPEX Injeção	+ 7 €/MWh	+ 5 €/MWh
	LCOE biometano	116 €/MWh	88 €/MWh
	Impostos	+ 9 €/MWh	+ 5 €/MWh
	Preço final (TIR de 9 %)	125 €/MWh	93 €/MWh

(1) Valor de apoio ao CAPEX considerado tendo em conta as práticas atuais no âmbito do regime de incentivos do PRR.

Los resultados apuntan a precios finales del biometano de entre 62 €/MWh (plantas de biogás existentes + *upgrading* a biometano) y 125 €/MWh (considerando la construcción de nuevas plantas de biogás y la mejora a biometano), sin ningún apoyo CAPEX. Por otro lado, cuando se consideran los usos alternativos del biometano en movilidad, incluidas las inversiones en licuefacción o concentración, los precios alcanzados son sustancialmente superiores, llegando a 165 €/MWh (sin apoyo CAPEX) o 125 €/MWh (considerando un apoyo CAPEX del 40%).

El análisis económico deja claro que, en ausencia de incentivos y en condiciones de mercado, los proyectos de biometano considerados no arrojarían tasas de rentabilidad positivas (y, en consecuencia, un valor actual neto muy negativo), por lo que estas inversiones no resultarían atractivas para los inversores. Por ello, y con el fin de incentivar el desarrollo de la industria en Portugal, los resultados calculados pueden considerarse precios de referencia para el diseño de un marco de incentivos al biometano basado en contratos por diferencias (CfD).

Figura 33 - Estimaciones para la aplicación de un sistema de incentivos basado en contratos por diferencias para los escenarios de referencia considerados

	Preço médio gás natural — Taxa média CO_2	50 €/MWh (1) — 80 €/tCO_2 (2)	
Cenário de referência	–	Apoio CAPEX 0 %	
Ação 1 (Reconversão da produção de biogás já existente para biometano)	TIR 9 %	62 €/MWh	
	CfD (remuneração)	- 4 €/MWh	
	–	Apoio CAPEX 0 %	Apoio CAPEX 40 %
Ação 2 (Construção de novas unidades de digestão anaeróbia e *upgrading* de biogás para biometano)	TIR 9 %	125 €/MWh	93 €/MWh
	CfD (remuneração)	59 €/MWh	27 €/MWh

(1) MIBGAS, Organised Gas Market Annual Report, 2021

(2) https://tradingeconomics.com/commodity/carbon

Cabe recordar que la Ordenanza 15/2023, que establece las reglas de la subasta de compra de biometano e hidrógeno, también se aplica al mecanismo de apoyo a la compra de gases renovables. La cantidad definida de biometano es de 150 GWh/año y el precio máximo de compra es de 62 €/MWh, cuyo precio de referencia siguió el PAB. La subasta se celebró conjuntamente para estas dos formas de energía.

República Dominicana

Hasta la fecha, este país no dispone de infraestructuras ni de una normativa específica para el biogás.

Uruguay

Al no estar aún desarrollado el mercado, no existen regulaciones sobre cómo acceder a él ni sobre las especificaciones técnicas de calidad del biogás o garantías de origen. Tampoco existen operadores u organizaciones designadas para operar el sistema y la infraestructura.

4. CONCLUSIONES

El objetivo principal de este informe es servir de base para la reflexión sobre las experiencias nacionales de los países de ARIAE en relación con los sectores del gas renovable en estos países y el potencial que estos sectores representan en términos de crecimiento económico, seguridad energética y descarbonización de los sectores energéticos en el conjunto de los países de ARIAE.

A partir de esta recopilación de experiencias y perspectivas nacionales aquí recopiladas y analizadas, es posible extraer algunas conclusiones al respecto, pero también se espera que pueda servir para profundizar en el intercambio de experiencias y tendencias entre los miembros de ARIAE.

Naturalmente, existe mucha información pública disponible sobre los sectores del hidrógeno verde en los países que forman parte de ARIAE y en la región latinoamericana. Este estudio se centró en la información recibida a través de las respuestas al cuestionario que fue enviado a los miembros de ARIAE y las perspectivas que los miembros compartieron en su respuesta a este cuestionario.

Comenzando por el sector del hidrógeno, una primera conclusión a extraer es que existe un gran potencial e interés por parte de los países que respondieron a este cuestionario en desarrollar una cadena de valor sostenible y circular en el sector del hidrógeno verde. Todas las respuestas recibidas, a excepción de Cuba, identifican la existencia de planes, estrategias, hojas de ruta o, en algunos casos, documentos legislativos dirigidos a promover el desarrollo de este sector.

Sin embargo, como se destaca en el informe «Desbloqueando el hidrógeno verde y justo en América Latina y el Caribe»[58], elaborado por el Banco Interamericano de Desarrollo, la existencia de planes nacionales es esencial, pero no suficiente, ya que el desarrollo de

[58] Disponible en https://hinicio.com/wp-content/uploads/2023/08/Unlocking-Green-and-Just-Hydrogen-in-Latin-America-and-the-Caribbean.pdf

un sector del hidrógeno verde dependerá también de otros factores: estabilidad jurídica, incentivos estatales a largo plazo, claridad normativa, financiación, entre otros.

El Índice H2LAC 2024[59] también contiene algunos datos interesantes sobre el progreso del desarrollo de un sector del hidrógeno verde en algunos países de América Latina y el Caribe, medido considerando las políticas nacionales de incentivos y regulación, el desarrollo de un ecosistema del hidrógeno a nivel nacional, los proyectos en funcionamiento y en desarrollo, los sectores y aplicaciones del hidrógeno a nivel nacional y el nivel de cooperación internacional (véase la Figura 3).

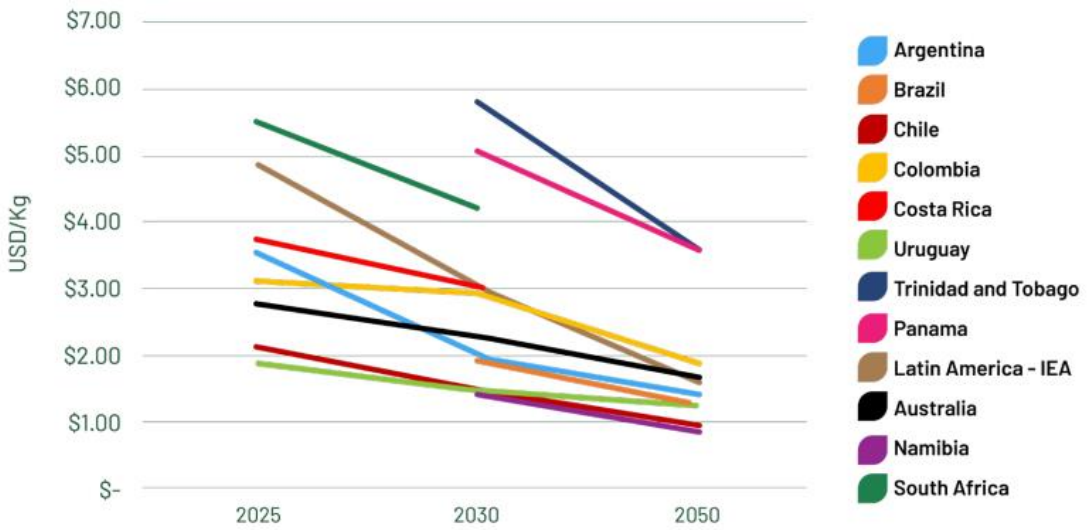
En cuanto a los principales factores impulsores y obstáculos para el desarrollo de un sector del hidrógeno verde en los países que respondieron al cuestionario, existe un claro reconocimiento de que este sector puede realizar una importante contribución a los objetivos de descarbonización asumidos por estos países. También se reconoce en general que el sector del hidrógeno verde puede tener un importante potencial para contribuir al crecimiento económico de estos países.

En cuanto a los obstáculos, del análisis de este cuestionario se desprende que los obstáculos más importantes para el desarrollo de un sector del hidrógeno verde son, en primer lugar, el elevado coste y la falta de financiación para el desarrollo de proyectos de hidrógeno. En segundo lugar, un tercer obstáculo identificado es la falta de mercado; sin embargo, este tercer obstáculo se deriva en gran medida de los dos primeros y es más impactante.

Aun así, es posible identificar algunas tendencias positivas que podrían, en un futuro próximo, paliar estos obstáculos. Haciendo referencia de nuevo al informe del Banco Interamericano de Desarrollo mencionado anteriormente, se espera que los costes medios nivelados de los proyectos de hidrógeno en los países de América Latina y el Caribe disminuyan significativamente entre 2025 y 2050.

[59] Disponible en https://hinicio.com/wp-content/uploads/2024/06/Hinicio_H2LAC-Index-2024_Official-Results.pdf

Figura 34 - Average Levelized Costs de proyectos de Hidrógeno en America Latina y Caribe (2025-2050)

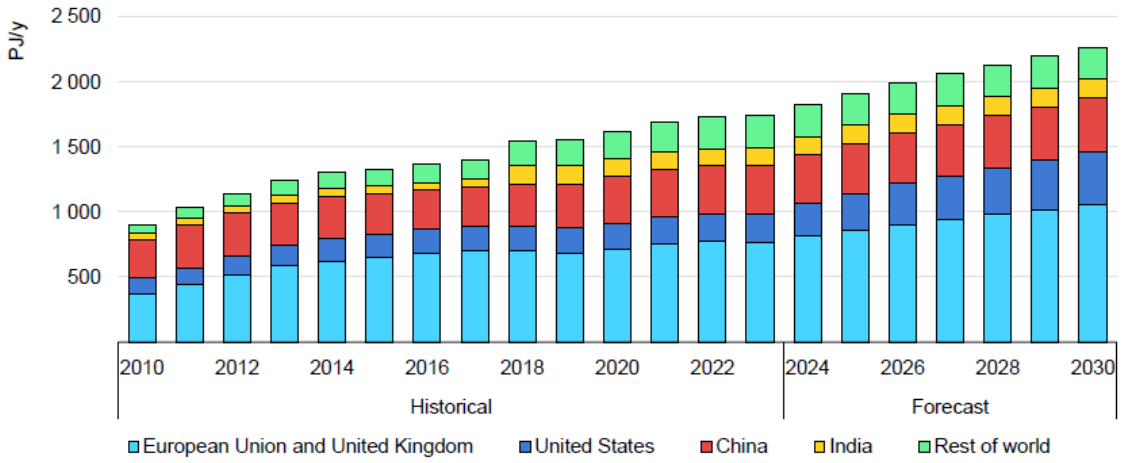


Dado el estado embrionario de desarrollo de este sector, no resulta sorprendente concluir que prácticamente no existen ejemplos de regulación en el sector del hidrógeno verde. El desarrollo de este aspecto del sector sólo debería empezar a cobrar importancia mediante el desarrollo efectivo de las infraestructuras y los mercados pertinentes en los próximos años. Por ahora, ha llegado el momento de aplicar las estrategias de desarrollo del sector.

En cuanto al sector del biogás, a excepción de algunos países, sobre todo Brasil, este sector está menos desarrollado, teniendo en cuenta que, a diferencia del hidrógeno, las tecnologías disponibles para desarrollar un mercado competitivo del biogás existen desde hace varias décadas. El biogás, y el biometano en particular, presentan características muy ventajosas en términos de descarbonización de las economías y de profundización de las dinámicas de economía circular a través de la utilización de residuos urbanos, industriales y agrícolas. Existe un importante potencial para el desarrollo de este sector, que podría ser una apuesta para el desarrollo futuro de los sectores energéticos de estos países, especialmente dada la gran participación que el gas natural fósil representa en el mix energético de algunos de estos países, como Argentina.

De hecho, tal y como nos muestran los datos de la Agencia Internacional de la Energía en su informe 2024 sobre energías renovables[60], La demanda de biogases tenderá a seguir una tendencia al alza hasta el final de la década (véase la Figura 35).

Figura 35 - Evolución histórica y proyección de la demanda mundial de biogás (2010-2030)



Fuente: IEA, Renewables 2024

En cuanto a los obstáculos, también es interesante ver la prevalencia de obstáculos como la falta de financiación y el elevado coste de estas tecnologías, así como la falta de mercado, que parece ser un factor más importante aquí que en el sector del hidrógeno verde. En cuanto a los factores impulsores, las cuestiones de seguridad energética son más frecuentes aquí, junto con el impacto en la descarbonización de la industria y el impacto medioambiental. La contribución al crecimiento económico también es notable, pero menos que en el sector del hidrógeno verde.

En términos regulatorios, también existe poca regulación específica para este sector, y en algunos casos el sector del biogás está sujeto a las mismas condiciones regulatorias que el sector del gas natural. Aún así, existen políticas de incentivos de diversa índole, especialmente fiscales, para el desarrollo de este sector.

[60] Disponible en https://iea.blob.core.windows.net/assets/45704c88-a7b0-4001-b319-c5fc45298e07/Renewables2024.pdf

ANEXOS

ANEXO I – CUESTIONARIO

A continuación se incluye una copia del cuestionario aprobado en la 3ª reunión del GT Gas de ARIAE, celebrada el 24 de junio de 2024, que posteriormente fue enviado a todos los miembros de ARIAE. Las respuestas recibidas a dicho cuestionario han servido de base para la elaboración del presente informe.

GRUPO DE TRABAJO DE GAS – ARIAE

ENCUESTA SOBRE GASES RENOVABLES

Gracias por participar en este cuestionario sobre gases renovables. **Para cada valor introducido, por favor, indique la fuente.**
Identificación
País: **Persona de contacto:** **Email:**
Sección 1: Hidrógeno
Políticas
1.1.1 Su país tiene una estrategia/plan de trabajo/política para el desarrollo de mercados de hidrógeno?
Sí ☐ **No** ☐
1.1.2. En caso afirmativo, indique el nombre de la estrategia/plan de trabajo/política, la fecha de su publicación y el enlace al documento, si es público.

1.1.3. Resuma los puntos principales de la estrategia/plan de trabajo/política (el nivel de ambición para el desarrollo de hidrógeno, el camino para alcanzar la ambición definida y los mecanismos de apoyo adoptados o por adoptar).
1.1.4. ¿Quiénes son los organismos gubernamentales/organizaciones/comités/comisiones, etc. encargados del desarrollo del hidrógeno en su país?
Entidad Reguladora ☐ Ministerio ☐ Entidad administrativa ☐ Otro ☐
1.1.5. Identifique los organismos:
Producción de Hidrógeno
1.2.1. ¿Es producido hidrógeno en su país?
Sí ☐ No ☐
1.2.2. ¿Qué tipo de hidrógeno es producido?
Hidrógeno gris ☐ Hidrógeno azul ☐ Hidrógeno verde ☐ Otro ☐
1.2.3. Si seleccionó otro, ¿cuál?
1.2.4. Describa la producción existente (tipo de hidrógeno, método de producción, capacidad instalada, propiedad)
1.2.5. Identifique los proyectos piloto de hidrógeno existentes en su país (tipo de producción, capacidad de producción en MWh o Kg, ayudas públicas existentes, finalidad, acceso a las redes, etc...).
1.2.6. ¿Qué usos tiene el hidrógeno?
Generación de electricidad ☐ Consumo industrial ☐ Consumo doméstico ☐ Transporte Vehicular ☐ Otro ☐
1.2.7 Si seleccionó otro, ¿cuál?

1.2.8. ¿En su país existen precios de referencia para el hidrógeno (gris, azul, verde, otros)? ¿Varían los precios en función del tipo y/o uso del hidrógeno? **En caso afirmativo, indique los precios e información sobre dónde pueden encontrarse.**
Impulsores y obstáculos para el desarrollo del hidrógeno verde
1.3.1. ¿Qué importancia tienen los siguientes factores para el desarrollo del hidrógeno verde en su país? *3. Importante, 2. Ligeramente importante, 1. No importante*

Crecimiento económico	
Ingresos de exportación	
Descarbonización de la industria	
Seguridad energética	
Impacte Ambiental	
Otros	

1.3.2. Para su país, ¿qué importancia tienen los siguientes obstáculos para desarrollar una estrategia de hidrógeno verde? *3. Importante, 2. Ligeramente importante, 1. No importante*

Coste elevado	
Falta de acceso a financiación asequible	
Falta de mercado	
Limitaciones medioambientales (adquisición y disponibilidad de terrenos, partes interesadas, agua...)	
Otros	

1.3.3. Indique a continuación cualquier otra información que considere importante sobre el desarrollo del hidrógeno verde en su país.
Regulación
1.4.1. ¿Qué tipologías de infraestructura de hidrógeno existen?

Unidades de Producción ☐ Red de transporte ☐ Red de distribución ☐ Almacenamiento ☐ No se aplica ☐
1.4.2. ¿Cuál el origen de las infraestructuras de hidrógeno?
Reaprovechamiento de red de gas natural ☐ Nueva construcción ☐ Ambas ☐ No se aplica ☐
1.4.3. Describa otras características de las infraestructuras de hidrógeno existentes o planeadas (propiedad/inversión pública o privada, proyecto piloto o definitivo, uso industrial o público…):
1.4.4. ¿Qué tipología de acceso se aplica?
Acceso regulado ☐ Acceso negociado ☐ Otro ☐ No se aplica ☐
1.4.5. Sí otro, ¿cuál?
1.4.6. ¿Existen peajes específicos para el hidrógeno?
Sí ☐ No ☐
1.4.7. Describa las principales reglas de regulación de peajes (metodología, que institución los define, se existen descuentos u otras condiciones especiales…):
1.4.8. ¿Existen operadores u organismos (estatuáis o empresas) designados para operador del sistema de las infraestructuras de hidrógeno?
Sí ☐ No ☐
1.4.9. Si sí, ¿cuáles?
Operador de red de transporte ☐ Operador de red de distribución ☐ Operador de almacenamiento ☐
1.4.10. ¿Qué tipo de *unbundling* existe para los operadores de hidrógeno?
***Unbundling* Horizontal ☐ *Unbundling* Vertical ☐ No existe ☐**
1.4.11. Describa sucintamente las principales especificaciones técnicas de calidad del hidrógeno:

1.4.12. ¿Existen reglas sobre garantías de origen del hidrógeno?
Sí ☐ **No ☐**
1.4.13. Si sí, ¿cuáles?
1.4.14. ¿Existen reglas sobre *blending* de hidrógeno?
Sí ☐ **No ☐**
1.4.15. Si sí, ¿cuáles?
Sección 2: Biogases
Políticas
2.1.1. ¿Su país tiene una estrategia/plan de trabajo/política para el desarrollo de biogases?
Sí ☐ **No ☐**
2.1.2. En caso afirmativo, indique el nombre de la estrategia/plan de trabajo/política, la fecha de su publicación y el enlace al documento, si es público.
2.1.3. Resuma los puntos principales de la estrategia/plan de trabajo/política (el nivel de ambición para el desarrollo de biogases, el camino para alcanzar la ambición definida y los mecanismos de apoyo adoptados o por adoptar).
2.1.4. ¿Quiénes son los organismos gubernamentales/organizaciones/comités/comisiones, etc. encargados del desarrollo de los gases renovables en su país?
Entidad Reguladora ☐ Ministerio ☐ Entidad administrativa ☐ Otro ☐
2.1.5. Identifique los organismos:
Producción de Biogases

2.2.1. ¿Son producidos biogases en su país?
Sí ☐ **No ☐**
2.2.2. ¿Qué tipos biogases son producidos en su país?
Biometano ☐ Biohidrógeno ☐ Otros ☐
2.2.3. Si otros, ¿cuáles?
2.2.4. ¿Cuál es el método de producción?
Digestión aeróbica ☐ Digestión anaeróbica ☐ Otros ☐
2.2.5. Si otros, ¿cuáles?
2.2.6. Describa la producción existente (método de producción, tipo de biogases, capacidad instalada, propriedad…):
2.2.7. Identifique los proyectos piloto de biogases existentes en su país (tipo de producción, capacidad de producción en MWh, tipo de biogás, índice de metano en el gas producido, ayudas públicas existentes, finalidad, acceso a las redes, etc...).
2.2.8. ¿Qué usos tiene el biogás?
Generación de electricidad ☐ Consumo industrial ☐ Consumo doméstico ☐ Combustible para transporte ☐ Otro ☐
2.2.9. Si otro, ¿cuál?
2.2.10. ¿En su país existen precios de referencia para los biogases? ¿Varían los precios en función del tipo y/o uso del biogás? **En caso afirmativo, indique los precios e información sobre dónde pueden encontrarse.**
Impulsores y obstáculos para el desarrollo del biogás

2.3.1. ¿Qué importancia tienen los siguientes factores para el desarrollo del biogás en su país?

3. Importante, 2. Ligeramente importante, 1. No importante

Crecimiento económico	
Ingresos de exportación	
Descarbonización de la industria	
Seguridad energética	
Impacte Ambiental	
Otros	

2.3.2. Para su país, ¿qué importancia tienen los siguientes obstáculos para desarrollar una estrategia de biogás?

3. Importante, 2. Ligeramente importante, 1. No importante

Coste elevado	
Falta de acceso a financiación asequible	
Falta de mercado	
Limitaciones medioambientales (adquisición y disponibilidad de terrenos, partes interesadas, agua...)	
Otros	

2.3.3. Indique a continuación cualquier otra información que considere importante sobre el desarrollo del biogás en su país.

Regulación

2.4.1. ¿En qué tipologías de infraestructura el biogás pode ser utilizado?

Red de transporte de gas natural ☐ Red de distribución de gas natural ☐ Almacenamiento de gas natural ☐ Red de transporte de biogás ☐ Red de distribución de biogás ☐ Almacenamiento de biogás ☐ No se aplica ☐

2.4.2. ¿Qué tipología de acceso se aplica?

Acceso regulado ☐ Acceso negociado ☐ Otro ☐ No se aplica ☐

2.4.3. Si otro, ¿cuál?

2.4.4. ¿Existen peajes específicos para los biogases?
Sí ☐ **No ☐**
2.4.5. Describa las principales reglas de regulación de peajes (metodología, que institución los define, se existen descuentos u otras condiciones especiales…):
2.4.6. ¿Existen operadores / organismos (estatuáis o empresas) designados para operar la infraestructura de biogás?
Sí ☐ **No ☐**
2.4.7. Si sí, ¿cuáles?
Operador de red de transporte ☐ Operador de red de distribución ☐ Operador de almacenamiento ☐
2.4.8. ¿Qué tipo de *unbundling* se aplica a los operadores de biogás?
***Unbundling* Horizontal ☐ *Unbundling* Vertical ☐ No existe ☐**
2.4.9. Describa sucintamente las principales especificaciones técnicas de calidad del biogás:
2.4.10. ¿Existen reglas sobre garantías de origen del biogás?
Sí ☐ **No ☐**
2.4.11. Si sí, ¿cuáles?
2.4.12. ¿Existen reglas sobre *blending* de biogás?
Sí ☐ **No ☐**
2.4.13. Si sí, ¿cuáles?

ANEXO II - DEFINICIONES

Biogás - El biogás es un gas que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos y otros factores, en ausencia de oxígeno.

Hidrógeno verde - Se refiere a la producción de hidrógeno generada por energías renovables bajas en emisiones.

Hidrógeno gris - Se crea a partir del gas natural, o metano, mediante la reformación del metano con vapor, pero sin capturar los gases de efecto invernadero producidos en el proceso. El hidrógeno gris es esencialmente lo mismo que el hidrógeno azul, pero sin el uso de la captura y almacenamiento de carbono.

Hidrógeno azul - El hidrógeno azul procede de combustibles fósiles, solo que en este caso el CO2 resultante se almacena y no se libera a la atmósfera.

Otros tipos de hidrogeno - Hidrogeno prieto y marrón (carbón); hidrogeno rosa (nuclear); hidrogeno turquesa (pirolisis), entre otros.

Unbundling vertical - cuando las distintas actividades de la cadena de valor de un determinado sector son realizadas por empresas diferentes.

Unbundling horizontal - cuando la misma actividad de la cadena de valor de distintos sectores es realizada por empresas diferentes (por ejemplo, quien explota la red de transporte de gas es diferente de quien explota la red de transporte de electricidad).

Entidad Reguladora - Las entidades reguladoras tienen autonomía administrativa y financiera, de gestión, orgánica, funcional y técnica, de otras entidades públicas o privadas. Disponen de órganos, servicios, personal y patrimonio propios.

Entidad Administrativa - Cuerpo dependiente de otras entidades públicas o privadas.