

Establecimiento de condiciones habilitantes para implementar una certificación de  
intensidad de carbono en la producción de hidrógeno en Colombia

Paula Camila Orrego Capera

Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniero Químico  
Modalidad de Investigación

Director

Carlos Eduardo García Sánchez

Ing. Químico, Ph. D.

Codirector

Víctor José Manrique Moreno

Ing. Mecánico

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas  
Escuela de Ingeniería Química  
Bucaramanga

2024

**Tabla de contenido**

1. Objetivos .....	9
1.1.Objetivo general .....	9
1.2.Objetivos específicos.....	9
2.Estado del arte .....	10
3.Metodología .....	14
4.Resultados .....	17
4.1 Esquema del sistema de certificación.....	17
4.2 Métodos de cálculo de emisiones y/o impacto ambiental. ....	22
4.2.1 Metodología GHG PI.....	24
4.2.2 Metodología ISO 14067 .....	26
4.2.3 Caso de estudio .....	29
4.3 Potencial de producción de hidrógeno verde en Colombia a mediano plazo.....	32
4.3.1 Requisitos de almacenamiento y distribución para el potencial de hidrógeno a mediano plazo .....	35
4.3.2. Potencial de sustitución del gas natural como energético con el potencial de hidrógeno a mediano plazo .....	38
5.Conclusiones .....	42
Referencias bibliográficas .....	43

**Lista de tablas**

<b>Tabla 1</b> Análisis comparativo de las certificaciones vigentes en el mundo. ....	18
<b>Tabla 2</b> Descripción de los roles del esquema propuesto. ....	21
<b>Tabla 3</b> Relación de gramos equivalentes de diferentes GEI al dióxido de carbono en un intervalo de tiempo de 100 años. ....	24
<b>Tabla 4</b> Descripción de los términos de la ecuación del cálculo de emisiones por la metodología GHG PI. ....	25
<b>Tabla 5</b> Comparación de las metodologías de cálculo de emisiones. ....	28
<b>Tabla 6</b> Entradas y salidas del proceso. ....	30
<b>Tabla 7</b> Factores de emisión para el proceso. ....	31
<b>Tabla 8</b> Comparación de métodos para el almacenamiento de hidrógeno. ....	35
<b>Tabla 9</b> Comparación de los métodos actuales para la distribución de hidrógeno. ....	36

## Lista de figuras

<b>Figura 1</b> Esquema metodológico implementado para el desarrollo de la investigación. ....	14
<b>Figura 2</b> Esquema de certificación propuesto .....	21
<b>Figura 3</b> Descripción de los alcances metodológicos del GHG PI. ....	24
<b>Figura 4</b> Descripción de la clasificación de emisiones de acuerdo con la ISO 14067. ....	27
<b>Figura 5</b> Metodología de cálculo de emisiones según CertifHy. ....	28
<b>Figura 6</b> Descripción de las fases de avance bajo los criterios de la UPME. ....	33
<b>Figura 7</b> Ubicación de los proyectos de energía renovable registrados ante la UPME en Colombia. .....	33
<b>Figura 8</b> Distribución del estado actual de los proyectos de generación de energía renovable registrados ante la UPME.....	34
<b>Figura 9</b> Opciones logísticas para almacenamiento y distribución de hidrógeno en Colombia. ...	37
<b>Figura 10</b> Escenarios de demanda de gas natural.....	40

## Resumen

**Título:** Establecimiento de condiciones habilitantes para implementar una certificación de intensidad de carbono en la producción de hidrógeno en Colombia\*

**Autor:** Paula Camila Orrego Capera\*\*

**Palabras claves:** Hidrógeno verde, electrólisis, gases de efecto invernadero.

### Descripción:

El presente trabajo se enfoca en explorar los requisitos para instaurar un sistema de certificación que evalúe la huella de carbono en la producción de hidrógeno en el país. El hidrógeno verde, producido mediante la electrólisis del agua con electricidad generada a partir de fuentes renovables, es una alternativa prometedora para reducir las emisiones de carbono en diversos sectores. Su importancia radica en su potencial para descarbonizar la economía y mitigar el cambio climático.

Los objetivos de la investigación abordan distintos aspectos clave para lograr esta certificación. En primer lugar, se identificó la infraestructura necesaria para el proceso y se propuso un sistema de certificación para el país delineando los roles de las entidades involucradas como el administrador del sistema, organismo emisor y el organismo acreditador. Posteriormente, se adaptó y aplicó una metodología de cálculo de emisiones de carbono específica para la producción de hidrógeno verde en un caso de estudio hipotético dando como resultado emisiones de  $29,45 \frac{gCO_2eq}{MJ}$ , que entra dentro del rango de clasificación para el hidrógeno verde. Finalmente, se evaluó el potencial de producción de hidrógeno en Colombia, considerando los proyectos de electricidad provenientes de fuentes renovables registrados ante la UPME, obteniendo una producción de  $8\,786\,010,6 \frac{tH_2}{año}$ .

\*Trabajo de grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería química. Director Carlos García. Codirector Víctor Manrique.

**Abstract**

**Title:** Establishment of enabling conditions to implement a carbon intensity certification in hydrogen production in Colombia\*

**Author:** Paula Camila Orrego Capera\*\*

**Keywords:** Green hydrogen, electrolysis, greenhouse gases.

**Description:**

This work focuses on exploring the requirements to establish a certification system that evaluates the carbon footprint in hydrogen production in the country. Green hydrogen, produced by electrolysis of water with electricity generated from renewable sources, is a promising alternative to reduce carbon emissions in various sectors. Its importance lies in its potential to decarbonize the economy and mitigate climate change.

The research objectives address different key aspects to achieve this certification. First, the necessary infrastructure for the process was identified and a certification system was proposed for the country, outlining the roles of the entities involved such as the system administrator, issuing body, and accrediting body. Subsequently, a specific carbon emissions calculation methodology to produce green hydrogen was adapted and applied in a hypothetical case study, resulting in emissions of  $29,45 \frac{gCO_2eq}{MJ}$ , which falls within the classification range for green hydrogen. Finally, the hydrogen production potential in Colombia was evaluated, considering the electricity projects from renewable sources registered with the UPME, obtaining a production of  $8\,786\,010,6 \frac{tH_2}{year}$ .

\*Bachelor Thesis.

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería química. Director Carlos García. Codirector Víctor Manrique.

## Introducción

Se prevé que el hidrógeno, como vector energético, agilice la adopción de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), como la energía solar y eólica, mediante el almacenamiento estacional de energía y su transporte a zonas de consumo. Colombia cuenta con recursos renovables accesibles que pueden usarse en la producción de hidrógeno verde, lo que traduciría en una oferta de hidrógeno a costos competitivos. Así mismo, se dispone de fuentes de carbón y gas que, utilizadas en conjunto con la captura y almacenamiento o aprovechamiento de CO<sub>2</sub>, amplían las alternativas de suministro de hidrógeno de bajas emisiones de carbono asegurando así la autosuficiencia (*Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia, 2022*).

El hidrógeno puede generarse a partir de una variedad de materias primas utilizando diversas tecnologías de proceso (química, electrolítica, biológica, fotolítica, termoquímica, entre otras), algunas aún en proceso de viabilidad comercial. Estas tecnologías pueden ser impulsadas por diferentes fuentes de energía. La selección de la materia prima, el método de producción y la fuente de energía adecuados, dependerá de la disponibilidad de recursos, el estado de desarrollo de la tecnología, las políticas energéticas y los costos asociados a la obtención del hidrógeno (García-Conde, 2010). Además, es importante destacar que esta elección también tendrá un impacto variable en las emisiones de gases de efecto invernadero.

Teniendo en cuenta las preocupaciones sobre el cambio climático global y la necesidad de descarbonizar las industrias, las garantías de origen y los certificados se encuentran entre los aspectos relevantes en la incipiente regulación del sector del hidrógeno, pues es indispensable elaborar un mecanismo que haga posible trazar con seguridad el origen y la reducción de emisiones que este vector permite alcanzar. Para la certificación de las emisiones bajas de carbono en el proceso de obtención del hidrógeno, se dividen en dos grandes tipos de normas. Por una parte,

están las normas técnicas, que se enfocan en considerar y determinar las características físicas y químicas del hidrógeno como la pureza que debe alcanzar, la presión manométrica, la temperatura final y el estado (gaseoso o líquido) de almacenaje. Además, se requiere establecer los portadores para el transporte, ya sea a través de tuberías, barcos u otros modos. Asimismo, las normas de sostenibilidad son claves para determinar la medida en que el hidrógeno producido se alineará con los objetivos de descarbonización de las economías (Real Decreto 376, 2022).

El Estado de Colombia espera para el 2030 desarrollar entre 1 y 3 GW de capacidad de electrólisis. Estos sistemas se ubicarán tanto en regiones con una alta disponibilidad de recursos renovables como La Guajira, como en zonas cercanas a los centros de demanda con el fin de minimizar los costos asociados al transporte. Este enfoque implica la instalación de entre 1,5 GW y 4 GW de FNCER en el país. Alcanzar esta capacidad instalada de electrólisis permitirá, además, que Colombia se posicione como un país exportador de hidrógeno (*Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia, 2022*).

Teniendo en cuenta lo anterior, se plantea la siguiente pregunta de investigación:

¿Qué condiciones se requieren para que en Colombia se pueda implementar una certificación de intensidad de carbono, confiable y sólida, para el hidrógeno que se produzca y se comercialice?

## **1. Objetivos**

### **1.1.Objetivo general**

Establecer las condiciones habilitantes para implementar una certificación de intensidad de emisiones de dióxido de carbono en la producción de hidrógeno verde en Colombia.

### **1.2.Objetivos específicos**

- 1.2.1. Identificar la infraestructura de calidad necesaria de las posibles entidades involucradas en el proceso de certificación.
- 1.2.2. Apropiar las metodologías de cálculo de emisiones de carbono utilizadas en los procesos de producción de hidrógeno verde y aplicarlas en un caso de estudio hipotético.
- 1.2.3. Evaluar el potencial de producción de hidrógeno y los requerimientos generales de recursos y de transporte, considerando los proyectos de electricidad a partir de fuentes renovables no convencionales que han sido registrados ante la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

## 2. Estado del arte

El hidrógeno, a pesar de ser el elemento más sencillo de la tabla periódica, no se encuentra comúnmente libre en la naturaleza, sino que se presenta en combinación con otros elementos. Esta característica significa que el hidrógeno no sea considerado como fuente de energía, sino más bien un vector energético, ya que su producción implica el consumo de energía (*Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia*, 2022). Sin embargo, unos pozos perforados recientemente en República de Mali muestran importantes descubrimientos de hidrógeno y presentan características geoquímicas y geológicas únicas de un sistema de hidrógeno activo, abriendo nuevas perspectivas de una futura explotación industrial del hidrógeno (Prinzhofer et al., 2018). Aunque por el momento el sistema natural del hidrógeno es una ciencia reciente y con potenciales aún desconocidos.

El hidrógeno es una buena alternativa de almacenamiento de energía gracias a su alta capacidad calorífica y se utiliza en la industria química, petrolera y energética, siendo usado como materia prima para la síntesis de productos como el amoníaco y el metanol (Castiblanco & Cárdenas, 2020), y en las refinerías para remover azufre, oxígeno, nitrógeno y algunos metales. Pero, si bien un kilogramo de hidrógeno almacena una cantidad de energía equivalente a la de un galón de gasolina, en condiciones ambientales, ese mismo kilogramo de hidrógeno ocupa un volumen mayor que el tambor de un camión mezclador típico. Aunque es posible utilizar tanques presurizados para almacenar mayores cantidades de hidrógeno, esta solución conlleva el inconveniente de añadir peso y costos adicionales a los vehículos. Además, licuar hidrógeno requiere enfriarlo a una temperatura de  $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ , un proceso que es costoso y, por lo tanto, puede hacer que no siempre sea la opción más práctica desde una perspectiva económica (Hand, 2023).

Recientemente, se ha popularizado el uso de colores para referirse al origen de producción del hidrógeno. Por ejemplo, se le llama hidrógeno verde al producido usando energía eléctrica de fuentes renovables; tiene emisiones de carbono casi nulas, dependiendo de la tecnología usada para la producción de la electricidad (Hinicio, 2022) y el proceso utilizado para su obtención es la electrólisis del agua aprovechando la energía fotovoltaica, eólica, hidráulica y la biomasa. El hidrógeno azul es el obtenido a partir de combustibles fósiles, donde se debe captar los gases secundarios, como el CO<sub>2</sub>, antes que lleguen a la atmósfera mediante el uso de tecnologías de captura/ secuestro (CCS) para poder reutilizarlos en otros procesos posteriores o almacenarlos, resultando en factores de emisión que pueden oscilar entre 1 y 2 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub> (FAO, 2020). El hidrógeno gris es el que tiene menor costo, hoy en día es el más sintetizado, su fuente principal de energía son los combustibles fósiles, a diferencia de los otros, este produce emisiones de gases contaminantes que no son captadas al finalizar el proceso (Huilcatoma Tarco, 2022), presentando factores de emisión de 9,5 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub> para el gas natural, y de 20 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub> para el carbón (IRENA, 2019). El hidrógeno blanco o dorado es el que se encuentra naturalmente en el subsuelo, en la corteza terrestre y su extracción se da usando técnicas de fracturación hidráulica, conocida como *fracking* (Morales Soler, 2023).

A nivel global, se espera un rápido crecimiento de la demanda anual de hidrógeno puro desde 75 Mt en 2019, fundamentalmente hidrógeno gris, a más de 800 Mt en 2050 (BloombergNEF, 2022). En consecuencia, para lograr los objetivos globales de reducción de emisiones de carbono, será crucial realizar una transición inmediata de la producción de hidrógeno gris hacia el hidrógeno azul y/o verde. Esto implica concentrar esfuerzos en la implementación de tecnologías relacionadas con el hidrógeno verde, proveniente de fuentes de energía renovable y sin generar emisiones directas de CO<sub>2</sub> (Morante et al., 2020).

Una característica fundamental de una transacción comercial es la especificación del producto. Actualmente, CertifHy™ es el primer esquema de certificación del origen del hidrógeno en Europa que cubre toda la cadena productiva aguas arriba hasta la puerta de salida del producto. El esquema CertifHy incluye dos etiquetas de certificado diferentes: CertifHy Green Hydrogen (de fuentes renovables y con un balance de gases de efecto invernadero por debajo de un umbral definido [36,4 g CO<sub>2</sub>/MJ]), y CertifHy Low Carbon Hydrogen (con un balance de gases de efecto invernadero por debajo de un umbral definido [36,4 g CO<sub>2</sub>/MJ]) (*CertifHy Scheme*, 2022).

En el mismo sentido, el Zero Carbon Hydrogen Australia, dirigido por el Smart Energy Council, adopta un enfoque de tipo Garantía de Origen (GO) y colabora con el gobierno australiano como parte integral de la estrategia nacional de hidrógeno. Su función principal es certificar que el hidrógeno ha sido producido exclusivamente a partir de fuentes de energía renovable, ofreciendo al mismo tiempo una evaluación del contenido de carbono. En esencia, el sistema funciona con tres certificaciones paralelas para hidrógeno renovable, amoníaco verde y metales verdes. (Smart Energy Council, 2023).

Del mismo modo, es importante destacar a TÜV Rheinland, una firma alemana especializada en servicios técnicos, seguridad y certificación. Esta empresa ha desarrollado el marco TÜV Rheinland Standard H2.21, el cual se alinea con las regulaciones actuales de la Unión Europea (UE). Este estándar establece un punto de referencia para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 70% en comparación con el valor especificado en la Directiva de Energías Renovables del Parlamento Europeo (RED II), que es de 94 g de CO<sub>2eq</sub>/MJ. Además, el estándar diferencia entre dos categorías principales de hidrógeno: Renewable y Low-Carbon Hydrogen (TÜV Rheinland, 2023).

Con base en todo lo anterior, Colombia busca posicionarse como un líder en la economía global del hidrógeno, aprovechando sus excepcionales recursos renovables y el respaldo gubernamental para promover su desarrollo y despliegue. En el norte del país, se proyecta la creación de un centro logístico de exportación, aprovechando el destacado potencial eólico y solar de la región, en particular el recurso eólico de alta calidad en la península de La Guajira. El centro logístico de exportación en el Caribe está ideado para abastecer la demanda de hidrógeno en mercados tanto en el Atlántico como en el Pacífico (*Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia, 2022*).

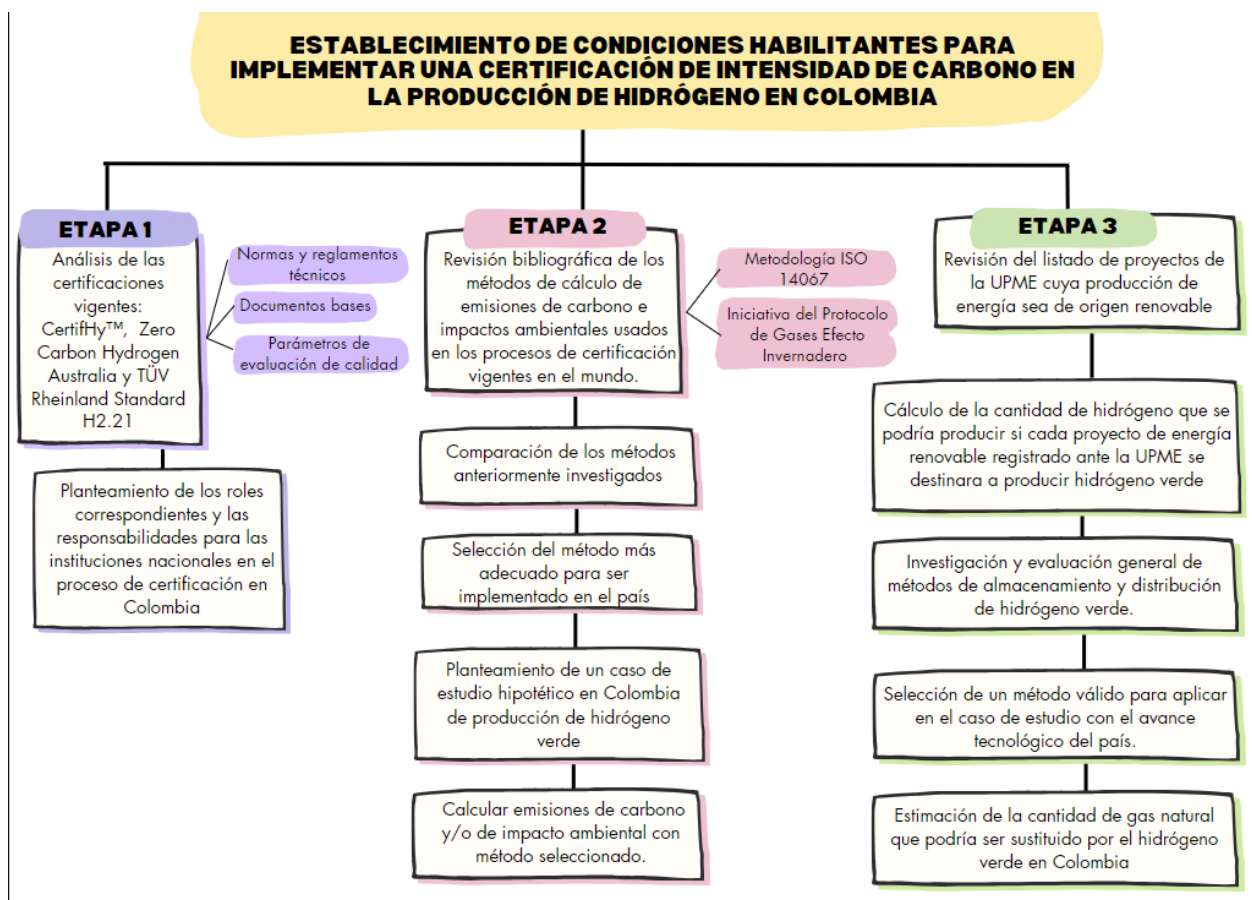
No obstante, se considera esencial la implementación de un sistema de certificación que garantice el origen y la trazabilidad del hidrógeno producido, teniendo en cuenta factores como las emisiones máximas de carbono. Este sistema sería aplicable tanto al hidrógeno verde como al hidrógeno azul, y contribuiría a promover la transparencia y la calidad ambiental de estos productos en el mercado (*Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia, 2022*).

### 3. Metodología

La metodología para el desarrollo de la investigación del establecimiento de condiciones habilitantes para la implementación de una certificación de intensidad de carbono en la producción de hidrógeno verde constó de tres etapas, como se muestra en la Figura 1.

Figura 1

Esquema metodológico implementado para el desarrollo de la investigación.



Inicialmente, se realizó un análisis exhaustivo del panorama actual acerca de las certificaciones en la producción de hidrógeno verde en el mundo como son los casos de CertifHy™, Zero Carbon Hydrogen Australia y TÜV Rheinland Standard H2.21 que proporcionan valiosos puntos de referencia. En la investigación se abordaron aspectos normativos y parámetros de

calidad, seguido a esto, se determinó la infraestructura de calidad, los actores o instituciones necesarias en los procesos de certificación actuales. Después, se plantearon los roles correspondientes para la implementación de un sistema de certificación para medir la intensidad de carbono en la generación de hidrógeno en Colombia, definiendo los protagonistas clave y las responsabilidades que deben asumir las entidades nacionales en la estructura de control de calidad.

En la segunda etapa, se llevó a cabo una detallada revisión de la literatura relacionada con los métodos utilizados para calcular las emisiones de carbono y los impactos ambientales asociados con la producción de hidrógeno verde. Este análisis se centró especialmente en los procesos de certificación utilizados a nivel mundial como lo son la ISO 14067 de la International Standard Organization (ISO) y la Iniciativa del Protocolo de Gases Efecto Invernadero (GHG PI). Posteriormente, se procedió a realizar una comparación de los métodos identificados en la actividad anterior, con el objetivo de seleccionar la opción más apropiada para su implementación en Colombia. Esta selección se basó en el alcance del método de cálculo, las regulaciones vigentes y la infraestructura técnica disponible en el país. Finalmente, se planteó un caso de estudio hipotético que simula un escenario de producción de hidrógeno verde en Colombia. Este caso de estudio sirvió como aplicación práctica para implementar y evaluar los cálculos de emisiones de carbono y/o impacto ambiental utilizando el método seleccionado.

Finalmente, en la tercera etapa, se realizó una revisión del listado de proyectos registrados ante la UPME relacionados con la producción de energía de origen renovable, recopilando información sobre su estado actual de avance y su distribución geográfica en el país. Seguidamente, se procedió al cálculo de la capacidad potencial de producción de hidrógeno verde, considerando cada nuevo proyecto de energía renovable registrado ante la UPME como una fuente de producción, con la idea de determinar un límite superior sobre el hidrógeno verde que podría

producirse en Colombia a mediano plazo sin afectar la demanda actual de energía eléctrica en el país, y la cantidad de agua que se requeriría para esta producción de hidrógeno. Luego, se llevó a cabo una evaluación de los métodos de almacenamiento y distribución de hidrógeno verde disponibles en el mercado, seleccionando una estrategia adecuada para el desarrollo en el país, considerando la infraestructura nacional y la madurez tecnológica actual. Finalmente, se estimó la cantidad de gas natural que podría ser reemplazada por el hidrógeno verde, utilizando la energía renovable generada por los proyectos registrados ante la UPME para su producción.

## 4. Resultados

### 4.1 Esquema del sistema de certificación.

La investigación incluye un análisis de las certificaciones vigentes donde se encontró la información subsecuente:

El Sistema CertifHy se adhiere a las normativas del European Energy Certificate System (EECS), el cual constituye un marco integrado a nivel europeo para la emisión, transferencia y anulación de certificados energéticos (AIB, 2023). De igual forma, el cálculo de la huella de carbono de un lote de producción en el Sistema CertifHy sigue la metodología definida por las normas ISO 14044 y 14067 (*CertifHy-SD Carbon footprint calculation*, 2023).

El esquema de certificación CertifHy tiene varios actores: la *Stakeholder Platform* funciona como la autoridad competente dentro del marco de gobernanza, encargada de tomar decisiones sobre la aprobación de organismos de certificación y respaldar los documentos relacionados con el Sistema CertifHy. El organismo de certificación se encarga de verificar la elegibilidad de los dispositivos de producción y evaluar la calidad de los lotes producidos. Por otro lado, el organismo emisor supervisa la emisión, transferencia y cancelación de los certificados, asegurando la conformidad con todos los aspectos del esquema CertifHy™. El titular tiene la responsabilidad de registrar la cuenta y los dispositivos de producción ante el organismo emisor, además de gestionar las solicitudes de emisión, transferencia y cancelación de los certificados (*CertifHy Scheme*, 2022).

El estándar TÜV Rheinland Standard H2.21 establece requisitos específicos para proyectos tanto en Alemania como en el extranjero, mientras hace referencia a normativas internacionales y europeas para calcular la huella de carbono del hidrógeno. Específicamente, se hacen uso de normas como ISO 14064, 14067, 14040 y 14044, así como la Directiva EU 2018/2001. Bajo este estándar, se permite la certificación de todos los métodos de producción y transporte de hidrógeno,

así como sus diversas aplicaciones y componentes de la cadena de suministro. El estándar es inclusivo de todas las tecnologías y posibilita la certificación de los procesos de producción sin importar la fuente de energía utilizada (Ángel & Márquez, 2022).

El Zero Carbon Certification Scheme fue creado en colaboración con socios tanto australianos como internacionales con el fin de asegurar su conformidad con los estándares de la industria australiana y los mercados globales. Este esquema se originó a partir del modelo CertifHy, dirigido por la industria en Europa, y en este contexto, Hydrogen Australia es la entidad encargada de emitir las certificaciones (Smart Energy Council, 2023).

Conociendo que las certificaciones vigentes en el mundo son CertifHy™, Zero Carbon Hydrogen Australia y TÜV Rheinland Standard H2.21, se hizo una evaluación comparativa de diversos aspectos como se muestra en la Tabla 1.

**Tabla 1**

*Análisis comparativo de las certificaciones vigentes en el mundo.*

<b>Concepto</b>	<b>CertifHy</b>	<b>Zero Carbon Certification</b>	<b>TÜV Rheinland Standard H2.21</b>
<b>Auditorías</b>	El proceso de certificación involucra auditorías de certificación y auditorías de vigilancia. La auditoría de certificación inicial se enfoca en evaluar sistemas, procesos y herramientas. Por otro lado, las auditorías de vigilancia y las de recertificación subsiguientes verifican el cumplimiento de los requisitos de la norma en el último período	El procedimiento de verificación implica una evaluación detallada de la capacidad de producción, así como de los consumos y los requisitos adicionales de energía para los procesos auxiliares. Las auditorías realizadas tienen como objetivo establecer un perfil de emisiones específico para el hidrógeno generado, cuantificando las emisiones de dióxido de carbono por unidad de	La verificación tiene cinco etapas: Suministro de documentos como la descripción de los procesos con flujos de masa y volumen, revisión de cálculos bajo los estándares normativos, auditoría remota, revisión de la auditoría y finalmente la

	contable y revisan posibles modificaciones en el sistema en comparación con el periodo anterior. (Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall, 2019)	hidrógeno producido (Smart Energy Council, 2022)	certificación (TÜV Rheinland, 2023).
<b>Participación del sector público</b>	Opera como una entidad completamente privada, sin la presencia de funcionarios gubernamentales en sus comités directivos o de certificación ( <i>CertifHy-SD Hydrogen Criteria</i> , 2022).	Colabora con el gobierno australiano como parte integral de la estrategia nacional de hidrógeno (Smart Energy Council, 2023).	El sistema TÜV funciona desde hace más de 150 años como organismo privado de inspección y pruebas de seguridad técnica y calidad (TÜV Rheinland, 2024).
<b>Parámetros de calidad</b>	El producto debe alcanzar una pureza de al menos el 99,9 % en volumen y una presión manométrica de al menos 3 MPa ( <i>CertifHy-SD Carbon footprint calculation</i> , 2023).		Densidad de energía (LHV) del hidrógeno de 120 MJ/kg (TÜV Rheinland, 2023)

Tanto el esquema de certificación CertifHy como el Zero Carbon Certification Scheme coinciden en la exclusión de ciertas actividades para el cálculo de las emisiones asociadas. Estas actividades excluidas incluyen la construcción de bienes de capital, que comprende el dispositivo de producción de hidrógeno, así como el transporte y suministro del hidrógeno a los consumidores. Además, no se toman en cuenta las emisiones asociadas con el uso del hidrógeno ni aquellas relacionadas con el fin de vida del producto.

La estrategia más eficaz y rápida para que Colombia certifique su hidrógeno, tanto para su exportación como para su consumo interno, sería adoptar un esquema de certificación similar a uno ya establecido y reconocido internacionalmente, que ya esté en uso en varios mercados de interés. Dado que los requisitos de la Unión Europea (UE) son los más rigurosos, la implementación de un esquema basado en CertifHy® por parte de Colombia sería la opción más segura para asegurar que el esquema adoptado esté preparado para el futuro y garantice el cumplimiento de los criterios en otros mercados, incluyendo pero no limitándose a la UE. Además, se debe garantizar la coherencia con otros estándares internacionales, de modo que el esquema no opere de manera aislada, sino que sea compatible con otros esquemas internacionales para facilitar igualmente las exportaciones de hidrógeno (Hinicio, 2022).

Una eventual implementación de un sistema de certificación de hidrógeno en Colombia conllevaría la designación de actores estratégicos responsables de las tareas relacionadas con el desarrollo, implementación y operación eficiente del sistema como se muestra en la Figura 2 y se describe en la Tabla 2. Esta estructura simple se adoptó tomando como referencia CertifHy® debido a su amplia experiencia en el mercado, su garantía de compatibilidad a nivel internacional y su eficacia probada, lo que lo convierte en la opción más rápida y eficiente. Esto se debe a que no requiere dedicar tiempo y recursos a una curva de aprendizaje previa. Específicamente para Colombia, el organismo encargado de la acreditación ya ha sido designado por el gobierno nacional. La certificación propuesta está alineada con las tendencias internacionales en el desarrollo de sistemas de certificación de hidrógeno. En este escenario, se pueden considerar diversos roles dentro del marco de certificación, con la posibilidad de que estos desempeñen funciones a nivel regional o nacional.

El enfoque inicial del sistema de certificación propuesto implica la incorporación de representantes gubernamentales siguiendo el ejemplo del Zero Carbon Hydrogen Australia,

destacando su inclusión para promover la alineación con las regulaciones y estándares nacionales, así como para validar la metodología de medición de emisiones. En esta situación, es crucial que el gobierno, llamado administrador del sistema, tenga un control adecuado sobre el esquema para prevenir la doble contabilización de certificados, donde un mismo lote de producción reciba certificación dos veces, y para llevar un registro preciso de la producción total de hidrógeno del país y cuánto de esta está certificada (Hinicio, 2022).

**Figura 2**

*Esquema de certificación propuesto*



**Tabla 2**

*Descripción de los roles del esquema propuesto.*

<b>Organismo</b>	<b>Función</b>	<b>Especificaciones de la entidad</b>
<b>Administrador del sistema</b>	Establecer las normas y requisitos que garantizan el correcto desempeño del sistema y validar las modificaciones necesarias según las nuevas normativas.	Deben formar parte de una entidad técnica pública o del sector público-privado, además de poseer conocimientos específicos sobre el hidrógeno en el país. Entre las entidades que podrían desempeñar este rol se encuentran ministerios como el de Minas y Energía, el

		de Ambiente y Desarrollo Sostenible, o el de Comercio, Industria y Turismo.
<b>Organismo emisor</b>	Desempeña una función operativa, adhiriéndose a las normas establecidas por el administrador del sistema para certificar la intensidad de carbono del hidrógeno. Colabora estrechamente con las instalaciones o plantas que buscan certificar su producción, ofreciendo orientación a lo largo de todo el proceso hasta la emisión de los certificados y garantiza que se cumplan todos los aspectos normativos.	Una entidad nacional para lograr rentabilidad y desarrollo del mercado local, así como para asegurar el cumplimiento regulatorio. Las entidades de certificación deberán estar acreditadas para ejercer esta función. Al tener un único organismo emisor, se evitan duplicaciones de esfuerzos y recursos. Esto puede hacer que el proceso de certificación sea más eficiente y menos costoso. De igual forma, trabajar con un único organismo emisor puede simplificar la supervisión y el cumplimiento de los estándares de certificación por parte del administrador del sistema.
<b>Organismo de acreditación</b>	Tienen la responsabilidad de acreditar al organismo emisor y evaluar su cumplimiento con los criterios y atributos establecidos por la certificación. Igualmente, funciona como verificador ambiental.	En Colombia, el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC) fue designado como el único organismo acreditador nacional según lo establecido en el Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo (ONAC, 2023).
<b>Plataforma</b>	Se refiere a un sistema diseñado para consolidar la oferta y demanda de certificados	La plataforma debe disponer de una robusta seguridad para salvaguardar la integridad de los datos y la confidencialidad de la información. Además, debe proporcionar claramente la información de los procedimientos de certificación, los criterios de evaluación y los resultados obtenidos, y al mismo tiempo se de fácil acceso para todos los usuarios pertinentes, incluyendo solicitantes, evaluadores y partes interesadas.
<b>Titulares de cuentas</b>	Productores de hidrógeno que solicitan la emisión, transferencia y cancelación de certificados.	

#### 4.2 Métodos de cálculo de emisiones y/o impacto ambiental.

En la mayoría de los casos, no se realizan mediciones directas de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el período de evaluación para cada fuente. El enfoque más

convencional para estimar dichas emisiones implica la combinación de información sobre los procesos asociados a cada actividad (factor de actividad), junto con datos de las emisiones generadas por dichos procesos (factor de emisión) (Gaitán Varón & Cárdenas Ruíz, 2017), a estos datos se les puede asociar una incertidumbre dentro de límites de confianza del 95% (Molina Castro & Coto Hernández, 2019). La ecuación de estimación de emisiones es la siguiente:

$$E = \sum_{i=1}^n (FE_{j,i} * FA_{i,t}) \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde  $FE_{j,i}$  es el factor de emisión de la sustancia o mezcla de la sustancia (j) para la actividad (i) y  $FA_{i,t}$  es el factor de actividad para la actividad (i) durante el tiempo (t). (Gaitán Varón & Cárdenas Ruíz, 2017)

Es relevante destacar también los avances en la medición de emisiones de GEI mediante el uso de satélites, los cuales aprovechan su capacidad para recopilar información sobre las concentraciones atmosféricas de GEI en vastas áreas geográficas. A través de la aplicación de técnicas de teledetección y análisis de imágenes, los investigadores pueden detectar patrones y anomalías en dichas concentraciones, indicativas de la existencia de fuentes de emisión. Además, emplean modelos atmosféricos para seguir la trayectoria y dispersión de los contaminantes, lo que posibilita la identificación y cuantificación de las emisiones de GEI en zonas específicas (CEPAL, 2023).

Es importante denotar que los Gases de Efecto Invernadero (GEI) considerados en este estudio son el  $\text{CO}_2$ , metano ( $\text{CH}_4$ ), y óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ), sin embargo, las emisiones de los distintos GEI se expresan en dióxido de carbono equivalente ( $\text{CO}_2\text{eq}$ ), con las relaciones que se muestran a continuación:

**Tabla 3**

*Relación de gramos equivalentes de diferentes GEI al dióxido de carbono en un intervalo de tiempo de 100 años.*

MOLECULA	CO <sub>2</sub> eq (g/g)
CO <sub>2</sub>	1
CH <sub>4</sub>	28
N <sub>2</sub> O	265

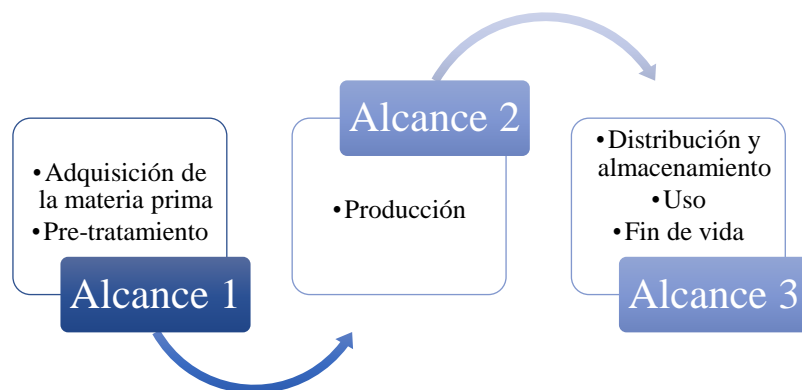
*Nota: Adaptado de: (Fischer, 2021) y (EOS Data Analytics, 2023)*

#### 4.2.1 Metodología GHG PI

En cuanto a la metodología para medir las emisiones de GEI asociadas a la producción, se consideró el enfoque de la GHG PI actualmente en desarrollo. Los métodos de análisis en la guía actual describen el sistema “*well to gate*”. La herramienta del GHG PI se dispone de tres alcances de aproximación en el cálculo de las emisiones: alcances 1,2 y 3, esquematizadas en la Figura 3 (IPHE, 2021).

**Figura 3**

*Descripción de los alcances metodológicos del GHG PI.*



*Nota: Adaptado de: (IPHE, 2021)*

Las emisiones de alcance 1 calculan en función de las cantidades de combustibles utilizadas. En el caso de las emisiones de alcance 2, se calculan a partir del consumo medio de electricidad.

La siguiente ecuación muestra el desglose de los factores contribuyentes a las emisiones de los tres alcances y su descripción se detalla en la Tabla 4 (IPHE, 2021):

$$E_{emisiones} = E_{emisiones\ de\ combustión} + E_{emisiones\ fugitivas} + E_{emisiones\ de\ procesos\ industriales} + E_{emisiones\ por\ suministro\ de\ energía} + E_{emisiones\ incorporadas} \quad (Ec. 2)$$

**Tabla 4**

*Descripción de los términos de la ecuación del cálculo de emisiones por la metodología GHG PI.*

<b>Ecuación</b>	<b>Descripción</b>	<b>Términos</b>
$E_{emisiones\ de\ combustión} = \sum_i E_{emisiones\ de\ combustión}$	Se refieren a las obtenidas por la combustión de combustibles sólidos, líquidos y/o gaseosos relevantes, incluidos (entre otros) carbón, diésel y gas natural.	Donde $E_{emisiones\ de\ combustión}$ es la suma de las emisiones de CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> y N <sub>2</sub> O, liberadas por la combustión y convertidas a CO <sub>2</sub> eq.
$E_{emisiones\ fugitivas} = \sum_i E_{emisiones\ fugitivas}$	Aluden a las fugas y pérdidas accidentales de forma estructural u operativa, así como otras pérdidas debidas a una mala gestión del funcionamiento de la planta.	Donde $E_{emisiones\ fugitivas}$ es la suma de las emisiones de CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> y N <sub>2</sub> O, liberadas por la combustión y convertidas a CO <sub>2</sub> eq.
$E_{emisiones\ de\ procesos\ industriales} = \sum_i E_{emisiones\ de\ procesos\ industriales}$	Hace referencia a la cuantificación de las emisiones que se derivan de la transformación de la materia prima para obtener un producto (sinCarbono, 2023).	Donde $E_{emisiones\ de\ procesos\ industriales}$ son la suma de las emisiones relevantes liberadas por la actividad del proceso industrial, medidas en CO <sub>2</sub> eq.

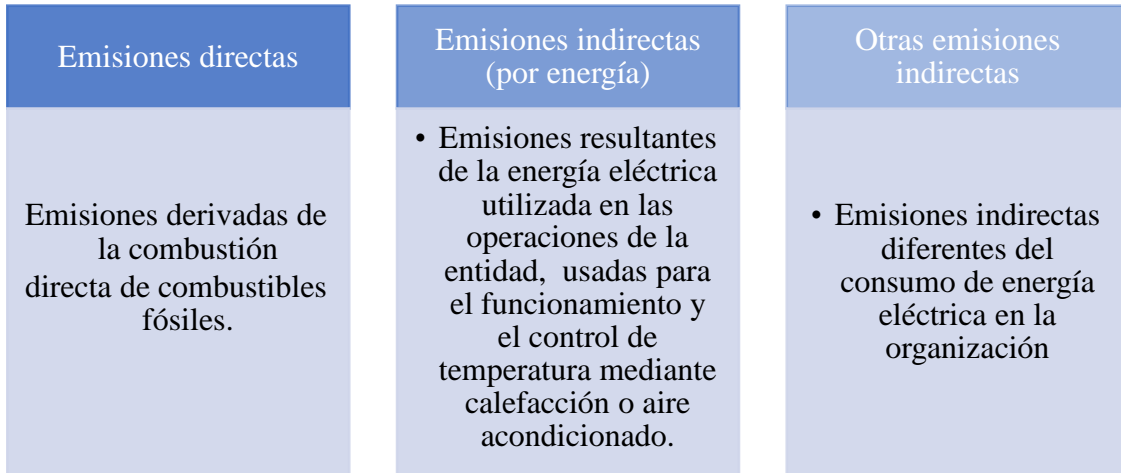
$E_{\text{emisiones por suministro de energía}} = \sum_i E_{\text{emisiones por suministro de energía}}$	<p>Contabilizan las emisiones procedentes de la generación de energía que se compra o se introduce en los límites organizativos de la empresa (por ejemplo, la extracción y el transporte de combustible al generador de electricidad o el cultivo y procesamiento de biomasa para su uso como combustible) y dependen de los factores de emisiones de la red de distribución del lugar de la planta.</p>	<p>Donde <math>E_{\text{emisiones por suministro de energía}}</math> son las emisiones de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O, asociadas con el suministro de energía dentro del lugar medidas en CO<sub>2</sub>eq.</p>
$E_{\text{emisiones incorporadas}} = \sum_i E_{\text{emisiones incorporadas}}$	<p>Se refieren a las emisiones aguas arriba asociadas con cualquier entrada a un sistema. Esto podría incluir insumos clave como carbón, oxígeno y gas natural, además de elementos como sales utilizadas para la electrólisis y productos químicos utilizados para el tratamiento del agua.</p>	<p>Donde <math>E_{\text{emisiones incorporadas}}</math> son la suma de las emisiones asociada a la entrada de materias primas en el proceso, medidas en CO<sub>2</sub>eq.</p>

#### 4.2.2 Metodología ISO 14067

En el mismo sentido se analizó el enfoque metodológico para la evaluación de las emisiones de gases de efecto invernadero basado en los estándares internacionales conforme a las prácticas establecidas por la ISO. La Huella de Carbono del hidrógeno en el sistema CertifHy se calcula siguiendo un enfoque atribucional de acuerdo con la norma ISO 14067 (*CertifHy-SD Carbon footprint calculation*, 2023), este método clasifica las emisiones en tres grupos como se describe en la Figura 4:

**Figura 4**

*Descripción de la clasificación de emisiones de acuerdo con la ISO 14067.*

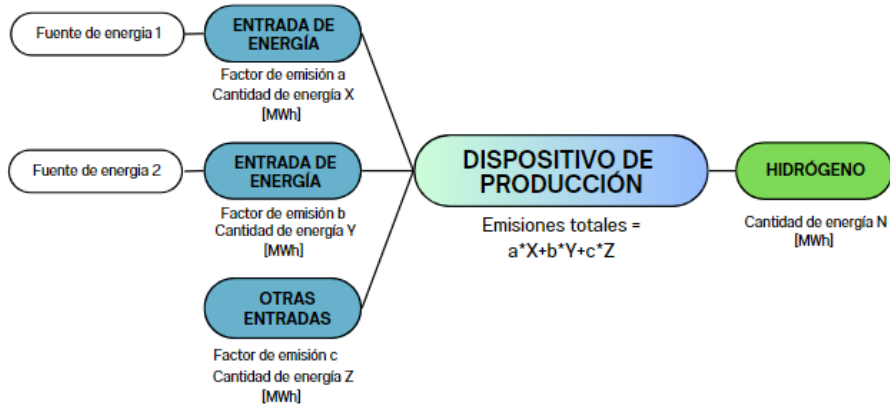


*Nota: Adaptado de: (Pereira et al., 2020)*

Al calcular la huella de carbono del hidrógeno producido según la metodología del sistema CertifHy y a partir del factor de emisión de los insumos como se indica en la Figura 5 y en la Ecuación 3, si el dispositivo de producción genera emisiones, más allá de las contabilizadas por los factores de emisión de los insumos, estas se sumarán a la cantidad de emisiones calculadas. También deben incluirse las emisiones relacionadas con el procesamiento requerido de residuos y efluentes de la producción de hidrógeno, junto con las emisiones de otros insumos en la categoría de otras entradas (*CertifHy-SD Carbon footprint calculation, 2023*):

**Figura 5**

*Metodología de cálculo de emisiones según CertifHy.*



*Nota: Adaptado de (CertifHy-SD Carbon footprint calculation, 2023)*

$$\begin{aligned}
 \text{Emisiones totales} &= \sum \text{Entradas de energía}_i * FE_i + \sum \text{Otras entradas}_i * FE_i + \\
 &E_{\text{emisiones del dispositivo de producción}} + E_{\text{emisiones de residuos y efluentes}} \quad (\text{Ec. 3})
 \end{aligned}$$

Con el análisis anterior, en la Tabla 5 se realiza la comparación de los métodos de cálculo de emisiones de carbono.

**Tabla 5**

*Comparación de las metodologías de cálculo de emisiones.*

<b>Criterio</b>	<b>ISO 14067</b>	<b>GHG PI</b>
<b>Organización responsable</b>	ISO	World Business Council for Sustainable Development World Resources Institute
<b>Gases considerados</b>	Todos los GEI, principalmente CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> y N <sub>2</sub> O	6 incluidos en el Protocolo de Kioto (CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, HFCs, PFCs y SF <sub>6</sub> )

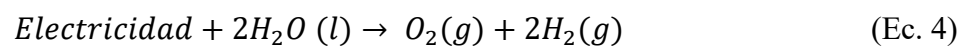
<b>Escala</b>	Organización	Organización/Protocolo/Servicio
<b>Alcance</b>	Directas, Indirectas y otras indirectas	Directas e Indirectas
<b>Uso internacional</b>	Sí	Sí

*Nota: Adaptado de:(Urquijo, 2013)*

#### 4.2.3 Caso de estudio

En el proceso de selección del método a utilizar en el caso de estudio, se consideró la cobertura de los diferentes tipos de emisiones, dado su papel crucial en la evaluación de la huella de carbono de una entidad. Esta consideración resulta fundamental, ya que proporciona una visión integral y detallada de la contribución de la entidad al cambio climático. Se optó por la metodología de la norma ISO 14067 por su exhaustividad. Además, se evaluaron los métodos de estimación de emisiones y, tras una investigación detallada, se determinó que la metodología ISO 14067 presenta un enfoque más simplificado, aunque sin descuidar la amplia cobertura de los GEI.

El enfoque del caso de estudio hipotético consiste en calcular las emisiones de carbono asociadas a la producción de hidrógeno verde. El método empleado para su obtención es la hidrólisis del agua, una reacción no espontánea que requiere energía para disociar los átomos de hidrógeno y oxígeno. Por consiguiente, para que este proceso se considere libre de emisiones, la electricidad utilizada debe ser generada a partir de fuentes renovables, como la energía eólica o solar. La ecuación de balance correspondiente a este proceso se describe como sigue:



La instalación más grande para la producción de hidrógeno verde es la operada por la empresa francesa Air Liquide en Bécancour, provincia de Quebec, Canadá, la cual utiliza un electrolizador PEM con una capacidad total de 20 MW, distribuidos en 4 módulos de 5 MW cada uno (Urrutia Olgún, 2022). Se utilizará como base de cálculo uno de estos módulos. Para el

cálculo, se asumirá que el agua se obtendrá a partir de desalinización de agua de mar, y que la electricidad proviene de energía eólica o solar.

Las emisiones derivadas de la construcción de activos de capital, como el equipo para la producción de hidrógeno, el transporte y la distribución del hidrógeno a los usuarios finales, y el consumo final del hidrógeno, no se incluyeron en el cálculo. Por otra parte, sí se tuvieron en cuenta el factor de emisión asociado al proceso de desalinización del agua y el factor correspondiente a la generación de energía eléctrica de proyectos eólicos o solares.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que según (Urrutia Olguín, 2022), un electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM) consume 15 kilogramos de agua por cada kilogramo de hidrógeno producido, generando al mismo tiempo 8 kilogramos de oxígeno y dejando de la reacción 6 kilogramos de agua que no reaccionan, se debe considerar además, la relación obtenida de los resultados de (Muñoz Fernández et al., 2022), donde se expresa que 10 MW producen 1251 tH<sub>2</sub>/año en un electrolizador PEM, de lo anterior se realiza el siguiente balance:

$$5 \text{ MW} * \frac{1251 \frac{\text{tH}_2}{\text{año}}}{10 \text{ MW}} = 625,5 \frac{\text{tH}_2}{\text{año}} \quad (\text{Ec. 5})$$

$$625,5 \frac{\text{tH}_2}{\text{año}} * \frac{15 \text{ kgH}_2\text{O}}{1 \text{ kgH}_2} = 9382,5 \frac{\text{tH}_2\text{O}}{\text{año}} = 25,7 \frac{\text{tH}_2\text{O}}{\text{día}} = 1,07 \frac{\text{tH}_2\text{O}}{\text{hora}} = 0,29 \frac{\text{kgH}_2\text{O}}{\text{s}} \quad (\text{Ec. 6})$$

$$625,5 \frac{\text{tH}_2}{\text{año}} * \frac{8 \text{ kgO}_2}{1 \text{ kgH}_2} = 5004 \frac{\text{tO}_2}{\text{año}} \quad (\text{Ec. 7})$$

**Tabla 6**

*Entradas y salidas del proceso*

Entradas	Salidas
<b>5 MW = 5 MWh</b>	$625,5 \frac{\text{tH}_2}{\text{año}} = 71,4 \frac{\text{kgH}_2}{\text{hora}}$

$9\,382,5 \frac{tH_2O}{año} = 1\,071,06 \frac{kgH_2O}{hora}$	$5\,004 \frac{tO_2}{año} = 571,23 \frac{kgO_2}{hora}$
	$3\,753 \frac{tH_2O}{año} = 428,42 \frac{kgO}{hora}$

Los factores de emisión para el cálculo se registran en la Tabla 7:

**Tabla 7**

*Factores de emisión para el proceso*

Sustancia	Factor de emisión
Energía eólica o solar	$0,504 \frac{tCO_2eq}{MWh}$ (UPME, 2021)
Agua desalinizada mediante osmosis inversa	$2,4 \frac{kgCO_2eq}{m^3}$ (Zerpa, 2020)

Con la información anterior se procede a calcular las emisiones de GEI:

$$5 \text{ MWh} * 0,504 \frac{tCO_2eq}{MWh} = 2,52 \text{ tCO}_2eq = 2\,520 \text{ kgCO}_2eq \quad (\text{Ec. 8})$$

$$1\,071,06 \frac{kgH_2O}{hora} * \frac{1}{997,13 \frac{kg}{m^3}} * 2,4 \frac{kgCO_2eq}{m^3} = 2,57 \text{ kgCO}_2eq \quad (\text{Ec. 9})$$

Al realizar la sumatoria de los dos cálculos anteriores se obtiene:

$$2,57 \text{ kgCO}_2eq + 2\,520 \text{ kgCO}_2eq = 2\,522,57 \text{ kgCO}_2eq = 252\,257 \text{ gCO}_2eq \quad (\text{Ec. 10})$$

Y teniendo en cuenta un poder calorífico del hidrógeno de  $119\,970 \frac{kJ}{kg}$  (Hosseini et al.,

2022):

$$71,4 \frac{kgH_2}{hora} * 119\,970 \frac{kJ}{kg} = 8\,565\,858 \text{ kJ} = 8\,565 \text{ MJ} \quad (\text{Ec. 11})$$

Así, se obtienen unas emisiones totales en el proceso de:

$$\frac{252\,257\text{ gCO}_2\text{eq}}{8\,565\text{ MJ}} = 29,45 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}} \quad (\text{Ec. 12})$$

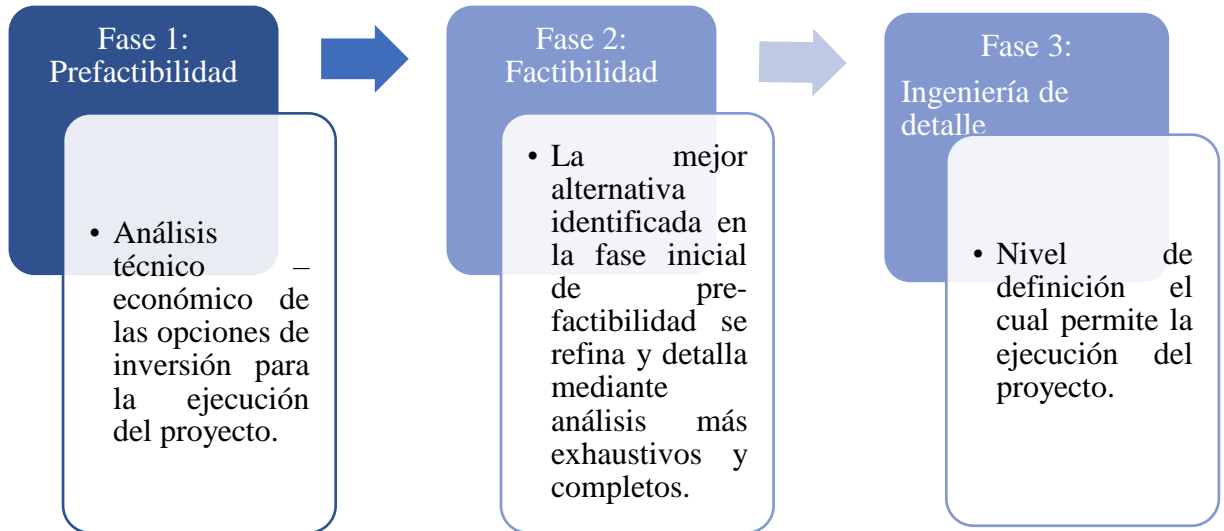
El resultado final de las emisiones para el caso hipotético de estudio es de  $29,45 \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$ .

### 4.3 Potencial de producción de hidrógeno verde en Colombia a mediano plazo.

Realizada la revisión de los proyectos registrados ante la UPME bajo la categoría de producción de energía eléctrica a partir de recursos como agua, bagazo, biogás, calor residual, sol, vapor, viento, cultivo energético, residuos agrícolas y residuos sólidos, se encontraron un total de 1710 proyectos con una potencia de 70 231,9 MW, actualizado a la fecha de 31 de enero del 2023 (Zapata Lesmes et al., 2023). La UPME muestra el estado actual de avance de los proyectos como se detalla en la Figura 6 y 8, además, se la distribución de estos en el territorio nacional se puede observar en la Figura 7.

**Figura 6**

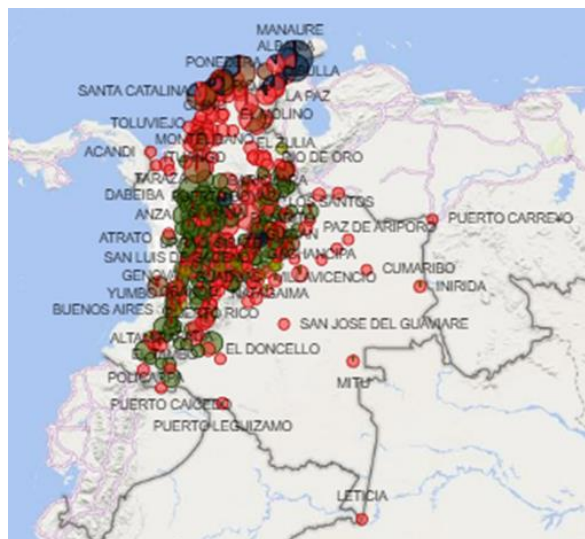
*Descripción de las fases de avance bajo los criterios de la UPME.*



*Nota: Adaptado de: (Martinez et al., 2018)*

**Figura 7**

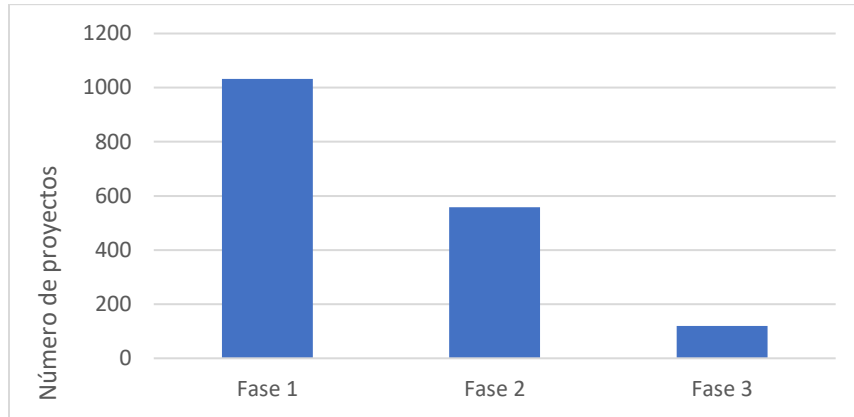
*Ubicación de los proyectos de energía renovable registrados ante la UPME en Colombia.*



*Nota: Tomado de: (Zapata Lesmes et al., 2023)*

**Figura 8**

*Distribución del estado actual de los proyectos de generación de energía renovable registrados ante la UPME.*



*Nota: Adaptado de: (Zapata Lesmes et al., 2023)*

En el cálculo de la cantidad de hidrógeno verde que se puede obtener de los proyectos anteriormente nombrados se tuvo en cuenta la relación resultado del estudio de (Muñoz Fernández et al., 2022), donde se hicieron los balances correspondientes para la producción de hidrógeno verde con 10 MW y los resultados obtenidos para el modelo de electrolizadores PEM, considerando una eficiencia de conversión de energía eléctrica a hidrógeno del 68% (Hernández Fernández, 2023), se obtienen los resultados de la Figura 11:

$$70\,231,9 \text{ MW} * \frac{1\,251 \frac{\text{tH}_2}{\text{año}}}{10 \text{ MW}} = 8\,786\,010,6 \frac{\text{tH}_2}{\text{año}} = 24\,071,2 \frac{\text{tH}_2}{\text{día}} \quad (\text{Ec. 13})$$

$$24\,071,2 \frac{\text{tH}_2}{\text{día}} * \frac{15 \text{ kgH}_2\text{O}}{1 \text{ kgH}_2} = 361\,068 \frac{\text{tH}_2\text{O}}{\text{día}} \quad (\text{Ec. 14})$$

A modo de comparación y considerando que el caudal promedio del río Magdalena es de  $7\,600 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$  (Ordoñez, 2020)

$$7\,600 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} * 997,13 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 7\,578\,188 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 7\,578 \frac{\text{t}}{\text{s}} = 654\,755\,443,2 \frac{\text{t}}{\text{día}} \quad (\text{Ec. 15})$$

Se necesitaría usar un poco más de una milésima parte del caudal promedio del río Magdalena para satisfacer la demanda total de agua que requeriría el proceso de producción de hidrógeno enfocando toda la energía renovable de los proyectos de producción de electricidad registrados ante la UPME.

#### 4.3.1 *Requisitos de almacenamiento y distribución para el potencial de hidrógeno a mediano plazo*

Para la logística de almacenamiento y distribución se realizaron tablas comparativas de los métodos actualmente desarrollados como se especifica en la Tabla 8 y Tabla 9:

**Tabla 8**

*Comparación de métodos para el almacenamiento de hidrógeno.*

<b>Tipo de almacenamiento</b>	<b>Descripción</b>	<b>Capacidad de almacenamiento</b>	<b>Capacidad de almacenamiento por largos periodos</b>	<b>Eficiencia</b>	<b>Riesgos</b>
<b>Tanques de gas presurizados [200-700 bar]</b>	Se almacena en tanques cilíndricos fabricados en materiales de alta resistencia.	0,1-10 MWh por tanque	Alta - Sin fugas	89-91% [350 bar] 85-88% [700 bar] Incluida la compresión	Riesgo de explosión por alta presión
<b>Subterráneo</b>	El hidrógeno se puede almacenar bajo tierra aprovechando cavidades geológicas como cavernas de sal, acuíferos y	1 GWh a varios TWh por caverna	Alta - Fugas menores	90-95% Incluida la compresión	Sin riesgos significantes

	reservorios de gas agotados.				
<b>Líquido</b>	Mediante un proceso de licuefacción el hidrógeno pasa de gas a líquido modificando las condiciones de presión y temperatura.	0,1-10 MWh por tanque	Baja - Tasa de evaporación del 0,1-0,5%/día	55-75% Incluida la licuefacción	Riesgos de incendio y explosión
<b>Hidruros metálicos</b>	El hidrógeno se almacena introduciéndose en los huecos intersticiales libres de la red cristalina mediante calor	0,1 kWh - 25 MWh por contenedor estándar	Alta - Sin fugas	80-98% Incluidos los sistemas auxiliares	Sin riesgos significantes

*Nota: Adaptado de: (Hernández Fernández, 2023).*

**Tabla 9**

*Comparación de los métodos actuales para la distribución de hidrógeno.*

<b>Criterio</b>	<b>Transporte de gas presurizado en camiones</b>	<b>Transporte de hidrógeno líquido en camiones</b>	<b>Transporte por gasoductos</b>
<b>Capacidad</b>	25 MWh por camión [650 kg H <sub>2</sub> ]	150 MWh por camión [4000 kg H <sub>2</sub> ]	Depende del diámetro, longitud del gasoducto y la eficiencia del compresor
<b>Eficiencia energética</b>	95% para un recorrido de 120 km, debido al consumo de combustible y perdidas por llenado y descargue del tanque.	99,7% para un recorrido de 120 km, debido al consumo de combustible y perdidas por llenado y descargue del tanque.	94-99% incluidas las perdidas por presión y compresores a lo largo de la tubería.
<b>Ventajas</b>	Método más sencillo. Puede realizar entregas a múltiples sitios.	Transporta mayores cantidades por camión. Puede realizar entregas a múltiples sitios.	Costos operativos bajos.

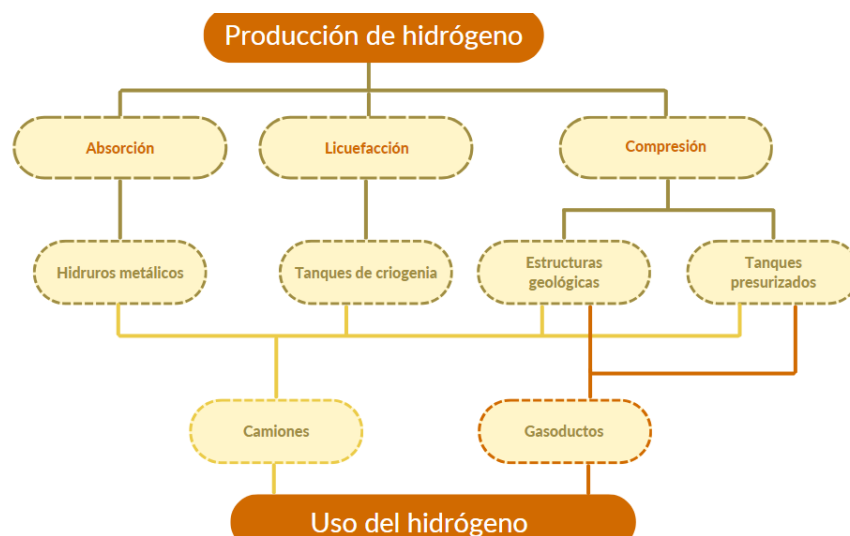
<b>Desventajas</b>	La baja capacidad por remolque implica una gran cantidad de camiones.	La licuefacción solo es rentable a gran escala.	Altos costos de capital.
--------------------	---	---	--------------------------

*Nota: Adaptado de: (Energy Transition Institute, 2014)*

De las tablas anteriores se plantean las siguientes opciones de logística en la Figura 9:

**Figura 9**

*Opciones logísticas para almacenamiento y distribución de hidrógeno en Colombia.*



De las anteriores tablas comparativas, la implementación de tanques presurizados emerge como la alternativa más eficiente para el almacenamiento de hidrógeno, destacando su superioridad respecto a otros métodos debido a su capacidad para garantizar la integridad del gas y su independencia de la ubicación de las estructuras geológicas para el almacenamiento. Por otro lado, para el transporte del hidrógeno, los gasoductos se posicionan como la opción más favorable, respaldados por su eficiencia y bajos costos de capital. La infraestructura existente en Colombia proporciona una sólida base para su implementación, promoviendo así un medio de transporte de hidrógeno eficiente y económico que fomenta el desarrollo sostenible y la transición energética hacia fuentes renovables.

Otra alternativa factible para la distribución del hidrógeno aprovechando la red de gas natural preexistente, consiste en inyectar hidrógeno en combinación con el gas natural. Esta estrategia requiere una cuidadosa elaboración de la mezcla de hidrógeno y gas natural, con el objetivo de contribuir energéticamente y reducir las emisiones asociadas al uso convencional del hidrocarburo, al tiempo que fomenta un aumento en la producción de hidrógeno para disminuir sus costos. Este enfoque ha sido ampliamente considerado por varios países, especialmente en Europa. En este contexto, se ha optado por incorporar el hidrógeno en proporciones pequeñas dentro del gas natural, generalmente en rangos del 0,2% al 10%, siguiendo regulaciones que consideran las especificaciones de suministro de gas natural y las tolerancias de los equipos más sensibles de la red (Muñoz Fernández et al., 2022).

#### ***4.3.2. Potencial de sustitución del gas natural como energético con el potencial de hidrógeno a mediano plazo***

De igual forma, conociendo la relación reportada por (Laboratorio Nacional del Noroeste del Pacífico, 2020), donde 1 kg de hidrógeno es equivalente a 117 pies cúbicos de gas natural, y retomando los cálculos anteriores de la cantidad de hidrógeno verde que se puede producir utilizando toda la energía renovable de los proyectos registrados ante la UPME, se puede calcular el potencial de sustitución de gas natural por hidrógeno verde a mediano plazo en Colombia. Este cálculo evalúa la sustitución desde un punto de vista puramente energético; evidentemente, un cambio de combustible gaseoso implicaría múltiples modificaciones en las redes de transporte y distribución y en los equipos de uso final, que no se están contemplando en el presente análisis.

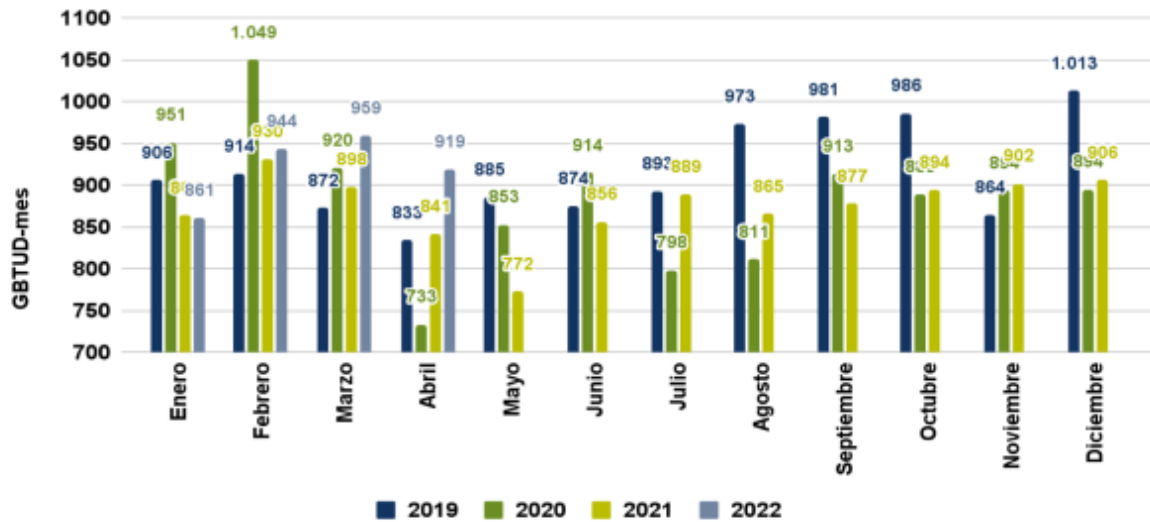
Usando electrolizadores PEM con una eficiencia del 68%, el potencial de producción (sección 4.3) es de  $8\,786\,010,6 \frac{tH_2}{año}$ , se obtiene la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} 8\,786\,010,6 \frac{tH_2}{año} * \frac{1\,000\,kg}{1\,t} * \frac{117\,ft^3\,gas\,natural}{1\,kgH_2} &= 1\,027\,963\,240\,200 \frac{ft^3\,gas\,natural}{año} \\ &= 1\,027\,963,2 \frac{millones\,de\,ft^3\,gas\,natural}{año} \\ &= 2\,816,3 \frac{millones\,de\,ft^3\,gas\,natural}{día} = 2\,675,5\,GBTUD \end{aligned}$$

(Ec. 16)

El poder calorífico del gas natural comercializado en Colombia puede estar entre  $35,4\,MJ/m^3$  y  $42,8\,MJ/m^3$  (CREG, 2018), de igual forma, el poder calorífico del hidrógeno puede estar entre  $120 \frac{MJ}{kg}$  y  $142,5 \frac{MJ}{kg}$  (UPME, 2022), por consiguiente, el cálculo de 117 pies cúbicos corresponde a un gas natural cerca del valor máximo permitido de poder calorífico en Colombia.

Conociendo la demanda de gas natural en Colombia como se muestra en la Figura 10:

**Figura 10***Escenarios de demanda de gas natural**Nota: Tomado de: (UPME, 2022)*

Basándose en los análisis previos y al examinar la evolución del consumo de gas natural en Colombia, se deduce que, empleando todos los proyectos de generación de energía renovable inscritos en la UPME para generar hidrógeno verde, sería posible cubrir aproximadamente tres veces la demanda actual de gas natural en el país. Sin embargo, esta afirmación está sujeta a las especificaciones de los electrolizadores utilizados en el proceso de producción y su eficiencia, más las pérdidas por transporte y distribución del hidrógeno, entre otras cosas.

De igual forma, es crucial considerar la existencia de la infraestructura de transporte necesaria para distribuir este recurso a lo largo del país. La implementación de proyectos de generación de energía renovable y la producción de hidrógeno verde requerirán una red de transporte adecuada que permita llevar el producto a diferentes regiones de manera eficiente y segura. Esto implica la necesidad de inversiones en la construcción y mejora de infraestructuras de

transporte, como gasoductos y sistemas de almacenamiento, para garantizar que el hidrógeno verde pueda llegar a los consumidores finales en todo el territorio colombiano.

Por otro lado, la disponibilidad de agua es un factor determinante en la producción de hidrógeno verde mediante la electrólisis del agua. Aunque Colombia cuenta con una abundante disponibilidad de recursos hídricos, es esencial asegurar que la extracción y utilización del agua para este proceso sea sostenible y respetuosa con el medio ambiente. Se deben considerar medidas para mitigar cualquier impacto negativo en los ecosistemas locales y garantizar un uso responsable del agua, especialmente en áreas donde la escasez hídrica pueda ser un problema.

## 5. Conclusiones

La definición y presencia de roles específicos como el administrador del sistema, el organismo emisor, el organismo acreditador y la plataforma son elementos cruciales para el éxito del proceso. La identificación de estas entidades clave proporciona una base estructural esencial para la gestión eficiente, la emisión precisa de certificaciones, la acreditación confiable y la operación efectiva de la plataforma.

Tras aplicar la metodología de cálculo de emisiones de carbono en el caso hipotético de producción de hidrógeno verde, con un resultado de  $29,45 \frac{gCO_2eq}{MJ}$ , se evidencia la capacidad para cuantificar de manera precisa el impacto ambiental del proceso. Esto destaca la importancia de apropiarse y aplicar estas metodologías en Colombia, lo que permitiría evaluar y monitorear de manera efectiva las emisiones de carbono en la producción nacional de hidrógeno verde, facilitando la implementación de políticas y estrategias para reducir las emisiones de GEI, contribuyendo así a los objetivos de sostenibilidad y mitigación del cambio climático del país.

La evaluación del potencial de producción de hidrógeno verde y los requerimientos generales de distribución y de transporte proporciona una visión clara de la capacidad del país para generar hidrógeno utilizando fuentes de energía renovable, lo que abre oportunidades significativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y diversificar la matriz energética nacional. Además, al considerar los proyectos de energía renovable ya registrados ante la UPME, se facilita la integración y coordinación de esfuerzos entre los sectores de energía renovable y de hidrógeno, lo que puede acelerar el desarrollo de una infraestructura sólida y sostenible para la producción y distribución de hidrógeno en el país.

## 6. Referencias bibliográficas

AIB. (2023, diciembre 1). *EECS® Rules* | AIB. <https://www.aib-net.org/eecs/eecsr-rules>

Ángel, A., & Márquez, J. S. (2022). *Estándares de sostenibilidad para la regulación del mercado de hidrógeno: Estudio de certificación de hidrógeno*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0004432>

BloombergNEF. (2022). New Energy Outlook. *BloombergNEF*. <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>

Castiblanco, O., & Cárdenas, D. J. (2020). Producción de hidrógeno y su perspectiva en Colombia: Una revisión. *Gestión y Ambiente*, 23(2), Article 2. <https://doi.org/10.15446/ga.v23n2.86466>

CEPAL. (2023, junio 2). *CEPAL presenta el Sistema de Monitoreo Satelital de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para medir la tendencia en las concentraciones en países de América Latina* [Text]. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. <https://www.cepal.org/es/notas/cepal-presenta-sistema-monitoreo-satelital-gases-efecto-invernadero-gei-medir-la-tendencia>

*CertifHy Scheme*. (2022). [https://www.certifhy.eu/wp-content/uploads/2022/06/CertifHy\\_Scheme-Documents\\_V2.0\\_2022-04-28\\_endorsed\\_CLEAN.pdf](https://www.certifhy.eu/wp-content/uploads/2022/06/CertifHy_Scheme-Documents_V2.0_2022-04-28_endorsed_CLEAN.pdf)

*CertifHy-SD Carbon footprint calculation*. (2023). [https://www.certifhy.eu/wp-content/uploads/2023/03/CertifHy\\_Carbon-footprint-calculation\\_220214.pdf](https://www.certifhy.eu/wp-content/uploads/2023/03/CertifHy_Carbon-footprint-calculation_220214.pdf)

*CertifHy-SD Hydrogen Criteria*. (2022). [https://www.certifhy.eu/wp-content/uploads/2022/06/CertifHy\\_H2-criteria-definition\\_V2.0\\_2022-04-28\\_endorsed\\_CLEAN-1.pdf](https://www.certifhy.eu/wp-content/uploads/2022/06/CertifHy_H2-criteria-definition_V2.0_2022-04-28_endorsed_CLEAN-1.pdf)

CREG. (2018, abril 16). *Comisión de Regulación de Energía y Gas Resolución No. 050 de 2018.*

<https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/a9dc47bd03cf9ff0525828e007d98af.html>

Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall (Ed.). (2019). *Generation EE+ module: Simultaneity Generation EEnew module: New plants/installations CO2 offsetting module.* DWA. [https://www.aib-](https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/certification/icss/T%C3%9CV%20S%C3%BCd%2083_Erzeugung%20EE_2019-07_en.pdf)

[net.org/sites/default/files/assets/certification/icss/T%C3%9CV%20S%C3%BCd%2083\\_Erzeugung%20EE\\_2019-07\\_en.pdf](https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/certification/icss/T%C3%9CV%20S%C3%BCd%2083_Erzeugung%20EE_2019-07_en.pdf)

Energy Transition Institute. (2014). *Hydrogen-based energy conversion.* A.T. Kearney Energy Transition Institute. [https://www.energy-transition-](https://www.energy-transition-institute.com/documents/17779499/17781876/Hydrogen+Based+Energy+Conversion_FactBook.pdf/ab80d85b-faa3-9c7b-b12f-27d8bad0353e?t=1590787502834)

[institute.com/documents/17779499/17781876/Hydrogen+Based+Energy+Conversion\\_FactBook.pdf/ab80d85b-faa3-9c7b-b12f-27d8bad0353e?t=1590787502834](https://www.energy-transition-institute.com/documents/17779499/17781876/Hydrogen+Based+Energy+Conversion_FactBook.pdf/ab80d85b-faa3-9c7b-b12f-27d8bad0353e?t=1590787502834)

EOS Data Analytics. (2023, abril 21). *Efecto Invernadero y Deforestación: Relación Y Causas.*

<https://eos.com/es/blog/efecto-invernadero-y-deforestacion/>

FAO. (2020, julio 8). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe.*

<https://www.fao.org/faolex/results/details/en/c/LEX-FAOC208381/>

Fischer, A. (2021, agosto 19). Metano: El gas de efecto invernadero 34 veces más potente que el dióxido de carbono. *National Geographic en Español.*

<https://www.ngenespanol.com/ecologia/metano-el-gas-de-efecto-invernadero-34-veces-mas-potente-que-el-dioxido-de-carbono/>

Gaitán Varón, M., & Cárdenas Ruíz, P. A. (2017). *GUÍA PARA LA ELABORACIÓN DE INVENTARIOS DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS.* Grupo Divulgación de conocimiento y Cultura Ambiental. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

García-Conde, A. G. (2010). *Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno.* 16.

Hand, E. (2023, febrero 16). *Hidden hydrogen: Earth may hold vast stores of a renewable, carbon-free fuel*. <https://www.science.org/content/article/hidden-hydrogen-earth-may-hold-vast-stores-renewable-carbon-free-fuel>

Hernández Fernández, A. (2023). *Hidrógeno verde y almacenamiento energético: Estado del arte*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (UPM). [https://oa.upm.es/75295/1/TFG\\_ADRIAN\\_HERNANDEZ\\_FERNANDEZ.pdf](https://oa.upm.es/75295/1/TFG_ADRIAN_HERNANDEZ_FERNANDEZ.pdf)

Hinicio. (2022). *Entregable 3: Reporte Final de Recomendaciones*. Número de selección: 1277448.

*Hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia*. (2022). <https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/enlace-ruta-hidrogeno/>

Hosseini, T., Haque, N., & Giddey, S. (2022). *Informe de escaneo tecnológico para la lista de bienes y servicios asociados a las mejores tecnologías de distribución y uso final de hidrógeno verde y azul*. [https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Proyectos\\_normativos/Informe\\_preliminar\\_CSIRO\\_cir\\_053\\_2022.pdf](https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Proyectos_normativos/Informe_preliminar_CSIRO_cir_053_2022.pdf)

Huilcatoma Tarco, E. K. (2022). *El hidrógeno como fuente de energía limpia del futuro*.

IPHE. (2021, noviembre). *Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated with the Production of Hydrogen*. IPHE. <https://www.iphe.net/iphe-working-paper-methodology-doc-oct-2021>

IRENA. (2019, septiembre 30). *Hydrogen A renewable energy perspective*. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>

Laboratorio Nacional del Noroeste del Pacífico. (2020). *Equivalencia Energética de Combustibles (LHV) | Herramientas de hidrógeno*. <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/energy-equivalency-fuels-lhv>

Martínez, J., Segura López, A., Gómez, I., Osorio, K., Sánchez, C., & Valles Franco, C. F. (2018).

*REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*. Unidad de Planeación Minero Energética.

[https://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla\\_generacion\\_energia\\_electrica.pdf](https://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_generacion_energia_electrica.pdf)

Molina Castro, G., & Coto Hernández, S. (2019). *Guía metodológica para la estimación y análisis de la incertidumbre de emisiones y remociones de Gases de Efecto Invernadero*.

<https://cambioclimatico.go.cr/wp-content/uploads/2019/11/PPCN-GuiaIncertidumbre.pdf>

Morales Soler, D. (2023, abril 22). *¿Qué es el hidrógeno blanco y qué potencial tendría?* |

*Infraestructura* | *Economía* | *Portafolio*.

<https://www.portafolio.co/economia/infraestructura/que-es-el-hidrogeno-blanco-y-que-potencial-tendria-581799>

Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, G., Tarancon, A., & Torrel, M. (2020). Hidrógeno.

Vector energético de una economía descarbonizada. *Fundación Naturgy*.

<https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/hidrogeno-vector-energetico-de-una-economia-descarbonizada/>

Muñoz Fernández, J. A., Beleño Mendoza, W. A., & Díaz Consuegra, H. (2022). *Análisis del*

*potencial del uso de hidrógeno verde para reducción de emisiones de carbono en Colombia*. 20(1). <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/13502>

ONAC. (2023, octubre 11). *ONAC | Organismo Nacional de Acreditación de Colombia*. ONAC.

<https://onac.org.co/>

Ordoñez, J. I. (2020, octubre 20). *Río Magdalena, patrimonio de la humanidad*. Periodico UNAL.

<https://www.periodico.unal.edu.co/articulos/rio-magdalena-patrimonio-de-la-humanidad>

Pereira, M. C. R., Henao, J. S. S., & Hoess, T. (2020). *Metodologías para la estimación de la huella de CO2 en instituciones de educación superior: Explorando un modelo para implementar en la Escuela.*

Prinzhofer, A., Tahara Cissé, C. S., & Diallo, A. B. (2018). Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali). *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(42), 19315-19326. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.193>

Real Decreto 376, Pub. L. No. Real Decreto 376/2022, BOE-A-2022-8121 68400 (2022). <https://www.boe.es/eli/es/rd/2022/05/17/376>

sinCarbono. (2023, febrero 8). Emisiones de Proceso. *sinCarbono*. <https://sincarbono.io/emisiones-proceso/>

Smart Energy Council. (2022, noviembre 11). *Bristol Springs Green Hydrogen Project Pre-Certification—Smart Energy Council*. <https://smartenergy.org.au/articles/bristol-springs-green-hydrogen-project-pre-certification/>

Smart Energy Council. (2023, diciembre 3). *Smart Energy Council launches Zero Carbon Certification Scheme*. <https://smartenergy.org.au/articles/breaking-news-smart-energy-council-launches-zero-carbon-certification-scheme/>

TÜV Rheinland. (2023). *TUV RHEINLAND Standard H2.21 Renewable and Low-Carbon Hydrogen Fuels*. <https://www.tuv.com/content-media-files/master-content/global-landingpages/images/hydrogen/tuv-rheinland-hydrogen-standard-h2.21-v2.1-2023-en.pdf>

TÜV Rheinland. (2024). *Datos interesantes sobre TÜV Rheinland | OT | TÜV Renania*. <https://www.tuv.com/world/en/about-us/t%C3%BCv-rheinland-company-profile/interesting-facts-about-t%C3%BCv-rheinland/>

UPME. (2021). *Factor de emisiones de la red de energía eléctrica en Colombia*. UPME.

[https://www1.upme.gov.co/siame/Documents/Calculo-FE-del-SIN/Documento\\_calculo\\_Cartilla\\_Factor\\_de\\_emision\\_2021.pdf](https://www1.upme.gov.co/siame/Documents/Calculo-FE-del-SIN/Documento_calculo_Cartilla_Factor_de_emision_2021.pdf)

UPME. (2022). *Proyección de demanda de energéticos*. Unidad de Planeación Minero Energética

- Subdirección de demanda.  
[https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Presentacion\\_Proyeccion\\_demanda\\_energeticos\\_2022.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Presentacion_Proyeccion_demanda_energeticos_2022.pdf)

Urquijo, A., & °. (2013). *METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO*. Ihobe, Sociedad Pública de Gestión Ambiental Departamento de Medio Ambiente y Política Territorial Gobierno Vasco.

Urrutia Olgún, F. A. (2022). *Evaluación del potencial de reducción de Huella de Carbono en tronadura a partir de Hidrógeno Verde*.

<https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/192489/Evaluacion-del-potencial-de-reduccion-de-huella-de-carbono-en-tronadura-a-partir-de-hidrogeno-verde.pdf?sequence=1>

Zapata Lesmes, H. J., Valles Franco, C. F., Segura López, A., & Mañosca Ruiz, M. H. (2023).

*Informe de Registro de Proyectos de Generación. Proyectos vigentes*. Unidad de Planeación Minero Energética.

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMmMyZmM1MGMtNzExZC00NzJILTk5ODAtNWUyMzYxMG MwMGYzIiwidCI6IjMzZWYwNmM5LTBiNjMtNDg3MC1hNTY1LWlzYzc5NWlxNmE1MyIsImMiOiJ9>

Zerpa, F. A. L. (2020). *Eficiencia energética en plantas de desalinización por ósmosis inversa de agua de mar*.

<https://acedacris.ulpgc.es/bitstream/10553/105761/1/Borrador%20de%20la%20memoria%20de%20la%20tesis.pdf>