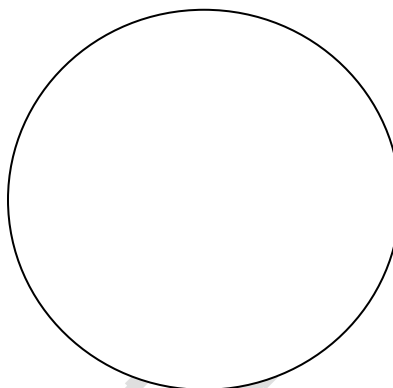


Documento CONPES

CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL
REPÚBLICA DE COLOMBIA
DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN



POLÍTICA NACIONAL DE HIDRÓGENO

Departamento Nacional de Planeación
Ministerio de Minas y Energía
Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación
Ministerio de Comercio, Industria y Turismo
Ministerio de Justicia y del Derecho
Ministerio de Relaciones Exteriores
Ministerio de Trabajo
Ministerio de Transporte

Versión para aprobación

Bogotá, D.C., fecha de aprobación

CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL CONPES

Gustavo Francisco Petro Urrego

Presidente de la República

Francia Elena Márquez Mina

Vicepresidenta de la República

Armando Alberto Benedetti Villaneda

Ministro del Interior

Germán Ávila Plazas

Ministro de Hacienda y Crédito Público

Pedro Arnulfo Sánchez Suárez

Ministro de Defensa Nacional

Guillermo Alfonso Jaramillo Martínez

Ministro de Salud y Protección Social

Edwin Palma Egea

Ministro de Minas y Energía

José Daniel Rojas Medellín

Ministro de Educación Nacional

Helga María Rivas Ardila

Ministra de Vivienda, Ciudad y Territorio

María Fernanda Rojas Mantilla

Ministra de Transporte

Patricia Duque Cruz

Ministra del Deporte

Rosa Yolanda Villavicencio Mapy

Ministra de Relaciones Exteriores

Cielo Elaine Rusinque Urrego

Ministra de Justicia y del Derecho (E)

Andrés Felipe Ocampo Martínez

Ministro de Agricultura y Desarrollo Rural (E)

Antonio Eresmid Sanguino Páez

Ministro del Trabajo

Diana Marcela Morales Rojas

Ministra de Comercio, Industria y Turismo

Irene Vélez Torres

Ministra de Ambiente y Desarrollo Sostenible (E)

Yeimi Carina Murcia Yela

Ministra de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones

Yannai Kadamani Fonrodona

Ministra de las Culturas, las Artes y los Saberes

Ángela Yesenia Olaya Requene

Ministra de Ciencia, Tecnología e Innovación

Natalia Irene Molina Posso

Directora General del Departamento Nacional de Planeación

Rovitzon Ortiz Olaya

Subdirector General de Prospectiva y Desarrollo
Nacional

Rubin Ariel Huffington Rodríguez

Subdirector General del Sistema General de
Regalías

Martha Cecilia García Buitrago

Subdirectora General de Inversiones, Seguimiento
y Evaluación

Jose Lenin Galindo Urquijo

Subdirector General de Descentralización y
Desarrollo Territorial (E)

Resumen Ejecutivo

Colombia viene avanzando en la construcción de estrategias para el desarrollo de alternativas de diversificación de la matriz energética, la descarbonización y la reindustrialización a partir del aprovechamiento de recursos energéticos renovables como el solar, eólico, geotérmico, la biomasa y las pequeñas centrales hidráulicas. Como resultado de estos esfuerzos, el país ha alcanzado una capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional¹ compuesta en un 16 % por energía limpia; 27 % por energía térmica y 57 % por energía hidráulica (Ministerio de Minas y Energía, 2025). Dentro de las energías limpias, se destaca el liderazgo de la energía solar con 3.717 Megavatios (MW), seguida de la energía eólica con 41 MW en pruebas y las pequeñas centrales hidroeléctricas con 17,3 MW (Ministerio de Minas y Energía, 2025), contribuyendo al fortalecimiento de la confiabilidad del sistema y al avance de la Transición Energética Justa.

En este contexto, el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados se ha consolidado como una de las principales apuestas del país para profundizar la diversificación energética, acelerar los procesos de descarbonización y promover nuevas oportunidades de desarrollo industrial y regional. Desde 2021 el país se fijó la meta de alcanzar entre 1 y 3 gigavatios de capacidad de electrólisis al 2030 (Ministerio de Minas y Energía, 2021). Sin embargo, pese a estos esfuerzos, Colombia presenta deficientes capacidades en materia de inversión, creación de demanda, infraestructura, gobernanza institucional y de desarrollo regional e innovación, que limitan el despliegue y expansión de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, así como el avance en los procesos de descarbonización y reindustrialización.

El hidrógeno de bajas emisiones se perfila como una alternativa energética y una opción de reindustrialización y sustitución de divisas de origen fósil para el país. Por un lado, el hidrógeno de bajas emisiones puede sustituir el hidrógeno asociado a combustibles fósiles que actualmente se utiliza en las refinerías y en la producción de amoníaco (necesario para la producción de fertilizantes); y por el otro, tiene el potencial de canalizar grandes cantidades de energía hacia sectores de difícil electrificación y descarbonización, como las industrias cementera y siderúrgica, así como el transporte aéreo y marítimo, mediante la producción de combustibles sostenibles de aviación y de derivados como el amoníaco verde y el metanol verde, entre otras aplicaciones.

¹ Incluye operación, pruebas, generación distribuida y autogeneración a pequeña y gran escala

A través de iniciativas como el CONPES 4075 *Política de Transición Energética*² de 2022, el CONPES 4129 *Política Nacional de Reindustrialización*³ de 2023, de la hoja de ruta del hidrógeno desarrollada en 2021 y de la descarbonización de sectores como transporte e industria (MADS, 2024), se ha logrado avanzar en la identificación y priorización de acciones estratégicas intersectoriales con el fin de fortalecer el desarrollo de proyectos y de las capacidades del aparato productivo nacional alrededor de la promoción del hidrógeno de bajas emisiones como energético alternativo. Sin embargo, debido a los avances globales de este energético, que han permitido aumentar su participación en los procesos de diversificación de la matriz energética en múltiples países, en el ámbito nacional se ha identificado la necesidad de actualizar y priorizar lineamientos estratégicos que permitan un despliegue coordinado y ordenado para su desarrollo.

Por lo anterior, la presente política busca fortalecer las capacidades de inversión, creación de demanda, infraestructura, gobernanza institucional y de desarrollo regional e innovación para el despliegue y expansión de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, y el avance en los procesos de descarbonización y reindustrialización de Colombia a 2031. Para ello, este Documento CONPES cuenta con un Plan de Acción y Seguimiento intersectorial que prioriza a través de 60 acciones intersectoriales de política pública: (i) la inversión y la reducción de costos de producción y de capital; (ii) la creación de una masa crítica de demanda; (iii); el fortalecimiento de la infraestructura necesaria para la competitividad del hidrógeno y sus derivados; (iv) el desarrollo de un modelo de gobernanza intersectorial y la articulación de la regulación, así como (v) el fortalecimiento de las capacidades regionales y sectoriales para un despliegue ordenado.

Estas acciones involucran a 27 entidades que han acordado una inversión indicativa de 86.424 millones de pesos para el logro de los objetivos propuestos. Entre las principales entidades se destacan el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Transporte, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, el Ministerio de Trabajo, el Ministerio de Relaciones Exteriores, el Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación, entre otras.

Clasificación: O14, O25, Q16, Q32, Q38, Q40, Q42, Q48, Q55.

Palabras clave: Hidrógeno, Fertilizantes verdes, Transición Energética Justa, Reindustrialización, Energías Renovables, Transporte Sostenible, Descarbonización, Diversificación y Reconversión Productiva.

² Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4075.pdf>

³ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4129.pdf>

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	12
2. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN	14
2.1. Antecedentes.....	14
2.1.1. Marco normativo	14
2.1.2. Marco de Referencia.....	20
2.2 Justificación.....	28
3. MARCO CONCEPTUAL.....	33
3.1. Potenciales energéticos y recursos	33
3.2. Etapa de producción de Hidrógeno de bajas emisiones.....	37
3.2.1. Hidrógeno por electrólisis del agua	38
3.2.2. Hidrógeno geológico	39
3.2.3. Hidrógeno a partir de biomasa	42
3.2.4. Hidrógeno de recursos fósiles con captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS).....	43
3.3. Derivados del hidrógeno	45
3.3.1. Amoníaco	46
3.3.2. Metanol	47
3.3.3. Combustibles SAF y combustibles sintéticos.....	48
3.4. Etapa de almacenamiento y transporte.....	49
3.4.1. Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno	50
3.4.2. Tecnologías para el transporte de hidrógeno	51
3.5. Etapa de consumo final	52
3.6. Costos nivelados del hidrógeno de bajas emisiones	54
4. DIAGNÓSTICO.....	56
4.1 Escasa inversión en proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, debido a la débil articulación de esquemas intersectoriales para la identificación de ubicaciones óptimas de los proyectos, a los altos costos de producción y al acceso limitado a mecanismos de financiamiento.	61

4.1.1.	Débil articulación de esquemas intersectoriales de soporte, que limita la identificación costo - efectiva de ubicaciones óptimas para proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados	62
4.1.2.	Altos costos de producción del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados ...	65
4.1.3.	Acceso limitado a mecanismos de financiamiento para proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.	67
4.2	Escaso desarrollo de la demanda nacional de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, asociado a la falta de desarrollo de instrumentos de planeación técnica y a la inexistencia de una masa crítica de consumo en el país que limita la sustitución progresiva de combustibles fósiles.	68
4.2.1	Escaso desarrollo e implementación de instrumentos de planeación técnica que permitan consolidar la sustitución gradual del consumo de combustibles fósiles ..	71
4.2.2	Inexistente masa crítica de consumo de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.....	72
4.3	Escaso desarrollo de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados debido a insuficientes estrategias de planeación integral e instrumentos regulatorios para establecer su remuneración y sus características, que limitan su competitividad.	73
4.3.1	Insuficientes estrategias de planeación a largo plazo, que limitan el despliegue de la infraestructura necesaria para transporte, almacenamiento y distribución	75
4.3.2	Insuficientes instrumentos regulatorios que limitan el establecimiento de la remuneración y la definición de las características de la infraestructura para el transporte, almacenamiento y distribución de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.....	77
4.4	Débil cohesión, desarrollo y sincronía del marco regulatorio y normativo, inexistente gobernanza y limitada incorporación y articulación del enfoque socioambiental que impiden el desarrollo de los proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.....	79
4.4.1	Débil cohesión, desarrollo y sincronía del marco regulatorio y normativo en el manejo del hidrógeno y sus derivados en el país	81
4.4.2	Inexistente gobernanza y coordinación institucional que impide el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.....	83
4.4.3	Limitada incorporación y articulación del enfoque socioambiental en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.....	84

4.5	Limitadas capacidades territoriales en desarrollo industrial, talento humano, I+D+i y mecanismos de experimentación controlada que impiden el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.....	91
4.5.1	Limitadas capacidades industriales regionales y de formación de talento humano para la producción y ensamblaje de equipos y maquinaria, que impiden el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados	92
4.5.2	Baja incorporación del componente de I+D+i, en el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país.	94
4.5.3	Escasa implementación de mecanismos de experimentación controlada para el desarrollo de proyectos piloto y la validación de soluciones tecnológicas en condiciones reales	95
5	DEFINICIÓN DE LA POLÍTICA	96
5.1	Objetivo general	96
5.2	Objetivos específicos	96
5.3	Plan de acción	97
5.3.1	Incentivar la inversión en los proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados a través del fortalecimiento de la articulación de esquemas intersectoriales de soporte para la identificación de ubicaciones óptimas de los proyectos, reducción de los altos costos de producción y el acceso efectivo a mecanismos de financiamiento.....	97
5.3.2	Promover el desarrollo de la demanda nacional de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, a través del desarrollo de instrumentos de planeación técnica y la creación de una masa crítica de consumo en el país para contribuir con la sustitución progresiva de combustibles fósiles	100
5.3.3	Impulsar el desarrollo de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, a través del desarrollo de estrategias de planeación integral e instrumentos regulatorios para establecer su remuneración y sus características con el fin de aumentar su competitividad.....	102
5.3.4	Fortalecer la cohesión, desarrollo y sincronía del marco regulatorio y normativo, la creación de gobernanza y promover la incorporación y articulación del enfoque socioambiental para el despliegue de los proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y derivados	104

5.3.5	Fortalecimiento de capacidades territoriales en desarrollo industrial, talento humano, I+D+i y mecanismos de experimentación controlada para impulsar el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados	108
5.4	Seguimiento	109
5.5	Financiamiento	110
6	RECOMENDACIONES.....	111
	ANEXOS.....	121
	Anexo A. Plan de Acción y Seguimiento (PAS).....	121

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de la intensidad de emisiones para diferentes rutas de producción del hidrógeno.	45
Tabla 2. Usos tradicionales y emergentes del amoníaco.	46
Tabla 3. Usos tradicionales y emergentes del metanol.	47
Tabla 4. Resumen de las metas de la hoja de ruta del hidrógeno de Colombia y potencial de los principales recursos energéticos del país.	59
Tabla 5. Clasificación de los proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia según las etapas de desarrollo	61
Tabla 6. Factores de capacidad de planta, costos totales de instalación y costos nivelados de energía en 2023 para la electricidad renovable	66
Tabla 7. Estimación del consumo de amoníaco y del hidrógeno asociado a su producción en 2021.....	70
Tabla 8. Clasificación de los usos finales de los productos del banco de proyectos en desarrollo para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia.....	70
Tabla 9. Clasificación de las principales categorías de conflictividad social asociadas al desarrollo histórico de proyectos a gran escala en el sector energético	85
Tabla 10. Áreas promedio utilizadas por varias de las fuentes renovables de energía y las plantas para la producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.	90
Tabla 11. Cronograma de seguimiento.....	109
Tabla 12. Costos desagregados por objetivo	110

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Demanda interna y exportaciones de hidrógeno verde para el Escenario de Transición Energética Justa	27
Gráfico 2. Producción de hidrógeno por país y demanda por sector industrial en América Latina y el Caribe, 2023.....	57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados	36
Figura 2. Rutas de producción de hidrógeno de bajas emisiones.....	38
Figura 3. Priorización de las aplicaciones potenciales para el hidrógeno de bajas emisiones y derivados.....	53

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 1. Área potencial de generación de hidrógeno natural.	41
---	----

SIGLAS Y ABREVIACIONES

AEM	Membrana de Intercambio Aniónico
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
ATJ	Alcohol-to-Jet
CCS	Captura y Almacenamiento de Carbono
CCUS	Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono
COP	Conferencia de las Partes
CO ₂	Dióxido de Carbono
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
EPM	Empresas Públicas de Medellín
ESMAP	Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético
Fenoge	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FID	Decisiones Finales de Inversión
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
FN CER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GW	Gigavatios
H ₂	Hidrógeno
I+D+i	investigación, desarrollo e innovación
Icontec	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación
IEA	Agencia Internacional de Energía
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
Kt	Kilotoneladas
LCA	Análisis de Ciclo de Vida
LCAF	Combustibles de Aviación de Bajas Emisiones de Carbono
LCOE	Costos Nivelados de la Electricidad
LCOH	Costos Nivelados de Producción del Hidrógeno
LOHCs	Portadores Líquidos Orgánicos
Mt	Millones de Toneladas
MW	Megavatios
OEC	Organismos Evaluadores de la Conformidad
PAS	Plan de Acción y Seguimiento
PCHs	Aprovechamientos en Pequeña Escala
PEM	Membrana de Intercambio Protónico

PEN	Plan Energético Nacional
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PSA	Adsorción por Cambio de Presión
PtX	power-to-X
SAF	Combustibles Sostenibles de Aviación
SIN	Sistema Interconectado Nacional
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
VE	Vehículos Eléctricos

1. INTRODUCCIÓN

Las emisiones de carbono deben reducirse drásticamente en los próximos 30 años para limitar el aumento de la temperatura media global por debajo de 2 °C sobre los niveles preindustriales (COP, [Conferencia de las Partes], 2015). Este reto ha impulsado los procesos de transición energética, que también exigen la transformación de la economía, con retos especiales en países dependientes de la explotación de combustibles fósiles. En este orden de ideas, el hidrógeno de bajas emisiones ofrece alternativas para sustituir los combustibles fósiles y para contribuir a la descarbonización de varios sectores industriales, dado que su uso no emite dióxido de carbono y puede producirse mediante electrólisis utilizando fuentes de energía renovables y sistemas de captura y almacenamiento de carbono.

En este sentido, Colombia ha asumido el compromiso de alcanzar la neutralidad climática en 2050 y enfrenta el desafío de transformar su economía, aún dependiente de la extracción de recursos fósiles. Este compromiso ha sido abordado por diferentes instrumentos normativos como la Ley 2099 de 2021⁴, que incorporó el hidrógeno por su taxonomía de colores, particularmente el hidrógeno verde dentro de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR) y el hidrógeno azul dentro de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), habilitando los incentivos establecidos por la Ley 1715 de 2014⁵. De igual forma, se destaca la Ley 2294 de 2023⁶ que amplió la definición de hidrógeno verde permitiendo que sea producido tanto con energía autogenerada⁷ de fuentes renovables como con energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN), e incorporó por primera vez en la normativa colombiana el hidrógeno de origen natural o geológico.

Por otra parte, diversos instrumentos de política pública como la Hoja de Ruta del Hidrógeno, el CONPES 4075 *Política de Transición Energética*⁸, el documento Visión Colombia 2050 y la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa, han reconocido al hidrógeno de bajas emisiones como un vector energético estratégico para impulsar la descarbonización, promover la reindustrialización y consolidar nuevos usos y mercados en segmentos de difícil electrificación. En 2021, la hoja de ruta del hidrógeno de Colombia estableció metas para la producción de hidrógeno de bajas emisiones de 120 mil toneladas en 2030, 790 kilotoneladas (kt) en 2040 y 1.850 kt en 2050. Actualmente, el país produce

⁴ Por la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones

⁵ Por la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional

⁶ Por el cual se expide el plan nacional de desarrollo 2022- 2026 "Colombia Potencia Mundial de la Vida"

⁷ siempre que la energía renovable autogenerada sea igual o superior a la consumida de la red del SIN

⁸ Política de Transición Energética

176 kt de hidrógeno de origen fósil, las cuales se buscan reemplazar por hidrógeno de bajas emisiones (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

Pese a estos avances, Colombia presenta deficientes capacidades en materia de inversión, creación de demanda, infraestructura, gobernanza institucional y de desarrollo regional e innovación, que limitan el despliegue y expansión de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, así como el avance en los procesos de descarbonización y reindustrialización. Esto se refleja en que los planes de inversión vigentes, así como los proyectos relacionados con hidrógeno de bajas emisiones o sus derivados, se concentran mayoritariamente en la producción de este recurso.

Adicional a lo anterior, las características de baja densidad, permeabilidad e inflamabilidad del hidrógeno implican mayores requerimientos tecnológicos para su compresión, licuefacción y almacenamiento seguro, lo que incrementa los costos frente a otros energéticos y exige estándares técnicos aún en consolidación. A esto se suma que, aún no se ha determinado la factibilidad técnica y económica de reutilizar la infraestructura existente de gas natural como gasoductos y sistemas de almacenamiento para producir, transportar, almacenar y distribuir el hidrógeno y sus derivados.

En este contexto, la presente política busca contribuir al cumplimiento de las metas trazadas en los diferentes instrumentos normativos y de política pública anteriormente mencionados y promover el desarrollo integral de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados. Asimismo, establece un marco para que las entidades del orden nacional trabajen de forma coordinada mediante acciones específicas y priorizadas, sujetas a seguimiento y divulgación. Se estima que, de cumplirse estas metas, el hidrógeno podría convertirse en una industria de 4 a 6 mil millones de dólares en ingresos anuales hacia 2050 para Colombia (Ministerio de Minas y Energía, 2021). De acuerdo con la IEA, el potencial podría ser aún mayor, dependiendo de la demanda global requerida para lograr los objetivos del escenario de emisiones netas cero para ese año (IEA, 2024).

Este documento se compone de seis secciones, incluida esta introducción. La sección 2 presenta los antecedentes y la justificación de la política del hidrógeno de bajas emisiones. La sección 3 presenta el marco conceptual de la política, en el cual se desarrollan las definiciones, enfoques y conceptos técnicos fundamentales que orientan su formulación y facilitan la comprensión de las problemáticas, objetivos y acciones propuestas. La sección 4 presenta el diagnóstico, identificando las principales problemáticas para el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. La sección 5 presenta la definición de la política, e incluye el plan de acción y los mecanismos de seguimiento y evaluación. Finalmente, la sección 6 presenta las recomendaciones al CONPES.

2. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

2.1. Antecedentes

2.1.1. Marco normativo

Colombia ha avanzado en la consolidación de un marco regulatorio para impulsar el hidrógeno de bajas emisiones como un energético estratégico en la transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible. El país ha transitado de un esquema exploratorio a una arquitectura institucional sofisticada, diseñada para otorgar seguridad jurídica y viabilidad financiera a toda la cadena de valor del hidrógeno⁹, promoviendo así su uso para la descarbonización de la economía en sectores y segmentos específicos de difícil electrificación.

La Constitución Política de 1991 constituye el principal antecedente del marco normativo que orienta el desarrollo de las políticas públicas en materia energética y ambiental en Colombia. En particular, los artículos 49, 79 y 365 establecen principios que sirven de fundamento para la promoción de energéticos de bajas emisiones, al disponer que el Estado debe garantizar la atención de la salud y el saneamiento ambiental, proteger el derecho de todas las personas a gozar de un ambiente sano y asegurar la prestación eficiente de los servicios públicos como una finalidad social del Estado. En este contexto, el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones se enmarca en los mandatos constitucionales orientados a promover un desarrollo sostenible, mejorar la calidad ambiental y fortalecer la seguridad y confiabilidad del sistema energético nacional.

La primera mención al hidrógeno en la legislación colombiana se realizó a través de la Ley 939 de 2004¹⁰. En esta norma se define el biohidrógeno (hidrógeno producido a partir de biomasa o residuos) como un biocombustible equiparable al bioetanol y al biodiésel, capaz de servir como sustituto parcial o total del ACPM en motores diésel, de acuerdo con las definiciones y normas de calidad establecidas por la autoridad competente. No obstante, esta disposición se limitó al reconocimiento del biohidrógeno como biocombustible, sin precisar el desarrollo de instrumentos regulatorios, los incentivos específicos, ni los mecanismos para promover una cadena de valor integral del hidrógeno de bajas emisiones en el país.

⁹ producción, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización

¹⁰ Por medio de la cual se subsanan los vicios de procedimiento en que incurrió en el trámite de la Ley 818 de 2003 y se estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en Motores diésel y se dictan otras disposiciones. Se puede consultar la ley a través del siguiente enlace: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=15594>

Adicionalmente, con la Ley 1715 de 2014¹¹, se estableció el marco para promover el aprovechamiento de las FNCE, principalmente aquellas de carácter renovable, declarándolas de utilidad pública e interés social. En el marco de la política energética nacional, esta ley definió cuatro incentivos que constituyen la base para fomentar la investigación, el desarrollo y la inversión en tecnologías limpias para la producción de energía: (i) deducción del impuesto sobre la renta equivalente al 50 % de la inversión; (ii) exclusión del impuesto sobre las ventas (IVA); (iii) exención arancelaria para la importación de maquinaria, equipos y materiales sin producción nacional; y (iv) depreciación acelerada de activos, hasta del 33,33 % anual. Asimismo, la ley creó el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge), orientado a promover y financiar el desarrollo de las FNCE, con prioridad en las fuentes renovables. Si bien estos incentivos han facilitado la entrada de proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable como la solar y eólica, no se han creado instrumentos que solucionen las barreras asociadas a los altos costos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y derivados, al acceso a financiamiento especializado y la ausencia de instrumentos específicos que impulsen la inversión en toda su cadena de valor.

A nivel ambiental, el Decreto 1076 de 2015¹² sigue siendo la norma rectora, definiendo competencias de licenciamiento ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) para proyectos integrados de gran escala y exigiendo concesiones de agua y permisos de vertimientos, insumos críticos para la electrólisis. Sin embargo, aún existen retos para armonizar los procedimientos ambientales con las particularidades de los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y de sus derivados, especialmente en aspectos relacionados con el uso eficiente del agua, la ubicación óptima de los proyectos, la evaluación de riesgos y la gestión territorial de proyectos a gran escala.

En línea con los objetivos ambientales y de descarbonización del país, la Ley 1964 de 2019¹³ incorporó en la normativa la categoría de vehículos eléctricos (VE), definiéndolos como vehículos impulsados exclusivamente por uno o más motores eléctricos que obtienen energía, entre otras tecnologías, de celdas de combustible de hidrógeno. Esta ley estableció incentivos para los VE tales como: (i) impuesto vehicular máximo de 1 % del valor comercial; (ii) exención de las restricciones vehiculares de origen ambiental como pico y placa y día sin carro y; (iii) cuotas mínimas de VE para los prestadores del servicio público de transporte y sistemas de transporte masivo. Al fomentar la demanda

¹¹ Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Se puede consultar la ley a través del siguiente enlace:

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>

¹² Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible.

¹³ Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones.

de VE, esta ley impulsó la creación de un mercado donde la tecnología de hidrógeno tiene gran potencial para el sector transporte. No obstante, el desarrollo de la movilidad basada en hidrógeno continúa limitado por la inexistencia de infraestructura de abastecimiento, estándares técnicos específicos, ausencia de pilotos en segmentos de difícil descarbonización como el transporte terrestre de carga y una demanda insuficiente que permita la consolidación de este mercado en el país.

Posteriormente, la Ley 2099 de 2021¹⁴ marcó un hito para el hidrógeno al incorporar al ordenamiento jurídico las taxonomías de hidrógeno verde y azul. Por un lado, el hidrógeno verde se define como aquel producido a partir de FNCER, como la biomasa, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, eólica, calor geotérmico, solar y mareomotriz, entre otros. Por otra parte, el hidrógeno azul es producido a partir de combustibles fósiles, principalmente metano (CH₄), como parte de su proceso de producción y se considera FNCE. Al ser reconocidos como FNCER y FNCE respectivamente, se les extienden todos los beneficios y disposiciones de la Ley 1715 de 2014, lo que favorece la promoción y financiamiento de los proyectos de hidrógeno. Pese a este importante avance, la incorporación de la taxonomía de colores del hidrógeno no resolvió aspectos asociados a la creación de segmentos de demanda especializados y de valor agregado, el desarrollo de infraestructura, los mecanismos de certificación, umbrales de emisiones, ni las condiciones de mercado requeridas para el escalamiento de los proyectos.

Ese mismo año, a través de la Ley 2169 de 2021¹⁵ se declaró la producción y almacenamiento de hidrógeno verde como de utilidad pública e interés social. Esta declaratoria faculta a los desarrolladores para solicitar servidumbres, mecanismo vital para la seguridad jurídica de los predios en proyectos de infraestructura. Sin embargo, la declaratoria de utilidad pública por sí sola no garantiza la viabilidad de los proyectos, dado que persisten desafíos con la planificación territorial, la articulación territorial, el desarrollo de las demandas en los diferentes sectores de uso y la correspondiente definición de la infraestructura requerida.

Tras la consolidación del hidrógeno dentro de la política energética y ambiental, Colombia avanzó con la regulación necesaria para la implementación de los proyectos. **A**

¹⁴ Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. Se puede consultar la ley a través del siguiente enlace: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326>

¹⁵ Por medio de la cual se impulsa el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática y se dictan otras disposiciones.

través del Decreto 895 de 2022¹⁶ se reglamentaron las disposiciones de las Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021, garantizando su aplicabilidad al hidrógeno. Asimismo, se estableció que, para acceder a los beneficios que establecen estas leyes, los proyectos de FNCE y FNCER (incluidos los de hidrógeno) deben ser evaluados y certificados por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). No obstante, aún se requiere consolidar procedimientos regulatorios específicos, desarrollo de proyectos piloto en aplicaciones de difícil descarbonización y mecanismos de coordinación institucional que permitan reducir incertidumbres para inversionistas y desarrolladores de proyectos.

Mediante el Decreto 1476 de 2022¹⁷ que reglamentó e instrumentó la Ley 2099 de 2021, se establecieron las condiciones de mercado, permitiendo la producción de hidrógeno verde conectado a la red del SIN bajo esquemas de certificación de energía renovable y eliminando la obligación técnica de estar desconectado de la red para garantizar el uso de FNCER. Además, el decreto transita de una taxonomía de colores (tecnologías) hacia criterios de intensidad de carbono al introducir el concepto de hidrógeno de bajas emisiones, lo cual moderniza el sector, favorece la ambición climática y la alineación con los mercados internacionales. La norma también promueve la armonización regulatoria al asignar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) el mandato para reglamentar el uso del hidrógeno para servicios de energía y gas, y las condiciones de inyección en redes de distribución de gas y poliductos. Asimismo, otorga al Ministerio de Transporte la facultad para reglamentar el transporte de hidrógeno por carretera y su uso en el sector transporte, mientras que al Ministerio de Minas y Energía le corresponde reglamentar el suministro en estaciones de servicio. Si bien esta norma precisó el enfoque regulatorio del sector, varios desarrollos reglamentarios sectoriales permanecen pendientes, particularmente en materia de transporte, almacenamiento, distribución, comercialización e integración del hidrógeno en los diferentes mercados energéticos.

¹⁶ Por el cual se reglamentan los Artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014, modificados por los Artículos 8, 9, 10 y 11 de la Ley 2099 de 2021, los parágrafos 1 y 2 del Artículo 21 y el Artículo 43 de la Ley 2099 de 2021, se sustituyen los Artículos 1.2.1.18.70. al 1.2.1.18.79. del Capítulo 18 del Título 1 de la Parte 2 del Libro 1 y se adicionan los Artículos 1.2.1.18.91. y 1.2.1.18.92, al Capítulo 18 del Título 1 de la Parte 2 del Libro 1 y se reenumeran y modifican los Artículos 1.3.1.12.21. (sic) y 1.3.1.12.22. (sic) del Capítulo 12 del Título 1 de la Parte 3 del Libro 1 del Decreto 1625 de 2016, Único Reglamentario en Materia Tributaria.

¹⁷ Por el cual se reglamentan los artículos 21 y 23 de la Ley 2099 de 2021 y se adiciona el título VII a la parte 2 del libro 2 del Decreto 1073 de 2015, con el fin de adoptar disposiciones dirigidas a promover la innovación, investigación, producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno.

En el ámbito de tierras y licenciamiento, el Decreto 1537 de 2022¹⁸ reglamentó el procedimiento para la declaratoria de utilidad pública, imponiendo un cronograma estricto que otorga una vigencia de dos años al acto administrativo para la negociación de predios. Para resolver conflictos territoriales, la Resolución 40303 de 2022¹⁹ creó los mecanismos de coexistencia, permitiendo que proyectos de hidrógeno se desarrollen en áreas superpuestas con títulos mineros o petroleros mediante acuerdos operacionales y dictámenes periciales. No obstante, continúan existiendo desafíos para la definición de ubicaciones óptimas para el desarrollo de los proyectos, la articulación territorial de los proyectos y la articulación y gobernanza entre actores públicos y privados, especialmente en regiones donde convergen múltiples actividades productivas y usos del suelo.

En 2023, el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026 *Colombia, potencia mundial de la vida*, impulsó al hidrógeno dentro de sus líneas estratégicas de inversión nacionales y regionales para la transición energética justa, el desarrollo económico y el cumplimiento de los objetivos de descarbonización. El PND, adoptado mediante la Ley 2294 de 2023²⁰, también actualizó la definición de hidrógeno verde mediante el artículo 235, considerándolo como aquel producido tanto con energía autogenerada de FNCER, como con energía eléctrica del SIN, siempre que la energía autogenerada sea igual o superior a la tomada del SIN. Adicionalmente, mediante el mismo artículo introdujo la definición de hidrógeno blanco como el que se produce de forma natural por procesos geológicos en la corteza terrestre (gas libre en distintos ambientes geológicos, incluidos sistemas hidrotermales y géiseres) y lo incluyó dentro de las FNCER. De igual forma, el documento de las Bases del Plan Nacional de Desarrollo, en su Transformación IV: Transformación productiva, internacionalización y acción climática, *catalizador C. Transición energética justa, segura, confiable y eficiente*, se estableció que el Gobierno Nacional impulsará la incorporación de nuevas fuentes de generación de energía eléctrica a partir de FNCER, ajustando e implementando las hojas de ruta del hidrógeno. Asimismo, frente al componente denominado *Desarrollo económico a partir de eficiencia energética, nuevos energéticos y minerales estratégicos para la transición* el documento estableció que la región se articulará para el intercambio de recursos y excedentes energéticos y promoverá estrategias de producción de nuevos portadores energéticos como el hidrógeno verde, y precisó que se avanzaría en la producción de hidrógeno verde y combustibles sintéticos como

¹⁸ Por el cual se adiciona y se modifica el Decreto 1073 de 2015 y se reglamenta el parágrafo segundo del artículo 17 de la Ley 56 de 1981 así como el artículo 30 de la Ley 2169 en lo relacionado a la expedición del acto administrativo de declaratoria de utilidad pública e interés social.

¹⁹ Por la cual se expiden lineamientos para facilitar la coexistencia de proyectos ante eventuales casos de superposiciones parciales o totales entre proyectos del sector minero energético.

²⁰ Por el cual se expide el plan nacional de desarrollo 2022- 2026 “Colombia, potencia mundial de la vida”.

vectores energéticos, para uso general, incluyendo sectores de difícil electrificación y usos no energéticos como la producción de fertilizantes. Se avanzará en el aprovechamiento del hidrógeno blanco, asociado a procesos geológicos en la corteza terrestre y que se encuentra en su forma natural como gas libre en diferentes ambientes. Se promoverá el desarrollo de la tecnología de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) con el fin de utilizar el dióxido de carbono como insumo en diferentes procesos productivos o en la prestación de servicios en los que se requiera. Sin embargo, el fortalecimiento de la política pública requiere complementar estos lineamientos con instrumentos de política de Estado que estimulen la demanda, promuevan proyectos de escala comercial y fortalezcan las capacidades nacionales para el despliegue de una cadena de valor de bajas emisiones.

Considerando la nueva definición de hidrógeno blanco, se establecieron lineamientos para la implementación de proyectos de evaluación, exploración y explotación de esta nueva forma de producción. **El Decreto 2235 de 2023²¹ incorporó el hidrógeno blanco en el Decreto Único Reglamentario del Sector de Minas y Energía y estableció, entre otros aspectos, condiciones de exclusividad, requisitos ambientales, reglas de coproducción de otros gases, coexistencia de proyectos, mecanismos de otorgamiento de derechos para la ejecución de proyectos, entrega de información técnica, participación social, así como el fomento e incentivos para este energético.** No obstante, el potencial de hidrógeno geológico o blanco aún enfrenta incertidumbres técnicas, regulatorias y económicas, por lo que se requiere fortalecer los mecanismos de investigación, la identificación de áreas con prospectividad, generación de información, validación tecnológica y adjudicación de proyectos.

Asimismo, se expidieron lineamientos para el desarrollo de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia dentro del sector energético. **El Decreto 1597 de 2024²² definió que todo hidrógeno producido o extraído con una intensidad de emisiones menor a la definida por el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible será considerado de bajas emisiones.** Adicionalmente, la norma define los productos derivados del hidrógeno, crea el Sistema Único de Información para proyectos de hidrógeno con el fin de registrar y gestionar proyectos, y establece lineamientos para la certificación del hidrógeno. A pesar de estos avances en materia de definición y certificación, continúan pendientes desarrollos regulatorios que permitan operacionalizar los

²¹ Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, con el fin de reglamentar el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 en lo relacionado con el desarrollo de proyectos de Hidrógeno Blanco en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia.

²² Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, con el fin de establecer lineamientos de política pública para la gestión y promoción del Hidrógeno de bajas emisiones y/o sus derivados, y se establecen otras disposiciones.

mecanismos de certificación, trazabilidad, reporte, verificación de emisiones y cumplimiento internacional de los atributos ambientales del hidrógeno colombiano.

Por último, el avance regulatorio más reciente corresponde a la expedición de la **Resolución UPME 135 de 2025**²³. A través de esta se establecen los requisitos, procedimientos y tarifas para que la UPME evalúe y emita los certificados para acceder a los incentivos de la ley 1715 de 2014. Entre otros aspectos, la resolución define los ciclos de ventanilla única para la radicación de solicitudes y vincula los beneficios fiscales a una lista taxativa de bienes y servicios. Sin embargo, el acceso a los incentivos continúa enfrentando retos asociados a la estructuración de proyectos, las capacidades técnicas de los desarrolladores y el limitado acceso a financiamiento para iniciativas en etapas tempranas de desarrollo.

2.1.2. Marco de Referencia

Como complemento al marco normativo, se han dispuesto instrumentos de política pública para respaldar el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones, principalmente para su uso como energético en el país. Los antecedentes descritos a continuación incluyen planes estratégicos sectoriales y tecnológicos (como las hojas de ruta) y documentos de política pública aprobados por el CONPES, los cuales abordan aspectos de la transición energética y el hidrógeno.

En 2021, el Ministerio de Minas y Energía publicó la *Hoja de Ruta del Hidrógeno* para promover su despliegue y establecer metas de producción de hidrógeno verde y azul en el país. Este documento fijó como meta alcanzar, a 2030, una capacidad de electrólisis entre 1 y 3 gigavatios (GW) para producción de hidrógeno verde y una producción de 50 kt de hidrógeno azul, destinada a aplicaciones en el sector industrial (demanda existente) y a nuevos usos en generación eléctrica y transporte. Hacia 2050, proyecta una demanda de 1.850 kt de hidrógeno de bajas emisiones. Su implementación se estructura en cuatro ejes estratégicos: (i) habilitadores jurídicos y regulatorios; (ii) instrumentos de desarrollo de mercado; (iii) apoyo al despliegue de infraestructura; y (iv) fomento del desarrollo tecnológico e industrial (Ministerio de Minas y Energía, 2021). En este sentido, el desarrollo de la economía del hidrógeno avanza conforme a los objetivos propuestos en la *Hoja de Ruta del Hidrógeno*. Sin embargo, persisten retos asociados a la coordinación

²³ Por la cual se establecen los requisitos, el procedimiento y las tarifas a cobrar para evaluar las solicitudes y emitir los certificados que permitan acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.

institucional, la consolidación de la demanda, el cierre de brechas de infraestructura y la movilización de inversiones para materializar los proyectos y las metas allí propuestas.

Posteriormente, en 2022, el Documento CONPES 4075 *Política de Transición Energética*²⁴ identificó el potencial del hidrógeno de bajas emisiones para descarbonizar sectores de difícil electrificación, y orientó proyectos piloto y usos en transporte. El documento identificó desafíos para el desarrollo del mercado entre los cuales se encuentran la falta de lineamientos regulatorios y limitaciones técnicas para la adopción a gran escala. Además, definió estrategias intersectoriales para su integración en el sector minero-energético, promovió el impulso al transporte sostenible y ayudó a la promoción de la innovación tecnológica. Finalmente, destacó al hidrógeno como oportunidad económica y social para reducir la dependencia de combustibles fósiles, generar empleo y acelerar la transición energética.

Los lineamientos del CONPES 4075 constituyeron un antecedente fundamental para la presente política, en la medida en que reconocieron al hidrógeno de bajas emisiones como un habilitador de la transición energética y plantearon acciones orientadas al desarrollo de mercados, la innovación y la descarbonización sectorial. No obstante, dichas orientaciones del CONPES 4075 del 2022 tenían un alcance transversal dentro de la transición energética vinculado al temprano estado de desarrollo de la tecnología del hidrógeno de bajas emisiones y no entraron a desarrollar de manera integral los desafíos específicos que enfrenta su cadena de valor del hidrógeno, aunque ya se reconocía en su momento la existencia de escasos lineamientos y estrategias para promover el desarrollo y uso del hidrógeno a nivel nacional. En este sentido, la presente política desarrolla y profundiza los lineamientos del CONPES 4075 en materia de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, mediante una agenda específica orientada a fortalecer la inversión, promover la demanda, desarrollar la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución, consolidar la gobernanza y articulación institucional, y fortalecer las capacidades regionales, tecnológicas y de innovación necesarias para el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia.

Por su parte, en 2023, el Documento CONPES 4118 *Política Nacional Portuaria, Modernización y Sostenibilidad de la Actividad Portuaria y su Articulación con el Territorio*²⁵ estableció una línea de acción que busca el fomento del desarrollo de infraestructura portuaria moderna orientada a las tecnologías de producción de energías renovables para consumo propio y comercialización en el exterior. El documento plantea

²⁴ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4075.pdf>

²⁵ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4118.pdf>

evaluar la viabilidad del desarrollo de producción, almacenamiento, suministro y/o exportación de combustibles de cero emisiones en el Caribe colombiano, considerando el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados como potencial energético. Sin embargo, aún se requiere desarrollar instrumentos de planificación, regulación e inversión que permitan materializar la infraestructura necesaria para el almacenamiento, transporte y exportación de hidrógeno y sus derivados. De esta manera, la presente política desarrolla y operacionaliza los lineamientos portuarios establecidos en el CONPES 4118, incorporando medidas específicas para impulsar la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, fortalecer los instrumentos regulatorios y de planificación requeridos para su despliegue, promover la articulación institucional entre los sectores energético, transporte y portuario, y generar las condiciones habilitantes para consolidar a Colombia como potencial productor, consumidor y exportador de hidrógeno, derivados y combustibles de bajas emisiones.

Adicionalmente, en 2023, el Documento CONPES 4129²⁶ *Política Nacional de Reindustrialización*²⁷ estableció una línea de acción para diseñar una estrategia de atracción de inversión extranjera que fomente la reindustrialización a partir de la **transferencia de conocimiento y tecnología**. En el marco de la transición energética justa, el CONPES 4129 implementará una estrategia para promover a Colombia a nivel internacional como *hub* de producción de energías, con énfasis en FNCER y derivados del hidrógeno, con el fin de atraer inversión de empresas que busquen expandir su cobertura de oferta de soluciones energéticas y de descarbonización. No obstante, persisten desafíos para fortalecer las capacidades industriales, tecnológicas y de innovación requeridas para consolidar habilidades y encadenamientos productivos nacionales alrededor del hidrógeno de bajas emisiones. De esta manera, la presente política desarrolla y operacionaliza los lineamientos de reindustrialización definidos en el CONPES 4129, incorporando medidas orientadas a fortalecer las capacidades industriales para la producción y ensamblaje de equipos y maquinaria, promover la formación de talento humano especializado, incrementar la incorporación de actividades de investigación, desarrollo e innovación (I+D+i), fomentar mecanismos de experimentación y validación tecnológica, y facilitar la atracción de inversión y transferencia tecnológica para consolidar una cadena de valor nacional competitiva alrededor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

En relación con el financiamiento, el Gobierno Nacional ha implementado estrategias para financiar proyectos y programas que promuevan la transición energética del país. El Documento CONPES 4137 *Concepto favorable a la nación para otorgar una garantía a*

²⁶ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4129.pdf>

²⁷ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4129.pdf>

la Financiera de Desarrollo Nacional S.A. (FDN) para contratar una operación de crédito público externo con organismos multilaterales, gobiernos, fondos y otras entidades de apoyo internacional hasta por la suma de USD 138,5 millones, o su equivalente en otras monedas destinados al programa de apoyo a la transición energética²⁸ de 2024, tiene como objetivo fortalecer la línea de crédito sostenible para costear proyectos de FNCER, líneas de transmisión, hidrógeno verde, almacenamiento de energía, infraestructura de medición avanzada y electromovilidad, en beneficio del SIN y las zonas no interconectadas. No obstante, persisten los altos costos de la tecnología y se evidencian limitados instrumentos de financiamiento para proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

Por su parte, el Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación, liderado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación ha buscado alinear sus objetivos para fomentar el desarrollo sostenible y la innovación transformativa, incorporando la visión de la generación de valor en las cadenas productivas de la industria nacional a través de las políticas de investigación e innovación orientadas por misiones, una de ellas está enfocada a la transición energética. **En 2024, esta misión publicó el documento de política pública para la transición energética, incluyendo al hidrógeno de bajas emisiones como una de las líneas de innovación priorizadas** (Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, 2024). De forma complementaria, la política nacional en investigación y desarrollo del país ha priorizado durante los últimos años el fomento de la transformación productiva sostenible, incluyendo el componente de las fuentes renovables de energía.

En 2024, en el marco de la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, el Ministerio de Minas y Energía evaluó los cuatro ejes habilitadores de la Ruta del Hidrógeno (jurídicos y regulatorios; instrumentos de desarrollo de mercado; apoyo al despliegue de infraestructura; e impulso al desarrollo tecnológico e industrial) y sus 28 acciones, evidenciando avances y desafíos pendientes. Adicionalmente, revisaron los proyectos piloto y productivos en curso en el país.

El eje de habilitadores jurídicos y regulatorios ha establecido un marco normativo para el desarrollo del hidrógeno en Colombia, avanzando en la definición de lineamientos de gobernanza, de certificaciones y de regulación. A la fecha, se cuenta con definiciones jurídicas claras, normas técnicas colombianas desarrolladas por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (Icontec) y el Ministerio de Minas y Energía está reglamentando la calidad y la certificación de origen. Sin embargo, aún se requieren acciones para la simplificación de trámites administrativos con las diferentes entidades y

²⁸ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4137.pdf>

reducción en los tiempos de evaluación y respuesta, por ejemplo, la certificación de la UPME que es requisito para la obtención de los beneficios tributarios para los proyectos de energía renovable, presenta lentitud en la recolección de documentos técnicos y su evaluación, además de presentarse modificaciones a las fechas y ventanas de tiempo para radicación de solicitudes, que impactan los cronogramas de los desarrolladores de este tipo de proyectos que incluye los de hidrógeno de bajas emisiones.

El eje de instrumentos de desarrollo de mercado ha fortalecido la organización del sector y ha creado las condiciones para la adopción del hidrógeno de bajas emisiones en la industria, el transporte y otros usos. Este avance se refleja en la consolidación de la Asociación Colombiana de Hidrógeno y la Cámara de Hidrógeno ANDI-NATURGAS. No obstante, sigue en evaluación la contribución del hidrógeno a la diversificación económica en regiones dependientes de recursos fósiles. Por esto, resulta necesario continuar estructurando mecanismos de financiación que impulsen nuevos proyectos. Actualmente, Colombia ha identificado *hubs* de hidrógeno en varias regiones (GIZ, 2023c), (GIZ, 2023d), (AHK, 2024) (Banco Mundial; Hincio; Cenit, 2024), ha desarrollado proyectos piloto en el sector productivo y ha iniciado su integración en Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF).

El eje de apoyo al despliegue de infraestructura ha permitido el desarrollo de estudios estratégicos, aunque la implementación física de proyectos sigue siendo limitada. Se ha evaluado la CCUS, la viabilidad del almacenamiento geológico y la disponibilidad de recursos hídricos para la producción de hidrógeno. No obstante, aún no se cuenta con una red de estaciones de dispensado ni con un plan de infraestructura coordinado con los sistemas eléctrico, de transporte y almacenamiento. Recientemente, se ha adoptado un piloto de *blending* a escala de laboratorio en redes de gas natural; estudios sobre el impacto de la producción de hidrógeno en el Sistema Interconectado Nacional; y consultorías sobre puertos verdes para futuras exportaciones.

Finalmente, el eje de impulso al desarrollo tecnológico ha promovido la investigación y el desarrollo de capacidades en torno al hidrógeno, con proyectos piloto y financiamiento a través del Sistema General de Regalías y otras fuentes nacionales e internacionales. Se han desarrollado iniciativas de capacitación técnica y se ha avanzado en la evaluación de capacidades industriales para la producción y uso de hidrógeno y derivados. No obstante, sigue siendo clave fortalecer la industria local para reducir la dependencia de tecnología importada y fomentar una producción nacional competitiva. Actualmente, Colombia cuenta con el sistema de información ECOSISTEMA H2 Colombia (Ministerio de Minas y Energía, 2026); y ha impulsado el uso de hidrógeno en la producción de fertilizantes y amoníaco verde a través de proyectos como OPEX HEVOLUCIÓN ubicado en Sabaneta Antioquia.

Por su parte, el sector ambiental ha avanzado en regulaciones que fomentan el cumplimiento de los objetivos climáticos. **La Contribución Determinada a Nivel Nacional 3.0, de 2025 en su versión declarativa actualiza la ambición climática del país, ratificando la meta de Colombia para la reducción de emisiones del 51 % en 2030, y estableciendo una meta de emisiones máximas de entre 155 y 161 MtCO₂eq²⁹ para 2035, alineando la senda para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050.** Este instrumento identifica al hidrógeno verde y sus derivados como tecnologías habilitantes para sustituir combustibles fósiles y prioriza 34 proyectos de Transición Energética Justa y Reindustrialización por un valor aproximado de 20.596 millones de dólares. Adicionalmente, estructura la movilización de recursos a través del Portafolio para la Transición Socioecológica y Energética Justa.

Por otra parte, el hidrógeno producido con energías renovables es un componente esencial para la fabricación de SAF. **La Hoja de Ruta SAF Colombia, adoptada por Aeronáutica Civil mediante la Resolución 00090 de 2025, definió el marco estratégico nacional para producir, comercializar y distribuir SAF en todo el territorio nacional.** Su alcance incluye: impulsar la descarbonización del sector aéreo, aprovechar el potencial agrícola del país promoviendo una industria sostenible de SAF, atraer inversión y generar desarrollo rural, así como fomentar la investigación, la capacidad técnica y el talento humano especializado. Entre sus metas más destacadas figura producir 100 millones de galones de SAF para 2035 y escalar hasta 450 millones de galones hacia 2050. Para ello, la hoja de ruta articula distintos ejes de acción: regulación jurídica y normativa, fortalecimiento de la cadena de suministro, impulso industrial y tecnológico, incentivos e inversiones, y coordinación multisectorial. Para contribuir con el logro de las anteriores metas, la presente política busca establecer y profundizar el desarrollo de los habilitadores para el despliegue de la infraestructura, el desarrollo de demanda nacional, la consolidación de una sustitución gradual del consumo de combustibles fósiles y la regulación técnica requerida para alcanzar el suministro confiable de esos volúmenes establecidos en la hoja de ruta de SAF en aeropuertos nacionales, incluyendo la identificación de brechas, adecuaciones operativas y necesidades de inversión.

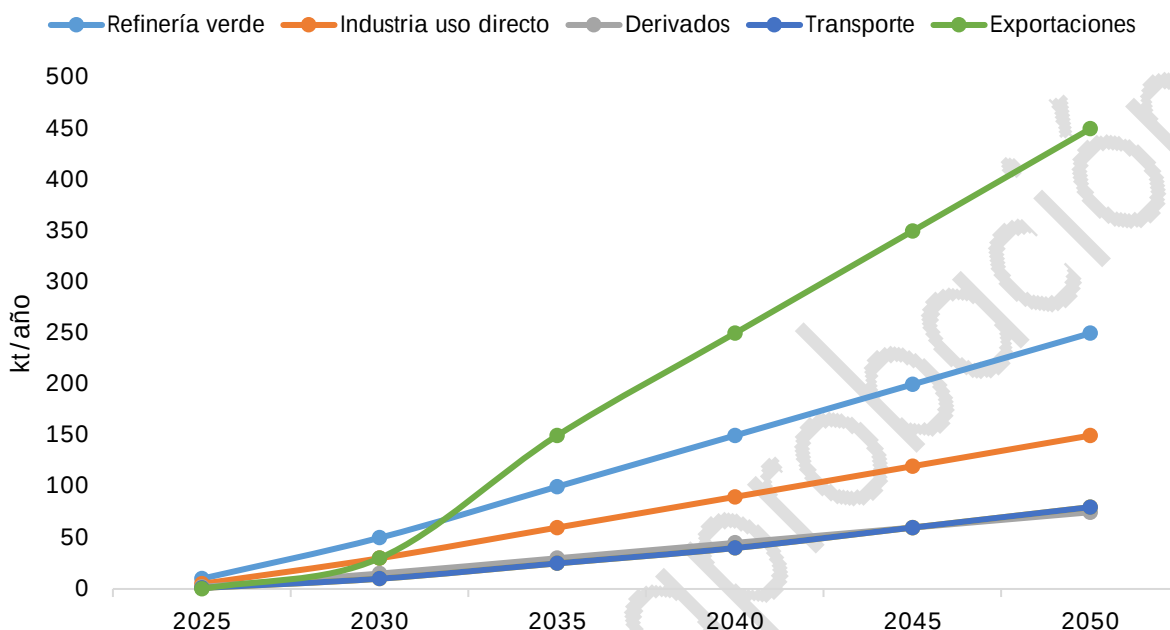
En 2025, el Ministerio de Minas y Energía publicó la *Hoja de Ruta de Transición Energética Justa* de 2025. Este documento perfila al hidrógeno como un vector clave con aplicaciones en la producción de fertilizantes, amoníaco, metanol, acero y combustibles sintéticos. El Ministerio de Minas y Energía proyecta que, para 2030, el 50 % del hidrógeno utilizado en refinerías será de origen verde y que, para 2050, esta participación alcanzará el 100 %, contribuyendo así a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

²⁹ Megatoneladas de dióxido de carbono equivalente

(GEI). Entre 2030 y 2040, el consumo de hidrógeno verde en la producción de fertilizantes, combustibles sintéticos y combustible SAF aumentará de 63 kt a 173 kt, mientras que, en el transporte de carga, el consumo alcanzará 10 kt en 2040. Para 2050, se proyecta una demanda de 39 kt en transporte terrestre y de 130 kt en refinerías. Para atender estas necesidades, se estima una capacidad instalada de electrolizadores de 2 GW en 2030, que aumentaría a 13 GW en 2050. Adicionalmente, se requeriría una capacidad de generación eléctrica de 19 GW y un consumo de agua de 19,8 Mm³ en 2050 (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

El Gráfico 1 presenta la proyección de la demanda de hidrógeno verde en el escenario de transición energética justa, tanto para el mercado nacional como para la exportación. **La Hoja de Ruta de Transición Energética Justa indicó metas ambiciosas de producción, consumo e infraestructura para el hidrógeno de bajas emisiones y derivados**; sin embargo, no desarrolló de manera integral los instrumentos requeridos para superar las barreras que actualmente enfrenta la cadena de valor. En este sentido, la presente política complementa la Hoja de Ruta mediante acciones dirigidas a incentivar la inversión y el financiamiento de proyectos, crear condiciones para el desarrollo de la demanda, promover la infraestructura necesaria para el transporte, almacenamiento y distribución, fortalecer el marco regulatorio y la gobernanza sectorial, e incrementar las capacidades industriales, tecnológicas y de innovación del país. Estas acciones buscan generar las condiciones habilitantes necesarias para contribuir al despliegue ordenado de proyectos que permitan al país el cumplimiento de las metas de demanda, capacidad instalada de electrólisis, sustitución de hidrógeno de origen fósil y descarbonización sectorial proyectadas al 2030 y abonar el camino a seguir para el cumplimiento de los escenarios a 2040 y 2050.

Gráfico 1. Demanda interna y exportaciones de hidrógeno verde para el Escenario de Transición Energética Justa



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, (2024).

En consecuencia, el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia ha registrado avances significativos mediante la implementación de proyectos piloto en los sectores industrial y de transporte, así como a través de la proyección de iniciativas productivas de mayor escala. A 2026, se identifican 49 proyectos asociados a esta tecnología, de los cuales 13 corresponden a pilotos que han contribuido a validar aplicaciones y modelos de negocio en los sectores industrial y de movilidad, facilitando el escalamiento hacia 36 proyectos productivos. En conjunto, estas iniciativas contemplan una capacidad instalada de electrólisis de 21 GW y una inversión estimada de 45.000 millones de dólares. En el sector transporte sobresalen experiencias como la incorporación del primer bus con celda de combustible de hidrógeno al Sistema Integrado de Transporte Público de Bogotá (Transmilenio, 2023); el proyecto de movilidad desarrollado por Ecopetrol y Toyota (Ecopetrol, 2022) orientado a evaluar la eficiencia y el desempeño de vehículos de pila de combustible de hidrógeno en las instalaciones de la Refinería de Cartagena; y la iniciativa liderada por Opex y Hyundai en Medellín (H2LAC, 2022), que emplea un vehículo Hyundai Nexa para realizar pruebas de abastecimiento, operación y desempeño del hidrógeno en aplicaciones de transporte, además de explorar alternativas de conversión y operación dual

de vehículos. Por su parte, en el sector industrial, Ecopetrol lidera la producción nacional de hidrógeno de bajas emisiones mediante una planta de electrólisis de 5 MW ubicada en Cartagena (Ecopetrol S.A, 2025). Asimismo, se reportan iniciativas orientadas a la producción de plásticos y fertilizantes verdes, entre las que se destacan los proyectos en fase de prefactibilidad de Monómeros (Barranquilla, 2022), así como el proyecto de producción de amoníaco de bajas emisiones liderado por Hevolución (HEVOLUCION, 2022), con una capacidad de electrólisis de 2,3 MW (Fenoge, 2023). Adicionalmente, Empresas Públicas de Medellín (EPM) desarrolla un proyecto de producción de hidrógeno de bajas emisiones en la PTAR Aguas Claras (EPM, 2023). Desde una perspectiva territorial, la mayor concentración de iniciativas se localiza en la región Caribe, con 26 proyectos identificados, seguida por la región Andina con 12, la región Pacífica con 2, mientras que 9 proyectos no reportan una ubicación específica.

Aunque el país ha incluido diferentes señales para avanzar en el uso del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados dentro del proceso de transición energética, de descarbonización y de reindustrialización del país en varios instrumentos de política pública, aún se encuentran dificultades para lograr el cierre financiero de los proyectos de este tipo. Muchas de las iniciativas no llegan a etapa de desarrollo y se presentan grandes barreras para que los pilotos existentes lleguen a producciones a gran escala, no se cuenta con una estrategia para la planeación integral ni para la construcción de la infraestructura requerida para la producción, transporte, almacenamiento y distribución, además de existir grandes brechas de conocimiento, innovación y tecnología para el desarrollo y uso de estas tecnologías, lo que genera un rezago entre el estado actual de este mercado en el país y las metas prospectivas planteadas en la política pública.

2.2 Justificación

Si bien Colombia ha construido durante los últimos años un marco normativo y de política pública relevante para promover el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, los antecedentes presentados en la sección anterior evidencian que dichos instrumentos han estado orientados principalmente a establecer definiciones, incentivos generales, lineamientos estratégicos y habilitadores regulatorios iniciales. No obstante, persisten vacíos en materia de acceso a financiamiento, creación de demanda para estos nuevos energéticos de bajas emisiones, desarrollo de infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución, coordinación institucional, gobernanza, fortalecimiento de capacidades regionales y adopción tecnológica, que limitan el escalamiento comercial de los proyectos y el desarrollo integral de la cadena de valor. En consecuencia, la presente

política busca coordinar, articular, complementar y operacionalizar a las diferentes entidades del Gobierno nacional mediante acciones concretas, específicas, con tiempos, responsables y recursos, orientadas a cerrar estas brechas y generar las condiciones habilitantes necesarias y las señales de política pública para el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia.

Desde una perspectiva sectorial, el hidrógeno es fundamental para la descarbonización de industrias de difícil electrificación, como la siderurgia, la producción de cemento, el transporte marítimo y la aviación. Grandes cantidades de hidrógeno verde y productos power-to-X (PtX)³⁰ son indispensables para la transformación de la industria hacia procesos climáticamente neutros³¹ (ISE, 2024). Su capacidad para sustituir combustibles fósiles, tanto como materia prima como energético, lo posiciona como una alternativa viable para reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero. **No obstante, la viabilidad de estas cadenas de valor no depende únicamente de la capacidad de producción, sino también de la existencia de infraestructura logística y de transporte adecuada que permita su almacenamiento, manejo y comercialización a escala. Bajo esta premisa, los puertos adquieren un rol estratégico como nodos de articulación entre la producción y la potencial exportación.**

En este contexto, el desarrollo de infraestructuras portuarias con vocación para la producción, transformación y exportación de hidrógeno de bajas emisiones se convierte en un habilitador clave para que Colombia aproveche su potencial en este mercado emergente, permitiendo reducir costos logísticos, mejorar la competitividad internacional y garantizar la integración eficiente de la cadena de valor. **Si bien el CONPES 4118, *Política Nacional Portuaria: Modernización y Sostenibilidad de la Actividad Portuaria y su Articulación con el Territorio*, reconoció la importancia de desarrollar infraestructura portuaria para energéticos de bajas emisiones y planteó la necesidad de evaluar la viabilidad de la producción, almacenamiento y exportación de hidrógeno y sus derivados, dicho instrumento no definió las inversiones requeridas, los mecanismos regulatorios, los esquemas de coordinación institucional ni los instrumentos de planeación necesarios para materializar esta infraestructura. Adicionalmente, el componente asociado al hidrógeno aún no ha sido incorporado de manera integral en los instrumentos de planeación sectorial y persisten vacíos en la reglamentación técnica aplicable, lo que limita el desarrollo de proyectos en esta materia.** En respuesta a estas brechas, la presente política

³⁰ El Power-to-X (PtX) se refiere a tecnologías que convierten electricidad, generalmente de fuentes renovables, en otras formas de energía o productos. El "X" puede representar hidrógeno, combustibles líquidos como e-metanol o e-queroseno, o incluso otros productos químicos.

³¹ En esencia, el PtX busca aprovechar el exceso de electricidad renovable para producir alternativas a los combustibles fósiles y descarbonizar diversos sectores.

propone acciones orientadas a fortalecer la infraestructura logística y portuaria asociada al hidrógeno de bajas emisiones.

Adicionalmente, pese a los avances regulatorios introducidos por normas como el Decreto 1476 de 2022 y los mecanismos de coexistencia territorial definidos en la Resolución 40303 de 2022, el país aún carece de instrumentos integrales para la planificación de infraestructura y la identificación costo-efectiva de ubicaciones óptimas para proyectos de hidrógeno de bajas emisiones, aspecto que esta política aborda mediante acciones de planeación estratégica y articulación intersectorial. La posibilidad de producir combustibles sintéticos y portadores de hidrógeno, como el amoníaco y el metanol, representa una oportunidad para optimizar el uso de la infraestructura existente y mejorar la competitividad de los sectores industrial y de transporte. En este contexto, Colombia cuenta con el potencial de consolidar una columna vertebral de hidrógeno a lo largo de las rutas de gasoductos existentes, conectando polos productivos, como La Guajira, con los principales centros de demanda, lo que permitiría aprovechar el amplio potencial de generación de electricidad verde e hidrógeno en el norte del país y contribuir a la descarbonización de la economía. No obstante, el país aún no dispone de herramientas que permitan definir la ubicación óptima de los proyectos, ni de una reglamentación técnica que establezca los parámetros requeridos para el desarrollo de esta infraestructura. Asimismo, persisten retos para integrar de manera estratégica el uso del hidrógeno en los diferentes sectores industriales, cuyas estrategias de descarbonización aún presentan rezagos importantes.

Además, pese a los avances alcanzados en la definición de metas, el diseño de incentivos y la incorporación del hidrógeno como elemento estratégico de la transición energética y la transformación productiva del país, reflejados en instrumentos como la Hoja de Ruta del Hidrógeno de Colombia, la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa, la Ley 2099 de 2021 y el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 *Colombia, Potencia Mundial de la Vida*, Colombia aún enfrenta desafíos para la atracción y movilización de inversiones y para la implementación efectiva de incentivos que faciliten el escalamiento industrial de estas tecnologías. Como resultado, persisten barreras que limitan el aprovechamiento de su potencial para contribuir al cumplimiento de las metas de descarbonización y expansión de las energías renovables. Documentos estratégicos como la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia han trazado un camino para su implementación al establecer metas de producción, demanda y reducción de emisiones a 2030 (Ministerio de Minas y Energía; BID; UK Government, 2021). Sin embargo, aún existen retos en la atracción de inversiones y la adopción de incentivos que faciliten su despliegue a escala industrial y su integración en sectores estratégicos.

Por su parte, el Plan Energético Nacional (PEN) establece metas al año 2052 que contemplan la instalación de entre 9,3 y 38,6 GW de energía eólica, entre 14,5 y 30,9 GW de energía solar, 16 GW de capacidad asociada al hidrógeno y más de 32.000 kilómetros de infraestructura de transmisión y distribución. El cumplimiento de estas metas requerirá la movilización de inversiones de hasta 122.000 millones de dólares (Forum, 2024), lo que representa un desafío significativo en términos de atracción y canalización de recursos financieros. En este contexto, Colombia se ha comprometido a alcanzar la carbono neutralidad en 2050, con una meta intermedia de reducción del 51 % de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030. El logro de estos objetivos demandará importantes inversiones en capacidad de generación renovable, infraestructura energética y tecnologías de bajas emisiones. Asimismo, las inversiones en energías limpias serán fundamentales para fortalecer la seguridad energética del país, impulsar el crecimiento económico y promover la generación de empleo verde y nuevas oportunidades de desarrollo para las comunidades en los territorios.

Además, en el mediano y largo plazo, Colombia podría convertirse en un exportador clave de hidrógeno verde, capitalizando la creciente demanda mundial de las naciones industrializadas dispuestas a pagar una prima por la energía sostenible. Aunque instrumentos como el CONPES 4118 *Política Nacional Portuaria: Modernización y Sostenibilidad de la Actividad Portuaria y su Articulación con el Territorio* y el CONPES 4129 *Política Nacional de Reindustrialización* reconocen el potencial exportador del hidrógeno y sus derivados, aún no existen condiciones e instrumentos habilitantes vinculantes y suficientes para consolidar una oferta competitiva a escala internacional, debido a limitaciones en infraestructura, capacidades tecnológicas, desarrollo industrial y articulación institucional. La presente política busca atender estas brechas para fortalecer el posicionamiento de Colombia como potencial proveedor de hidrógeno y derivados de bajas emisiones.

Por otra parte, si bien en Colombia se han dado algunos avances en materia de hidrógeno de bajas emisiones, aún existen oportunidades para fortalecer la política pública en aspectos clave. Mediante el CONPES 4129 se logró el establecimiento de la acción de política para que el Gobierno Nacional elaborara y gestionara la puesta en marcha de una estrategia para promover a Colombia como hub de producción de energías, con énfasis en FNCER y derivados del hidrógeno a nivel internacional, con el fin de atraer inversión de empresas en búsqueda de expandir su cobertura de oferta de soluciones energéticas y de descarbonización (Departamento Nacional de Planeación [DNP], 2023b). Asimismo, el DNP ha realizado estudios de prefactibilidad en ubicaciones portuarias para la producción, atención de demanda nacional y exportación de derivados de bajas emisiones

como el amoníaco y metanol verdes (DNP y el Banco Mundial, 2025). La reindustrialización y el desarrollo de encadenamientos productivos podrían potenciarse mediante la producción de hidrógeno y sus derivados, lo que generaría bienes de alto valor agregado y promovería sectores estratégicos como la economía circular y la agricultura. En este sentido, la producción de fertilizantes verdes a partir de hidrógeno representa una oportunidad para mejorar la soberanía alimentaria y reducir la dependencia de insumos importados, aspectos que aún no han sido ampliamente incorporados en los marcos normativos y estratégicos.

Los instrumentos de política pública como el CONPES 4129 *Política Nacional de Reindustrialización o La hoja de Ruta de Transición Energética Justa* mencionados en la sección de antecedentes han permitido orientar las políticas ambientales y energéticas del país. Sin embargo, persisten desafíos en su articulación con el proceso de transformación de la economía. En el sector productivo, aunque los instrumentos desarrollados han sido favorables, no han sido suficientes para lograr una transformación económica estructural y focalizada en los sectores priorizados para la reindustrialización, persisten temas como la baja inversión, falta de desarrollo tecnológico y alta dependencia de equipos y maquinaria importada. Esto es clave para superar, de forma organizada y pragmática, la dependencia actual del país de la explotación de los recursos minero-energéticos de origen fósil.

Por su parte, los instrumentos de políticas públicas en investigación, desarrollo e innovación como las Políticas Orientadas por Misiones para la Solución de Grandes Desafíos del País, en particular la orientada a la Misión de Energía sostenible, eficiente y asequible, ha permitido avanzar en su articulación con el sistema de competitividad del país. Sin embargo, aún se requiere fortalecer su orientación hacia la transformación productiva y las particularidades del proceso de reindustrialización propuesto (DNP, 2023b), incorporando las fuentes renovables de energía como un insumo básico en la creación de valor en las cadenas productivas.

Además, no se ha logrado un mayor ritmo de desarrollo de proyectos de generación de electricidad a gran escala a partir de fuentes renovables de energía. Aunque el país ha avanzado en la formulación de instrumentos orientados a acelerar la transición energética y el despliegue de fuentes no convencionales de energía renovable, como la Ley 1715 de 2014, la Ley 2099 de 2021, la Hoja de Ruta del Hidrógeno y los lineamientos establecidos en el PEN, aún persisten barreras que limitan el desarrollo de proyectos de generación de electricidad renovable a gran escala, insumo fundamental para la producción de hidrógeno de bajas emisiones. Esto ha sido ocasionado en gran medida por la dificultad en la obtención de las licencias ambientales y el cierre de los procesos de consultas previas correspondientes. Adicionalmente, la incertidumbre asociada

a garantías de demanda, brechas de infraestructura para transporte, almacenamiento y distribución, así como factores macroeconómicos, políticos y de licenciamiento ambiental y social, no han permitido consolidar las condiciones habilitantes para movilizar la inversión y el financiamiento requeridos por los proyectos productivos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

En el marco regulatorio, se han identificado vacíos en los antecedentes normativos y de política pública vigentes, donde, a pesar de los avances introducidos por el Decreto 1597 de 2024, permanecen pendientes reglamentaciones sectoriales, mecanismos de coordinación institucional y esquemas de gobernanza que permitan gestionar de manera integral el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Estas brechas se reflejan en la ausencia de evaluaciones tecnoeconómicas detalladas para orientar la toma de decisiones, así como en la falta de instrumentos normativos y regulatorios que garanticen condiciones de seguridad a lo largo de toda la cadena de suministro y de un sistema de gobernanza consolidado que articule a los actores involucrados y facilite la implementación efectiva de esta industria emergente.

En síntesis, los antecedentes normativos y de política pública muestran que Colombia ha logrado avances significativos en la definición conceptual, el reconocimiento regulatorio y la incorporación del hidrógeno de bajas emisiones dentro de la agenda de transición energética y reindustrialización. Sin embargo, dichos instrumentos no han resuelto de manera integral las barreras relacionadas con la inversión, la creación de demanda, el desarrollo de infraestructura, la gobernanza, la articulación institucional, el fortalecimiento de capacidades regionales y la innovación tecnológica. Por esta razón, la presente política se justifica como un instrumento articulador estratégico de política de estado que permite operacionalizar los lineamientos previamente establecidos y cerrar las brechas que actualmente limitan el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia asociadas a: la falta de inversión en proyectos de producción a gran escala; la inexistencia de una demanda crítica inicial; el desarrollo insuficiente de la infraestructura para el despliegue de la cadena de valor; las fallas de cohesión y sincronía del marco regulatorio, normativo, técnico y de seguridad, así como a la gobernanza del ecosistema del hidrógeno; y al déficit en capacidades estructurales y de articulación regionales del ecosistema productivo y de investigación y desarrollo. Este documento propone soluciones integrales habilitadoras para estas problemáticas.

3. MARCO CONCEPTUAL

3.1. Potenciales energéticos y recursos

Según la Ley 1715 de 2014, las FNCER son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar, los mares y el hidrógeno verde³². Colombia posee un gran potencial de FNCER donde la energía solar fotovoltaica se destaca por los altos niveles de radiación presentes en el territorio nacional, que alcanzan hasta 6,0 kilovatios hora por metro cuadrado por día y (kWh)/m²/día en el 10 % del país, con un potencial instalable estimado en 8.000 GW y una generación de 40.366 PJ/año. En cuanto a la energía eólica, el mayor potencial se encuentra en la Guajira y en proyectos costa afuera, donde se han identificado 48,8 GW de capacidad instalada con una producción estimada de 213,7 TWh/año (Ángel-Sanint, 2023). Además, el potencial hidroenergético es significativo, con 56,19 GW distribuidos principalmente en la cuenca Magdalena-Cauca (UPME, 2015), mientras que el potencial geotérmico, aún en exploración, se estima en 1.170 MW en sistemas volcánicos y 25 MW en sistemas no volcánicos (Alfaro-Valero, 2020). Adicionalmente, la biomasa residual representa una oportunidad relevante para la diversificación de la matriz energética, a partir de residuos agrícolas, pecuarios y urbanos concentrados principalmente en regiones como el Valle del Cauca y los Llanos Orientales (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

En este contexto, la generación de energía mediante fuentes hídricas constituye una fuente importante para el país, dado que presenta una alta disponibilidad de agua distribuida por todo el territorio nacional. Sin embargo, estos recursos son muy susceptibles al cambio climático y deben ser gestionados de manera eficiente para garantizar su sostenibilidad a mediano y largo plazo; esto implica evitar la competencia en sus usos priorizados, como el consumo humano, la producción de alimentos y los demás establecidos por la normatividad vigente. Las proyecciones de la IEA indican que, bajo escenarios de alto calentamiento global, el factor de capacidad de la energía hidroeléctrica en Colombia podría disminuir hasta un 25 % para finales de siglo (IEA, 2025). Esta situación evidencia la necesidad de incorporar soluciones que permitan aumentar la flexibilidad y resiliencia del sistema energético. **De esta forma, el almacenamiento de energía adquiere un papel estratégico, ya que permite capturar la energía producida en momentos de baja demanda para utilizarla posteriormente.**

El almacenamiento de energía es el proceso mediante el cual se captura la energía producida en momentos de baja demanda para usarse posteriormente. Es el mecanismo que permite manejar la intermitencia de las energías renovables como la energía solar

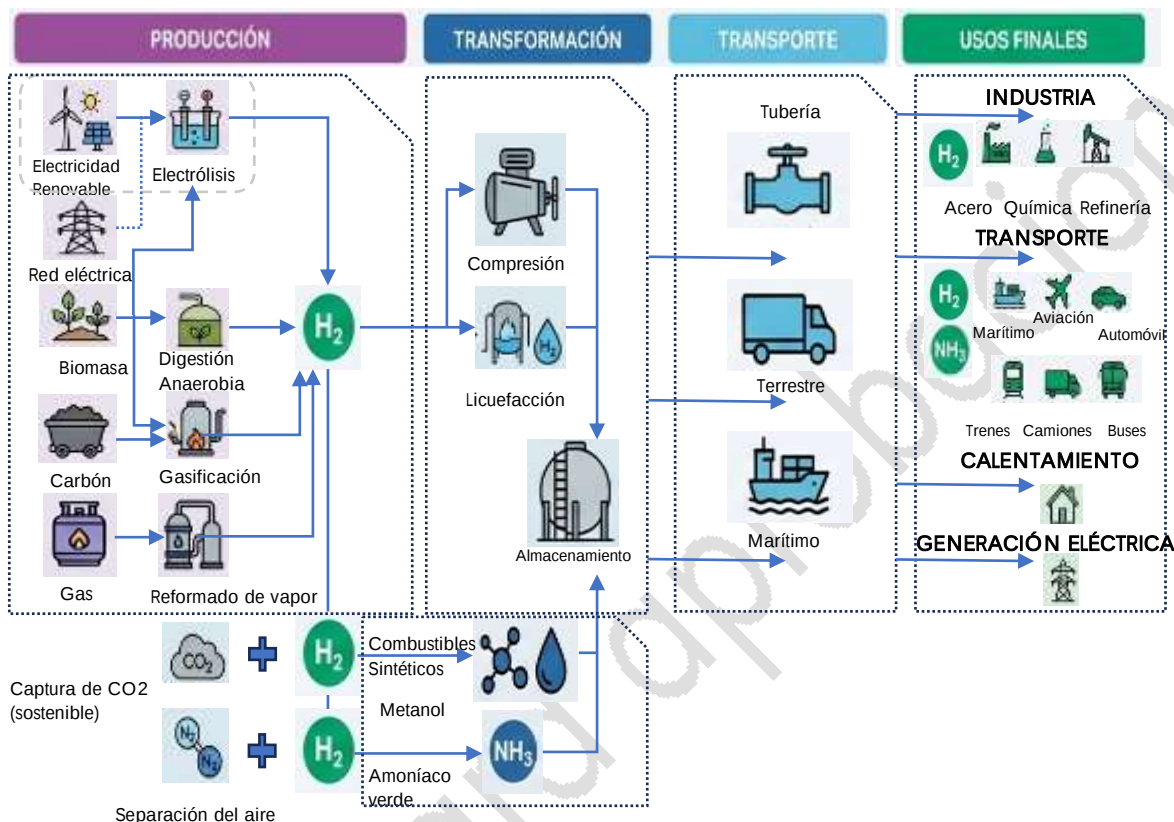
³² Adicionada mediante la Ley 2099 de 2021.

(momentos en donde no se tiene suficiente radiación solar) o eólica (cambios en las velocidades del viento) o la hidroeléctrica (temporadas de sequía). Almacenar energía permite darle estabilidad a la red eléctrica, maximizar el consumo de energías renovables y reducir el uso de combustibles fósiles. El despliegue del hidrógeno de bajas emisiones permite el almacenamiento de energía, al transformarla mediante el proceso de electrólisis en hidrógeno. Este puede ser almacenado y ofrecer respaldo ante la variabilidad climática acentuada por fenómenos como El Niño.

Sin embargo, el uso del agua en la producción de hidrógeno debe gestionarse de manera eficiente para garantizar su sostenibilidad. El consumo de este recurso varía según la tecnología empleada para la producción de hidrógeno de bajas emisiones. **En el caso de la electrólisis, proceso químico mediante el cual se utiliza electricidad para separar el hidrógeno y el oxígeno presentes en el agua**, el consumo puede alcanzar hasta 35 l/kg H₂ cuando se emplea electricidad proveniente de fuentes renovables (IRENA; Bluerisk, 2023). Este nivel es inferior al requerido en otros procesos, como la gasificación de carbón con tecnologías de CCUS, cuyo consumo puede llegar hasta 80,2 l/kg H₂.

La Figura 1 ilustra las distintas alternativas de producción a partir de diversos recursos energéticos, como solar, eólico, biomasa, carbón y gas, así como los procesos y tecnologías de transformación, entre ellos la electrólisis, en cada uno de los procesos unitarios que conforman los principales eslabones de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados (transformación, transporte y usos finales). Asimismo, incorpora las corrientes de insumos requeridas en los procesos, como la captura de dióxido de carbono (CO₂) o la separación de nitrógeno (N₂) del aire, los medios de transporte y los usos finales del hidrógeno y sus derivados, como el amoníaco (NH₃).

Figura 1. Esquema de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados



Fuente: Adaptación de IRENA (2020).

De igual forma, la Ley 1715 de 2014 reconoce la energía nucleoelectrónica como una FNCE, lo que abre la posibilidad de su incorporación dentro del proceso de transición energética del país. En línea con esta disposición, el PEN 2022-2052, elaborado por la UPME, contempla escenarios de largo plazo en los que la energía nuclear podría integrarse al sistema energético nacional. Asimismo, la electricidad generada a partir de esta fuente podría emplearse en la producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

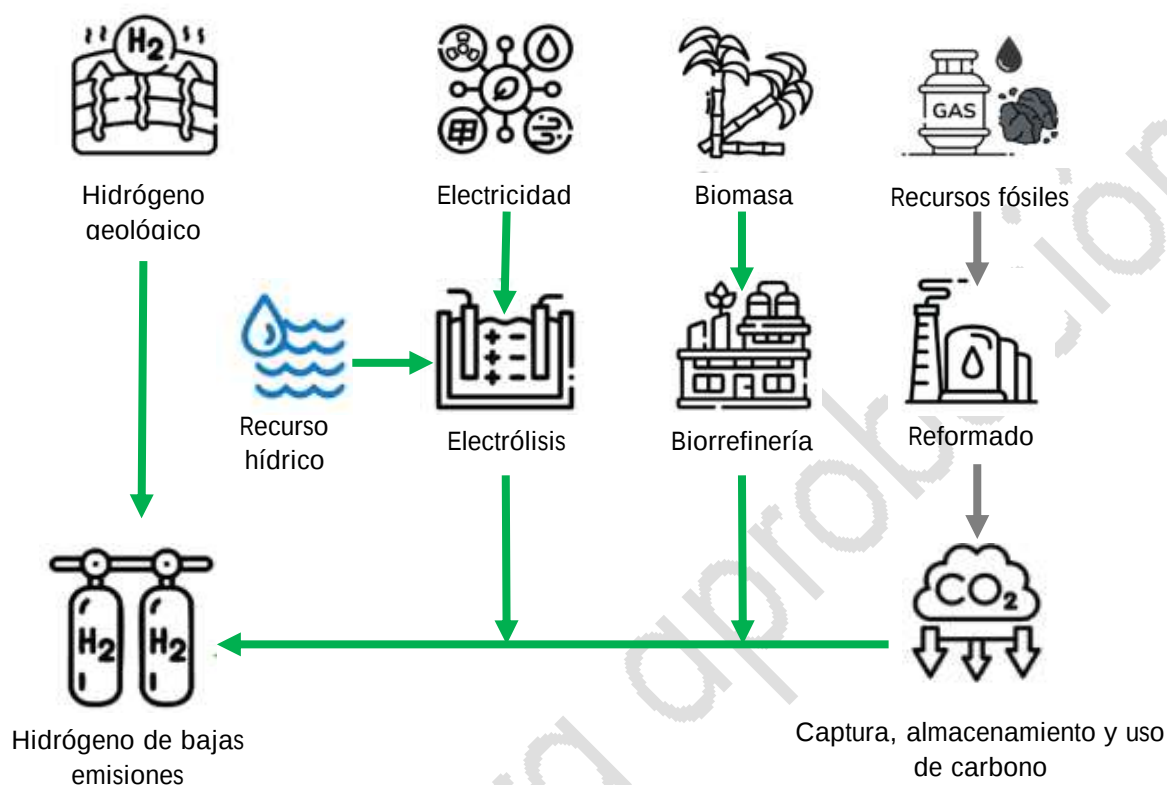
En Colombia, las FNCE se definen como aquellos recursos energéticos disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son utilizados o su aprovechamiento es marginal y no se comercializan de manera amplia. Esta categoría comprende tanto las FNCER como la energía nuclear o atómica, sin perjuicio de que otras fuentes puedan ser reconocidas como FNCE mediante disposición normativa. En este contexto, el Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 *Colombia Potencia Mundial de la Vida* estableció que el hidrógeno verde, entendido como aquel producido a partir de FNCER

(como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía eólica, la geotermia, la energía solar y la energía mareomotriz, entre otras), se considera una FNCER (DPN, 2023). Asimismo, dispuso que el hidrógeno azul, producido a partir de combustibles fósiles, principalmente mediante el reformado de metano (CH_4), siempre que incorpore sistemas de CCUS como parte de su proceso de producción, se clasifica como una FNCE.

3.2. Etapa de producción de Hidrógeno de bajas emisiones

Se denomina hidrógeno de bajas emisiones al que se produce mediante tecnologías que reducen o eliminan las emisiones de gases efecto invernadero y se consolida como una alternativa clave para la descarbonización de sectores estratégicos. Entre las tecnologías para su producción se destaca la electrólisis del agua con energía renovable, que permite obtener hidrógeno sin generar emisiones de carbono, así como el hidrógeno geológico, que constituye una fuente natural con potencial de aprovechamiento. Asimismo, existen tecnologías para su producción a partir de biomasa y de recursos fósiles con CCUS que amplían las posibilidades de obtención sostenible. En este contexto, Colombia posee un alto potencial para el desarrollo de este vector energético gracias a su diversidad de recursos renovables, su geología favorable y sus capacidades en captura de carbono, factores que refuerzan su papel en la transición energética global. La Figura 2 presenta las rutas de producción de hidrógeno de bajas emisiones entre las cuales se encuentran las fuentes y los medios de su generación.

Figura 2. Rutas de producción de hidrógeno de bajas emisiones.



Fuente: Elaboración propia (2025)

3.2.1. Hidrógeno por electrólisis del agua

El hidrógeno de bajas emisiones puede ser producido mediante la electrólisis del agua, un proceso que ocurre en un electrolizador donde se descompone la molécula de agua (H_2O) en sus componentes básicos: oxígeno (O_2) e hidrógeno (H_2). Esto se logra mediante el aporte de energía eléctrica aplicada a dos electrodos (cátodo y ánodo) sumergidos en agua. Si se utiliza electricidad de fuentes renovables, se asegura que el proceso sea completamente libre de emisiones de carbono, apoyando así una transición energética sostenible (DNP y el Banco Mundial, 2025)

Actualmente, esta es una tecnología madura y presenta avances significativos, aunque persisten oportunidades de mejora en el desempeño y en la reducción de los costos de producción según la técnica empleada. Dado que los costos de producción varían dependiendo de la fuente de energía renovable o no convencional seleccionada, Colombia cuenta con una ventaja competitiva gracias a la gran diversidad de sus recursos renovables distribuidos a lo largo del país, los cuales podrán ser aprovechados para el progreso de este mercado.

Existen 4 tipos de electrolizadores: (i) la electrólisis alcalina (AEC), (ii) la de membrana de intercambio protónico (PEM)³³, (iii) la de óxido sólido y (iv) la de membrana de intercambio aniónico (AEM)³⁴. La selección de la tecnología más adecuada dependerá de las características específicas del proyecto, como la escala, la disponibilidad de energía renovable y las necesidades de eficiencia y costos. Asimismo, es crucial considerar los requerimientos operativos, especialmente la calidad del agua. Este es un factor crítico que puede requerir un pretratamiento para asegurar la viabilidad técnica y ambiental del proyecto.

3.2.2. Hidrógeno geológico

El hidrógeno geológico o natural es un recurso energético que se genera de manera natural en el subsuelo, sin intervención humana. En los últimos años, se ha venido avanzando en la comprensión sobre este recurso energético donde diversos estudios recientes han evidenciado que este gas es más frecuente en la corteza terrestre de lo que se pensaba anteriormente. Se han identificado concentraciones en múltiples configuraciones geológicas, incluyendo dorsales meso-oceánicas, ofiolitas, zonas de *rift* continentales, ambientes volcánicos, cratones precámbricos, sistemas hidrotermales activos (como géiseres y fuentes termales), cuencas sedimentarias, complejos de *kimberlitas*, y regiones mineras asociadas a distintos tipos de mineralización (Zgonnik, 2020). La presencia de hidrógeno natural en estos entornos está estrechamente relacionada con la existencia de fracturas profundas que facilitan el ascenso de fluidos, rocas altamente reactivas (máficas, ultramáficas y metamórficas), y procesos geoquímicos específicos como la serpentinización, la actividad hidrotermal, la radiólisis y la desgasificación magmática. Estos factores promueven la generación, migración y acumulación del hidrógeno hacia niveles superficiales, convirtiéndolo en una prometedora fuente energética renovable. Existen otras fuentes y procesos para la generación de hidrógeno geológico. Entre ellos se encuentran las rocas sedimentarias ricas en materia orgánica, con altos grados de madurez térmica, que presentan potencial para generar hidrógeno de origen orgánico mediante el proceso de la descomposición térmica de la materia orgánica. Asimismo, las rocas ricas en siderita pueden generar hidrógeno a través de la desestabilización del carbonato a altas temperaturas, proceso que favorece la liberación de este gas.

En Colombia se han identificado diversos entornos geológicos favorables para la generación de hidrógeno. Colombia se convirtió en uno de los pocos países del mundo en confirmar la presencia de hidrógeno natural libre en el subsuelo, gracias a los recientes

³³ Por sus siglas en inglés: Proton Exchange Membrane

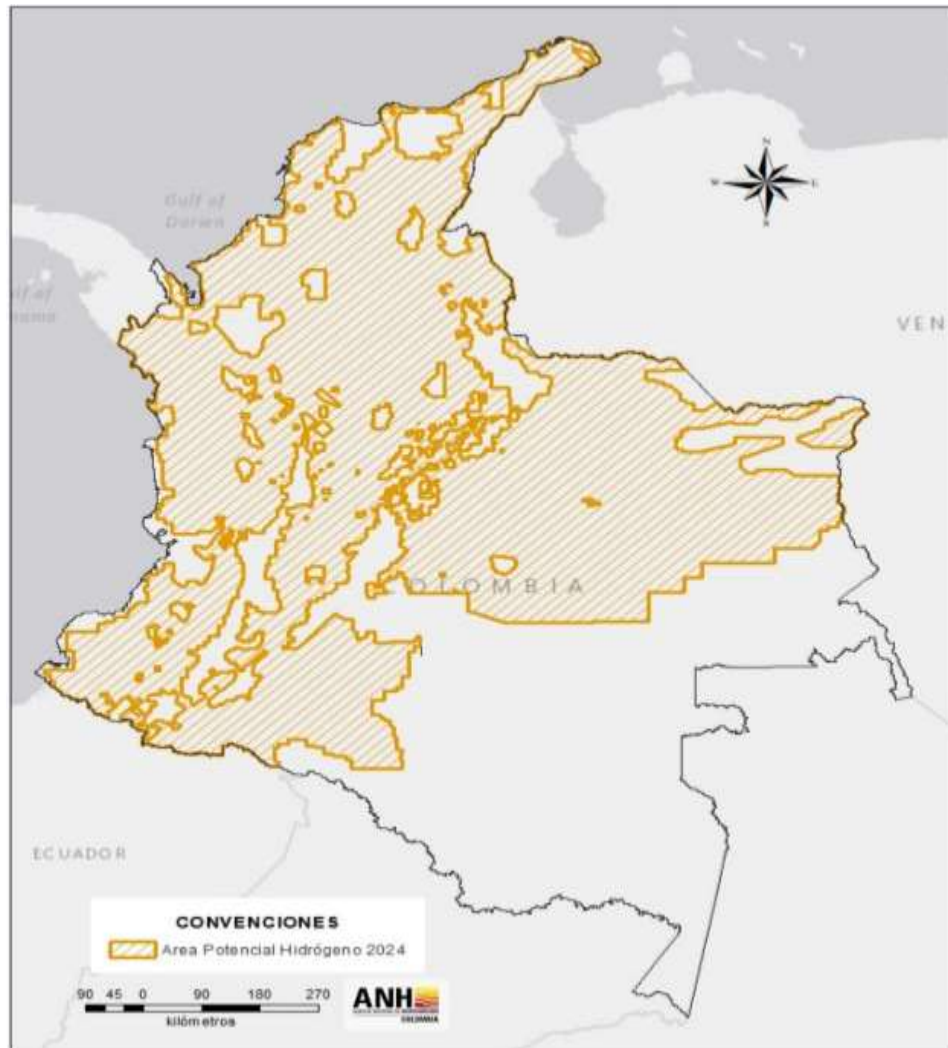
³⁴ Por sus siglas en inglés: nion Exchange Membrane

hallazgos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en los pozos estratigráficos Macanal-1X, Fómeque-1X y San Rafael-1X/2X³⁵, perforados en las cuencas de la Cordillera Oriental y Sinú - San Jacinto (Ministerio de Minas y Energía, 2025).

En el occidente del país, se confirmó recientemente la presencia de hidrógeno natural en el Valle del Cauca, específicamente asociado con ofiolitas, donde procesos como la serpentinización de rocas ultramáficas constituyen una fuente prometedora de este recurso (Carrillo Ramirez, A., Gonzalez Penagos, F., Rodriguez, G., & Moretti, I. , 2023). En la Cordillera Central, los procesos hidrotermales relacionados con el vulcanismo activo también podrían generar importantes concentraciones de hidrógeno (Rodríguez Ospina, G., Alfaro Valero, C., & González Idárraga, C. E. , 2019). Por otra parte, estudios recientes realizados en las cuencas sedimentarias de los Llanos y Putumayo han confirmado la existencia de sistemas activos de generación de hidrógeno natural, principalmente mediante procesos como la radiólisis, proceso mediante el cual la radiación natural de la tierra rompe las moléculas subterráneas de agua liberando hidrógeno y oxígeno, y, en menor medida, la serpentinización, proceso geológico natural en el que el agua se filtra en las rocas y reacciona con minerales ricos en hierro (olivino/piroxeno) a altas temperaturas, oxidando el hierro y reduciendo el agua para liberar hidrógeno en el basamento cristalino profundo (Patiño, y otros, 2024). Finalmente, aunque aún se requiere mayor investigación, el Cratón Amazónico podría representar otro entorno favorable, dada la presencia de rocas antiguas del basamento con minerales radiactivos capaces de generar hidrógeno mediante radiólisis (Kroonenberg, S. B., & Diederix, H. , 2019).

³⁵ Pozo Macanal-1X: se registraron concentraciones importantes de hidrógeno libre, con un pico máximo de 36.110 ppm (partes por millón) a 600 pies, todos asociados a niveles con alta materia orgánica. Estas cifras indican un entorno geológico activo y favorable para la generación natural de hidrógeno. Pozo Fómeque-1X: se detectó hidrógeno libre en contacto con lutitas carbonosas altamente maduras térmicamente, lo que sugiere un potencial generador natural bajo condiciones específicas de presión, temperatura y mineralogía. Pozo San Rafael-1X y 2X: se identificaron manifestaciones de hidrógeno en niveles de cherts y lutitas carbonosas, un hecho inédito en la Cuenca Sinú - San Jacinto. La asociación de hidrógeno con impregnaciones de aceite y gases húmedos refuerza la hipótesis de un sistema petrolífero mixto. En los pozos Une-1X, Fomeque-1X y Macanal-1X se obtuvieron importantes resultados desde el punto de vista geológico y de prospectividad para gas natural y/o hidrógeno natural.

Mapa 1. Área potencial de generación de hidrógeno natural.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía Ecosistema de hidrógeno de Colombia – cadena de valor, exploración a partir de datos de ANH (2025).

En la actualidad, se han identificado indicios de generación de hidrógeno natural en diversas regiones del país, evidenciados mediante mediciones directas de gases tanto en suelo como en pozos activos de hidrocarburos (Mapa 1). Estos hallazgos resaltan la importancia de seguir investigando con técnicas exploratorias enfocadas específicamente en hidrógeno, pero también adaptando metodologías exitosas de otras industrias, como la petrolera y la minera. El desarrollo y aplicación de tecnologías complementarias permitirá identificar con más precisión aquellas áreas con mayor potencial prospectivo. Por ello, será fundamental avanzar en la implementación de estas herramientas para reconocer zonas

prioritarias y así reducir incertidumbres, maximizando las posibilidades de éxito en futuros proyectos exploratorios y aprovechando este nuevo recurso energético de bajas emisiones.

3.2.3. Hidrógeno a partir de biomasa

La biomasa incluye una amplia gama de material biológico de origen orgánico como los residuos agrícolas, industriales, forestales o urbanos, está presente en una capa muy fina de la superficie terrestre y se utiliza como materia prima para la producción de energéticos como los biocombustibles. Este material puede tener un aprovechamiento que contribuya a las metas globales de transición energética y descarbonización, no obstante, es clave cumplir con criterios de sostenibilidad, como evitar la deforestación en el proceso productivo de la materia prima, tener un uso responsable de agua y garantizar que las prácticas de manejo de la biomasa sean sostenibles y eficientes en el proceso.

Para la obtención de hidrógeno a partir de biomasa existen las rutas termoquímicas y bioquímicas, cada una con enfoques y tecnologías específicas para la conversión de la materia orgánica en hidrógeno. Las rutas termoquímicas, emplean altas temperaturas para descomponer la biomasa en gases intermedios, que posteriormente pueden procesarse para obtener hidrógeno. Por su parte, las rutas bioquímicas, aprovechan la acción de microorganismos para producir biogás, el cual puede reformarse y purificarse para la obtención de hidrógeno. Estas tecnologías han alcanzado distintos niveles de madurez y permiten aprovechar diversos tipos de biomasa, contribuyendo a la diversificación de fuentes energéticas sostenibles (Fenoge, 2024).

Las tecnologías maduras para la producción de hidrógeno a partir de biomasa son la gasificación, pirólisis y biodigestión. La gasificación es un proceso en el cual la biomasa en presencia de una cantidad controlada de oxígeno y/o vapor, se convierte en gas de síntesis, compuesto principalmente por hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono; posteriormente, mediante reformado con vapor o una reacción de desplazamiento de agua-gas, se incrementa la concentración de hidrógeno, el cual es finalmente separado y purificado a través de una unidad de adsorción por cambio de presión (PSA). Por otra parte, la pirólisis es un proceso en el que la biomasa se descompone térmicamente en ausencia de oxígeno para generar gas de pirólisis, que, al igual que en la ruta anterior, puede someterse a reformado con vapor o a una unidad de desplazamiento de agua-gas para maximizar la producción de hidrógeno, seguido de una unidad PSA para su purificación.

Finalmente, la biodigestión, es el proceso en el que la materia orgánica es degradada por microorganismos en condiciones anaerobias (en ausencia de oxígeno) para generar biogás, compuesto principalmente por metano y dióxido de carbono; este

biogás puede ser reformado con vapor y posteriormente purificado mediante una unidad de PSA, permitiendo la obtención de hidrógeno de alta pureza.

3.2.4. Hidrógeno de recursos fósiles con captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS)

Las tecnologías para la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles como son el carbón, el petróleo y el gas, han alcanzado un alto nivel de madurez, con procesos ampliamente implementados a nivel industrial. Entre las principales rutas de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles se encuentran el reformado con vapor de agua, la oxidación parcial, el reformado autotérmico, la gasificación y la pirólisis. Estos procesos permiten transformar materias primas como gas natural, carbón y coque de petróleo en gas de síntesis, que posteriormente se somete a reacciones de desplazamiento de gas de agua para incrementar la producción de hidrógeno y generar dióxido de carbono como subproducto (IEA, 2022). El reformado con vapor utiliza gas natural y vapor de agua; la oxidación parcial se basa en la combustión incompleta de hidrocarburos a altas temperaturas; el reformado autotérmico combina ambas tecnologías; la gasificación transforma materiales sólidos mediante procesos termoquímicos; y la pirólisis descompone el metano a temperaturas superiores a 900 °C. Posteriormente, el dióxido de carbono es capturado mediante absorción o adsorción para su almacenamiento o uso, mientras que el hidrógeno es purificado por adsorción por PSA hasta alcanzar una pureza del 99,999 %. A pesar de que el 99 % del hidrógeno mundial se produce con estas tecnologías, su impacto ambiental depende de la eficiencia en la captura de carbono, lo que resalta la necesidad de continuar avanzando en procesos con menor huella de carbono.

La captura de dióxido de carbono en la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles es un desafío económico y tecnológico, representando entre el 70 % y 80 % de los costos totales de captura, transporte y almacenamiento (Leung, D. Y. C., Caramanna, G., & Maroto-Valer, M. M., 2014). Para su separación, se emplean tecnologías como absorción con solventes químicos, adsorción con sorbentes sólidos, separación por membranas, criogenia, PSA y *chemical looping* (IEA, 2022). Una vez capturado, el dióxido de carbono puede utilizarse directamente en aplicaciones industriales como la carbonatación de bebidas y la refrigeración, transformarse en productos químicos como metanol y urea, o emplearse en procesos emergentes para la obtención de polímeros. Es importante resaltar que, Colombia cuenta con un potencial de almacenamiento de carbono subterráneo estimado en 131 millones de toneladas en regiones como el Caribe y el Magdalena Medio, lo que representa una alternativa para reducir las emisiones asociadas a la producción de hidrógeno fósil (CQM Consultoría SAS, 2022)

Los sistemas de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS), y CCUS son reconocidos por su potencial para reducir las emisiones de dióxido de carbono. Las tecnologías de captura de dióxido de carbono se han desarrollado en tres enfoques principales: postcombustión, precombustión y oxidación. Asimismo, para la separación de CO_2 , se tienen cuatro tecnologías principales: Absorción química, Adsorción, Membranas y Separación Criogénica.

La intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero de una molécula de hidrógeno o de sus derivados está determinada principalmente por la fuente de energía empleada en su producción y por el tipo de tecnologías CCUS implementadas a lo largo del proceso productivo. Por ello, la combinación de estos elementos define el nivel de emisiones asociado al producto final y condiciona su certificación como hidrógeno de bajas emisiones bajo los estándares y metodologías aplicables. La Tabla 1 se Tabla 1. Comparación de la intensidad de emisiones para diferentes rutas de producción del hidrógeno. presenta una comparación de la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a diferentes rutas de producción de hidrógeno, expresadas en kilogramos de CO_2 equivalente por kilogramo de hidrógeno producido. En términos generales, las tecnologías basadas en combustibles fósiles sin CCUS son las que generan las mayores intensidades de emisiones. La producción de hidrógeno a partir de carbón sin la intermediación de un proceso CCUS registra las intensidades más altas, ubicadas en un rango entre 22 y 26 kg $\text{CO}_2\text{-eq/kg H}_2$, seguida por el gas natural sin CCUS, con valores en un rango entre 10 y 14 kg $\text{CO}_2\text{-eq/kg H}_2$.

De esta forma, la incorporación de tecnologías CCUS reduce de manera importante la intensidad de emisiones de las rutas de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles, disminuyendo los valores a rangos de entre 3 a 6 kg $\text{CO}_2\text{-eq/kg H}_2$ para el carbón, y de entre 0,8 a 6 kg $\text{CO}_2\text{-eq/kg H}_2$ para el gas natural. De igual forma, las alternativas de rutas de producción de hidrógeno basadas en el uso de FNCER como la solar fotovoltaica, la eólica y la biomasa, presentan un mejor desempeño ambiental en términos de que obtienen menores valores de intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero. La electrólisis alimentada con electricidad producida a partir de fuentes como la solar o la eólica puede alcanzar emisiones cercanas a cero cuando la energía utilizada no genera emisiones asociadas, mientras que la biomasa de origen sostenible puede incluso presentar balances negativos de carbono cuando se combina con tecnologías de captura de CO_2 . Finalmente, la electrólisis conectada a la red eléctrica muestra resultados variables dependiendo de la composición de la matriz eléctrica de cada país; para el caso de Colombia, se estima una intensidad cercana a 9 kg $\text{CO}_2\text{-eq/kg H}_2$ para 2023.

Tabla 1. Comparación de la intensidad de emisiones para diferentes rutas de producción del hidrógeno.

Procesos de producción	Intensidad de emisiones [kg CO ₂ -eq/kg H ₂] ^(a)
Carbón sin CCUS	22 – 26
Gas natural sin CCUS	10 – 14
Carbón con CCUS	3 – 6
Gas natural con CCUS	0,8 – 6
Biomasa sin CCUS	≈ 1,0 – 4,7 (con biomasa de origen sostenible)
Biomasa con CCUS	hasta ≈ -21 (con biomasa de origen sostenible)
Electrólisis (electricidad solar FV o eólica)	0 (sin emisiones asociadas a la electricidad) ≈ 0,4 – 2,5 (con emisiones por electricidad)
Electrólisis (electricidad de la red eléctrica)	Variable según la red ≈ 9 (para Colombia, año 2023) ³⁶

Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2023).

Nota: (a) La unidad de medida es kg de CO₂ equivalentes por cada kg de hidrógeno producido.

3.3. Derivados del hidrógeno

El hidrógeno puede combinarse con otros elementos a través de reacciones químicas, dando origen a una variedad de compuestos con aplicaciones en sectores como la **industria y el transporte**. Además de su uso directo, estos compuestos pueden actuar como portadores alternativos de energía, facilitando su almacenamiento y transporte.

Conocidos como derivados del hidrógeno, estos compuestos amplían significativamente sus aplicaciones, especialmente en sectores de difícil descarbonización, como la **agricultura, aviación, la industria pesada y el transporte marítimo**. Su viabilidad radica en que son más fáciles de almacenar y transportar, además de ser compatibles con la infraestructura existente. Entre los derivados más relevantes se encuentran el amoníaco, el metanol y los combustibles sintéticos. A continuación, se presenta una descripción detallada de los principales derivados del hidrógeno que están cobrando relevancia tanto a nivel internacional como en Colombia.

³⁶ Cálculo del factor de emisión de CO₂ del SIN.

3.3.1. Amoníaco

El amoníaco es una sustancia química incolora, de olor fuerte y penetrante, que en condiciones ambientales se encuentra en estado gaseoso. Su composición química está formada por una molécula de nitrógeno y tres de hidrógeno (NH_3). En 2022, la producción mundial de amoníaco alcanzó aproximadamente 185 millones de toneladas anuales, de las cuales cerca del 80 % se destinó a la fabricación de fertilizantes (IEA, 2021). Además de este uso, en la siguiente tabla se presentan tanto los usos tradicionales como los emergentes del amoníaco.

Tabla 2. Usos tradicionales y emergentes del amoníaco.

Aplicación	Usos
Fertilizantes	Producción de urea, nitrato de amonio, sulfato de amonio, fosfato de amonio, fosfato di amónico, fosfato monoamónico entre otros.
Precursor químico	Producción de bicarbonato de sodio, carbonato de sodio, cianuro de hidrógeno e hidracina (utilizada en sistemas de propulsión de cohetes).
Explosivos y minería	Producción de nitrato de amonio, ácido nítrico, nitroglicerina, nitrato de pentaeritritol.
Refrigeración	Fabricación de hielo, plantas de refrigeración a gran escala, unidades de aire acondicionado.
Generación eléctrica	Almacenamiento de energía basado en productos químicos, como sustituto de gas y carbón en centrales térmicas.
Combustible marítimo	Sustituto de combustible tradicional en el transporte marítimo por medio de motores de combustión interna modificados.
Transporte de Hidrógeno	Portador de hidrógeno como químico en estado líquido para ser trasladado por vía terrestre o marítima.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de World Bank Group et al. (2024).

Generalmente, el amoníaco se obtiene mediante el proceso Haber-Bosch, un procedimiento químico complejo que se desarrolla en varias etapas. Entre ellas, se encuentra la obtención de los gases reactivos: hidrógeno y nitrógeno, provenientes principalmente del gas natural y el aire, respectivamente. Para 2022, aproximadamente el 90 % de la producción mundial de amoníaco se realizaba mediante este proceso. Sin embargo, si en lugar de gas natural se emplea hidrógeno de bajas emisiones en su producción, el proceso se vuelve más sostenible y menos dependiente de los combustibles fósiles, lo que permite reducir significativamente su huella de carbono.

3.3.2. Metanol

El metanol es un alcohol simple con múltiples aplicaciones industriales y energéticas. Se obtiene principalmente a través de la síntesis de gas natural, mediante la combinación de óxidos de carbono e hidrógeno. Sus principales usos incluyen la producción de combustibles sintéticos, de formaldehído (un insumo clave en la fabricación de resinas y plásticos), la elaboración de anticongelantes; la producción de metil-terbutil éter, un aditivo para mejorar el octanaje de los combustibles en motores de combustión interna; además de su uso como solvente industrial y desnaturalizante del alcohol etílico, entre otros (YPF Química, 2024). La Tabla 3 presenta un panorama detallado de los usos tradicionales y emergentes del metanol.

Tabla 3. Usos tradicionales y emergentes del metanol.

Aplicación	Usos
Biodiesel	Catalizador del aceite de palma refinado por medio de transesterificación de grasas.
Precursor químico	Fabricación de formaldehídos, solventes, olefinas, ácido acético, entre otros.
Aditivo Gasolina	Uso en mezclas de gasolina – etanol – metanol en motores tradicionales (este uso está prohibido en Colombia).
Combustibles sintéticos	Producción de combustibles sintéticos como gasolina, diésel, querosene, entre otros.
Combustible marítimo	Sustituto de combustible tradicional en el transporte marítimo por medio de motores de combustión interna modificados.
Transporte de H2	Portador de hidrógeno como químico en estado líquido para ser trasladado por vía terrestre o marítima.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de World Bank Group et al. (2024).

En Colombia, el metanol es completamente importado y se utiliza principalmente en la producción de biodiésel. En 2022, las importaciones alcanzaron 115.858 toneladas, con un crecimiento promedio anual del 2 % entre 2012 y 2022, lo que evidencia una demanda creciente en el país (CQM Consultoría S.A.S., 2024).

Para reducir las emisiones asociadas a su producción, es posible implementar tecnologías CCUS. No obstante, también existen alternativas más sostenibles, como el bio-metanol, producido a partir de la gasificación de biomasa, y el e-metanol, obtenido a partir de dióxido de carbono e hidrógeno generados con electricidad renovable (Banco Mundial; Hinicio; Cenit, 2024). Estas formas de producción más sostenible permiten que el metanol como derivado de hidrógeno de bajas emisiones se convierta en una alternativa para la

descarbonización, posicionándose en aquellos sectores de la economía difíciles de electrificar como el transporte marítimo ya que puede utilizarse como combustible líquido bajo en carbono siendo una gran alternativa al combustible actual de origen fósil.

3.3.3. Combustibles SAF y combustibles sintéticos

Desde una perspectiva sectorial, el hidrógeno es fundamental para la descarbonización de industrias de difícil electrificación, como la siderurgia, la producción de cemento, el transporte marítimo y la aviación. Grandes cantidades de hidrógeno verde y productos PtX son indispensables para la transformación de la industria hacia procesos climáticamente neutros (ISE, 2024). **En esencia, el PtX busca aprovechar el exceso de electricidad renovable para producir alternativas a los combustibles fósiles y descarbonizar diversos sectores. Su capacidad para sustituir combustibles fósiles, tanto como materia prima como energético, lo posiciona como una alternativa viable para reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero.** Adicionalmente, la posibilidad de producir combustibles sintéticos y portadores de hidrógeno, como el amoníaco y el metanol, permite optimizar el uso de infraestructura existente y mejorar la competitividad de los sectores industriales y de transporte.

Entre las principales tecnologías de producción de combustibles SAF destacan el Alcohol-to-Jet (ATJ), el HEFA y por Fischer-Tropsch. El ATJ convierte alcoholes, como el etanol de segunda generación o el isobutanol, en combustible para aviación, ofreciendo flexibilidad en el uso de materias primas, aunque su escalabilidad depende de la pureza del alcohol empleado en el proceso. El SAF-HEFA, obtenido a partir de aceites vegetales y grasas animales, permite una reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero y es compatible con la infraestructura actual de biocombustibles, lo que facilita su adopción (Banco Mundial; Hinicio; Cenit, 2024). Por su parte, el proceso de Fischer-Tropsch utiliza el hidrógeno de bajas emisiones junto con una fuente de dióxido de carbono sostenible o gas de síntesis para sintetizar combustibles líquidos ofreciendo un alto potencial de descarbonización. El hidrógeno es un insumo esencial para la producción de SAF, ya que permite la conversión de energía en combustibles líquidos con características químicas similares a las de los combustibles fósiles convencionales. Gracias a ello, los SAF pueden transportarse, almacenarse y utilizarse en gran medida mediante la infraestructura existente, constituyéndose en una de las principales alternativas para la descarbonización de la aviación, especialmente en vuelos de larga distancia. Asimismo, el hidrógeno se considera una opción prometedora como combustible directo para la aviación de corta distancia. Por lo tanto, el crecimiento del mercado de SAF impulsa la demanda y el desarrollo del mercado del hidrógeno.

Asimismo, el Esquema de Compensación y Reducción de Carbono para la Aviación Internacional (Corsia)³⁷ ha definido un grupo de combustibles de aviación de bajas emisiones de carbono (LCAF)³⁸ que pueden servir como una medida complementaria junto con los SAF para ayudar a reducir las emisiones de GEI de la aviación durante el ciclo de vida. Se pueden utilizar diversas tecnologías y procesos para producir LCAF de Corsia, como CCS, el hidrógeno renovable y de baja intensidad de carbono, y la electricidad renovable y de baja intensidad de carbono.

3.4. Etapa de almacenamiento y transporte

Las propiedades únicas del hidrógeno presentan desafíos de seguridad específicos que requieren enfoques especializados en diseño, materiales, operación y formación de personal. Las propiedades fisicoquímicas del hidrógeno, especialmente su inflamabilidad (facilidad de combustión) y su baja densidad (alto volumen ocupado), plantean desafíos para la infraestructura de almacenamiento y transporte y sus tecnologías asociadas (como contenedores, tuberías, válvulas e instrumentación). **El hidrógeno es un gas altamente inflamable que presenta características únicas en su comportamiento ante la ignición y la combustión** (National Fire Protection Association, 2022).

En cuanto a la inflamabilidad, el hidrógeno puede formar mezclas explosivas con el aire en concentraciones que van desde el 4 % al 75 % en volumen. Esto significa que incluso pequeñas cantidades de hidrógeno pueden ser suficientes para crear una mezcla peligrosa con el aire. La ignición del hidrógeno puede ocurrir fácilmente debido a su baja energía de activación. Esto significa que necesita muy poca energía para iniciar una reacción de combustión, lo que lo hace especialmente peligroso en entornos donde se maneja o almacena. Por su parte, la reacción del hidrógeno con el oxígeno del aire produce agua como producto final, liberando una gran cantidad de energía en forma de calor y luz, que contribuye a la rápida propagación de la llama, que no se ve a la luz del día.

Asimismo, la densidad energética del hidrógeno gaseoso (10,78 MJ/m³) es muy inferior a la densidad energética del gas natural, que se encuentra en un rango típico entre 35 - 42 MJ/m³ (dependiendo de su calidad). Estas propiedades del hidrógeno gaseoso exigen implementar procesos y tecnologías para incrementar su densidad

³⁷ Por sus siglas en inglés: Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation

³⁸ Por sus siglas en inglés: **Lower Carbon Aviation Fuel**

energética, es decir, la cantidad de energía por unidad de volumen, para optimizar los costos de almacenamiento y transporte a lo largo de la cadena de valor.

3.4.1. Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno

Las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno se pueden clasificar de forma general en dos categorías: almacenamiento basado en métodos físicos como la compresión y la licuefacción, y almacenamiento basado en materiales como los portadores líquidos orgánicos y los derivados.

Almacenamiento en métodos físicos

La compresión es uno de los métodos físicos utilizados para el almacenamiento de hidrógeno y consiste en comprimir el hidrógeno en estado gaseoso a altas presiones, **generalmente en un rango entre 200 y 700 bar** (Hyfindr, 2026). El hidrógeno tiene una densidad muy baja y ocupa gran volumen a temperatura ambiente (casi cuatro veces más que el gas natural), la forma más viable de densificarlo y almacenarlo es comprimiéndolo a una alta presión antes de su uso o almacenaje en tanques. Como el hidrógeno es una molécula muy ligera, requiere más energía por kilogramo de gas para comprimirse en comparación con otros gases, por lo que este proceso implica el uso de contenedores especializados y costosos para mantener el gas a alta presión. Si bien el hidrógeno tiene una alta densidad energética por unidad de masa, su densidad energética volumétrica es baja a temperatura ambiente (alrededor del 30 % de la del metano a 15 °C y 1 bar), aunque la compresión es una técnica común, los volúmenes necesarios para transportar cantidades comparables de energía son significativamente mayores que los requeridos para combustibles convencionales. Además del almacenamiento en depósitos, el almacenamiento subterráneo de hidrógeno en cavernas salinas, acuíferos y yacimientos de gas agotados representa una alternativa para el almacenamiento a gran escala y a largo plazo.

Por otra parte, la licuefacción es otro método de almacenamiento físico, e implica **enfriar el hidrógeno a temperaturas criogénicas (aproximadamente -253 °C) para convertirlo en líquido**. Este proceso incrementa significativamente la densidad energética del hidrógeno, alcanzando aproximadamente 70 kg/m³. No obstante, la licuefacción es altamente demandante en términos energéticos, ya que requiere cerca de 10 kWh de electricidad por kilogramo de hidrógeno licuado, y genera pérdidas adicionales estimadas entre el 1 % y el 5 % diario debido a la evaporación del hidrógeno durante su almacenamiento y transporte. Asimismo, se emplea la tecnología de compresión criogénica, que permite almacenar hidrógeno a temperaturas entre -253 °C y -193 °C, bajo presiones moderadas que oscilan entre 200 y 350 bar.

Almacenamiento basado en materiales

Mezclar el hidrógeno con portadores líquidos orgánicos de hidrógeno (LOHCs)³⁹ es otra alternativa para almacenar hidrógeno mediante enlaces químicos reversibles. Esta técnica permite almacenar el hidrógeno en forma líquida a temperatura ambiente, facilitando el uso de la infraestructura existente de combustibles líquidos para su almacenamiento y sin las pérdidas por evaporación de otros métodos. Estos portadores pueden liberar el hidrógeno nuevamente cuando se necesita, lo que mejora la eficiencia del sistema.

Otro método es convertir el hidrógeno en derivados como el amoníaco o el metanol que son más fáciles de almacenar y transportar. Estos derivados no solamente tienen una mayor densidad energética, sino que pueden ser utilizados como insumos en diversas aplicaciones industriales y como combustibles, ampliando la cadena de valor del hidrógeno. El amoníaco puede ser utilizado directamente en motores de combustión interna o convertido nuevamente en hidrógeno cuando sea necesario. El proceso de producción de amoníaco verde a partir del hidrógeno por electrólisis requiere el suministro de nitrógeno, que se obtiene normalmente de su separación del aire (con tecnologías e inversiones adicionales). Por su parte, la producción de metanol verde exige el suministro de carbono, que se obtiene normalmente de fuentes de dióxido de carbono mediante procesos de combustión y puede ser aportado por biomasa de origen sostenible, a temperatura ambiente el metanol es líquido, lo que facilita su almacenamiento y transporte, además, en caso de requerirse el hidrógeno, el metanol puede ser convertido nuevamente en gas rico en hidrógeno mediante un proceso llamado reformado de metanol, que es ideal para alimentar pilas de combustible y motores industriales.

3.4.2. Tecnologías para el transporte de hidrógeno

El transporte de hidrógeno puede realizarse mediante diferentes alternativas tecnológicas que varían según la escala, la distancia y las condiciones de operación requeridas. **Una de estas opciones es el transporte por tubería, que puede realizarse mediante redes dedicadas o mediante la reconversión de infraestructura existente de gas natural** (Centro de energía de la Universidad de Chile, 2024). Esta tecnología ofrece las ventajas de costos efectivos para grandes volúmenes, capacidad de suministro continuo y bajos costos operativos. No obstante, implica inversiones iniciales altas, problemas de compatibilidad de materiales debido a la fragilización por hidrógeno y una infraestructura aún limitada.

³⁹ Por sus siglas en inglés: Liquid Organic Hydrogen Carriers

Generalmente, estas tuberías operan en rangos de presión entre 30 y 100 bar, lo que exige una cuidadosa selección de materiales.

Otra alternativa es el transporte de hidrógeno gaseoso comprimido por remolques tubulares el cual ofrece ventajas como las rutas de entrega flexibles y no requiere una infraestructura fija requerida. Esto lo hace adecuado para demandas pequeñas y medianas, pero se encuentra limitado por la capacidad del remolque que suele oscilar entre 300 - 600 kg, y ocasiona altos costos de transporte por kg cuando se utiliza para largas distancias.

El transporte criogénico líquido constituye otra opción en la que el hidrógeno líquido se moviliza en camiones cisterna criogénicos especializados. Esta alternativa permite transportar mayores cantidades de hidrógeno por entrega debido a su mayor densidad energética en comparación con el gas comprimido, lo que la hace apropiada para distancias medias y largas. Sin embargo, esta modalidad implica pérdidas por evaporación durante el transporte y alta energía para la licuefacción. Se utilizan recipientes con doble pared aislados al vacío, para conservar la temperatura a -253°C .

Además, el transporte puede realizarse mediante LOHCs en los cuales el hidrógeno se transporta químicamente unido a compuestos orgánicos líquidos. Este método permite utilizar infraestructura existente de combustibles líquidos y condiciones ambientales de temperatura y presión, sin pérdidas por evaporación. Sin embargo, se tiene la necesidad de transportar el portador de vuelta después de la deshidrogenación y un consumo de energía adicional, requerido para la liberación del hidrógeno del portador. Los contenidos típicos de hidrógeno se encuentran entre 4 % y 7 % en peso y la deshidrogenación se hace entre 150-300 $^{\circ}\text{C}$ en el sitio de entrega.

Finalmente, el transporte marítimo permite movilizar hidrógeno en diferentes formas, como hidrógeno líquido, LOHCs o amoníaco, facilitando el comercio intercontinental y el manejo de grandes volúmenes mediante diversas opciones de portadores. En este caso, se tienen altos requerimientos de infraestructura en puertos y los desafíos de evaporación para el hidrógeno líquido en viajes largos (Council, Hydrogen, 2022). Las embarcaciones para el transporte de amoníaco se encuentran en mayor nivel de despliegue comercial.

3.5. Etapa de consumo final

Esta etapa integra las distintas aplicaciones de uso final del hidrógeno y sus derivados por parte de los usuarios en todos los sectores. En la Figura 3 se presenta una clasificación general de los usos del hidrógeno por sectores, incluyendo las principales aplicaciones potenciales.

En el sector transporte el hidrógeno tiene oportunidades de crecimiento, especialmente en aplicaciones de carga pesada y de larga distancia, en las que puede

ser competitivo comparativamente con los vehículos eléctricos de batería. En el transporte marítimo y, parcialmente, en la aviación y el ferroviario, también se está evaluando la factibilidad y competitividad de su uso. Las pilas o celdas de combustible de hidrógeno ofrecen tiempos de recarga rápidos y mayor autonomía que las baterías tradicionales, lo que hace adecuada esta tecnología para el transporte de mercancías a largas distancias.

Por su parte, en el sector eléctrico el hidrógeno facilita la integración de fuentes de energía renovables al proporcionar capacidades de almacenamiento de energía estacional. Este almacenamiento energético se realiza mediante la electrólisis alimentada con electricidad renovable. Posteriormente, el hidrógeno puede utilizarse en celdas de combustible para la generación de electricidad nuevamente, lo que favorece la estabilidad y la eficiencia de la red. Esta capacidad le permite al hidrógeno actuar como puente entre las fuentes de energía renovable variable y los sectores de uso final.

Finalmente, en aplicaciones de energía térmica, el hidrógeno puede proporcionar el calor a alta temperatura que necesitan algunos sectores industriales difíciles de descarbonizar. También se está considerando en algunos contextos específicos su uso para soluciones de calefacción residencial y comercial a nivel urbano, aunque en este tipo de aplicaciones se cuenta con otras tecnologías y combustibles con desempeño más competitivo que el hidrógeno. En la Figura 3 se identifican y priorizan las aplicaciones de uso final del hidrógeno, a partir del marco conceptual de Liebreich, (Liebreich, 2023). Este método prioriza los usos potenciales del hidrógeno de bajas emisiones considerando varios factores clave, como la disponibilidad de tecnologías competidoras, la rentabilidad, la seguridad y la eficiencia energética (Ministerio de Minas y Energía, 2024). Se destacan especialmente las aplicaciones específicas donde no existen alternativas comercialmente viables, como en la producción de fertilizantes nitrogenados a partir del uso de amoníaco, las cuales reciben la máxima prioridad según esa metodología de jerarquización.

Figura 3. Priorización de las aplicaciones potenciales para el hidrógeno de bajas emisiones y derivados.

A: usos actualmente competitivos y con pocas o ninguna alternativa sustituta.

G: usos que no son competitivos actualmente comparado con otras alternativas sustitutas



Industria química	Amoníaco para fertilizantes, Metanol Hidrocrqueo Desulfuración	Acero				
		Insumo químico				
Sistema eléctrico			Almacenamiento de largo plazo	Redes aisladas Importación/ exportación de energía.		Estabilización de sistemas de potencia
Transporte		Amoníaco o metanol para transporte marítimo intercontinental	Vehículos pesados	Ferries locales.	Buses	Trenes metropolitanos
				Embarcaciones costeras y fluviales	Carga liviana (última milla)	Vehículos de 2 y 3 ruedas.
Procesos de calor		Aviación en forma de SAF (Combustibles sostenibles de aviación)			Vehículos livianos particulares	
			Alta > 700° C temperatura uso al 100% y mezcla	Calefacción comercial.	Media y baja temperatura a Calefacción y cocción doméstica.	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía (2023)

Lo anterior adquiere especial relevancia si se considera que el consumo mundial de hidrógeno actual es de aproximadamente 100 millones de toneladas, de las cuales el 75 % ocurre en 5 regiones: China (30 %); América del Norte (14 %); Medio Oriente (14 %); India (9 %) y Europa (8 %). El resto del mundo participa con el 25 % del consumo, (IEA, 2024). Los procesos de transición energética que se realizan actualmente a nivel mundial para contribuir en la descarbonización de la economía y contribuir en la limitación del calentamiento de la atmósfera a menos de 2 °C en 2100 (y mediante una apuesta más ambiciosa, a menos de 1,5 °C), representan oportunidades para el despliegue de las tecnologías de producción y usos del hidrógeno de bajas emisiones, especialmente del hidrógeno producido por electrólisis a partir de agua y electricidad renovable (COP, 2015).

3.6. Costos nivelados del hidrógeno de bajas emisiones

Los costos nivelados de producción del hidrógeno (LCOH)⁴⁰ representan los costos en valor presente neto (por ejemplo, en dólares) por unidad de masa de hidrógeno

⁴⁰ Por sus siglas en inglés: Levelized Cost of Hydrogen

producido (normalmente en kg) durante la vida útil del sistema de producción del hidrógeno (Agora, 2023). Los análisis de LCOH deben establecer con claridad el sistema de referencia para la estimación de los costos, que normalmente no toma en cuenta factores asociados a la compra de terrenos, ni de infraestructura para la transmisión eléctrica o de almacenamiento y transporte del hidrógeno producido (Agora, 2023).

Los factores determinantes del LCOH incluyen: (i) los costos nivelados de la electricidad (LCOE)⁴¹; (ii) el factor de uso de la planta de electrólisis; y (iii) los costos de capital⁴². Los LCOE dependen entre otros aspectos, del factor de capacidad de la planta (determinado por las horas de operación plena anuales), el cual está condicionado por la disponibilidad de las fuentes de energía renovable implementadas y de las escalas de producción de la planta, que permite niveles óptimos de costos cuando se alcanzan tamaños correspondientes a economías de escala. En proyectos que contemplan exclusivamente la electrólisis, el LCOE se incorpora como un costo operativo en la producción de hidrógeno de bajas emisiones, que por su magnitud y relevancia, suele analizarse normalmente de forma separada de los demás costos de operación. En casos en los que el proyecto incluye la planta de producción de la electricidad, se deben considerar los costos de capital y de operación conjuntamente con los correspondientes a la planta de electrólisis.

Los costos de producción del hidrógeno se representan de manera simplificada mediante los costos fijos, los costos de la electricidad y los costos combinados (por la suma de los dos tipos de costos anteriores). Los costos fijos decrecen en función del incremento del factor de uso de la planta de electrólisis. Para factores de uso menores al 20 %, los costos fijos se incrementan rápida y significativamente. Los costos de electricidad se representan de manera simplificada con valores constantes durante la vida útil del proyecto para el cálculo del LCOH. Para costos en dólares de electricidad de 45/MWh y una estimación de consumo de 55,5 kWh / kg H₂, se obtiene un costo de 2,5 dólares /kg H₂. De forma equivalente, para costos de electricidad de 15 dólares /MWh se obtiene para el mismo consumo de electricidad de 55,5 kWh / kg H₂ un valor de 0,83 dólares/kg H₂.

Esa variación en los costos de la electricidad permite identificar el peso relativo comparativamente con los costos fijos. Para costos más altos de la electricidad, su participación relativa en los costos combinados de producción del hidrógeno se hace mayor para factores de uso de la planta de electrólisis bajos (aproximadamente para el 15 % del factor de uso para el costo de 45 dólares/MWh). Para costos de electricidad menores, su

⁴¹ Por sus siglas en inglés: Levelized Cost of Electricity

⁴² La electrólisis exige el suministro de electricidad y de agua con altos estándares de pureza para garantizar el funcionamiento adecuado del electrolizador. Dependiendo del contexto, puede requerirse la implementación de sistemas de desalinización del agua de mar; este costo no es significativo en el costo total del LCOH (aprox. US 0,008 adicionales por kg de hidrógeno producido).

participación relativa en los costos totales de producción disminuye y su participación se hace mayoritaria para factores mayores de uso de la planta de electrólisis.

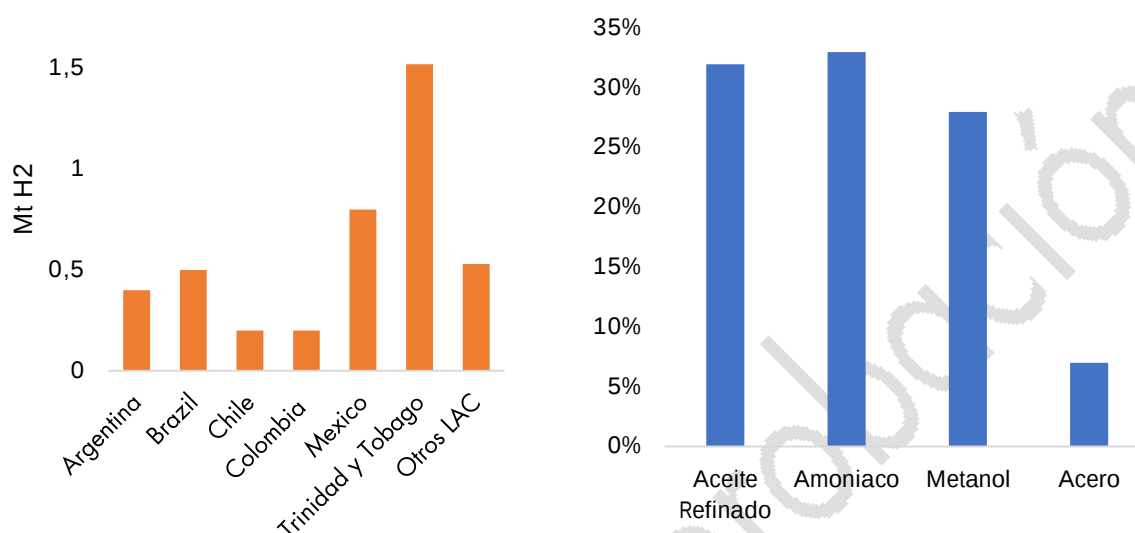
Este análisis muestra que las regiones con un elevado potencial de fuentes renovables de energía, que les permita la generación de electricidad a bajos costos, tienen igualmente un elevado potencial para la producción de hidrógeno de bajas emisiones y la eventual exportación de los excedentes. Al mismo tiempo, la mayor disponibilidad de la electricidad renovable (debido a los mejores potenciales de las fuentes de energía para su producción) permite obtener mayores factores de uso de la planta de electrólisis, lo que contribuye adicionalmente en la disminución de los costos de producción del hidrógeno. Una característica técnica relevante actualmente en el desarrollo de las tecnologías de electrólisis corresponde a su capacidad para trabajar mediante factores de uso de la planta variables, en función de la generación de electricidad con las fuentes renovables (y variables como la solar fotovoltaica y la eólica).

Para regiones con potenciales altos de fuentes renovables como la hidráulica mediante aprovechamientos en pequeña escala (PCHs) o biomasa (inclusive el biogás), es posible obtener factores de uso de la planta de electrólisis mayores y constantes, lo que puede contribuir a bajar los LCOH. **Es crucial destacar que las condiciones geográficas de Colombia se traducen en una ventaja competitiva tangible.** La IEA en su reciente reporte *Net Zero para Colombia* (IEA, 2025), estima que, en las ubicaciones más favorables del país (como La Guajira), se podría alcanzar una producción de hidrógeno de bajas emisiones con costos inferiores a 3,5 dólares por kilogramo en los próximos años, incluso bajo supuestos conservadores sobre el precio de los electrolizadores.

4. DIAGNÓSTICO

Colombia presenta deficientes capacidades en materia de inversión, creación de demanda, infraestructura, gobernanza institucional y de desarrollo regional e innovación, que limitan el despliegue y expansión de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, así como el avance en los procesos de descarbonización y reindustrialización. Este problema se evidencia principalmente en la baja producción y en la alta concentración de la demanda de hidrógeno. En América Latina y el Caribe, la demanda de este recurso alcanzó los 4 millones de toneladas en 2023, lo que representa cerca del 4 % de la demanda mundial, estimada en 97 millones de toneladas. Como lo muestra el Gráfico 2, este consumo se concentra principalmente en la refinación de petróleo y en la fabricación de productos químicos (IEA, 2024). En Colombia, la producción de hidrógeno es limitada y altamente concentrada, alcanzando 176.000 toneladas al año con destino principal para el uso en sus refinerías (GIZ, 2023a).

Gráfico 2. Producción de hidrógeno por país y demanda por sector industrial en América Latina y el Caribe, 2023



Fuente: IEA (2024).

De esta forma, a pesar de las proyecciones para la creación y el despliegue del mercado del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados el sector aún no logra superar varias de las barreras de financiamiento y alcanzar la etapa en la que se toman **Decisiones Finales de Inversión (FID)**⁴³ de los proyectos. Esta situación se refleja en la baja proporción de proyectos que habían alcanzado este nivel de decisión a nivel global, que a febrero de 2024, era menor al 10 % del total de los proyectos, (OECD; The World Bank, 2024) (IEA, 2024). En Colombia, la tasa de proyectos que han alcanzado el nivel FID son actualmente el 8,6 % del total del banco de proyectos identificados, conformados por 3 proyectos con una planeación de capacidad de producción de apenas 8,6 kt de hidrógeno anualmente⁴⁴ (IEA, 2024a).

Además, la alta percepción de riesgos e incertidumbre en este sector, particularmente en economías emergentes y países en desarrollo, ha contribuido a las bajas tasas de inversión en proyectos de hidrógeno. La calificación en la percepción de riesgos para la inversión se asigna por parte de los actores del sector a los riesgos de incertidumbre en la demanda, tanto en volumen, como en precio (World Bank Group, 2022). Estos riesgos se extienden a toda la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus

⁴³ Por sus siglas en inglés: Final Investment Decision

⁴⁴ Análisis actualizado a febrero de 2025, a partir de la información de la base de datos IEA a octubre de 2024

derivados y afectan todas las etapas del proyecto. Entre estos riesgos se encuentran: (i) componentes político-regulatorios; (ii) condiciones macroeconómicas y financieras; (iii) riesgos tecnológicos y de madurez; y (iv) deficiencias de infraestructura para transporte, almacenamiento y distribución (OECD; The World Bank, 2024). Según el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP)⁴⁵, las estrategias efectivas de mitigación de estos riesgos a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados permiten atraer capital privado (ESMAP, 2024). Por esta razón, la Declaración de Hidrógeno de la 29.^a Conferencia de las Partes (COP29) enfatizó en la necesidad de asistencia financiera y técnica en todas las etapas de la cadena de valor, particularmente en países en desarrollo, para ampliar la producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados (COP29 , 2024).

Por su parte, la alta concentración de la demanda en el sector aumenta la percepción del riesgo para la inversión en el país. En Colombia, 130 mil toneladas de la demanda actual (estimada en aproximadamente 150 mil toneladas) se concentra en refinerías y aún no existen condiciones que incentiven su diversificación hacia otros usos finales (GIZ, 2024). Esto profundiza la interdependencia entre falta de inversión por incertidumbre de demanda y dificultades para desplegar demanda por falta de oferta. Lo anterior resulta especialmente relevante si se considera que los actores del sector identifican la incertidumbre sobre el volumen y el precio de la demanda como el principal factor de riesgo.

Adicional a lo anterior, el insuficiente desarrollo de infraestructura impide una articulación entre la oferta y la demanda en la cadena de valor del hidrógeno. Diferentes instrumentos de política pública muestran el gran potencial para la producción de hidrógeno de bajas emisiones y han propuesto metas para lograr su aprovechamiento (Tabla 4). La hoja de ruta del hidrógeno estableció la meta de 1 a 3 GW de capacidad de electrólisis instalada a 2030 (Ministerio de Minas y Energía, 2021), sin embargo, en 2025 sólo se registraron 7,3 MW de electrólisis con decisión final de inversión (Ministerio de Minas y Energía, 2025). Esto se explica a través de casos concretos, como el de los sistemas de transporte y distribución para el hidrógeno, los cuales son inexistentes y tienen grandes retrasos en proyectos de energía renovable que no permiten asegurar el suministro de las grandes cantidades de energía requeridas para su producción. En consecuencia, se requiere un ajuste regulatorio y normativo, así como un modelo de gobernanza adecuado al contexto nacional, acompañado de creación de capacidades para cerrar brechas regionales y habilitar proyectos y crecimiento económico en territorios con potencial de producción y consumo.

⁴⁵ Por sus siglas en inglés: Energy Sector Management Assistance Program

Tabla 4. Resumen de las metas de la hoja de ruta del hidrógeno de Colombia y potencial de los principales recursos energéticos del país.

Metas de Colombia para la demanda estimada de H ₂				
Hidrógeno total		Hidrógeno de bajas emisiones por años		
2020 (base): 150 kt		2030: 120 kt	2040: 790 kt	2050: 1.850 kt
Demanda a 2030				
Sectores	Transporte			Industria
	FCEV - ligeros	FCVE - pesados	Hidrogeneras	Consumo H ₂ de bajas emisiones
Metas	1.500 – 2.000	1.000 – 1500	50 – 100	40 % del total
Producción a 2030				
H ₂ de bajas emisiones	Verde	Capacidad instalada electrólisis		1 – 3 GW
		Costo		1,7 USD/kg H ₂
	Azul	Producción		50 kt
Objetivos transversales (período 2020 - 2030)				
Inversión	Proyectos de producción y demanda de H ₂			2.500 – 5.000 MUSD
Empleo	Directos e indirectos			7.000 – 15.000
Ambiente	Mitigación de emisiones			2,5 – 3 Mt CO ₂ eq.
Potencial de los principales recursos energéticos del país				
Reservas	Gas natural	67,2 Gm ³	Llanos Orientales, Valle Inferior Magdalena y Guajira	
	Carbón	4.554 Mt	Guajira, Cesar, Boyacá, Cundinamarca, N. Santander	
Potencial de energías renovables	Eólico	Tierra firme	Colombia	30 GW
			La Guajira	Superior a 18 GW
	Solar	Costa afuera	Colombia	110 GW
		Comparación de radiación solar diaria multianual	Media global	4,0 kWh/m ²
			Colombia	4,5 kWh/m ²
			La Guajira (norte)	6,5 kWh/m ²

Fuentes: Ministerio de Minas y Energía, (2021); Agencia Nacional de Hidrocarburos, (2024); Asociación de Energías Renovables de Colombia, (2017); Ministerio de Minas y Energía, (2022); IDEAM y UPME, (2017).

Adicionalmente, la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados enfrenta debilidades en los mecanismos de gobernanza, coordinación

institucional y articulación regulatoria, lo que limita su despliegue ordenado, sostenible e integral en el país. De esta forma, se identifican brechas en la articulación, desarrollo y sincronización del marco regulatorio y normativo aplicable a las diferentes etapas de la cadena de valor en la que intervienen múltiples entidades y sectores de manera transversal, así como en los mecanismos de gobernanza y coordinación entre entidades públicas, actores territoriales, sector privado y academia (DNP, 2022), (Asociación Hidrógeno Colombia, 2025). Asimismo, la incorporación del enfoque socioambiental en la planificación y ejecución de proyectos continúa siendo incipiente, lo que dificulta la gestión integral de impactos, la participación de las comunidades y la generación de condiciones que favorezcan un despliegue sostenible, equitativo y socialmente aceptado de esta industria emergente (Ministerio de Minas y Energía, 2021) (Asociación Hidrógeno Colombia, 2025).

Finalmente, existen limitaciones relacionadas con las capacidades regionales actuales para el desarrollo industrial y la innovación en procesos de descarbonización, que restringen la consolidación de una cadena de valor competitiva de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país. Estas limitaciones incluyen brechas en las capacidades productivas y de manufactura para el suministro de bienes y servicios especializados (DNP, 2023), así como en la formación y disponibilidad del talento humano requerido para atender las necesidades actuales y futuras de esta cadena de valor (Ministerio de Minas y Energía, 2021) (UPME, 2023). A esto se suma la baja incorporación de actividades de I+D+i, junto con la escasa implementación de mecanismos de experimentación controlada (DNP, 2022), para que los proyectos piloto y los espacios de validación tecnológica en condiciones reales permitan escalar estas tecnologías y procesos a condiciones comerciales e industriales. Estas limitaciones reducen las oportunidades para generar conocimiento (DNP, 2021), adaptar tecnologías a las condiciones nacionales, disminuir riesgos de inversión y acelerar el escalamiento de soluciones asociadas al hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en segmentos de difícil descarbonización (DNP, 2023).

En este sentido, esta sección aborda estas causas a través de cinco ejes problemáticos que afectan el despliegue de su cadena de valor en el país. En primer lugar, se evidencia una escasa inversión en proyectos de la cadena de valor de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados; en segundo lugar un escaso desarrollo de la demanda nacional; en tercer lugar, un escaso desarrollo de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados; en cuarto lugar, una débil cohesión, desarrollo y sincronía del marco regulatorio y normativo, inexistente gobernanza, y limitada incorporación de enfoque socioambiental en los proyectos de la cadena de hidrógeno de bajas emisiones y derivados; y, finalmente, limitadas

capacidades regionales para el desarrollo industrial y del talento humano así como una baja incorporación del componente I+D+i y escasa implementación de mecanismos de experimentación controlada.

4.1 Escasa inversión en proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, debido a la débil articulación de esquemas intersectoriales para la identificación de ubicaciones óptimas de los proyectos, a los altos costos de producción y al acceso limitado a mecanismos de financiamiento

Colombia presenta un bajo número de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados que no han logrado materializarse en inversiones efectivas y avanzar hacia etapas de ejecución con la aprobación de la etapa FID⁴⁶. De acuerdo con información de la IEA, a 2025 el país registraba 35 proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, con una capacidad total instalada de electrólisis proyectada de 14.866 MW y una producción estimada de 2.596 kt H₂/año (IEA, 2024a). Sin embargo, únicamente 3 proyectos han aprobado la etapa FID, los cuales representan el 0,35 % del total de la capacidad instalada planeada. Aunque la capacidad total propuesta en los proyectos supera las metas establecidas para 2050 en la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, la mayoría de las iniciativas se encuentra aún en etapas tempranas de conceptualización y factibilidad, las cuales representan el 55,7 % y el 43,9 % de la capacidad instalada proyectada, respectivamente (Tabla 5). Esta situación evidencia las dificultades para movilizar los recursos financieros necesarios para el desarrollo de los proyectos y alcanzar las condiciones que permitan reducir la incertidumbre y los riesgos asociados a su ejecución. Como resultado una proporción significativa de las iniciativas no logra avanzar desde las fases de planeación hacia etapas de inversión, construcción y operación, limitando la consolidación de capacidad productiva instalada en el país y de flujos de inversión para proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y derivados.

Tabla 5. Clasificación de los proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia según las etapas de desarrollo

Etapas	Proyectos			Capacidad instalada		
	Cantidad [Unidad]	Fracción [%]	Electrólisis [MW]	Fracción [%]	Producción [kt H ₂ /año]	Inicio Años

⁴⁶ La Decisión Final de Inversión (FID) es una etapa formal posterior a la evaluación de la viabilidad técnica, económica, legal, social y ambiental de un proyecto, mediante la cual se autoriza el compromiso de recursos y el inicio de su ejecución, considerando que los riesgos y beneficios han sido debidamente analizados. Esta decisión es precedida por un proceso de preinversión que incluye la identificación, formulación y evaluación del proyecto a través de estudios de perfil, prefactibilidad y factibilidad, etapas que permiten reducir la incertidumbre y determinar la conveniencia de la inversión antes de su aprobación definitiva

Conceptual	9	25,7	8.288,3	55,7	1384,9	2026 – 2040
Factibilidad	18	51,4	6.524,5	43,9	1202,0	2025 – 2033
Inversión (FID) o construcción	3	8,6	50,7	0,35	8,6	2024 – 2030
Operativa	5	14,3	2,6	0,02	0,4	2022 – 2023
Totales	35	100	14.866	100	2.596	

Fuente: Elaboración propia con base en información publicada en la base datos (IEA, 2024a). Nota: (a) La información corresponde a la base de datos reportada por IEA a octubre de 2024, actualizada con el proyecto que inició operación en febrero de 2025.

En mercados emergentes como Colombia, el alto costo de capital limita la transición de los proyectos desde sus etapas tempranas hacia fases de ejecución, especialmente en lo relacionado con el cierre financiero. Según la IEA aunque América Latina, África y el Sudeste Asiático podrían representar el 25 % de la producción mundial de hidrógeno de bajas emisiones en 2030, la tasa de proyectos que han alcanzado el cierre financiero es alarmantemente baja (IEA, 2025). En estas regiones, apenas el 0,5 % de la capacidad anunciada ha asegurado la inversión, en comparación con un promedio global del 9 %. Aunque los países de estas regiones pueden tener acceso a electricidad renovable de bajo costo, los proyectos enfrentan altas barreras para su desarrollo debido a la falta de preparación regulatoria, marcos claros de compra (offtake) y en especial canales de financiamiento confiables.

De esta forma, la falta de inversión en los proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados está asociada con diversos factores de riesgo e incertidumbre. En esta sección se identifican y abordan tres causas que impiden que la inversión en proyectos de producción ocurra con mayor ritmo y volumen. En primer lugar, la débil articulación de esquemas intersectoriales de soporte, que limita la identificación costo-efectiva de ubicaciones óptimas para proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados; seguido de los altos costos de producción del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados; y finalmente, el acceso limitado a mecanismos de financiamiento para proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

4.1.1. Débil articulación de esquemas intersectoriales de soporte, que limita la identificación costo - efectiva de ubicaciones óptimas para proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

Pese a los avances en materia institucional, persisten debilidades en la articulación entre sectores, lo que limita la consolidación de esquemas intersectoriales coordinados para definir estratégicamente la ubicación de los proyectos y garantizar su viabilidad y desarrollo. Los costos de producción del hidrógeno de bajas emisiones y, consecuentemente

de sus derivados, dependen en gran medida de las condiciones de potencial y disponibilidad de los recursos necesarios para su producción, tales como el gas natural y las fuentes de generación de electricidad renovable (Ueckerdt, y otros, 2024). En la práctica, cada sector opera bajo procesos y tiempos de respuesta propios, lo que obliga a los interesados a interactuar con múltiples entidades y adelantar diversos trámites ante las Corporaciones Autónomas Regionales, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la ANLA, la UPME, la ANI, el Departamento Administrativo de la Presidencia de la República, las alcaldías y los juzgados, entre otros. Esta diversidad institucional dificulta la planificación temprana de los proyectos y puede conducir a la selección de ubicaciones que, sin bien presentan ventajas en términos de disponibilidad de recursos energéticos, enfrentan posteriormente restricciones ambientales, limitaciones de infraestructura o incompatibilidades con los instrumentos de ordenamientos territorial, incrementando los costos de desarrollo y reduciendo la competitividad de las iniciativas. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena), el desarrollo de cadenas de valor de hidrógeno depende simultáneamente de factores asociados a aspectos ambientales, infraestructura, gobernanza y condiciones socioeconómicas (Irena, 2024).

Además, el país no cuenta con evaluaciones integrales de las ubicaciones potenciales de producción, que permitan analizar las condiciones medioambientales, la disponibilidad suficiente y confiable de recursos energéticos renovables, la infraestructura existente y proyectada, y las condiciones de la demanda. Estos factores constituyen elementos clave para brindar garantías a los inversionistas, en la medida que permiten establecer la viabilidad del proyecto, así como los costos asociados a la inversión, a la producción, al almacenamiento y al transporte del hidrógeno o sus derivados. Aunque los factores básicos para la ubicación de nodos para la producción de hidrógeno de bajas emisiones en el país han sido abordados a través de estudios iniciales patrocinados por la cooperación internacional, estos evidencian que no se han incorporado análisis de optimización económica ni ambiental para la priorización de su ubicación (GIZ, 2023c) (GIZ, 2023d) (AHK, 2024). La falta de este tipo de soporte técnico en Colombia ocasiona que se pierda competitividad comparativamente a nivel regional para la atracción de capital de inversión para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas y emisiones y sus derivados, como lo evidencia la cancelación de proyectos a gran escala para la generación eléctrica renovable en La Guajira (García Mahecha, 2024).

Adicionalmente, a pesar de las oportunidades que ofrecen los electrolizadores, no se han llevado a cabo análisis de optimización de su ubicación, ni se han considerado los potenciales servicios de utilidad para la red y el sistema eléctrico (UPME, 2024b), (UPME, 2024c). La ubicación estratégica de electrolizadores cerca de los lugares de

generación de electricidad renovable permitiría reducir la congestión en las líneas de transmisión y evitar parcialmente las barreras asociadas a los altos costos de actualización de infraestructura. Además, los electrolizadores pueden consumir localmente la electricidad renovable generada en los períodos con excedentes, evitando los vertimientos de esta electricidad (*curtailment*). Sin embargo, la ausencia de análisis conjuntos sobre el potencial de generación renovable, la capacidad de la red de transmisión y la localización de la demanda y la infraestructura logística requerida limita la identificación de ubicaciones óptimas para el despliegue de electrolizadores y su incorporación en la planeación energética de largo plazo. Estudios estiman que, para un escenario de 2.500 MW de electrolizadores al 2035, la capacidad actual de conexión alcanzaría solo 720 MW (28 %), evidenciando un déficit del 72 % asociado a restricciones de la red eléctrica y a la falta de una planificación articulada de su expansión (Asociación de hidrógeno de Colombia; XM ; Power & Energy; GIZ, 2024).

Por otra parte, el país no cuenta con información geológica sistemática que permita identificar, caracterizar y priorizar zonas con potencial para el almacenamiento subterráneo de dióxido de carbono e hidrógeno, como insumo para la planificación de infraestructura asociada a la transición energética. Si bien Colombia ha desarrollado capacidades técnicas para la evaluación de cuencas sedimentarias en actividades relacionadas con hidrocarburos y almacenamiento geológico de CO₂ (ANH, 2019) (ANH, 2024), aún no cuenta con una caracterización sistemática y homogénea de las formaciones con potencial para el almacenamiento subterráneo de CO₂ e hidrógeno. Esta limitación impide determinar, con un nivel de madurez suficiente para la planificación de infraestructura, su capacidad efectiva de almacenamiento, condiciones de confinamiento, integridad geológica y viabilidad técnica para proyectos comerciales. Esta brecha obedece, entre otros aspectos, a que las formaciones con mayor potencial, como los acuíferos salinos profundos, no han sido estudiadas con el mismo nivel de detalle que los reservorios de hidrocarburos, por lo que las estimaciones de capacidad aún presentan importantes incertidumbres y la selección de sitios depende del conocimiento geológico actualmente disponible (ANH, 2024). Esta ausencia de información limita la incorporación de alternativas de almacenamiento en los procesos de planificación sectorial, dificulta la identificación temprana de corredores logísticos e infraestructura complementaria y aumenta la incertidumbre para la estructuración de proyectos que requieran soluciones de almacenamiento de largo plazo.

Finalmente, el país no dispone de estudios que permitan determinar el potencial, la distribución geográfica y la viabilidad de aprovechamiento del hidrógeno geológico o hidrógeno blanco como posible recurso energético nacional. A nivel internacional se ha

incrementado el interés por este recurso debido a los descubrimientos recientes de acumulaciones naturales de hidrógeno en diferentes contextos geológicos y a su potencial para complementar el suministro energético de bajas emisiones (USGS, 2024) (IEA, 2024). En Colombia, el hidrógeno geológico aún no ha sido incorporado dentro de los ejercicios nacionales de planeación energética ni en los análisis prospectivos de oferta de hidrógeno (Ministerio de Minas y Energía; BID; UK Government, 2021), (UPME, 2023). El país aún no ha desarrollado evaluaciones integrales geoquímicas, geológicas y geofísicas orientadas específicamente a identificar zonas prospectivas, ni ha realizado análisis técnico-económicos que permitan determinar su competitividad frente a otras rutas de producción de hidrógeno. La ausencia de esta información limita la capacidad del país para incorporar el hidrógeno geológico dentro de los ejercicios de planificación energética de largo plazo y restringe la evaluación de posibles ventajas competitivas regionales asociadas a la disponibilidad de este recurso, afectando la identificación costo-efectiva de ubicaciones para el desarrollo de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

4.1.2. Altos costos de producción del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

Los altos costos asociados a las tecnologías de producción y de algunos insumos como la electricidad renovable afectan adversamente la inversión en proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. El nivel de desarrollo tecnológico, la disponibilidad comercial, el nivel de desempeño y la eficiencia energética de los electrolizadores constituyen factores determinantes de los costos de producción por electrólisis (Agora, 2023). Para la producción del hidrógeno a partir del gas natural mediante el reformado del metano con CCS, los costos del gas natural representan entre el 65 % y el 75 % de los costos totales de producción por kg de hidrógeno. Asimismo, los costos asociados a las soluciones de CCS a gran escala tienen una alta incidencia en el costo final, estimada entre el 20 % y el 25 % del costo total por unidad de masa del hidrógeno producido (European Hydrogen Observatory, 2023). Análisis de la IEA indican que en las economías emergentes y en desarrollo, el costo de capital para proyectos de energía puede alcanzar hasta el 15 %, en comparación con el 3 % - 7 % observado en China y en economías avanzadas (IEA, 2025). Este diferencial en el costo de capital es un factor determinante que incrementa sustancialmente el LCOH, afectando la viabilidad de los proyectos incluso en regiones con excelente recurso renovable. Por tanto, los mecanismos de reducción de riesgo financiero son tan prioritarios como la eficiencia tecnológica. Por su parte, los costos de capital asociados a las tecnologías y a la infraestructura de exploración, extracción, producción y transporte tienen una alta incidencia en los costos finales del despliegue del hidrógeno blanco. Esto sin contar los altos costos de

investigación y desarrollo de estas tecnologías, que aún no se encuentran disponibles a escala comercial en ningún país.

Asimismo, la alta sensibilidad a los costos de la electricidad y el aprovechamiento insuficiente de zonas con alto potencial de generación de energía renovable limita la reducción de los costos de producción del hidrógeno y sus derivados en el país. La participación de los costos de la electricidad puede alcanzar valores del orden del 70 % del costo total de producción del hidrógeno verde a gran escala (Agora, 2023). Además, los factores de capacidad de las plantas de electrólisis dependen en gran medida de los factores de capacidad de las fuentes de generación eléctrica renovable, lo que incide directamente en los costos de producción del hidrógeno y sus derivados. En este sentido, la generación de electricidad a partir de fuentes renovables con altos factores de planta resulta fundamental para reducir los costos de producción del hidrógeno por electrólisis, lo cual requiere el desarrollo de proyectos a gran escala en zonas con alto potencial energético. En la Tabla 6 se presenta el potencial energético renovable del país, así como el LCOE asociado a las principales fuentes de generación renovable en función de sus factores de capacidad, los cuales varían según la fuente de energía utilizada.

Tabla 6. Factores de capacidad de planta, costos totales de instalación y costos nivelados de energía en 2023 para la electricidad renovable

Fuentes de energía		Factores de capacidad (b)		Costos de Instalación	LCOE, (2024)	Capacidad eléctrica instalada necesaria para la electrólisis (a)		
		Global [%]	Colombia [%]	Global [Dólares/kW]	Globales [Dólares/MWh]	2030 GW	2040 GW	2050 GW
Eólica (tierra firme)		35,9	54 – 75	1.160	33	1,9-2,6	11,6 -16,1	26 - 36,1
Eólica (costa afuera)		41,0	> 75	2.800	75	1,9	11,6	26,0
Solar (fotovoltaica)		16,2	≈ 18	758	44	7,8	48,3	108,3
Bioenergía (biomasa)		71,9	70	2.730	72	2,0	12,4	27,9
Hidroeléctrica (PCHs)		53,5	70	2.806	57	2,0	12,4	27,9
Geotérmica		82,1	85	4.589	71	1,7	10,2	22,9

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, (2021), IRENA, (2024a), GIZ, (2023c).

Notas: (a) De acuerdo con la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia; (b) los factores de capacidad de energía eólica en tierra firme para Colombia corresponden a Barranquilla (el menor valor en la tabla) y a Uribe (el mayor valor en la tabla).

A su vez, el país no cuenta con capacidades de fabricación de tecnologías de producción de hidrógeno, lo que genera una alta dependencia de las cadenas globales de suministro, sin garantías de acceso oportuno a equipos con los mejores niveles de desempeño técnico, eficiencia y escalabilidad. Esta situación resulta particularmente relevante debido a que la fabricación global de electrolizadores se encuentra altamente concentrada en China, Europa y algunos países de Asia, lo que puede generar riesgos asociados a disponibilidad de equipos, tiempos de entrega, costos de adquisición y acceso a las tecnologías más avanzadas a medida que aumenta la demanda mundial de hidrógeno de bajas emisiones (IEA, 2024a), (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2024). En particular, las economías con acceso limitado a proveedores, capacidades de adaptación tecnológica o esquemas de fabricación local pueden enfrentar mayores costos de inversión y menores oportunidades para optimizar el diseño de los proyectos en función de sus condiciones específicas (Irena, 2020). Los electrolizadores con tecnología alcalina AEC y de membrana de intercambio protónico PEM han corresponden actualmente a las tecnologías con el mayor grado de madurez tecnológica, despliegue comercial y disponibilidad a escala industrial. La capacidad de acceder oportunamente a estos equipos y de desarrollar capacidades nacionales de adaptación, integración y eventual ensamblaje constituye un factor estratégico para mejorar la competitividad de los proyectos de hidrógeno en el país y reducir la dependencia de proveedores externos (Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, 2024), (IEA, 2024) (Irena, 2020).

4.1.3. Acceso limitado a mecanismos de financiamiento para proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

La ausencia de mecanismos financieros, sumada a los bajos costos de producción del hidrógeno gris frente a los costos estimados del hidrógeno de bajas emisiones, constituye una barrera para el despliegue competitivo del hidrógeno de bajas emisiones en el país. Los costos nivelados del hidrógeno gris producido a partir de combustibles de origen fósil⁴⁷ se ubican actualmente alrededor de 1 dólar/kg H₂ y los del hidrógeno de bajas emisiones en el rango de los 1,8 - 6 dólares/kg H₂, (Holst, 2021), (IEA, Energy Technology Perspectives, 2020), (Ministerio de Minas y Energía, 2021). Esta brecha se ocasiona por los bajos costos actuales de producción del hidrógeno gris, los cuales no incluyen la internalización de los costos asociados a las emisiones de carbono, comparativamente con los altos costos de producción del hidrógeno de bajas emisiones por los mayores requerimientos de inversión en infraestructura, equipos y tecnologías. Esta brecha representa barreras para el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones en el país, que actualmente no cuenta con medidas

⁴⁷ Estos costos son variables en función de los precios del gas natural y el carbón.

articuladas que incentiven específicamente su adopción frente al hidrógeno gris o los combustibles fósiles. Entre estas medidas se incluyen mecanismos de financiación, ajustes al marco de incentivos fiscales vigentes o instrumentos que reconozcan metas de mitigación mediante incentivos preferenciales.

De esta forma, la limitada disponibilidad de instrumentos financieros especializados y de mecanismos que reconozcan los beneficios ambientales del hidrógeno de bajas emisiones reduce los incentivos para sustituir el hidrógeno gris actualmente consumido por la industria nacional. El país no dispone de una oferta suficientemente desarrollada de instrumentos financieros especializados para proyectos de hidrógeno de bajas emisiones, lo que limita la movilización de capital privado y dificulta la ejecución de proyectos de gran escala. Se requiere que el país desarrolle mecanismos e instrumentos focalizados para la financiación de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones, que pueden usar y articular convenientemente las condiciones y la aplicación del impuesto al carbono y la oferta general de incentivos ofrecidos mediante las Leyes 1715 de 2014, 2099 de 2021 y 2294 de 2023. Esta situación afecta la capacidad de los proyectos para alcanzar niveles adecuados de rentabilidad y competitividad, especialmente durante las fases iniciales de adopción tecnológica y creación de mercados. En consecuencia, resulta necesario avanzar en el diseño de mecanismos que faciliten el acceso a financiamiento, reduzcan los riesgos de inversión y generen señales económicas que promuevan la sustitución progresiva de alternativas intensivas en emisiones y el aprovechamiento de oportunidades en mercados internacionales (Hydrogen Council - McKinsey & Company, 2021) (IRENA, 2022).

Adicionalmente, en el caso de fuentes emergentes como el hidrógeno blanco, persisten importantes incertidumbres financieras relacionadas con la identificación, cuantificación y aprovechamiento económico de los recursos potenciales existentes en el territorio nacional. La ausencia de información geológica, técnica y operativa suficiente sobre este recurso limita la capacidad de los inversionistas para valorar adecuadamente las oportunidades de desarrollo y aumenta la percepción de riesgo asociada a las etapas de exploración y evaluación. Como resultado, se restringe la movilización de capital hacia este tipo de proyectos y se dificulta la generación de evidencia que permita determinar su viabilidad técnica y comercial en el país (Ellis, G. S., & Gelman, S. E., 2024) (IEA, 2024).

4.2 Escaso desarrollo de la demanda nacional de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, asociado a la falta de desarrollo de instrumentos de planeación técnica y a la inexistencia de una masa crítica de consumo en el país que limita la sustitución progresiva de combustibles fósiles

Actualmente, la demanda nacional de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados para usos finales es inexistente en los sectores consumidores de hidrógeno del país, cuya demanda continúa siendo cubierta exclusivamente con hidrógeno gris. Aunque Colombia cuenta con un mercado potencial en sectores tradicionales como la refinación de petróleo y la producción de metanol y amoníaco, así como con un banco de proyectos que incorpora nuevas aplicaciones para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, esta demanda aún no se materializa de manera efectiva. La Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia estimó una demanda total de hidrógeno de 150 kt/año para 2020 (Ministerio de Minas y Energía, 2021). Posteriormente, en 2023, el consumo nacional se estimó en 176 kt/año, concentrado principalmente en industrias tradicionales como la refinación de petróleo y la producción de fertilizantes (GIZ, 2023a). En particular, las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena registran un consumo estimado de 130,1 kt/año de hidrógeno destinado a procesos de refinación; sin embargo, este consumo continúa siendo abastecido predominantemente mediante hidrógeno gris producido a partir de combustibles fósiles, sin una adopción significativa de hidrógeno de bajas emisiones en los sectores consumidores del país (Asociación Hidrógeno Colombia, 2025), (GIZ, 2023a). Si bien existen iniciativas orientadas a la sustitución gradual del hidrógeno gris por alternativas de bajas emisiones, estas aún se encuentran en etapas iniciales y no han logrado consolidar una demanda efectiva que impulse el despliegue de esta cadena de valor en el país.

En cuanto a sus derivados, si bien existe una demanda potencial para su uso, no se ha logrado crear una demanda de hidrógeno que incentive su producción. En relación con el metanol, en 2021, se estimó una cantidad importada de 118 kt y un consumo aproximado de 72 kt, (AHK, 2024). El requerimiento actual correspondiente de hidrógeno en esta aplicación se estima para ese año en cerca de 20,9 kt/año⁴⁸. Por otra parte, la demanda nacional de amoníaco ascendió a 527 kt en 2021, estimada en función de los productos que lo utilizan como insumo (Tabla 7), (GIZ, 2023b). Para ese mismo año, la producción nacional de amoníaco se estimó en 117 kt, con un requerimiento de hidrógeno de 20,8 kt⁴⁹. Estos resultados reflejan que, aunque existe un potencial de demanda para el crecimiento de la producción nacional de amoníaco de 410 kt, que representan 72,8 kt/año de hidrógeno, aún no se ha logrado crear una demanda para el hidrógeno de bajas emisiones en este sector⁵⁰. Análisis técnicos de la IEA sugieren que el amoníaco electrolítico

⁴⁸ El hidrógeno requerido corresponde aproximadamente al 19,5 % por unidad de masa de metanol producido.

⁴⁹ La fracción de hidrógeno por unidad de masa de amoníaco es de 17,75 %.

⁵⁰ Los principales consumidores de amoníaco en el país son las empresas Yara en Cartagena y Monómeros en Barranquilla. Otros usos del hidrógeno ocurren en aplicaciones de bajo consumo, como en la industria alimentaria o la producción de vidrio, cuyas estadísticas no se tienen consolidadas en el país.

producido en Colombia podría alcanzar costos competitivos frente a los rangos históricos de precios internacionales, reduciendo la exposición del sector agrícola a la volatilidad de los mercados globales y a los choques de suministro (IEA, 2025). Esto demuestra que promover el desarrollo de una industria nacional de amoníaco verde no solo responde a objetivos de descarbonización, sino de seguridad alimentaria y económica.

Tabla 7. Estimación del consumo de amoníaco y del hidrógeno asociado a su producción en 2021

Productos	Total ⁵¹ [kt]	Amoníaco [kt]	H ₂ [kt]
Nitrato de amonio (AN)	75	31	5,5
Fosfato monoamónico (MAP)	163	20	3,5
Fosfato diamónico (DAP)	159	35	6,2
Sulfato de amonio (AS)	202	52	9,2
Urea	603	338	60,0
Amoníaco puro	52	52	9,2
Totales	1255	527	93,6

Fuente: GIZ, (2023b).

La limitada diversificación de la demanda potencial de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados constituye una barrera para el desarrollo de nuevos proyectos y para la consolidación de mercados de consumo en sectores estratégicos de la economía. Los proyectos relacionados en la Tabla 5 también dan cuenta del escaso desarrollo de la demanda del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país, los usos finales de este paquete de proyectos, relacionados en la Tabla 8, muestran una deficiencia de iniciativas en áreas estratégicas para la descarbonización como la industria del hierro, el acero y la generación de calor, que presentan nula participación.

Tabla 8. Clasificación de los usos finales de los productos del banco de proyectos en desarrollo para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia

Usos finales	Etapas de desarrollo del proyecto									
	Conceptual		Factibilidad		Inversión (FID) o construcción		Operativo		Totales	
	[Und]	[%]	[Und]	[%]	[Und]	[%]	[Und]	[%]	[Und]	[%]
Refinería	2	13,3	5	18,5	0	0	1	25,0	8	14,8
Amoníaco	4	26,7	5	18,5	3	37,5	0	0	12	22,2

⁵¹ Representa la producción total de los diferentes productos químicos relacionados en miles de toneladas producidas.

Metanol	1	6,7	5	18,5	0	0	0	0	6	11,1
Hierro y acero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros industria ^(a)	3	20,0	5	18,5	1	12,5	0	0	9	16,7
Movilidad	4	26,7	3	11,1	2	25,0	2	50	11	20,4
Electricidad	1	6,7	0	0	1	12,5	0	0	2	3,7
Inyección a red	0	0	0	0	1	12,5	1	25	2	3,7
Calor y potencia (CHP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Calor doméstico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biocombustibles	0	0	2	7,4	0	0	0	0	2	3,7
Combustibles sintéticos	0	0	2	7,4	0	0	0	0	2	3,7
Inyección red CH ₄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Movilidad CH ₄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totales	15	100	27	100	8	100	4	100	54	100

Fuente: análisis propio de la información publicada en la base datos IEA, (2024a).

Nota: (a) Estas aplicaciones se refieren principalmente al uso de energía en forma de calor a alta temperatura para diversos sectores industriales.

4.2.1 Escaso desarrollo e implementación de instrumentos de planeación técnica que permitan consolidar la sustitución gradual del consumo de combustibles fósiles

Si bien se cuenta con estudios sobre nodos regionales que contemplan los principales derivados del hidrógeno de bajas emisiones, el país aún no dispone de un plan regional y sectorial orientado a la sustitución gradual de combustibles fósiles, que permita impulsar el desarrollo de la demanda de hidrógeno. El país no dispone aún de una planeación técnica y económica detallada que establezca rutas y metas específicas de consumo sectoriales y regionales para los diversos productos derivados del hidrógeno de bajas emisiones y su uso en la sustitución de los combustibles fósiles (GIZ, 2023c), (GIZ, 2023d), (GIZ, 2023a). Esta situación afecta el diseño de una demanda nacional eficiente para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Asimismo, el país no dispone aún de análisis detallados a nivel regional y sectorial, para planificar la sustitución progresiva del uso de los combustibles fósiles y promover el desarrollo de encadenamientos productivos regionales.

De igual forma el país carece de instrumentos de planeación contruidos a partir de fuentes de información que permitan caracterizar y registrar la demanda de energía asociada a la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones. Esta limitación dificulta la incorporación de dicha demanda en los escenarios prospectivos energéticos utilizados para la expansión ordenada del sistema energético, restringiendo la evaluación oportuna de requerimientos de infraestructura, la identificación de potenciales restricciones y la coordinación entre los diferentes energéticos que intervienen en esta cadena de valor (UPME, 2023). De igual forma, los ejercicios de planificación energética desarrollados en el país se

han concentrado históricamente en la proyección de la demanda de electricidad, gas natural y combustibles líquidos para los sectores tradicionales de consumo, sin incorporar metodologías específicas para estimar la demanda derivada del despliegue del hidrógeno de bajas emisiones en sectores como la industria, el transporte pesado, la refinación, la producción de fertilizantes o los combustibles sintéticos. La ausencia de esta información limita la capacidad de evaluar de manera integrada los efectos del hidrógeno sobre la evolución de la demanda energética nacional, así como de orientar oportunamente las inversiones requeridas en generación, redes, infraestructura logística y servicios energéticos asociados (Ministerio de Minas y Energía; BID; UK Government, 2021), (UPME, 2023).

4.2.2 Inexistente masa crítica de consumo de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

El país no ha logrado consolidar la creación de la masa crítica⁵² de consumo de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, que exige priorizar los sectores y aplicaciones que ofrezcan las mejores condiciones para lograr el cierre financiero de los proyectos de demanda (OECD; The World Bank, 2024). Aunque a nivel global se han establecido esquemas de priorización para estas aplicaciones (Liebreich, 2023), a nivel nacional aún se requiere la realización de evaluaciones integrales y profundizar en el nivel de análisis de los estudios técnicos, económicos y ambientales disponibles⁵³. Este tipo de evaluaciones permitirán articular las estrategias y priorizar las aplicaciones, los sectores y las regiones para la creación de esa masa crítica requerida para la demanda.

De esta forma, la inexistencia de una masa crítica de consumo de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en sectores industriales con alto potencial de utilización limita su adopción como herramienta para la descarbonización de la economía. Dentro de los sectores industriales que generan gran cantidad de emisiones se encuentra la industria cementera, que de acuerdo con la información de la IEA genera un 8 % de las emisiones globales, es el segundo mayor emisor industrial de CO₂ a nivel mundial y el tercer mayor consumidor de energía dentro del sector industrial (OECD, 2018). Las principales emisiones se generan durante la producción de clínker, debido al uso de combustibles fósiles para alcanzar altas temperaturas y a la calcinación de la piedra caliza, proceso que libera CO₂

⁵² La masa crítica hace referencia a la cantidad mínima de recursos o usuarios necesarios para que un producto, un bien o un servicio, se vuelva viable, sostenible o genere un efecto significativo, es dependiente de las condiciones locales y hace referencia a la creación de un mercado para la demanda, con un tamaño mínimo que garantice el despliegue posterior de la cadena de valor.

⁵³ La mayor parte de estos estudios han sido patrocinados por la cooperación internacional en el país, especialmente por parte del gobierno alemán a través de su Agencia Internacional de Cooperación, GIZ (por sus siglas en alemán), (GIZ, 2023c) (GIZ, 2023d) (GIZ, 2023a) (GIZ, 2023b) (AHK, 2024).

como subproducto inherente de la transformación del carbonato de calcio en óxido de calcio. Aunque la industria cementera colombiana está avanzando en alternativas para reducir estas emisiones, las apuestas sectoriales actuales priorizan medidas como la eficiencia energética, el co-procesamiento de combustibles alternativos, la reducción del factor clínker, la economía circular y la CCUS. En contraste, el hidrógeno de bajas emisiones no figura como una línea prioritaria dentro de la hoja de ruta sectorial, pese a su potencial para sustituir combustibles fósiles en hornos de alta temperatura y contribuir a la producción de cementos de menor huella de carbono (Procemco, 2023).

Por otra parte, a pesar del interés de los diversos actores en el desarrollo de proyectos, no se han definido en el país las posibilidades de crear mecanismos e instrumentos de incentivos focalizados para los sectores o aplicaciones que resulten priorizados mediante las evaluaciones integrales a nivel nacional, que puedan conducir a la creación de la demanda crítica inicial, ni para el desarrollo de los nodos del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados a nivel regional. En sectores como el transporte aéreo, diversos estudios internacionales coinciden en que los SAF representan la alternativa con mayor potencial para la descarbonización, al permitir reducciones de hasta el 80 % de las emisiones frente a los combustibles fósiles (Aerocivil, 2024). No obstante, su producción en Colombia continúa siendo incipiente; a la fecha, únicamente se reporta la producción piloto de 32.000 barriles de Jet A-1 coprocesado para pruebas técnicas (Ecopetrol, 2024). De igual forma, no se han materializado las expectativas de consumo de hidrógeno y sus derivados de bajas emisiones en sectores como la refinación de petróleo, la producción de fertilizantes y el transporte de carga pesada y de pasajeros de larga distancia. Aunque el proyecto Coral de la Refinería de Cartagena constituye la principal iniciativa de producción de hidrógeno de bajas emisiones en el país, Ecopetrol no ha publicado información sobre la producción efectiva alcanzada desde su entrada en operación en diciembre de 2025 ni sobre su factor de utilización, por lo que la información disponible corresponde únicamente a la capacidad nominal del proyecto.

4.3 Escaso desarrollo de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados debido a insuficientes estrategias de planeación integral e instrumentos regulatorios para establecer su remuneración y sus características, que limitan su competitividad

A pesar de su función determinante en la cadena de valor, el país no ha establecido los requerimientos ni las acciones necesarias para implementar nuevos desarrollos de infraestructura, o para habilitar el uso de la infraestructura existente en otros sectores, dedicada al transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. La infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución constituye la

conexión física entre la producción y el consumo final del hidrógeno y sus derivados, por lo que desempeña un papel habilitador en el desarrollo simultáneo de la oferta y la demanda. Además, esta infraestructura resulta determinante para la función que cumplirán el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el acoplamiento entre los sectores energéticos de electricidad, transporte y calor, en el marco de la transición energética del país. A pesar de esto, el desarrollo de nueva infraestructura ha sido incipiente, debido a las elevadas inversiones y a los prolongados tiempos de construcción requeridos, cuya planificación requiere reducir las incertidumbres técnicas, económicas y de seguridad para viabilizar el despliegue oportuno de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados (IEA, 2023).

De esta forma, la infraestructura energética existente no responde a los requerimientos técnicos del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, limitando el desarrollo de su cadena de valor. Dentro de los retos en infraestructura se identifican necesidades de almacenamiento, equipos, dispositivos de instrumentación y control, red de distribución y medios de transporte portátiles o móviles (Maluenda, 2023). Adicionalmente, de acuerdo con la CEPAL, la infraestructura energética existente fue concebida bajo un modelo centralizado y dependiente de combustibles fósiles, por lo que los países enfrentan el desafío simultáneo de modernizar las infraestructuras tradicionales y desarrollar nuevas capacidades adaptadas al hidrógeno y sus portadores energéticos, priorizando inversiones que permitan usos compartidos y multipropósito de las instalaciones (CEPAL, 2025).

Una de las causas identificadas de estas problemáticas son las insuficientes estrategias de planeación integral a largo plazo para desarrollar la infraestructura necesaria para transporte, almacenamiento y distribución. Los sectores eléctrico y de gas natural no incorporan instrumentos de planeación para el uso y aprovechamiento de infraestructura existente que pueda servir en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno como parte de la planeación a mediano y largo plazo del sistema energético nacional, (UPME, 2024), (UPME, 2024a), (UPME, 2024b), (UPME, 2024c). Además, el país tiene una limitada identificación de los requerimientos progresivos de capacidad de almacenamiento y transporte del hidrógeno y sus derivados, una alta dependencia de infraestructura no habilitada y niveles incipientes para las evaluaciones tecnoeconómicas para optimizar la inversión en capital y la implementación (GIZ, 2023a) (Asociación Hidrógeno Colombia, 2025).

Adicional a lo anterior, se identifica un bajo nivel de desarrollo en el establecimiento de criterios regulatorios referentes a la infraestructura (existente o nueva) requerida para la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados en el país. Aunque Colombia ha avanzado en la formulación de lineamientos estratégicos para promover el desarrollo del hidrógeno y cuenta con experiencias regulatorias consolidadas para otros

energéticos como el gas natural, el Gas Licuado de Petróleo (GLP) y la energía eléctrica, los desarrollos normativos específicos para la infraestructura asociada al hidrógeno aún se encuentran en etapas iniciales de definición. Esta situación se evidencia en la ausencia de marcos regulatorios integrales que orienten la planeación, adaptación, expansión, acceso y operación de la infraestructura necesaria para la producción, almacenamiento, transporte, distribución y uso final del hidrógeno y sus derivados. De igual forma entidades como la CREG han identificado la necesidad de desarrollar instrumentos regulatorios específicos para facilitar la integración del hidrógeno en la matriz energética nacional, así como para definir las condiciones técnicas, económicas y operativas requeridas para el desarrollo de este mercado emergente (CREG, 2025). La limitada madurez regulatoria genera incertidumbres para los agentes del mercado respecto a las condiciones futuras de desarrollo de la infraestructura, lo que dificulta la toma de decisiones de inversión y la planificación coordinada de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

4.3.1 Insuficientes estrategias de planeación a largo plazo, que limitan el despliegue de la infraestructura necesaria para transporte, almacenamiento y distribución

El país aún no ha avanzado en la planeación de la infraestructura relacionada con el transporte del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados (Irena, 2024), (Maluenda, 2023). A pesar de que el transporte de hidrógeno por tuberías ofrece ventajas efectivas tales como menores costos para grandes volúmenes, una capacidad de suministro continuo y bajos costos operativos, no se han definido requerimientos técnicos, operativos y de seguridad entre otros, para el transporte del hidrógeno mediante tuberías dedicadas (exclusivamente para hidrógeno) o la viabilidad de usar tuberías reconvertidas desde su uso original con gas natural. Esto se debe a que la implementación de soluciones de transporte mediante tuberías dedicadas requiere inversiones iniciales altas, implica problemas de compatibilidad de los materiales de las tuberías⁵⁴ y enfrenta las condiciones limitadas de infraestructura del país (IEA, 2019).

En relación con la infraestructura de transporte existente, el país aún presenta un bajo nivel de desarrollo de las evaluaciones tecnoeconómicas detalladas y de acceso público orientadas a determinar la viabilidad del uso de la infraestructura de gas natural con mezclas con hidrógeno (blending). El aprovechamiento de estas sinergias, derivadas de una sustitución gradual y planificada del gas natural, podría reducir los costos de nuevas inversiones y generar oportunidades para el uso posterior de la infraestructura existente. No

⁵⁴ Debido a la fragilización por hidrógeno. Además, los rangos típicos de presión entre 30-100 bar exigen una selección crítica de materiales para las tuberías

obstante, a nivel internacional, se han identificado diversas limitaciones técnicas y operativas asociadas a la inyección de hidrógeno en redes de gas natural, entre las que se encuentran fugas derivadas del tamaño de la molécula de hidrógeno, riesgos de corrosión e integridad de los ductos, variaciones en la capacidad de transporte asociados a límites máximos de mezcla permitida, así como impactos en la seguridad, eficiencia y desempeño de los equipos, además de requerimientos de reconversión de infraestructura (Bard, y otros, 2022). Por esta razón resulta necesario realizar evaluaciones tecnoeconómicas bajo las condiciones específicas del país para analizar la viabilidad de la inyección descentralizada de hidrógeno en la red de gasoductos, con el fin de facilitar la conexión de unidades de producción de menor escala y promover aplicaciones de uso final específicas, como la generación de energía térmica y el transporte.

En cuanto al almacenamiento, la falta de planificación e inversiones para adaptar la infraestructura existente y desarrollar nuevas soluciones restringe el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Las fases de planificación e inversión requeridas son extensas y Colombia aún no cuenta con acciones concretas en el corto plazo que incluyan el desarrollo de un concepto integral para la conversión gradual de infraestructura de almacenamiento existente y la construcción de nuevas soluciones de almacenamientos para el hidrógeno. Debido a su baja densidad volumétrica, el almacenamiento de hidrógeno presenta importantes desafíos técnicos, tanto en formaciones geológicas como en sistemas centralizados. Para su almacenamiento el hidrógeno requiere procesos de compresión, generalmente en cilindros de acero o materiales compuestos de fibra de carbono, o alternativamente procesos de licuefacción o conversión en derivados como el amoníaco (CREG, 2025). No obstante, el desarrollo de esta infraestructura en Colombia aún es incipiente. Actualmente, el país adelanta una convocatoria para la implementación de proyectos piloto, en la que se presentaron siete iniciativas, de las cuales únicamente dos corresponden a almacenamiento geológico (Ministerio de Minas y Energía, 2026).

En cuanto a la distribución, la infraestructura de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados también enfrenta limitaciones estructurales asociadas a la falta de planificación. Esta se deriva en la ausencia de redes de transporte (tanto de ductos dedicados o reconvertidos, como de terminales y de estaciones), en la ausencia de almacenamiento a escala comercial, y el desarrollo aún temprano de estaciones de repostaje de estos combustibles y de infraestructura en puertos para su exportación, la literatura internacional señala que el despliegue de estas infraestructuras requiere planificación de largo plazo, coordinación entre oferta y demanda y la definición de marcos regulatorios y estándares

técnicos específicos dado que estas redes se encuentran en etapas iniciales de desarrollo a nivel global (IEA, 2019), (IRENA, 2022).

Finalmente, se evidencia la falta de una planificación técnica, económica y ambiental integral para el desarrollo de infraestructura portuaria lo que limita la capacidad del país para consolidarse como exportador de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. El país dispone de estudios en los que se han identificado cuatro zonas portuarias en Colombia con relevancia para la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados, a través de la evaluación del potencial de producción, almacenamiento, suministro y exportación de combustibles de cero emisiones en esas ubicaciones. Las cuatro zonas seleccionadas fueron Cartagena, Barranquilla, Puerto Brisa y Puerto Bolívar, en función de criterios de infraestructura portuaria, potencial energético, seguridad, viabilidad económica e impactos ambientales y sociales (DNP y el Banco Mundial, 2025). El desarrollo de la infraestructura portuaria está asociado al desarrollo de los nodos regionales para el hidrógeno y sus derivados y puede servir de soporte en el despliegue de sectores de consumo, como el transporte de carga pesada y el marítimo internacional, la producción de fertilizantes, el bunkering, haciendo uso de sus interrelaciones directas con estos en los puertos. Sin embargo, aún no se cuenta con evidencia que dé cuenta de la incorporación de este tipo de proyectos en los planes de desarrollo territorial, ni en los instrumentos de planificación territorial, a diferencia del PND 2022- 2026 en el que se estableció como proyecto la estructuración y desarrollo de un puerto para la exportación de hidrógeno verde en el Caribe incluido en Plan Plurianual de inversiones (DPN, 2023).

4.3.2 Insuficientes instrumentos regulatorios que limitan el establecimiento de la remuneración y la definición de las características de la infraestructura para el transporte, almacenamiento y distribución de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

El país aún no cuenta con criterios ni normas básicas definidas para la asignación, acceso y operación de la infraestructura de transporte y distribución de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados⁵⁵. Estos aspectos apenas comienzan a ser abordados por la CREG en el marco de las perspectivas regulatorias para la integración del hidrógeno en la matriz energética (CREG, 2025). Aunque el país cuenta con regulación integral para el sistema de transporte de gas combustible (CREG, 1995) y con normativa específica para el gas natural (CREG, 1999), así como para el GLP, el biogás y el biometano (CREG, 2016),

aún no se ha desarrollado un marco regulatorio equivalente para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, cuya formulación se encuentra en etapas iniciales (CREG, 2025).

Además, el país no cuenta con criterios definidos que establezcan la remuneración del servicio de transporte del hidrógeno. Según la CREG, se requiere, establecer criterios generales para la remuneración del servicio de transporte del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, como ya se tiene para el gas natural (CREG, 2021).

Por otra parte, el país aún no dispone de instrumentos regulatorios ni de lineamientos técnicos que establezcan los criterios para la evaluación de la seguridad, el monitoreo geocientífico y la gestión de riesgos asociados a la infraestructura de almacenamiento subterráneo de dióxido de carbono, hidrógeno de bajas emisiones o al eventual aprovechamiento del hidrógeno geológico (Ministerio de Minas y Energía; BID; UK Government, 2021) (ANH, 2024). En particular, no se han definido metodologías estandarizadas que orienten los requisitos para la caracterización de las formaciones geológicas, la evaluación de la integridad de los sistemas de confinamiento, el monitoreo del comportamiento de los fluidos almacenados, la identificación de posibles rutas de migración y los protocolos para la gestión de riesgos durante el diseño, construcción, operación y cierre de este tipo de infraestructura (ANH, 2024). La ausencia de estos criterios regulatorios dificulta la definición de las condiciones técnicas y de seguridad que deben cumplir los proyectos de almacenamiento subterráneo, genera incertidumbre para las entidades competentes y los desarrolladores de proyectos, y limita el establecimiento de un marco regulatorio que habilite el desarrollo de infraestructura segura y confiable para la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

De igual forma, persisten vacíos de coordinación y articulación institucional entre los sectores responsables de la regulación energética, de infraestructura transporte, industria y ambiente para definir de manera integral los criterios regulatorios aplicables al transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Esta situación se refleja en la ausencia de mecanismos y reglas específicas que establezcan de manera coordinada y articulada las condiciones de acceso, operación, calidad, interoperabilidad y uso de la infraestructura que podría ser compartida o adaptada desde otros sectores, particularmente el de gas natural (Ministerio de Minas y Energía, 2021). La falta de definiciones regulatorias articuladas genera incertidumbre para la planificación y desarrollo de nueva infraestructura, dificulta la evaluación de alternativas como la reconversión de activos existentes y retrasa la toma de decisiones de inversión por parte de los agentes del mercado (IEA, 2023) (IEA, 2024). Esta es una condición básica para asegurar el acceso abierto al Sistema Nacional de Transporte; crear las condiciones e instrumentos

para una operación eficiente, económica y confiable; facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte del hidrógeno y sus derivados; estandarizar prácticas y terminología para la industria del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados y fijar normas y especificaciones de calidad para estos productos⁵⁶.

Finalmente, el país aún no dispone de criterios técnicos, regulatorios, normativos ni jurídicos que orienten la eventual integración de instalaciones nucleares con sistemas de producción, almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Aunque la Ley 1715 de 2014 reconoce la energía nucleoelectrica como una FNCE y el Plan Energético Nacional 2022-2052 (UPME, 2023) contempla su incorporación en escenarios de largo plazo, el marco regulatorio vigente no establece lineamientos para evaluar su integración con infraestructura destinada a la producción de hidrógeno de bajas emisiones. En particular, persisten vacíos respecto a la compatibilidad tecnológica entre ambas infraestructuras, los requerimientos de seguridad nuclear y radiológica, los criterios para el uso compartido de infraestructura, las responsabilidades operacionales y las condiciones para su conexión y operación integrada. Esta ausencia de lineamientos limita la evaluación de alternativas tecnológicas para la producción continua de hidrógeno de bajas emisiones y genera incertidumbre para el desarrollo de proyectos que contemplen este tipo de configuraciones energéticas.

4.4 Débil cohesión, desarrollo y sincronía del marco regulatorio y normativo, inexistente gobernanza y limitada incorporación y articulación del enfoque socioambiental que impiden el desarrollo de los proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

La cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados enfrenta importantes vacíos en materia regulatoria, normativa y metrológica que limitan la creación de condiciones habilitantes para su desarrollo. Aunque el país ha avanzado en la formulación de instrumentos de política pública y en la adopción de algunos referentes normativos internacionales, aún no dispone de un marco integral que articule de manera coherente los requisitos técnicos, de seguridad, calidad, medición y evaluación de la conformidad necesarios para las diferentes etapas de la cadena de valor. Un claro ejemplo de esto es el documento Servicios de la Infraestructura de la Calidad para Hidrógeno Verde en Colombia, el cual destaca dentro de los roles institucionales, que requieren desarrollo los temas relacionados con estándares de calidad y certificación, normas de seguridad,

⁵⁶ El alcance de estos requerimientos exige la integración de componentes asociados con la producción (sección 4.1), el consumo (sección 4.2) y los reglamentarios técnicos, de seguridad y calidad para la cadena de valor (sección 4.4) y se integrarán a través de la acción 9, correspondiente a esta subsección, en el plan de acción del capítulo 5.

regulación de eslabones de la cadena como producción almacenamiento y transporte, entre otros (Subsistema Nacional de la Calidad, 2025). Esta situación genera incertidumbre para los inversionistas y desarrolladores, dificulta la adopción de tecnologías y estándares internacionales, y limita la capacidad del país para consolidar un mercado competitivo y alineado con las exigencias regulatorias de los mercados internacionales.

Asimismo, el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados se ve restringido por la ausencia de mecanismos efectivos de gobernanza y coordinación institucional que permitan articular los esfuerzos de las entidades públicas, los territorios y los actores del sector productivo. A pesar de la participación de múltiples instituciones con competencias relacionadas con la transición energética, actualmente no existe una estructura de gobernanza que facilite la coordinación estratégica, la gestión de información, el seguimiento de resultados y la implementación articulada de acciones entre sectores y niveles de Gobierno. Desde la formulación de la Hoja de Ruta del hidrógeno en 2021, se estableció como uno de los habilitadores jurídicos y regulatorios el fomentar la articulación institucional y asignar competencias en temas relacionados con hidrógeno debido al carácter transversal y el amplio rango de sus aplicaciones, (Ministerio de Minas y Energía, 2021). Sin embargo, aún no se formaliza una estructura para este fin. Esta situación dificulta la ejecución de iniciativas prioritarias, limita la capacidad de respuesta institucional frente a los desafíos emergentes del sector y reduce la efectividad de los instrumentos de política para impulsar el despliegue de la cadena de valor en el país.

Por otra parte, el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados presenta una limitada integración de consideraciones sociales y ambientales dentro de los procesos de planificación, evaluación y ejecución de proyectos. La limitada incorporación del enfoque social y ambiental en los proyectos energéticos constituyen un factor determinante en su bajo ritmo de desarrollo e implementación en el país. Las condiciones históricas de atraso social y económico y las tensiones y conflictos sociales y ambientales relacionados con el desarrollo de la industria de explotación de los recursos fósiles han afectado los niveles de confianza y aceptación de las comunidades hacia los proyectos del sistema energético, como lo documentó la serie de diálogos territoriales para la formulación del PND 2022-2026 (DPN, 2022) (DPN, 2023) y de la hoja de ruta de la transición energética del Ministerio de Minas y Energía (Ministerio de Minas y Energía, 2022) (Ministerio de Minas y Energía, 2024).

De esta forma, esta sección analiza los principales problemas asociados con la baja integración del enfoque social y ambiental en el desarrollo de proyectos energéticos y la baja cohesión y sincronía con el marco regulatorio, normativo y de gobernanza del ecosistema del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Esto es explicado a través

de tres causas o ejes problemáticos así: (i) débil cohesión, desarrollo y sincronía del marco regulatorio y normativo en el manejo del hidrógeno y sus derivados en el país, (ii) inexistente gobernanza y coordinación institucional que impide el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, (iii) Limitada incorporación y articulación del enfoque socioambiental en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

4.4.1 Débil cohesión, desarrollo y sincronía del marco regulatorio y normativo en el manejo del hidrógeno y sus derivados en el país

Aunque el país dispone de instrumentos regulatorios integrales para gas combustible, no cuenta con un marco técnico regulatorio para el hidrógeno y sus derivados. El desarrollo de este tipo de instrumentos regulatorios requiere definir el enfoque conceptual que establezca los criterios de participación de los actores de la cadena de valor bajo criterios de regulación. De esta forma, aunque el país cuenta con el Comité Técnico 259 (CTN 259) del Icontec, orientado a la normalización en materia de diseño, construcción, operación, mantenimiento de los sistemas y equipos para producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno⁵⁷, y se han registrado algunos avances tales como la aprobación de 37 documentos normativos con corte a febrero de 2025, aun no existe un esquema definido que articule integralmente: (i) la adopción de la normatividad técnica, de seguridad y calidad para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados; (ii) el soporte metrológico nacional y de laboratorios requerido; y (iii) su aplicación efectiva en proyectos que involucren mediciones críticas de hidrógeno, tales como pureza, flujo, presión o calidad del agua, entre otras. Por lo anterior se evidencia una brecha en la consolidación de un esquema regulatorio integral y de normatividad técnica colombiana alineado con estándares internacionales de referencia, particularmente en materia de calidad del hidrógeno, seguridad de infraestructura y operación de sistemas energéticos emergentes (ISO, 2019), (ISO, 2020) (IEC, 2022).

Además, el país aún no cuenta con un marco de caracterización técnica y de seguridad integral para el manejo del hidrógeno a lo largo de su cadena de valor, acorde con sus propiedades fisicoquímicas y los riesgos asociados a su uso. El hidrógeno presenta altos índices de inflamabilidad, lo que determina características únicas en su comportamiento ante la ignición y la combustión (National Fire Protection Association, 2022), (ISPT, 2023). Asimismo, sus propiedades de permeabilidad, inflamabilidad y explosividad del hidrógeno

⁵⁷ Incluyendo los equipos para su uso en sistemas de transporte como vehículos y embarcaciones

difieren significativamente de otros gases, como el gas natural y el GLP, lo que implica exigencias de seguridad para su operación en las etapas de producción, transporte, almacenamiento, distribución y uso final (ISPT , 2023). En este contexto, los equipos, la instrumentación, la infraestructura completa de transporte, almacenamiento y distribución y las aplicaciones de uso final deben cumplir con condiciones estrictas de seguridad. No obstante, de acuerdo con informes del Ministerio de Minas y Energía, el país requiere fortalecer las normas enfocadas en la seguridad operacional y el desarrollo de ensayos y regulaciones que aseguren el control y cumplimiento de los requisitos técnicos en diferentes aplicaciones (Ministerio de Minas y Energía, 2025).

Por su parte, aunque el país ha avanzado en la adopción de normatividad técnica nacional e internacional para el gas combustible, es necesario ampliar y adaptar su alcance para integrar de manera específica al hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Como parte del código del gas combustible, el país ha reglamentado el cumplimiento de normatividad técnica colombiana, y en caso de no existir algún aspecto específico, se ha reconocido el empleo de normas con prestigio internacional, aceptadas y compiladas por el Ministerio de Minas y Energía en el código de normas técnicas y de seguridad. A nivel global se dispone de normatividad técnica, y de seguridad para la cadena de valor del gas combustible⁵⁸, que Icontec ha adoptado parcialmente para el país⁵⁹. A pesar de los avances, la UPME evidencia en su documento de Actualización PEN 2024 - 2054 que se requiere ampliar la cobertura de esta normatividad, incluyendo los nuevos componentes de la cadena de valor, como los derivados, los portadores del hidrógeno, o el hidrógeno geológico y sus normas de fiscalización y medición, y, en caso de resultar viable este recurso, realizar la compilación por parte del Ministerio de Minas y Energía en el código respectivo y llevar a cabo las actividades de divulgación y formación correspondientes (UPME, 2024).

Asimismo, el país aún presenta un bajo nivel de desarrollo de normatividad técnica nacional relacionada con la calidad del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Este componente resulta indispensable no solo para garantizar condiciones adecuadas de seguridad, sino también para asegurar el cumplimiento de parámetros operativos en los distintos componentes, equipos y aplicaciones de uso final a lo largo de la cadena de suministro (ISO 14687:2025 , 2025). Adicionalmente, el desarrollo de esta normatividad constituye un requisito clave para acceder competitivamente a los mercados internacionales. No obstante, debido a que los proyectos en el país aún se encuentran en fases experimentales, la regulación se ha limitado principalmente a la incorporación del marco legal y su reglamentación mediante actos administrativos, descritos en los antecedentes

⁵⁸ Technical Committees, ISO / TC 197 - Hydrogen technologies

⁵⁹ Grupo de normas técnicas sobre hidrógeno de ICONTEC

normativos del presente documento, sin avanzar aún en la formulación de normas técnicas específicas relacionadas con la calidad del hidrógeno, así como con sus procesos de certificación y evaluación de conformidad.

En adición a lo anterior, el país no cuenta con medidas que contribuyan a prevenir y mitigar fugas de hidrógeno ni con la suficiente instrumentación metrológica para su monitoreo y control. En específico, la inclusión de normas técnicas y trazabilidad metrológica no se abordaron como habilitadores del mercado del hidrógeno en la hoja de ruta del hidrógeno (Ministerio de Minas y Energía, 2021). Las fugas de hidrógeno a lo largo de la cadena de suministro, además de representar riesgos para la seguridad en su manejo, pueden generar fenómenos que prolongan la permanencia del metano en la atmósfera, con los consecuentes impactos ambientales asociados (OIES, 2024).

Finalmente, el país no tiene claramente establecidos los mecanismos de soporte de metrología requerido para el hidrógeno y sus derivados, ni para articular los diferentes actores de su cadena de valor dentro del sistema de Infraestructura de la Calidad (IC), que permita la difusión de trazabilidad metrológica para los instrumentos de medición y las pruebas de caracterización necesarias. En este sentido, desde 2024 se han iniciado las primeras actividades de articulación de las entidades de la IC en Colombia con el soporte de la cooperación internacional (Physikalisch-Technische Bundesanstalt, 2024) que buscan armonizar y crear sinergias entre estas entidades en el marco de la economía circular y el hidrógeno de bajas emisiones, como lo reporta el Instituto Nacional de Metrología (IEA, 2022) (Instituto Nacional de Metrología de Colombia, 2025). Esta etapa inicial de articulación de las entidades del sistema de la IC del país debe fortalecerse mediante su integración con las demás actividades y sectores y con la creación de las capacidades necesarias para desempeñar sus funciones metrológicas y de calidad. La baja o alta efectividad de los marcos regulatorios y normativos que desarrolle el país para la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados estará condicionada de manera crítica a las capacidades metrológicas robustas que se desarrollen para permitir garantizar mediciones trazables comparable y técnicamente verificables en variables como la pureza, la presión, el caudal o flujo entre otras. Por lo tanto, la ausencia de mecanismos de soporte de metrología condiciona la cohesión y el desarrollo exitoso de la regulación y normatividad que se desarrolle.

4.4.2 Inexistente gobernanza y coordinación institucional que impide el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

La cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados no cuenta aún con un esquema de gobernanza que le permita articular efectivamente el trabajo

regional y sectorial de sus actores, y consolidar una visión estratégica nacional. A pesar de que las diversas entidades del gobierno y los actores de la cadena de valor cuentan con capacidades específicas para constituir un esquema sólido de gobernanza, los roles y competencias de las entidades públicas son incipientes para llevar a cabo articuladamente la planeación, adaptación, participación internacional y análisis estratégico regional y sectorial para la construcción de la política pública (GIZ, 2023c). En consecuencia, el país presenta un bajo nivel de desarrollo de capacidades de verificación, evaluación y rendición de cuentas sobre el proceso de implementación de la hoja de ruta del hidrógeno, iniciado desde 2021 (Ministerio de Minas y Energía, 2025). En este contexto, el país carece de un esquema de gobernanza que permita asumir un rol de ‘coordinador de coordinadores’ para articular acciones, facilitar los flujos de información y conocimiento para fortalecer las capacidades colaborativas entre los diversos actores, que a su vez habilite la permanencia y consolidación del ecosistema del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país, así como su alineación estratégica dentro del proceso de transición energética que adelanta el país (Ministerio de Minas y Energía, 2025).

Adicional a lo anterior, se evidencia un limitado nivel de coordinación intersectorial para el despliegue de la cadena de valor a través de los nodos del hidrógeno y sus derivados en el país. Esta baja coordinación ha dificultado la implementación de alternativas de gobernanza con participación multidisciplinaria y multisectorial, el intercambio y gestión eficiente de la información y la consolidación de un esquema que integre al nivel nacional con el nivel territorial, con escalas diferenciadas para: (i) el direccionamiento estratégico (nivel consultivo, de validación y soporte para la movilización de recursos, permisos ambientales y procesos de consulta y participación social); (ii) la coordinación y gestión un plan de acción intersectorial (con evaluación de desempeño por indicadores establecidos); y (iii) la articulación regional y sectorial (que garantice la descentralización de la gobernanza y su impacto en los territorios y sectores específicos).

4.4.3 Limitada incorporación y articulación del enfoque socioambiental en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

El país no cuenta con mecanismos establecidos para incentivar la participación social en el desarrollo y en los beneficios de los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. La consulta previa es un instrumento central para tomar en cuenta los intereses y garantizar los derechos de las comunidades, generando un marco de acuerdos y participación. Sin embargo, este proceso de consulta debe superar algunas dificultades relacionadas con los mecanismos de divulgación anticipada ante las comunidades de los proyectos y sus eventuales beneficios e impactos y con la identificación de los participantes e interlocutores de las comunidades étnicas. Las falencias en esta identificación pueden

ocasionar, a su vez, la prolongación de los períodos de tiempo para la realización del proceso de consulta (Ministerio de Minas y Energía, 2024) y los costos de desarrollo del proyecto, como ya ha sucedido en algunos proyectos energéticos en La Guajira (Monsalve, 2023).

Además, se ha evidenciado que el país aún no dispone de lineamientos técnicos, ni de instrumentos específicos para la evaluación ambiental de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, que orienten de manera uniforme a los diferentes desarrolladores de proyectos la identificación, valoración y manejo de los impactos ambientales asociados a las diferentes etapas de la cadena de valor. Los términos de referencia ambientales actualmente aplicables fueron diseñados para proyectos energéticos convencionales y no consideran de manera explícita las particularidades tecnológicas, operativas y de riesgo de esta industria emergente. Esta situación puede generar incertidumbre en los procesos de evaluación ambiental, dificultar la comunicación de los impactos con las comunidades y contribuir al surgimiento de conflictos socioambientales durante el desarrollo de los proyectos. La falta de procesos institucionales claros, informados para las comunidades y empresas desarrolladoras puede desencadenar conflictos durante las etapas de planificación y licenciamiento (Asociación Hidrógeno Colombia, 2025). Esta situación se evidencia en la identificación de diversos tipos de conflictividad asociados a la implementación de proyectos del sector energético, donde a partir de análisis sociales y ecológicos, se ha propuesto una tipología de las conflictividades vinculadas al desarrollo del sector de los hidrocarburos (Duarte Torres, y otros, 2022). Esta clasificación contenida en la Tabla 9, ofrece una guía de análisis para las nuevas conflictividades, relacionadas con el desarrollo de proyectos a gran escala de la transición energética y del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en los territorios.

Tabla 9. Clasificación de las principales categorías de conflictividad social asociadas al desarrollo histórico de proyectos a gran escala en el sector energético

Categoría	Conflicto
Derechos fundamentales	Falta de reconocimiento y representación de las comunidades en la toma de decisiones relacionados el desarrollo de proyectos en sus territorios.
Tierras y territorios	Reclamación, acceso, uso y tenencia de la tierra en el contexto del desarrollo de proyectos de la cadena de valor.

Seguridad y presencia de grupos armados	Presencia y afectación por grupos armados y economías ilegales. Incluye la extracción ilegal de recursos, las afectaciones a la infraestructura energética y la militarización de los territorios para su protección.
Contratación local de bienes y servicios	Condiciones relacionadas con las capacidades locales, la oferta institucional y la responsabilidad social de las empresas.
Medio ambiente	Condiciones para el uso y ordenamiento ambiental entre comunidades, el Estado y las empresas.
Participación y percepción ciudadana	Percepción por parte de las comunidades de cambios en las condiciones sociales, económicas o culturales con la llegada de proyectos energéticos y de hidrógeno a gran escala. Incluye aspectos como el aumento poblacional, el aumento de los costos de vida y efectos adversos sobre la salud pública.
	Falta de programas de capacitación locales.

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de Duarte Torres et al. (2021)

Adicionalmente, a pesar de disponerse de un marco metodológico y normativo ambiental bien desarrollado en el país, no se cuenta con mecanismos para la articulación del enfoque ambiental con los componentes técnicos y sociales, ni con procedimientos de licenciamiento ambiental específicos para el desarrollo de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones o de sus derivados (ANLA, 2018), (ANLA, 2021), (MADS, 2021). El limitado desarrollo de estos proyectos en el país y el desconocimiento detallado de las condiciones de producción y de sus impactos en el medio ambiente no han permitido la formulación de este tipo de mecanismos de articulación y de los procedimientos específicos de licenciamiento para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados⁶⁰. En este sentido, apenas desde 2025 se han iniciado actividades por parte del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la ANLA y la Agencia de Cooperación Internacional de Alemania para para la identificación de aspectos clave en la evaluación de impactos ambientales y el licenciamiento de proyectos de hidrógeno verde y PtX en Colombia (GIZ, 2025).

⁶⁰ El desarrollo de estos procedimientos se facilita a partir de la metodología general para la elaboración y presentación de estudios ambientales y de la estandarización de las categorías e identificación de impactos ambientales específicos ya disponibles por parte del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Asimismo, el país carece de promoción del uso de herramientas de integración y articulación que ofrece la realización de los Análisis de Ciclo de Vida (LCA)⁶¹ para la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados (ISO/TS 19870:2023, 2023). Los requerimientos del desarrollo sostenible exigen la consideración integral de los componentes de la cadena de valor, desde los insumos de producción del hidrógeno de bajas emisiones hasta las diversas aplicaciones de uso final (Weidner, Tulus, & Guillén-Gosálbez, 2023). La realización de este tipo de análisis debe ajustarse a las condiciones del contexto local y permiten la estimación de los impactos ocasionados en el ambiente, los recursos naturales y los seres vivos, (Melideo, Ortiz Cebolla, & Weidner, 2020). De esta forma, se produce información comparativa valiosa para establecer criterios estándar de referencia para los desarrollos de la regulación ambiental y para la normatividad técnica, comparativamente entre regiones y a nivel internacional. También se pueden extender la cobertura de estos análisis para articularlos con los análisis sociales (Reis, Rangel, & Neto, 2024) y de costos (Nicita, Squadrito, & Maggio, 2024). Las propias limitaciones en la implementación de proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados han impedido la consolidación de este tipo de LCA en el país, que se requieren como un insumo básico para la integración del enfoque ambiental y de estandarización para el diseño y desarrollo de esta cadena de valor en el país, de forma articulada con los análisis y desarrollos sociales y económicos de este sector.

Adicionalmente, la ausencia de un indicador estandarizado para medir la intensidad de emisiones de carbono en la producción de hidrógeno limita los procesos de certificación, regulación y comercialización internacional, lo que dificulta la alineación del país con los esquemas y estándares regionales e internacionales. La realización de los LCA permite establecer las bases para determinar la intensidad de las emisiones de carbono, la certificación de origen para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados y la normatividad correspondiente⁶². Las emisiones de carbono asociadas a la producción del hidrógeno son un indicador necesario para establecer los criterios de regulación técnica, ambiental y fiscal y para la certificación de origen y su comercialización internacional, según las fuentes y los procesos productivos del hidrógeno y sus derivados (IEA, 2023), (ISO/TS 19870:2023, 2023). Esta estandarización internacional para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados aún se encuentra en desarrollo. El indicador de la intensidad de las emisiones de carbono⁶³ en kg de CO₂ por kg de hidrógeno producido

⁶¹ Por sus siglas en inglés: Life Cycle Assessment

⁶² Este tipo de análisis se han empleado recientemente en el país, como parte del proceso de formulación de la hoja de ruta para los combustibles sostenibles de aviación, SAF, realizados en 2023 como parte de la evaluación de viabilidad ambiental, económica y normativa (Aerocivil, 2024).

⁶³ En el capítulo 3 se describe el indicador de la intensidad de emisiones de carbono.

(en kg CO₂/kg H₂), o del derivado correspondiente, permite establecer criterios cuantitativos, mucho más específicos que la taxonomía del hidrógeno basada en colores (IEA, 2023). La ausencia de este indicador también limita la incorporación de las externalidades ambientales en los procesos de certificación de producción del hidrógeno. En este sentido, es relevante que el país se articule convenientemente con el desarrollo de esquemas regionales de certificación, como el promovido recientemente para América Latina y el Caribe (Hartmann, y otros, 2023).

Adicionalmente, el país no cuenta con mecanismos específicos de registro, seguimiento y divulgación de emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al transporte marítimo que permitan identificar oportunidades de mitigación mediante el uso de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Aunque Colombia dispone de instrumentos generales de reporte de emisiones y de información ambiental, estos no han sido desarrollados con un enfoque orientado a la transición energética del transporte marítimo ni a la incorporación de combustibles alternativos de bajas emisiones. El informe del Banco Mundial y DNP que analizó el potencial de los puertos colombianos como Barranquilla y Cartagena, enfatiza que el país carece de una regulación armonizada y de sistemas de información digitalizados que midan la huella de carbono del transporte marítimo bajo estándares de la Organización Marítima Internacional integrados a la matriz local (DNP y el Banco Mundial, 2025). Como resultado, existe una limitada disponibilidad de información para caracterizar los perfiles de emisiones del sector, establecer líneas base comparables y priorizar intervenciones que faciliten la adopción progresiva de medidas de eficiencia energética, uso de combustibles alternativos y de bajas emisiones como el hidrógeno, el amoníaco o los combustibles sintéticos derivados del hidrógeno. Esta situación restringe la incorporación efectiva de criterios ambientales en la planificación sectorial y dificulta la generación de señales de mercado que incentiven inversiones tempranas en medidas y tecnologías de descarbonización marítima.

Por otra parte, la producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados presenta una limitada integración de criterios relacionados con el uso del recurso hídrico y la gestión del uso del suelo requeridos para su desarrollo. Esta producción mediante electrólisis⁶⁴ requiere la disponibilidad de agua y electricidad, e indirectamente, de las áreas de suelo para la implementación de los proyectos de generación de esa electricidad (UNECE, 2021). La escasez de agua en territorios con alto potencial para la producción de hidrógeno de bajas emisiones por electrólisis representa simultáneamente una barrera técnica y un elemento de alta preocupación social por parte de las comunidades localizadas en estos territorios, (Ministerio de Minas y Energía, 2022), (Ministerio de Minas y Energía, 2024),

⁶⁴ Ver la descripción de la electrólisis en el capítulo 3 del marco conceptual.

(IDEAM, 2022). Por esta razón, se requiere evaluar el requerimiento y la disponibilidad de agua para la producción del hidrógeno mediante electrólisis, como parte integral de los estudios y el licenciamiento ambiental. La disponibilidad local del agua puede afectar la factibilidad de los proyectos de producción del hidrógeno por electrólisis en regiones con escasez hídrica, como en La Guajira (IDEAM, 2022). En estos casos deben incorporarse tecnologías adicionales en los proyectos, que en zonas costeras pueden hacer uso de la desalinización de agua marina. Estos procesos no tienen una incidencia alta en los costos de producción del hidrógeno por electrólisis, pero sí deben considerarse detalladamente las condiciones para el manejo ambiental de la salmuera generada (Signoria & Barlettani, 2023) (Hydrogen Europe, 2021).

Por otra parte, la producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados presenta una limitada integración de criterios relacionados con el uso del recurso hídrico y la gestión del suelo requeridos para su desarrollo. El uso del suelo puede ocasionar competencia con otras actividades, agrícolas o productivas. Las áreas necesarias para ubicar las plantas de energía renovable abarcan un intervalo amplio de valores. Los parques eólicos y fotovoltaicos permiten otros usos simultáneos del terreno para actividades agrícolas, ganaderas o forestales, lo que debe evaluarse bajo el contexto del país. En la Tabla 10 se presentan los rangos representativos de las áreas requeridas para la instalación de plantas de producción de electricidad renovable⁶⁵. Por su parte, las áreas requeridas para las plantas de electrólisis del agua se basan en estimaciones de ingeniería, porque aún no se cuenta con experiencias suficientes de proyectos reales, que permitan la optimización del uso de estas áreas.

Adicionalmente, el país no cuenta con procedimientos que permitan incorporar la información nacional de evaluaciones de usos del suelo y su disponibilidad como parte de los análisis ambientales, desde las etapas iniciales de formulación de proyectos de generación de electricidad renovable y de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados ⁶⁶. Si bien Colombia dispone de instrumentos relevantes como el Sistema de Información Ambiental de Colombia, los insumos del IGAC sobre capacidad de uso de suelo y los lineamientos de ordenamiento territorial ambiental, estos no se encuentran integrados de forma obligatoria ni estandarizada en la estructuración de proyectos energéticos. En consecuencia, la toma de decisiones temprana sobre localización de proyectos no incorpora de manera consistente criterios de disponibilidad y aptitud del uso del suelo a escala nacional

⁶⁵ Este indicador se refiere al área requerida en m² durante un año para producir una cantidad determinada de energía (por ejemplo, un MWh). De esta forma, se toman en cuenta los diversos factores de capacidad de las fuentes de energía renovable.

⁶⁶ Este aspecto complementa el componente dedicado a la determinación de ubicaciones óptimas para la ubicación de los proyectos, que se aborda en el eje problemático 4.1.1.

y regional, lo que limita la articulación entre planificación ambiental, ordenamiento del territorio y desarrollo energético. Este tipo de análisis son imprescindibles como parte de los procesos de transición energética y de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados ya que estos nuevos sistemas energéticos tienen una mayor intensidad en el uso del suelo. Los requerimientos de área para la generación eléctrica renovable son dependientes del tipo de tecnología, como se indica en la Tabla 10. Es necesario integrar este indicador dentro de los LCA y los demás estudios de licenciamiento ambiental. Esta situación relacionada con el uso del suelo hace más lentos los procesos de licenciamiento ambiental, lo que incide finalmente en los costos asociados a los proyectos de producción. Para ello, instrumentos disponibles, como las evaluaciones ambientales estratégicas⁶⁷ a cargo del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible han demostrado ser de utilidad (Herrera, R.J.; Bonilla Madriñán, M., 2009).

Tabla 10. Áreas promedio utilizadas por varias de las fuentes renovables de energía y las plantas para la producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

Fuente de energía	Área por unidad de electricidad [m ² /MWh]	Descripción
Eólica (tierra firme)	0,5	Solamente incluye el área de impacto directo
	17,5	Valor representativo para área completa del proyecto
Eólica (costa afuera)	0,7	Área marina con bases de concreto o acero
Solar (FV en tierra)	19	Tipo: Poly-Si. Instalación en tierra. Variable por proyecto
	12	Tipo: Cadmio. Instalación en tierra. Variable por proyecto
Hidroeléctrica (PCHs)	33	Tamaño pequeño a mediano (< 360 MW)
	14	Grandes tamaños (> 660 MW)
Planta de electrólisis	0,063 ^a	Área por capacidad instalada [m ² /kW]. Estimado para una capacidad instalada de 100 MW
	0,4 – 0,7	Exclusivamente para la planta de electrólisis
	2,1	Incluyendo áreas de tratamiento aguas y vías de acceso

⁶⁷ Disponibles en : <https://www.minambiente.gov.co/asuntos-ambientales-sectorial-y-urbana/evaluaciones-ambientales-estrategicas/>

Fuentes: Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (2021), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (2014), IRENA (2020), GIZ, (2024), Enevoldsen & Jacobson (2021), Laboratorio Nacional de Energías Renovables (2023).

4.5 Limitadas capacidades territoriales en desarrollo industrial, talento humano, I+D+i y mecanismos de experimentación controlada que impiden el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

Además de la brecha tecnológica que presenta el país frente al mercado internacional en la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, existen internamente limitaciones para consolidar capacidades regionales de ciencia, tecnología e innovación que permitan desarrollar industria, así como adaptar, validar y escalar soluciones tecnológicas asociadas a la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. El país presenta brechas tecnológicas significativas en todas las etapas de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados, especialmente en componentes de alta complejidad tecnológica, como los electrolizadores y las celdas de combustible (Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, 2024). Aunque Colombia dispone de ventajas competitivas asociadas a sus recursos energéticos y a su potencial para participar en los mercados emergentes del hidrógeno, persisten brechas en las capacidades científicas, tecnológicas, industriales y de formación del talento humano que dificultan la apropiación tecnológica, la generación de conocimiento aplicado, el desarrollo de proveedores nacionales y la creación de soluciones adaptadas a las necesidades productivas y territoriales del país. Además, las capacidades existentes en talento humano, infraestructura, industria e investigación y desarrollo, que ya resultan insuficientes frente a las necesidades del país, se concentran principalmente en los centros urbanos con mayor nivel de desarrollo económico (Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, 2024).

Avanzar en la reindustrialización del país a nivel regional asociada a la producción y ensamblaje de equipos y maquinaria para la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, aborda retos de capacidad de producción regional, reducidos procesos de investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) y dificultad en implementación de mecanismos de experimentación controlada. Este enfoque es complementario a lo abordado en los ejes problemáticos anteriores, que se focalizan en el despliegue tecnológico para la producción del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, en tanto el presente eje problemático se enfoca en el desarrollo de capacidades regionales para desarrollar la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones, y es abordado a través de tres causas: (i) Limitadas capacidades industriales regionales y de formación del talento humano para la producción y ensamblaje de equipos y maquinaria que impiden el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados; (ii) Baja incorporación del componente de I+D+i, en el despliegue de la cadena de valor del

hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país; y, (iii) Escasa implementación de mecanismos de experimentación controlada para el desarrollo de proyectos piloto y la validación de soluciones tecnológicas en condiciones reales.

4.5.1 Limitadas capacidades industriales regionales y de formación de talento humano para la producción y ensamblaje de equipos y maquinaria, que impiden el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

Colombia presenta capacidades regionales limitadas para participar en la manufactura, ensamblaje y adaptación tecnológica de equipos y servicios estratégicos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Esta situación se refleja especialmente en tecnologías de alta complejidad, como los electrolizadores y las celdas de combustible, cuyos desarrollos industriales y cadenas de suministro se encuentran altamente concentrados a nivel internacional. A nivel nacional, las capacidades científicas, tecnológicas e industriales relacionadas con estas tecnologías son aún incipientes y presentan una concentración territorial, como se evidencia en los proyectos registrados en el país, lo que dificulta que las regiones con potencial para el desarrollo de proyectos participen activamente en la generación de conocimiento, la producción de bienes y servicios especializados y la captura de valor asociada a esta cadena productiva (Ministerio de Minas y Energía, 2026). Como resultado, el despliegue de proyectos en el país depende principalmente de tecnologías importadas, lo que reduce las oportunidades de generación de valor agregado nacional, aprendizaje y apropiación tecnológica y limita la consolidación de proveedores, encadenamientos productivos y capacidades industriales regionales (Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, 2024).

Además, las capacidades existentes se concentran principalmente en los territorios donde operan las cadenas energéticas tradicionales. Esto genera una brecha frente a las capacidades específicas requeridas para producir, ensamblar o adaptar los sistemas necesarios para el manejo del hidrógeno y sus derivados en las regiones donde se proyecta el desarrollo de esta nueva industria (Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, 2024). Esta situación limita la apropiación tecnológica regional y nacional y dificulta la consolidación de proveedores especializados y para proyectar los costos de este tipo de sistemas y comparar diferentes tecnologías y opciones de diseño en función de las capacidades disponibles, la demanda potencial y el contexto regional (Strategic Analysis Inc., 2022).

Las limitaciones industriales también restringen el desarrollo local de equipos y soluciones tecnológicas para aplicaciones finales del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. En sectores como el transporte pesado, la producción de calor industrial y otros

procesos manufactureros intensivos en energía, la participación de la industria nacional en el diseño, adaptación y fabricación de tecnologías para la cadena de valor del hidrógeno continúa siendo incipiente. Esta situación limita las oportunidades de aprendizaje tecnológico y el desarrollo de capacidades productivas locales, pese a que diversos estudios han identificado que el país cuenta con capacidades industriales y demanda potencial para incursionar en este mercado (UPME; INCOMUSTION, 2014). En particular, Colombia dispone de capacidades instaladas en los sectores metalmecánico, petroquímico, eléctrico y de gas natural, con potencial para fabricar tanques, sistemas de tuberías y otros componentes, así como para fortalecer las capacidades nacionales de fabricación y ensamblaje de equipos asociados a la compresión, licuefacción y transporte del hidrógeno y sus derivados, tal como ocurre en otras economías de la región (Maluenda, 2023). No obstante, el aprovechamiento de estas capacidades y el desarrollo de una industria nacional especializada aún son limitados. Esta situación limita particularmente la consolidación de capacidades regionales para identificar, adaptar y desarrollar soluciones tecnológicas acordes con las necesidades productivas de los distintos territorios, dificultando la creación de ecosistemas locales de innovación.

Además, el país presenta limitadas capacidades para la formación y certificación del talento humano que restringen el desarrollo de las competencias técnicas y de seguridad requeridas para el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Esto impide superar las brechas en capacidades de certificación, instalación, mantenimiento y operación de los sistemas técnicos del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados y de la industria asociada para la producción y ensamblaje de equipos y maquinaria. Asimismo, se identifican brechas de conocimientos, procedimientos y competencias requeridas para la gestión de la seguridad y salud en el trabajo asociada al manejo, transporte, almacenamiento y operación de tecnologías basadas en hidrógeno de bajas emisiones, lo que limita la preparación del talento humano para desempeñarse de manera segura en esta cadena de valor. De esta forma, se identifica un bajo nivel de desarrollo regional de programas flexibles de formación de capital humano y de fomento a la divulgación de conocimientos sobre el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en todos los niveles educativos, (Ministerio de Minas y Energía, 2022). Colombia tampoco ha formulado un marco común de competencias y habilidades para la industria del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país, ni ha definido estándares y protocolos para las competencias asociadas a la seguridad operacional y laboral requeridas en las diferentes etapas de la cadena de valor, aunque se han realizado este tipo de desarrollos para otros sectores estratégicos, (Ministerio de Educación Nacional, 2025), (Ministerio de Minas y Energía, 2022).

4.5.2 Baja incorporación del componente de I+D+i, en el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país

El país presenta un bajo despliegue de las actividades de I+D+i en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno. Esta problemática no es exclusiva de este sector y ha sido identificada también en otras cadenas de valor estratégicas que forman parte del marco de transición energética como la política de reindustrialización, (Departamento Nacional de Planeación [DNP], 2023b). No obstante, las particularidades de la naciente cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país, requieren medidas específicas orientadas a fortalecer las capacidades de I+D+i del sector. Entre estas se encuentran la formación de talento humano especializado para las actividades de I+D+i industriales del sector, así como el fomento de esquemas asociativos que permitan atender la solución de problemas transversales para los diversos actores de esta cadena de valor, (Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, 2024).

Adicionalmente, la limitada disponibilidad de esquemas de apoyo para fortalecer las distintas etapas de la I+D+i restringe la transferencia de conocimiento y la maduración de tecnologías y proyectos asociados a la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, brecha que se manifiesta con mayor intensidad en algunas regiones del país. Esta problemática se evidencia especialmente en el escalamiento de procesos industriales, necesario para superar la brecha entre las actividades de investigación y desarrollo a nivel de laboratorio y aquellas asociadas a la producción industrial y de comercialización de las tecnologías (Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, 2024). Este aspecto es especialmente relevante para el despliegue de una nueva cadena de valor en el país, como la del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, porque permite transferir conocimiento desde la investigación hasta la innovación en los procesos industriales y de mercado, promoviendo el escalado y prototipado de estas nuevas tecnologías. Aunque algunas experiencias recientes para superar esta brecha en el ámbito general de la transición energética en el país han demostrado las ventajas de la investigación aplicada para el prototipado y escalado de procesos y tecnologías⁶⁸, no reciben continuidad en su desarrollo y aún no se han desarrollado este tipo de iniciativas para la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país. Las regiones con mayor potencial de recursos para producir hidrógeno de bajas emisiones como La Guajira o el Caribe son paradójicamente, territorios con los índices de innovación, patentes y densidad de centros

⁶⁸ Se destacan las alianzas Energética 2030 y Séneca, que finalizaron sus actividades en 2023.

de investigación más bajos del país, de acuerdo con el índice Departamental de innovación para Colombia (DNP, 2022a).

4.5.3 Escasa implementación de mecanismos de experimentación controlada para el desarrollo de proyectos piloto y la validación de soluciones tecnológicas en condiciones reales

Colombia presenta una limitada utilización de mecanismos y espacios de experimentación controlada para validar las tecnologías, procesos y modelos operativos asociados a la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados antes de su adopción comercial. A las limitaciones en capacidades industriales, talento humano e investigación aplicada se suma la escasa utilización de mecanismos de experimentación controlada en condiciones reales que permita validar tecnologías, modelos operativos y dar lugar a establecer nuevas oportunidades de regulación. Esta situación limita la capacidad del país para generar evidencia técnica, económica, ambiental entre otras, que facilite la adopción de nuevas tecnologías y reduzca la incertidumbre asociada al desarrollo de esta cadena de valor emergente (Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, 2024). La validación temprana mediante proyectos piloto y espacios de experimentación constituye un elemento ampliamente reconocido para reducir riesgos tecnológicos y acelerar la maduración de tecnologías energéticas emergentes, especialmente en etapas iniciales de desarrollo comercial (IEA, 2023) (IEA, 2024) (Kert, Vebrova, & Schade, 2022), al carecer de entornos de prueba regulatoria y técnica a nivel local, los proyectos se enfrentan a escenarios en donde la teoría de la política pública puede chocar con las realidades técnicas, ambientales y de consulta previa en los territorios.

Además, Colombia cuenta con instrumentos que permiten la experimentación, pero no existe evidencia de una utilización sistemática para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno. En sectores caracterizados por altos niveles de innovación tecnológica, como lo es el sector del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, los procesos de aprendizaje mediante experimentación controlada son fundamentales para identificar barreras normativas, evaluar riesgos y proponer ajustes progresivos de los marcos regulatorios de acuerdo a la evolución tecnológica, la validación de resultados de experimentación y las necesidades del mercado (OECD, 2021) (BMWí, 2019). Sin embargo, en Colombia la utilización de instrumentos de experimentación controlada mediante sandbox regulatorios continúa siendo limitada, particularmente para aplicaciones relacionadas con los diferentes eslabones de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Aunque el país ha incorporado la figura de las areneras regulatorias como

instrumento para promover innovación, su aplicación en el contexto de la transición energética y específicamente en la cadena de valor del hidrógeno aún es incipiente (Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, 2024).

Finalmente, la ausencia de espacios y mecanismos de experimentación controlada limita la generación de evidencia y el aprendizaje de las regiones en el despliegue de las tecnologías bajo las diferentes dinámicas territoriales. Aunque el país dispone de instrumentos regulatorios para habilitar espacios de experimentación controlada, las regiones no han consolidado procesos de incorporación progresiva del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados bajo proyectos de experimentación controlada en sus agendas de investigación, innovación y desarrollo, que integre tanto al sector industrial, a la academia y a los gobiernos territoriales y nacional. Las bases del PND 2022-2026 *Colombia Potencial Mundial de la Vida*, identificaron dentro de las apuestas por el fortalecimiento institucional como motor de cambio para recuperar la confianza de la ciudadanía y para el fortalecimiento del vínculo Estado Ciudadanía, la integración de la innovación en la gestión pública desde la promoción de las habilidades de experimentación, el uso de datos para la toma de decisiones, la gestión y el intercambio de conocimiento y el diseño de soluciones a retos y necesidades de la ciudadanía (DPN, 2023), sin mecanismos regionales que permitan ensayar de forma aislada y segura estas nuevas tecnologías adaptadas a la geografía y cultura locales, el país corre el riesgo de ralentizar el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones, impactando su proceso de transición energética y posicionamiento en el creciente mercado internacional.

5 DEFINICIÓN DE LA POLÍTICA

5.1 Objetivo general

Fortalecer las capacidades de inversión, creación de demanda, infraestructura, gobernanza institucional y de desarrollo regional e innovación, para el despliegue y expansión de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados y el avance en los procesos de descarbonización y reindustrialización de Colombia a 2031.

5.2 Objetivos específicos

OE1. Incentivar la inversión en los proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados a través del fortalecimiento de la articulación de esquemas intersectoriales de soporte para la identificación de ubicaciones óptimas de los proyectos, reducción de los altos costos de producción y el acceso efectivo a mecanismos de financiamiento.

OE2. Promover el desarrollo de la demanda nacional de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, a través del desarrollo de instrumentos de planeación técnica y la creación de una masa crítica de consumo en el país para contribuir con la sustitución progresiva de combustibles fósiles.

OE3. Impulsar el desarrollo de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, a través del desarrollo de estrategias de planeación integral e instrumentos regulatorios para establecer su remuneración y sus características con el fin de aumentar su competitividad.

OE4. Fortalecer la cohesión, desarrollo y sincronía del marco regulatorio y normativo, la creación de gobernanza y promover la incorporación y articulación del enfoque socioambiental para el despliegue de los proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y derivados.

OE5. Fortalecer las capacidades territoriales en desarrollo industrial, talento humano, I+D+i y mecanismos de experimentación controlada para impulsar el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

5.3 Plan de acción

Para el cumplimiento del objetivo general de la política, se proponen cinco ejes estratégicos, desarrollados en un total de 66 acciones, que serán ejecutadas por diferentes entidades del Estado colombiano entre 2026 y 2031. Asimismo, el detalle de las entidades responsables de cada acción, los períodos de ejecución, los recursos necesarios y disponibles para su implementación, así como los indicadores de gestión y de producto asociados, con sus respectivas metas, se encuentran en el Anexo A de este documento, a saber, el Plan de Acción y Seguimiento (PAS).

5.3.1 Incentivar la inversión en los proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados a través del fortalecimiento de la articulación de esquemas intersectoriales de soporte para la identificación de ubicaciones óptimas de los proyectos, reducción de los altos costos de producción y el acceso efectivo a mecanismos de financiamiento

Línea de acción 1.1. Fortalecimiento de la articulación de esquemas intersectoriales de soporte, para la identificación costo-eficiente de ubicaciones óptimas de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

Desde el 2026, y hasta 2029, la **Autoridad Nacional de Licencias Ambientales con el apoyo del Ministerio de Minas Energía y la DIMAR** llevarán a cabo la identificación

de zonas con potencial para la ubicación de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país, tomando como base los insumos y estudios existentes elaborados por entidades competentes y actores del sector.

A partir de 2029 y hasta 2031, el Ministerio de Minas y Energía realizará un análisis integral costo - beneficio a nivel nacional y por regiones a la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones. La documentación técnica de este análisis será compartida con los nodos regionales y se publicará un resumen del análisis en la plataforma de comunicación desarrollada para el ecosistema.

A partir de 2027, y hasta 2029, el Ministerio de Minas y Energía y la UPME diseñarán y establecerán estrategias y planes para la integración de la generación suplementaria de electricidad a partir de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y recursos sostenibles de diferentes fuentes renovables como biomasa y residuos sólidos urbanos, entre otros, para la producción de hidrógeno de bajas emisiones mediante electrólisis

El Ministerio de Minas y Energía, desde el 2026 y hasta 2030, fomentará la presentación y evaluación de proyectos asociados a la producción de hidrógeno de bajas emisiones (capacidad de electrólisis mayores a 10 MW o de producción de más de 1500 t/año) y de derivados de uso energético para su declaración como Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos (PINES).

A partir de 2026, y hasta 2029, el Servicio Geológico Colombiano con el apoyo de la DIMAR identificará, caracterizará y modelará formaciones geológicas con potencial para el almacenamiento subterráneo de dióxido de carbono (CO_2) e hidrógeno blanco o geológico (H_2) como insumo para estimar el potencial de almacenamiento a nivel nacional. Esta información se divulgará mediante su integración en el repositorio de la página web o geoportal institucional de acceso público.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos, a partir de 2029 y hasta 2030, desarrollará evaluaciones tecnoeconómicas que determinen la viabilidad técnica de proyectos de almacenamiento subterráneo de CO_2 , e hidrógeno. Esto a partir de información provista por el Servicio Geológico Colombiano.

Durante 2027, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero Energética y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, desarrollará un análisis técnico-económico que integre aspectos técnicos, costos, proyecciones de mercado y requerimientos regulatorios para determinar la factibilidad de la producción, transporte y uso del hidrógeno blanco o geológico considerando su escalabilidad y competitividad.

A partir de 2026, y hasta 2029, el Servicio Geológico Colombiano identificará el potencial de hidrógeno blanco o geológico, mediante estudios geoquímicos, geológicos, radiométricos y geofísicos, con el propósito de determinar el potencial nacional y proveer insumos técnicos para la planificación y promoción de este recurso. Esta información se divulgará mediante su integración en el repositorio de la página web o geoportal institucional de acceso público.

A partir de 2027, y hasta 2029, el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con la Unidad de Planeación Minero Energética, analizarán la viabilidad técnica y económica de integrar tecnologías de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) en esquemas de cogeneración de energía y calor para la producción de hidrógeno de bajas emisiones y/o derivados, como estrategia para reducir la incertidumbre sobre su aplicabilidad en la cadena de valor nacional, en línea con los mecanismos jurídicos, normativos y de política pública del país.

Línea de acción 1.2. Reducción de los costos de producción del hidrógeno de bajas emisiones.

Desde 2026, y hasta el 2028, el Ministerio de Minas y Energía establecerá los criterios para la adicionalidad de electricidad renovable para producción de hidrógeno por electrólisis, lo cual incentivará el crecimiento de la capacidad y estabilidad del sistema. Los criterios mencionados se implementarán y formalizarán a través de un instrumento normativo.

A partir de 2027, y hasta 2029, el Ministerio de Relaciones Exteriores, con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía y de ProColombia, implementará un plan estratégico o actualizará un instrumento vigente en el que articule, formule y oriente la política exterior y de cooperación internacional para promover la inversión extranjera de fabricantes de equipos y componentes esenciales para la producción de hidrógeno de bajas emisiones para impulsar mejores condiciones favorables en términos de precios de compra y volúmenes de capacidad a gran escala. El Ministerio de Relaciones Exteriores divulgará el plan estratégico o la actualización del instrumento y las acciones de su implementación.

A partir de 2026, y hasta 2027, el Ministerio de Minas y Energía, evaluará e implementará medidas de reducción de los altos precios de la electricidad tomada del SIN y de la electricidad renovable, mediante el establecimiento de esquemas tarifarios con estabilidad en el tiempo para su uso en la electrólisis, para establecer la viabilidad de introducir esquemas tarifarios diferenciales para industrias electro intensivas, incluida la producción de hidrógeno por electrólisis.

Línea de acción 1.3. Promover el acceso a mecanismos de financiamiento para proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

A partir de 2026, y hasta 2027, la Agencia Nacional de Hidrocarburos diseñará, implementará y divulgará un mecanismo de asignación de áreas que permita la participación de inversionistas nacionales e internacionales con el objetivo de evaluar, explorar y explotar el recurso de hidrógeno blanco.

A partir de 2026 y hasta 2030 el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, realizará la primera asignación de proyectos de evaluación y exploración de hidrógeno blanco en áreas con potencial identificado, mediante la apertura de proceso de asignación de áreas, publicación de los términos de referencia, selección de interesados y otorgamiento de autorizaciones a los desarrolladores, con el fin de generar conocimiento técnico y operativo que sustente su aprovechamiento en el país.

A partir de 2026, y hasta 2027 el Ministerio de Minas y Energía, elaborará y consolidará insumos técnicos y sectoriales para la estructuración de un mecanismo que facilite el acceso a la financiación de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y/o sus derivados, en articulación con las entidades competentes en materia financiera y de política económica.

Desde 2026 y hasta 2027, el Ministerio de Minas y Energía diseñará e impulsará un mecanismo de incentivos diferenciales para los productores de hidrógeno de bajas emisiones con fines de sustitución progresiva del hidrógeno gris consumido en el país y con fines de exportación a mercados internacionales.

5.3.2 Promover el desarrollo de la demanda nacional de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, a través del desarrollo de instrumentos de planeación técnica y la creación de una masa crítica de consumo en el país para contribuir con la sustitución progresiva de combustibles fósiles

Línea de acción 2.1. Desarrollar e implementar instrumentos de planeación técnica que permitan consolidar la sustitución gradual del consumo de combustibles fósiles

A partir de 2026 y hasta 2027, el Ministerio de Minas y Energía definirá, mediante acto administrativo, los lineamientos y criterios de información para el registro de, los mecanismos de seguimiento, actualización periódica y participación de los actores interesados, así como las disposiciones necesarias para el ajuste de la plataforma ECOH2. En concordancia con lo establecido en el Decreto 1597 de 2024.

A partir de 2028 y hasta 2029 la Unidad de Planeación Minero-Energética y el Ministerio de Minas y Energía, desarrollará e implementará un sistema de información que permita caracterizar y registrar la demanda de energía asociada a la cadena de valor del hidrógeno verde, azul, blanco y/o de bajas emisiones, estableciendo protocolos de trazabilidad de los insumos energéticos requeridos para su producción y los escenarios de integración en el Balance Energético Nacional (BECO).

A partir de 2026 y hasta 2028, el Ministerio de Minas y Energía formulará una estrategia para la sustitución progresiva del hidrógeno gris y de las tecnologías correspondientes basadas en combustibles fósiles.

Desde 2027 y hasta 2030, el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con la Unidad de Planeación Minero Energética, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la Unidad de Planeación de Infraestructura de Transporte, el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Transporte y el Departamento Nacional de Planeación, identificará y evaluará, en el marco de la planeación energética nacional, las oportunidades de uso del hidrógeno de bajas emisiones y/o sus derivados en sectores industriales, agrícolas, energéticos tradicionales y otros de difícil descarbonización. Este análisis deberá considerar el potencial de integración de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) en su producción como alternativa para impulsar la demanda interna, y servir de insumo para la formulación de lineamientos regulatorios y de política pública.

Línea de acción 2.2. Creación de una masa crítica de demanda de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

Desde 2027 y hasta el año 2028, el Ministerio de Comercio Industria y Turismo, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, elaborarán una propuesta de hoja de ruta para el uso de hidrógeno de bajas emisiones en la industria cementera.

Durante 2026 y hasta 2030, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, en coordinación con el ICA, y con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía, UPME, Ministerio de Comercio, Industria y Turismo; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, establecerá lineamientos, criterios de elegibilidad, trazabilidad y mecanismos de adopción progresiva condicionada a la oferta efectiva y competitiva de fertilizantes nitrogenados de bajas emisiones, mediante instrumentos de política pública existentes.

Durante el 2029 y hasta el 2031, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, en coordinación con el ICA, y con el apoyo del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación; Ministerio de Comercio, Industria y Turismo; Ministerio de Minas y Energía, evaluará técnicamente la factibilidad de generación de incentivos diferenciados a la

demanda de fertilizantes verdes en los programas del Fondo de Acceso a Insumos Agropecuarios (FAIA).

A partir de 2028 y hasta el año 2029, el Ministerio de Comercio Industria y Turismo en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible identificará oportunidades para la implementación de al menos un piloto de uso de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en aplicaciones industriales. Esto permitirá dar una señal de creación de uso (demanda) de hidrógeno de bajas emisiones en la industria.

A partir de 2027 y hasta 2031, el Ministerio de Transporte con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación, gestionará la implementación de un proyecto piloto de transporte fluvial y/o de cabotaje que incorpore tecnologías basadas en hidrógeno de bajas emisiones o en sus derivados. Esto permitirá dar una señal de creación de uso (demanda) de hidrógeno de bajas emisiones en el transporte fluvial.

Asimismo, entre el 2027 y el 2031, el Ministerio de Transporte con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía impulsará la descarbonización del transporte terrestre carretero de carga pesada mediante el diseño, implementación y evaluación de un proyecto piloto basado en hidrógeno de bajas emisiones, incluyendo opciones de uso como dualización de motores, celdas de combustible, combustión directa y otras tecnologías emergentes.

5.3.3 Impulsar el desarrollo de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, a través del desarrollo de estrategias de planeación integral e instrumentos regulatorios para establecer su remuneración y sus características con el fin de aumentar su competitividad

Línea de acción 3.1. Desarrollo de estrategias de planeación de largo plazo para promover el despliegue de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución

El Ministerio de Minas y Energía realizará y divulgará, a partir de 2029 y hasta 2031, en coordinación con la Unidad de Planeación de Infraestructura de Transporte, el Ministerio de Transporte y el Departamento Nacional de Planeación un análisis sobre la experiencia y las mejores prácticas identificadas en el mercado de crudo, gas natural y GNL utilizados en terminales portuarias, incluyendo sistemas de almacenamiento y comercialización, para ser aprovechado en la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones.

El Ministerio de Minas y Energía con el apoyo del Ministerio de Transporte y la UPIT a partir de 2027 y hasta 2029, formulará un esquema de fomento para la conexión y planificación de la infraestructura de repostaje de hidrógeno en el país, que oriente su despliegue.

Desde 2026 y hasta 2028, el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con la Unidad de Planeación Minero-Energética, coordinará la realización de la evaluación técnica de la red de gasoductos y de distribución del gas natural existentes en el país para determinar la factibilidad de su uso con mezclas de gas natural e hidrógeno, considerando los porcentajes volumétricos (concentración) de hidrógeno admisibles. Esta evaluación se realizará coordinadamente con la participación de las empresas involucradas. A partir de los resultados, se realizará un análisis económico para determinar las condiciones de uso de los gasoductos, comparativamente con el desarrollo de nueva infraestructura.

Línea de acción 3.2. Desarrollo de instrumentos regulatorios para establecer la remuneración y la definición de las características de la infraestructura para el transporte, almacenamiento y distribución de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

Desde el 2026 y hasta 2027, la Aeronáutica Civil, el Ministerio de Transporte y el Ministerio de Minas y Energía elaborará un análisis técnico de los estándares internacionales y de la infraestructura requerida para el suministro de Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF) en aeropuertos, incluyendo la identificación de brechas, adecuaciones operativas y necesidades de inversión en los cinco principales aeropuertos del país, con el fin de generar insumos para la formulación de la reglamentación que habilite el suministro de SAF en Colombia.

El Servicio Geológico Colombiano con el apoyo de la DIMAR desarrollará desde 2028 y hasta 2031 guías metodológicas para la evaluación de la seguridad y el monitoreo geocientífico en áreas con potencial de producción de hidrógeno geológico y de almacenamiento subterráneo de CO₂ y /o hidrógeno de bajas emisiones, incorporando la identificación y gestión de riesgos, las técnicas y protocolos aplicados.

La Agencia Nacional de Infraestructura, en coordinación con el Ministerio de Transporte y el Ministerio de Minas y Energía, entre 2028 y 2029, estructurará la oferta oficiosa para una instalación portuaria que incluya el despliegue de actividades de producción, almacenamiento, bunkering y/o exportación de energéticos de bajas y/o cero emisiones y sus derivados.

Desde 2026 y hasta 2028, el Ministerio de Minas y Energía en coordinación con la Comisión de Regulación de Energía y Gas, definirá, con base en los estudios técnicos

disponibles, la implementación de redes de transporte de hidrógeno (nuevas o existentes) por ductos, los criterios de acceso, uso y operación de las redes, así como los lineamientos generales para la remuneración del servicio de transporte, para este propósito se hará uso de la información obtenida a partir de la reglamentación técnica, de seguridad y calidad, que se adelante como parte del plan de acción. En el caso de ser factible esta implementación de transporte por redes, la CREG expedirá mediante acto normativo, el reglamento único de transporte por redes para el hidrógeno (y eventualmente de algunos de sus derivados).

El Ministerio de Minas y Energía, desde el 2026 y hasta 2028, caracterizará los requerimientos técnicos, regulatorios, normativos y jurídicos para la integración de instalaciones nucleares con sistemas de producción y distribución de hidrógeno y/o derivados, considerando criterios de eficiencia, compatibilidad tecnológica y condiciones de operación.

La Agencia Nacional de Infraestructura, el Departamento Nacional de Planeación, el Ministerio de Transporte, el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación e Infraestructura de Transporte, la Unidad de Planeación Minero Energética, el Instituto Nacional de Vías y la Agencia Nacional de Seguridad Vial, desde 2027 y hasta 2031, formularán las bases técnicas, regulatorias y de planeación que permitan la adopción progresiva de la tecnología de hidrógeno en el sector férreo colombiano, mediante la realización de estudios de viabilidad, el desarrollo de un marco regulatorio habilitante, la elaboración de una hoja de ruta sectorial y la evaluación de la posibilidad de una puesta en marcha de una fase piloto, como condiciones previas a cualquier proceso de implementación.

Desde 2026 y hasta 2028 el Ministerio de Minas y Energía, elaborará y expedirá el reglamento técnico relacionado con los requisitos de infraestructura para el transporte, mezcla, almacenamiento y abastecimiento de componentes sintéticos de mezcla (SBC), combustibles de aviación semisintéticos coprocesados y/o mezclados.

5.3.4 Fortalecer la cohesión, desarrollo y sincronía del marco regulatorio y normativo, la creación de gobernanza y promover la incorporación y articulación del enfoque socioambiental para el despliegue de los proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y derivados

Línea de acción 4.1. Fortalecimiento de la cohesión, desarrollo y sincronía del marco regulatorio y normativo en el manejo del hidrógeno y sus derivados en el país

Desde el 2027 y hasta 2028, el **Ministerio de Comercio, Industria y Turismo**, como entidad líder del Subsistema Nacional de la Calidad y con apoyo técnico del Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (Icontec), el **Ministerio de Minas y Energía**, el **Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible** y el **Ministerio de Transporte**, desarrollará normas técnicas colombianas con trazabilidad internacional referentes a la calidad, seguridad, usos, entre otros, en los eslabones de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados.

Desde el 2026 y hasta 2028, el **Ministerio de Minas y Energía**, en conjunto con el **Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible**, formalizarán las definiciones técnicas, criterios y procedimientos de certificación de origen del hidrógeno de bajas emisiones y/o sus derivados mediante un instrumento normativo, el cual permitirá verificar y garantizar la trazabilidad del origen del hidrógeno de bajas emisiones para el desarrollo del mercado interno como para facilitar la exportación.

El **Instituto Nacional de Metrología** desarrollará, desde 2026 y hasta 2030 capacidades de calibración y medición en gases energéticos con el objetivo de satisfacer necesidades de calidad en el hidrógeno.

Desde 2027 y hasta 2030 el **Instituto Nacional de Metrología** incentivará el desarrollo de capacidades técnicas y científicas para el establecimiento o mejora de patrones de medida de referencia, que permitirán diseminar trazabilidad metrológica en la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados, acorde con las necesidades del país.

En 2026 y hasta el 2027, el **Ministerio de Comercio, Industria y Turismo** en conjunto con **Organismo Nacional de Acreditación de Colombia**, el **Ministerio de Minas y Energía**, el **Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible** y el **Ministerio de Transporte** y el **Instituto Nacional de Metrología**, elaborarán un plan de identificación y desarrollo de Organismos Evaluadores de la Conformidad (OEC) que puedan atender pruebas o requisitos técnicos asociados al hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, conforme a las necesidades de los actores interesados. Los mecanismos de aseguramiento de la calidad y la seguridad en la cadena de valor del hidrógeno deberán ser definidos por cada sector competente, según las necesidades que identifique.

A partir de 2026 y hasta 2027, el **Ministerio de Justicia y del Derecho** en coordinación con el **Ministerio de Minas y Energía**, fortalecerá el conocimiento normativo sobre el control de las sustancias y productos químicos para la expedición del **Certificado de Carencia de Informes por Tráfico de Estupefacientes**, dirigido a los actores de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados (amoníaco, metanol, entre otros). La acción se llevará a cabo mediante una jornada de capacitación que podrá ser semestral o anual (según la

cantidad de posibles sujetos de control) y estará a cargo de la Subdirección de Control y Fiscalización de Sustancias Químicas y Estupefacientes (SCFSQE), previa articulación con el ecosistema del Hidrógeno a través del Ministerio de Minas y Energía.

El Ministerio de Minas y Energía a partir de 2026 y hasta 2029, evaluará las condiciones regulatorias necesarias para habilitar la incorporación de aplicaciones de tecnologías nucleares en procesos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y/o derivados, promoviendo su alineación con el marco normativo y políticas públicas vigentes.

A partir de 2027 y hasta 2028, el Ministerio de Minas y Energía, expedirá un acto administrativo que establezca el régimen de fiscalización técnica, jurídica y operativa aplicable a los proyectos de evaluación, exploración y explotación de hidrógeno blanco, definiendo mecanismos de seguimiento, inspección y control que garanticen la trazabilidad, transparencia y eficiencia.

A partir de 2026 y hasta 2028, el Ministerio de Minas y Energía desarrollará el marco regulatorio para los agentes de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados de uso energético, mediante la expedición de un decreto y su respectiva resolución reglamentaria. Para este fin, formulará un documento de referencia nacional con la caracterización técnica de dicha cadena de valor, que servirá como insumo para la elaboración del marco regulatorio y será publicado en la plataforma de comunicación implementada.

Línea de acción 4.2. Creación de gobernanza y coordinación institucional en el manejo del hidrógeno y sus derivados en el país.

Entre 2026 y hasta 2027, el Ministerio de Minas y Energía con el apoyo del Departamento Nacional de Planeación, definirá e implementará el modelo de gobernanza multinivel del ecosistema del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, que luego formalizará a través de un instrumento normativo. La construcción y la ejecución de este modelo de gobernanza contará con la participación de entidades públicas nacionales y territoriales, el sector privado, la sociedad civil, la academia, el ecosistema de investigación e innovación, actores de otras ramas del poder público y demás actores relevantes.

El Ministerio de Relaciones Exteriores, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, implementarán, a partir de 2027 y hasta 2029, una agenda para la cooperación internacional en materia de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados que utilice como base de construcción el plan de acción de la presente política nacional.

El Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con la Unidad de Planeación Minero Energética, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, propondrá desde 2027 y hasta 2029, un mecanismo integral de ventanilla única para la presentación y

gestión de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, que consolide, haga seguimiento y agilice los procesos de licenciamiento social, ambiental, técnico y financiero de los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia. Este mecanismo se formalizará por parte de la CREG mediante un instrumento normativo, con el soporte del Ministerio de Minas y Energía.

El Ministerio de Minas y Energía, desde 2026 y hasta 2028, evaluará, y en caso de ser viable, diseñará, formalizará e implementará, a través de un instrumento normativo, un servicio de gestión de información operativa y comercial del sector de hidrógeno, promoviendo la articulación entre los agentes de la cadena de valor, la eficiencia y liquidez del mercado.

Línea de acción 4.3. Incorporación del enfoque socioambiental en los proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

Durante 2026, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, establecerá la intensidad de GEI o umbral para la producción de hidrógeno de bajas emisiones en el país. Para la determinación de esta intensidad de GEI, se implementarán metodologías y alcances ajustados y coherentes con los estándares internacionales y de los potenciales países importadores del hidrógeno y sus derivados.

Durante 2027 el Ministerio Ambiente y Desarrollo Sostenible en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía establecerá los lineamientos para que los agentes de la cadena de productos que usan hidrógeno con mayor relevancia para el país, como el amoníaco, los fertilizantes verdes, el metanol y el SAF, puedan establecer y reportar la intensidad de emisiones GEI de los productos.

Entre 2026 y 2028, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía elaborará, publicará y socializará los lineamientos técnicos necesarios para que las autoridades ambientales puedan evaluar de manera efectiva los impactos ambientales asociadas a los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

Desde 2027 y hasta 2029, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible evaluará la pertinencia de los términos de referencia ambientales aplicables a cada etapa de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

Desde 2027 y hasta 2028, la DIMAR con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación, promoverán la creación de un mecanismo de registro de emisiones y concientización para el transporte marítimo que motive el uso de H₂ de bajas emisiones y sus derivados en el país.

5.3.5 Fortalecimiento de capacidades territoriales en desarrollo industrial, talento humano, I+D+i y mecanismos de experimentación controlada para impulsar el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

Línea de acción 5.1. Fortalecer las capacidades industriales regionales para la producción y ensamblaje de equipos y maquinaria y las de formación de talento humano para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

La Agencia Nacional de Hidrocarburos, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación y el Ministerio de Minas y Energía entre el 2028 y el 2030 gestionará convocatorias de proyectos de investigación, desarrollo tecnológico e innovación que promuevan el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país, utilizando entre otros, los mecanismos del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación. Los proyectos con enfoque I+D+i que se fomentarán estarán enfocados en el desarrollo de las capacidades industriales para el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno en las regiones.

El Ministerio del Trabajo con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Educación Nacional y la Dirección General Marítima, impulsará y orientará el desarrollo desde 2027 y hasta 2029 de los análisis de prospectiva laboral y de cualificaciones, centrado especialmente en la fuerza laboral empleada en el sector de los combustibles fósiles, para el sector del hidrógeno de bajas emisiones y/o sus derivados, con el fin de garantizar la disponibilidad regional y nacional de una fuerza laboral calificada para este sector productivo y sus respectivas cadenas de valor.

El Ministerio del Trabajo con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía definirá entre 2028 y 2030 estándares de seguridad y salud en el trabajo para la economía del hidrógeno que incluyan los protocolos técnicos de seguridad laboral específicos para el manejo, transporte y almacenamiento de hidrógeno de bajas emisiones.

El Ministerio del Trabajo con el apoyo del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo desarrollará entre 2028 y 2031 realizará asistencias técnicas para PYMES que se vinculen como proveedoras en la cadena de valor del hidrógeno que permita la creación de empleo formal y digno.

Línea de acción 5.2. Incrementar la incorporación del componente de I+D+i, en el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país.

Por su parte, la DIMAR con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía y Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación promoverá el desarrollo de capacidades tecnológicas y de fabricación de embarcaciones con el soporte de I+D+i para el uso de H2 de bajas emisiones y sus derivados en el país.

Línea de acción 5.3. Incrementar la implementación de mecanismos de experimentación controlada para el desarrollo de proyectos piloto y la validación de soluciones tecnológicas en condiciones reales

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, desde 2026 y hasta 2029, promoverá el uso de las areneras regulatorias orientadas a facilitar la incorporación progresiva del hidrógeno en la matriz energética del país. Este esquema permite incentivar el desarrollo de proyectos innovadores en un ambiente de prueba experimental para el desarrollo regulatorio.

5.4 Seguimiento

El seguimiento al desarrollo de las acciones propuestas en este documento para el cumplimiento de los objetivos se realizará a través del PAS contenido en el Anexo A. Este anexo señala las entidades responsables, el presupuesto, los tiempos de ejecución y los indicadores de cumplimiento, con las respectivas metas para el cumplimiento del objetivo general de esta política. El reporte periódico al PAS se realizará por las entidades correspondientes y responsables de cada acción.

La presente política tiene un periodo de implementación de 6 años, desde 2026 y hasta 2031. Su seguimiento se hará de manera semestral, con el reporte de inicio en diciembre de 2026 y el de cierre, con corte al 30 de junio de 2031, como se indica en la siguiente tabla:

Tabla 11. Cronograma de seguimiento

Corte	Fecha
Primer corte	Diciembre de 2026
Segundo corte	Junio de 2027
Tercer corte	Diciembre de 2027
Cuarto corte	Junio de 2028
Quinto corte	Diciembre de 2028

Corte	Fecha
Sexto corte	Junio de 2029
Séptimo corte	Diciembre de 2029
Octavo corte	Junio de 2030
Noveno corte	Diciembre de 2030
Informe de cierre	Junio de 2031

Fuente: DNP (2024)

5.5 Financiamiento

Las entidades involucradas en la ejecución y cumplimiento de los objetivos de esta política gestionarán y priorizarán, en el marco de sus competencias y de acuerdo con el Marco de Gasto de Mediano Plazo del respectivo sector, los recursos para la financiación de las acciones que se proponen en el formato PAS. La política tiene un costo total estimado de 86.424 millones de pesos provenientes del Presupuesto General de la Nación. Este valor representa la sumatoria de las estimaciones realizadas por cada entidad responsable de acciones en el PAS, para su implementación exitosa. En la Tabla 12 se presenta el costo total de la política según sus objetivos específicos.

Tabla 12. Costos desagregados por objetivo

(Millones de pesos)

Objetivo específico	Total (COP)
OE1. Incentivar la inversión en los proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados a través del fortalecimiento de la articulación de esquemas intersectoriales de soporte para la identificación de ubicaciones óptimas de los proyectos, reducción de los altos costos de producción y el acceso efectivo a mecanismos de financiamiento	37.909
OE2. Promover el desarrollo de la demanda nacional de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, a través del desarrollo de instrumentos de planeación técnica y la creación de una masa crítica de consumo en el país para contribuir con la sustitución progresiva de combustibles fósiles	3.034
OE3. Impulsar el desarrollo de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país a través del desarrollo de estrategias de planeación integral e instrumentos regulatorios para establecer su remuneración y sus características con el fin de aumentar su competitividad.	37.727

Objetivo específico	Total (COP)
OE4. Fortalecer la cohesión, desarrollo y sincronía del marco regulatorio y normativo, la creación de gobernanza y promover la incorporación y articulación del enfoque socioambiental para el despliegue de los proyectos de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y derivados.	6.199
OE5. Fortalecer las capacidades territoriales en desarrollo industrial, talento humano, I+D+i y mecanismos de experimentación controlada para impulsar el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.	1.555
Total general	86.424

Fuente: DNP (2026)

6 RECOMENDACIONES

El Departamento Nacional de Planeación (DNP) y el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Relaciones Exteriores, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, el Ministerio de Transporte, el Ministerio de Justicia y del Derecho, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, el Ministerio del Trabajo, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, el Servicio Geológico Colombiano, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, La Unidad de Planeación Minero Energética, la Unidad Administrativa de Aeronáutica Civil, La Agencia Nacional de Infraestructura, el Instituto Nacional de Metrología, la Dirección General Marítima y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, recomiendan al Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES):

1. Aprobar la Política Nacional de Hidrógeno planteada en el presente documento CONPES, incluyendo su Plan de Acción y Seguimiento contenido en el Anexo A.
2. Solicitar a las entidades involucradas en el presente documento CONPES que prioricen los recursos para la puesta en marcha de las estrategias contenidas en el mismo, de acuerdo con el Marco de Gasto de Mediano Plazo de cada sector.
3. Solicitar al DNP:
 - a. Consolidar y divulgar la información del avance de las acciones, según lo planteado en el Plan de Acción y Seguimiento (Anexo A). Dicha información deberá ser proporcionada oportunamente por las entidades involucradas en este documento.
4. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía:

- a. Realizar un análisis integral costo - beneficio a nivel nacional y por regiones a la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones. La documentación técnica de este análisis será compartida con los nodos regionales para el hidrógeno de bajas emisiones y se publicará un resumen del análisis en la plataforma de comunicación desarrollada para el ecosistema.
- b. Diseñar y establecer estrategias y planes para la integración de la generación suplementaria de electricidad a partir de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y recursos sostenibles de diferentes fuentes renovables como biomasa y residuos sólidos urbanos, entre otros, para la producción de hidrógeno de bajas emisiones mediante electrólisis.
- c. Fomentar la presentación y evaluación de proyectos asociados a la producción de hidrógeno de bajas emisiones (capacidad de electrólisis mayores a 10 MW o de producción de más de 1500 t/año) y de derivados de uso energético para su declaración como Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos (PINES).
- d. Analizar la viabilidad técnica y económica de integrar tecnologías de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) en esquemas de cogeneración de energía y calor para la producción de hidrógeno de bajas emisiones y/o derivados, como estrategia para reducir la incertidumbre sobre su aplicabilidad en la cadena de valor nacional, en línea con los mecanismos jurídicos, normativos y de política pública del país.
- e. Establecer los criterios para la adicionalidad de electricidad renovable para producción de hidrógeno por electrólisis, lo cual incentivará el crecimiento de la capacidad y estabilidad del sistema. Los criterios mencionados se implementarán y formalizarán a través de un instrumento normativo.
- f. Evaluar e implementar medidas de reducción de los altos precios de la electricidad tomada del SIN y de la electricidad renovable, mediante el establecimiento de esquemas tarifarios con estabilidad en el tiempo para su uso en la electrólisis, para establecer la viabilidad de introducir esquemas tarifarios diferenciales para industrias electrointensivas, incluida la producción de hidrógeno por electrólisis.
- g. Realizar la primera ronda de asignación de proyectos de evaluación y exploración de hidrógeno blanco en áreas con potencial identificado, mediante la apertura de proceso de asignación de áreas, publicación de los términos de referencia, selección

de interesados y otorgamiento de autorizaciones a los desarrolladores, con el fin de generar conocimiento técnico y operativo que sustente su aprovechamiento en el país.

- h. Elaborar y consolidar insumos técnicos y sectoriales para la estructuración de un mecanismo que facilite el acceso a la financiación de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y/o sus derivados, en articulación con las entidades competentes en materia financiera y de política económica.
- i. Diseñar e impulsar un mecanismo de incentivos diferenciales para los productores de hidrógeno de bajas emisiones con fines de sustitución progresiva del hidrógeno gris consumido en el país y con fines de exportación a mercados internacionales.
- j. Definir, mediante acto administrativo, los lineamientos y criterios de información para el registro de proyectos, establecer los mecanismos de seguimiento, actualización periódica y participación de los actores interesados, así como las disposiciones necesarias para el ajuste de la plataforma ECOH2. En concordancia con lo establecido en el Decreto 1597 de 2024.
- k. Formular una estrategia para la sustitución progresiva del hidrógeno gris y de las tecnologías correspondientes basadas en combustibles fósiles.
- l. Identificar y evaluar, en el marco de la planeación energética nacional, las oportunidades de uso del hidrógeno de bajas emisiones y/o sus derivados en sectores industriales, agrícolas, energéticos tradicionales y otros de difícil descarbonización. Este análisis deberá considerar el potencial de integración de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) en su producción como alternativa para impulsar la demanda interna, y servir de insumo para la formulación de lineamientos regulatorios y de política pública.
- m. Realizar y divulgar en el sector Minas y Energía, un análisis sobre la experiencia y las mejores prácticas identificadas en el mercado de crudo, gas natural y GNL utilizados en terminales portuarias, incluyendo sistemas de almacenamiento y comercialización, para ser aprovechado en la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones.
- n. Formular un esquema de fomento para la conexión y planificación de la infraestructura de repostaje de hidrógeno en el país, que oriente su despliegue.

- o. Coordinar la realización de la evaluación técnica de la red de gasoductos y de distribución del gas natural existentes en el país para determinar la factibilidad de su uso con mezclas de gas natural e hidrógeno considerando los porcentajes volumétricos (concentración) de hidrógeno admisibles. Esta evaluación se realizará coordinadamente con la participación de las empresas involucradas. A partir de los resultados, se realizará un análisis económico para determinar las condiciones de uso de los gasoductos, comparativamente con el desarrollo de nueva infraestructura.
- p. Definir, con base en los estudios técnicos disponibles, la implementación de redes de transporte de hidrógeno (nuevas o existentes) por ductos, los criterios de acceso, uso y operación de las redes, así como los lineamientos generales para la remuneración del servicio de transporte, para este propósito se hará uso de la información obtenida a partir de la reglamentación técnica, de seguridad y calidad, que se adelante como parte del plan de acción. En el caso de ser factible esta implementación de transporte por redes, la CREG expedirá mediante acto normativo, el reglamento único de transporte por redes para el hidrógeno (y eventualmente de algunos de sus derivados).
- q. Caracterizar los requerimientos técnicos, regulatorios, normativos y jurídicos para la integración de instalaciones nucleares con sistemas de producción y distribución de hidrógeno y/o derivados, considerando criterios de eficiencia, compatibilidad tecnológica y condiciones de operación.
- r. Elaborar y expedir el reglamento técnico relacionado con los requisitos de infraestructura para el transporte, mezcla, almacenamiento y abastecimiento de componentes sintéticos de mezcla (SBC por sus siglas en inglés *Synthetic Blending Component*), combustibles de aviación semisintéticos coprocesados y/o mezclados.
- s. Formalizar las definiciones técnicas, criterios y procedimientos de certificación de origen del hidrógeno de bajas emisiones y/o sus derivados mediante un instrumento normativo, el cual permitirá verificar y garantizar la trazabilidad del origen del hidrógeno de bajas emisiones para el desarrollo del mercado interno, así como para facilitar la exportación.
- t. Evaluar las condiciones regulatorias necesarias para habilitar la incorporación de aplicaciones de tecnologías nucleares en procesos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y/o derivados, promoviendo su alineación con el marco normativo y políticas públicas vigentes.

- u. Expedir un acto administrativo que establezca el régimen de fiscalización técnica, jurídica y operativa aplicable a los proyectos de evaluación, exploración y explotación de hidrógeno blanco. Definiendo mecanismos de seguimiento, inspección y control que garanticen la trazabilidad, transparencia y eficiencia.
- v. Desarrollar el marco regulatorio para los agentes de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados de uso energético, mediante la expedición de un decreto y su respectiva resolución reglamentaria. Para este fin, formulará un documento de referencia nacional con la caracterización técnica de dicha cadena de valor, que servirá como insumo para la elaboración del marco regulatorio y será publicado en la plataforma de comunicación implementada.
- w. Definir e implementar el modelo de gobernanza multinivel del ecosistema del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, y luego formalizarlo a través de un instrumento normativo. La construcción y ejecución del modelo de gobernanza contará con la participación de entidades públicas nacionales y territoriales, el sector privado, la sociedad civil, la academia, el ecosistema de investigación e innovación, actores de otras ramas del poder público y demás actores relevantes.
- x. Proponer un mecanismo integral de ventanilla única para la presentación y gestión de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, que consolide, haga seguimiento y agilice los procesos y trámites de carácter social, ambiental, técnico y financiero de los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia.
- y. Evaluar, y en caso de ser viable, diseñar, formalizar e implementar a través de un instrumento normativo, un servicio de gestión de información operativa y comercial del sector de hidrógeno, promoviendo la articulación entre los agentes de la cadena de valor, la eficiencia y liquidez del mercado.

5. Solicitar al Ministerio de Relaciones Exteriores

- a. Implementar un plan estratégico o actualizar un instrumento vigente en el que articule formule y oriente la política exterior y de cooperación internacional para promover la inversión extranjera de fabricantes de equipos y componentes esenciales para la producción de hidrógeno de bajas emisiones para impulsar mejores condiciones favorables en términos de precios de compra y volúmenes de capacidad a gran

escala. El Ministerio de Relaciones Exteriores divulgará el plan estratégico o la actualización del instrumento y las acciones de su implementación.

- b. Implementar una agenda para la cooperación internacional en materia de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados que utilice como base de construcción el plan de acción de la presente política nacional

6. Solicitar al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible:

- a. Establecer la intensidad de GEI o umbral para la producción de hidrógeno de bajas emisiones en el país. Para la determinación de esta intensidad de GEI, se implementarán metodologías y alcances ajustados y coherentes con los estándares internacionales y de los potenciales países importadores del hidrógeno y sus derivados.
- b. Establecer los lineamientos para que los agentes de la cadena de productos que usan hidrógeno con mayor relevancia para el país, como el amoníaco, los fertilizantes verdes, el metanol y el SAF, puedan establecer y reportar la intensidad de emisiones GEI de los productos.
- c. Elaborar, publicar y socializar los lineamientos técnicos necesarios para que las autoridades ambientales puedan evaluar de manera efectiva los impactos ambientales asociados a los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.
- d. Evaluar la pertinencia de los términos de referencia para la elaboración de estudios de impacto ambiental aplicables a cada etapa de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones.

7. Solicitar al Ministerio de Comercio, Industria y Turismo

- a. Elaborar una propuesta de hoja de ruta para el uso de hidrógeno de bajas emisiones en la industria cementera.
- b. Identificar oportunidades para la implementación de al menos un piloto de uso de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en aplicaciones industriales.
- c. Desarrollar normas técnicas colombianas con trazabilidad internacional referentes a la calidad, seguridad, usos, entre otros, en los eslabones de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados.
- d. Elaborar un plan de identificación y desarrollo de Organismos Evaluadores de la Conformidad (OEC) que puedan atender pruebas o requisitos técnicos asociados al hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, conforme a las necesidades de los

actores interesados. Los mecanismos de aseguramiento de la calidad y la seguridad en la cadena de valor del hidrógeno deberán ser definidos por cada sector competente, según las necesidades que identifique.

8. Solicitar al Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural:

- a. Establecer lineamientos, criterios de elegibilidad, trazabilidad y mecanismos de adopción progresiva condicionada a la oferta efectiva y competitiva de fertilizantes nitrogenados de bajas emisiones, mediante instrumentos de política pública existentes.
- b. Evaluar técnicamente la factibilidad de generación de incentivos diferenciados a la demanda de fertilizantes verdes en los programas del Fondo de Acceso a Insumos Agropecuarios

9. Solicitar al Ministerio de Transporte

- a. Gestionar la implementación de un proyecto piloto de transporte fluvial y/o de cabotaje que incorpore tecnologías basadas en hidrógeno de bajas emisiones o en sus derivados.
- b. Impulsar la descarbonización del transporte terrestre carretero de carga pesada mediante el diseño, implementación y evaluación de un proyecto piloto basado en hidrógeno de bajas emisiones, incluyendo opciones de uso como dualización de motores, celdas de combustible, combustión directa y otras tecnologías emergentes.

10. Solicitar al Ministerio del Trabajo

- a. Impulsar y orientar el desarrollo de los análisis de prospectiva laboral y de cualificaciones, centrado especialmente en la fuerza laboral empleada en el sector de los combustibles fósiles, para el sector del hidrógeno de bajas emisiones y/o sus derivados, con el fin de garantizar la disponibilidad regional y nacional de una fuerza laboral calificada para este sector productivo y sus respectivas cadenas de valor
- b. Definir estándares de seguridad y salud en el trabajo (SST) para la economía del hidrógeno que incluyan los protocolos técnicos de seguridad laboral específicos para el manejo, transporte y almacenamiento de hidrógeno de bajas emisiones.
- c. Realizar asistencias técnicas para PYMES que se vinculen como proveedoras en la cadena de valor del hidrógeno, que permita la creación de empleo formal y digno.

11. Solicitar al Ministerio de Justicia y del Derecho:

- a. Fortalecer el conocimiento normativo sobre el control de las sustancias y productos químicos para la expedición del Certificado de Carencia de Informes por Tráfico de

Estupecientes (CCITE), dirigido a los actores de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados (amoníaco, metanol, entre otros).

12. Solicitar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas:

- a. Promover el uso de las areneras regulatorias orientadas a facilitar la incorporación progresiva del hidrógeno en la matriz energética del país. Este esquema permite incentivar el desarrollo de proyectos innovadores en un ambiente de prueba experimental para el desarrollo regulatorio.

13. Solicitar a la Dirección General Marítima (DIMAR)

- a. Promover el desarrollo de capacidades tecnológicas y de fabricación de embarcaciones con el soporte de I+D+i para el uso de H₂ de bajas emisiones y sus derivados en el país.
- b. Promover la creación de un mecanismo de registro de emisiones y concientización para el transporte marítimo que motive el uso de H₂ de bajas emisiones y sus derivados en el país.

14. Solicitar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos

- a. Gestionar convocatorias de proyectos de investigación, desarrollo tecnológico e innovación que promuevan el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país, utilizando entre otros, los mecanismos del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación
- b. Desarrollar evaluaciones tecnoeconómicas que determinen la viabilidad técnica de proyectos de almacenamiento subterráneo de CO₂, e hidrógeno. Esto a partir de información provista por el Servicio Geológico Colombiano.
- c. Desarrollar un análisis técnico-económico que integre aspectos técnicos, costos, proyecciones de mercado y requerimientos regulatorios para determinar la factibilidad de la producción, transporte y uso del hidrógeno blanco o geológico considerando su escalabilidad y competitividad.
- d. Diseñar, implementar y divulgar un mecanismo de asignación de áreas que permita la participación de inversionistas nacionales e internacionales con el objetivo de evaluar, explorar y explotar el recurso de hidrógeno blanco.

15. Solicitar a la Agencia Nacional de Infraestructura:

- a. Estructurar la oferta oficiosa para una instalación portuaria que incluya el despliegue de actividades de producción, almacenamiento, bunkering y/o exportación de energéticos de bajas y/o cero emisiones y sus derivados.

- b. Formular las bases técnicas, regulatorias y de planeación que permitan la adopción progresiva de la tecnología de hidrógeno en el sector férreo colombiano, mediante la realización de estudios de viabilidad, el desarrollo de un marco regulatorio habilitante, la elaboración de una hoja de ruta sectorial y la evaluación de la posibilidad de una puesta en marcha de una fase piloto, como condiciones previas a cualquier proceso de implementación.

16. Solicitar a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales:

- c. Identificar zonas con potencial para la ubicación de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país, tomando como base los insumos y estudios existentes elaborados por entidades competentes y actores del sector.

17. Solicitar al Instituto Nacional de Metrología:

- a. Desarrollar capacidades de calibración y medición en gases energéticos con el objetivo de satisfacer necesidades de calidad en el hidrógeno.
- b. Incentivar el desarrollo de capacidades técnicas y científicas para el establecimiento o mejora de patrones de medida de referencia, que permitan diseminar trazabilidad metrológica en la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados, acorde con las necesidades del país.

18. Solicitar al Servicio Geológico Colombiano:

- a. Identificar, caracterizar y modelar formaciones geológicas con potencial para el almacenamiento subterráneo de dióxido de carbono (CO_2) e hidrógeno blanco o geológico (H_2) como insumo para estimar el potencial de almacenamiento a nivel nacional. Esta información se divulgará mediante su integración en el repositorio de la página web o geoportal institucional de acceso público.
- b. Identificar el potencial de hidrógeno blanco o geológico, mediante estudios geoquímicos, geológicos, radiométricos y geofísicos, con el propósito de determinar el potencial nacional y proveer insumos técnicos para la planificación y promoción de este recurso. Esta información se divulgará mediante su integración en el repositorio de la página web o geo portal institucional de acceso público.
- c. Desarrollar guías metodológicas para la evaluación de la seguridad y el monitoreo geocientífico en áreas con potencial de producción de hidrógeno geológico y de almacenamiento subterráneo de CO_2 y /o hidrógeno de bajas emisiones, incorporando la identificación y gestión de riesgos, las técnicas y protocolos aplicados.

19. Solicitar a la Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil:

- a. Elaborar un análisis técnico de los estándares internacionales y de la infraestructura requerida para el suministro de Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF) en aeropuertos, incluyendo la identificación de brechas, adecuaciones operativas y necesidades de inversión en los cinco principales aeropuertos del país, con el fin de generar insumos para la formulación de la reglamentación que habilite el suministro de SAF en Colombia.

20. Solicitar a la Unidad de Planeación Minero - Energética:

- a. Desarrollar e implementar un sistema de información que permita caracterizar y registrar la demanda de energía asociada a la cadena de valor del hidrógeno verde, azul, blanco y/o de bajas emisiones, estableciendo protocolos de trazabilidad de los insumos energéticos requeridos para su producción y los escenarios de integración en el Balance Energético Nacional (BECO).

ANEXOS

Anexo A. Plan de Acción y Seguimiento (PAS)

Versión para aprobación

Bibliografía

- Aerocivil. (2024). *Hoja de ruta de los combustibles sostenibles de aviación en Colombia*. Aeronáutica Civil, Colombia.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2024). *Informe de recursos y reservas 2023 (consulta 2025)*. Gobierno de Colombia.
- Agora. (2023). *Levelised cost of hydrogen. Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful*. Agora Industry and Umlaut.
- AHK. (2024). *Estudio de mercado de H2V y Power to X en Colombia*. Cámara de Industria y Comercio Colombo-Alemana.
- Ahluwalia, R., Papadias, D., Peng, J.-K., & Roh, H. (2019). *System Level Analysis of Hydrogen Storage Options*. U.S. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program 2019 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting Washington, D.C.
- Alberta Department of Energy and Minerals. (2024). *Quest Carbon and Storage Project. Annual Summary Report - 2023*.
- Alfaro-Valero, C. M.-G.-L.-L.-R.-O.-I.-L. (2020). *Paipa Geothermal System, Boyacá: Review of Exploration Studies and Conceptual Model*. En: *The Geology of Colombia, Vol. 4. Servicio Geológico Colombiano*.
- Ángel-Sanint, E. G.-O. (2023). Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment. Case study: Colombia. *Energy for Sustainable Development*.
- ANH. (2019). *Mapa de Cuencas Sedimentarias*. Obtenido de <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/informacion-geologica-y-geofisica/estudios-integrados-y-modelamientos/mapa-de-cuencas/>
- ANH. (2024). *Atlas de Almacenamiento de CO2 en Colombia*.
- ANLA. (2018). *METODOLOGÍA GENERAL PARA LA ELABORACIÓN Y PRESENTACIÓN DE*. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- ANLA. (2021). *Estandarización y jerarquización de impactos ambientales de proyectos licenciados por ANLA*. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
- Asociación de Energías Renovables de Colombia. (2017). *Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana*. Bogotá, D.C.
- Asociación de hidrógeno de Colombia; XM ; Power & Energy; GIZ. (2024). *ANÁLISIS DE CAPACIDAD DE RED ELÉCTRICA PARA INCORPORAR ELECTROLIZADORES AL SIN*.
- Asociación Hidrógeno Colombia. (Agosto de 2025). *Cuatro años después. Avances y desafíos de la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia*.
- Banco Mundial; Inicio; Cenit. (2024). *Estudio de prefactibilidad de 4 zonas portuarias en Colombia*. Banco Mundial.
- Bard, J., Gerhardt, N., Selzam, P., Beil, M., Wiemer, M., & Buddensiek, M. (2022). *The limitation of hydrogen blending in the European gas grid*. Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology (IEE).
- Barranquilla, M. -A. (2022). Obtenido de <https://barranquilla.gov.co/mi-barranquilla/distrito-firma-alianza-monomeros-produccion-amoniaco-verde>
- Bauer, F. B. (2023). *The Market Ramp-Up of Renewable Hydrogen and its Derivatives - the Role of H2Global*. FAU, eex, OTH, H2Global.
- BMW. (2019). *Making space for innovation. The handbook for regulatory sandboxes*. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy - BMW.

- Carrillo Ramirez, A., Gonzalez Penagos, F., Rodriguez, G., & Moretti, I. . (2023). Natural H2 emissions in Colombian ophiolites: First findings. *Geosciences*. *Geosciences*.
- Centro de energía de la Universidad de Chile. (2024). *Conceptualización de transporte de hidrógeno y amoníaco*. Santiago de Chile.
- Centro Regional de Estudios en Energía. (2023). *Hoja de ruta del gas natural en Colombia*. Grupo de Energía de Bogotá; Transportadora de Gas Internacional y Centro Regional de Estudios de Energía.
- CEPAL, C. E. (2025). La industria del hidrógeno de bajas emisiones para la transición energética: oportunidades y desafíos en América Latina y el Caribe.
- Civil, A. (2024). *Cielos Limpios Hoja de Ruta de los Combustibles Sostenibles de aviación en Colombia*. Bogotá D.C.
- Clean Hydrogen Partnership (EU). (2024). *Making it Happen: Hydrogen Valleys Progress Report*.
- CONPES. (2022). *4075 Política de Transición Energética*. Bogota, D.C.
- COP. (2015). *United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). Adoption of the Paris Agreement*.
- COP, [Conferencia de las Partes]. (2015). *Acuerdo de París, adoptado en la 21ª sesión de la Conferencia de las Partes (COP) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Paris.
- COP29 . (2024). *COP29 Hydrogen Declaration. COP29 Presidency, Baku, Azerbaijan*.
- Council, H. (2022). *Toward a new era of hydrogen energy: Suiso Frontier built by Japan's Kawasaki Heavy Industries*. Obtenido de Hydrogen Council: <https://hydrogencouncil.com/en/toward-a-new-era-of-hydrogen-energy-suiso-frontier-built-by-japans-kawasaki-heavy-industries/>
- Council, Hydrogen. (2022). *Global Hydrogen Flows: Hydrogen Trade as a Key Enabler for Efficient Decarbonization*.
- CQM Consultoría S.A.S. (2024). *Informe final de consultoría. Elaborado en el marco del proyecto H2Col, para el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)*.
- CQM Consultoría SAS. (2022). *Estudio de modelos de negocio para la producción de hidrógeno azul en Colombia*.
- CREG. (1995). *Resolución 67 - Código de distribución de gas combustible por redes*.
- CREG. (1999). *Reglamento único de transporte de gas natural por redes (RUT)*.
- CREG. (2016). *Resolución 240 - Normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano*.
- CREG. (2021). *Resolución 175 - Criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural*.
- CREG. (2025). *Perspectivas regulatorias para la integración del hidrógeno en la matriz energética - Documento de consulta*. Docuemnto CREG- 905 001 / 05.03.2025.
- Crotogino, F., Schneider, G.-S., & Evans, D. J. (2017). Renewable energy storage in geological formations. *Energy Sources and Carbon Sinks Underground (Special Issue)*, Vol. 232, No.1, 100-114.
- DANE. (15 de 06 de 2025). *Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI)*. Obtenido de y sus conflictos: los efectos de Colectora, el corazón de la transición energética que quiere Petro
- Departamento Administrativo de Ciencia. (2018). *Libro Verde 2030 : Política Nacional de Ciencia e Innovación para el Desarrollo Sostenible*.
- Departamento Nacional de Planeación [DNP]. (2023b). *Política Nacional de Reindustrialización. Documento CONPES 4129*. Bogotá D.C., Colombia: Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4129.pdf>.

- Department for Energy Security & Net Zero. (2023). *Hydrogen Transport and Storage Cost Report*.
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) . (2014). *Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck*. . Institut für Technische Thermodynamik.
- DIN, DKE & VDI. (2024). *Wie kann eine Circular Economy den Einsatz von Wasserstofftechnologien material- und ressourceneffizienter gestalten? Impulspapier 03 - 2024*.
- DNP. (2021). *CONPES 4069 POLÍTICA NACIONAL DE CIENCIA, TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN 2022 2031*.
- DNP. (2022). *CONPES 4075 Política de Transición Energética*.
- DNP. (2022a). *Índice Departamental de Innovación para Colombia*. Obtenido de Índice Departamental de Innovación para Colombia:
<https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Desarrollo%20Empresarial/IDIC/IDIC%202022.pdf>
- DNP. (2023). *CONPES 4129 Política Nacional de Reindustrialización*. Bogotá, D.C.
- DNP y el Banco Mundial. (2025). *Hidrógeno Verde en Marcha: Viento, Agua y Puertos para Transformar a Colombia*, Washington DC: World Bank. Banco Mundial.
- DNV GL. (2019). *Hydrogen in the Electricity Value Chain*. Group Technology & Research, Position Paper 2019.
- Dörr, H., Kröger, K., Graf, F., Köppel, W., Burmeister, F., Senner, J., . . . Wessing, W. (2016). *Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz*. . Energie - Wasser Praxis, 11/2016.
- DPN. (2022). *Análisis en perspectiva de las agendas locales de desarrollo*. Departamento Nacional de Planeación <https://dialogosregionales.dnp.gov.co/analisis/Paginas/default.aspx>.
- DPN. (2023). *Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026. Colombia potencia mundial de la vida*. Departamento Nacional de Planeación.
- Duarte Torres, C. A., Gómez Vélez, D., D., C. G., Galeano Drada, L. A., Marulanda González, J. L., Peña Martínez, J. C., . . . Puerta Gonzáles, N. (2022). *Diagnóstico de la conflictividad social en el sector de hidrocarburos y análisis de actores*. Instituto de Estudios Interculturales.
- Ecopetrol. (2022). Obtenido de
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/acuerdo-ecopetrol-toyota>
- ECOPETROL. (10 de 02 de 2023). *Portafolio tecnológico de descarbonización*. Obtenido de
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/ResponsabilidadEtiqueta/Medio%20ambiente/cambio-climatico-et/tecnologia-e-investigacion>
- Ecopetrol. (2024). *Finalizó con éxito prueba de producción de combustible sostenible de aviación (SAF) en la refinería de Cartagena*. Obtenido de
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/finalizo-prueba-combustible-aviacion>
- Ecopetrol. (Noviembre de 2024). *Finalizó con éxito prueba de producción de combustible sostenible de aviación (SAF) en la refinería de Cartagena*. Obtenido de
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/finalizo-prueba-combustible-aviacion>
- Ecopetrol, S. (2025). Obtenido de
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/refineria-de-cartagena-inicio-instalacion-de-electrolizador-para-producir-hidrogeno-verde>
- Ellis, G. S., & Gelman, S. E. (2024). Model predictions of global geologic hydrogen resources. . *Science Advances*.

- Encyclopædia Britannica, I. (2025). *Britannica*. Obtenido de Encyclopædia Britannica: <https://www.britannica.com/>
- Energía, M. d. (s.f.). *Gobierno Nacional confirma hallazgo de hidrógeno natural en el subsuelo colombiano*. Obtenido de Ecosistema de Hidrógeno: <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/gobierno-nacional-confirma-hallazgo-de-hidrogeno-natural-en-el-subsuelo-colombiano/>
- Enevoldsen, P., & Jacobson, M. Z. (2021). Data investigation of installed and output power densities of onshore and offshore wind turbines worldwide. *Energy for Sustainable Development*, 40-51.
- Epelle, E. I., Obande, W., Udourioh, G. A., Afolabi, I. C., Desongu, K. S., Uzezi Orivri, B. G., & Okolie, J. A. (2022). Perspectives and prospects of underground hydrogen storage and natural hydrogen. *Sustainable Energy & Fuels*, Vol. 06, 3324-3343.
- EPM. (2023). *EPM, primeros 5 kilogramos de hidrógeno verde PTAR Aguas Claras*. Obtenido de <https://www.epm.com.co/institucional/linkedin/grupo-epm-en-la-ruta-del-hidrogeno-verde/>
- ESMAP. (2024). *Global Infrastructure Facility, and Hydrogen Council. Scaling Hydrogen Financing for Development*. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD).
- European Hydrogen Observatory. (2023). Cost of hydrogen production. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/cost-hydrogen-production>.
- EWI. (2024). *Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern – Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln .
- Fenoge. (2023). *Proyectos de hidrógeno en Colombia*. Bogotá, D.C., Colombia: Disponible en: https://fenoge.gov.co/documentos-pdf/proyectos/Proyectos_Colombia_Hidrogeno3.pdf.
- FENOGE. (2024). *Estudio para la implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde, a partir de biomasa y PCH*. Bogotá.
- Flayyih, M., Schaffert, J., Burmeister, F., Albus, R., Görner, K., Milin, P., . . . Schweitzer, J. (2020). *Market segmentation of domestic and commercial natural gas appliances, GWI*,. Essen, Deutschland.: GWI, ENGIE, EBI, gas.be, DGC.
- Forum, W. W. (2024). *Movilización de la inversión en energías limpias en Colombia: soluciones para acelerar la financiación*.
- García Mahecha, C. A. (2024). *Otro inversionista desiste de proyectos eólicos en La Guajira, ¿quién es y cuáles las razones?* El Tiempo.
- GIZ. (2023a). *Complemento a la Hoja Ruta del Hidrógeno enfocado en las Tecnologías PtX*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.
- GIZ. (2023b). *Análisis de competitividad para la producción de amoníaco verde en México y Colombia bajo las proyecciones actuales del mercado*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.
- GIZ. (2023b). *Análisis de competitividad para la producción de amoníaco verde en México y Colombia bajo las proyecciones actuales del mercado*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.
- GIZ. (2023c). *Estudio técnico, económico e identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia*. Fichtner, Engineering Consulting. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.
- GIZ. (2023d). *Estudio técnico-económico para la identificación y evaluación de tecnologías PtX en Colombia*. Fichtner, Engineering Consulting. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.

- GIZ. (2024). *Bases para el financiamiento de proyectos de hidrógeno verde y derivados: barreras y estrategias*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit - Fundación Torcuato Di Tella.
- GIZ. (2024). *Estudio de mercado de H2V y Power to X en Colombia - International Hydrogen Ramp-Up Program (H2Uppp)*.
- GIZ. (2025). *Primer taller de impactos ambientales en la cadena de valor del H2 verde y PtX [In-person]*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.
- Global CCS Institute. (2021). *Technology Readiness and Costs of CCS*.
- GLOBAL CCS INSTITUTE. (2024). *GLOBAL STATUS OF CCS 2024 - COLLABORATING*.
- Gobierno de Colombia. (2020). *Actualización de la Contribución Determinada a Nivel*. Enlace, con fecha de consulta 03.2025.
- Gobierno de Colombia. (25 de 09 de 2025). *NDC 3.0 Versión Declarativa*. Obtenido de <https://unfccc.int/sites/default/files/2025-09/NDC%203.0%20Declarativa%20Colombia%20Transformaciones%20para%20la%20Vida%20V.25.09.2025%20Gob.%20Nacional.pdf>
- Gómez, A. (2025). Descifrando el cálculo del LCOH y su uso efectivo - Master Class 1. *4. Congreso Internacional de Hidrógeno.*, (págs. 1-35). Bogotá.
- Gruson, J., Serbutoviez, S., Delprat-Jannaud, F., Akhurst, M., Nielsen, C., Dalhoff, F., . . . Iacobellis, S. (2015). Techno-Economic Assessment of Four CO₂ Storage Sites. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*, Vol.70, No.4, 753-766.
- H2Global. (2023). *H2Global – idea, instrument and intentions*. Policy Brief H2Global Stiftung, Updated 2nd edition.
- H2LAC. (2022). Obtenido de <https://h2lac.org/noticias/hevolucion-el-proyecto-colombiano-de-movilidad-con-hidrogeno-verde/>
- Hartmann, N., Pradelli, V., Márquez, J. S., Gischler, C., Boeck, E. F., & Daza, P. G. (2023). *Guide for the implementation of a hydrogen certification system in Latin America and the Caribbean* /. Inter-American Development Bank, Energy Division. IDB Technical Note ; 2861.
- Herrera, R.J.; Bonilla Madriñán, M. (2009). *Guía de evaluación ambiental estratégica*. CEPAL, Gobierno de España, Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial de Colombia.
- HEVOLUCION. (2022). Obtenido de <https://hidrogenoandino.com/index.html>
- Holst, M. A. (2021). *Cost forecast for low temperature electrolysis - Technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE; Clean Air Task Force.
- Hydrogen Council - McKinsey & Company. (2021). *Hydrogen for Net-Zero A critical cost-competitive energy vector*.
- Hydrogen Council & McKinsey & Company. (2024). *Hydrogen Insights 2024*.
- Hydrogen Europe. (2021). *Hydrogen production and water consumption*.
- Hyfindr. (2026). *Hyfindr*. Obtenido de Compresión de hidrógeno: [https://hyfindr.com/es/page/compresion-de-hidrogeno#:~:text=El%20hidr%C3%B3geno%20tiene%20una%20densidad%20muy%20baja%20\(13%20veces%20menor,bares\)%20antes%20de%20su%20uso.](https://hyfindr.com/es/page/compresion-de-hidrogeno#:~:text=El%20hidr%C3%B3geno%20tiene%20una%20densidad%20muy%20baja%20(13%20veces%20menor,bares)%20antes%20de%20su%20uso.)
- IDEAM. (2022). *Estudio Nacional del Agua - 2022*. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- IDEAM y UPME. (2017). *Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia*.
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities*.
- IEA. (2020). *Energy Technology Perspectives*.
- IEA. (2020). *Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage*.

- IEA. (2021). *Ammonia Technology Roadmap*.
- IEA. (2022). *Global Hydrogen Review 2022*.
- IEA. (2022). *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*. International Energy Agency.
- IEA. (2023). *Global Hydrogen Review*.
- IEA. (2023). *Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity*. International Energy Agency, IEA Publications.
- IEA. (2024). *Energy Technology Perspectives*.
- IEA. (2024). *Global Hydrogen Review 2024*. International Energy Agency Publications.
- IEA. (2024a). *Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database (consulta 2025)*. International Energy Agency.
- IEA. (2025). *An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/an-energy-sector-roadmap-to-net-zero-emissions-in-colombia>
- IEA. (2025). *Global Hydrogen Review*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>
- IEC . (2022). *62282 - Fuel cell technologies*.
- IMO. (2023). *STRATEGY ON REDUCTION OF GHG EMISSIONS FROM SHIPS*.
- Indinger, A. (2023). *Fact Sheet - Hypa: Untertageesspeicher: Speicherung von Wasserstoff unter der Erde*. Österreichische Energieagentur.
- Instituto Nacional de Metrología de Colombia. (2025). *Informe de Gestión INM 2024*.
- Irena. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*.
- IRENA. (2022). *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal*.
- IRENA. (2024). *Shaping sustainable international hydrogen value chains*. Abu Dhabi.: International Renewable Energy Agency.
- Irena. (2024). *Shaping sustainable international hydrogen value chains, International Renewable Energy*. Abu Dhabi.
- IRENA. (2024a). *Renewable power generation costs in 2023*. International Renewable Energy Agency.
- IRENA; Bluerisk. (2023). *Water for hydrogen production*. International Renewable Energy Agency, Bluerisk.
- ISE, F. I. (2024). *POWER-TO-X COLOMBIA Fraunhofer ISE Study carried out within the Colombian-German Dialog on Re-Industrialization via Renewable Hydrogen*.
- ISO 13623:2017 / Amd 1:2024. (2024). *Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems Amendment 1: Complementary requirements for the transportation of fluids containing carbon dioxide or hydrogen*.
- ISO 14687:2025 . (2025). *Hydrogen fuel quality — Product specification*.
- ISO. (2019). *14687 - Hydrogen fuel quality — Product specification*.
- ISO. (2020). *19880 - Gaseous hydrogen — Fuelling stations*.
- ISO/TR 15916:2015. (2015). *Basic considerations for the safety of hydrogen systems*.
- ISO/TS 19870:2023. (2023). *Hydrogen technologies — Methodology for determining the greenhouse gas emissions associated with the production, conditioning and transport of hydrogen to consumption gate*.
- ISPT . (2023). *Safety aspects of Green Hydrogen Production on Industrial Scale*. Institute for Sustainable Process Technology.
- Kert, K., Vebrova, M., & Schade, S. (2022). *Regulatory lerning in experimentation spaces*. Joint Research Centre, JRC.

- Kroonenberg, S. B., & Diederix, H. . (2019). Geology of the Amazonian Craton and its relation to the Guiana Shield.
- Kruck, O., & Crotogino, F. (2013). *Benchmarking of Selected Storage Options (HyUnder)*. KBB Underground Technologies GmbH.
- Leung, D. Y. C., Caramanna, G., & Maroto-Valer, M. M. (2014). An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. . *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Liebreich, M. (2023). *Hydrogen Ladder Version 5.0. Liebreich Associates*.
<https://www.liebreich.com/hydrogen-ladder-version-5-0/> (consulta: 2025).
- Lord, A., Kobos, P., & Borns, D. (2014). Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands. *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 39, No.28, 15570-15582.
- Machhammer, O., Henschel, C., & Füssl, A. (2021). Wasserstofftransport in Erdgaspipelines. *Chem. Ing. Tech.*, 93, No. 4, 717–728.
- MADS. (2021). *Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París*. Bogotá D.C.: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, DNP, Cancillería, AFD, Expertise France, WRI.
- MADS. (2021). *Listado de impactos ambientales específicos*. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- MADS, F. (2024). *Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono y Resiliente al Clima - ECDBC*. Bogotá D.C.
- Małachowska, A., Łukasik, N., Mioduska, J., & Gebicki, J. (2022). Hydrogen Storage in Geological Formations—The Potential of Salt Caverns. *Energies*, Vol. 15, No.14. 1-19.
- Maluenda, B. (2023). *Innovación y desarrollo tecnológico para la cadena de valor del hidrógeno verde en Chile*. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Melaina, M. W., Antonia, O., & Penev, M. (2013). *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*. NREL.
- Melideo, D., Ortiz Cebolla, R., & Weidner, E. (2020). *Life Cycle Assessment of Hydrogen and Fuel Cell Technologies*. JRC - Technical Report.
- Miao Yang, R. H. (2023). A review of hydrogen storage and transport technologies. *Clean Energy*, Vol. 7, No.1, 190-216.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - Ministerio de Comercio, Industria y Turismo. (2018). *Estrategia nacional de economía circular. Cierre de ciclos de materiales, innovación tecnológica, colaboración y nuevos modelos de negocio*. Bogotá D.C.: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.
- Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación. (2024). *Políticas de Investigación e Innovación Orientadas por Misiones (PIOM) - Misión Transición Energética*.
- Ministerio de Educación Nacional. (2025). *Catálogo Nacional de Cualificaciones*. Disponible en: <https://especiales.colombiaaprende.edu.co/mnc/catalogo.html>.
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2020). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia*. Ministerio de Minas y Energía.
- Ministerio de Minas y Energía. (2022). *Diálogo social para definir la hoja de ruta de la transición energética justa en Colombia*. Ministerio de Minas y Energía.
- Ministerio de Minas y Energía. (2022). *Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia*. Ministerio de Minas y Energía.

- Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Ecosistema H2 Colombia*. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/es/ecosistema-hidrogeno-colombia/>
- Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Transición Energética Justa - Sistematización de los diálogos sociales nacionales*. Ministerio de Minas y Energía.
- Ministerio de Minas y Energía. (2024a). *Escenarios nacionales: Transición energética justa - Rutas que nos preparan para el futuro*. Ministerio de Minas y Energía.
- Ministerio de Minas y Energía. (2024a). *Escenarios nacionales: Transición energética justa - Rutas que nos preparan para el futuro*. Ministerio de Minas y Energía.
- Ministerio de Minas y Energía. (2024b). *Potencial energético subnacional y oportunidades de descarbonización en uso de energía final*. Ministerio de Minas y Energía.
- Ministerio de Minas y Energía. (2025). *Ecosistema H2 Colombia*. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/es/ecosistema-hidrogeno-colombia/>
- Ministerio de Minas y Energía. (2025). *Gobierno Nacional confirma hallazgo de hidrógeno natural en el subsuelo colombiano*. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/gobierno-nacional-confirma-hallazgo-de-hidrogeno-natural-en-el-subsuelo-colombiano/>
- Ministerio de Minas y Energía. (11 de Noviembre de 2025). *MinEnergía*. Obtenido de MinEnergía: <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/gobierno-acaba-con-proyectos-de-papel-y-libera-mas-de-cinco-mil-megavatios-de-la-red-para-impulsar-las-energias-limpias-en-colombia/>
- Ministerio de Minas y Energía. (2025). *Servicios de infraestructura de calidad para la economía del hidrógeno verde en Colombia*. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/documents/15505/servicios-ic-hidrogeno-verde-Colombia-2025.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía. (2025). *Transición energética justa. Hoja de ruta*. https://minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja_de_ruta_transicion_energetica_justa_TEJ_2025.pdf.
- Ministerio de Minas y Energía. (2026). *Convocatoria de Hidrógeno de bajas emisiones*. Obtenido de Ministerio de Minas y energía: <https://minenergia.gov.co/es/convocatoria-hidrogeno-bajas-emisiones>
- Ministerio de Minas y Energía. (2026). *Ecosistema H2 Colombia*. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/es/ecosistema-hidrogeno-colombia/>
- Ministerio de Minas y Energía; BID; UK Government. (2021). *Hoja de Ruta del Hidrógeno de Colombia*. Bogotá D.C.
- Monsalve, M. M. (2023). *La mayor consulta previa y sus conflictos: los efectos de Colectora, el corazón de la transición energética que quiere Petro*. El País, España.
- National Fire Protection Association. (2022). *Standard System for the Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response - NFPA 704*. <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/nfpa-704-standard-development/704>.
- National Fire Protection Association, N. (s.f.). *NFPA 704: Standard for the Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response*. Obtenido de NFPA: <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/nfpa-704-standard-development/704>
- Nicita, A., Squadrito, G., & Maggio, G. (2024). Life-cycle cost (LCC) applied to hydrogen technologies: a review. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 46–79.
- NREL. (2022). *Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology*,. National Renewable Energy Laboratory Technical Report.

- NREL. (2023). *Green Hydrogen: A Briefing for Land Managers*. . National Renewable Energy Laboratory.
- NRW. (2022). *Wasserstoffspeicher-Roadmap 2030 für Deutschland*. Nationaler Wasserstoffrat, Stellungnahme, Alemania.
- NRW.Energy4Climate. (2022). *Factsheet: Wasserstoffkavernenspeicher*.
- NWR. (2021). *Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland*. Nationaler Wasserstoffrat, Informations- und Grundlagenpapier, Alemania.
- NWR. (2022). *Wasserstoffspeicher-Roadmap 2030 für Deutschland*. Nationaler Wasserstoffrat, Stellungnahme, Alemania.
- OECD & World Bank. (2024). *Scaling Hydrogen Financing for Development*.
- OECD. (2018). *Low-Carbon Transition in the Cement Industry*.
- OECD. (2021). *OECD Regulatory Policy*.
- OECD. (2025). *Researchers (per 1000 employed), 2021*. Organisation for Economic Co-operation and Development, disponible en:
<https://www.oecd.org/en/data/indicators/researchers.html>.
- OECD; The World Bank. (2024). *Leveraging De-Risking Instruments and International Co-ordination to Catalyse Investment in Clean Hydrogen, Green Finance and Investment*. Paris: OECD Publishing.
- OIES. (2024). *Review of hydrogen leakage along the supply chain: environmental impact, mitigation, and recommendations for sustainable deployment*. Oxford Institute for Energy Studies.
- ONUDI. (2025). *GUIDELINES FOR SUSTAINABLE HYDROGEN, Global Programme Green Hydrogen in Industry*. Vienna.
- Patanwar, Y. K., Kim, H.-M., Deb, D., & Gujjala, Y. K. (2023). Underground storage of hydrogen in lined rock caverns: An overview of key components and hydrogen embrittlement challenges. *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 50, 116-133.
- Patiño, C., Strapoć, D., Torres, O., Mullins, O., Bustos, U., Bermúdez, O., . . . & Morales, H. (2024). First downhole sampling of a natural hydrogen reservoir in Colombia. *Frontiers in Energy Research*.
- Physikalisch-Technische Bundesanstalt. (2024). *Fomento del Subsistema Nacional de la Calidad, SICAL para promover la economía circular (ARTICAL III)*.
https://www.ptb.de/cms/fileadmin/internet/fachabteilungen/abteilung_q/q.3_international_e_zusammenarbeit/projektprofile/PTB_Project_Colombia_95388_SP.pdf.
- PROCEMCO. (2023). *Hoja de Ruta de la Industria del Cemento y Concreto hacia la Carbono Neutralidad en el Concreto Colombia2050*.
- Reis, R. A., Rangel, G. P., & Neto, B. (2024). Social life cycle assessment of green hydrogen production: Evaluating a projected Portuguese industrial production plant. *Renewable Energy*, 1-21.
- RICYT. (2025a). *Investigadores cada 1000 de la PEA (PF), 2013-2022*. Red Iberoamericana de Indicadores de Ciencia y Tecnología, disponible en:
https://app.ricyt.org/ui/v3/comparative.html?indicator=CINVPEA&start_year=2013&end_year=2022.
- RICYT. (2025b). *Investigadores por sector de empleo (EJC), 2013-2022*. Red Iberoamericana de Indicadores de Ciencia y Tecnología, disponible en:
https://app.ricyt.org/ui/v3/comparative.html?indicator=INVESTEJCSEPER&start_year=2013&end_year=2022.

- Riemer, M., & Duscha, V. (2023). Carbon capture in blue hydrogen production is not where it is supposed to be - Evaluating the gap between practical experience and literature estimates. *Applied Energy*, Vol. 349, 1-21.
- Rodríguez Ospina, G., Alfaro Valero, C., & González Idárraga, C. E. . (2019). Geotermia en Colombia. Servicio Geológico Colombiano.
- Saraf, A. (2022). *Techno-economic Pricing model for Carbon Neutral Fuels as Seasonal Energy Storage*. Master Thesis, Department of Energy Technology, KTH.
- SER COLOMBIA, Asociación Energías Renovables. (2026). *Balance Renewable*.
- Signoria, C., & Barlettani, M. (2023). *Environmental, health, safety, and social management of green hydrogen in Latin America and the Caribbean : a scoping study*. Inter-American Development Bank, IDB Technical Note, 2554.
- Steinbach, S. A., & Bunk, N. (2024). The future European hydrogen market: Market design and policy recommendations to support market development and commodity trading. *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol.70, 29-38.
- Strategic Analysis Inc. (2022). *Final Report: Hydrogen Storage System Cost Analysis (2017 – 2021)*.
- Subsistema Nacional de la Calidad. (2025). *Servicios de la Infraestructura de la Calidad para Hidrógeno Verde en Colombia*. Bogotá.
- Swiss Re Institute. (2022). *De-risking the hydrogen economy. Bridging the protection gap*.
- Tarkowski, R. (2019). Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects,. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Band 105, Seiten 86-94, DOI: 10.1016/j.rser.2019.01.051.*, Vol. 105, 86-94.
- Topolski, K., Reznicek, E. P., Erdener, B. C., Marchi, C. W., Ronevich, J. A., Lisa Fring, K. S., . . . Chung, M. (2022). *Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology*. National Renewable Energy Laboratory.
- Transmilenio. (2023). Obtenido de <https://www.transmilenio.gov.co/comunicaciones/noticias-de-transmilenio/comunicados-oficiales/conoce-el-primer-bus-a-hidrogeno-verde-ensamblado-en-el-pais>
- Ueckerdt, F., Philipp C. Verpoort, P., Anantharaman, R., Christian Bauer, C., Beck, F., & Longden, T. a. (2024). On the cost competitiveness of blue and green hydrogen. *Joule*, 104-128.
- UNECE. (2021). *Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources*. United Nations Economic Commission for Europe. (Corrigendum: enlace; consulta 2025).
- UPME. (2023). *Plan Energético Nacional 2022-2052*.
- UPME. (2024). *Actualización Plan Energético Nacional (PEN) 2024 - 2054*. Unidad de Planeación Minero-Energética.
- UPME. (2024a). *Plan Indicativo de Expansión de la Generación-Actualización 2023-2037*. Unidad de Planeación Minero-Energética.
- UPME. (2024b). *Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica. Tomo I: Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional*. Unidad de Planeación Minero-Energética.
- UPME. (2024c). *Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica. Tomo II: Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038*. Unidad de Planeación Minero-Energética.
- UPME, I. I. (2015). *Atlas de potencial hidroenergético de Colombia*.
- UPME; INCOMUSTION. (2014). *Determinación del potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros*.

- https://docs.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INFORME_III_Caracterizacion_energetica_VerPub.pdf.
- USGS. (2024). *Natural Hydrogen Resource Assessment Methodology*. U.S. Geological Survey.
- Warnecke, M., & Röhling, S. (2021). Untertägige Speicherung von Wasserstoff – Status quo,. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, Vol. 172, No. 4, 641-659.
- Weidner, T., Tulus, V., & Guillén-Gosálbez, G. (2023). Environmental sustainability assessment of large-scale hydrogen production using prospective life cycle analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 8310-8327.
- World Bank Group. (2022). *Sufficiency, sustainability, and circularity of critical materials for clean hydrogen*. Climate Smart Mining Facility.
- YPF Química. (2024). *Metanol. Ficha técnica N.º 555800*. YPF S.A.
- Zgonnik, V. (2020). The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review. *Earth-Science Reviews*.
- Zivar, D., Kumar, S., & Foroozesh, J. (2021). Underground hydrogen storage: A comprehensive review. *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 46, No. 45, 23436-23462.