Documento
CONPES

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

BORRADOR

POLÍTICA NACIONAL DE HIDRÓGENO

Departamento Nacional de Planeación
Ministerio de Minas y Energía
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
Ministerio de Transporte
Ministerio del Interior
Ministerio de Comercio, Industria y Turismo
Ministerio de Relaciones Exteriores
Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación
Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural
Ministerio del Trabajo
Ministerio de Educación Nacional

Borrador[1] 1- 07/11/2025

Bogotá, D.C., fecha de aprobación

[1] Esta es una versión borrador del documento que será eventualmente presentado a consideración del CONPES. Su contenido no es definitivo hasta tanto no haya sido aprobado por el CONPES, una vez cursado el debido proceso. Por lo tanto, su contenido no compromete al Gobierno nacional con la implementación de las acciones e inversiones aquí presentadas.

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 Socia

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
Juan Carlos Florián Silva
Ministro de Igualdad y Equidad

Rosa Yolanda Villavicencio Mapy
Ministra de Relaciones Exteriores
Augusto Alfonso Ocampo Camachot
Ministro de Justicia y del Derecho (E)
Martha Viviana Carvajalino Villegas
Ministra de Agricultura y Desarrollo Rural
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

BORRADOR

Natalia Irene Molina Posso
Directora General del Departamento Nacional de Planeación

Nicolás Rincón Munar
Subdirector General de Prospectiva y Desarrollo Nacional (E)
Martha Cecilia García Buitrago
Subdirectora General de Inversiones, Seguimiento y Evaluación

Rubin Ariel Huffington Rodríguez
Subdirector General del Sistema General de Regalías
Rubin Ariel Huffington Rodríguez
Subdirector General de Descentralización y Desarrollo Territorial (E)

Resumen Ejecutivo

Colombia presenta deficientes niveles de desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, lo que limita su capacidad para avanzar en 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 amoniaco (necesario para la producción de fertilizantes); y por el otro, tiene el potencial para canalizar grandes cantidades de energía y utilizarla en sectores que son difíciles de electrificar y descarbonizar, tales como la industria (ej.: cementera, siderúrgica) y el transporte aéreo para la producción de combustibles sostenibles de aviación (SAF) y marítimo a partir del uso de derivados como el amoniaco verde o metanol verde, entre otras aplicaciones.

El país viene construyendo estrategias para el desarrollo de alternativas de diversificación de la matriz energética, descarbonización y reindustrialización a partir del aprovechamiento de recursos energéticos renovables como el solar, eólico, geotérmico, la biomasa y las pequeñas centrales hidráulicas. Bajo este panorama, el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados (amoniaco y metanol verdes) pueden contribuir a la descarbonización y sustituir parcialmente los combustibles fósiles en segmentos de difícil electrificación, como el transporte de carga pesada por carretera, la industria cementera y siderúrgica, la producción de fertilizantes, la fabricación de combustibles sostenibles de aviación (SAF) y el transporte marítimo internacional, entre otros.

En el marco de la Política de Transición Energética (CONPES, CONPES 4075 Política de Transición Energética, 2022), Reindustrialización (CONPES, 4129 Política Nacional de Reindustrialización, 2023) y descarbonización (MADS, 2024) de sectores como transporte e industria, 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.

Asimismo, Colombia cuenta con una hoja de ruta del hidrógeno desarrollada en 2021 (MME, 2021), sin embargo, con los avances mundiales de este energético que ha ganado participación en los procesos de diversificación energética de múltiples países, existe en el ámbito nacional una visión y una identificación de necesidades de actualización y priorización a nivel estratégico que permitan el despliegue coordinado y ordenado para el desarrollo de este energético.

BORRADOR

El hidrógeno de bajas emisiones puede acelarar el despliegue de energías renovables no convencionales (FNCER), impulsar la reindustrialización y descarbonización, y apoyar el cumplimiento de nuestros compromisos internacionales de reducción de emisiones, aprovechando el potencial de energía limpia del país y una gestión responsable de los proyectos, en armonía con las comunidades y la sostenibilidad ambiental.

Por lo anterior, la presente política busca generar las condiciones y capacidades para la creación y el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, con el fin de impulsar y consolidar la descarbonización y la reindustrialización de Colombia a 2030, apoyar a la transición energética justa y aprovechar oportunidades de generación de divisas. Para ello, articula un plan de acción y seguimiento intersectorial que prioriza: (i) la reducción de costos de producción y de capital; (ii) la creación de una masa crítica de demanda; iii) el desarrollo de instrumentos de financiación; iv) el fortalecimiento de la infraestructura necesaria para la competitividad del hidrógeno y sus derivados; y (v) un modelo de gobernanza intersectorial para un despliegue ordenado, en el que participa 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 Hacienda y Crédito Público, entre otros.

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.

BORRADOR

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 11

2. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN 13

2.1. Antecedentes 13

2.1.1. Antecedentes normativos 13

2.1.2. Antecedentes de política pública 18

2.1.3. Hoja de Ruta del Hidrógeno y proyectos piloto 23

2.2 Justificación 25

3. MARCO CONCEPTUAL 29

3.1. Potenciales energéticos y recursos 29

3.2. Hidrógeno de bajas emisiones. 31

3.3. Hidrógeno por electrólisis del agua 32

3.4. Hidrógeno geológico 33

3.5. Hidrógeno a partir de biomasa 35

3.6. Hidrógeno de recursos fósiles con captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) 36

3.7. Derivados del hidrógeno 37

3.7.1. Amoniaco 38

3.7.2. Metanol 39

3.7.3. Combustibles sostenibles de aviación (SAF) y combustibles sintéticos 40

3.8. Etapa de producción en la cadena de valor del hidrógeno 41

3.9. Intensidad de emisiones en la producción del hidrógeno 42

3.10. Etapa intermedia de almacenamiento y transporte 44

3.10.1. Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno 44

3.10.2. Tecnologías para el transporte de hidrógeno 46

3.11. Etapa de consumo final 47

3.12. Costos nivelados del hidrógeno de bajas emisiones 49

4. DIAGNÓSTICO 51

4.1. Escasa inversión en proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados 54

4.1.1. No se dispone en el país de esquemas intersectoriales de soporte articulados para la identificación de ubicaciones óptimas de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados 56

BORRADOR

4.1.2. Altos costos de producción del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados 58

4.1.3. Brecha de costos y acceso a financiamiento entre el hidrógeno gris producido a partir de combustibles fósiles y el hidrógeno de bajas emisiones 62

4.2. Demanda nacional no desarrollada para usos finales de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados 63

4.2.1. Insuficientes análisis costo/beneficio detallados e integrales a nivel nacional para el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados que contribuyan a la creación de su demanda de Hidrogeno en el país 66

4.2.2. No se ha establecido un plan regional y sectorial para la sustitución gradual del consumo de los combustibles fósiles. 67

4.2.3. No se cuenta con una masa crítica para la demanda de hidrógeno de bajas emisiones en Colombia. 68

4.3. Insuficiente desarrollo de la infraestructura transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados 69

4.3.1. El país carece de una estrategia de planeación integral a largo plazo para desarrollar la infraestructura necesaria de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados 70

4.3.2. Colombia no dispone de soluciones de almacenamiento y transporte para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados ni para el CO_2..... 73

4.3.3. No se han definido criterios para la regulación y operación del sistema de transporte y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados 77

4.4. Baja cohesión y sincronía del marco regulatorio, normativo y de gobernanza, con limitada incorporación de enfoque socioambiental en los proyectos de la cadena de hidrógeno de bajas emisiones y derivados .. 78

4.4.1. Insuficiente gobernanza para el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país. 79

4.4.2. Deficiencias en incorporación y articulación del enfoque social y mecanismos de participación en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados..... 80

4.4.3. Escasa articulación e integración del enfoque ambiental para el desarrollo de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. 81

BORRADOR

4.4.4. No se ha desarrollado o adoptado la normatividad técnica y de seguridad en el manejo del hidrógeno y sus derivados en el país. 86
4.5. Déficit de capacidades para el desarrollo industrial y de formación de capital humano regionales para el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados 88
4.5.1. Déficit de capacidades industriales regionales para la producción y ensamblaje de equipos y maquinaria y de formación de talento humano para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados 89
4.5.2. Baja incorporación de la I+D+i, en el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país 91
4.5.3. Escasa implementación de las areneras regulatorias para el desarrollo regulatorio experimental mediante la implementación de proyectos piloto en ambientes reales de aplicación 92
5. DEFINICIÓN DE LA POLÍTICA 95
5.1. Objetivo general 95
5.2. Objetivos específicos 95
5.3. Plan de acción 95
5.3.1. Incentivar la inversión en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país. 97
5.3.2. Creación y aceleración de la demanda nacional de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados 101
5.3.3. Estrategia para acelerar desarrollo de infraestructura para hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados 105
5.3.4. Cohesión, sincronización y evolución del marco regulatorio, normativo y de gobernanza, con incorporación de enfoque socioambiental asociado al mercado del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados 106
5.3.5. Creación de capacidades para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados 112
5.4. Seguimiento 113
5.5. Financiamiento 114
6. RECOMENDACIONES 116
ANEXOS 126
Anexo A. Plan de Acción y Seguimiento (PAS) 126
BIBLIOGRAFÍA 127

BORRADOR

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Instrumentos de política pública de referencia para la formulación de la política nacional de hidrógeno de bajas emisiones..... 22
Tabla 2. Usos tradicionales y emergentes del amoníaco..... 38
Tabla 3. Usos tradicionales y emergentes del metanol. 39
Tabla 4. Comparación de la intensidad de emisiones para diferentes rutas de producción del hidrógeno. 43
Tabla 5. Resumen de las metas de la hoja de ruta del hidrógeno de Colombia y potencial de los principales recursos energéticos del país. 53
Tabla 6. Clasificación de los proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia según las etapas de desarrollo..... 56
Tabla 7. Factores de capacidad de planta, costos totales de instalación y costos nivelados de energía en 2023 para la electricidad renovable 60
Tabla 8. Identificación de nodos para la producción de hidrógeno de bajas emisiones por electrólisis y sus derivados en Colombia 61
Tabla 9. Estimación del consumo de amoniaco y del hidrógeno asociado a su producción (en 2021) 65
Tabla 10. Clasificación de los usos finales de los productos del banco de proyectos en desarrollo para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia65
Tabla 11. Comparación de tecnologías para el almacenamiento subterráneo de hidrógeno a gran escala[a] 74
Tabla 12. Clasificación de las principales categorías de conflictividad social asociadas al desarrollo histórico de proyectos a gran escala en el sector energético 78
Tabla 13. 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. 84
Tabla 14. Estructura del plan de acción en función de las agrupaciones de problemas del diagnóstico y los objetivos específicos..... 96
Tabla 15. Cronograma de seguimiento 114
Tabla 16. Costos desagregados por objetivo 115

BORRADOR

SIGLAS Y ABREVIACIONES

A	Año, anualmente
ACTI	Actividades de Ciencia, Tecnología e Innovación
ALC	América Latina y el Caribe
CAPEX	Gastos de capital
CO_{2e}	Dióxido de carbono equivalente
CCS	Captura y almacenamiento de carbono (por sus siglas en inglés)
CCUS	Captura, uso y almacenamiento de carbono (por sus siglas en inglés)
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social
COP	Conferencia de las Partes
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
EOR	Recuperación mejorada de petróleo (por sus siglas en inglés)
FID	Decisión Final de Inversión (por sus siglas em inglés)
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
GEI	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas licuado de petróleo
H_2	Hidrógeno
I+D	Investigación y desarrollo tecnológico
IEA	Agencia Internacional de Energía (por sus siglas en inglés)
Kt	Miles de toneladas
LCA	Análisis de ciclo de vida (por sus siglas en inglés)
LCOE	Costos nivelados de energía (electricidad) (por sus siglas en inglés)
LCOH	Costos nivelados de hidrógeno (por sus siglas en inglés)
LCOS	Costos nivelados de almacenamiento (por sus siglas en inglés)
MME	Ministerio de Minas y Energía
Mt	Millones de toneladas
MRL	Nivel de preparación para la manufactura (por sus siglas en inglés)
NBI	Necesidades Básicas Insatisfechas
NDC	Contribución determinada a nivel nacional
NEC	Estrategia Nacional de Economía Circular
PAS	Plan de acción y seguimiento
PEN	Plan Energético Nacional
PIB	Producto Interno Bruto
PND	Plan Nacional de Desarrollo
ODS	Objetivos del Desarrollo Sostenible
SAF	Combustibles sostenibles de aviación (por sus siglas en inglés)

BORRADOR

SIN	Sistema Interconectado Nacional
T	Tonelada
TEJ	Transición Energética Justa
TRL	Nivel de Madurez Tecnológica
UE	Unión Europea
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
ZNI	Zonas No Interconectadas

BORRADOR

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, 2015). Esto ha motivado los procesos de transición energética, que también exige la transformación de la economía, con retos especiales en países dependientes de la explotación de fósiles En este orden de ideas, el hidrógeno de bajas emisiones ofrece alternativas para sustituir los combustibles fósiles y para descarbonizar varios sectores industriales, porque su uso no emite dióxido de carbono y puede producirse mediante electrólisis utilizando fuentes de energía renovables de energía y sistemas de captura y almacenamiento de carbono.

De esta forma, Colombia tiene un limitado desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados para contribuir a sus procesos de descarbonización y reindustrialización. Al mismo tiempo, las características de baja densidad, permeabilidad e inflamabilidad del hidrógeno, y la ausencia de su uso como combustible a gran escala representan retos técnicos para el despliegue competitivo y seguro de su cadena de valor. Adicionalmente, aún no se ha determinado la factibilidad y las condiciones de uso de la infraestructura existente en otros sectores energéticos para producir, transportar, almacenar y distribuir el hidrógeno y sus derivados.

Colombia ha asumido el compromiso de alcanzar la neutralidad climática en 2050 y, en paralelo, enfrenta el desafío de transformar su economía aún dependiente de la exracción de recursos fósiles, reduciendo su consumo interno y sustituyendo/diversificando los ingresos producidos por sus exportaciones. Por ello, el rol del hidrógeno se articula con los procesos adelantados en el país para fomentar la transición energética y para la reindustrialización. En 2021, la hoja de ruta del hidrógeno de Colombia estableció metas para la producción de hidrógeno de bajas emisiones de 120 mil toneladas (kt) en 2030, 790 kt en 2040 y 1.850 kt en 2050, frente a un consumo actual de 176 kt de hidrógeno de origen fósil que se busca reemplazar por hidrógeno de bajas emisiones.

Esta hoja de ruta se articula con la presente política y permite que las entidades del orden nacional trabajen de forma coordinada, mediante acciones específicas y priorizadas, sujetas a seguimiento y divulgación, para alcanzar las metas trazadas en la hoja de ruta y materializar el desarrollo ordenado de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados. 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. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA), el potencial podría ser aún mayor, dependiendo de

BORRADOR

la demanda global requerida para lograr los objetivos del escenario de emisiones netas cero (NZE) para ese año (IEA, 2024).

El objetivo de la Política Nacional de Hidrógeno de Bajas Emisiones es fortalecer las capacidades técnicas, institucionales, productivas, tecnológicas y de demanda para desarrollar y **expandir la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, con el fin de impulsar y consolidar la descarbonización y la reindustrialización de Colombia.** Para lograrlo, se articularán oferta y demanda mediante acciones en costos, tecnología, infraestructura, cadena de suministro y logística, así como en las dimensiones social, ambiental, regulatoria y de política pública.

Los planes de inversión vigentes se concentran en la producción de hidrógeno y prestan menor atención a otros eslabones de la cadena de valor —transporte, almacenamiento, distribución y comercialización según los usos finales. Para habilitar una adopción segura y a gran escala, se requiere gestionar los factores de riesgo mediante la articulación entre entidades de gobierno, reguladores, productores y consumidores, y fortalecer la aceptación social y del mercado. También es necesario producir información mediante proyectos piloto en ambientes reales de aplicación para una escalabilidad exitosa.

Este documento se compone de cinco secciones, además de esta introducción. La sección 2 presenta los antecedentes y la justificación de la política del hidrógeno de bajas emisiones. La sección 3 desarrolla el marco conceptual, que aborda el rol del hidrógeno como uno de los pilares de la transición energética y la transformación productiva, eintroduce la teoría del cambio necesaria para su implementación. 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 articula el diagnóstico con la definición de la política, e incluye el plan de acción y los mecanismos de seguimiento y evaluación, conformado por 5 bloques de política y 16 líneas de acción para abordar la solución a los problemas identificados. Finalmente, la sección 6 presenta las recomendaciones al CONPES.

BORRADOR

2. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

En esta sección se presentan los antecedentes y la justificación para la formulación de la política nacional de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, como un componente de articulación y habilitador dentro de los procesos de transición energética justa, descarbonización y de reindustrialización en el país.

2.1. Antecedentes

2.1.1. Antecedentes normativos

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 hidrógeno (producción, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización), promoviendo así su uso para la descarbonización de la economía en sectores y segmentos específicos de difícil electrificación. .

La primera mención al hidrógeno en la legislación colombiana se realizó a través de la Ley 939 de 2004[2] . En esta norame 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.

Adicionalmente, se estableció un marco legal e instrumentos para promover el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía (FNCE), principalmente aquellas de carácter renovable, con la Ley 1715 de 2014[3]**, se estableció el marco para promover el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía (FNCE), principalmente aquellas de carácter renovable, declarándolas de utilidad pública e interés social.** En el contexto de la política energética nacional, esta ley estableció los cuatro incentivos que hoy son

2 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

3 Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al SistemaEnergético Nacional. Se puede consultar la ley a través del siguiente enlace: https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353

BORRADOR

la base para la investigación, desarrollo e inversión en tecnologías limpias para la producción de energía: 1) deducción de renta (50% de la inversión); 2) exclusión del impuesto a las ventas (IVA); 3) exención arancelaria para la importación de maquinaria, equipos y materiales sin producción nacional; y 4) depreciación acelerada (hasta 33,33% anual). Adicionalmente, la ley creó el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) para promover y financiar las FNCE (priorizando las renovables).

En línea con los objetivos ambientales y de descarbonización del país, la Ley 1964 de 2019[4] 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: 1) impuesto vehicular máximo de 1% del valor comercial; 2) exención de las restricciones vehiculares de origen ambiental (ej. pico y placa, día sin carro) y; 3) cuotas mínimas de VE para los prestadores del servicio público de transporte y sistemas de transporte masivo. Al fomentar la demanda de VE, esta ley impulsó la creación de un mercado donde la tecnología de hidrógeno tiene gran potencial para el sector transporte.

Posteriormente, con la Ley 2099 de 2021[5] marcó un hito central 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 Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), como la biomasa, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, eólica, calor geotérmico, solar y mareomotriz, entre otros; este se considera FNCER. Por otra parte, el hidrógeno azul es el producido a partir de combustibles fósiles, principalmente metano (CH_4[6]), 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.

BORRADOR

[4] Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones. Se puede consultar la ley a través del siguiente enlace:

https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=30036636

[5] 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

[6] CCUS Por sus siglas en ingles.

Ese mismo año, a través de la Ley 2169 de 2021[7] (de acción climática) 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.

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 través del Decreto 895 de 2022[8] se reglamentaron las disposiciones de las Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021, garantizando su aplicabilidad al hidrógeno (deducción de renta, exclusión de IVA, exención arancelaria y depreciación acelerada). Asimismo, se estableció que, para acceder a dichos beneficios, los proyectos de FNCE y FNCER (incluidos los de hidrógeno) deben ser evaluados y certificados por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). En Reglamentación de la Ley 2099 de 2021 mediante el Decreto 1476 de 2022[9] se establecieron las condiciones de mercado, permitiendo la producción de hidrógeno verde conectado a la red (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 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

BORRADOR

7 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.

8 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 renumeran 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. Se puede consultar el decreto a través del siguiente enlace:

https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=187366

9 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. Se puede consultar el decreto a través del siguiente enlace:

https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=191408

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.

En el ámbito de tierras y licenciamiento, el Decreto 1537 de 2022[10] 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 2022[11] 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. A nivel ambiental, el Decreto 1076 de 2015[12] sigue siendo la norma rectora, definiendo competencias de licenciamiento ante la ANLA para proyectos integrados de gran escala y exigiendo concesiones de agua y permisos de vertimientos, insumos críticos para la electrólisis.

En 2023, el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026 "*Colombia, potencia mundial de la vida*", estableció el impulso 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 2023[13], también actualizó la definición de hidrógeno verde, considerándolo como aquel producido tanto con energía autogenerada de FNCER, como con energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN), siempre que la energía autogenerada sea igual o superior a la tomada del SIN. Adicionalmente, 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.

Considerando la nueva definición de hidrógeno blanco, se establecieron lineamientos para la implementación de proyectos de evaluación, exploración y

BORRADOR

10 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.
11 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. La resolución se puede consultar en el siguiente enlace:
12 Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible.
13 Por el cual se expide el plan nacional de desarrollo 2022- 2026 "Colombia, potencia mundial de la vida".

explotación de esta nueva forma de producción. El Decreto 2235 de 2023[14] 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.

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 2024[15] 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 (ECOH2) con el fin de registrar y gestionar proyectos, y establece lineamientos para la certificación del hidrógeno.

Por último, el avance regulatorio más reciente corresponde a la expedición de la Resolución UPME 135 de 2025[16], a través de la cual 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.

BORRADOR

[14] 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.

[15] 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.

16 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.

2.1.2. Antecedentes de política pública

Como complemento al marco regulatorio, 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 instrumentos descritos a continuación incluyen planes estratégicos sectoriales y tecnológicos —como las hojas de ruta— y documentos de política pública aprobados por el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), los cuales abordan aspectos de la transición energética y el hidrógeno.

El sector ambiental ha avanzado en regulaciones que fomentan el cumplimiento de los objetivos climáticos. La Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC 3.0, 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 MtCO2eq para 2035, alineando la senda para alcanzar la carbono neutralidad en 2050. En este marco destacan la Ley de Acción Climática (Ley 2169, 2021), el documento CONPES 4088 "*Declaración de importancia estratégica de proyectos de inversión para la implementación de acciones que conduzcan al desarrollo bajo en carbono y resiliente al clima en Colombia*" y la estrategia climática de largo plazo E2050, las cuales ofrecen soporte para el cumplimiento de las metas[17].

El sector energético ha avanzado en procesos de planeación y regulatorios para la implementación de la transición energética. Colombia estableció en 2021 la hoja de ruta de la transición energética del Ministerio de Minas y Energía, la cual incorpora las metas de producción de hidrógeno de bajas emisiones de 120 kt en 2030, 790 kt en 2040 y 1.850 kt en 2050 (Ministerio de Minas y Energía, 2024a). La ley para promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía renovable (Ley 1715, 2014), la ley para establecer disposiciones para la transición energética (Ley 2099, 2021) y el documento CONPES 4075 "*Política Nacional de Transición Energética*[18]", brindan respaldo para el cumplimiento de las metas establecidas para el hidrógeno de bajas emisiones.

El Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación ha buscado alinear sus objetivos para fomentar el desarrollo sostenible y la innovación transformativa,

[17] Disponible en: https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4088.pdf

[18] Disponible en: https://sisconpes.dnp.gov.co/SisCONPESWeb//AccesoPublico/Documento/?id=NDA3NSQyOS8wMy8yMDIyJFBvbMOtdGljYSBkZSBUcmFuc2ljacOzbiBFbmVyZ8OpdGljYSRodHRwczovL2NvbGFib3JhY2lvbi5kbnAuZ292LmNvL0NEVC9Db25wZXMvRWNvbsOzbWljb3MvNDA3NS5wZGYkJGh0dHBzOi8vY29sYWJvcmFjaW9uLmRucC5nb3YuY28vQ0RUL0NvbnBlcy9FY29uw7NtaWNvcy9BbmV4byBBLiBQQVMgNDA3NS54bHN4

BORRADOR

incorporando la visión de la generación de valor en las cadenas productivas de la industria nacional asociada a la transición energética. En 2024, se publicó el documento de política pública de la misión de investigación e innovación para la transición energética, que incluye al hidrógeno de bajas emisiones como una de las líneas de innovación priorizadas(Minciencias,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 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 2022, el Documento CONPES 4075[19] (*Política de Transición Energética)* identificó el potencial del hidrógeno de bajas emisiones para descarbonizar sectores de difícil electrificación, y orientó proyectos piloto y usos en transporte. El documento señaló desafíos para el desarrollo del mercado —tales como la falta de lineamientos regulatorios y limitaciones técnicas para la adopción a gran escala— y definió estrategias intersectoriales para su integración en el sector minero-energético, el impulso al transporte sostenible y la promoción de la innovación tecnológica. Asimismo, destacó al hidrógeno como oportunidad económica y social para reducir la dependencia de combustibles fósiles, generar empleo y acelerar la transición energética.**En 2023, el Documento CONPES 4118[20] (*Política Nacional Portuaria, Modernización y Sostenibilidad de la Actividad Portuaria y su Articulación con el Territorio)* 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 evaluar la viabilidad del desarrollo de producción, almacenamiento, suministro y/o exportación de

[19] Disponible en: https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4075.pdf

[20] Disponible en: https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4118.pdf

BORRADOR

combustibles de cero emisiones en el Caribe colombiano, considerando el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados como potencial energético.

Adicionalmente, en 2023, el Documento CONPES 4129[21] (*Política Nacional de Reindustrialización)* 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, se 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.

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[22] (*Concepto favorable a la nación para otorgar una garantía a 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 energética* de 2024), tiene como objetivo fortalecer la línea de crédito sostenible para costear proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), líneas de transmisión, hidrógeno verde, almacenamiento de energía, infraestructura de medición avanzada y electromovilidad, en beneficio del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las zonas no interconectadas (ZNI).

Sumado a lo anterior, la NDC 3.0 en su versión declarativa estructura la movilización de recursos a través del Portafolio para la Transición Socioecológica y Energética Justa (Plataforma País). 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.

Por otra parte, 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 combustibles sostenibles de aviación (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

[21] Disponible en: https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4129.pdf

[22] Disponible en: https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4137.pdf

BORRADOR

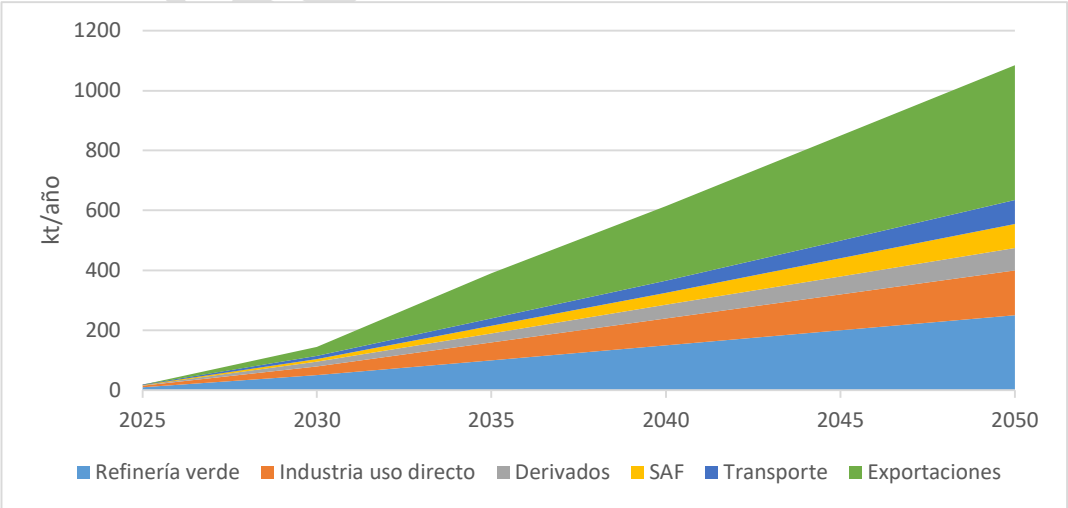
investigación, la capacidad técnica y el talento humano especializado. Entre sus metas más destacadas figura producir 100 millones de galones de SAF para 2035 y escalar hasta 450 millones de galones hacia 2050 Para ello, la hoja de ruta articula distintos ejes de acción: regulación jurídica y normativa, fortalecimiento de la cadena de suministro, impulso industrial y tecnológico, incentivos e inversiones, y coordinación multisectorial.

Finalmente, la *Hoja de Ruta de Transición Energética Justa* perfila al hidrógeno como un vector clave con aplicaciones en la producción de fertilizantes, amoniaco, metanol, acero y combustibles sintéticos. El Ministerio de Minas y Energía proyecta que, para 2030, el 50 % del hidrógeno utilizado en refinerías sea verde, y que en 2050 alcance el 100 %, contribuyendo a la reducción de emisiones de GEI.

Entre 2030 y 2040, el consumo de hidrógeno verde en fertilizantes, combustibles sintéticos y combustible sostenible de aviación (SAF) crecerá de 63 kt a 173 kt; en vehículos de carga, el consumo alcanzará 10 kt en 2040. Para 2050, la demanda proyectada es de 39 kt en transporte terrestre y 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 capacidad de generación eléctrica por 19 GW y un consumo de agua de 19,8 Mm^3 en 2050 (Ministerio de Minas y Energía, 2024a). La figura 1 presenta la proyección de demanda de hidrógeno verde realizada en el escenario de transición energética justa, tanto de la demanda nacional como de la demanda de exportación.

BORRADOR

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



Fuente : (Ministerio de Minas y Enérgia, 2024a).

En la Tabla 1. Instrumentos de política pública de referencia para la formulación de la política nacional de hidrógeno de bajas emisiones. se presenta una síntesis de los principales instrumentos de política pública de referencia para la formulación de la política nacional de hidrógeno de bajas emisiones.

Tabla 1. Instrumentos de política pública de referencia para la formulación de la política nacional de hidrógeno de bajas emisiones.

Sector	Instrumento	Referencia
Energético	Estimulación de la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diésel	Ley 939, 2004
	Integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional	Ley 1715, 2014
	Promoción del uso de vehículos eléctricos en Colombia	Ley 1964, 2019
	Ley para la transición energética	Ley 2099, 2021
	Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia	2021
	Política Nacional de Transición Energética	CONPES 4075, 2022
	Hoja de ruta para la energía eólica costa afuera	2022
	Hoja de ruta para la transición energética justa	Ministerio de Minas y Energía, 2024
	Hoja de ruta de los combustibles sostenibles de viación en Colombia	(Aerocivil, 2024)
Productivo	Política para impulsar la competitividad agropecuaria	CONPES 4098, 2022
	Política nacional de reindustrialización	CONPES 4129, 2023
I+D	Política Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación 2022-2031	CONPES 4069, 2021
	Misión de Investigación e Innovación de la Transición Energética	Minciencias, 2023
Ambiental	Acuerdo de París	Acuerdo de París, 2018
	Contribución Determinada a Nivel Nacional	NDC 3.0, 2025
	Ley 2169 de Acción Climática	Ley 2169, 2021
	Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir el Acuerdo de París	Gobierno de Colombia, 2021
	Declaración de importancia estratégica de proyectos de inversión para la implementación de acciones que conduzcan al desarrollo bajo en carbono y resiliente al clima en Colombia	CONPES 4088, 2022

BORRADOR

2.1.3. Hoja de Ruta del Hidrógeno y proyectos piloto

El desarrollo de la economía del hidrógeno avanza conforme a los objetivos propuestos en la *Hoja de Ruta del Hidrógeno* (*2021*).Sin embargo, persisten retos clave, en particular articulación gubernamental para desarrollar todo su potencial. En el marco de la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa (2024), el Ministerio de Minas y Energía evaluó los cuatro ejes habilitadores **(**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. Se han implementado leyes y decretos que reglamentan incentivos, normas técnicas y directrices para su producción y uso. Sin embargo, aún se requieren acciones para la simplificación de trámites administrativos, lo que podría facilitar una mayor implementación del hidrógeno en distintos sectores. A la fecha, se cuenta con definiciones jurídicas claras, normas técnicas colombianas desarrolladas por ICONTEC y el Ministerio de Minas y Energía está reglamentando la calidad y la certificación de origen.

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. Como se mencionó en los antecedentes, también se han establecido incentivos y mecanismos de mercado a través de leyes y decretos. 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; Hinicio; Cenit, 2024); ha desarrollado proyectos piloto en el sector productivo y ha iniciado su integración en combustibles sostenibles de aviación (SAF, por sus siglas en ingles).

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 captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), la viabilidad del almacenamiento geológico y la disponibilidad de recursos hídricos

BORRADOR

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.

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 (Energía, Ecosistema H2 Colombia, 2024); y ha impulsado el uso de hidrógeno en la producción de fertilizantes y amoníaco verde (Ej. proyecto de OPEX HEVOLUCIÓN ubicado en Sabaneta Antioquia).

Finalmente, el hidrógeno de bajas emisiones ha avanzado en el país con proyectos piloto en sectores industria, transporte y se espera el despliegue de proyectos productivos a gran escala. Actualmente, se registran 49 proyectos de hidrógeno de bajas emisiones, con 13 pilotos que han impulsado los sectores industrial y transporte, permitiendo el escalamiento a 36 proyectos productivos. La capacidad proyectada alcanza 21 GWe, con una inversión estimada de US$ 45 mil millones. En transporte destacan el bus del SITP con celda de combustible en Bogotá (Transmilenio, 2023), el proyecto de movilidad entre Ecopetrol y Toyota (Ecopetrol S.A., 2022a) y el proyecto de movilidad en Medellín entre Opex y Hyundai (H2LAC, 2022), además de acciones en conversión/operación dual de vehículos con hidrógeno. En industria, Ecopetrol lidera con una planta de 5 MW de electrólisis en Cartagena (Ecopetrol S.A., 2022b); se reportan proyectos para plásticos (ANDI, 2023), fertilizantes verdes en prefactibilidad por Monómeros (2022) y amoniaco de bajas emisiones por Hevolución con capacidad de electrólisis de 2,3 MW (FENOGE, 2023), así como la producción de hidrógeno de bajas emisiones en la PTAR Aguas Claras por EPM (EPM, 2024). Desde una perspectiva regional, la mayor cantidad de iniciativas se concentran en la región Caribe (26), seguido de la región Andina (12), Pacífica (2) y proyectos que no especifican (9).

BORRADOR

2.2 Justificación

El hidrógeno se ha consolidado como un vector energético clave en la transición hacia una economía baja en carbono. Su versatilidad le permite actuar como un medio eficiente para almacenar y transportar energía proveniente de fuentes renovables, lo cual facilita el equilibrio entre la oferta y la demanda en los sistemas energéticos. Además, su integración con tecnologías como la electrólisis permite aprovechar excedentes de energía renovable que, de otro modo, se desperdiciarían. Esto contribuye a la estabilidad de la red eléctrica y a la maximización del uso de recursos renovables. Sin embargo, en Colombia persisten desafíos en el desarrollo de infraestructura para la producción, transporte, almacenamiento y comercialización del hidrógeno, lo que ha limitado su integración en las cadenas de valor energéticas de bajas emisiones.

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) son indispensables para la transformación de la industria hacia procesos climáticamente neutros (ISE, 2024).

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. 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. En este sentido, el desarrollo de infraestructuras portuarias con vocación de producción y exportación de hidrógeno de bajas emisiones es crucial para que Colombia aproveche su potencial en este mercado emergente. 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. Para capitalizar el vasto potencial de electricidad verde e hidrógeno en el norte de Colombia y descarbonizar la economía en general, se recomienda establecer una columna vertebral de hidrógeno en el país a lo largo de las rutas de gasoductos existentes. Esto conectaría polos productivos, como La Guajira, con centros de demanda. También optimizaría el uso de la infraestructura existente, como la red eléctrica, los gasoductos de gas natural, las refinerías y los puertos, al tiempo que aprovecharía las fuentes regionales de carbono y la energía hidroeléctrica para aplicaciones PtX a gran escala. El hidrógeno asequible del

BORRADOR

norte ayudaría a descarbonizar las industrias locales dependiente de combustibles fósiles y también podría representar una oportunidad para la exportación (ISE, 2024).

El respaldo gubernamental y la estructuración de marcos regulatorios han comenzado a consolidar un entorno favorable para el desarrollo del hidrógeno en el país. 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 (MME, 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. El país se ha propuesto cumplir el objetivo de alcanzar cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI) para 2050, con una meta intermedia de reducción de las emisiones de estos gases en un 51% antes de 2030. Para lograrlo, se necesitarán importantes inversiones en capacidad e infraestructuras de energías renovables (ER). Las inversiones en energías limpias también serán importantes para garantizar la seguridad energética y abrir nuevas oportunidades de crecimiento económico y empleo verde para el país y las comunidades locales. Para alcanzar los objetivos de capacidad instalada fijados por el Plan Energético Nacional a 2052 —9,3-38,6GW de energía eólica; 14,5-30,9GW de energía solar; 16GW de hidrógeno, además de más de 32.000 km de infraestructura de transmisión y distribución—, Colombia deberá movilizar inversiones por hasta US$ 122.000 millones (Forum, 2024).

La producción de hidrógeno de bajas emisiones y derivados puede impulsar el crecimiento económico y la creación de empleo, especialmente en regiones con abundantes recursos renovables. 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. También es probable que estos países apoyen las inversiones necesarias en infraestructura, lo cual mejoraría aún más la posición de Colombia en el mercado energético mundial y se alinearía con el enfoque de su Plan Nacional de Desarrollo en el crecimiento sostenible y la seguridad energética (ISE, 2024).

En conjunto, estos factores hacen del hidrógeno un pilar clave para la transición energética y la reindustrialización del país, pues permiten su inserción en cadenas de valor globales y la consolidación de una economía más sostenible y competitiva.

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

BORRADOR

aspectos clave. 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 mencionados en la sección de antecedentes han permitido orientar las políticas ambientales y energéticas del país. Sin embargo, persisten desafíos en su articulación, tanto entre ellos como con el proceso de transformación de la economía. Es necesario establecer criterios, procedimientos, una identificación adecuada de los actores sociales y marcos de tiempo definidos para llevar a cabo los procesos y trámites de carácter social y ambiental. En el sector productivo, aunque los instrumentos desarrollados han sido favorables, no asumen de forma estructural y focalizada la transformación económica en los sectores priorizados para la reindustrialización. 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 han 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 (CONPES, 4129 Política Nacional de Reindustrialización, 2023), incorporando las fuentes renovables de energía como un insumo básico en la creación de valor en las cadenas productivas.

El despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados es un elemento central para la acción climática en Colombia. La cadena de valor ofrece articulación entre los componentes y criterios ambientales, energéticos y productivos del desarrollo sostenible. El uso del hidrógeno no ocasiona emisiones directas de CO_2, lo que contribuye a alcanzar las metas NDC del país (Gobierno de Colombia, 2020) (Gobierno de Colombia, 2025)y brinda soporte en la implementación de la estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 (MADS, 2021). Además, el hidrógeno se puede producir a partir de electricidad de origen renovable. Las vulnerabilidades asociadas al cambio climático deben evaluarse integralmente con los impactos de la transición energética y la transformación productiva. Son relevantes también el mejoramiento de la eficiencia energética global del país; el aumento de la resiliencia y la sostenibilidad del sistema energético, así como su contribución para

BORRADOR

garantizar las condiciones de seguridad y soberanía energéticas. Estos insumos posibilitan la implementación de una transición energética económicamente competitiva y equilibrada. Se requiere realizar análisis integrales para evaluar continuamente la estabilidad del sistema energético, donde se interrelacionen la economía nacional y su competitividad con los impactos derivados del cambio climático, del cumplimiento de los objetivos climáticos, del proceso de transición energética y del proceso de reindustrialización del país. El objetivo es brindar soporte técnico y científico en el direccionamiento de las políticas públicas y la toma de decisiones.

Aun así, 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. 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.

Por otra parte, la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados fomenta la inversión, el crecimiento económico y la creación de valor, como parte de la transformación del país. Colombia mantiene una alta dependencia del sector minero-energético y una baja generación de valor agregado en diversos sectores, lo que se traduce en baja productividad y competitividad. Esta situación constituye un problema estructural que exige avanzar simultáneamente en la transición energética —como pilar para enfrentar la crisis climática global— y en la transformación de una economía aún principalmente extractiva. En ese marco, la oferta educativa y la fuerza laboral deben reorientarse hacia la economía verde, mediante la actualización de programas de educación superior, la mejora de infraestructura y laboratorios universitarios y la reconversión de trabajadores que transitan desde los sectores tradicionales de combustibles fósiles. (ISE, 2024).

La cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados ofrece confiabilidad, estabilidad y resiliencia al sistema energético para la implementación de la transición energética. El hidrógeno permite almacenar energía y su uso en todos los sectores energéticos (electricidad, calor y transporte), lo que le brinda estabilidad al sistema futuro, que tendrá una alta dependencia de las fuentes renovables variables de energía. También es un componente central para garantizar la seguridad y la soberanía energéticas del país. Para ello, se

BORRADOR

requiere la participación del sector de investigación, desarrollo e innovación, para contribuir en el desarrollo de la cadena de valor. A pesar de ello, no se cuenta con evaluaciones tecnoeconómicas detalladas, ni con los desarrollos normativos y regulatorios que garanticen el manejo seguro del hidrógeno a lo largo de su cadena de suministro, ni con un sistema de gobernanza establecido y efectivo para gestionar el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

En síntesis, Colombia necesita resolver cinco grandes problemáticas para desplegar la cadena de suministro del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados como un componente habilitador de los procesos de transición energética y de reindustrialización del país. Estas problemáticas están 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.

BORRADOR

3. MARCO CONCEPTUAL

3.1. Potenciales energéticos y recursos

Colombia posee un amplio potencial en FNCER[23], esenciales para la transición energética y la producción de hidrógeno de bajas emisiones. La energía solar fotovoltaica destaca por su alta radiación en el territorio, pues alcanza hasta 6,0 kilovatios por hora (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 et al., 2023). Además, el potencial hidroenergético es significativo, con 56,19 GW distribuidos principalmente en la cuenca Magdalena-Cauca (UPME et al., 2015), mientras que el potencial geotérmico, aún en exploración, se estima en 1.170 MW en sistemas volcánicos y

23 De acuerdo con los análisis de la IEA (2025) el factor de capacidad solar fotovoltaica en Colombia promedia alrededor del 17%, con el mayor potencial en el centro y el norte, mientras que los factores de capacidad eólica pueden alcanzar más del 45% en La Guajira, niveles superiores a los promedios mundiales.

25 MW en sistemas no volcánicos (Alfaro et al., 2020). La biomasa residual también representa una oportunidad clave, con fuentes provenientes de residuos agrícolas, pecuarios y urbanos concentrados en regiones como Valle del Cauca y los Llanos Orientales (Ministerio de Minas y Energía, 2024b). La Ley 1715 de 2014 reconoce la energía nucleoeléctrica como una FNCE, lo que abre la posibilidad de su aprovechamiento dentro del proceso de transición energética del país. En línea con esta disposición, el Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052, elaborado por la UPME, contempla escenarios a largo plazo en los que la energía nuclear podría incorporarse al sistema energético nacional. La generación eléctrica proveniente de esta fuente podría emplearse, además, en la producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

La infraestructura eléctrica del país avanza en la integración de energías renovables para fortalecer su matriz energética. En 2025, Colombia dispone de una capacidad efectiva de generación de 20,9 GW, con predominio hidroeléctrico (63,4 %), térmico (30,2 %) y solar (6,4 %) (XM, 2025). La Ley 2294 de 2023 permite la conexión del hidrógeno verde al Sistema Interconectado Nacional (SIN), siempre que la energía renovable autogenerada sea igual o superior a la tomada de la red, lo cual impulsa el desarrollo de proyectos de bajas emisiones. La interconexión eléctrica será clave para aprovechar al máximo los recursos renovables y garantizar la estabilidad del suministro energético en el país.

La diversificación de la matriz mediante hidrógeno y FNCER es un imperativo de seguridad energética. LLas proyecciones de la IEA (IEA, An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia, 2025)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. El despliegue del hidrógeno de bajas emisiones mitiga esta vulnerabilidad, ya que permite el almacenamiento de energía y ofrece respaldo ante la variabilidad climática acentuada por fenómenos como El Niño.

Colombia cuenta con ventajas competitivas dada la abundancia de recurso hídrico. El país 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.

BORRADOR

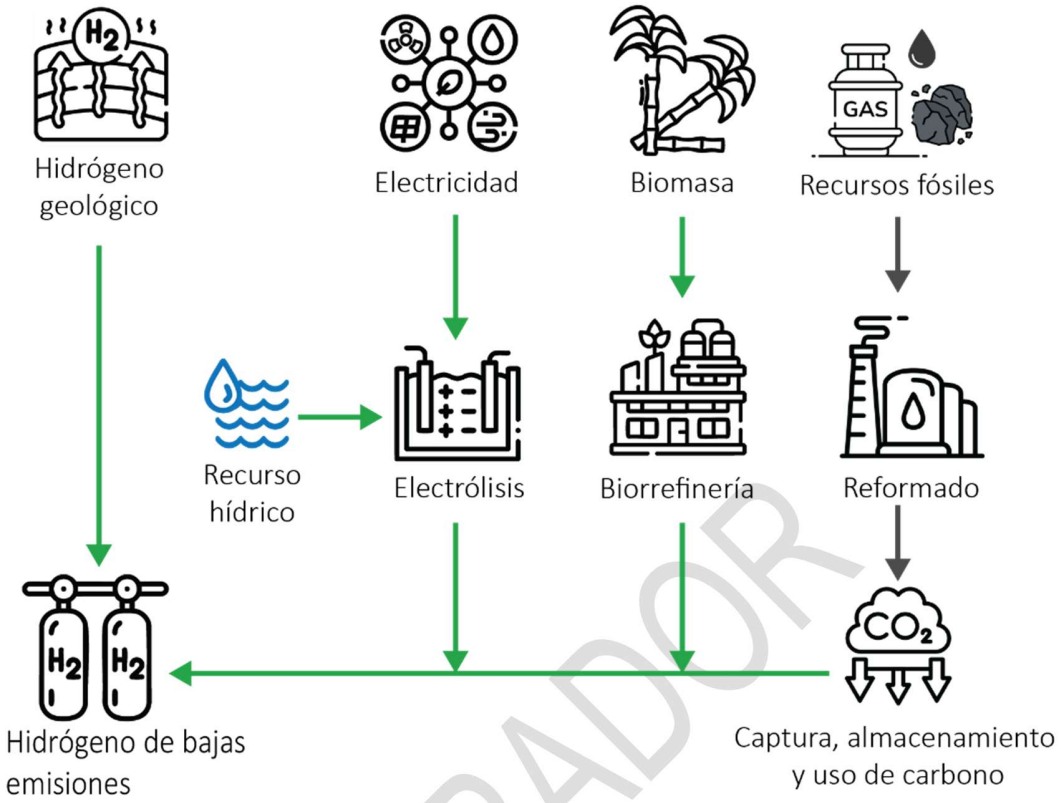
El uso del agua en la producción de hidrógeno debe gestionarse de manera eficiente para garantizar su sostenibilidad. Aunque Colombia tiene una amplia disponibilidad hídrica, el consumo de agua varía según la tecnología empleada; es mayor en la gasificación de carbón con CCUS (80,2 l/kg H_2) y menor en la electrólisis con fuentes renovables (hasta 35 l/kg H_2) (IRENA; Bluerisk, 2023). Por ello, se recomienda priorizar el uso de agua de mar desalinizada en regiones con alto potencial energético, como la costa Caribe, para evitar impactos en los recursos hídricos continentales. La gestión sostenible del agua será un factor determinante en el desarrollo de proyectos de hidrógeno a gran escala.

3.2. Hidrógeno de bajas emisiones.

El hidrógeno de bajas emisiones se consolida como una alternativa clave para la descarbonización de sectores estratégicos, ya que puede producirse mediante diversas tecnologías que minimizan la huella ambiental. Entre estas 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, la producción a partir de biomasa y de recursos fósiles con captura y almacenamiento de carbono (CCUS) amplía 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.

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

BORRADOR



Fuente: Elaboración propia.

BORRADOR

3.3. 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 (H2O) en sus componentes básicos: oxígeno (O2) e hidrógeno (H2). 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 (World Bank Group et al., 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: 1) la electrólisis alcalina, 2) la de membrana de intercambio protónico (PEM)[24], 3) la de óxido sólido (SOEC)[25] y 4) la de membrana de intercambio aniónico (AEM)[26]. 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 requerimiento 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.

3.4. Hidrógeno geológico

A medida que avanza la comprensión sobre el hidrógeno natural como recurso energético, 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.

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 hallazgos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en los pozos estratigráficos Macanal-1X, Fómeque-1X y San Rafael-1X/2X[27], perforados en las

BORRADOR

---

24 Por sus siglas en ingles

25 Por sus siglas en ingles

26 Por sus siglas en ingles

27 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.

cuencas de la Cordillera Oriental y Sinú - San Jacinto (Energía, Gobierno Nacional confirma hallazgo de hidrógeno natural en el subsuelo colombiano, s.f.).

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 et al., 2023). En la Cordillera Central, los procesos hidrotermales relacionados con el vulcanismo activo también podrían generar importantes concentraciones de hidrógeno (SGC, 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 y, en menor medida, la serpentinización en el basamento cristalino profundo (Patino et al., 2024)(Patiño et al., 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, 2019).

BORRADOR

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.

Figura 3. 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.

En la actualidad, se han identificado indicios claros 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. 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.

3.5. Hidrógeno a partir de biomasa

La producción de hidrógeno a partir de procesamiento de biomasa es una alternativa competitiva para países con alta producción agrícola. La biomasa como material orgánico se utiliza como materia prima para la producción de biocombustibles e incluye una amplia gama de material biológico de residuos que 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

BORRADOR

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.

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 (*syngas*), 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, en la 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 adsorción por oscilación de presión (PSA), permitiendo la obtención de hidrógeno de alta pureza.

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

Las tecnologías para la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles han alcanzado un alto nivel de madurez, con procesos ampliamente implementados a nivel industrial. Estas rutas incluyen el reformado con vapor, oxidación parcial, reformado autotérmico, gasificación y pirólisis, que transforman

BORRADOR

materias primas fósiles en gas de síntesis, seguido de reacciones de desplazamiento de gas de agua (WGS) para generar hidrógeno y dióxido de carbono (IEA, 2022). Posteriormente, el dióxido de carbono (CO_2) es capturado mediante absorción o adsorción para su almacenamiento o uso, mientras que el hidrógeno es purificado por adsorción por oscilación de presión (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 et al., 2014). Para su separación, se emplean tecnologías como absorción con solventes químicos, adsorción con sorbentes sólidos, separación por membranas, criogenia, adsorción por oscilación de presión (PSA) y *chemical looping* (IEA, 2022). Una vez capturado, el dióxido de carbono (CO_2) 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 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 Consultoria SAS, 2022).

Los sistemas de captura y almacenamiento de carbono (CCS), y captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) son reconocidos por su potencial para reducir las emisiones de CO2. Las tecnologías de captura de CO_2 se han desarrollado en tres enfoques principales: postcombustión, precombustión y oxicombustión. Asimismo, para la separación de CO_2, se tienen cuatro tecnologías principales: Absorción química, Adsorción, Membranasy Separación Criogénica.

3.7. 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

BORRADOR

descarbonización, como la 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

3.7.1. Amoniaco

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 amoniaco alcanzó aproximadamente 185 millones de toneladas anuales, de las cuales cerca del 80 % se destinó a la fabricación de fertilizantes (Fuster et al., 2022). 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.

Usos Tradicionales y Emergentes	
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, nitroglicerin, 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 H_2	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,

BORRADOR

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.

3.7.2. 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,** formaldehído, un insumo clave en la fabricación de resinas y plásticos; la elaboración de anticongelantes; la producción de metil-terbutil éter (MTBE), 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.

Usos tradicionales y emergentes	
Biodiesel	Catalizador del aceite de palma refinado por medio de transesterificación de grasas.
Precursor químico	Fabricación de formaldehidos, 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

BORRADOR

2012 y 2022, lo que evidencia una demanda creciente en el país (CQM Consultoría SAS, 2024).

Para reducir las emisiones asociadas a su producción, es posible implementar tecnologías CCUS (Iberdrola, 2024). 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 (World Bank Group et al., 2024).

3.7.3. Combustibles sostenibles de aviación (SAF) y combustibles sintéticos

Los combustibles SAF[28] son combustibles renovables o derivados de residuos que cumplen con los criterios de sostenibilidad de Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA) (Ministerio de Energía et al., 2024). A diferencia de los combustibles tradicionales basados en petróleo, los SAF provienen de fuentes renovables como aceites vegetales, grasas animales, desechos orgánicos y biomasa, transformadas en combustibles líquidos compatibles con los motores de aviación y mezclables con queroseno convencional y jet fuel. En Colombia, actualmente se emplean materias primas como aceite de palma, caña de azúcar y aceite de cocina usado, pero el país cuenta con un alto potencial para diversificar su producción con biomasa, aceites vegetales, algas, residuos orgánicos y subproductos de la industria forestal y papelera (Aeronáutica Civil, 2024).

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 (World Bank Group et al., 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.

[28] Según el Convenio de Chicago de la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI)

BORRADOR

Además de SAF, estos métodos de producción generan derivados como gasolinas y diésel sintéticos, los cuales pueden contribuir a la descarbonización de diversos modos de transporte. Asimismo, esto permite agregar valor a la cadena de producción de SAF a partir de hidrógeno de bajas emisiones.

Los SAF representan una alternativa clave para reducir la huella de carbono del sector aéreo y fortalecer encadenamientos productivos en Colombia. Su desarrollo, junto con el aprovechamiento del potencial del país en biomasa y energías renovables, podría posicionarlo como un actor estratégico en la producción de estos combustibles en la región. Por esta razón, en enero de 2025 se estableció la Hoja de Ruta de los Combustibles Sostenibles de Aviación en Colombia (Civil, 2024). Con su implementación, se busca guiar al sector aéreo colombiano hacia una aviación más sostenible, con el objetivo de producir 100 millones de galones de SAF para 2035 y 450 millones para 2050.

BORRADOR

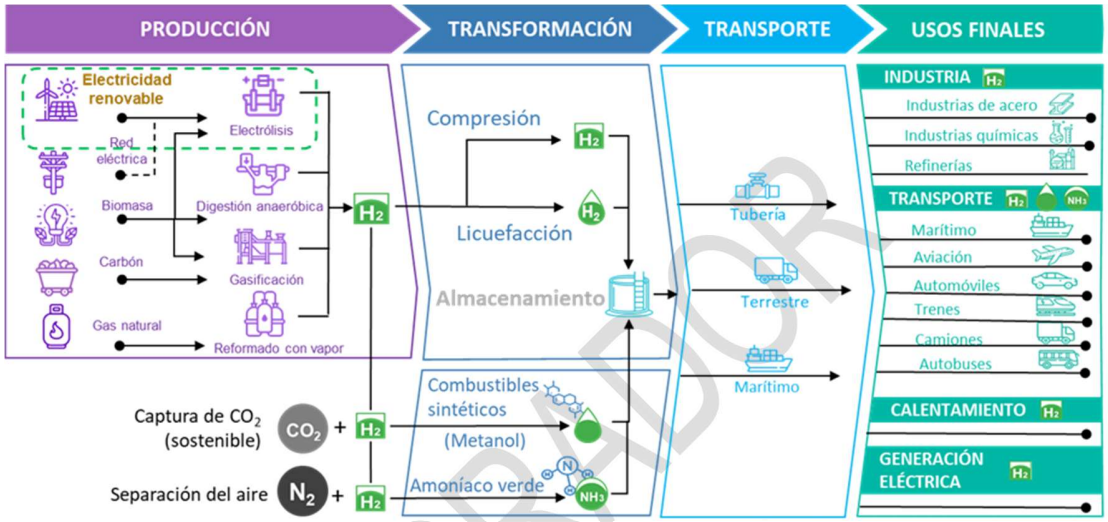
3.8. Etapa de producción en la cadena de valor del hidrógeno

Esta etapa abarca diversas fuentes de hidrógeno y procesos de producción, que se caracterizan en función de las emisiones de carbono asociadas. El hidrógeno es la sustancia más abundante en el universo, aunque en la corteza terrestre solamente representa cerca del 0,14 % en peso. El hidrógeno ocupa el primer lugar de la tabla periódica de los elementos. El tamaño de sus moléculas es muy pequeño y su densidad a las condiciones atmosféricas es muy baja. El hidrógeno gaseoso es incoloro, inodoro, no tóxico e inflamable con facilidad. Hidrógeno en griego significa *productor de agua*, ya que su combustión con oxígeno solamente produce agua, lo que significa que no causa emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI) debido a sus usos finales. El hidrógeno se encuentra en grandes cantidades asociado a todas las formas del agua y a gran cantidad de compuestos de carbono, en los tejidos vegetales, animales y en los combustibles de origen fósil. El hidrógeno también se utiliza como insumo para fabricar productos industriales, como el amoniaco (un compuesto de hidrógeno y nitrógeno, NH_3) y en la hidrogenación de monóxido de carbono y compuestos orgánicos (para la producción de combustibles sintéticos como el metanol). La exposición prolongada al calor de los recipientes que contienen hidrógeno puede causar su explosión (Encyclopædia Britannica, 2025).

A continuación, se presenta un esquema que permite identificar los procesos unitarios que constituyen los principales eslabones (producción, transformación, transporte y usos finales) de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, los cuales muestran las diferentes opciones de producción a partir

de diferentes recursos energéticos (solar, eólico, biomasa, carbón, gas), diferentes procesos y tecnologías de transformación (e.g., electrólisis) de estos recursos, las corrientes de insumos requeridos por los procesos (e.g., captura de dióxido de carbono CO_2 o separación de nitrógeno N_2 del aire), los medios de transporte y los usos finales del hidrógeno o los derivados producidos (e.g., amoniaco NH_3):

Figura 4. Esquema de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.



Fuente: adaptación de Irena (2020).

BORRADOR

3.9. Intensidad de emisiones en la producción del hidrógeno

El hidrógeno se puede producir mediante múltiples fuentes y procesamientos[29], que determinan la intensidad de las emisiones asociadas de CO_2, como se muestra en la Tabla 4, (IEA, 2023). La producción del hidrógeno a partir de gas natural o carbón presenta intensidades altas de emisiones. La implementación de tecnologías de CCUS permite la disminución de esa intensidad de emisiones. Otras alternativas de producción de hidrógeno de bajas emisiones incluyen procesos de digestión de la biomasa o tratamientos termoquímicos como la gasificación, que se encuentran en desarrollo tecnológico y no cuentan hoy con la madurez tecnológica para su despliegue comercial.

[29] Ha sido usual la clasificación por colores del hidrógeno, identificando como hidrógeno gris el producido a partir de combustibles fósiles sin captura ni almacenamiento de carbono; hidrógeno azul, con tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés); e hidrógeno verde, el producido a partir del agua y la electricidad renovable. Más allá de esta clasificación por colores, lo relevante es la clasificación de acuerdo la intensidad de las emisiones asociadas a su producción.

La producción del hidrógeno por electrólisis se realiza mediante la separación de la molécula del agua usando electricidad. Esta tecnología tiene un potencial alto de despliegue a nivel mundial por el uso de la electricidad de origen renovable. El hidrógeno producido a través de este método tiene intensidad nula de emisiones, si no se contabilizan las emisiones por la producción de la electricidad, y a valores en el intervalo entre 0,4 – 2,5[30] kg CO_2-eq/kg H_2, en el caso de tomar en cuenta las emisiones asociadas al ciclo de vida de las tecnologías de generación de la electricidad solar fotovoltaica o eólica, **(IEA, 2023)**. Las emisiones equivalentes asociadas a la producción del hidrógeno son determinantes para el despliegue de su cadena de valor y para el mercado del hidrógeno y sus derivados.

Tabla 4. 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]
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)[31]

Fuente: elaboración propia a partir de (IEA, 2023). Nota: (a) La unidad de medida es kg de CO_2 equivalentes por cada kg de hidrógeno producido. CCUS, significa tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono, por sus siglas en inglés.

30 La intensidad de emisiones de un energético se refiere a la cantidad de gases de efecto invernadero (GEI) que se liberan por unidad de energía producida o consumida. A menudo, la intensidad de emisiones se refiere específicamente a la intensidad de carbono, que mide las emisiones de dióxido de carbono (CO2). El CO2 equivalente (CO2-eq), es una unidad de medida que se utiliza para comparar el impacto de diferentes gases de efecto invernadero (GEI) en el calentamiento global, utilizando el dióxido de carbono (CO2) como referencia. Por lo tanto, la expresión kg CO_2-eq/kg H_2 evidencia la intensidad de dióxido de carbono equivalente liberada a partir de un (1) kilogramo de hidrógeno producido

31 Cálculo del factor de emisión de CO2 del SIN.

BORRADOR

3.10. Etapa intermedia 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 (National Fire Protection Association, s.f.) que presenta características únicas en su comportamiento ante la ignición y la combustión.

En cuanto a la inflamabilidad, el hidrógeno puede formar mezclas explosivas con el aire en concentraciones que van desde el 4 – 75 % en volumen. Esto significa que incluso pequeñas cantidades de hidrógeno pueden ser suficientes para crear una mezcla peligrosa con el aire. a 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/m^3) es muy inferior a la densidad energética del gas natural, que se encuentra en un rango típico entre 35 – 42 MJ/m^3 (dependiendo de su calidad). Estas propiedades del hidrógeno gaseoso exigen implementar procesos y tecnologías para incrementar su densidad 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.

3.10.1. 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).

a. Almacenamiento en métodos físicos

BORRADOR

Compresión: el hidrógeno puede ser almacenado como gas comprimido a altas presiones, usualmente en el rango de presión entre 200 y 700 bar. La compresión del gas tiene altos requerimientos de energía e implica el uso de contenedores especializados y costosos para mantener el gas a alta presión. 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 (UHS)[32] en cavernas salinas, acuíferos y yacimientos de gas agotados representa una alternativa para el almacenamiento a gran escala y a largo plazo.

Licuefacción: la licuefacción implica enfriar el hidrógeno a temperaturas criogénicas (aproximadamente -253 °C) para convertirlo en líquido. Este proceso incrementa significativamente la densidad energética del hidrógeno (aproximadamente a 70 kg/m³). Sin embargo, la licuefacción es energéticamente costosa (cerca de 10 kWh de electricidad por kg de hidrógeno licuado) y ocasiona pérdidas adicionales (entre 1 – 5 % diariamente), debido a la evaporación del hidrógeno durante el almacenamiento y el transporte. También se hace uso de la tecnología de compresión criogénica, almacenando hidrógeno a temperaturas entre -253 °C – -193°C y presiones moderadas entre 200 – 350 bar.

BORRADOR

b. Almacenamiento basado en materiales

Mezcla con portadores líquidos orgánicos del hidrógeno: otra alternativa es mezclar el hidrógeno con portadores líquidos orgánicos (LOHCs, por sus siglas en inglés), que pueden 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.

Procesamiento mediante derivados como amoniaco y metanol: el hidrógeno también puede ser convertido en compuestos como amoniaco o 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 amoniaco puede ser utilizado directamente en motores de

[32] Por sus siglas en inglés

combustión interna o convertido nuevamente en hidrógeno cuando sea necesario. El proceso de producción de amoniaco 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). 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.

3.10.2. Tecnologías para el transporte de hidrógeno

Las tecnologías para el transporte de hidrógeno se ajustan a las diversas formas en que se ha almacenado, mediante los métodos físicos o asociado a otros materiales.

Transporte por tubería: se puede realizar mediante tuberías dedicadas o reconvertidas desde gas natural. Esta tecnología ofrece las ventajas de costos efectivos para grandes volúmenes, capacidad de suministro continuo y bajos costos operativos. También implica inversiones iniciales altas, problemas de compatibilidad de materiales (debido a la fragilización por hidrógeno) e infraestructura limitada. El rango usual de operación con presión entre 30-100 bar, exige una selección crítica de materiales.

Transporte por remolques tubulares: el transporte de hidrógeno gaseoso comprimido en remolques tubulares ofrece ventajas como las rutas de entrega flexibles, sin una infraestructura fija requerida, que lo hace adecuado para demandas pequeñas a medianas. Al mismo tiempo, está limitada por la capacidad del remolque (300-600 kg) y ocasiona altos costos de transporte por kg para largas distancias.

Transporte criogénico líquido: el transporte de hidrógeno líquido en camiones cisterna criogénicos especializados ofrece las ventajas de mayor densidad que el gas comprimido, más hidrógeno por entrega y es apropiado para distancias medianas a largas. 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.

Transporte mediante portadores líquidos orgánicos (LOHCs): el transporte de hidrógeno químicamente unido a portadores orgánicos líquidos 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 °C en el sitio de entrega.

BORRADOR

Transporte marítimo: el transporte marítimo de hidrógeno en diversas formas (LH_2, LOHC, amoníaco) permite el comercio intercontinental del hidrógeno con gran capacidad y múltiples 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, 2022). Las embarcaciones para el transporte de amoniaco se encuentran en mayor nivel de despliegue comercial.

3.11. Etapa de consumo final

Esta etapa corresponde a la diversidad de aplicaciones de uso final del hidrógeno y sus derivados por parte de los usuarios en todos los sectores, como se describe a continuación. En la figura 5 se presenta una clasificación general de los usos del hidrógeno por sectores, incluyendo las principales aplicaciones potenciales.

Productos químicos y procesos: el hidrógeno es una materia prima fundamental para la producción de amoníaco y metanol, necesarios para los fertilizantes y diversos procesos químicos. También se utiliza en la refinación del petróleo para eliminar las impurezas del crudo, mejorando así la calidad del combustible. El hidrógeno puede sustituir a materiales intensivos en carbono, como el carbón en la fabricación de acero. La demanda industrial de hidrógeno alcanzó 97 millones de toneladas en 2023 (IEA, 2024)

Transporte: el hidrógeno tiene posibilidades de ganar participación en el sector transporte, sobre todo en aplicaciones pesadas 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.

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. 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.

BORRADOR

Calor (energía térmica): 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 5 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 (Energía, Ecosistema H2 Colombia, s.f.). Se destacan especialmente las aplicaciones específicas donde no existen alternativas comercialmente viables, como en la producción de fertilizantes nitrogenados a partir del uso de amoniaco, las cuales reciben la máxima prioridad según esa metodología de jerarquización.

Figura 5. 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.

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

Fuente: Ministerio de Minas y Energía (2023)

Del consumo mundial actual aproximado de 100 millones de toneladas, más del 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

BORRADOR

de 2 °C en 2100 (y mediante una apuesta más ambiciosa, a menos de 1,5 °C), (COP, 2015) 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.

3.12. Costos nivelados del hidrógeno de bajas emisiones

Los costos nivelados de producción del hidrógeno (LCOH)[33] representan los costos en valor presente neto (por ejemplo, en dólares) por unidad de masa de hidrógeno 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 corresponden a: (i) los costos nivelados de la electricidad (LCOE); (ii) el factor de uso de la planta de electrólisis; y (iii) los costos de capital[34]. Los costos nivelados de producción de la electricidad dependen de los factores de capacidad de la planta (en función de las horas de carga plena anuales) según las condiciones de 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. El LCOE para proyectos exclusivamente de electrólisis puede ingresar de esta forma como un costo de operación en la producción del hidrógeno de bajas emisiones, que por su magnitud y relevancia se analiza normalmente de forma separada de los demás costos del OPEX. 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.

El despliegue tecnológico y la penetración de los mercados ha permitido que las curvas de aprendizaje tecnológico contribuyan en disminuciones significativas de los costos de capital asociados a las tecnologías para la generación de electricidad a partir de las fuentes renovables de energía.

BORRADOR

[33] Por sus siglas en ingles

[34] 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, ver: enlace).

En el caso de la energía solar fotovoltaica ya se cuenta con niveles de madurez comercial y con oferta de costos de electricidad competitivos frente a la electricidad generada mediante otras fuentes, como los combustibles fósiles. Para otras tecnologías, como la eólica en tierra firme y costa afuera, aún se tienen proyecciones de disminución de los costos de producción de electricidad asociados al desarrollo actual de sus curvas de aprendizaje tecnológico.

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 (USD) de electricidad de 45/MWh y una estimación de consumo de 55,5 kWh / kg H_2, se obtiene un costo de USD 2,5 /kg H_2. De forma equivalente, para costos de electricidad de USD 15/MWh se obtiene para el mismo consumo de electricidad de 55,5 kWh / kg H_2 un valor de USD$ 0,83/kg H_2.

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 USD 45/MWh). Para costos de electricidad menores, su 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).

BORRADOR

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.

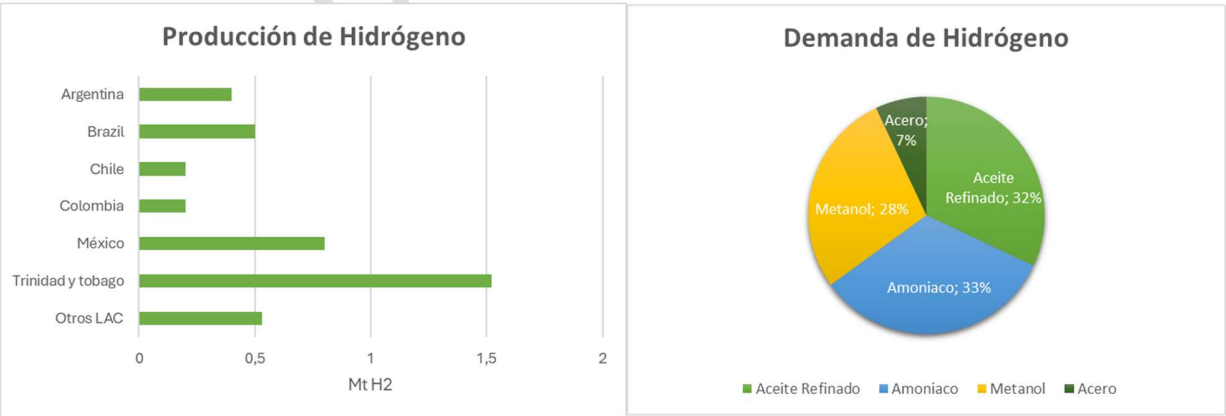
Es crucial destacar que las condiciones geográficas de Colombia se traducen en una ventaja competitiva tangible. La Agencia Internacional de Energía (IEA) en su reciente reporte *Net Zero* para Colombia (IEA, An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia, 2025), estima que, en las ubicaciones más favorables del país (como La Guajira), se podría alcanzar una producción de hidrógeno de bajas emisiones con costos inferiores a 3,5 USD por kilogramo en los próximos años, incluso bajo supuestos conservadores sobre el precio de los electrolizadores.

4. Diagnóstico

Colombia tiene un limitado desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, lo que limita su capacidad de avanzar en el despliegue de los procesos de descarbonización y reindustrialización. La demanda de hidrógeno alcanzó los 4 millones de toneladas en América Latina y el Caribe durante 2023, alrededor del 4 % del total mundial (97 millones de toneladas), principalmente para la refinación de petróleo o para la fabricación de productos químicos, (IEA, 2024), como se muestra en la Figura 6. La producción actual de hidrógeno en Colombia no solamente es baja sino muy focalizada, alcanzando 176.000 toneladas al año (GIZ, 2023a), con destino principal fue para el uso en sus refinerías.

BORRADOR

Figura 6. Producción de hidrógeno por país y demanda por sector industrial en América Latina y el Caribe, 2023



Fuente: (IEA, 2024).

A pesar de las proyecciones para la creación y el despliegue del mercado del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados (ver Tabla 5. Resumen de las metas de la hoja de ruta del hidrógeno de Colombia y potencial de los principales recursos energéticos del país.), el sector aún no logra superar varias de las barreras para asegurar el financiamiento y alcanzar la etapa en la que se toman Decisiones Finales de Inversión (FID)[35] de los proyectos. Esta situación se refleja en la baja proporción de proyectos que habían alcanzado es te 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 de con decisión final de inversión 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 anualmente[36], (IEA, 2024a).

Las bajas tasas de inversión en proyectos están asociadas con la percepción elevada de riesgos e incertidumbre en este sector en economías emergentes y países en desarrollo. políticos y regulatorios; macroeconómicos; tecnológicos y debidos a las deficiencias en infraestructura Estos riesgos se extienden a toda la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados y afectan todas las etapas del proyecto: 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), (ESMAP, 2024). Los actores del sector asignan la mayor calificación de riesgo a la incertidumbre de la demanda (en volumen y precio). En Colombia, la demanda actual se concentra en refinerías (cerca del 75 % del total) y aún no existen condiciones que incentiven su diversificación hacia otros usos finales. Esto profundiza la interdependencia entre falta de inversión por incertidumbre de demanda y dificultades para desplegar demanda por falta de oferta. A ello se suma el insuficiente desarrollo de infraestructura que articule oferta y demanda. 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.

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

[35] FID: Final Investment Decision

[36] Análisis actualizado a febrero de 2025, a partir de la información de la base de datos IEA a octubre de 2024: IEA - Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database

BORRADOR

COP29[37] 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.

Tabla 5. 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
		Costa afuera	Colombia	110 GW
	Solar	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

[37] COP29 Hydrogen Declaration

BORRADOR

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).

A partir del análisis de la situación actual, de las tendencias de desarrollo, del mercado y de las proyecciones para la demanda de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, se han identificado cinco ejes problemáticos que afectan el despliegue de su cadena de valor en el país, así: (i) falta de inversión en la producción; (ii) demanda nacional no desarrollada para los usos finales; (iii) insuficiente nivel de desarrollo de la infraestructura de suministro y logística; (iv) baja cohesión y sincronía del marco regulatorio, normativo y de gobernanza; y (v) déficit de capacidades regionales para el desarrollo de proyectos y de la cadena de valor.

En este capítulo, se hace el diagnóstico para este grupo de problemáticas, a las cuales la política nacional del hidrógeno y sus derivados busca ofrecer soluciones.

4.1. Escasa inversión en proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

Colombia no ha alcanzado el volumen necesario de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados con aprobación de la etapa de decisión finales de inversión[38]. La Tabla 6 presenta la distribución de los proyectos identificados en la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia, según su estado de desarrollo en el ciclo de vida de este tipo de proyectos, que incluyen las etapas de conceptualización; de factibilidad; de decisión final de inversión (FID) aprobada o en construcción; y de operación. La información de esta tabla es actualizada a febrero de 2025 a partir de la información reportada por IEA a octubre de 2024 (IEA, 2024a). La capacidad total instalada de electrólisis planeada en este banco de proyectos es de 14.866 MW, con una producción estimada de 2.596 kt H_2/año y fechas de entrada en operación que se extienden hasta 2040, según las diversas etapas de desarrollo de los proyectos. Aunque integralmente estos valores de capacidad propuestos en los proyectos superan las metas establecidas para 2050 en la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia, su nivel de desarrollo corresponde mayoritariamente a las etapas tempranas de conceptualización y de factibilidad de los proyectos (que

[38] 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

BORRADOR

representan el 55,7 % y el 43,9 % de la capacidad instalada, respectivamente). En contraste, solamente se cuenta con 3 proyectos con aprobación de la etapa de decisión final de inversión y 5 proyectos en la etapa operativa. Los 3 proyectos con decisión final de inversión aprobada representan el 0,35 % del total de la capacidad instalada planeada mediante ese banco de proyectos y los 5 proyectos operativos tan solo suman el 0,02 % del total de esa capacidad instalada. De los proyectos en etapa operativa, 4 corresponden a pilotos demostrativos a muy baja escala con una capacidad total de electrólisis instalada de tan solo 250 kW, y a un proyecto que empezó operación en 2025, con una capacidad instalada de electrólisis de 2,3 MW y una producción aproximada de 1 tonelada diaria de hidrógeno renovable[39].

Esta situación refleja una tendencia estructural en los mercados emergentes. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2025), 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. En estas regiones, apenas el 0,5% de la capacidad anunciada ha asegurado la inversión, en comparación con un promedio global del 9% y más del 11% en economías avanzadas. Esto confirma que la incertidumbre sobre la demanda y el alto costo de capital son barreras críticas que requieren intervención estatal inmediata para evitar que la cartera de proyectos anunciados en Colombia se estanque en fases de prefactibilidad.

Esta situación refleja una tendencia estructural en los mercados emergentes con dificultades para avanzar desde las etapas tempranas en el ciclo de vida de los proyectos a las etapas de ejecución. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA, Global Hydrogen Review, 2025)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. En estas regiones, apenas el 0,5% de la capacidad anunciada ha asegurado la inversión, en comparación con un promedio global del 9%. Esto confirma que la incertidumbre sobre la demanda y el alto costo de capital son barreras críticas que requieren atención inmediata para evitar que la cartera de proyectos anunciados en Colombia se estanque en fases de proyectos piloto, debido a las condiciones de falta de inversión en proyectos de producción a mayor escala. Ello, a pesar del alto interés en el desarrollo de proyectos y de contarse actualmente con un consumo de hidrógeno gris en el país (de 176 kt H_2/año), que ofrece oportunidades para la creación de una demanda inicial para el hidrógeno de bajas emisiones.

[39] Sabaneta es ahora el corazón de la revolución energética en Colombia, El Colombiano, 24.02.2024

BORRADOR

Tabla 6. Clasificación de los proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia según las etapas de desarrollo

Proyectos			Capacidad instalada			
Etapa	Cantidad	Fracción	Electrólisis	Fracción	Producción	Inicio
	[Unidad]	[%]	[MW]	[%]	[kt H_2/año]	Años
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: análisis propio de la 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.

Si bien históricamente la inversión ha sido limitada, el país se encuentra en un punto de inflexión. Estimaciones internacionales sugieren que la inversión en energías limpias en Colombia superará a la inversión en combustibles fósiles por primera vez en 2025, proyectándose que alcance casi el 85 % de la inversión total en energía para 2035 en un escenario de cumplimiento de compromisos (APS) (IEA, An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia, 2025). Sin embargo, para materializar estas proyecciones y asegurar que se dirijan específicamente hacia la cadena de valor del hidrógeno, es necesario superar las barreras estructurales actuales.

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: (i) la falta de esquemas articulados para la identificación de la ubicación óptima de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados; (ii) los altos costos de producción del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados ; y (iii) la brecha de costos para el hidrógeno de bajas emisiones comparativamente con el hidrógeno gris y los combustibles fósiles.

4.1.1. No se dispone en el país de esquemas intersectoriales de soporte articulados para la identificación de ubicaciones óptimas de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

La carencia de esquemas intersectoriales para la identificación de la ubicaciones óptimas de los proyectos destinados a la producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados afecta los procesos y los tiempos de planeación, formulación y desarrollo de los proyectos y la focalización de recursos para su

BORRADOR

implementación. Por una parte, esta extensión de los tiempos de implementación afecta directamente las condiciones de financiación y los costos asociados al desarrollo de los proyectos. Por otra parte, los costos de producción del hidrógeno de bajas emisiones y, consecuentemente de sus derivados, tienen una alta dependencia de las condiciones del potencial y disponibilidad de los recursos necesarios para su producción, como el gas natural y las fuentes de generación de electricidad renovable (Ueckerdt, et al., 2024). Estas condiciones exigen la selección de ubicaciones con alto potencial en fuentes renovables de energía, como la solar, la eólica y la hidroenergía para la producción de electricidad a bajos costos, o con alta disponibilidad de gas natural o hidrógeno blanco.

Además, en el caso de la producción del hidrógeno por electrólisis, se requiere la disponibilidad suficiente de otros recursos como el agua. Integralmente, se necesita evaluar la ubicación de la producción respecto a las condiciones medioambientales, de disponibilidad de recursos energéticos renovables, suficientes y confiables, de infraestructura y de la demanda, porque determinan factores de garantía para el inversionista que permiten establecer la viabilidad del proyecto y los costos asociados a la inversión, 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 (GIZ, 2023c) (GIZ, 2023d) (AHK, 2024) estos evidencian que no se han incorporado análisis de optimización económica ni ambiental para la priorización de su ubicación. Regionalmente, Chile ha avanzado en la identificación de ubicaciones óptimas para los nodos de producción, como parte de su estrategia nacional de hidrógeno verde (Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2020). 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).

De esta forma, se requiere que el país asuma organizadamente la realización de este tipo de estudios, garantizando la articulación de las actividades intersectoriales necesarias para la identificación de ubicaciones óptimas para los proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Con ello, se enfrentan problemas asociados con los tiempos de gestión de los proyectos; la generación de información necesaria para establecer los requerimientos y la planeación de infraestructura nueva o existente y para el mejoramiento de la gestión de los procesos de participación social y de licenciamiento ambiental.

BORRADOR

Todas estas condiciones contribuyen en lograr el cierre financiero de los proyectos y costos de producción más competitivos para el hidrógeno y sus derivados, lo que mejora las condiciones de atracción de capital de inversión.

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

Los altos costos asociados a las diversas 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 - 75 % de los costos de producción (por kg de hidrógeno) y los costos de las soluciones CCS a gran escala tienen una alta incidencia en el costo final estimada en el intervalo entre 20 – 25 % del costos total por unidad de masa del hidrógeno producido (European Hydrogen Observatory, 2023). Por su parte, en el despliegue del hidrógeno blanco se tendrá una alta incidencia de los costos de capital asociados a las tecnologías y a la infraestructura para su exploración, extracción/producción y transporte, adicionalmente a los altos costos de investigación y desarrollo de estas tecnologías (aún no disponibles a escala comercial en ningún país).

Para el caso de la producción de hidrógeno de bajas emisiones mediante electrólisis, esta enfrenta barreras asociadas a la alta sensibilidad a los costos de la electricidad renovable y de capital, que incrementan los costos nivelados de producción. Esto restringe su competitividad y dificulta la atracción de inversiones para el desarrollo de proyectos en Colombia. En el caso de la electrólisis, la electricidad debe producirse en zonas con alto potencial de los recursos renovables de energía para lograr costos bajos de generación, ya que son un factor determinante de los costos de producción del hidrógeno mediante esta tecnología. 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) (IRENA, 2020). Para los costos de capital, se estima una participación en el rango entre 15 al 50 % de los costos nivelados de producción

BRADOR

del hidrógeno, en función de la participación de los costos de la electricidad renovable y de las condiciones actuales del país (Agora, 2023), (Gómez, 2025).[40]

Los factores de capacidad de las plantas de electrólisis[41] tienen una alta dependencia de los factores de capacidad asociados a la generación eléctrica renovable, lo que incide directamente en los costos de producción del hidrógeno y sus derivados. Por esta razón, es necesario garantizar la generación de electricidad con factores de planta tan altos como sea posible, según la fuente de energía renovable utilizada, lo que se garantiza con la producción a gran escala en ubicaciones geográficas con alto potencial energético disponible y contribuye en la obtención de bajos costos para la producción de hidrógeno por electrólisis. Este problema se evidencia en la información presentada en la Tabla 7, para el LCOE en función de los factores de capacidad de las principales fuentes de energía renovable en el país, que exigen capacidades de generación eléctrica en un amplio rango (según la fuente de energía). Por su parte, en la Tabla 8 se muestra el LCOH en función de las diversas fuentes de generación eléctrica renovable, que incorporan los efectos debidos a los diversos factores de capacidad.

Los costos nivelados de producción del hidrógeno también se afectan adversamente en función del nivel de desarrollo tecnológico, el tamaño disponible de los electrolizadores y la capacidad de electrólisis de la planta. El país no es un fabricante de estas tecnologías, por lo cual es dependiente de las cadenas globales de suministro en este tipo de mercados, sin contar con garantías para acceder oportunamente a las tecnologías con los mejores niveles de desempeño técnico, de eficiencia y de tamaño a gran escala. Las tecnologías de electrólisis cuentan con diversos niveles de madurez tecnológica (TRL[42]). Los electrolizadores alcalinos (AEC) son los de mayor despliegue tecnológico comercial (TRL 9) y cuentan con los mayores tamaños de planta disponibles en la actualidad. Estos electrolizadores operan en rangos entre 70 – 90 °C; de 1 – 30 bar; y presentan un consumo de electricidad entre 50 – 78 kWh/kgH_2. Los costos de estos equipos se ubican actualmente entre USD 800 – 1000 / kW. La tecnología de electrolizadores mediante el uso de membranas de intercambio de protones (PEM) se ha

BORRADOR

[40] En la Unión Europea se consideran, adicionalmente a estas barreras, criterios de adicionalidad en la generación eléctrica para la electrólisis, que eviten una competencia directa para su uso en otros sectores de consumo. La eficiencia energética de la electrólisis también afecta el LCOH, pero corresponde a una barrera tecnológica global, sobre la que la presente política pública no puede actuar directamente.

[41] Los factores de capacidad de las plantas de electrólisis se refieren a la fracción porcentual de tiempo de operación a carga completa equivalente del tiempo total de referencia, normalmente en relación a 8760 horas por año.

[42] Los niveles de madurez tecnológica corresponden a una escala de clasificación para su estado de desarrollo desde las etapas de investigación básica (TRL 1) hasta su despliegue comercial (TRL 9).

desarrollado más recientemente y cuentan con niveles de madurez tecnológica entre TRL 8 – 9. Estos operan en rangos entre 50 – 80 °C; a niveles de presión normalmente menores a 70 bar; y consumos de electricidad entre 50 – 83 kWh/kg H_2. Los costos de esta tecnología se encuentran entre USD$ 1000 – 1200 / kW. La tecnología de membranas de intercambio de aniones (AEM) se encuentra en desarrollo con niveles de madurez tecnológica de TRL 6. Estos electrolizadores operan en rangos entre 40 – 60 °C; niveles de presión menores a 35 bar; y un consumo de electricidad entre 57 – 69 kWh/kgH_2. Los costos comerciales no se han establecido, por estar aún en etapa de investigación y desarrollo. La electrólisis mediante tecnologías de óxido sólido también se encuentra en desarrollo y en un nivel de madurez tecnológica alrededor de TRL 5, operando en un rango de temperatura alto entre 700 – 850 °C; a presión atmosférica (≈ 1 bar); y con un consumo eléctrico en un rango menor, comparativamente, entre 45 – 55 kWh/kgH_2. Los costos comerciales no se han establecido, por encontrarse aún en etapas de investigación y desarrollo. Estas condiciones exigen que el país pueda establecer convenios internacionales con los fabricantes de las tecnologías con los TRL más altos, actualmente y en el mediano plazo, que corresponden a los electrolizadores AEC y PEM, que le garanticen niveles de desempeño y eficiencia competitivos para la producción del hidrógeno por electrólisis.

Tabla 7. 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 [USD$/kW]	Globales [USD$/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	26,0-36,1
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

BORRADOR

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, (Ministerio de Minas y Energía, 2021); (b) los factores de capacidad de energía eólica en tierra firme para Colombia corresponden a Barranquilla (el menor valor en la tabla) y a Uribia (el mayor valor en la tabla).

Los altos costos actuales de producción del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados también tienen una alta dependencia del tamaño de la capacidad instalada actual para su producción, que en Colombia es incipiente. Esta es una característica presente en los procesos de introducción de nuevas tecnologías en el mercado, que permite disminuir los costos en función del avance en el despliegue tecnológico hasta alcanzar economías de escala (Holst, 2021), (IRENA, 2020). En la Tabla 8 se presentan los resultados consolidados para la estimación del LCOH en Colombia, que permite identificar, por una parte, la dependencia de los costos de producción del hidrógeno de la fuente de electricidad renovable, obteniéndose costos más competitivos para la producción con energía eólica. Por otra parte, la disminución de estos costos en función del tiempo corresponde al despliegue o curva de aprendizaje de la tecnología, que, al ampliar su adopción en el mercado y las escalas de producción, se estima que alcanzarán en 2050 niveles de LCOH cercanos a 1 USD$/kg$H_2$ en varias regiones del país (GIZ, 2023c), (GIZ, 2023d).

También se indican en esa tabla las principales características de infraestructura y de disponibilidad de área de suelos y de agua, que resaltan los requerimientos integrales para la producción del hidrógeno de bajas emisiones, más allá de los asociados a la generación eléctrica renovable.

Tabla 8. Identificación de nodos para la producción de hidrógeno de bajas emisiones por electrólisis y sus derivados en Colombia

Nodos		LCOH [USD$/kg H_2]				Disponibilidad de recursos
		2020	2030	2040	2050	
Uribia (La Guajira)	Solar FV	5.5	2.9	1.5	0.8	Área: 1.843.079 ha. Puerto. Tensión social Agua: escasez; se requiere desalinización
	Eólica	2.6	1.9	1.3	1.0	
Barranquilla	Solar FV	6,5	3,4	1,7	0,9	Área: 291.016 ha. Puerto. Industria Agua: disponible. Río Magdalena.

BORRADOR

	Eólica	3,3	2,4	1,8	1,3	
Cartagena	Solar FV	7,0	4,7	1,9	1,0	Área: 2.205332 ha. Puerto. Industria Agua: disponible.
	Eólica	4,7	3,4	2,5	1,8	
Sonsón (Antioquia)	Solar FV	6,5	2,2	1,7	0,9	Área: 4.000.000 ha. Agricultura. Agua: disponible.
	PCHs	3,7	2,9	2,7	2,5	
Manizales	Solar FV	6,4	3,4	1,7	0,9	Área: 702.150 ha. Industria, agricultura Agua: disponible.
	PCHs	3,7	2,9	2,7	2,7	
Yumbo	Solar FV	7,0	4,9	3,2	2,1	Área: 1.608.388 ha. Industria, agricultura Agua: disponible. Puerto cercano.
	N.D.					

Fuente: (GIZ, 2023c), (GIZ, 2023c).

4.1.3. Brecha de costos y acceso a financiamiento entre el hidrógeno gris producido a partir de combustibles fósiles y el hidrógeno de bajas emisiones

El hidrogeno gris tiene costos muy bajos respecto a los costos estimados de producción de hidrogeno de bajas emisiones, lo que representa una barrera para el despliegue competitivo del hidrógeno de bajas emisiones en el país. Los costos nivelados del hidrógeno de origen fósil (hidrógeno gris)[43] se ubican actualmente alrededor de 1 USD$/kg H_2 y los del hidrógeno de bajas emisiones en el rango entre 1,8 – 6 USD/kg H_2, (Holst, 2021), (IRENA, 2020), (Ministerio de Minas y Energía, 2021). Esta brecha se ocasiona por los los bajos costos actuales de producción del hidrógeno gris (producido a partir de combustibles fósiles), que no incluyen la internalización de los costos por las emisiones de carbono, comparativamente con los altos costos de producción del hidrógeno de bajas emisiones (que se abordó en el ítem anterior). Esta brecha representa barreras para el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones en el país, que no cuenta con medidas articuladas que incentiven específicamente su uso sobre el del hidrógeno gris o los combustibles fósiles, como mecanismos de financiación, ajustes al marco de incentivos fiscales correspondientes o incentivos por metas de mitigación o preferenciales específicos. 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

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

BORRADOR

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.

Análisis de la IEA (IEA, Global Hydrogen Review, 2025)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 economías avanzadas. Este diferencial en el costo de capital es un factor determinante que incrementa sustancialmente el costo nivelado del hidrógeno (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.

4.2. Demanda nacional no desarrollada para usos finales de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

La demanda nacional de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados para usos finales es inexistente actualmente en los sectores consumidores de hidrógeno en el país, que se cubre exclusivamente con hidrógeno gris. Esto sucede a pesar de que el país cuenta con un mercado actual de demanda en los sectores tradicionales de consumo de hidrógeno y sus derivados y de que dispone de un banco de proyectos que incluye nuevas áreas de aplicación para los usos finales del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. La hoja de ruta del hidrógeno en Colombia estimó una demanda total de 150 kt/año de hidrógeno en 2020 (Ministerio de Minas y Energía, 2021) y en 2023, el consumo nacional de hidrógeno se estimó en 176 kt/año, concentrado en industrias tradicionales como la refinación del petróleo y la producción de metanol y de amoniaco para fertilizantes, (GIZ, 2023a). Bajo estas condiciones, el uso del hidrógeno en Colombia se limita actualmente al hidrógeno gris, siendo relevante en las operaciones de las refinerías de petróleo de Barrancabermeja y Cartagena, principalmente en procesos de desulfuración, hidrocraqueo y mejoramiento de combustibles. El uso del hidrógeno en estos procesos permite cumplir con normativas ambientales y garantizar la calidad de los productos refinados. Una fracción del hidrógeno requerido se produce mediante procesos integrados en la propia refinación y la fracción restante se suministra mediante el reformado de metano. El consumo estimado actual de hidrógeno en esta aplicación corresponde a 130,1 kt/año para estas dos refinerías. Ecopetrol proyecta la sustitución gradual de este hidrógeno gris (con origen en combustibles fósiles) por hidrógeno de bajas emisiones producido mediante electrólisis u otras alternativas tecnológicas.

En relación al metanol, en 2021 se estimó una cantidad importada de 118 kt y un consumo aproximado de 72 kt, (AHK, 2024). El requerimiento actual

BORRADOR

correspondiente de hidrógeno en esta aplicación se estima para ese año en cerca de 20,9 kt/año [44].

Por otra parte, la demanda nacional de amoniaco ascendió a 527 kt en 2021, estimada en función de los productos que lo utilizan como insumo (ver la Tabla 9), (GIZ, 2023b). Para ese mismo año, la producción nacional de amoniaco se estimó en 117 kt, con un requerimiento de hidrógeno de 20,8 kt [45]. Aunque existe un potencial de demanda para el crecimiento de la producción nacional de amoniaco 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 sector[46]. Sin embargo, promover el desarrollo de una industria nacional de amoniaco verde no solo responde a objetivos de descarbonización, sino de seguridad alimentaria y económica. Análisis técnicos de la IEA (IEA, An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia, 2025)sugieren que el amoniaco electrolítico 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.

De forma complementaria a la demanda de hidrógeno en los sectores tradicionales, el interés y los enfoques actuales del mercado para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país se pueden analizar en función del banco de proyectos en desarrollo, que se presentó en la Tabla 6. Los usos finales para los productos de ese mismo banco de proyectos se presentan clasificados en la Tabla 10. Del total de usos finales, cuatro tipos de aplicaciones representan el 85 %, así: amoniaco (22,2 %); movilidad (20,4 %); otras aplicaciones industriales (16,7 %); refinerías (14,8 %) y metanol (11,1 %). Estas aplicaciones son una muestra directa de los intereses actuales y las prioridades del mercado nacional para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, que se concentran en el sector industrial (74 %) y en aplicaciones de transporte o movilidad (20,4 %).

BORRADOR

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

[45] La fracción de hidrógeno por unidad de masa de amoniaco es de 17,75 %.

[46] Los principales consumidores de amoniaco 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.

Tabla 9. Estimación del consumo de amoniaco y del hidrógeno asociado a su producción (en 2021)

Productos	Total	Amoniaco	H_2
	[kt]	[kt]	[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
Amoniaco puro	52	52	9,2
Totales	**1255**	**527**	**93,6**

Fuente: (GIZ, 2023b).

Tabla 10. 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**
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.

A partir de este análisis, a continuación, se presentan las principales agrupaciones de problemas que impiden, desde la demanda, la creación de un mercado nacional para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país:

(i) no se dispone de análisis integrales costo-beneficio a nivel nacional para el despliegue de la cadena de valor; (ii) no se han establecido planes regionales y sectoriales para la sustitución gradual del consumo de los combustibles fósiles; y (iii) no se cuenta con una masa crítica para la demanda.

4.2.1. Insuficientes análisis costo/beneficio detallados e integrales a nivel nacional para el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados que contribuyan a la creación de su demanda de Hidrogeno en el país

El país no ha realizado análisis detallados e integrales de costo/beneficio para conectar la ubicación y la asignación de inversión y financiación de forma efectiva y eficiente para la creación de la demanda, articuladamente con la cadena de suministro y en función de las condiciones de los potenciales de producción y los mercados regionales en el país. A pesar de la iniciativa liderada por Minenergía para la consolidación de la información nacional relacionada con el ecosistema del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados (Ministerio de Minas y Energía, 2025), no se ha realizado en el país una caracterización técnica detallada de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados en función de las condiciones de producción y de los mercados potenciales de consumo regionalmente. Esta situación incide en la calidad de la información utilizada para la toma de decisiones de política pública y en los componentes técnicos y económicos asociados a la formulación y el desarrollo de proyectos en el país. Por otra parte, no se han establecido medidas a nivel nacional para articular las estrategias regionales para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Esta carencia impide optimizar los recursos destinados para la creación de la demanda por parte de los diversos actores públicos, privados y de la cooperación internacional, y su focalización de acuerdo con los potenciales regionales.

La insuficiencia de análisis detallados e integrales de costo/beneficio dificultan la identificación de criterios básicos sectoriales y regionales para avanzar en un diseño del mercado y en las regulaciones necesarias para su desarrollo eficiente, lo que limita la creación de demanda del hidrogeno de bajas emisiones y sus derivados. En este sentido, no se han emprendido acciones coordinadas en el país para establecer un diseño para el mercado del hidrogeno, que puede adaptar algunos mecanismos y regulaciones del mercado del gas natural, pero que debe tomar en cuenta diferencias significativas, como la necesidad inicial de desarrollar los mercados locales, simultáneamente con una rápida globalización del mercado del hidrógeno y sus derivados (Steinbach & Bunk, 2024). El diseño de un mercado de este tipo exige una visión integral de la cadena de valor, que utiliza

BORRADOR

insumos de todas sus etapas (y consecuentemente, de todos los componentes del diagnóstico presentado en este capítulo)[47]. Para ello, no se han analizado en el país las posibilidades de ofrecer subsidios directos y su enfoque (a los costos de capital, a los operativos o a ambos); las condiciones para el desarrollo de los precios progresivos para el CO_2; la alternativa de establecer contratos por diferencia para apoyar sectores intensivos en la competencia internacional (como el acero verde) y el nivel de rigidez para las condiciones y requisitos relacionados con los criterios de correlación temporal y geográfica entre la producción de hidrógeno y electricidad renovable (como lo estableció la UE mediante el esquema RED II). Además, no se han definido en el país los criterios relacionados con el comercio del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados y el mejoramiento de la eficiencia del mercado, que permitan considerar aspectos como la transparencia de precios, la liquidez y la mitigación de riesgos (o cobertura) (Swiss Re Institute, 2022). En el componente de certificación y trazabilidad de las emisiones de GEI se deben discutir alternativas como los sistemas basados en balances de masa (como RED II) o sistemas basados en garantías de origen del hidrógeno.

4.2.2. No se ha establecido un plan regional y sectorial para la sustitución gradual del consumo de los combustibles fósiles.

Aunque se dispone de estudios de nodos regionales, que incluyen los principales derivados del hidrógeno de bajas emisiones, 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 también afecta el diseño de un mercado nacional eficiente para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Se necesita ampliar el nivel de análisis detallado a nivel regional y sectorial, para planifica la sustitución progresiva del uso de los combustibles fósiles y promover el desarrollo de encadenamientos productivos regionales. El hidrógeno de bajas emisiones desempeña un pilar de articulación para el acoplamiento entre sectores energéticos y de consumo para la implementación de la transición energética en el país. Esta sustitución de los combustibles fósiles debe tomar en cuenta las implicaciones de la adopción de tecnologías alternativas, la afectación económica y de competitividad de los

[47] En esta sección solo se abordan los criterios para el diseño del mercado relacionados directamente con la demanda de hidrógeno verde y sus derivados en todos los sectores y regiones del país. Los componentes adicionales para el diseño del mercado se abordan en las demás secciones de este capítulo de diagnóstico y se articularán posteriormente en el capítulo 5, mediante la línea de acción 4, correspondiente a la presente sección.

BORRADOR

diversos sectores de consumidores y las condiciones de aplicación progresiva del impuesto al carbono, especialmente en lo relacionado con el uso del hidrógeno gris. Este representa un sector de la demanda actual, que puede convertirse en un habilitador importante para la creación de la demanda crítica necesaria para el hidrógeno de bajas emisiones.

4.2.3. No se cuenta con una masa crítica para la demanda de hidrógeno de bajas emisiones en Colombia.

El país no ha logrado consolidar la creación de la masa crítica[48] para la demanda 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 disponibles[49]. 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.

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. No se han logrado materializar en el país las expectativas de consumo de hidrógeno y derivados de bajas emisiones por parte de sectores como la refinación del petróleo, la industria de fertilizantes, el transporte de carga pesada, los autobuses de largas distancias y el transporte aéreo mediante el uso de los combustibles SAF (Aerocivil, 2024), para la creación de la demanda crítica necesaria. Esta situación también se ilustra mediante la situación actual del banco de proyectos en desarrollo para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país (descrita

BORRADOR

[48] 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.

[49] 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).

en las secciones precedentes). Insuficiente nivel de desarrollo de la infraestructura de suministro y logística del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

4.3. Insuficiente desarrollo de la infraestructura transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

A pesar de su función determinante en la cadena de valor, el país no ha establecido ni los requerimientos ni las acciones necesarias para habilitar el uso de la infraestructura existente en otros sectores o para implementar nuevos desarrollos de infraestructura dedicada al transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Esta infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución ofrece la conexión física entre la producción y el consumo final del hidrógeno y sus derivados, lo que determina su rol habilitador en el desarrollo simultáneo de la oferta y la demanda. Esta infraestructura también es 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 la implementación de la transición energética en el país. El uso de la infraestructura existente de la red eléctrica nacional y del gas natural ofrece ventajas competitivas para el despliegue de la producción y el uso del hidrógeno de bajas emisiones. El desarrollo de nueva infraestructura exige inversiones altas y tiempos prolongados de construcción, que deben planearse disminuyendo la incertidumbre técnica, económica y de seguridad para permitir el despliegue oportuno de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados en el país (IEA, 2024). Estas consideraciones se extienden a los requerimientos de almacenamiento, equipos, dispositivos de instrumentación y control, red de distribución y medios de transporte portátiles o móviles (Maluenda, 2023).

Colombia carece de una planeación de la infraestructura de la cadena de valor del hidrógeno en el marco de planeación energética a largo plazo de los sectores eléctrico y del gas natural que no se incluye aún 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 y niveles incipientes para las evaluaciones tecnoeconómicos para optimizar la inversión en capital y la implementación. Asimismo, se identifica un bajo nivel de desarrollo en el establecimiento de criterios técnicos intersectoriales, de financiación, gobernanza y regulatorios referentes a la infraestructura (existente o nueva) para la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados en el país.

Este eje identifica tres causas que limitan el desarrollo de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus

BORRADOR

derivados en el país: (i) no se dispone de una estrategia integral a largo plazo para desarrollar la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución necesaria en la cadena de valor; (ii) no se han establecido los requerimientos de capacidad y las tecnologías apropiadas para el transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país; y, (iii) no se han definido los criterios de aplicación y ajustes de la reglamentación técnica y la regulación existentes para otros sectores o nuevos desarrollos para la asignación y acceso a la red de transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

4.3.1. El país carece de una estrategia de planeación integral a largo plazo para desarrollar la infraestructura necesaria de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

En el país no se ha realizado la planificación a largo plazo de los requerimientos de infraestructura del sector del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados ni se ha articulado esta con los esquemas de planeación establecidos en otros sectores, como el eléctrico y el del gas natural. Por una parte, la alternativa de producir hidrógeno por electrólisis usando electricidad del Sistema Interconectado Nacional ofrece ventajas competitivas, pero debe evaluarse en función de las condiciones para la transición energética, de la estabilidad del sistema, del cumplimiento de la demanda eléctrica regional y sectorial y de los niveles de intensidad de carbono asociados a la generación de esta electricidad. El parque de generación eléctrica existente en el país contaba a noviembre de 2023 con una capacidad instalada de 20,4 GW (UPME, 2024a). A 2037, las proyecciones de expansión de la generación eléctrica estiman capacidades instaladas entre 34,8 GW y 37,7 GW, bajo diversos escenarios y excluyendo la capacidad adicional requerida para la producción de hidrógeno mediante electrólisis. En este sentido, en el país se estima un requerimiento de capacidad eléctrica instalada para electrólisis de 2 GW a 2030 y superior a 10 GW a 2040, (Ministerio de Minas y Energía, 2024a), como se muestra en la Tabla 7, que exige una capacidad instalada de generación eléctrica renovable alta, comparativamente con los planes de expansión del sector. Por estas consideraciones, se requiere una expansión adicional y simultánea de la capacidad de generación y de las redes eléctricas e innovaciones para una operación eficiente del sistema, que permitan la producción de hidrógeno por electrólisis sin comprometer la confiabilidad del sistema eléctrico del país en el corto y mediano plazo. Además de la expansión de la red, necesaria para implementar medidas de acoplamiento sectorial, es importante reflejar las interrelaciones entre las redes de electricidad, calor e hidrógeno a través de una planificación integrada del sistema. En este sentido, los planes de mediano y largo

BORRADOR

plazo de expansión de generación y transmisión eléctrica del país, como (UPME, 2024a), aún no han incorporado la producción de hidrógeno a partir de capacidad nueva destinada a la electrólisis.

A pesar de las oportunidades que ofrecen los electrolizadores, no se han llevado a cabo análisis de optimización de su ubicación para equilibrar los costos operativos y la alta inversión inicial, ni se han considerado los potenciales servicios de utilidad para la red y el sistema eléctricos (UPME, 2024b), (UPME, 2024c). Para maximizar los beneficios del hidrógeno en la transición energética, es necesario implementar un marco de planificación coordinada, que integre los recursos renovables variables con la producción de hidrógeno y las restricciones de la red eléctrica. 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*). Los electrolizadores también proporcionan servicios adicionales de soporte a la red eléctrica, como la estabilización de frecuencia y voltaje, y flexibilidad operativa. Se requiere por ello equilibrar la proximidad de los electrolizadores a la generación eléctrica renovable con la disponibilidad de infraestructura asociada al transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Además, se requieren medidas regulatorias para definir áreas preferentes para la ubicación de los electrolizadores con servicios estratégicos para el sistema e implementar licitaciones que incentiven su desarrollo en el mediano plazo. Esto permitiría aumentar la producción de hidrógeno de bajas emisiones por electrólisis; usar eficientemente la energía renovable; reducir vertimientos de energía o electricidad renovables y aliviar potenciales cuellos de botella en la red (DNV GI, 2019). La integración de tecnologías de hidrógeno ofrece oportunidades para descarbonizar el sector eléctrico. Sin embargo, se requieren esfuerzos coordinados para superar las barreras de infraestructura, ubicación y costos.

Por otra parte, el país aún no ha avanzado en la planeación de la infraestructura relacionada con el transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados (IRENA, 2024), (Maluenda, 2023). En este sentido, no se han definido los requerimientos 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, a pesar de que esta alternativa ofrece ventajas efectivas en los costos para grandes volúmenes, una capacidad de suministro continuo y bajos costos operativos. La implementación de soluciones de transporte mediante tuberías dedicadas

BORRADOR

requiere inversiones iniciales altas, implica problemas de compatibilidad de los materiales de las tuberías (debido a la fragilización por hidrógeno) y enfrenta las condiciones limitadas de infraestructura del país. Los rangos típicos de presión entre 30-100 bar exigen una selección crítica de materiales para las tuberías. 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.

Asimismo, persiste un bajo nivel de desarrollo en la evaluación tecno económica detallada y de acceso público para determinar la viabilidad de utilización de la infraestructura existente del gas natural con mezclas con hidrógeno (*blending*). Esta es una medida transitoria que permitiría reducir emisiones por el uso del gas natural, fomentar el mercado inicial del hidrógeno de bajas emisiones y aprovechar la red de gasoductos para transportar y almacenar energía renovable, descongestionando las redes eléctricas y optimizando las inversiones futuras en infraestructura (Topolski, et al., 2022), (Dörr, et al., 2016). En Colombia la evaluación tecnoeconómica aún no ha sido abordada en el sistema de información técnica desarrollado por Minenergía, (Ministerio de Minas y Energía, 2025), ni a través de instrumentos de planeación empresariales en el sector del gas natural (Centro Regional de Estudios en Energía, 2023)

Otra alternativa para la que ya se han detectado limitaciones a nivel internacional (Bard, et al., 2022), pero que necesita evaluarse tecno económicamente bajo las condiciones del país, corresponde a la inyección del hidrógeno en la red del gasoducto de forma descentralizada, para permitir la conexión de unidades de producción de menor escala y enfocada en aplicaciones de uso final específicas, como la energía térmica o el transporte. Las sinergias que surgen de la sustitución planeada y gradual del gas natural reducen los costos de nuevas inversiones y abren oportunidades adicionales para el uso posterior de la infraestructura existente.

Adicionalmente, el país carece de análisis de viabilidad de infraestructura para el eventual transporte de dióxido de carbono de origen biogénico[50] desde ubicaciones y aplicaciones donde estas emisiones no pueden evitarse, así como para la compensación de emisiones residuales, lo que no ha sido abordado hasta la fecha como parte de los estudios técnicos reportados en el sistema de información del hidrógeno (Ministerio de Minas y Energía, 2025)**, ni de los estudios**

[50] El dióxido de carbono de origen biogénico es necesario para la producción de combustibles sintéticos como el metanol

BORRADOR

asociados a la hoja de ruta de la transición energética en el país (Ministerio de Minas y Energía, 2024a)**.** Este tipo de análisis permiten la toma de decisiones en función de los costos asociados a la distancia entre los lugares de generación del CO_2 y la ubicación del proyecto de producción de combustibles sintéticos como el metanol o de los lugares para el almacenamiento geológico a gran escala y del requerimiento de infraestructura correspondiente. En estos casos, la expansión de una infraestructura para el CO_2 debe planificarse siguiendo las condiciones de la demanda para evitar costos sociales y no poner en peligro la aceptación pública para este tipo de soluciones.

4.3.2. Colombia no dispone de soluciones de almacenamiento y transporte para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados ni para el CO_2

El país no ha establecido los requerimientos de almacenamiento y transporte del hidrógeno y sus derivados y del CO_2[51] según las proyecciones que ha establecido para su producción. En la medida en que se incremente la participación de la electricidad renovable en el nuevo sistema energético a partir de fuentes altamente variables como la solar y la eólica crecerá la necesidad de ofrecer soluciones de almacenamiento para aprovechar sus excedentes y para garantizar la estabilidad del sistema ante la variabilidad de las fuentes renovables (Ministerio de Minas y Energía, 2021), (GIZ, 2023c). El hidrógeno producido mediante electrólisis ofrece una de estas alternativas de almacenamiento al permitir la conversión de energía en forma de electrones a energía química dentro de las moléculas de hidrógeno. Por esta razón, el almacenamiento de hidrógeno desempeñará múltiples funciones en diversas escalas, como proporcionar flexibilidad a corto y largo plazo en el sistema energético; servir como elemento para el acoplamiento sectorial; permitir la reconversión a electricidad para equilibrar fluctuaciones entre la generación y la demanda; superar períodos con baja generación de energías renovables y aumentar la seguridad y confiabilidad energética del sistema (DNV GI, 2019), (GIZ, 2023d). En este sentido, es necesario realizar una estimación de las capacidades requeridas para el almacenamiento local y a nivel nacional que permitan la planeación y desarrollo de proyectos de almacenamiento bajo condiciones óptimas (EWI, 2024), (NWR, 2022) y su adecuada articulación con los demás desarrollos de la cadena de valor (IRENA, 2024). Este almacenamiento depende de varios factores como la producción, el volumen y el tipo de demanda, la disponibilidad de almacenamiento a gran escala, las condiciones de acoplamiento con el sector eléctrico y los costos de inversión y operación (NWR, 2021), (Department for Energy Security & Net Zero, 2023), (Ahluwalia, Papadias, Peng, & Roh, 2019). En función de este tipo de

[51] Para hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles

BORRADOR

parámetros, algunos países han realizado estimaciones de almacenamiento en un rango amplio entre el 5 al 15 % de la demanda anual de hidrógeno y sus derivados (por ejemplo, para Alemania estos valores son equivalentes a capacidades de almacenamiento entre 5 y 15 TWh, respectivamente), (NWR, 2021), (NWR, 2022). Estas proyecciones pueden variar significativamente dependiendo del desarrollo del mercado, lo que también causa incertidumbre para la planeación y el desarrollo de esta infraestructura de almacenamiento. Se tiene por ello la necesidad de realizar un monitoreo continuo del desarrollo real del mercado y una planeación que permita realizar avances progresivos, pero manteniendo niveles de escala competitivos económicamente.

No se dispone en el país de estudios para identificar estructuras geológicas adecuadas para el almacenamiento de hidrógeno a gran escala y menores costos. El almacenamiento subterráneo de hidrógeno ofrece varias alternativas tecnológicas, en un rango amplio de costos, como se muestra en la Tabla 11. Para los costos nivelados de almacenamiento de hidrógeno (LCOS) se estiman actualmente valores en el rango entre 0,30 – 0,65 USD/kg (ver soporte en la Tabla 11), por lo que tienen una alta incidencia en los costos finales para el consumidor. El almacenamiento subterráneo en cavernas salinas se destaca como la opción más económica por un amplio margen, debido a sus propiedades geológicas y fisicoquímicas, la alta flexibilidad operativa y los menores riesgos comparativos (como la contaminación del hidrógeno), pero está limitado geográficamente a formaciones geológicas específicas, que aún no han sido identificadas en el país y por lo tanto se desconoce actualmente si este tipo de almacenamiento tiene un potencial para su despliegue en Colombia.

BORRADOR

Tabla 11. Comparación de tecnologías para el almacenamiento subterráneo de hidrógeno a gran escala[a]

	Cavernas de sal	Cavernas de roca	Yacimientos agotados	Acuíferos
Geología	Estructuras salinas (domos o mantos salinos) de diversos espesores	Roca masiva homogénea, sellado mediante gestión de aguas subterráneas o revestimiento	Formaciones porosas agotadas (ej. arenisca, caliza)	Capas porosas y permeables (ej. arenisca, caliza)
Profundidad	300-2.500 m	100–1.000 m	300–2.700 m	400–2.300 m
Rango de presión	35–275 bar	10–230 bar	15–285 bar	30–315 bar
Estanqueidad del gas	Muy alta	Media	Media	Media
Volumen gas de trabajo	Alto	Medio	Alto a muy alto	Alto a muy alto

Porcentaje de gas colchón	20–30%	30%	50–60%	50–80%
Ciclos anuales	Altos	Altos	Bajos	Bajos
Flexibilidad	Muy alta	Alta	Media	Media
TRL	9	En desarrollo	6-7	3-7
LCOS USD$/kg	≈ 0,30-0,34	En desarrollo	≈ 0,31-0,65	≈ 0,30-0,60
Costos específicos de inversión	Medios-altos (superiores a yacimientos)	Altos	Bajos (inferiores a cavernas y acuíferos)	Medios-altos (superiores a cavernas y yacimientos)
Aptitud para el hidrógeno	Confirmada	En estudio	En estudio	En estudio
Riesgos	Bajo riesgo de reacciones bacterianas; disposición de salmuera	Fatiga de materiales; garantía de estanqueidad	Actividad microbiana; reacciones geoquímicas; mezcla con hidrocarburos residuales	Actividad microbiana; reacciones geoquímicas; alta permeabilidad; contaminación de aguas subterráneas

Fuentes: tabla adaptada de (EWI, 2024), (DNV GI, 2019) e (Indinger, 2023).

Nota: (a) Con información de las siguientes fuentes: (Tarkowski, 2019); (Warnecke & Röhling, 2021); (Małachowska, Łukasik, Mioduska, & Gebicki, 2022); (Epelle, et al., 2022); (Ahluwalia, Papadias, Peng, & Roh, 2019); (NRW.Energy4Climate, 2022); (Crotogino, Schneider, & Evans, 2017); (Saraf, 2022); (Kruck & Crotogino, 2013); (Zivar, Kumar, & Foroozesh, 2021); (Lord, Kobos, & Borns, 2014); (Patanwar, Kim, Deb, & Gujjala, 2023); (Indinger, 2023); (DNV GI, 2019); (Department for Energy Security & Net Zero, 2023)

La ausencia de condiciones habilitantes para mejorar la viabilidad económica de las tecnologías de captura uso y almacenamiento de carbono (CAC) en Colombia limita su implementación, especialmente en contextos como proyectos costa afuera o de corta duración. Esta situación obedece a la falta de estrategias técnicas y financieras para reducir los altos costos asociados al desarrollo del sitio de almacenamiento, al monitoreo, y a las condiciones operativas, lo cual restringe su competitividad frente a otras tecnologías y frena su escalamiento comercial. Los principales factores que influyen en los costos están asociados a la estrategia de desarrollo del sitio; la tasa y duración de la inyección; las opciones de monitoreo (pozos de observación, estudios geofísicos); la producción de agua y la tasa de descuento utilizada (que impacta fuertemente los flujos de caja) (Gruson, et al., 2015).

De igual manera, se identifica una alta dependencia de los costos de almacenamiento del sitio en el que se busque desarrollar el proyecto, lo que dificulta su implementación. La estructura de costos es heterogénea entre proyectos. Los factores clave son: la estrategia de desarrollo; las opciones técnicas

BORRADOR

(tasa y duración de inyección) y el enfoque de monitoreo. Se requieren incentivos para compensar los costos de almacenamiento: créditos de sistemas de comercio de emisiones; créditos fiscales y financiamiento público. También es necesario realizar en el país la evaluación de alternativas de uso y almacenamiento de CO_2 relacionadas con la recuperación mejorada de petróleo (EOR) en el país (ECOPETROL, 2023), para lo cual no se cuenta aún con los reglamentos que establezcan las condiciones técnicas, económicas, ambientales y regulatorias de CCUS asociadas.

El país no dispone de soluciones para el despliegue comercial de contenedores ni de tecnologías portátiles para el transporte del hidrógeno y sus derivados en el país, que cubren un intervalo amplio de opciones tecnológicas según las condiciones de producción y consumo final y altas diferencias en sus costos (Strategic Analysis Inc., 2022)**.** La implementación de las tecnologías de almacenamiento y transporte del hidrógeno implican alcanzar compromisos entre los parámetros técnicos y económicos, que incluyen la eficiencia energética, la densidad volumétrica y gravimétrica, los costos, los niveles de madurez tecnológica (TRL) y las consideraciones de seguridad. La selección óptima de los métodos de transporte depende fundamentalmente de la distancia y el volumen. De acuerdo con los desarrollos actuales, para distancias cortas se usa principalmente el gas comprimido mediante tuberías o remolques tubulares; para distancias medias, el hidrógeno líquido o tuberías (especialmente las reconvertidas) y para distancias largas o intercontinentales, el uso de portadores orgánicos líquidos (LOHCs), amoníaco o barcos para hidrógeno líquido (Department for Energy Security & Net Zero, 2023), (Strategic Analysis Inc., 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. Esta planificación también debe incorporarse en los planes de desarrollo nacional y regionales, para facilitar la formulación, financiación e implementación de los proyectos. Se dispone de estudios iniciales con ese propósito[52] (DNP y el Banco Mundial, 2025) 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

[52] Departamento Nacional de Planeación y el Banco Mundial. 2025. Hidrógeno Verde en Marcha: Viento, Agua y Puertos para Transformar a Colombia, Washington DC: World Bank

BORRADOR

sociales. 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.

4.3.3. No se han definido criterios para la regulación y operación del sistema de transporte y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

En el país no se han identificado ni establecido criterios y normas básicas para la asignación y acceso a la infraestructura de transporte y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados[53] ni a la operación de este sistema, actividades que apenas se están abordando actualmente por parte de la CREG dentro de las perspectivas regulatorias para la integración del hidrógeno en la matriz energética (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2025)**.** Aunque el país dispone de regulación integral para el sistema de transporte de gas combustible (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995) y específica para el gas natural (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1999) el glp, el biogás y biometano (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016), esta regulación aún no se ha desarrollado para el hidrógeno de bajas emisiones, ni para sus derivados, encontrándose en las etapas iniciales para su desarrollo (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2025). Se requiere, igualmente, 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 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021).. Estos desarrollos exigen definir criterios articulados con otros sectores, como el del gas natural, y otros componentes de la cadena de valor, para la asignación, operación y acceso a esta infraestructura, en función del desarrollo del mercado del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país. 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 productos[54]. Al mismo tiempo, es un insumo necesario para

[54] 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.

BORRADOR

avanzar con el diseño integral de un mercado para la cadena de valor (que se aborda en la subsección 4.2.1, del presente capítulo de diagnóstico).

4.4. Baja cohesión y sincronía del marco regulatorio, normativo y de gobernanza, con limitada incorporación de enfoque socioambiental en los proyectos de la cadena de hidrógeno de bajas emisiones y derivados

Las falencias en la integración del enfoque social y ambiental en los proyectos energéticos tienen una incidencia alta 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 Enérgia, 2022) (Ministerio de Minas y Enérgia, 2024).

A partir de análisis sociales y ecológicos se ha propuesto una tipología para las conflictividades asociadas al desarrollo del sector de los hidrocarburos (Duarte Torres, et al., 2022), que se resume en la Tabla 12. Esta clasificación 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 12. Clasificación de las principales categorías de conflictividad social asociadas al desarrollo histórico de proyectos a gran escala en el sector energético

Categoría	Causas y riesgos
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

BORRADOR

	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.

BORRADOR

En esta sección se analizan 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 cuatro causas o ejes problemáticos así: (i) incipiente gobernanza para el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país; (ii) deficiencias en la participación y aceptación social al desarrollo de proyectos energéticos; (iii) deficiencias en la integración del enfoque ambiental y falta de procedimientos específicos de licenciamiento ambiental; y (iv) falta de adopción de la normatividad técnica y de seguridad para la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados.

4.4.1. Insuficiente gobernanza para el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país.

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 que desarrollan los diversos actores regionales y

sectoriales y consolidar una visión estratégica nacional 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). Se evidencia en el país 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). Ello, a pesar de que el país cuenta con esas capacidades específicas separadamente en las diversas entidades de gobierno y como parte de los demás actores de la cadena de valor. En este sentido, 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 una baja articulación regional y sectorial para el despliegue de la cadena de valor a través de los nodos del hidrógeno y sus derivados en el país. Estas características han dificultado la implementación de alternativas de gobernanza con participación multidisciplinaria y multisectorial y 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 del plan de acción (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).

BORRADOR

4.4.2. Deficiencias en incorporación y articulación del enfoque social y mecanismos de participación en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

El país no cuenta actualmente 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[55]. Sin embargo, este proceso de consulta debe superar algunas dificultades relacionadas con los

[55] Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa

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 Enérgia, 2024) y los costos de desarrollo del proyecto, como ya ha sucedido en algunos proyectos energéticos en La Guajira (Monsalve, 2023).

Al mismo tiempo, se cuenta con bajos niveles históricos de desarrollo social y económico en gran parte de los territorios del país, a pesar de que varios de ellos albergan grandes proyectos de explotación de recursos fósiles (Ministerio de Minas y Enérgia, 2022)**.** El caso de La Guajira ilustra bien esta situación, ya que más del 50 % de su población se encuentra en situación de necesidades básicas insatisfechas, NBI, (DANE, 2025), siendo uno de los mayores índices dentro de los departamentos del país. Estas dificultades son relevantes porque el nuevo sistema energético renovable se desarrollará de forma distribuida en los territorios, en función de los potenciales geográficos de las fuentes renovables de energía y con la presencia directa de las comunidades. Estas características del nuevo sistema energético incentivan la ubicación de los proyectos a gran escala en los territorios con los mejores indicadores de potencial energético aprovechable.

4.4.3. Escasa articulación e integración del enfoque ambiental para el desarrollo de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

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 en el contexto del país para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados[56]. En este sentido, solamente desde 2025 se han iniciado actividades por parte del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y la Agencia de Cooperación Internacional de Alemania para para

[56] 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.

BORRADOR

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).

Actualmente, ni los proyectos de energías renovables ni para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados cuentan con una incorporación de los conceptos de la economía circular (Gobierno de Colombia, 2019)**, para el uso eficiente de los recursos y la energía, lo que limita su aprovechamiento, reutilización y minimización de desechos en la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados** (World Bank Group, 2022) (DIN, DKE & VDI, 2024)**.** Las limitaciones en la disponibilidad global de materias primas, especialmente de los minerales críticos necesarios para la fabricación de los electrolizadores (como el iridio), representan riesgos para garantizar la cadena logística y la ampliación de la capacidad de producción y de uso del hidrógeno mediante las celdas de combustible. Estas deficiencias pueden afectar el ritmo de desarrollo y el despliegue tecnológico a escala comercial. A pesar de esta situación, el desarrollo actual de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones no adopta, desde las etapas tempranas de concepción, los esquemas de la economía circular para implementar el reciclaje de materias primas críticas (Signoria & Barlettani, 2023).

Asimismo, el país carece de promoción en el uso y las herramientas de integración y articulación que ofrece la realización de los LCA para la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el contexto del país (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). Se produce de esta forma 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 análisis de ciclo de vida 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 que mida la intensidad de emisiones de carbono en la producción de hidrógeno limita su certificación, regulación y comercialización internacional, afectando la alineación del país con esquemas regionales e internacionales. La realización de los análisis de ciclo de vida 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 correspondiente[57].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 carbono[58] en kg de CO_2 por kg de hidrógeno producido (en kg CO_2/kg H_2), 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, CertHiLAC, (Hartmann, et al., 2023).

La producción del hidrógeno mediante electrólisis[59] 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). 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 13 se presentan los rangos representativos de las áreas requeridas para la instalación de plantas de producción de electricidad renovable[60]. Por su parte,

BORRADOR

[57] 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).

[58] En el capítulo 3 se describe el indicador de la intensidad de emisiones de carbono.

[59] Ver la descripción de la electrólisis en el capítulo 3 del marco conceptual.

[60] Este indicador se refiere al área requerida en m^2 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.

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 aún con procedimientos de incorporación de la información nacional de la evaluación de los usos del suelo y su disponibilidad como parte de los análisis ambientales

, que pueda usarse desde las etapas iniciales de formulación de los proyectos de producción de electricidad renovable o, integralmente, con la producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados[61]. Este tipo de análisis se requiere como parte de los procesos de transición energética y de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados porque el nuevo sistema energético tiene una mayor intensidad en el uso del suelo que el sistema energético actual. Esto es debido a las características de generación eléctrica descentralizada y a menor escala, comparativamente con el uso del suelo por parte de las grandes centrales de hidroelectricidad y térmicas. La producción del hidrógeno de bajas emisiones por electrólisis tiene asociada la generación eléctrica a partir de las diversas fuentes renovables de energía, y, consecuentemente, tiene afectaciones indirectas 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 13. 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 estratégicas[62] a cargo del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Herrera, R.J.; Bonilla Madriñán, M., 2009) han demostrado ser de utilidad.

BORRADOR

Tabla 13. 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 [m²/MWh]	Descripción
Eólica (tierra firme)	0,5	Solamente incluye el área de impacto directo

[61] 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.

[62] Evaluaciones ambientales estratégicas, MADS

	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)
Bioenergía (biomasa)		
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

Fuentes: (UNECE, 2021), (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) , 2014), (IRENA, 2020), (GIZ, 2024), (Enevoldsen & Jacobson, 2021), (NREL, 2023).

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 Enérgia, 2022), (Ministerio de Minas y Enérgia, 2024), (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. Como referencia, se requieren teóricamente 9 kg de agua para la producción de 1 kg de hidrógeno por electrólisis (IRENA; Bluerisk, 2023). Este proceso exige agua con altos estándares de pureza para garantizar el funcionamiento adecuado de los electrolizadores. El requerimiento de agua depende de la fuente de suministro, con valores representativos por kg de hidrógeno de 15 litros (para agua de grifo); 17 litros (para agua subterránea) y del orden de 28 litros (para agua desalinizada) (IRENA; Bluerisk, 2023). Se requieren cantidades adicionales de agua para otros servicios en el procesamiento, como el enfriamiento, con un requerimiento estimado de 20 litros por kg de hidrógeno producido (de los cuales aproximadamente 15 litros se evaporan y 5 litros se usan en purgas). De esta forma, se estima un consumo total representativo (Miao Yang, 2023) (EWI, 2024) de agua de 35 litros por kg de hidrógeno producido a gran escala mediante electrólisis (IRENA; Bluerisk, 2023) que representan valores anuales de consumo de 4,2 millones de metros cúbicos (Mm^3) de agua en 2030; 27,4 Mm^3 en 2040 y 64,2 Mm^3 en 2050, según las proyecciones de la hoja de ruta del hidrógeno (Ministerio de Minas y Energía, 2021). La disponibilidad local del agua puede afectar la

BORRADOR

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).

4.4.4. No se ha desarrollado o adoptado la normatividad técnica y de seguridad en el manejo del hidrógeno y sus derivados en el país.

Aunque se dispone de instrumentos regulatorios integrales para gas combustible, (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995)**, no se han implementado ajustes regulatorios o el desarrollo de nuevos instrumentos técnicos regulatorios 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, corregulación o autorregulación. Consecuentemente, no se cuenta con un esquema identificado para la articulación entre 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, el soporte metrológico y de laboratorios requerido y su uso aplicado en los proyectos.

El hidrógeno tiene los índices más altos en las escalas de inflamabilidad, lo que determina características únicas en su comportamiento ante la ignición y la combustión (National Fire Protection Association (NFPA), 2022)**,** (ISPT , 2023). Las propiedades de permeabilidad, inflamabilidad y explosión del hidrógeno difieren significativamente de otros gases, como el gas natural y el GLP, y determinan las exigencias de seguridad para su manejo a lo largo de la cadena de suministro y los criterios de calidad para su operación a lo largo de los componentes de la cadena de producción, suministro y usos (ISPT , 2023).. 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, lo que significa que necesita muy poca energía para iniciar una reacción de combustión. Esto hace que el hidrógeno sea especialmente peligroso en los entornos donde se maneja o almacena. 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 una propagación veloz de la llama. Los equipos, la instrumentación, la infraestructura completa de transporte, almacenamiento y

BORRADOR

distribución y las aplicaciones de uso final deben cumplir con condiciones estrictas de seguridad.

Si bien el país ha avanzado en la adopción de normatividad técnica nacional e internacional para el gas combustible, aún se requiere ampliar su cobertura para incluir nuevos componentes como el hidrógeno y sus derivados. Como parte del código del gas combustible, el país ha reglamentado el cumplimiento de normatividad técnica colombiana, 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[63], que Icontec ha adoptado parcialmente para el país[64]. Aun así, se requiere ampliar la cobertura de esta normatividad, incluyendo los nuevos componentes de la cadena de valor, como los derivados o portadores del hidrógeno, 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.

Asimismo, no se cuenta con normatividad técnica nacional sobre la calidad del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Esto es indispensable para garantizar, además de las condiciones de seguridad, el cumplimiento de los parámetros operativos a lo largo de los diversos componentes y equipos de la cadena de suministro, incluyendo las aplicaciones de uso final (ISO 14687:2025 , 2025), siendo esta normatividad un componente necesario para acceder competitivamente a los mercados internacionales.

El país no cuenta con medidas que contribuyan a prevenir y mitigar fugas de hidrogeno y de instrumentación y medición metrológico para su monitoreo y control, que no se abordaron 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, adicionalmente a los riesgos de seguridad en su manejo, también ocasionan fenómenos que prolongan la permanencia del metano en la atmósfera (con los impactos ambientales asociados) (OIES, 2024). De forma similar, se requiere el soporte tecnológico adecuado en el caso del almacenamiento del CO_2, como parte de los sistemas CCUS, para garantizar las condiciones de confiabilidad y evitar su emisión nuevamente a la atmósfera.

Además, el país no dispone del soporte de metrología requerido para el hidrógeno y sus derivados a lo largo de la cadena de valor, ni de un sistema de

[63] Technical Committees, ISO/TC 197 - Hydrogen technologies

[64] Grupo de normas técnicas sobre hidrógeno de ICONTEC

BORRADOR

infraestructura de la calidad y de laboratorios que ofrezcan y certifiquen 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 Infraestructura de la Calidad (IC) en Colombia con el soporte de la cooperación internacional (Physikalisch-Technische Bundesanstalt - PTB, 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 - INM, 2025). Esta etapa inicial de articulación de las entidades del sistema de la Infraestructura de la Calidad 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.

4.5. Déficit de capacidades para el desarrollo industrial y de formación de capital humano regionales para el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

Además de la brecha tecnológica internacional del país en la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, internamente se tiene una brecha en las capacidades para el desarrollo industrial regional para la producción y ensamblaje de tecnologías y de formación del capital humano para el desarrollo de esa cadena de valor. El país presenta brechas tecnológicas relevantes en todas las etapas de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados, especialmente en los componentes de alta tecnología, como los electrolizadores y las celdas de combustible, (Minciencias, 2024). También se tiene dependencia del suministro internacional de las tecnologías para el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía, incluyendo la solar fotovoltaica y la eólica a gran escala. Además, aun siendo insuficientes para el país, las capacidades de talento humano, de infraestructura, industriales y de investigación y desarrollo, se concentran en los centros urbanos con mayor desarrollo económico, (Minciencias, 2024).

Aunque el país no dispone actualmente de tecnologías propias en escala de implementación comercial en este sector, si cuenta con capacidades industriales en otros sectores que pueden emprender desarrollos tecnológicos y de manufactura en las diversas etapas de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados. Estos desarrollos enfrentan retos multinivel asociados a la complejidad tecnológica, en al menos tres niveles que permitan: (i) acceder a esquemas de coproducción, ensamblaje y transferencia tecnológica en componentes de alta tecnología; (ii) incorporar parcialmente tecnología nacional en otro tipo de componentes tecnológicos; y (iii) desplegar tecnologías completamente nacionales en áreas con las capacidades para hacerlo (Minciencias, 2024). Para

BORRADOR

ello, se requiere superar las barreras que impiden la implementación regional de esquemas enfocados en la resolución de desafíos específicos de producción y ensamblaje de tecnologías para la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país; el desarrollo de proveedores y de la fuerza laboral correspondientes; y la creación de capacidades estructurales de investigación, desarrollo e innovación en empresas e instituciones asociadas a la producción y ensamblaje de tecnologías para esta cadena de valor.

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 areneros regulatorios. 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 para la producción y ensamblaje de equipos y maquinaria y de formación de talento humano para la cadena de valor, y es abordado a través de tres causas o subejes problemáticos, así: (i) el déficit de capacidades a nivel regional en el país para la producción y ensamblaje de equipos y maquinaria y de formación de talento humano para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados; (ii) la baja participación de la I+D+i en el despliegue de las capacidades de producción y ensamblaje nacional de equipos y maquinaria para el despliegue de la cadena de valor; y, (iii) la carencia en la implementación de las areneras regulatorias para el desarrollo regulatorio experimental y el escalamiento productivo simultáneos, mediante la implementación de proyectos piloto en ambientes reales de aplicación.

BORRADOR

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

El país depende actualmente de tecnologías importadas para el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados en todas sus etapas. En relación con la producción del hidrógeno y sus derivados, el país cuenta con desarrollos a escala piloto, implementados principalmente con tecnologías importadas y por parte de desarrolladores internacionales, (Fenoge, 2023), y con una cantidad muy baja de proyectos en desarrollo u operativos a escala industrial (IEA, 2024a). Aunque el país dispone del potencial en otros sectores industriales

para desarrollar capacidades de producción y ensamblaje de componentes y sistemas auxiliares a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, se identifica escasez de proveedores locales para equipos y sistemas especializados de la cadena de valor, (Minciencias, 2024). En este sentido, no se dispone de estudios técnicos especializados enfocados en el diagnóstico de las capacidades industriales y de conocimiento (*know how*) a nivel regional y consolidados nacionalmente, que permitan priorizar esos potenciales y fortalecer las capacidades de manufactura o ensamblaje nacional de componentes tecnológicos a lo largo de la cadena de valor, como lo evidenció recientemente otro documento de política pública en el país, (Minciencias, 2024).

Los niveles de complejidad, los costos y los tiempos de desarrollo de las tecnologías de electrólisis a gran escala no ofrecen actualmente condiciones apropiadas para la implementación de su producción en Colombia, y existe incertidumbre sí puede tenerse un potencial para la eventual ubicación de plantas de ensamblaje en el país, de cara al mercado de América Latina, (Minciencias, 2024). El análisis y definición de este potencial es relevante para el desarrollo industrial nacional asociado a esta cadena de valor y complementa los lineamientos básicos que en este sentido se establecieron mediante las políticas públicas para la reindustrialización, (Departamento Nacional de Planeación, 2023b), y de fomento de la investigación y la innovación para la implementación de la transición energética en el país, (Minciencias, 2024).

En relación con el transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados se identifican brechas tecnológicas importantes en todas las escalas de capacidad de producción. Aunque estas brechas se pueden superar a través de la importación de tecnologías desde otras economías a nivel internacional, el país cuenta en este aspecto con capacidades industriales nacionales para la producción y ensamblaje de equipos y maquinaria en otros sectores, que pueden incentivarse para hacer desarrollos propios en la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados, (Minciencias, 2024). Debido a los desarrollos en otros sectores, como el del gas natural y el petroquímico, existen oportunidades para la fabricación local de tanques y sistemas de tuberías y se puede fomentar el desarrollo de capacidades de fabricación y ensamblaje nacional relacionados con la compresión, licuefacción y sistemas integrados de transporte del hidrógeno y sus derivados, como ya lo están haciendo otras economías a nivel regional, (Maluenda, 2023). No se cuenta, sin embargo, con estudios rigurosos del estado técnico y de las capacidades de producción industrial del país para preparar estimaciones detalladas de costos de capital y operativos para la manufactura de sistemas de transporte, almacenamiento y distribución en diferentes escalas de producción, (Minciencias, 2024). En este contexto, el país no ha hecho uso de

BORRADOR

metodologías como el diseño para la fabricación y ensamblaje (DFMA por sus siglas en inglés), 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).

Aunque el país cuenta con potencial en algunos sectores productivos para desarrollar soluciones adaptadas a las necesidades locales, en las aplicaciones finales carece de capacidades y desarrollos enfocados en tecnologías relevantes como los vehículos pesados, operando con celdas de combustible, y los procesos industriales, como la producción de calor, de amoniaco verde y sus derivados y del acero verde. En este contexto, no se ha impulsado hasta la fecha el desarrollo de proyectos piloto para el uso del hidrógeno en el sector de la minería, ni de producción de equipos y tecnología para la generación de calor a alta temperatura y vapor para procesos industriales, aunque se ha evidenciado que el país dispone de capacidades y demanda para incursionar en este sector, (UPME - INCOMUSTION, 2014).

En relación con las capacidades de formación técnica y para el trabajo, el país tiene un bajo desarrollo de competencias y formación de capital humano con conocimientos y habilidades específicas en la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, que impiden 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. 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 Enérgia, 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, aunque se han realizado este tipo de desarrollos para otros sectores estratégicos, (Ministerio de Educación Nacional, 2025), (Ministerio de Minas y Enérgia, 2022).

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

El país tiene una bajo despliegue de las actividades de investigación, desarrollo e innovación en el desarrollo de las cadenas de valor, , (Minciencias, 2024)**.** Este problema también ha sido abordado de forma general para la transición energética por parte de la política de reindustrialización, (Departamento Nacional de Planeación, 2023b). Sin embargo, se requiere incorporar medidas de solución específicas para el despliegue de la naciente cadena de valor del

BORRADOR

hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país, que incluyen la formación de talento humano para las actividades de I+D+i industriales del sector y el fomento de esquemas asociativos para atender la solución de problemas transversales para los diversos actores de esta cadena de valor, (Minciencias, 2024).

Adicionalmente, el país tiene una participación incipiente de esquemas de apoyo para fomentar el escalado de procesos industriales, que permitan superar la brecha entre las actividades de investigación y desarrollo a nivel de laboratorio y las correspondientes al nivel industrial y de comercialización de las tecnologías (Minciencias, 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. 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 tecnologías[65], 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.

La cantidad de personal dedicado a las labores de I+D+i en el país no solamente es muy bajo, sino que presenta una alta concentración (superior al 90 %) en el sector académico de los centros urbanos más desarrollados, (Minciencias, 2024)**.** El personal dedicado a investigación en Colombia fue en 2021 de 0,91 personas equivalentes de tiempo completo por cada 1000 personas de la fuerza laboral, (RICYT, 2025a), comparativamente, por ejemplo, con 2,15 personas para el mismo indicador en América Latina y el Caribe, (RICYT, 2025a); 10,3 personas para Alemania o 17,3 personas para la República de Corea, (OECD, 2025). De la cantidad de investigadores en 2017 en Colombia, cerca del 95 % laboraba en el sector académico y menos del 3 % en el sector empresarial, (RICYT, 2025b).

4.5.3. Escasa implementación de las areneras regulatorias para el desarrollo regulatorio experimental mediante la implementación de proyectos piloto en ambientes reales de aplicación

A pesar de disponerse del instrumento regulatorio[66], el país no ha hecho uso de las ventajas que ofrece el desarrollo de proyectos mediante areneras regulatorias, que facilitan los procesos de aprendizaje y desarrollo regulatorio a través de proyectos experimentales de I+D+i incorporando de pruebas de modelos

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

[66] Ley 2069 de 2021: Por medio del cual se impulsa el emprendimiento en colombia, Artículo 5

BORRADOR

y sistemas innovadores en espacios controlados[67]. La innovación enfrenta retos para la adaptación de las soluciones a los marcos regulatorios, que pueden ser complejos, costosos y demandantes en tiempo[68]. Por su parte, los reguladores necesitan mantener el ritmo de desarrollo de la innovación y comprender sus impactos para garantizar que la regulación sea adecuada a sus propósitos. Se tiene, además, una preocupación pública creciente sobre la falta de escrutinio de las tecnologías emergentes, su valor social e impactos, y los mecanismos de gobernanza. Es ante este tipo de problemas que los espacios de experimentación, como los bancos de pruebas (*test beds*), los laboratorios vivos (*living labs*) y las areneras regulatorias (*regulatory sandboxes*), ofrecen ventajas para el aprendizaje regulatorio, especialmente en áreas donde las tecnologías disruptivas ofrecen el potencial para abordar los desafíos sociales (Kert, Vebrova, & Schade, 2022). Este instrumento es apropiado para la introducción y el despliegue de nuevas tecnologías, como corresponde al sector del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia. Los espacios controlados de experimentación también incentivan la ejecución de proyectos piloto de investigación, desarrollo e innovación en escalas productivas y en ambientes reales de aplicación, lo que permite el aprendizaje en los contextos social, económico y ambiental regionales y sectoriales[69]. El despliegue de los proyectos eléctricos a gran escala con fuentes renovables de energía en los últimos 5 años en el país ha evidenciado el papel central que desempeñan los procesos de participación y aceptación social y los criterios ambientales en su desarrollo. Las areneras regulatorias ofrecen una alternativa pertinente para acompañar este tipo de desarrollos, que permitan establecer marcos regulatorios y de normatividad técnica ajustados a los requerimientos específicos, simultáneamente con la posibilidad de apoyar el escalado de las capacidades hasta niveles comerciales (BMWi, 2019).

El proceso de transición energética, y específicamente el sector del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país no han implementado formas de aprendizaje regulatorio ascendente y descendente ni ha promovido programas de cooperación y colaboración entre las areneras regulatorias y otros espacios controlados de experimentación habilitados mediante el plan de acción de la misión de investigación e innovación de la transición energética , (Minciencias, 2024)**, para llevar a cabo actividades de escalamiento y el despliegue de tecnologías en ambientes reales de aplicación.** Estos desarrollos deben realizarse a partir de la priorización de áreas estratégicas de desarrollo e innovación

[67] Mecanismo exploratorio de regulación para modelos de negocio innovadores en industrias reguladas (*Sandbox*), Artículo 5, Ley 2069 de 2021.

[68] Supertintendencia Financiera de Colombia: Sandbox regulatorio

BORRADOR

tecnológica y de manufactura, de acuerdo con los planteamientos de la presente política pública, e impulsando la coordinación público-privada y la formación del ecosistema del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país. Se necesita enfatizar el equilibrio entre el apoyo al desarrollo de innovaciones con la mitigación de riesgos relacionados para el mercado, el público y el medio ambiente. Su adopción es un habilitador para implementar métodos más ágiles, participativos, centrados en la evidencia y anticipatorios de gobernanza regulatoria y del propio ecosistema del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país (BMWi, 2019).

BORRADOR

5. DEFINICIÓN DE LA POLÍTICA

5.1. Objetivo general

Fortalecer las capacidades técnicas, institucionales, productivas y de demanda para el desarrollo y expansión de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados con el fin de impulsar y consolidar la descarbonización y la reindustrialización de Colombia.

5.2. Objetivos específicos

OE1. Incentivar la inversión en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados para avanzar en el proceso de descarbonización, consolidando nuevas oportunidades de reindustrialización en el país.

OE2. Generar las condiciones para la creación y desarrollo de la demanda nacional de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

OE3. Impulsar el desarrollo de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país para aumentar su competitividad en oferta y demanda frente a sustitutos de origen fósil.

OE4. Fortalecer la cohesión, sincronía y articulación intersectorial del marco regulatorio, normativo y de gobernanza para el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país.

OE5. Fortalecer las capacidades técnicas del aparato productivo, de formación del capital humano, de investigación y desarrollo regional para la consolidación de encadenamientos productivos y proyectos en la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país.

BORRADOR

5.3. Plan de acción

En esta sección se presentan las acciones para el logro de los objetivos planteados en la presente política, agrupadas según las problemáticas descritas en el diagnóstico y lideradas por entidades del Gobierno nacional, que se resumen en la Tabla 14, las entidades involucradas ejecutarán las acciones dentro del marco de sus competencias y de acuerdo con el Marco de Gasto de Mediano Plazo (MGMP) y el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP).

Tabla 14. Estructura del plan de acción en función de las agrupaciones de problemas del diagnóstico y los objetivos específicos

Objetivos específicos	Líneas de acción			
Incentivar la inversión en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones (OE. 1)	**5.3.1 Incentivar la inversión en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país**			
	1.1 Esquemas articulados para la optimización de la localización de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados	1.2. Impulsar esquemas intersectoriales para el despliegue de proyectos de evaluación, exploración y explotación de hidrógeno blanco o geológico en Colombia	1.3. Reducción de los costos de producción del hidrógeno de bajas emisiones.	1.4. Creación del marco nacional de financiación y política fiscal para el hidrógeno de bajas emisiones.
Generar las condiciones para la creación y desarrollo de la demanda nacional (OE. 2)	**5.3.2 Creación y aceleración de la demanda nacional de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados**			
	2.1 Impulso a la asignación eficiente y óptima del capital de inversión	2.2 Reducción gradual del consumo de combustibles fósiles mediante mandatos y obligaciones de fomento al hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados	2.3. Creación de una masa crítica de demanda de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados	
Impulsar el desarrollo de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución (OE. 3)	**5.3.3 Estrategia para acelerar desarrollo de infraestructura para hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados**			
	3.1. Construcción del plan de almacenamiento y transporte para la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados	3.2. Definición de criterios para la implementación, acceso, uso y operación de una red de transporte y distribución por ducto del		

BORRADOR

		hidrógeno de bajas emisiones		
Fortalecer la cohesión, sincronía y articulación intersectorial del marco regulatorio, normativo y de gobernanza (OE. 4)	**5.3.4 Cohesión, sincronización y evolución del marco regulatorio, normativo y de gobernanza, con incorporación de enfoque socioambiental asociado al mercado del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados**			
	4.1. Creación de un mecanismo de gobernanza flexible, adaptativo, efectivo y con alto nivel de decisión para el ecosistema del hidrógeno	4.2. Incorporación del enfoque social en proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados a gran escala	4.3. Incorporación del enfoque ambiental en la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados	4.4. Desarrollo y adopción nacional de estándares técnicos y de seguridad para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados
Fortalecer las capacidades técnicas del aparato productivo, de formación del capital humano, de investigación y desarrollo regional para la consolidación de encadenamientos productivos (OE. 5)	**5.3.5 Creación de capacidades para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados**			
	5.1. Desarrollo de capacidades regionales de fuerza laboral, técnicas y de colaboración y relacionamiento	5.2. Desarrollo de capacidades tecnológicas y de fabricación nacional con el soporte de I+D+i	5.3. Impulso al uso de las areneras regulatorias como soporte en el desarrollo regulatorio y técnico de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones	

Fuente: elaboración propia.

BORRADOR

5.3.1. Incentivar la inversión en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país.

Línea de acción 1.1. Esquemas articulados para la optimización de la localización de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

Desde el 2026, y durante un período de 36 meses, el Ministerio de Minas Energía, en coordinación con el Ministerio del Interior, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Licencias Ambientales llevarán a cabo la identificación de las áreas/zonas factibles para la ubicación de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país, tomando

como base los insumos existentes y los estudios desarrollados por entidades competentes y actores del sector. Para ello, consolidará la información disponible relacionada con aspectos territoriales, ambientales, sociales, tecnológicos, económicos, de infraestructura y de mercado, con el fin de orientar la planeación y priorización de proyectos en el marco de la política de transición energética. **1.1**

Desde 2026, y por un período de 36 meses, el Ministerio de Minas y Energía establecerá los criterios para la adicionalidad de electricidad renovable para la producción de hidrógeno por electrólisis, incentivando el crecimiento de la capacidad y estabilidad del sistema. Los criterios anteriormente mencionados los implementará y formalizará a través de un instrumento normativo. **1.2**

A partir de 2027, y por un período de 24 meses, 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. **1.3**

El Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con la secretaria técnica de la Comisión Intersectorial de Proyectos Estratégicos CIPE, desde el 2026 y en un periodo de 6 años, fomentaran la presentación y evaluación de proyectos para su declaración de proyectos de interés nacional estratégica 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 como Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos (PINES). **1.4**

A partir de 2026, y por un periodo de 36 meses, el Servicio Geológico Colombiano identificará, caracterizará y modelará formaciones geológicas con potencial para el almacenamiento subterráneo de dióxido de carbono (CO_2), hidrógeno y sus derivados como insumo para estimar el potencial de almacenamiento a nivel nacional y con énfasis regional. Esta información se divulgará mediante su integración en el repositorio de la página web o geoportal institucional de acceso público. **1.5**

La Agencia Nacional de Hidrocarburos utilizará esta información provista por el Servicio Geológico Colombiano, y a partir de 2029 y por un periodo de 24 meses, desarrollará evaluaciones tecnoeconómicas que determinen la viabilidad técnica, económica y comercial de proyectos de almacenamiento subterráneo de CO_2, hidrógeno y sus derivados. **1.6**

BORRADOR

Línea de acción 1.2. Impulsar esquemas intersectoriales para el despliegue de proyectos de evaluación, exploración y explotación de hidrógeno blanco o geológico en Colombia

Desde 2027 y por un periodo de 12 meses, 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. **1.7**

A partir de 2026, y por un periodo de 27 meses, 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. **1.8**

A partir de 2026, y por un periodo de 24 meses, 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. **1.9**

A partir de 2026 y por un periodo de 5 años 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. **1.10**

A partir de 2027 y por un periodo de 4 años, 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. **1.11**

Línea de acción 1.3. Reducción de los costos de producción del hidrógeno de bajas emisiones.

A partir de 2027, y durante un período de 24 meses, el Ministerio de Relaciones Exteriores, con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía y de ProColombia, establecerá acuerdos internacionales con fabricantes de equipos y componentes

BORRADOR

esenciales para la producción de hidrógeno de bajas emisiones para garantizar mejores condiciones favorables en términos de precios de compra y volúmenes de capacidad a gran escala. Estos acuerdos serán divulgados a los actores relevantes del sector a nivel nacional e internacional. **1.12**

Durante 2026, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, con el apoyo técnico del Ministerio de Minas y Energía, definirá un grupo de incentivos para la inversión en tecnologías necesarias para la producción de hidrógeno y derivados, tomando como referencia la Ley 1715 de 2014 y los mecanismos de financiación a baja tasa (CONPES 4137). Posterior a esto, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público establecerá, publicará y divulgará mediante los medios correspondientes el grupo de incentivos establecidos, esta acción estará condicionada a que se logren identificar fuentes claras y suficientes de financiamiento para su efectiva ejecución. **1.13**

A partir de 2026, y durante 24 meses, el Ministerio de Minas y Energía en coordinación con la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), evaluará e implementará medidas de reducción de los altos precios de la electricidad mediante el establecimiento de esquemas tarifarios con estabilidad en el tiempo para su uso en la producción de hidrógeno a partir de electrólisis. Como resultado de este análisis se evaluará la viabilidad de introducir mecanismos diferenciales para industrias electro intensivas. **1.14**

Línea de acción 1.4. Creación del marco nacional de financiación y política fiscal para el hidrógeno de bajas emisiones.

A partir de 2026, y durante 24 meses el Ministerio de Minas y Energía, formulará al menos un mecanismo para facilitar el acceso a la financiación de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y/o sus derivados, en coordinación con las entidades financieras y de política económica competentes. El Ministerio de Minas y Energía aportará insumos técnicos y sectoriales para orientar el diseño del mecanismo. **1.15**

A partir de 2026, y durante 24 meses, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en coordinación con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, evaluará y definirá las posibilidades de otorgamiento de incentivos fiscales para los productos derivados del hidrógeno de bajas emisiones, tomando en cuenta para ello la aplicación del impuesto al carbono y las opciones de impuestos diferenciales, disminución de aranceles y/o alivios fiscales, publicando y divulgando por medios institucionales de comunicación el grupo de incentivos establecidos, esta acción estará condicionada a que se logren identificar fuentes claras y suficientes de financiamiento para su efectiva ejecución. **1.16**

BORRADOR

A partir de 2026, y por un periodo de 24 meses, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en coordinación como el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, evaluará -y en caso de ser viable-, establecerá, reglamentará e implementará contratos por diferencia de carbono, bonos verdes u otros instrumentos financieros asociados a la política fiscal verde, los cuales se implementarán y formalizarán a través del acto normativo requerido en el que se deberá considerar entre los diferentes mercados objetivo el del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. **1.17**

Desde 2026 y durante dos años, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, en coordinación con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural llevarán a cabo el proceso para diseñar e introducir un sistema de etiquetado ecológico para los productos derivados del hidrógeno de bajas emisiones asegurando trazabilidad y transparencia en las rutas de producción del hidrógeno de bajas emisiones. Este etiquetado se formalizará mediante un instrumento normativo y se publicará y divulgará masivamente por sus medios institucionales de comunicación. **1.18**

Durante este mismo periodo de tiempo, 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, esta acción estará condicionada a que se logren identificar fuentes claras y suficientes de financiamiento para su efectiva ejecución. **1.19**

El Ministerio de Minas y Energía, desde 2026 y por un periodo de 30 meses, 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. **1.20**

A partir de 2027, y por un periodo de 36 meses, 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. **1.21**

5.3.2. Creación y aceleración de la demanda nacional de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

BORRADOR

Línea de acción 2.1. Impulso a la asignación eficiente y óptima del capital de inversión para el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país.

A partir de 2026 y por un periodo de 18 meses, el Ministerio de Minas y Energía definirá, mediante acto administrativo, los lineamientos y criterios de información para el registro de proyectos en la plataforma $ECOH_2$, en concordancia con lo establecido en el Decreto 1597 de 2024. Dicho acto también establecerá los mecanismos de seguimiento, actualización periódica y participación de los actores interesados, así como las disposiciones necesarias para el ajuste de la plataforma. **2.1**

A partir de 2026 y por un periodo de 36 meses, 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. **2.2**

Desde 2027 y durante 48 meses, el Ministerio de Comercio Industria y Turismo, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la Superintendencia de Industria y Comercio, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, junto con el modelo de gobernanza que se plantee, definirán el diseño del mercado del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, las reglas de operación comercial y los nodos (hubs) para el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en Colombia, que luego se implementarán y formalizarán a través de un acto normativo de reglamento técnico que defina y establezca las características de un producto o los procesos y métodos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, con inclusión de las disposiciones administrativas aplicables y cuya observancia es obligatoria **2.3**

A partir de 2029 y durante un periodo de 36 meses, 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 para el hidrógeno de bajas emisiones y se publicará un resumen del análisis en la plataforma de comunicación desarrollada para el ecosistema. **2.4**

Línea de acción 2.2. Reducción gradual del consumo de combustibles fósiles mediante mandatos y obligaciones de fomento al hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

BORRADOR

A partir de 2026 y por un periodo de 18 meses, 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. **2.5**

Durante 2026, y por un periodo de 24 meses, el Ministerio de Comercio Industrio y Turismo, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, y el modelo de gobernanza del ecosistema nacional de hidrógeno, evaluará la pertinencia de establecer cuotas y mandatos para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados (como SAF, hidrógeno usado en refinación, hidrógeno para la producción de fertilizantes verdes y para la reducción directa del hierro en la producción de acero verde). Con base en la evaluación, se realizará el diseño de dichas cuotas y mandatos, los cuales serán introducidos mediante los instrumentos normativos correspondientes desde las competencias de cada entidad. **2.6**

Estas acciones se complementan con la identificación e implementación de medidas para la internalización del costo del carbono asociado al hidrógeno gris y para la distribución de estos ingresos, que llevará a cabo **el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en coordinación con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, desde 2026 hasta finalizar 2027,** y que establecerá mediante un instrumento normativo. **2.7**

Línea de acción 2.3. Creación de una masa crítica de demanda de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

Durante 2026, y por un periodo de 24 meses, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, la Unidad de Planeación Minero Energética, el Ministerio de Hacienda y el Departamento Nacional de Planeación, definirán la priorización de usos finales de alto valor y eficiencia, considerando la demanda actual y las proyecciones en los diferentes sectores, así como las metas sectoriales, regionales y por nodo de uso final para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Adicionalmente, evaluara y presentara posibles incentivos para impulsar el desarrollo y la agregación de la demanda en los nodos (hubs) de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país. **2.8**

El Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, a partir del 2026 y por un periodo de 24 meses, llevará a cabo los estudios de evaluación necesarios para formular y publicar la hoja de ruta de los fertilizantes verdes de producción nacional. Contemplará entre las opciones de fertilizantes verdes el uso del hidrógeno de bajas emisiones y derivados como el amoniaco verde, la urea verde y/o otros fertilizantes nitrogenados que se produzcan a partir de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones. **2.9**

BORRADOR

Durante el mismo período de tiempo, el Ministerio de Transporte, con el soporte de la Aerocivil y el Ministerio de Minas y Energía definirán un grupo de medidas que incentiven la producción y uso del SAF en Colombia con hidrógeno de bajas emisiones, que establecerán a través de los instrumentos normativos necesarios. **2.10**

A partir de 2026 y por un periodo de 18 meses, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en coordinación con el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural y el Ministerio de Minas y Energía, evaluará la posibilidad de adquirir o constituir una empresa nacional de producción de fertilizantes verdes, vía dividendos obtenidos de empresas en donde tiene participación la Nación u otros mecanismos de adquisición, con el fin de garantizar una producción continua y de bajo costo de fertilizantes para poner a disposición del campesinado colombiano, fertilizantes producidos en Colombia a partir de los potenciales de energías renovables y de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones. **2.11**

El Ministerio del Transporte y la UPIT crearán, desde 2027 y durante 12 meses, un esquema de fomento a la conexión y la planificación de las estaciones de repostaje de hidrógeno en el país con énfasis en el transporte de carga en carretera. **2.12** **Durante este mismo periodo de tiempo, el Ministerio de Transporte y la Unidad de Planeación de Infraestructura de Transporte** establecerán un grupo de incentivos a la inversión para tractomulas y buses de larga distancia, usando para ello los instrumentos de la Ley 1715 de 2014, el Fondo de Ascenso Tecnológico y los mecanismos de financiación a baja tasa del CONPES 4137. **2.13**

La Dirección General Marítima - DIMAR, COTECMAR y la Armada Nacional, en 2026 y durante 12 meses, establecerán una hoja de ruta para la descarbonización del transporte marítimo y fluvial del país contemplando alternativas energéticas como los derivados del hidrógeno de bajas emisiones. **2.14** Adicionalmente, **la DIMAR, COTECMAR y la Armada Nacional desde el año 2026 y por un periodo de 18 meses,** realizarán proyectos piloto de transporte marítimo y fluvial con el uso de tecnologías que usen hidrógeno de bajas emisiones o derivados. **2.15**

A partir de 2028 y por un periodo de 24 meses, 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 de uso de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en aplicaciones industriales; de manera complementaria, definirá mecanismos y estrategias que permitan acelerar la sustitución de combustibles fósiles en estas aplicaciones. **2.16**

Desde 2027 y durante 48 meses, 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, la

BORRADOR

Agencia Nacional de Infraestructura, 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. **2.17**

5.3.3. Estrategia para acelerar desarrollo de infraestructura para hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

Línea de acción 3.1. Construcción del plan de almacenamiento y transporte para la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

El Ministerio de Minas y Energía realizará, a partir de 2029 y por un periodo de 36 meses, en coordinación con la Unidad de Planeación de Infraestructura de Transporte, Agencia Nacional de Infraestructura, el Ministerio de Transporte y el Departamento Nacional de Planeación un análisis para aprovechar en la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones, 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. Este análisis será distribuido en el sector y su versión final se publicará mediante los sistemas de información del Ministerio de Minas y Energía. **3.1**

El Servicio Geológico Colombiano desarrollará desde 2027 y durante un período de 48 meses guías metodológicas para la evaluación de la seguridad y el monitoreo geo científico en áreas con potencial de producción de hidrógeno geológico y de almacenamiento subterráneo de CO_2, hidrógeno y derivados, incorporando la identificación y gestión de riesgos, las técnicas y protocolos aplicados. **3.2**

El Ministerio de Transporte, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, definirán desde 2027 y durante 24 meses, una estrategia para el transporte de hidrógeno y sus derivados por vía terrestre y marítima, especificando las capacidades, los parámetros técnicos y de seguridad requeridos y los análisis económicos correspondientes. **3.3**

La Agencia Nacional de Infraestructura, con el soporte del Ministerio de Transporte, definirán a partir de 2026 y durante un período de 36 meses, requisitos para nuevas y/o existentes concesiones de puertos que incluyan dentro de su plan de inversión actividades de producción, almacenamiento y exportación de

BORRADOR

hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Estos requisitos se implementarán por parte de la entidad correspondiente mediante un acto administrativo. De forma paralela, la Agencia Nacional de Infraestructura, en coordinación con el Ministerio de Transporte y el Ministerio de Minas y Energía, llevarán a cabo análisis de estudios técnicos, económicos y ambientales detallados que permitan definir la factibilidad de utilizar los puertos del país con mayor potencial como nodos en el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en sectores de consumo, como el transporte de carga pesada y el marítimo. De acuerdo con los resultados obtenidos, se realizará la gestión correspondiente para incluir estos proyectos dentro de los planes de desarrollo nacional y departamentales que corresponda. **3.4 – 3.5**

Línea de acción 3.2. Definición de criterios para la implementación, acceso, uso y operación de una red de transporte y distribución por ducto del hidrógeno de bajas emisiones.

Desde 2026 y por un periodo de 36 meses, el Ministerio de Minas y Energía en coordinación con la Comisión de Regulación de Energía y Gas, definirá, con base en los estudios disponibles, la implementación de redes de transporte de hidrógeno (nuevas o existentes por ductos para el hidrógeno, los criterios de acceso, uso y operación de estas redes, incluyendo los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte. Para este propósito, hará uso de la información obtenida a partir de la reglamentación técnica, de seguridad y calidad, que se adelante como parte del presente plan de acción. En el caso de ser factible esta implementación de transporte por redes, la Comisión de Regulación de Energía y Gas 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 elaborará el Reglamento Técnico para el transporte de hidrógeno por ductos y lo expedirá mediante acto normativo. **3.6**

Asímismo, el Ministerio de Minas y Energía, desde el 2026 y durante 36 meses, en coordinación con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, 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. **3.7**

5.3.4. Cohesión, sincronización y evolución del marco regulatorio, normativo y de gobernanza, con incorporación de enfoque socioambiental asociado al mercado del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

BORRADOR

Línea de acción 4.1. Creación de un mecanismo de gobernanza flexible, adaptativo, efectivo y con alto nivel de decisión para el ecosistema del hidrógeno.

Durante los 12 meses posteriores a la expedición de la presente política nacional del hidrógeno de bajas emisiones el Ministerio de Minas y Energía en coordinación con el DAPRE y el 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 se realizará 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. En la estructuración del modelo se definirán como mínimo, los mecanismos de articulación, seguimiento y evaluación de la política nacional del hidrógeno de bajas emisiones para hacer seguimiento y ajustes a su desempeño e impactos en la participación y aceptación social; en el cierre de la brecha de costos; en el medio ambiente; la confiabilidad, estabilidad y resiliencia del sistema energético del país y en el modelo de gobernanza mismo. **4.1**

El Ministerio de Relaciones Exteriores, en coordinación con el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, y el Ministerio de Minas y Energía, implementarán a partir de 2026 y por un periodo de 24 meses, una agenda para la cooperación internacional llevada a cabo por el país 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. **4.2**

El Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con el modelo de gobernanza establecido para el ecosistema del hidrógeno, con la Unidad de Planeación Minero Energética, la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, propondrá desde 2027 y durante un período de 36 meses, 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. **4.3**

Línea de acción 4.2. Incorporación del enfoque social en proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados a gran escala

Durante 2026 y por 24 meses, el Ministerio del Interior en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, diseñarán un esquema de participación y beneficios

BORRADOR

para las comunidades ubicadas en los territorios con alto potencial para el desarrollo de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, que luego implementarán y formalizarán a través de un instrumento normativo. En este proceso se promoverá la participación de las comunidades territoriales, de entidades públicas del orden territorial, el sector privado, las organizaciones sociales, la academia, actores de otras ramas del poder público y demás actores relevantes. Asimismo, en la estructuración del esquema de participación, se definirán como mínimo: las alternativas para acceder a los beneficios, el seguimiento y los ajustes de adaptación al propio esquema. Este esquema no sustituye los mecanismos vigentes como la consulta previa, sino que los articula y complementa, y será formalizado a través de un instrumento normativo. **4.4**

El esquema de participación y beneficios para las comunidades se desarrollará y se dará a conocer a las comunidades y a toda la ciudadanía paralelamente con una campaña de divulgación sobre el hidrógeno de bajas emisiones y sus principales derivados, liderada por el **Ministerio del Interior con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía desde 2029 y por un período de 24 meses**. **4.5**

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

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, definirá desde 2026 y durante un período de 12 meses, los mecanismos para la incorporación de los criterios de la economía circular dentro de la formulación, gestión y operación de los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Estos mecanismos deben incluir como mínimo las estrategias y los procedimientos para minimizar el consumo de agua y energía, reutilización de equipos y para la recuperación de minerales críticos a partir del final de la vida útil de las tecnologías empleadas en el ecosistema del hidrógeno. **4.6**

A partir de 2027 y por un periodo de 24 meses, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y con la participación del ecosistema de investigación y desarrollo del sector privado y de la cooperación internacional, realizará los análisis integrales del ciclo de vida para la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el contexto nacional. Para el desarrollo de estos análisis se seguirán criterios metodológicos estandarizados internacionalmente, así como la identificación detallada de las fuentes de información empleadas, de las instituciones y personal responsables de su realización. **4.7**

BORRADOR

Desde 2026 y durante un período de 12 meses, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, establecerá las definiciones de la intensidad de carbono, los umbrales y los límites para la producción de hidrógeno en el país. Para la determinación de esta intensidad de carbono, el Ministerio de Minas y Energía implementará metodologías y alcances ajustados y coherentes con los estándares internacionales y de los potenciales países importadores del hidrógeno y sus derivados. A partir de la definición de la intensidad de carbono para la producción de hidrógeno de bajas emisiones en el país, **el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y Ministerio de Minas y Energía establecerán, durante 2027**, las intensidades de carbono de los derivados del hidrógeno con mayor relevancia para el país, como el amoniaco, los fertilizantes verdes, el metanol y el SAF. **Paralelamente, el Ministerio Ambiente y Desarrollo Sostenible en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía en un periodo de 24 meses** realizarán los análisis requeridos para la incorporación de las externalidades ambientales asociadas con los recursos agua, aire y suelo en los procesos de certificación del origen del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. **4.8 – 4.9 – 4.10**

Desde el 2026 y durante un periodo de 24 meses, 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 del hidrógeno. **4.11**

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible realizará, entre 2026 y 2027, los estudios de viabilidad ambiental para la utilización de agua marina y subterránea en procesos de electrólisis, considerando sus posibles impactos en el contexto regional. Con base en este análisis, definirá los requisitos necesarios para viabilizar el uso de este recurso hídrico y establecerá planes y requisitos específicos para la disposición de las aguas residuales. **4.12**

Desde 2026 y durante 24 meses, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible revisará y actualizará la normativa aplicable a las sustancias producidas en las distintas rutas de producción del hidrógeno de bajas emisiones y derivados, tales como las salmueras, el oxígeno, entre otros. Asimismo, deberá considerar la elaboración de lineamientos para los planes para la disposición final de los equipos al término de su vida útil en ese encadenamiento productivo con enfoque de economía circular. **4.13**

BORRADOR

Desde 2026 y por un periodo de 24 meses, Colombia Productiva, en cooperación con el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, crearán estrategias para la valorización de salmueras u otros subproductos generados, para ser usados en nuevos proyectos productivos con la participación de las comunidades de las zonas de influencia de los proyectos de producción. **4.14**

En este mismo período, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible llevará a cabo una evaluación estratégica a nivel nacional para establecer las áreas disponibles para el desarrollo de proyectos a gran escala de producción de hidrógeno de bajas emisiones y producirá la cartografía correspondiente. Al finalizar esta actividad, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible implementará y formalizará los resultados de estas evaluaciones a través de los instrumentos normativos apropiados. **4.15**

Desde 2026 y durante 12 meses, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible establecerá y formalizará normativamente un procedimiento específico para el desarrollo de los trámites, mecanismos e instrumentos ambientales de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, de forma articulada con el marco regulatorio ambiental del país. Para ello, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible establecerá los términos de referencia, así como los criterios de tiempo para el trámite de las etapas de la solicitud y de emisión de la respuesta, aclarando los permisos e instrumentos aplicables a cada etapa de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. **4.16**

Línea de acción 4.4. Desarrollo y adopción nacional de estándares técnicos y de seguridad para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

Desde 2026 y por un período de 36 meses, 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 del gasoducto 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 del gasoducto, comparativamente con el desarrollo de nueva infraestructura. **4.17**

El Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con la Comisión de Regulación de Energía y Gas y del Instituto Nacional de Metrología, establecerá desde 2026 y durante un período de 24 meses, la normatividad técnica de calidad del hidrógeno, que garantice la interoperabilidad a lo largo de la cadena de

BORRADOR

suministro, e incluirá los ajustes que corresponda en el código de distribución de gas combustible por redes[78], o como parte del nuevo instrumento reglamentario técnico que se desarrolle para este propósito. Para ello, **el Instituto Nacional de Metrología llevará a cabo, desde 2026 y por 18 meses**, las pruebas de calibración y referencia de la caracterización de las propiedades del hidrógeno, las mezclas que lo contienen, los productos derivados y otros componentes, como los portadores líquidos para transportar el hidrógeno. **4.18 - 4.19**

Desde 2026 y por un período de 36 meses, el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación y el Instituto Nacional de Metrología, definirá los estándares técnicos y de seguridad para los componentes de la cadena de suministro del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, como el amoniaco, el metanol, SAF y los combustibles sintéticos y portadores. Estos estándares incluirán la detección, monitoreo y control de las fugas de hidrógeno y sus derivados a la atmósfera. Este desarrollo hará parte de los ajustes al código de distribución de gas combustible por redes y los demás instrumentos normativos que corresponda, o serán parte integral de un nuevo instrumento reglamentario técnico desarrollado para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. **4.20**

Desde 2026, el Instituto Nacional de Metrología realizará las acciones correspondientes para adoptar análisis y adopción de estándares y patrones internacionales para las calibraciones de metrología requeridas para la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados. Adicionalmente, **desde el mismo año, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo -como entidad líder del Subsistema Nacional de la Calidad (SICAL)- y con apoyo técnico del ICONTEC,** desarrollará normas técnicas colombianas con trazabilidad internacional referentes a la calidad, seguridad, usos, entre otros, de todos en los eslabones de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados. **4.21- 4.22**

En 2026 y por 24 meses, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, a través de la Comisión Intersectorial de la Calidad, elaborarán un plan de expansión de laboratorios certificados para pruebas técnicas de hidrógeno y derivados y definirán mecanismos de inspección de calidad y seguridad en la cadena de valor del hidrógeno. **4.23 4.24**

Por otra parte, a partir de 2026 y durante un período de 48 meses, el Ministerio de Minas y Energía evaluará las condiciones regulatorias y de gobernanza necesarias para habilitar la incorporación de aplicaciones de tecnologías nucleares en procesos de producción de hidrógeno de bajas emisiones y/o sus derivados. **4.25**

BORRADOR

5.3.5. Creación de capacidades para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados

Línea de acción 5.1. Desarrollo de capacidades regionales de fuerza laboral, técnicas y de colaboración y relacionamiento para el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones

Desde 2026 y durante un período de 24 meses, el Ministerio de Educación Nacional, en coordinación con el Ministerio del Trabajo y el Ministerio de Minas y Energía, y el Servicio Nacional de Aprendizaje, , formulará un plan marco de cualificaciones para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, que identifique las habilidades críticas requeridas y desarrollará una estrategia para garantizar la disponibilidad regional de una fuerza laboral calificada, incluyendo la reconversión laboral dirigida especialmente a la fuerza laboral ocupada en el sector de los combustibles fósiles. **5.1**

El Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación y la DIMAR, realizará desde 2027 y por un período de 24 meses, un estudio técnico y económico detallado de caracterización de las capacidades industriales y de competitividad del país para el desarrollo y manufactura de tecnologías y componentes de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados a nivel nacional**. 5.2**

El Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación implementará desde 2026 y durante mínimo 48 meses junto a Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, y Ministerio de Minas y Energía un programa de fortalecimiento del emprendimiento y de las Pymes asociadas a la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, que incluya la creación de capacidades técnicas a nivel regional. **5.3**

Línea de acción 5.2. Desarrollo de capacidades tecnológicas y de fabricación nacional con el soporte de I+D+i para el despliegue de la cadena de valor del H_2 de bajas emisiones y sus derivados en el país.

El Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y Ministerio de Comercio Industria y Turismo, fomentará desde 2026 el diseño de espacios de experimentación para el desarrollo de proyectos financiables a través del Sistema de Ciencia, Tecnología e Innovación, orientados a atender necesidades transversales y a consolidar infraestructuras comunes para el desarrollo regional de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, con posibilidad de implementación

BORRADOR

mediante esquemas de sandbox regulatorios; esta actividad se realizará por un período mínimo **de 48 meses,**. **5.4**

El Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y Ministerio de Comercio Industria y Turismo, fomentará desde 2026 y por un período mínimo de 48 meses, el desarrollo de proyectos de investigación aplicada como soporte en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país; en la mitigación de riesgos e impactos de seguridad y ambientales asociados a su cadena de suministro; y en la estabilidad y resiliencia del sistema energético durante la transición energética. **5.5**

Desde 2026 y por un período de 36 meses, el Ministerio de Educación Nacional, el Ministerio del Trabajo, el Servicio Nacional de Aprendizaje y el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con instituciones académicas, centros de investigación y entidades de formación, promoverán procesos de formación y generación de conocimiento sobre las aplicaciones de tecnologías nucleares en el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones y/o sus derivados. **5.6**

Línea de acción 5.3. Impulso al uso de sandbox regulatorios como soporte en el desarrollo regulatorio y técnico de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones.

El Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Transporte, el Ministerio de Comercio Industria y Turismo, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, implementarán desde 2026 y por un período mínimo de 48 meses, **el uso de las areneras regulatorias como parte de proyectos experimentales pilotos desarrollados en ambientes reales de aplicación**. Estos proyectos son necesarios para el despliegue de nuevas tecnologías de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados y ofrecen simultáneamente un ambiente de pruebas experimentales para el desarrollo regulatorio (social, económico y ambiental). Estos proyectos sirven simultáneamente en la implementación de la presente política nacional y del plan de acción de la Misión de Investigación e Innovación de la Transición Energética. **5.7**

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 Plan de Acción y Seguimiento (PAS; Anexo A). Este anexo señala las entidades responsables, el

BORRADOR

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 2025 y hasta 2030. Su seguimiento se hará de manera semestral, con el reporte de inicio en diciembre de 2025 y el de cierre, con corte al 30 de junio de 2030, como se indica en la siguiente tabla:

Tabla 15. Cronograma de seguimiento

Corte	Fecha
Primer corte	Junio de 2026
Segundo corte	Diciembre de 2026
Tercer corte	Junio de 2027
Cuarto corte	Diciembre de 2027
Quinto corte	Junio de 2028
Sexto corte	Diciembre de 2028
Séptimo corte	Junio de 2029
Octavo corte	Diciembre de 2029
Noveno corte	Junio de 2030
Informe de cierre	Diciembre de 2030

Fuente: DNP (2024)

BORRADOR

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 $$ (en definición) millones de pesos provenientes del Presupuesto General de la Nación (PGN). 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 16 se presenta el costo total de la política según sus objetivos específicos.

Tabla 16. Costos desagregados por objetivo

Objetivo específico	Total (COP)
OE1. Incentivar la inversión en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados para avanzar en el proceso de descarbonización consolidando nuevas oportunidades de reindustrialización en el país. **OE2.** Generar las condiciones para la creación y desarrollo de la demanda nacional de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. **OE3.** Impulsar el desarrollo de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país para aumentar su competitividad en oferta y demanda frente a sustitutos de origen fósil. **OE4.** Fortalecer la cohesión, sincronía y articulación intersectorial del marco regulatorio, normativo y de gobernanza para el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país. **OE5.** Fortalecer las capacidades técnicas del aparato productivo, de formación del capital humano, de investigación y desarrollo regional para la consolidación de encadenamientos productivos y proyectos en la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país.	
Total general	

BORRADOR

6. RECOMENDACIONES

El Departamento Nacional de Planeación y el Ministerio de Minas y Energía recomiendan al Consejo Nacional de Política Económica y Social:

1. Aprobar la Política Nacional de Hidrógeno junto con su Plan de Acción y Seguimiento, con el fin de generar las condiciones y capacidades para la creación y el despliegue de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, así como impulsar y consolidar la descarbonización y la reindustrialización de Colombia a 2030.
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 Departamento Nacional de Planeación:
   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) Definir instrumentos normativos o desarrollar iniciativas que permitan establecer criterios y mecanismos para la adicionalidad de electricidad renovable para la producción de hidrógeno por electrólisis, incentivando así el crecimiento de la capacidad y estabilidad del sistema.
   b) Establecer y diseñar 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, tales 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 para su declaración como Proyectos de Interés Nacional Estratégico (PINE), asociados a la producción de hidrógeno de bajas emisiones (capacidad de electrólisis mayor a 10 MW) y de derivados.
   d) 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, en el cual se establecerán

BORRADOR

los mecanismos de seguimiento, inspección y control, asegurando la trazabilidad, transparencia y eficiencia en el desarrollo de las actividades.

e) Diseñar y ejecutar la primera ronda de proyectos de evaluación y exploración de hidrógeno blanco en áreas con potencial identificado, mediante la apertura del 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.

f) Definir un grupo de incentivos focalizados para promover la inversión en electrolizadores, tomando como referencia la Ley 1715 de 2014 y los mecanismos de financiación a baja tasa del CONPES 4137.

g) Evaluar e implementar medidas de reducción de los altos precios de la electricidad proveniente del SIN y de la electricidad renovable con apoyos dirigidos y mediante el establecimiento de esquemas tarifarios con estabilidad en el tiempo para su uso en la electrólisis.

h) Diseñar y crear un mecanismo integral para acceder a la financiación de proyectos y articularlo con el mecanismo integral de gobernanza de 'ventanilla única' que se cree para los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones.

i) Diseñar e implementar 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 de exportación a mercados internacionales.

j) Crear una plataforma de comunicación para la coordinación e intercambio continuo de información y conocimientos, que garantice la alineación de esfuerzos y estrategias entre las diversas regiones y territorios para el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

k) Definir y diseñar el mercado del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, las reglas de operación comercial y los nodos (hubs) para su desarrollo en Colombia

l) Realizar un análisis integral costo/beneficio a nivel nacional y por regiones a la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones.

m) Formular un plan para la sustitución progresiva del hidrógeno gris y de las tecnologías correspondientes basadas en combustibles fósiles

n) Realizar el diseño e introducción de cuotas y mandatos para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados (como SAF, hidrógeno usado en

BORRADOR

refinación, hidrógeno para la producción de fertilizantes verdes e hidrógeno para la reducción directa del hierro en la producción de acero verde), lo cual se establecerá mediante un instrumento normativo desde cada una de las competencias de las entidades pertenecientes al modelo de gobernanza.

o) Definir mecanismos para acelerar el cambio de combustibles en aplicaciones industriales, identificando específicamente las oportunidades generadas para el uso de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

p) Establecer un plan nacional para el transporte de hidrógeno y sus derivados por vía terrestre y marítima, en el cual se especifiquen las capacidades, los parámetros técnicos y de seguridad requeridos y los análisis económicos correspondientes.

q) Diseñar un esquema de participación y beneficios para las comunidades ubicadas en los territorios con alto potencial para el desarrollo de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones, el cual se deberá implementar y formalizar a través de un instrumento normativo. En este proceso se debe promover la participación de las comunidades territoriales, de entidades públicas del orden territorial, el sector privado, las organizaciones sociales, la academia, actores de otras ramas del poder público y demás actores relevantes.

r) Establecer las definiciones de la intensidad de carbono, los umbrales y los límites para la producción de hidrógeno en el país. Para determinar dicha intensidad de carbono, se deberán implementar metodologías y alcances ajustados y coherentes con los estándares internacionales y de los potenciales países importadores del hidrógeno y sus derivados.

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 tanto para el desarrollo del mercado interno como para facilitar su exportación.

t) Crear estrategias para la valorización de salmueras u otros subproductos generados, para su uso en nuevos proyectos productivos con la participación de las comunidades de las zonas de influencia de los proyectos de producción

u) Establecer la normatividad técnica de calidad del hidrógeno que garantice la interoperabilidad a lo largo de la cadena de suministro, e incluir los ajustes que corresponda en el código de distribución de gas combustible por redes,

BORRADOR

o como parte del nuevo instrumento reglamentario técnico que se desarrolle para este propósito.

v) Definir los estándares técnicos y de seguridad para los componentes de la cadena de suministro del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, como el amoniaco, el metanol, SAF y los combustibles sintéticos y portadores. Estos estándares incluirán la detección, monitoreo y control de las fugas de hidrógeno y sus derivados a la atmósfera.

w) Realizar estudios de evaluación tecnoeconómica para establecer el potencial de hidrógeno blanco del país y la cartografía correspondiente.

x) Realizar los análisis requeridos para la incorporación de las externalidades ambientales asociadas con el agua y la tierra en los procesos de certificación del origen del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

5. Solicitar al Ministerio de Relaciones Exteriores

a) Implementar una agenda para la cooperación internacional llevada a cabo por el país en materia de hidrógeno de bajas emisiones y derivados, utilizando como base de construcción, el plan de acción de la presente política nacional.

6. Solicitar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público:

a) Establecer, publicar y divulgar mediante los medios institucionales de comunicación el grupo de incentivos definido, esta acción estará condicionada a que se logren identificar fuentes claras y suficientes de financiamiento para su efectiva ejecución.

b) Evaluar y definir las posibilidades de otorgamiento de incentivos fiscales para los productos derivados del hidrógeno de bajas emisiones, tomando en cuenta la aplicación del impuesto al carbono y las opciones de impuestos diferenciales y alivios fiscales, esta acción estará condicionada a que se logren identificar fuentes claras y suficientes de financiamiento para su efectiva ejecución.

c) Identificar e implementar medidas para la internalización del costo del carbono asociado al hidrógeno gris y para la distribución de estos ingresos, lo cual se debe establecer mediante un instrumento normativo.

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

BORRADOR

a) Establecer la viabilidad de introducir esquemas tarifarios diferenciales para industrias electrointensivas, incluida la producción de hidrógeno por electrólisis.

b) Definir, a partir de los estudios de factibilidad correspondientes para implementar redes de transporte (nuevas o existentes) por ductos para el hidrógeno, los criterios de acceso, uso y operación de estas redes, incluyendo los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte.

c) Proponer un mecanismo integral de ventanilla única para la presentación y gestión de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, que consolide, realice el 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.

8. Solicitar a la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales:

a) Publicar y divulgar por sus medios institucionales de comunicación el grupo de incentivos establecido para los productos derivados del hidrógeno de bajas emisiones.

9. Solicitar al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible:

a) Establecer e implementar contratos por diferencia de carbono, bonos verdes y otros instrumentos financieros asociados a la política fiscal verde, los cuales se implementarán y formalizarán a través del acto normativo requerido, en el que se deberá considerar, entre los diferentes mercados objetivo, el del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

b) Realizar estudios de viabilidad ambiental para la utilización de agua marina y subterránea en procesos de electrólisis, considerando sus posibles impactos en el contexto regional. Con base en este análisis, se definirán los requisitos necesarios para viabilizar el uso de este recurso hídrico y se establecerán planes y requisitos específicos para la disposición de las aguas residuales.

c) Revisar y actualizar la normativa aplicable a las sustancias producidas en las distintas rutas de producción del hidrógeno de bajas emisiones y derivados, tales como las salmueras y el oxígeno, entre otros. Así mismo, se deberá considerar la elaboración de lineamientos para los planes de disposición final de los equipos al término de su vida útil en dicho encadenamiento productivo, para promover el enfoque de economía circular.

BORRADOR

d) Realizar una evaluación estratégica a nivel nacional para establecer las áreas disponibles para el desarrollo de proyectos a gran escala de producción de hidrógeno de bajas emisiones y producir la cartografía correspondiente. Al finalizar esta actividad, se deberá implementar y formalizar los resultados de estas evaluaciones a través de los instrumentos normativos apropiados.

e) Definir los mecanismos para la incorporación de los criterios de la economía circular dentro de la formulación, gestión y operación de los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

10. Solicitar al Ministerio de Comercio, Industria y Turismo

a) Diseñar el etiquetado ecológico para los productos derivados del hidrógeno de bajas emisiones. Este etiquetado se debe formalizar mediante un instrumento normativo y se debe publicar y divulgar masivamente por sus medios institucionales de comunicación.

b) Definir mecanismos para acelerar el cambio de combustibles en aplicaciones industriales, identificando específicamente las oportunidades generadas para el uso de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

c) Elaborar, a través de la Comisión Intersectorial de la Calidad, un plan de expansión de laboratorios certificados para pruebas técnicas de hidrógeno y derivados y definir mecanismos de inspección de calidad y seguridad en la cadena de valor del hidrógeno.

d) Realizar un estudio técnico y económico detallado de caracterización de las capacidades industriales y de competitividad del país para el desarrollo y manufactura de tecnologías y componentes de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados a nivel nacional.

e) Implementar un programa de fortalecimiento del emprendimiento y de las Pymes asociadas a la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, que incluya la creación de capacidades técnicas a nivel regional.

11. Solicitar a la Unidad de Planeación Minero Energético:

a) Identificar e implementar los ajustes en sus planes indicativos (planificación correspondiente a los sistemas eléctrico y del gas natural) necesarios para integrar en la planificación a largo plazo la infraestructura requerida para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

BORRADOR

12. Se solicita al Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural:

    a) Formular y publicar la hoja de ruta de los fertilizantes verdes (incluyendo el amoniaco derivado de hidrógeno de bajas emisiones y los fertilizantes nitrogenados) de producción nacional.

13. Se solicita al Ministerio de Transporte

    a) Definir un grupo de medidas que incentiven la producción y uso del SAF en Colombia, las cuales se establecerán a través de los instrumentos normativos necesarios.

    b) Crear un esquema de fomento a la conexión y la planificación de las estaciones de repostaje de hidrógeno en el país.

    c) Establecer un grupo de incentivos a la inversión para tractomulas y buses de larga distancia, usando para ello los instrumentos de la Ley 1715 de 2014, el Fondo de Ascenso Tecnológico y los mecanismos de financiación a baja tasa del CONPES 4137.

14. Se solicita a la dirección General Marítima DIMAR, COTECMAR Y la Armada Nacional

    a) Establecer una hoja de ruta para la descarbonización del transporte marítimo y fluvial del país con derivados del hidrógeno de bajas emisiones.

    b) Realizar proyectos piloto de transporte marítimo y fluvial con el uso de tecnologías que usen hidrógeno de bajas emisiones o derivados.

15. Se solicita a la Agencia Nacional de Hidrocarburos

    a) Realizar un análisis con el fin de aprovechar, en la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones, la experiencia y las mejores prácticas identificadas en el desarrollo del mercado de crudo, gas natural y GNL, destinado al manejo en terminales portuarias, sistemas de almacenamiento y comercialización en puertos.

    b) Formular un plan nacional para el almacenamiento de hidrógeno de bajas emisiones, el amoniaco y el CO_2 (para los sistemas CCS y CCUS). Este plan incluirá el rango de escalas técnicas necesarias y los tipos de almacenamiento subterráneo y en superficie.

    c) Realizar la evaluación tecnoeconómica del potencial de uso del gas natural para la producción de hidrógeno de bajas emisiones y establecer simultáneamente el potencial técnico del país para la capacidad de almacenamiento subterráneo de CO_2.

BORRADOR

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.

16. Se solicita a la Agencia Nacional de Infraestructura:

a) Definir los requisitos para la reversión y concesión de puertos con fines de prestación de servicios a la producción, almacenamiento y exportación de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

b) Analizar estudios técnicos, económicos y ambientales detallados para definir la factibilidad de utilizar los puertos del país con mejor potencial como nodos en el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados a sectores de consumo, como el transporte de carga pesada y el marítimo.

17. Se solicita al Departamento Administrativo de la Presidencia de la República:

a) Definir e implementar el modelo de gobernanza multinivel del ecosistema del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, que luego se formalizará a través de un instrumento normativo. La construcción y la ejecución de este modelo de gobernanza se realizará 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.

18. Se solicita al Ministerio del Interior:

a) Desarrollar y dar a conocer el esquema de participación y beneficios para las comunidades y toda la ciudadanía con una campaña de divulgación sobre el hidrógeno de bajas emisiones y sus principales derivados.

19. Se solicita al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible:

a) Definir los mecanismos para la incorporación de los criterios de la economía circular dentro de la formulación, gestión y operación de los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados. Estos mecanismos deben incluir como mínimo las estrategias y los procedimientos para minimizar el consumo de agua y energía, para la reutilización de equipos y para la recuperación de minerales críticos a partir del final de la vida útil de las tecnologías empleadas en el ecosistema del hidrógeno.

b) Establecer las intensidades de carbono de los derivados del hidrógeno con mayor relevancia para el país, como el amoniaco, los fertilizantes verdes, el metanol y el SAF.

BORRADOR

c) Realizar los análisis requeridos para la incorporación de las externalidades ambientales asociadas con el agua y la tierra en los procesos de certificación del origen del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

20. Se solicita a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales:

a) Establecer y formalizar normativamente un procedimiento específico para el licenciamiento ambiental de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, de forma articulada con el marco regulatorio ambiental del país.

b) Establecer los términos de referencia y criterios de tiempo para el trámite de las etapas de la solicitud y de emisión de la respuesta del licenciamiento, aclarando los permisos aplicables a cada etapa de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados.

21. Se solicita al Instituto Nacional de Metrología:

a) Establecer las pruebas de calibración y referencia de la caracterización de las propiedades del hidrógeno, las mezclas que lo contienen, los productos derivados y otros componentes, como los portadores líquidos para transportar el hidrógeno; lo anterior se establecerá mediante un instrumento normativo que se divulgará públicamente.

b) Realizar los análisis y adoptar los estándares y patrones internacionales para las calibraciones de metrología requeridas para la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados

23) Se solicita al Ministerio de Educación:

a) Formular un plan marco de cualificaciones para el hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, que identifique las habilidades críticas requeridas y presente una estrategia para garantizar la disponibilidad regional de una fuerza laboral calificada para esta cadena de valor. Así mismo, este plan debe incluir una oferta dirigida especialmente a la fuerza laboral ocupada en el sector de los combustibles fósiles.

24) Se solicita al Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación:

a) Diseñar espacios de experimentación para el desarrollo de proyectos que puedan ser financiados a través del Sistema de Ciencia, Tecnología e Innovación y el Sistema General de Regalías, que brinden soporte a la solución de necesidades transversales e infraestructuras comunes para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus

BORRADOR

derivados a nivel regional, haciendo uso de esquemas de *sandbox* regulatorios.

b) Fomentar el desarrollo de proyectos de investigación aplicada como soporte en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el país; en la mitigación de riesgos e impactos de seguridad y ambientales asociados a su cadena de valor; y en la estabilidad y resiliencia del sistema energético durante la transición energética.

c) Crear convocatorias dirigidas al fomento de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados, estableciendo enfoques colaborativos como los llevados a cabo mediante las alianzas del ecosistema científico (realizadas en 2017) y cubriendo todos los niveles de la estructura de grados de madurez tecnológica (desde TRL 1 a TRL 9 o mayores).

d) Implementar el uso de las areneras regulatorias como parte de proyectos experimentales pilotos, incluyendo, donde sea apropiado, soluciones de escalamiento desarrolladas en ambientes reales de aplicación. Estos proyectos son necesarios para el despliegue de nuevas tecnologías de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados y ofrecen simultáneamente un ambiente de pruebas experimentales para el desarrollo regulatorio (social, económico y ambiental).

e) Realizar un análisis integral de ciclo de vida para la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones y sus derivados en el contexto del país con la participación del ecosistema de investigación y desarrollo, del sector privado y de la cooperación internacional.

25) Se solicita al Servicio Geológico Colombiano:

a) Realizar estudios geoquímicos, geológicos, radiométricos y geofísicos que permitan establecer el potencial de hidrógeno blanco del país y la cartografía correspondiente. (2026)

BORRADOR

ANEXOS

Anexo A. Plan de Acción y Seguimiento (PAS)

BORRADOR

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.*

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.

Banco Mundial; Hinicio; 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).

Bauer, F. B. (2023). *The Market Ramp-Up of Renewable Hydrogen and its Derivatives - the Role of H2Global.* FAU, eex, OTH, H2Global.

BMWi. (2019). *Making space for innovation. The hanbook for regulatory sandboxes.* Federal Ministry for Economic Affairs and Energy - BMWi.

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.

Civil, A. (2024). *Cielos Limpios Hoja de Ruta de los Combustibles Sostenibles de aviación en Colombia.* Bogotá D.C.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). *Resolución 67 - Código de distribución de gas combustible por redes.*

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1999). *Reglamento único de transporte de gas natural por redes (RUT).*

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2016). *Resolución 240 - Normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano.*

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021). *Resolución 175 - Criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural.*

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2025). *Perspectivas regulatorias para la integración del hidrógeno en la matriz energética - Documento de consulta.* Docuemnto CREG- 905 001 / 05.03.2025.

CONPES. (2022). *CONPES 4075 Política de Transición Energética.* Bogota, D.C.

CONPES. (2023). *4129 Política Nacional de Reindustrialización.* Bogotá, D.C.

BORRADOR

COP, C. d. (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.

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/

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. (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 y el Banco Mundial. (2025). *Hidrógeno Verde en Marcha: Viento, Agua y Puertos para Transformar a Colombia, Washington DC: World Bank*. Banco Mundial.

DNV GI. (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. (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

Encyclopædia Britannica, I. (2025). *Britannica*. Obtenido de Encyclopædia Britannica: https://www.britannica.com/

Energía, M. d. (2024). *Ecosistema H2 Colombia*. Obtenido de https://www.minenergia.gov.co/es/ecosistema-hidrogeno-colombia/

BORRADOR

Energía, M. d. (s.f.). *Ecosistema H2 Colombia*. Obtenido de https://www.minenergia.gov.co/es/ecosistema-hidrogeno-colombia/
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.
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.
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 amoniaco verde en México y Colombia bajo las proyecciones actuales del mercado.* Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbiet.
GIZ. (2023b). *Análisis de competitividad para la producción de amoniaco 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 técnicoeconómico para la identificación y evaluación de tecnologías PtX en Colombia. Fichtner, Engineering Consulting.* Deustsche 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. (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.*

BORRADOR

Gobierno de Colombia. (2019). *Estrategia nacional de economía circular. Cierre de ciclos de materiales, innovación tecnológica, colaboración y nuevos modelos de negocio.* Bogotá D.C.: Presidencia de la República; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.
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.
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.
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 Europe. (2021). *Hydrogen production and water consumption.*
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. (2022). *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions.* International Energy Agency.
IEA. (2023). *Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity.* International Energy Agency, IEA Publications.
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
Indinger, A. (2023). *Fact Sheet - Hypa: Untertagesspeicher: Speicherung von Wasserstoff unter der Erde*. Österreichische Energieagentur.
Instituto Nacional de Metrología de Colombia - INM. (2025). *Informe de Gestión INM 2024.*
IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 ºC Climate Goal, .* International Renewable Energy Agency.
IRENA. (2024). *Shaping sustainable international hydrogen value chains.* Abu Dhabi.: International Renewable Energy Agency.

BORRADOR

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 systemsAmendment 1: Complementary requirements for the transportation of fluids containing carbon dioxide or hydrogen.*
ISO 14687:2025 . (2025). *Hydrogen fuel quality — Product specification.*
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.
Kruck, O., & Crotogino, F. (2013). *Benchmarking of Selected Storage Options (HyUnder).* KBB Underground Technologies GmbH.
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.
Minciencias. (2024). *Políticas de Investigación e Innovación Orientadas por Misiones (PIIOM) - 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.

BORRADOR

Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia.* Ministerio de Minas y Energía.
Ministerio de Minas y Enérgia. (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 Enérgia. (2024). *Transición Energética Justa - Sistematización de los diálogos sociales nacionales.* Ministerio de Minas y Energía.
Ministerio de Minas y Energía. (2024a). *Escenarios nacionales: Transicion energética justa - Rutas que nos preparan para el futuro.* Ministerio de Minas y Energía.
Ministerio de Minas y Enérgia. (2024a). *Escenarios nacionales: Transicion 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). *Transición energética justa. Hoja de ruta.* https://minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja_de_ruta_transicion_energetica_justa_TEJ_2025.pdf.
MME, B. U. (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 (NFPA). (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. (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.

BORRADOR

OIES. (2024). *Review of hydrogen leakage along the supply chain: environmental impact, mitigation, and recommendations for sustainable deployment.* Oxford Institute for Energy Studies.

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.

Physikalisch-Technische Bundesanstalt - PTB. (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_internationale_zusammenarbeit/projektprofile/PTB_Project_Colombia_95388_SP.pdf.

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.

Saraf, A. (2022). *Techno-economic Pricing model for Carbon Neutral Fuels as Seasonal Energy Storage*. Master Thesis, Department of Energy Technology, KTH.

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). he 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)*.

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.

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 - INCOMUSTION. (2014). *Determinación del potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros.* Disponible en:

BORRADOR

https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INFORME_III_Caracterizacion_energetica_VerPub.pdf.
UPME. (2024). *Actualización Plan Energético Nacional (PEN) 2022 - 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.
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.
Zivar, D., Kumar, S., & Foroozesh, J. (2021). Underground hydrogen storage: A comprehensive review. *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 46, No. 45, 23436-23462.

BORRADOR