

Análisis del potencial del uso de hidrógeno verde para reducción de emisiones de  
carbono en Colombia

Jhon Alex Muñoz Fernández, Wilson Andrés Beleño Mendoza

Trabajo de Grado para Optar el Título de  
Ingeniero de Petróleos

Director

Harving Díaz Consuegra

MSc. Ingeniería de Petróleos y Gas

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

2021

### **Dedicatoria**

En primera instancia expreso mi gratitud enormemente a Dios quien es mi motor de vida, me inunda cada día con su amor, me guía hacia mi propósito de vida y porque me brinda la fortaleza para ser mejor y entregar valor al mundo.

A mis padres, Elena y Agustín, por ser mi gran apoyo y porque han sido parte fundamental para mi desarrollo, así como mis hermanas, Shirley y Jeimy, por instruirme e incentivarme cada día a ser mejor académica y personalmente, sin ellos nada de esto fuera sido posible y por eso este logro se los dedico particularmente a ellos, quienes son mi más grande regalo.

A mis compañeros y amigos de la universidad por todos los momentos de estudio, de crecimiento y de risas que siempre estuvieron, especialmente a Wilson y Carlos por ser mis amigos incondicionales, a los profesores que durante todo este tiempo transmitieron sus conocimientos e información valiosa para mi crecimiento profesional, a todo el personal de comedores, aseo, cafetería, vigilantes, secretarias y a todos aquellos que hacen de la universidad un lugar mejor.

Gracias a mi amada Universidad Industrial de Santander por abrirme las puertas para ser parte de su historia y a Ecopetrol por brindarme la oportunidad de aprender sobre los procesos en la industria con mis prácticas estudiantiles.

“Sí, amigos míos, creo que algún día se empleará el agua como combustible, que el hidrógeno y el oxígeno de los que está formada, usados por separados o en forma conjunta, proporcionarán una fuente inagotable de luz y calor, de una intensidad de la que el carbón no es capaz [...] El agua será el carbón del futuro.”

Julio Verne, La Isla Misteriosa, 1874.

### **Dedicatoria**

En primer lugar, quiero agradecer a Dios por guiarme, protegerme en todo momento, por ser mi fiel acompañante y mostrarme el camino a seguir, también al Espíritu Santo por iluminarme en cada una de las pruebas, dificultades y ayudarme a discernir entre lo bueno y malo, a mi señor Jesús por ser mi amigo fiel, mi confidente e intercesor, a la santísima virgen María por protegerme bajo su manto.

Mis padres, Wilson Beleño y Ledis Mendoza por ser mis pilares, mis consejeros y ante todo mis guías, los motores que me impulsan a pesar de las adversidades, a mi hermana Laura Esther Beleño por toda su ayuda, sus palabras de aliento, por ayudarme a ver las situaciones desde una perspectiva positiva y realista. A mi abuela Judith Marín por sus palabras sabias, sus historias llenas de fantasía, amor y sacrificio, a mis abuelos Justo Beleño, Isidoro Mendoza y mi abuelita Chica que desde el cielo me guían y protegen, a la señora Edith, quien ha sido mi segunda madre, mi madre de Bucaramanga, gracias por sus regaños y bonitos consejos que sin duda me han convertido en una persona más ordenada, comprometida, también a Doña Panchita por su apoyo y alegría para recrear mis días.

Sin duda alguna los amigos han sido una parte importante y fundamental para el disfrute y gozo de la etapa de estudio, por esto quiero mencionar a Jhon Alex Muñoz, quien ha sido mi amigo desde Primer semestre, el compañero de salidas e historias buenas y otras no tanto, a Carlos Portillo por su don de persona y sus siempre buenos consejos, a Camila por sus locuras, sus conversaciones siempre sensatas para salir de la monotonía y su bonito cariño.

“Seas lo que seas, sé uno bueno.”

Abraham Lincoln

### **Agradecimientos**

Los autores extienden su gratitud a:

Dios en primer lugar por su misericordia y amor y a nuestras familias por su apoyo y la motivación que nos brindaron.

Ing. Harving Díaz Consuegra por brindarnos su confianza, su orientación y guía durante la etapa de investigación.

A nuestros evaluadores, Ing. Nicolas Santos e Ing. Kathy Daza, por su acompañamiento y atención.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos por su asistencia y gestión en cada actividad desarrollada como estudiante.

A nuestra alma mater Universidad Industrial de Santander por habernos formado profesionalmente.

**Tabla de Contenido**

Introducción .....	16
1. Objetivos .....	18
1.1 Objetivo General .....	18
1.2 Objetivos Específicos.....	18
2. Marco conceptual.....	19
2.1 Matriz energética .....	19
2.2 Emisiones de dióxido de carbono en Colombia.....	20
2.3 Transición energética .....	21
2.4 Hidrógeno .....	21
2.5 Producción de hidrógeno en el mundo y Colombia.....	25
2.6 Hidrógeno verde.....	28
2.6.1 Hidrógeno verde como estrategia para la transición energética .....	29
2.7 Etapas de producción del hidrógeno verde .....	30
2.7.1 Sistema de generación de energía eléctrica .....	31
2.7.2 Recurso hídrico para la producción de hidrógeno verde .....	32
2.7.3 Unidad de producción .....	32
2.7.4 Almacenamiento .....	33
2.7.5 Distribución.....	33
2.8 Aplicaciones del hidrógeno.....	33
2.8.1 Power to Gas .....	34
2.8.2 Power to Mobility .....	36
2.8.3 Power to Chemical.....	37

2.8.4 Power to Power .....	39
2.9 Proyecciones de las aplicaciones del hidrógeno .....	41
3. Tecnologías de electrólisis para la producción de hidrógeno verde .....	43
3.1 Electrolizadores Alcalinos .....	43
3.2 Electrolizadores PEM .....	46
3.3 Requerimiento de energía eléctrica de las tecnologías de electrólisis .....	48
3.4 Requerimiento de agua de las tecnologías de electrólisis .....	51
3.5 Estado de aplicación del electrolizador alcalino y PEM.....	51
3.6 Producción de hidrógeno verde en modelos de electrolizadores para estudio de aplicaciones .....	53
4. Estudio de aplicaciones potenciales del hidrógeno verde en Colombia .....	59
4.1 Aplicación del hidrógeno verde en el sector del gas natural .....	61
4.2 Aplicación del hidrógeno verde en el transporte .....	66
4.3 Aplicación del hidrógeno verde en refinerías .....	74
4.4 Aplicación del hidrógeno verde en las zonas no interconectadas.....	79
5. Discusión de resultados.....	85
6. Conclusiones.....	87
7. Recomendaciones .....	89
Referencias Bibliográficas .....	90

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Propiedades del hidrógeno.....	22
Tabla 2. Energía por unidad de masa y volumen de diferentes combustibles .....	23
Tabla 3. Equivalencia energética por tipo de combustible .....	24
Tabla 4. Métodos de producción de hidrógeno.....	26
Tabla 5. Comparación de tecnologías electrólisis alcalina y PEM.....	49
Tabla 6. Ventajas y desventajas de los procesos de electrolisis .....	50
Tabla 7. Caudal agua requerido según modelo de electrolizador .....	54
Tabla 8. Producción de hidrógeno según modelo de electrolizador .....	57
Tabla 9. Energía requerida según modelo de electrolizador.....	58
Tabla 10. Potencia requerida según modelo de electrolizador .....	59
Tabla 11. Producción anual de H <sub>2</sub> verde por modelo de electrolizador.....	60
Tabla 12. Producción anual de hidrogeno según modelo de electrolizador .....	61
Tabla 13. Consumo de gas natural en Colombia por sectores. ....	62
Tabla 14. Emisiones de CO <sub>2</sub> totales en consumo de gas por sector .....	64
Tabla 15. Rendimiento y consumo anual de combustible por vehículo .....	67
Tabla 16. Factor de emisión de combustibles .....	68
Tabla 17. Emisiones de CO <sub>2</sub> y PCG por vehículo del parque vehicular.....	69
Tabla 18. Rendimiento de combustible de H <sub>2</sub> y consumo anual por vehículo.....	70

Tabla 19. Consumo de hidrógeno en producción de combustible ULSF .....	76
Tabla 20. Barriles de petróleo tratados según modelo de electrolizador .....	77
Tabla 21. Distribución de la ZNI para el estudio .....	80
Tabla 22. Consumo anual promedio de energía para residencia y escuela rural .....	80
Tabla 23. Suministro de energía promedio anual por modelo de electrolizador .....	81
Tabla 24. Consumo promedio anual de combustible diésel para caso estudio .....	83

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Consumo de energía primaria en Colombia, 2019 .....	19
Figura 2. Emisiones de dióxido de carbono en Colombia .....	20
Figura 3. Ventajas del hidrógeno como combustible.....	23
Figura 4. Demanda de hidrógeno en el mundo .....	25
Figura 5. Demanda de hidrógeno en Colombia .....	26
Figura 6. Razones para implementar el H <sub>2</sub> verde. ....	29
Figura 7. Cadena de valor del hidrógeno verde .....	30
Figura 8. Aplicaciones del hidrógeno: Power to X.....	34
Figura 9. Power to gas .....	35
Figura 10. Power to Mobility .....	37
Figura 11. Power to Chemical. ....	38
Figura 12. Power to Power.....	40
Figura 13. Distribución del consumo mundial de H <sub>2</sub> por uso para 2030 y 2050 .....	41
Figura 14. Proyección de consumo de H <sub>2</sub> verde en Colombia.....	42
Figura 15. Esquema básico de una célula de electrolizador alcalino.....	44
Figura 16. Diagrama esquemático de electrolizador PEM .....	46
Figura 17. Densidad de corriente para electrolizadores alcalinos y PEM .....	48
Figura 18. Distribución de proyectos de electrolisis alcalina por sector .....	52
Figura 19. Distribución de proyectos de electrolisis PEM por sector.....	52

Figura 20.Unidad de generación de hidrógeno .....	54
Figura 21.Aporte hidrógeno vs sector económico según modelo de electrolizador .	62
Figura 22.Reducción emisiones vs mezcla de hidrógeno en red de gas natural. ....	63
Figura 23.Reducción emisiones de CO <sub>2</sub> según aporte de hidrogeno por modelo de electrolizador.....	64
Figura 24.Número de vehículos abastecidos por tipo de electrolizador. ....	70
Figura 25.Emisiones evitadas por tipo vehículo de acuerdo con tipo de combustible y electrolizador.....	72
Figura 26. Abastecimiento de hidrógeno verde por año en las refinерías.....	75
Figura 27.Emisiones evitadas de CO <sub>2</sub> por electrolizador en refinерía .....	77
Figura 28.Comunidades abastecidas por modelo de electrolizador.....	82
Figura 29.Reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> por modelo de electrolizador.....	83

## Glosario

**Celdas de combustible:** dispositivo electroquímico que suministra energía eléctrica a un circuito externo a partir de una reacción química controlada por medio de la mezcla de combustible y oxidante.

**Compresión de hidrógeno:** es una etapa clave para conducir el hidrógeno producido hacia la configuración del almacenamiento y su potencia obedece según la forma de almacenamiento que tenga y al tipo de compresor que ofrezca el fabricante.

**Deionización:** proceso químico en el que los cationes se convierten en iones de hidrógeno ( $H^+$ ) en una resina catiónica, seguido por una conversión de aniones en iones de hidroxilo ( $OH^-$ ) en una resina aniónica para una posterior combinación y formación de agua pura.

**Electrolito:** sustancia que posee iones libres en su composición, lo cual le ofrece un comportamiento de conductor eléctrico.

**Gases efecto invernadero:** compuestos químicos en estado gaseoso que se acumulan en la atmósfera y son capaces de absorber la radiación infrarroja del Sol, aumentando la temperatura promedio de la atmósfera, estos pueden ser el vapor de agua, el dióxido de carbono, el metano y el óxido nitroso.

**Gasificación de carbón:** es un proceso que genera gas sintético, formado principalmente por CO e hidrogeno a partir de carbón, oxígeno y agua. Este gas es empleado en la síntesis de  $H_2$  o generación de electricidad en plantas modernas de ciclo combinado.

**Hidrocrqueo:** proceso de craqueo catalítico en el cual se rompen enlaces carbono-carbono a partir de la adición de hidrogeno.

**Hidrotratamiento:** proceso de refinación de petróleo a partir de la adicción de hidrógeno en el que se rompen enlaces carbono-nitrógeno y carbón-azufre, además de conversión de olefinas a parafinas y otros procesos para mejorar la calidad de las fracciones.

**Inflamabilidad:** indica el mayor o menor grado de autoignición de una sustancia bajo el efecto de presiones y temperaturas elevadas.

**Irradiancia global horizontal:** definida como medida de la radiación solar que penetran en la superficie de la tierra y se expresa en valores de energía por área.

**Membrana Nafion:** nombre comercial asignado al polímero sintético sulfonado tetrafluoroetileno basado en fluoropolímero - copolímero. Las propiedades iónicas del Nafion se deben a la utilización de grupos de éter perfluorovinílico terminados con grupos sulfonato en una estructura de tetrafluoroetileno (PTFE).

**Parque vehicular:** información correspondiente al número de unidades vehiculares registradas por las entidades gubernamentales de acuerdo con el tipo de vehículo, producción y venta nacional.

**Poder calorífico:** corresponde a la cantidad de energía obtenida en la reacción de combustión por unidad de masa de combustible.

**Reformado con vapor de metano (SMR):** técnica de producción de hidrógeno muy común en la actualidad en la que se precalienta hidrocarburo desulfurado (gas natural, gas de refinería, gas licuado de petróleo o nafta), se mezcla con vapor y, opcionalmente, se reforma antes de pasar un catalizador en un reformador de vapor de combustión superior patentado para producir hidrógeno.

**Repostaje:** reponer provisiones, combustible.

**Zonas no interconectadas:** municipios, corregimientos, localidades, caseríos y veredas que no reciben suministro eléctrico del sistema interconectado nacional.

## Resumen

**Título:** Análisis del potencial del uso de hidrógeno verde para reducción de emisiones de carbono en Colombia.<sup>1</sup>

**Autor:** Jhon Alex Muñoz Fernández, Wilson Andrés Beleño Mendoza.<sup>2</sup>

**Palabras Clave:** Hidrógeno verde, electrólisis, aplicaciones del hidrógeno, fuente no convencional de energía renovable, reducción de emisiones

### Descripción:

El hidrógeno verde se postula como una alternativa versátil para reducir progresivamente la dependencia de combustibles fósiles al poder aplicarse como materia prima y combustible de cero emisiones para la industria energética y la movilidad debido a que actualmente no cuentan con suficientes opciones de uso de energía limpia. En esta investigación se realizó un análisis sobre el aporte del hidrógeno (H<sub>2</sub>) verde para la descarbonización en sus potenciales aplicaciones en Colombia asociadas a: su mezcla en la red de gas natural, uso en el transporte, tratamiento de crudo en refinerías y generación de electricidad para zonas no interconectadas (ZNI). Inicialmente se hizo una revisión bibliográfica del H<sub>2</sub> verde donde se identificaron sus ventajas y potenciales aplicaciones, se evaluaron las tecnologías comerciales de electrólisis alcalina y PEM para realizar la selección de modelos de electrolizadores y determinar capacidades de producción con 10 MW de capacidad instalada, finalmente se obtuvo la capacidad de abastecimiento y las emisiones reducidas para cada caso.

Como conclusión, el uso inicial del H<sub>2</sub> verde en Colombia resulta idóneo para las refinerías ya que estas concentran la demanda actual de H<sub>2</sub> gris que produce emisiones. Es necesario que la red del gas natural respalde la distribución del H<sub>2</sub> dado que este aún no cuenta con una infraestructura y presenta un potencial energético y reductor de emisiones del hidrocarburo principalmente en el sector térmico. El transporte es el sector más prometedor para la aplicación del sistema H<sub>2</sub> con el fin de reducir sus emisiones iniciando con los vehículos de carga pesada y largas distancias; y debe aprovecharse como un almacenamiento de los excedentes de energía de las FNCER que generalmente se pierden para su posterior uso en ZNI.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado.

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: MSc. Harving Díaz Consuegra.

### Abstract

**Title:** Analysis of the potential of the use of green hydrogen to reduce carbon emissions in Colombia.<sup>1</sup>

**Author:** Jhon Alex Muñoz Fernandez, Wilson Andrés Beleño Mendoza.<sup>2</sup>

**Key Words:** Green hydrogen, Electrolysis, Hydrogen Applications, Unconventional Renewable Energy Sources, emission reduction

### Description:

Green hydrogen (H<sub>2</sub>) is postulated as a versatile alternative to progressively reduce dependence on fossil fuels, as it can be applied as a raw material and zero-emission fuel for the energy and mobility industry because they currently do not have enough options for using clean energy. In this research was performed an analysis on the contribution of green H<sub>2</sub> for decarbonization in its potential applications in Colombia associated with: its mixture in the natural gas network, use in transportation, for crude oil treatment in refineries, and electricity generation for non-interconnected zones. Initially, a literature review about green hydrogen was performed where its advantages and potential applications were identified, commercial technologies of alkaline electrolysis and PEM were evaluated to make the selection of electrolyzer models and determine production capacities with 10 MW of installed capacity, then the supply capacity and emissions that are avoided for each case are obtained.

In conclusion, the initial use of green H<sub>2</sub> in Colombia would be optimal for refineries, since they concentrate the current demand for gray hydrogen that emits emissions. The natural gas network ought to support for the distribution of H<sub>2</sub> since it does not have yet an infrastructure and it has a great energy potential and contributes to reduce the hydrocarbon emissions, mainly in the thermal sector. Transport is the most promising sector to implement the hydrogen system in order to reduce its emissions starting with its use in long distance and heavy-duty vehicles, and should be used as a storage of the surplus power of the FNCER that are usually lost for later use in NIZ.

---

<sup>1</sup> Bachelor Thesis.

<sup>2</sup> Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: MSc. Harving Diaz Consuegra.

## Introducción

Debido a las señales evidentes de calentamiento global provocado por las actividades humanas, el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, 2018) proporcionó un reporte en colaboración al Acuerdo de París de 2015 que establece la importancia de tener como prioridad contrarrestar el cambio climático para limitar el aumento de la temperatura global a niveles menores de 2°C. De acuerdo con esto, Colombia se ha comprometido a llegar a cero emisiones generadas para el año 2050 (Ministerio de Minas y Energía, 2021). En consecuencia, las acciones estarán enfocadas en plantear estrategias que permitan reducir las emisiones de carbono mediante el uso de energía de fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER) que se han desarrollado paulatinamente y reduciendo sus costos alrededor del mundo. No obstante, la aplicación de estas tecnologías tiene un reto referente a la intermitencia debido a su dependencia a las condiciones climáticas como radiación solar y velocidades del viento, además del exceso de energía que no se aprovecha y reduce la eficiencia energética del sistema.

El hidrógeno verde que se genera a partir de la electrólisis de agua es un gas limpio con alto poder calorífico, es reconocido como el vector energético de las fuentes renovables que permite almacenar esa energía durante largos periodos y con pocas pérdidas para la posterior generación de electricidad, además puede ser un combustible para la movilidad sostenible al no emitir dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), para la generación de calor en las industrias o para los procesos de refinación de hidrocarburos. Se presenta como el energético que sería clave para contrarrestar la huella de carbono y que acelerará el despliegue de las FNCER.

La presente investigación se realiza con el fin de analizar cómo el hidrógeno verde obtenido a partir de la electrólisis de agua con el uso de energía renovable puede aportar a la

descarbonización en Colombia, soportados en el cálculo de su capacidad de contribución y las emisiones de CO<sub>2</sub> que se lograrían reducir en cuatro sectores potenciales para su aplicación.

Se seleccionan de acuerdo con su potencia eléctrica un modelo comercial de electrolizador alcalino y de membrana de intercambio de protones contemplados en un portafolio de electrolizadores brindados por agencias internacionales especializadas en el tema, para los que se desarrolla un balance de masa y energía con el fin de determinar la producción de hidrogeno por año y los requerimientos de energía que tendrían, respectivamente.

Con lo anterior, se visualizan los sectores atractivos para generar el despliegue y el desarrollo de nuevos proyectos de hidrógeno verde en Colombia que están encaminados en el sector del gas natural, movilidad, refinación y generación eléctrica, descubriendo el impacto positivo que reforzaría las estrategias para la diversificación de la canasta energética en el acoplamiento de la electrólisis con las fuentes renovables, el logro de la descarbonización sectorial y con ello, la mitigación del cambio climático.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Analizar el potencial del uso de hidrógeno verde para reducción de emisiones de carbono en Colombia

### **1.2 Objetivos Específicos**

Analizar la cadena de valor del hidrógeno verde y su rol como vector energético

Estimar el potencial de producción de hidrógeno verde con base en información de las tecnologías disponibles y recomendadas por las agencias internacionales especializadas en la materia

Evaluar la capacidad de abastecimiento de hidrógeno verde y su aporte en la reducción de emisiones de carbono en aplicaciones potenciales en Colombia.

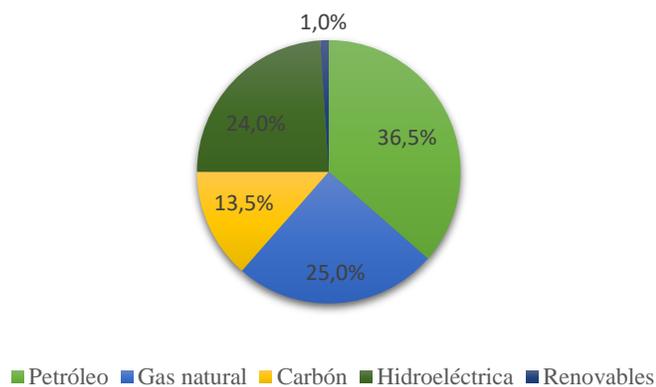
## 2. Marco conceptual

### 2.1 Matriz energética

Acorde a (BP, 2020) en el 2019 el consumo de energía primaria en Colombia fue fósil en un 75% (ver figura 1) de un total de consumo de 277,8 TWh. Esto demuestra la dependencia que se tiene sobre los combustibles fósiles que sin duda han sido de gran valor para el abastecimiento energético y el desarrollo económico, pero que, a su vez, generan grandes emisiones de gases de efecto invernadero.

Figura 1.

*Consumo de energía primaria en Colombia, 2019*



Nota: Tomado de (BP, 2020).

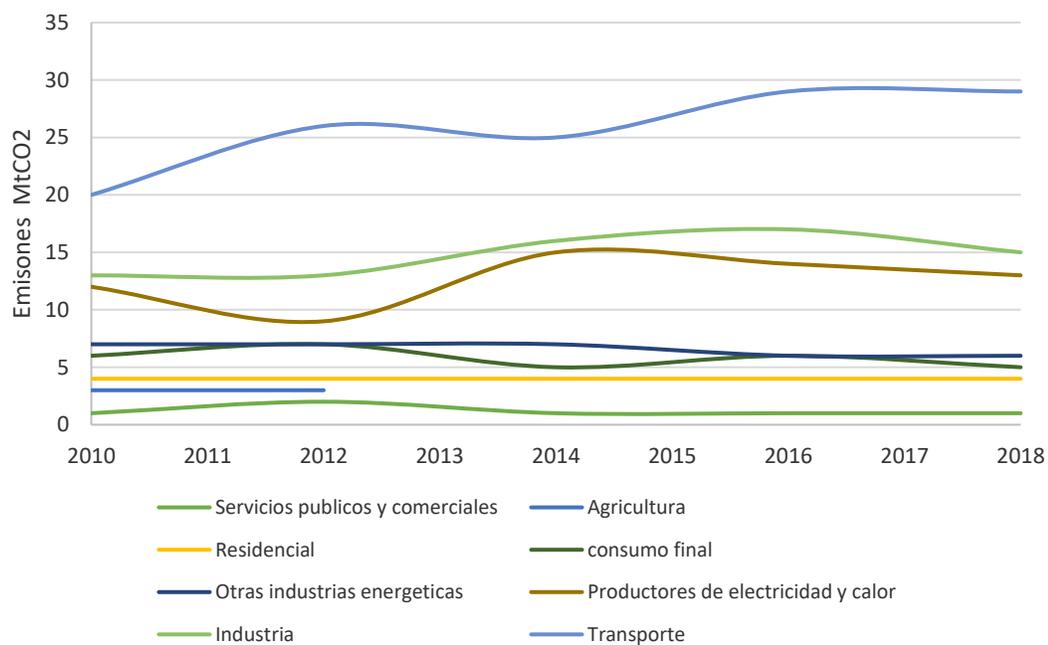
Por otro lado, la creciente demanda energética con el proporcional aumento de la población, el aumento de las zonas industriales y un acelerado incremento en las tecnologías, son unos de los factores claves para regular el uso de combustibles fósiles.

## 2.2 Emisiones de dióxido de carbono en Colombia

En la figura 2 se evidencia que con el transcurso de los años las cantidades de CO<sub>2</sub> han ido aumentando paulatinamente en Colombia con valores a 2018 de 73 MtCO<sub>2</sub>, como consecuencia del crecimiento demográfico, la mayor demanda de combustibles fósiles y actividades industriales, por lo que para lograr una carbono neutralidad para el 2050 Colombia requiere de disminuir sus emisiones en 2,3 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por año o lo que se refiere a una reducción aproximada del 3% anual con base de referencia del año en mención. En Colombia, el sector que incurre en mayor grado a las emisiones es el transporte con valores aproximados al 40%, detrás el industrial junto al de energía eléctrica y calor cercanos al 20% cada uno (IEA, Data and Statistics, 2019).

Figura 2.

*Emisiones de dióxido de carbono en Colombia*



Nota: Tomado de (IEA, Data and Statistics, 2019).

De esta manera, se busca reducir en gran medida las emisiones para llegar al carbono neutralidad para el 2050, propuesta a la que se llegará con mayor rapidez a través del uso de tecnologías de fuentes renovables, electrificación y con el hidrógeno.

### **2.3 Transición energética**

Colombia es un país en el que los combustibles tienen gran cabida dentro de su consumo energético primario, no obstante, no sólo consume combustibles fósiles ya que la participación de fuentes renovables en la generación de energía eléctrica es superior, como es el caso de las hidroeléctricas quienes juegan un papel fundamental al aportar el 70% de esta energía, sumado a las no convencionales que se han ido integrando y que ha términos del 2020 llegaron a una participación cercana al 1,1% de generación de energía eléctrica para el 2020 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). De esta manera, los propósitos actuales están alineados hacia el desarrollo de energéticos limpios que no sólo se evidenciará desde la generación de energía eléctrica, sino en diversos sectores como el transporte, industria, comercio y residencial, en los que el hidrógeno jugará un papel importante al lograr un acoplamiento sectorial para lograr la descarbonización de estos (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

### **2.4 Hidrógeno**

El hidrógeno es el elemento más simple, liviano y abundante del universo, pero a pesar de estas bondades no es posible encontrarlo de forma libre en la naturaleza ya que se encuentra combinado con otros elementos como el oxígeno y carbono formando compuestos químicos como el agua y los hidrocarburos. Es considerado como un vector energético por su capacidad de almacenar energía. En condiciones normales se encuentra como un gas diatómico, incoloro, inodoro y altamente inflamable. En la tabla 1 se presentan algunas de sus propiedades:

Tabla 1.

*Propiedades del hidrógeno*

<b>Propiedades</b>	<b>Hidrógeno</b>
Densidad gas	0,089 kg/m <sup>3</sup> (0 °C, 14,6 psi)
Densidad líquida	70,8 kg/m <sup>3</sup> (-253 °C, 14,6 psi)
Punto de fusión	- 259 °C / 14°K
Punto de ebullición	- 253 °C / 20°K
Temperatura crítica	-240 °C / 33°K
Presión crítica	191 psi
Límites de inflamabilidad (condiciones estándar)	4 % - 77 %
Rango de inflamabilidad en oxígeno	4 – 94 %
Temperatura de autoignición	585 °C / 858 °K
Energía de ignición	5,55 Watt-hora (Wh)

*Nota:* tomado de (Anon, 2019).

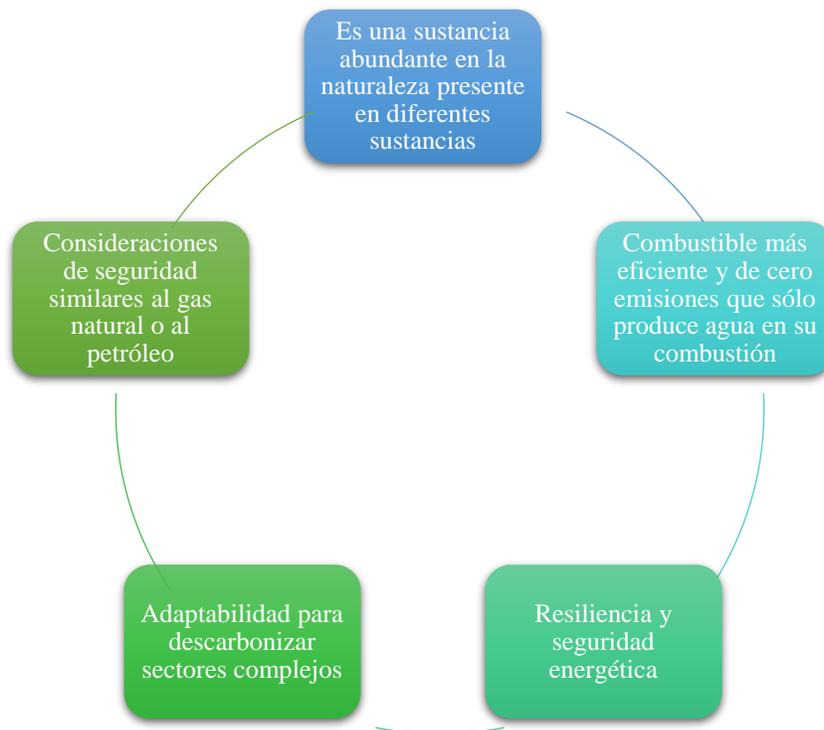
El hidrógeno es una molécula muy pequeña cuya densidad en fase gaseosa como líquida es inferior en una décima y una sexta parte a la del gas natural, respectivamente. Sus puntos de fusión y ebullición están cercanos, por lo que consigue licuarse a -253°C y mantener este estado hasta -259°C o bajo las condiciones mencionadas de temperatura y presión crítica. Para aspectos de seguridad en el manejo del H<sub>2</sub> es importante considerar los límites de inflamabilidad tanto en aire seco como en oxígeno, los cuales son hasta 6 veces más altos que el del metano, y a pesar que su temperatura de ignición es relativamente alta, su energía de ignición es lo suficientemente baja (10 veces menor que la del metano) para inflamarse rápidamente con calor y la presencia de una fuente adicional de ignición como una chispa (de Troya Calatayud et al., 2011).

### Ventajas del uso del hidrógeno

El hidrógeno presenta algunas ventajas que lo hacen el vector energético de la transición energética, tal como se evidencia en la figura 3:

Figura 3.

*Ventajas del hidrógeno como combustible*



En la tabla 2 se puede observar la energía por unidad de masa del hidrógeno en comparación con otros combustibles en términos de poder calorífico más bajo y la energía por unidad de volumen:

Tabla 2.

*Energía por unidad de masa y volumen de diferentes combustibles*

Combustible	Poder calorífico (kWh/kg)	Energía por unidad de volumen (kWh/Nm <sup>3</sup> )
-------------	---------------------------	--

Hidrógeno	33,33	3
Metano	13,9	10
Gasolina	12	8800
Diésel	11,9	10000

Nota: Tomado de (Dincer & Acar, 2014).

Por consiguiente, el hidrógeno presenta un poder calorífico mayor comparado a otros combustibles, no obstante, su contenido energético volumétrico es el más bajo, es decir, un volumen dado de hidrógeno posee menos energía que el mismo volumen para otros combustibles debido a la separación de sus moléculas, por ende, requiere de volúmenes más grandes para conseguir una misma cantidad de energía comparado a otros combustibles.

También, se puede evidenciar en la tabla 3 la equivalencia de energía del hidrógeno con respecto a otros combustibles, en la que se acredita una mayor capacidad energética del hidrógeno sobre los demás combustibles (NREL, 2008).

Tabla 3.

*Equivalencia energética por tipo de combustible*

<b>Combustible</b>	<b>Equivalencia energética</b>	<b>Unidades</b>
Hidrógeno	1	kg
Gas natural	$1,171 \times 10^{-4}$	MMPC
Gasolina	1	gal
Diésel	0,9	gal

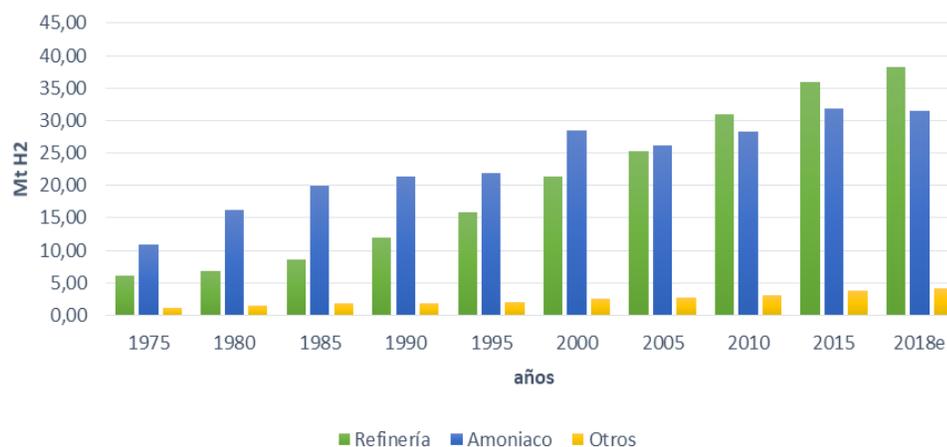
Nota: tomado de HydrogenTools.

## 2.5 Producción de hidrógeno en el mundo y Colombia

De acuerdo a (IEA, 2019b) aproximadamente el 6% del gas natural y el 2% del carbón producidos en el mundo son usados para la producción de hidrógeno que se encuentra actualmente alrededor de 74 millones de toneladas métrica por año (Mt/año) y está sustentada bajo una demanda de 38,2Mt para las refinerías, 31,5 Mt para la industria del amoníaco y 4,2 Mt en otras como procesamiento de metanol, metales, entre otras; por lo que su utilidad se concentra en más de un 94% tanto en la producción química como en petroquímica, así mismo, con el pasar de los años la demanda de hidrógeno ha ido incrementando y se espera continúe con esa tendencia (figura 4). Con lo anterior, dado que la producción de hidrógeno a gran escala ha sido a partir de combustibles fósiles, la IEA estima 830 Mt CO<sub>2</sub> emitidas cada año.

Figura 4.

*Demanda de hidrógeno en el mundo*



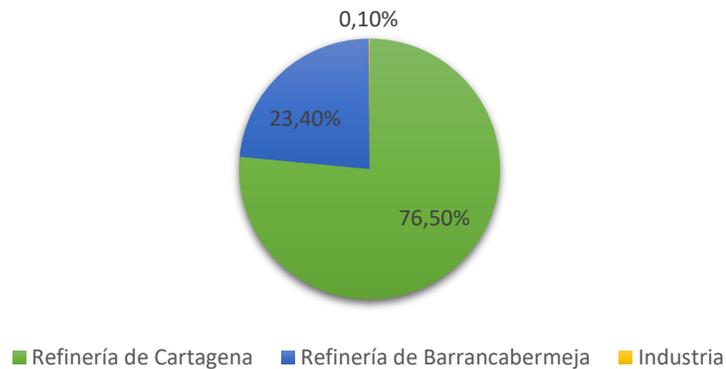
Nota: tomado de IEA, Global Demand for Pure Hydrogen, 1975-2018, IEA, París.

Por su parte, Colombia presenta una demanda de aproximadamente 150.400 toneladas de hidrógeno a términos de 2019, en el que el 99,9% de la demanda la abarca la industria petrolera

con las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja de Ecopetrol (figura 5). Al respecto, cabe mencionar que el 25% de las emisiones producidas en las refinerías corresponden a procesos de producción de hidrógeno que utilizan en sus procesos (ANDI , 2021).

Figura 5.

*Demanda de hidrógeno en Colombia*

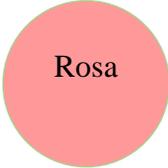


Nota: tomado de ANDI Colombia.

Por otro lado, es posible encontrarlo referenciado por un color de acuerdo a la materia prima usada y el tipo de proceso que sea efectuado para su generación, asimismo, se obtienen las emisiones generadas debido a el proceso de producción para cada uno de ellos como se evidencia en la tabla 4.

Tabla 4.

*Métodos de producción de hidrógeno.*

<b>Materia prima</b>	<b>Tecnología de producción</b>	<b>Color</b>	<b>Emisiones de carbono promedio (kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>)</b>
Metano	Reformado con vapor de metano (SMR)		10
Carbón	Gasificación de carbón		19
Metano	SMR con captura de carbono		1 – 2
Carbón	Gasificación con captura de carbono		1 - 6
Agua	Electrólisis a partir de energía nuclear		0
Agua	Electrólisis mediante energía renovable		0 – 1

Nota: tomado de (Hinojosa, J., 2021)

Aproximadamente el 96% del hidrógeno que se produce en el mundo se obtiene a partir de recursos fósiles por los bajos costos que representa en comparación con otras tecnologías. De esta manera, se utilizan las tecnologías de reformado de gas natural en un 78%, la gasificación del carbón en un 18%, mientras el 4% restante se obtiene a partir de los procesos de electrólisis que aprovechan el agua y la energía generada por las fuentes de energía renovable (Vásquez , R y Salinas, F., 2018).

El metano es, dentro de los recursos empleados para producir hidrógeno, el que más contiene este elemento en su molécula y con ello el más aplicado, no obstante, se genera una cantidad sustancial de emisiones de dióxido de carbono que afectan al medio ambiente producto de tales procesos. Entre tanto, el uso de agua en electrólisis es una tecnología que produce muy bajas emisiones de gases de efecto invernadero y con esta característica se visiona como la técnica más importante para la generación de hidrógeno limpio a largo plazo para el logro de la descarbonización (Vásquez , R y Salinas, F., 2018).

## **2.6 Hidrógeno verde**

Es el tipo de hidrógeno más prometedor y a pesar que es el que presenta mayores costos, se espera que tenga un gran escalamiento para su uso en el largo plazo debido a su ventaja al no generar emisiones de dióxido de carbono en sus procesos, así como de la caída en sus precios asociados a los costos de la generación de energía de las fuentes no convencionales de energía renovable que disminuyen proporcionalmente. Su producción se da a partir del suministro de energía eléctrica de fuentes renovables y agua pura hacia un electrolizador en el que se da el rompimiento de la molécula de agua y la divide en sus componentes principales, hidrógeno y oxígeno.

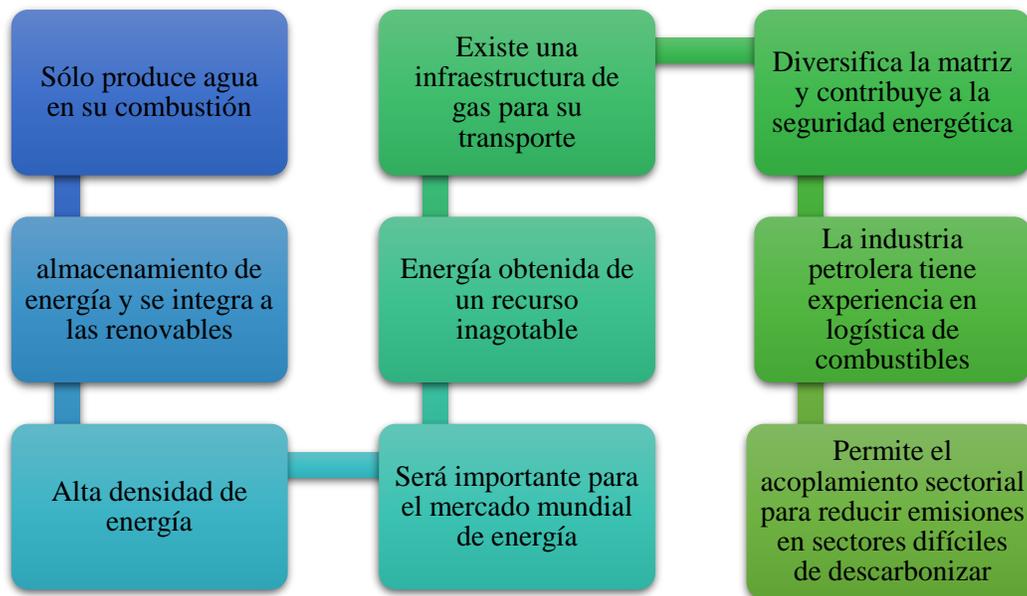
Se reconoce la importancia que tiene el hidrógeno verde por su impulso en materia política y de proyectos con gran expansión a nivel mundial, siendo una tecnología que permite obtener energía limpia que es y será clave para descarbonizar sectores complejos de reducir sus emisiones.

### ***2.6.1 Hidrógeno verde como estrategia para la transición energética***

De acuerdo a lo mencionado, dada la importancia que tienen los planes para la transición energética y la decarbonización de la economía para el logro de los objetivos del país ante la firma del tratado de París, se hace necesario que los procesos para la generación del hidrógeno se establezcan de manera sostenible. Además, al evidenciar que Colombia posee grandes recursos hídricos y es rico en energías renovables que pueden contribuir al desarrollo económico del país, se contempla una gran oportunidad para disponer de sistemas energéticos con baja huella de carbono a partir de la generación y aplicación del hidrógeno verde que contribuiría hacia la diversidad y seguridad energética del país. En la figura 6 se presentan algunas razones para estudiar el hidrógeno verde y su aplicación en el país:

Figura 6.

*Razones para implementar el H<sub>2</sub> verde.*

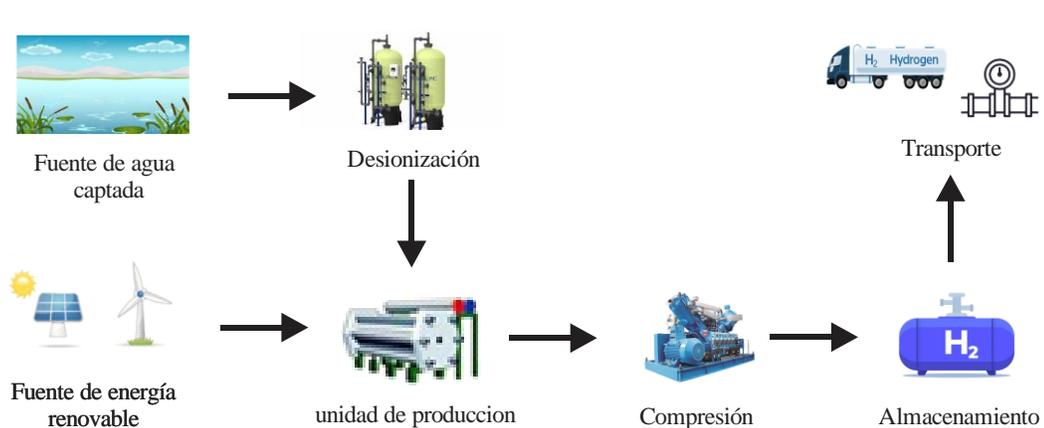


## 2.7 Etapas de producción del hidrógeno verde

Al ser una tecnología con baja aplicación y poca experiencia en el país, se hace necesario comprender los procesos que integran su cadena de valor, partiendo desde la etapa de producción hasta la su distribución. Esta se observa en la figura 7 en donde se presentan los requerimientos de energía eléctrica y agua para entrada del electrolizador, la compresión del hidrógeno producido en cilindros de acero o carbono, su almacenamiento y transporte.

Figura 7.

*Cadena de valor del hidrógeno verde*



### 2.7.1 Sistema de generación de energía eléctrica

De acuerdo a la literatura, se han implementado los sistemas de energía renovable como la solar, eólica e hidroeléctricas para la producción de hidrógeno (Kovač et al., 2021). En concordancia con esto, es posible aprovechar esta energía para la producción de hidrógeno verde que puede almacenarla para su uso posterior. Colombia es un país que goza de un gran potencial de recursos renovables para la generación de energía eléctrica:

**Energía solar:** es energía captada de la radiación solar por medio de paneles solares fotovoltaicos que transforman la energía del sol en electricidad. De acuerdo a (IDEAM, 2015) los valores más altos de Irradiancia global horizontal se encuentran en las regiones caribe, la Andina norte y la Orinoquía, donde se evidencia una radiación superior a los 4,5 kWh/m<sup>2</sup>.

**Energía eólica:** la tecnología de aerogeneradores permite obtener energía eléctrica a partir de la energía mecánica generada por el movimiento de las aspas accionado por el viento. En Colombia, las regiones que presentan mayores velocidades del viento se encuentran en la zona norte del país en la que el departamento de la Guajira tiene un gran potencial con velocidades aproximadas a los 9 m/s con direcciones norte-este, siendo esta el doble del promedio mundial (IDEAM, 2015).

**Energía hidroeléctrica:** corresponde a la energía que se aprovecha del movimiento del agua presente en un cauce o en un embalse cuando se deja caer a cierta altura para producir la energía cinética en mecánica y luego esta, en eléctrica a través de generadores (Ingfocol Ltda).

### ***2.7.2 Recurso hídrico para la producción de hidrógeno verde***

Para la producción de hidrógeno verde se requiere de insumos de agua, que mediante de un proceso de electrólisis, permiten el rompimiento de la molécula para generar hidrógeno y oxígeno. De acuerdo con el IDEAM el país concentra 5 áreas hidrográficas que son la del Caribe, Pacífico, Magdalena-Cauca, Orinoco y Amazonas, además cuenta con 742.725 cuencas hidrográficas, por lo que se cuenta con una gran oferta hídrica siendo esta 6 veces mayor que la del promedio mundial y 3 veces que la de Latinoamérica.

Los pasos que se requieren para que el agua llegue como suministro al electrolizador comprenden su recolección o captación, su transporte a la planta de producción de hidrógeno, almacenamiento y tratamiento hasta el nivel requerido por las especificaciones técnicas del electrolizador (Catarino et al., 2021).

### ***2.7.3 Unidad de producción***

Las unidades para la producción de hidrógeno están comprendidos por I) un sistema de generación de energía eléctrica para energizar los auxiliares del sistema de electrólisis; II) una unidad de tratamiento de agua que permita desmineralizarla antes de enviarla al electrolizador; III) un electrolizador que divide el agua pretratada en hidrógeno y oxígeno; IV) un sistema de separación gas-líquido que consta de un separador de gas-líquido para el hidrógeno y otro para el oxígeno y luego, un sistema de purificación del hidrógeno (Boudries et al., 2014).

#### ***2.7.4 Almacenamiento***

De acuerdo con U.S. Department of Energy esta etapa es uno de los retos que presenta el hidrógeno debido a su baja densidad energética a temperatura ambiente, por lo que ocupa volúmenes grandes y requiere de métodos de almacenamiento avanzados con potencial para conservarlo de manera segura. Puede almacenarse a través de tanques de almacenamiento de alta presión, siendo estos la tecnología más madura y usada actualmente y tiene la ventaja de tener una baja pérdida de energía; almacenamiento bajo tierra, que poseen un alcance a nivel técnico, de seguridad, costos en inversión y operación en yacimientos depletados de gas; y en tanques por licuefacción o en compuestos químicos cuyos beneficios son su potencial de menor volumen, menor presión, mayor eficiencia energética y mayor pureza de hidrógeno producido.

#### ***2.7.5 Distribución***

El tipo de distribución, así como con otros combustibles, se da con base al volumen de hidrógeno demandado y la distancia de su suministro. El transporte de hidrógeno hasta el punto de consumo final se puede dar en tuberías, por carretera con camiones cisterna de líquidos criogénicos o remolques de tubos gaseosos, trenes o barcos para su exportación. Los ductos son usados para regiones de alta demanda de hidrógeno (cientos de toneladas al día), mientras, Las plantas de licuefacción, los camiones cisterna para líquidos y los remolques tubulares para regiones donde la demanda es menor o emergente (U.S. Department of Energy, 2008).

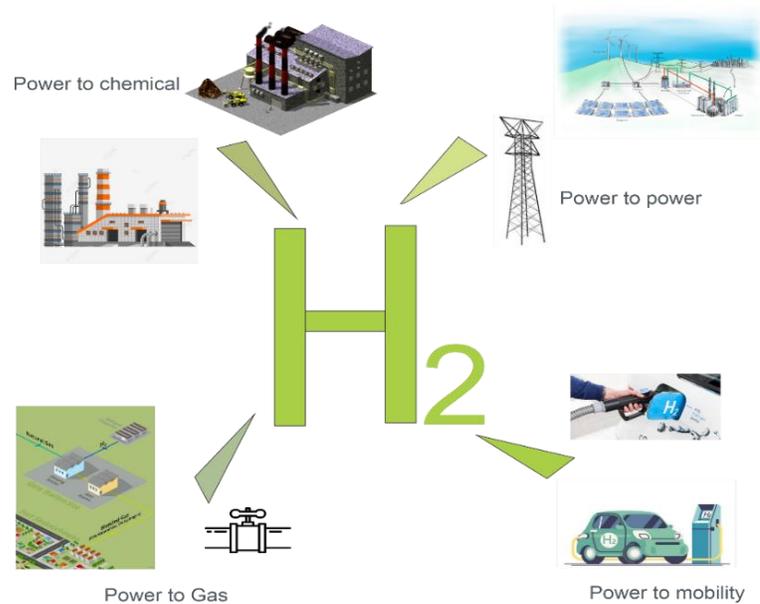
### **2.8 Aplicaciones del hidrógeno**

Se caracteriza por ser una tecnología Power-to-X, donde la “X” hace referencia al tipo de energía que finalmente se genera y consume, es decir, es una tecnología versátil que puede acoplarse a diferentes sectores al ser posible transformar la energía eléctrica renovable en H<sub>2</sub> verde

para su uso en industrias como la del gas, química, movilidad o eléctrica (figura 8), y de esta manera logra un acoplamiento sectorial (Koj, Wulf y Zapp, 2019).

Figura 8.

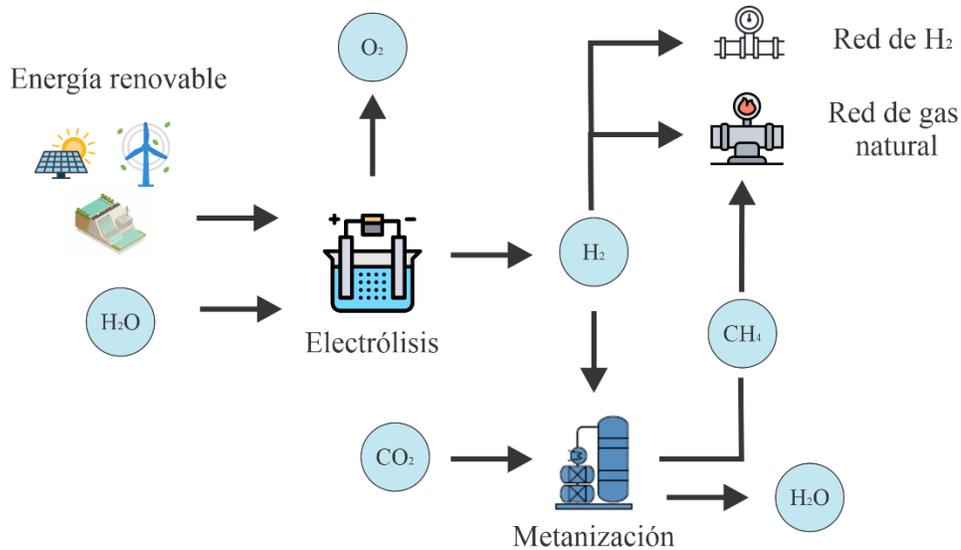
*Aplicaciones del hidrógeno: Power to X*



### **2.8.1 Power to Gas**

Una opción potencial para la distribución y el uso del hidrógeno, considerando que uno de sus retos es la infraestructura puede ser el aprovechamiento de la red de gas natural existente. De esta forma, puede inyectarse hidrógeno en mezcla con el gas natural o como metano sintético producto de la reacción del hidrógeno con  $CO_2$  capturado. También se puede usar como gas directo transportado mediante una red propia (figura 9), aunque actualmente no hay una red existente (IEA,2019b). Para el presente trabajo se precisa sobre su inyección como mezcla con el gas natural, siendo esta aplicación una de las más implementadas del  $H_2$  a nivel global en el sector del gas natural.

Figura 9.

*Power to gas*

Nota: Adaptado de Hinicio.

La mezcla del hidrógeno con el gas natural buscaría aportar energéticamente y reducir las emisiones que convencionalmente se emiten con el hidrocarburo y ayudar a aumentar la producción de hidrógeno para reducir sus costos (IEA, 2019b). Esta es una gran opción que han considerado diversos países principalmente de Europa, que al no contar con redes de hidrógeno, lo han mezclado en pequeñas proporciones con el gas en límites desde el 0,2% al 6% en volumen (IEA, 2020), basados en una regulación en la que se consideran las especificaciones de suministro de gas natural o sobre la tolerancia del equipo más sensible de la red.

El hidrógeno puede mezclarse, teóricamente en un 20 vol% con el gas natural, sin embargo se debe considerar que se pueden presentar inconvenientes respecto a problemas de fragilización y fugas de la tubería de acero y otras partes del sistema (U.S. Department of Energy, 2008), por lo que la red de gas al no estar preparada para recibir grandes cantidades de hidrógeno, asumiría

cambios o actualizaciones posibles en las redes de transmisión, distribución, medidores de gas, compresores, entre otros (Noussan et al., 2021).

Según lo indicado por (Hydrogenics, 2018), una concentración de H<sub>2</sub> hasta de 2% es sencilla, sin embargo, encima de ese valor el operador de red debe confirmar la compatibilidad por la variabilidad de concentraciones de hidrógeno. Con ello, para su aplicación se requiere de estudios que permitan identificar las cantidades de hidrógeno que es posible mezclar sin generar cambios en el sistema, no representen perjuicios hacia los equipos que lo componen o se generen fugas debido a la alta difusividad del hidrógeno que por la separación de sus moléculas puede atravesar en las líneas de acero y representar un riesgo en las instalaciones.

### ***2.8.2 Power to Mobility***

Una de las principales metas del hidrógeno a futuro de acuerdo con las principales proyecciones y a los proyectos realizados se enfoca en el transporte (Minenergía, 2021a). Lo anterior dado que la movilidad es uno de los sectores que más emite gases de efecto invernadero y que ha sido difícil de descarbonizar, por ello, los vehículos de celdas de combustible (FCEVs) se postulan con gran potencial para reducir las emisiones de carbono en este sector.

Este sector es el área más activa en el despliegue del hidrógeno en la actualidad, de ahí la importancia que tienen los FCEVs cuya diferencia con vehículos eléctricos para los casos de aplicación radica en requisitos como el alcance, la carga útil y la potencia de los vehículos (IEA,2019b).

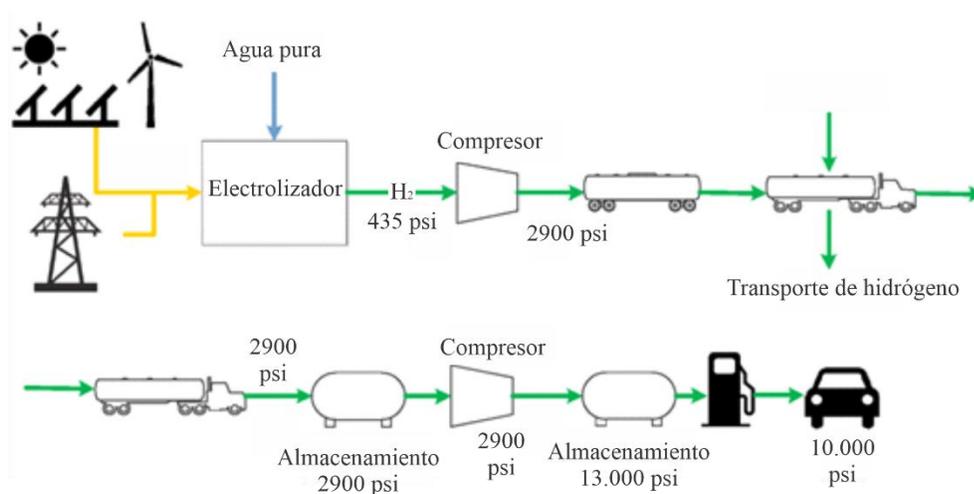
Conforme a esto, los FCEVs poseen mayores ventajas para uso a distancias más largas (>500 km), y aunque muchos medios de transporte no tengan restricciones en peso, los FCEVs son la mejor alternativa cuando se presenta sensibilidad al peso por transportes de carga, lo que se debe principalmente a que para vehículos eléctricos las baterías pesadas pueden reducir la carga

potencial útil y la ventaja de eficiencia de los vehículos eléctricos. De manera general, los vehículos de celdas de combustible son más adecuados para el transporte de alto alcance, mayores recorridos y aquellos de carga pesada (Hydrogen Council, 2021).

Cabe destacar que para el repostaje de los vehículos se consideran estaciones de hidrógeno o hidrogeneras que se diseñan de tal manera que: la presión de repostaje se ajuste al vehículo (10.000 psi para automóviles y 5000 psi para vehículos de carga pesada y liviana) como se evidencia en la figura 10, cumpla con el abastecimiento diario y con la cantidad de vehículos que se repostarán por hora (Roest et al., 2020).

Figura 10.

*Power to Mobility*



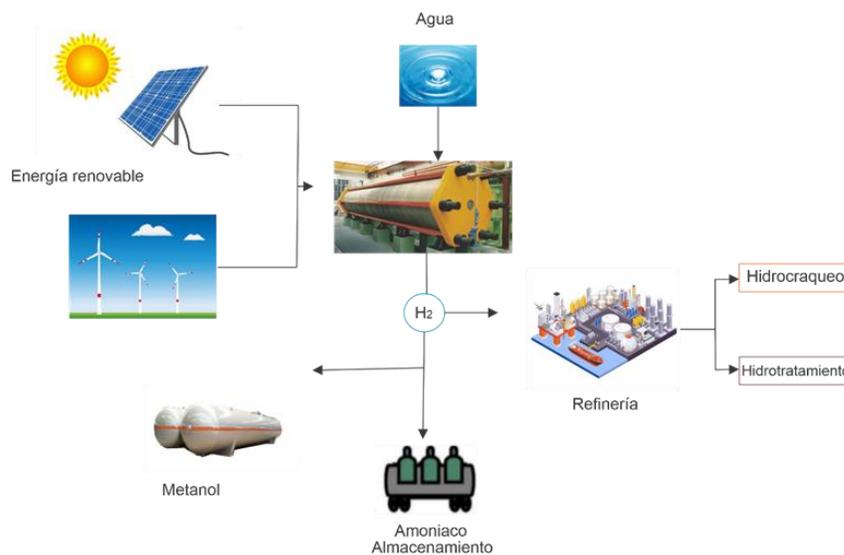
Nota: Tomado de (Roest et al., 2020).

### 2.8.3 Power to Chemical

La industria química representa el 10% del consumo energético mundial y el 7% de las emisiones de gases de efecto invernadero, a su vez, es el mayor usuario de energía en el sector industrial. Permitir el uso de hidrógeno renovable podría tener un impacto significativo en la

descarbonización del sector industrial (Nigel Rambhujun, 2020). El hidrógeno comúnmente se usa para la producción de amoniaco, metanol o para los procesos de tratamiento de crudos en las refinerías (figura 11). Para este estudio se considerará el hidrógeno verde para su utilidad como materia prima en las refinerías, siendo esta una demanda existente.

Figura 11. *Power to Chemical*.



El Refinamiento de petróleo es el principal uso actual del hidrógeno, que en términos generales, es producido mediante procesos de reformado con vapor de gas natural y cuyo proceso es responsable de aproximadamente el 20% de las emisiones que generan las refinerías (IEA, 2019b). Principalmente se usa para para el hidrotatamiento con la eliminación de impurezas como el azufre del petróleo y en Hidrocrqueo para mejorar la calidad del crudo pesado y convertirlos en productos de mayor valor, de tal manera que se obtengan hidrocarburos más ligeros que son mayor demandados (MathPro,2011). El consumo de  $H_2$  en refinerías depende en gran medida de la demanda de combustibles y controles estrictos sobre el contenido de azufre que tienen estos.

Asimismo, se apunta que su aplicación en refinerías no sólo presenta la oportunidad de reemplazar parte del hidrógeno gris producido por combustibles fósiles hacia un hidrógeno renovable, sino que bajo el escenario de un posible aumento de la oferta de petróleo se requerirá mucho más de este insumo. Sin embargo, también tiene retos asociados debido a que los costos del hidrógeno influyen fuertemente en los márgenes de refinación, por lo que es difícil reemplazar la capacidad total existente con hidrógeno verde que presenta altos costos.

Por otra parte, se estima que en un futuro más renovable el uso de hidrógeno en refinería se reduzca como respuesta de una posible caída en la demanda de crudo, sin embargo, los hidrocarburos seguirán siendo importantes y necesarios como energía y en sus productos derivados. De este modo, integrar hidrógeno verde a una demanda existente en las refinerías lograría ser clave para el impulso del hidrógeno y la descarbonización de este sector.

#### ***2.8.4 Power to Power***

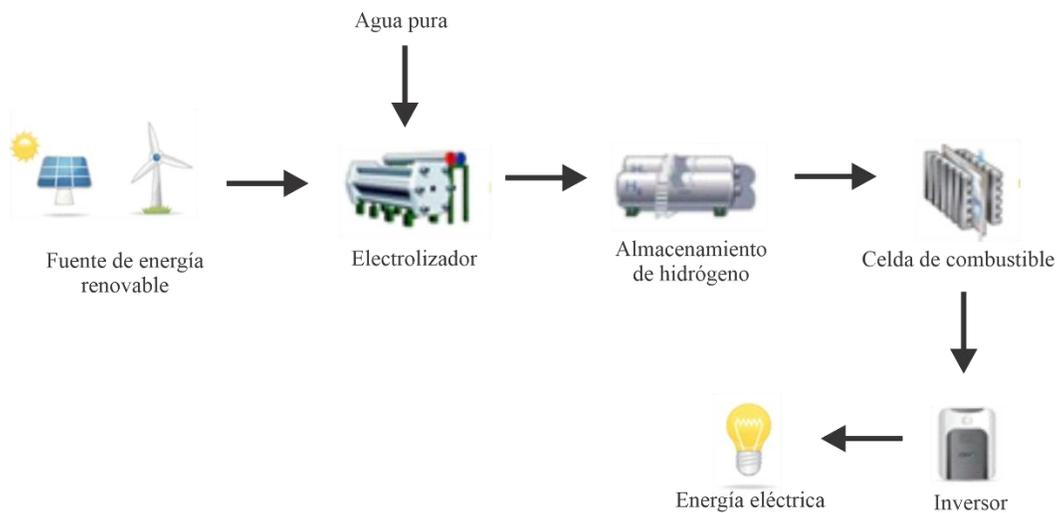
Esta aplicación se centra en el aprovechamiento del exceso de energía generada por las fuentes de energía renovable para la generación de hidrógeno que luego se almacena, de tal modo que funciona como un portador de energía, con ello, cuando se requiere, es posible transformarlo en energía eléctrica a través de sistemas de celdas de combustible (IRENA,2018). Además, es útil para contrarrestar las afectaciones debido a la intermitencia que les caracteriza a las fuentes renovables como la solar o eólica que dependen de las condiciones climáticas como la radiación solar y velocidad del viento, respectivamente. Esto hace del hidrógeno una solución para almacenar energía de las FNCER por largos periodos con uso atractivo hacia las áreas no interconectadas con la red eléctrica.

En la figura 12 se observa el sistema de generación de energía eléctrica que consta de un equipo de electrólisis para la producción de hidrógeno que funciona a partir de fuentes no

convencionales de energía renovable, luego el hidrógeno producido se almacena y cuando se requiera de la energía se usa una celda de combustible que convierte el hidrógeno en energía eléctrica con corriente continua, posteriormente se requiere de un inversor que transforma la corriente continua en alterna para su aprovechamiento en uso final.

Figura 12.

*Power to Power*



Nota: adaptado de (ENGIE, 2016).

Según el U.S. Department of Energy el hidrógeno puede ser aprovechado mediante celdas de combustible que convierten la energía química del combustible y un oxidante en energía eléctrica, es decir, al tomar oxígeno y en reacción con el hidrógeno puro, generan energía eléctrica, agua y calor como un subproducto de la reacción, o aprovechado a través de turbinas de gas que permiten la entrada de aire que, mezclado con hidrógeno, se enciende para la generación de energía eléctrica.

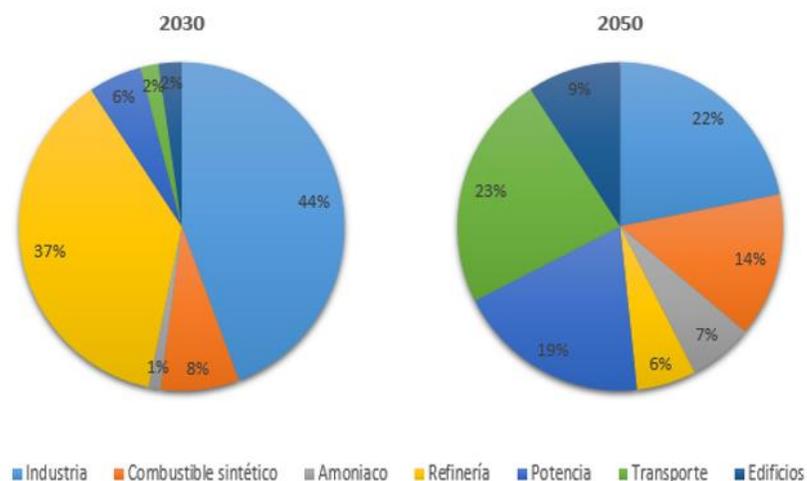
Por tanto, el hidrógeno es una gran solución para el almacenamiento de energía y, además, puede integrarse a la red para aportar electricidad., principalmente para aquellas zonas donde no llega la red de energía, es decir, para las zonas no interconectadas.

## 2.9 Proyecciones de las aplicaciones del hidrógeno

Las tecnologías de hidrógeno verde a lo largo de los años no han tenido un aumento sustancial en cuanto a producción, sin embargo, recientemente muchos gobiernos han despertado un profundo interés y están sumando sus esfuerzos para integrarlo y contrarrestar las emisiones de gases de efecto invernadero, adicionalmente, se han evidenciado importantes proyectos para ejecución de electrólisis en diversos usos como la generación de energía, el transporte y las industrias. En general, es un vector energético que es y será importante para reducir las emisiones, aunque requiere auspiciar sus tecnologías que deben escalar para reducir costos, aportar a la demanda actual y ampliar su uso en nuevas aplicaciones. En la figura 13 se indica lo que representará el hidrógeno a futuro en lo que concierne a su uso para 2030 y 2050 (Hinojosa, J.,2021).

Figura 13.

*Distribución del consumo mundial de H2 por uso para 2030 y 2050*



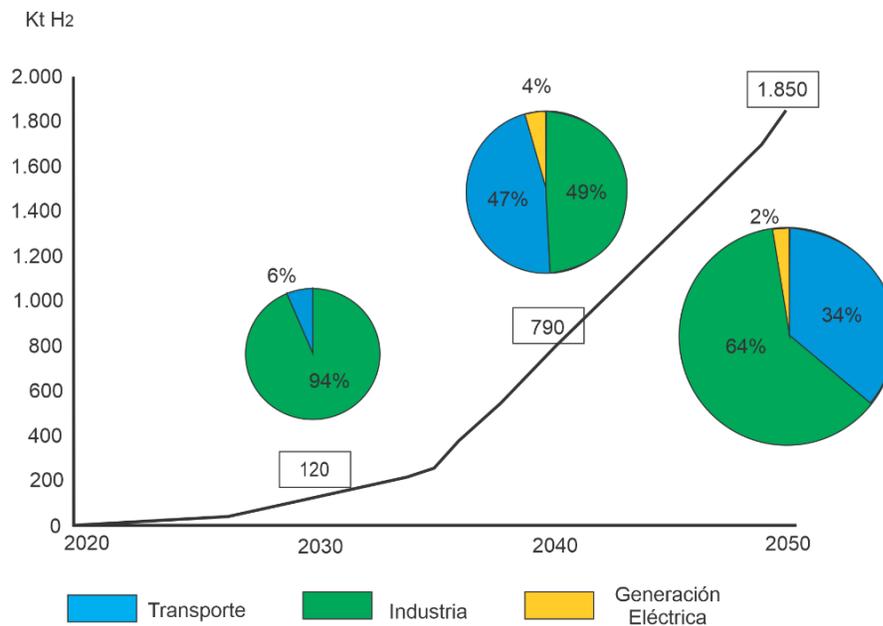
Nota: tomado de (Hinojosa, J.,2021)

Frente a las proyecciones en el mundo y a las metas que se esperan lograr para los años en mención, se estima una mayor participación de las industrias y las refinerías para el 2030 dado que actualmente son las que más lo consumen y en las que se buscaría reducir las emisiones generadas, luego en un menor porcentaje su uso para generación de combustibles sintéticos, mientras que los demás sectores seguirán requiriendo de mayores avances e incentivos. Así mismo, para 2050 se aprecia una mayor diversificación entre los distintos sectores en respuesta a un mayor desarrollo, implicación y reducción de los costos asociados al hidrógeno, se espera que haya una mayor aporte del hidrógeno hacia el sector del transporte que contará con un gran impulso, una disminución para las industrias y las refinerías dada la reducción de combustibles fósiles a largo plazo y habrá mayor participación en los demás sectores de potencia, edificios, combustibles sintéticos y amoniaco.

De acuerdo a la hoja de ruta preliminar del hidrógeno en Colombia se prevé un crecimiento exponencial en las posteriores tres décadas (figura 14). Con ello, durante el primer periodo hasta 2030 el principal uso del hidrógeno será el industrial, destacando en las refinerías y producción de fertilizantes, mientras un más bajo porcentaje para el transporte terrestre pesado (autobuses y camiones); durante la etapa para 2040, se desarrollarán mayores proyectos de hidrógeno para el sector transporte que equipará con el industrial, asimismo, se dará un leve aumento en el de la generación eléctrica; y para 2050, se considera una mayor disrupción para el sector transporte que comandará el consumo de H<sub>2</sub> en Colombia, seguido del sector industrial con las refinerías y un más bajo porcentaje en la generación eléctrica.

Figura 14.

*Proyección de consumo de H<sub>2</sub> verde en Colombia*



Nota: tomado de (Minenergía, 2021a)

### 3. Tecnologías de electrólisis para la producción de hidrógeno verde

Según afirma el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España (MITERD, 2020) “la tecnología de electrólisis se caracteriza por la disociación de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno en estado gaseoso haciendo uso de corriente eléctrica continua, entregada por una fuente de alimentación conectada a dos electrodos, en los cuales se realiza la ruptura de la molécula del agua para la cual existen diferentes tecnologías de electrolizadores para producir hidrógeno” (p.12). Entre ellos, se contemplan los electrolizadores alcalinos (AEL) y los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM).

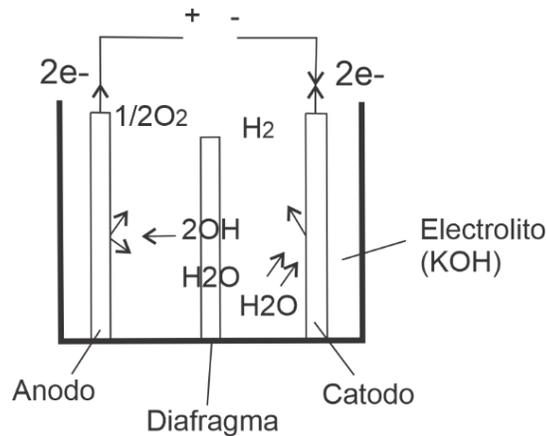
#### 3.1 Electrolizadores Alcalinos

La electrolisis alcalina del agua es una tecnología madura que adopta el modelo estándar actual para la electrolisis a escala industrial. Según afirma el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España (MITERD, 2020) “en esta tecnología el electrolito en el que se produce la conducción de los iones es una disolución alcalina, generalmente de hidróxido de potasio (KOH)”. Este tipo de electrolito es apropiado porque presenta una gran conductividad iónica, pues no experimenta descomposición química ante el voltaje de operación, por tanto, no afecta la eficiencia de la electrolisis, y soporta las variaciones de pH que se producen por las modificaciones de la concentración de protones. Además, la conductividad del electrolito aumenta de manera proporcional con la temperatura, alcanzando un máximo a los 150 °C, pero, a esas temperaturas el electrolito está en estado vapor, por lo que la temperatura promedio de operación de los electrolizadores alcalinos es de 80-90°C (Divisek, 1990).

De acuerdo con la figura 15 el proceso está conformado por una etapa de disociación de dos moléculas de agua en una de gas de hidrógeno y dos iones hidroxilos. Posteriormente, el hidrógeno se libera de la superficie del cátodo y los dos iones hidroxilos migran a través de un diafragma o membrana porosa impulsados por la corriente eléctrica hacia el ánodo en el que se disocia en una molécula de agua y media molécula de oxígeno (Delgado, 2015). Por lo tanto, para continuar el ciclo es necesario el aporte agua de manera continua.

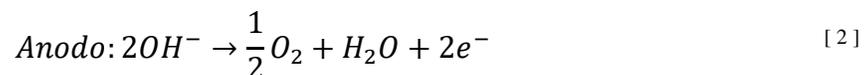
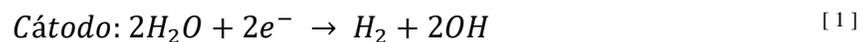
Figura 15.

*Esquema básico de una célula de electrolizador alcalino*



Nota: adaptado de (Delgado, 2015).

Es una tecnología de baja densidad de corriente, es decir, menor cantidad de hidrógeno por volumen de equipo; lo cual implica que, la producción de hidrógeno está limitada a un rango de operación del 20-100% del funcionamiento nominal, debido a que los gases generados en ánodo y cátodo pueden sufrir difusión a través del diafragma (Delgado, 2015). A continuación, se presentan las reacciones que ocurren en el proceso de electrolisis alcalina:



Para evitar el contacto entre el hidrógeno y el oxígeno producido en el cátodo y en el ánodo según las semis reacciones 1 y 2, respectivamente, se usa un separador poroso o diafragma de asbesto que permite el flujo de electrolito (Delgado, 2015). Es importante mencionar que, en la actualidad se realizan investigaciones con el fin de generar membranas conductoras que contribuyan a aumentar el rendimiento del proceso y reducir las pérdidas de energía en el sistema.

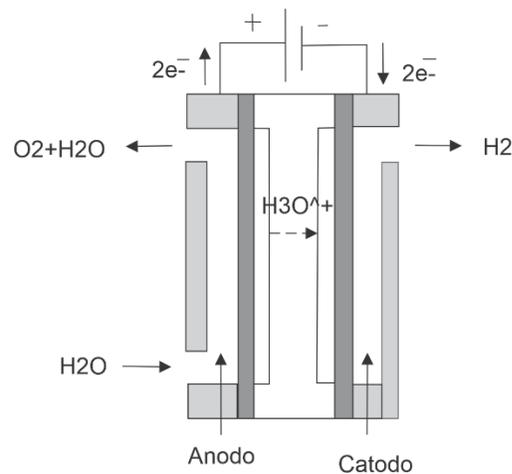
### 3.2 Electrolizadores PEM

Este tipo de electrolizadores usa agua pura como solución de electrolito, y así evita la recuperación y reciclaje del hidróxido de potasio solución electrolítica necesaria con electrolizadores alcalinos. Según afirma el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España (MITERD, 2020) “en esta tecnología el electrolito es un polímero sólido conductor de protones, reduciendo de esta manera los problemas de corrosión”. No obstante, los catalizadores de metal usados son sensibles a las impurezas del agua y el electrolito de membrana tal como el Nafion limita su temperatura de operación a 150 °C (Gubán, Muritala, Roeb y Sattler, 2020). Pueden trabajar a mayores densidades de corriente lo que permite acoplarse fácilmente a sistemas fluctuantes, como las energías renovables (MITERD, 2020).

La Figura 16 ilustra el diagrama esquemático de la celda de electrólisis PEM utilizada para producir hidrógeno a partir del agua. En ella se utiliza una membrana polimérica ácida como electrolito sólido la cual permite el paso de iones  $H^+$  desde el ánodo hasta el cátodo donde se produce, la reacción se da de una manera más rápida debido a la acidez del electrolito y la superficie metálica de los electrodos (Khouya, 2021). Es válido resaltar que, los materiales utilizados para la reacción de generación de oxígeno e hidrogeno están constituidos por metales preciosos como el platino, rutenio e iridio lo cual incrementa el costo de este tipo de tecnología (Heraeus, 2020).

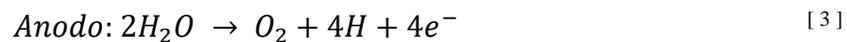
Figura 16.

*Diagrama esquemático de electrolizador PEM*



Nota: tomado de (Delgado, 2015)

Su funcionamiento se realiza a condiciones de densidad de corriente de 2000 mA/cm<sup>2</sup>, temperatura de 90°C y voltaje de 2,1 V, dado que el proceso de electrólisis es una reacción endotérmica y se utiliza energía eléctrica para iniciar esta reacción (Herraiz, 2012). A continuación se presentan las reacciones que se llevan a cabo en los electrodos de un electrolizador PEM como:



Dentro de sus ventajas se refleja su alta eficiencia de hasta 80% y alta pureza del hidrógeno sobre el 99,99% (Herraiz, 2012). Estos electrolizadores poseen dimensiones 20% menores a los electrolizadores alcalinos convirtiéndolos en potencialmente más atractivos para áreas urbanas densamente pobladas (MITERD, 2020). Además, son capaces de producir hidrógeno altamente comprimido entre (1450-2900 psi) para el almacenamiento descentralizado, en comparación con

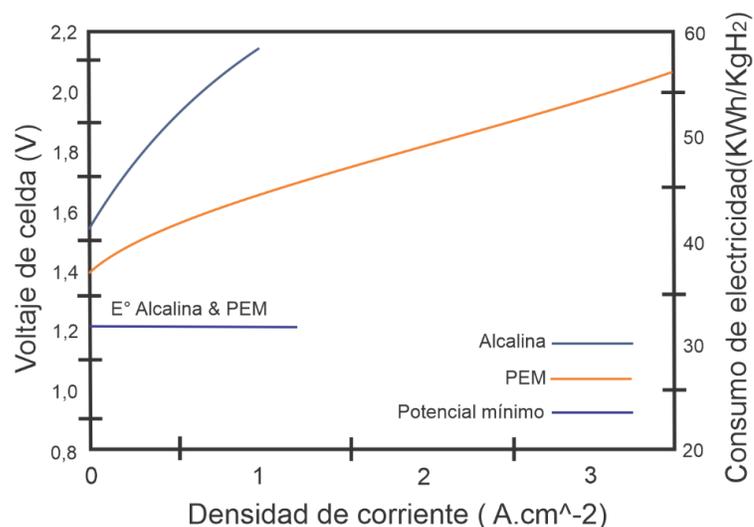
(14,5–435 psi) para electrolizadores alcalinos y ofrecen un funcionamiento flexible, que incluye la capacidad de proporcionar reserva de frecuencia y otros servicios de red (IEA, 2019b).

### 3.3 Requerimiento de energía eléctrica de las tecnologías de electrolisis

Según afirma (Kovač et al., 2021) “en los procesos de electrólisis se necesita en promedio de 55 kWh de energía eléctrica para producir 1 kg de hidrógeno y 15 kWh para compresión de este”. Con lo anterior, dado que el poder calorífico del hidrogeno es de 0,067 KWh/mol se puede determinar que se consumen 0,055 KWh de electricidad por cada de 0,067 KWh contenidos en el hidrogeno.

Figura 17.

*Densidad de corriente para electrolizadores alcalinos y PEM*



Nota: Tomado de (Kovač et al., 2021).

En la figura 17 se puede observar que, para el proceso de electrolisis alcalina al presentar un rango de densidad de corriente limitado, requiere de un menor consumo eléctrico en comparación de la electrolisis PEM que debido a su amplio rango de densidad de corriente consume más energía eléctrica, sin embargo es importante mencionar que ese amplio rango de

densidad de corriente le permite ser más adecuada y eficiente en su aplicación con fuentes de energías renovables en términos de energía eléctrica debido a la intermitencia que les caracteriza a estas fuentes. Por esto la electrolisis PEM, comparada con la tecnología alcalina, permite una mayor respuesta en estabilización de flujo eléctrico al ser compatible con las fuentes renovables como la solar y eólica.

Cabe resaltar que la energía eléctrica requerida es lo que representa mayores costos para estos procesos, por lo que es importante reducir los costos de electricidad de las FNCER. Por lo anterior, se busca aumentar la eficiencia de las tecnologías de producción para que en los próximos años los costos de inversión sean menos representativos y se apalanque de la reducción progresiva de los costos de las fuentes renovables. Es importante considerar que, en la actualidad el aumentar de manera inmediata la eficiencia del sistema es limitado, y por otro lado los objetivos de industria energética es reducir los requerimientos de energía del sistema y los gastos en electricidad (Picchi, 2018).

A continuación, en la tabla 5 se realiza mención de algunas características técnicas de operación, así como los diferentes requerimientos de funcionamiento para las tecnologías de electrolisis alcalina y de membrana de intercambio de protones.

Tabla 5.

*Comparación de tecnologías electrolisis alcalina y PEM*

<b>Variable</b>	<b>Electrólisis AEL</b>	<b>Electrólisis PEM</b>
Electrolito	30vol % KOH o NaOH	Ácido perfluorosulfonado
Portador de carga	OH <sup>-</sup>	H <sup>+</sup>
Presión de descarga típica de H <sub>2</sub> (psi)	< 435	< 1000

Densidad de corriente convencional (mA/cm <sup>2</sup> )	200 - 500	800 - 2500
Pureza del hidrógeno (vol%)	99,3 - 99,99	99,99
Eficiencia de corriente típica, %	60 - 80	80 - 95
Tasa de producción demostrada (Nm <sup>3</sup> /h)	1 - 760	0,265 - 30
Consumo de energía específico (kWh/Nm <sup>3</sup> )	4,5 - 7,5	5,8 - 7,3
Potencia nominal demostrada (kW)	2,8 - 3534	1,8 - 774

Nota: adaptado de (Vincent & Bessarabov, 2018).

De acuerdo con la revisión de literatura es posible establecer las siguientes ventajas y desventajas técnicas y de operación de los métodos de electrolisis estudiados en esta investigación:

Tabla 6.

*Ventajas y desventajas de los procesos de electrolisis*

Proceso de electrolisis	Ventajas	Desventajas
Electrolisis PEM	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Amplio rango de densidad de corriente</li> <li>• Respuesta rápida ante fluctuaciones de energía</li> <li>• Mayor caudal de producción de hidrogeno con alta pureza</li> <li>• Mayor eficiencia de energía (80-95%)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costo elevado de los componentes</li> <li>• El rendimiento tiende a disminuir de manera acelerada</li> </ul>

Electrolisis AEL	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Madurez tecnológica</li> <li>• Utiliza metales de transición como electrocatalizadores</li> <li>• Tecnología con menor costo</li> <li>• Eficiencia entre (60-80%)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo rango de densidad de corriente</li> <li>• Diseño poco compacto producto de las membranas existentes</li> <li>• Se genera material residual en los electrodos lo cual reduce el rendimiento del electrolizador</li> <li>• Baja pureza de gases</li> </ul>
------------------	---	--

Nota: adaptado de (Goenaga, 2021)

### 3.4 Requerimiento de agua de las tecnologías de electrolisis

Teóricamente, 1 metro cúbico normal de hidrógeno ( $\text{Nm}^3$ ) consume directamente 0,81 litros en el proceso de electrolisis del agua, sin embargo, suele ser un 25% más alta, es decir, 1  $\text{Nm}^3$  de hidrógeno requiere 1 litro de agua (Shi et al., 2020).

De acuerdo con la literatura, se menciona el uso de agua fresca o pura con una etapa de deionización previa para su alimentación al electrolizador (U.S. Department of Energy, 2008). Por tal motivo, es necesario analizar y detallar en concreto las posibles fuentes hídricas que estén disponibles en regiones donde su escasez no sea un problema o preocupación para las comunidades dado que puede ser una barrera crítica para el éxito de los proyectos. Cabe resaltar que este análisis de requerimiento de agua no se tendrá en cuenta para el presente proyecto.

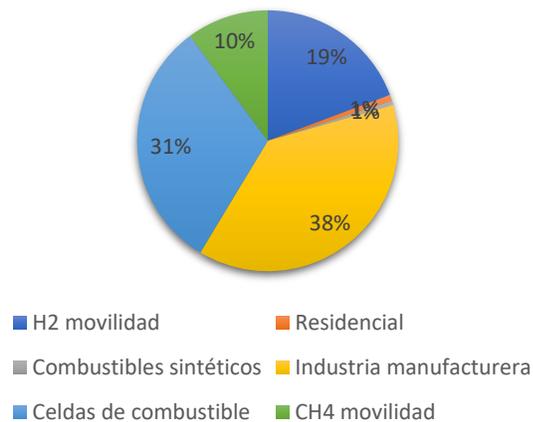
### 3.5 Estado de aplicación del electrolizador alcalino y PEM

La electrolisis alcalina cuenta con 422 proyectos, según la figura 18 esta tecnología es utilizada especialmente en aplicaciones a gran escala para el sector de la industria manufacturera

como fuente de energía para los procesos de producción de equipos de construcción e industria pesada, así como autopartes y herramientas para el desarrollo de equipos de alta tecnología, evidenciado una participación de 37 % de estos proyectos para el año en curso (IEA, 2020b).

Figura 18.

*Distribución de proyectos de electrolisis alcalina por sector*

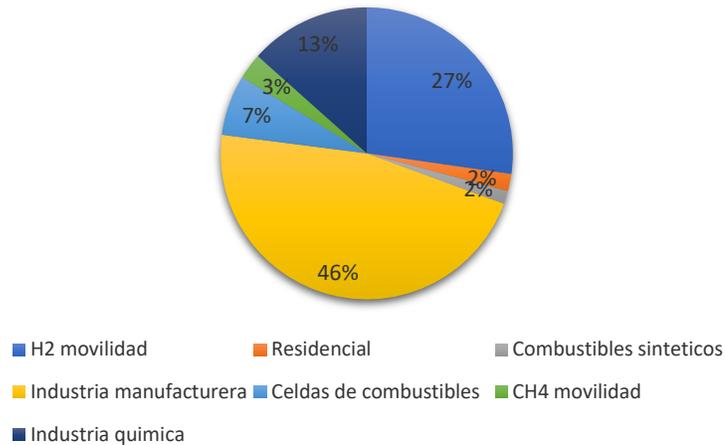


Nota: adaptado de (IEA, 2020b)

Por otro lado, para la electrolisis PEM se encuentran 156 proyectos reportados para el año 2021, donde se ha empleado principalmente para el sector de la industria manufacturera en un 46 % del desarrollo total de proyectos activos para el año 2021 en este tipo de tecnología (Figura 19). Estos electrolizadores pueden verse muy beneficiados por el desarrollo técnico que se está llevando a cabo sobre las pilas de combustible PEM y de su producción en masa. Lo anterior es mencionado debido a que, se pueden usar a una pequeña o media escala, tales como alimentación de coches o aplicaciones más pequeñas, donde la unidad puede ser utilizada para producir Hidrógeno utilizando una fuente de energía renovable como la solar o eólica (IEA, 2020b).

Figura 19.

*Distribución de proyectos de electrolisis PEM por sector*



Nota: adaptado de (IEA, 2020b)

Dado el creciente desarrollo de proyectos a gran escala de energía renovables como la eólica y solar en Colombia, realizar estudios de factibilidad para el uso de la electrólisis PEM podría ser una oportunidad muy importante para incentivar este tipo de tecnología que presenta muchas ventajas respecto a estos tipos de fuente de energía de origen solar y del viento.

### 3.6 Producción de hidrógeno verde en modelos de electrolizadores para estudio de aplicaciones

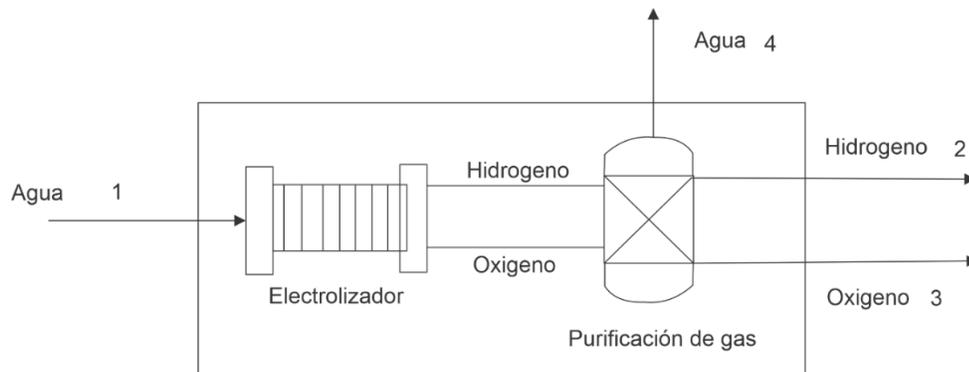
Para fines de esta investigación se seleccionaron equipos de electrolizadores de una tecnología alcalina y una PEM con potencias de energía requerida similares con base en un portafolio de modelos de electrolizadores referenciados por agencias internacionales especializadas en la materia. Aunque, debido a que no es posible predecir con exactitud la producción de hidrógeno con fuentes intermitentes, se asume un flujo constante de electricidad de entrada para los electrolizadores. Cabe resaltar que las tecnologías seleccionadas se encuentran disponibles en el mercado y poseen madurez tecnológica.

#### Balance de masa

Para realizar el análisis del balance de masa del sistema se utiliza el esquema de la figura 20, que considera entrada de agua requerida, flujo de salida de hidrógeno, oxígeno y agua de retorno.

Figura 20.

*Unidad de generación de hidrógeno*



Nota: adaptado de (Picchi, 2018).

Los datos para realizar el balance de masa fueron obtenidos de las tecnologías seleccionadas del portafolio de modelos del sistema comercial de electrólisis alcalina y PEM, las cuales presentan condiciones de operación similar conforme a sus requerimientos de potencia para el proceso de producción de hidrógeno:

Tabla 7.

*Caudal agua requerido según modelo de electrolizador*

Modelo de electrolizador	Caudal Agua (Litros/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> )	Caudal hidrogeno producido (Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /h)
AEL	1	12
PEM	0,84	10

Nota: tomado de (Pino, 2009).

Es importante mencionar que se realiza el balance de masa a partir de la siguiente reacción que representa la disociación del agua en oxígeno e hidrógeno (Sastre, 2010):



Con las características de los electrolizadores escogidos, se realiza un balance de materia teniendo en cuenta lo que entra y lo que sale del sistema como se evidencia a continuación para cada uno de los equipos estudiados(Sastre, 2010):

$$H_2O = H_2O_R + O_2 + H_2 \quad [6]$$

Donde  $H_2O_R$  es el agua que será recirculada.

### **Balance de Agua de suministro**

Para la realización del balance de masa de agua de suministro es necesario conocer el caudal de agua requerido para la producción de hidrogeno ( $Re_a$ ) y el caudal de hidrogeno producido ( $Q_H$ ), de esta manera se obtiene el caudal de consumo de agua ( $Q_a$ ) (Sastre, 2010):

$$Q_a = Re_a * Q_H \quad [7]$$

Debido a que la densidad del agua ( $\rho_{H_2O}$ ) es  $1000 \text{ kg/m}^3$ , se obtiene el valor másico del agua que facilitará el cálculo del balance de masa (Sastre, 2010):

$$m_{H_2O} = \rho_{H_2O} * \dot{V}_{H_2O} \quad [8]$$

### Balance de Hidrogeno

Para la realización del balance de masa del hidrogeno producido ( $m_{H_2}$ ) es necesario conocer el flujo volumétrico de hidrógeno por hora en la salida del electrolizador ( $V_{H_2}$ ) y la densidad del hidrogeno ( $\rho_{H_2}$ ) con un valor de  $0,09 \text{ kg/Nm}^3$ (Sastre, 2010):

$$m_{H_2} = \rho_{H_2} * \dot{V}_{H_2} \quad [9]$$

### Balance de Oxigeno

Para obtener el valor del oxígeno se tiene en cuenta que la estequiometria es distinta, y por tanto, con la reacción básica de obtención de hidrogeno se evidencia que las moléculas obtenidas del oxígeno son la mitad de las del agua. Esto lleva a tomar un valor de flujo volumétrico ( $V_{O_2}$ ) correspondiente a la mitad del caudal total del hidrogeno producido, posteriormente este valor es multiplicado por la densidad del oxígeno ( $\rho_{H_2}$ ) que es de  $1,43 \text{ kg/Nm}^3$ , obteniéndose el flujo másico producido de oxígeno ( $m_{O_2}$ ) (Sastre, 2010):

$$m_{O_2} = \rho_{O_2} * \dot{V}_{O_2} \quad [10]$$

### Balance de Agua de retorno

Por último, para obtener el valor del agua de retorno  $H_2O_R$  se aplica la siguiente igualdad:

$$\dot{m}_{H_2OR} = \dot{m}_{H_2O} - \dot{m}_{H_2} + \dot{m}_{O_2} \quad [11]$$

Dado que el agua tiene una relación de 1:1 entre masa y volumen, este valor tendrá también unidades de litro/h (Sastre, 2010).

En la tabla 8 se observan los resultados de producción másica de hidrogeno para los equipos seleccionados en el presente estudio:

Tabla 8.

*Producción de hidrógeno según modelo de electrolizador*

Modelo de electrolizador	Agua requerida Kg/h	Hidrógeno producido		Oxígeno producido Kg/h	Agua de recirculación Kg/h
		Kg/h	Kg/año		
AEL	12	1,1	9.636	8,57	2,36
PEM	8,4	0,9	7.884	7,14	0,36

Nota: tomado de (Pino, 2009).

Se asumen el 100% de los caudales de oxígeno e hidrógeno ya que normalmente la cantidad de contaminante en las corrientes de producto es tan pequeña que puede ser considerada insignificante (Picchi, 2018). En ambos electrolizadores se aprecia un mayor flujo másico de producción de oxígeno en comparación con la producción de hidrogeno, esto es presentado debido a la mayor densidad del oxígeno en condiciones normales de salida del electrolizador.

Por otro lado, es importante mencionar que los electrolizadores en el mercado actual no poseen eficiencia de conversión del cien por ciento, por lo que se puede evidenciar flujo de agua de recirculación, a medida que aumenta la capacidad de conversión disminuirá el flujo de agua de retorno, así como el caudal de agua necesario para la producción de hidrogeno, haciendo el proceso más eficiente y reduciendo la huella hídrica de los procesos de electrolisis. Existe diferencia en el flujo másico de producción de hidrogeno para los electrolizadores en estudio, lo anterior debido a una mayor capacidad en el flujo de entrada del modelo alcalino (AEL), sin embargo, es importante considerar el factor de eficiencia de conversión que será analizado más adelante.

### **Balance de energía**

Se realizará balance de energía y eficiencia con base en la información de requerimiento energético proporcionado por cada uno de los modelos de sistemas de electrólisis para los equipos de producción de hidrogeno (Tabla 9).

Tabla 9.

*Energía requerida según modelo de electrolizador*

<b>Modelo de electrolizador</b>	<b>Energía requerida electrolizador (KWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>)</b>	<b>Caudal hidrogeno producido (Nm<sup>3</sup>/h)</b>
AEL	4,8	12
PEM	6,3	10

Nota: tomado de (Pino, 2009)

Para obtener el valor de potencia requerida por un electrolizador es necesario conocer la energía suministrada para la producción de un m<sup>3</sup> hidrogeno, así como el flujo volumétrico de hidrogeno producido, posteriormente a partir del producto de estos dos valores se obtiene la siguiente expresión (Sastre, 2010):

$$P = E * Q_H \quad [12]$$

Para la conversión eficiente de agua y electricidad para obtener hidrógeno es fundamental la tecnología de producción electrolítica de hidrógeno. La eficiencia de conversión puede obtenerse a través de la siguiente relación (Sastre, 2010).

$$\eta = \frac{\dot{m}_{H_2} + \dot{m}_{O_2}}{\dot{m}_{H_2O}} \quad [13]$$

En la tabla 10 se relaciona los requisitos de potencia y eficiencia de conversión para los equipos de mayor capacidad de producción de hidrogeno de cada de electrolizador.

Tabla 10.

*Potencia requerida según modelo de electrolizador*

<b>Modelo de electrolizador</b>	<b>Potencia requerida electrolizador (KW)</b>	<b>Eficiencia de conversión</b>
AEL	57,6	0,80
PEM	63	0,95

Nota: tomado de (Pino, 2009)

Un aspecto a considerar durante la elección del tipo de electrolizador es la potencia requerida de operatividad, pues es importante involucrar la fuente de electricidad y los posibles efectos en los costos finales de producción. Por tanto, se consideraron electrolizadores alcalino y PEM con potencias similares para el desarrollo de este estudio.

#### **4. Estudio de aplicaciones potenciales del hidrógeno verde en Colombia**

En este apartado se lleva a cabo el análisis de uso del hidrógeno para cada una de las aplicaciones estudiadas en el primer capítulo, para esto, se utilizan como referencia los modelos de electrolizadores AEL y PEM estudiados previamente. Además, se tiene en cuenta el potencial de producción de hidrógeno verde para cada una de las tecnologías haciendo uso de 10 MW de energía para cada una de las situaciones planteadas en las aplicaciones, siendo este un valor aproximado al 1% de la meta en capacidad instalada de electrolizadores a alcanzar para el año 2030 de acuerdo a la hoja de ruta preliminar del hidrógeno en Colombia (Minenergía, 2021).

Para lo anterior se utilizarán los modelos comerciales de electrolizadores AEL y PEM estudiados previamente los cuales presentan una capacidad de producción anual que se evidencia en la tabla 11, calculada a partir de la producción de hidrógeno por modelo de electrolizador (tabla 8), sus potencias requeridas (tabla 10) y la potencia de energía de suministro considerada para el estudio de las aplicaciones potenciales.

Tabla 11.

*Producción anual de H<sub>2</sub> verde por modelo de electrolizador*

<b>Modelo AEL tH<sub>2</sub>/año</b>	<b>Modelo PEM tH<sub>2</sub>/año</b>
1.673	1.251

A continuación, se realiza el análisis para cada una de las aplicaciones potenciales del hidrógeno verde en Colombia en términos de capacidad de abastecimiento para el sector específicamente y la estimación de las emisiones de dióxido de carbono que logran reducirse considerando la metodología de cuantificación de emisiones del Green House Gas Protocol o

Protocolo de Gases de Efecto Invernadero desarrollado por el Instituto Mundial de Recursos y el Consejo Mundial para el Desarrollo sostenible (WBCSD), basados en el producto del consumo de combustible y su factor de emisión (Ihobe, 2012).

#### **4.1 Aplicación del hidrógeno verde en el sector del gas natural**

Esta tecnología aún está en etapa temprana de desarrollo y comercialización, por lo cual existe una amplia gama de alternativas aún sin consenso, sobre cómo la aplicación de Power to Gas puede desempeñarse mejor en un sistema de energía de descarbonización (Ortiz Pérez, 2020). Para el presente estudio se profundizará en la alternativa que representa la implementación de hidrogeno como elemento útil para inyección en redes de gas natural en Colombia.

Desde el 2015 hasta la actualidad las reservas de gas han disminuido en un 27,47% aproximadamente hasta llegar, a términos del 2019, a un valor de 3163 giga pies cúbicos (GPC) con una relación reservas/producción de 8,1 años, aspecto realmente preocupante debido a los pocos hallazgos significativos y a la posible necesidad de importación. Con ello, se evidencia que, sumado a la reducción en reservas, las incorporaciones no han sido significativas (Minenergía, 2021b).

En este estudio se desea determinar la tasa de aporte que representa la implementación de electrolizadores para suministro de hidrogeno en la red de consumo para cada sector en Colombia, así como los porcentajes de disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>. A partir de la capacidad de producción de hidrogeno por año con 10 MW de energía renovable y su equivalencia energética con el gas natural se obtienen los millones de pies cúbicos equivalente de gas natural por año (tabla 12).

Tabla 12.

*Producción anual de hidrogeno según modelo de electrolizador*

Modelo de electrolizador	Producción de H <sub>2</sub> (MPCA gas natural eq)
AEL	190,57
PEM	146,55

Nota: tomado de (Pino, 2009)

La energía promedio entregada por sector de consumo de gas natural para el 2020 fue de un total de 878 MPCD (Bolsa Mercantil de Colombia,2020), en la que los sectores de mayor consumo fueron el industrial, térmico y residencial (tabla 13).

Tabla 13.

*Consumo de gas natural en Colombia por sectores.*

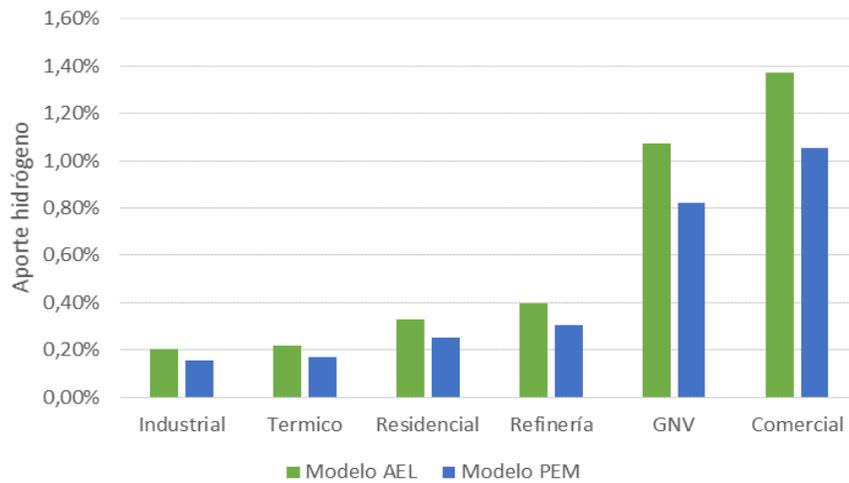
Sector económico	Industrial	Térmico	Residencial	Refinería	GNV	Comercial
<b>Consumo (MPCA)</b>	94.090	87.297	58.356	48.103	17.786	13.910

Nota: tomado de (Bolsa Mercantil de Colombia, 2020).

Con la producción anual de hidrógeno en términos de gas natural equivalente por los modelos de electrolisis alcalina y PEM y el consumo de gas natural de cada sector en Colombia, se determina el aporte que representan los modelos de electrolizadores para cada uno de los sectores (figura 21), en el cual logra evidenciarse un porcentaje de abastecimiento bajo respecto a lo demandado convencionalmente y que logra encontrarse dentro de los porcentajes de mezcla que se han empleado actualmente en los países de Europa.

Figura 21.

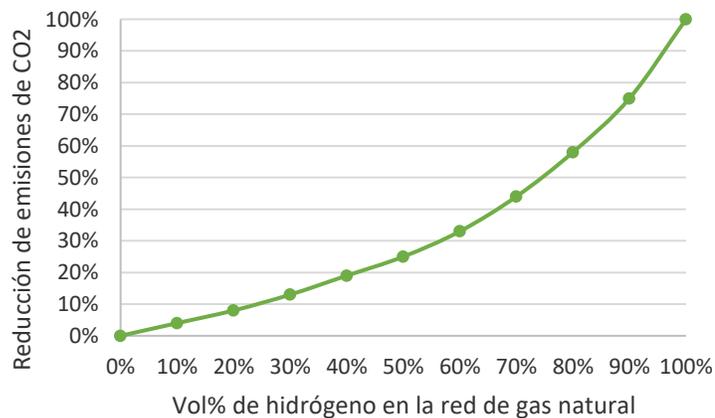
*Aporte hidrógeno por sector económico según modelo de electrolizador*



Según (Noussan et al., 2021) puede presentarse reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en relación con diferentes porcentajes de mezcla con hidrógeno verde donde evidenciándose que la reducción de emisiones se da proporcionalmente al contenido de hidrógeno en mezcla, en el que el 100% de uso de hidrógeno no emite emisiones (figura 22).

Figura 22.

*Reducción emisiones vs mezcla de hidrógeno en red de gas natural.*

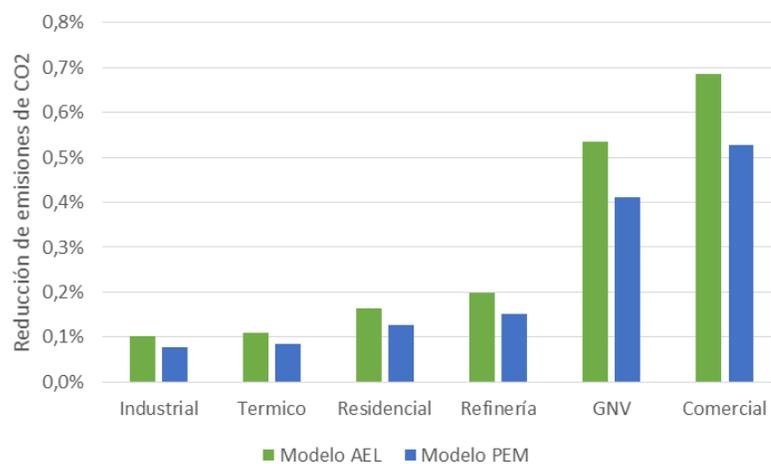


Nota: tomado de (Noussan et al., 2021)

Luego de conocer el aporte anual de hidrogeno en cada sector a partir del uso de electrolizadores de tecnología Alcalina y PEM, es posible hacer uso de la figura 22 para determinar el valor de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> que se obtiene por cada uno de los modelos de electrolizadores:

Figura 23.

*Reducción emisiones de CO<sub>2</sub> según aporte de hidrogeno por modelo de electrolizador.*



Posteriormente, al tener en cuenta el consumo de gas por sector y el factor de emisión del gas natural se obtienen las emisiones totales por sector:

Tabla 14.

*Emisiones de CO<sub>2</sub> totales en consumo de gas por sector*

Sector	Emisiones (MtCO <sub>2</sub> /año)
Industrial	4,9
Térmico	4,5
Residencial	3,0
Refinería	2,5
GNV	0,9
Comercial	0,7

Luego a partir del producto del total de esas emisiones y el respectivo porcentaje de reducción fueron determinadas las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente evitadas por sector, que son las mismas para cada uno de ellos siendo estas de 4.964 tCO<sub>2</sub>/año usando el electrolizador alcalino y 3.814 tCO<sub>2</sub>/año usando el PEM.

Es necesario realizar especial énfasis en la utilización de hidrogeno en red de gas natural para el sector térmico e industrial debido a su gran influencia en las emisiones generales del territorio nacional, pues ambos representan aproximadamente el 60% de consumo de gas en Colombia y consigo mayores emisiones de gases de efecto invernadero comparado a los otros sectores. También es importante mencionar que, a pesar de representar muy baja reducción de emisiones para los dos sectores anteriormente mencionados, en general, aplicar hidrogeno verde es una opción muy importante con el fin de contribuir a una descarbonización paulatina de estos sectores que son difíciles de adaptar hacia una transición energética. Por otro lado, la creciente preocupación del desabastecimiento latente de gas natural en Colombia junto con la búsqueda diversificación energética, convierten a los sistemas de Power to Gas, específicamente al mezclar hidrogeno con gas natural para el transporte por las redes en una tecnología con capacidad de afrontar ambos retos, lo que se logra por medio de la reducción del volumen de gas natural requerido para la demanda existente y el valor agregado del hidrógeno al sistema del gas como se evidencia en la figura 21, es decir, al acoplar la generación del nuevo energético con la demanda de los sectores mencionados y convertir los excedentes de energía renovable en H<sub>2</sub> verde que podría ser transportado por las redes preexistentes o como gas natural sintético. Con lo mencionado, se contribuye a la mitigación de las emisiones sin transformar las diferentes actividades de los sectores beneficiados.

## 4.2 Aplicación del hidrógeno verde en el transporte

De forma general, el sector del transporte es el que más ha presenciado un gran escalamiento en políticas y proyectos relacionados al hidrógeno, en esencia debido a la preocupación que se tiene por las altas emisiones de CO<sub>2</sub> que son emitidas por la quema de combustibles fósiles y la necesidad de implementar estrategias que las reduzcan significativamente. No obstante, a pesar del impulso, aún se generan barreras referentes a los grandes precios actuales y las grandes inversiones que se requieren en infraestructura, abastecimientos de combustible y todos los costos asociados a la cadena de valor que llevan consigo una alta incertidumbre.

De acuerdo a información brindada por la (IEA, 2019), en Colombia el sector que incurre en mayor grado a las emisiones es el transporte, por lo que sería un sector atractivo para la implementación de estrategias que permitan su reducción en emisiones de gases de efecto invernadero. Por otro lado, como primera medida para el uso del hidrógeno en el transporte es recomendado identificar el tipo de transporte, la infraestructura requerida que reduzca costos a corto plazo y maximizar el valor estratégico en materia de descarbonización de este sector.

Para el presente trabajo se considera el parque vehicular (UPME, 2019b), cuyos vehículos corresponden a transporte privado de pasajeros (automoviles, camionetas y motocicletas), transporte público de pasajeros (taxi, bus, buseta y microbús) y transporte de carga (camión y tractocamión), de tal manera que se determinan las emisiones de CO<sub>2</sub> que se lograrían evitar de acuerdo al tipo de vehículos que usan combustibles fósiles y la cantidad de vehículos que lograrían abastecerse de hidrógeno.

Del parque vehicular mencionado, se considera el combustible con que operan los vehículos convencionalmente (diésel, gasolina y gas natural), la distancia recorrida por volumen

de combustible utilizado para cada uno de ellos y una distancia promedio recorrida por año con un valor de referencia de 20.000 km/año. De esta manera, se logra observar en la tabla 15 que los vehículos que poseen un menor rendimiento en el transporte son los buses, camiones, tractocamiones y posterior los automoviles dadas las características propias de los mismos como el tamaño, el peso, entre otras. Luego, teniendo en cuenta la relación entre la distancia recorrida de referencia y el rendimiento, se procede al cálculo del volumen de combustible que se consume por año para cada uno de los vehículos, que es útil para el cálculo de emisiones, y se demuestra el grado superior de consumo de vehículos de alto kilometraje y alta carga como los buses, camiones y tractocamiones, respectivamente.

Tabla 15.

*Rendimiento y consumo anual de combustible por vehículo*

Vehículo	Combustible	km/gal	km/m3	consumo combustible (gal/año)	consumo combustible (m3/año)
Automovil	diesel	52		385	
	gasolina	40		500	
	Gas natural		13		1.538
camioneta	diesel	34		588	
	gasolina	26		769	
	Gas natural		13		1.538
motocicleta	gasolina	100		200	
taxi	diesel	65		308	
	gasolina	50		400	
	Gas natural		13		1.538
bus	diesel	12		1.667	
	gasolina	8		2.500	
	Gas natural		5		4.000
buseta	diesel	18		1.111	
	gasolina	9		2.222	
	Gas natural		8		2.500
microbus	diesel	30		667	
	gasolina	23		870	
	Gas natural		9		2.222
camión	diesel	15		1.333	
	gasolina	11		1.818	
	Gas natural		5		4.000
tractocamión	diesel	9		2.222	
	gasolina	7		2.857	
	Gas natural		2		10.000

Nota: tomado de (UPME, 2019b).

Se considera el factor de emisión (FE) para cada uno de los combustibles respecto a las emisiones generadas de dióxido de carbono por volumen de combustible consumido necesario para la cuantificación de emisiones:

Tabla 16.

*Factor de emisión de combustibles*

Combustible	Factor de emisión	Unidades
Diésel	10,02	kgCO <sub>2</sub> /gal
Gasolina	8,86	kgCO <sub>2</sub> /gal
Gas natural	1,86	kgCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup>

Nota: tomado de (Grupo Empresarial Nutresa, 2013).

Consecuentemente, se realizó el cálculo de las emisiones generadas de CO<sub>2</sub> por cada vehículo del parque a partir del producto del factor de emisión y el consumo de combustible por año de cada tipo de vehículo:

Tabla 17.

*Emisiones de CO<sub>2</sub> y PCG por vehículo del parque vehicular*

<b>Vehículo</b>	<b>Combustible</b>	<b>Emisiones tCO<sub>2</sub>/año</b>
<b>Automovil</b>	diesel	3,85
	gasolina	4,43
	Gas natural	2,86
<b>camioneta</b>	diesel	5,89
	gasolina	6,82
	Gas natural	2,86
<b>motocicleta</b>	gasolina	1,77
<b>taxi</b>	diesel	3,08
	gasolina	3,54
	Gas natural	2,86
<b>bus</b>	diesel	16,70
	gasolina	22,15
	Gas natural	7,44
<b>busea</b>	diesel	11,13
	gasolina	19,69
	Gas natural	4,65
<b>microbus</b>	diesel	6,68
	gasolina	7,70
	Gas natural	4,13
<b>camión</b>	diesel	13,36
	gasolina	16,11
	Gas natural	7,44
<b>tractocamión</b>	diesel	22,27
	gasolina	25,31
	Gas natural	18,60

De acuerdo a los resultados obtenidos, se constata que los mayores índices de emisiones de carbono corresponden a los vehículos de tipo buses, camiones y tractocamiones, por lo que representan una gran oportunidad para su descarbonización.

Por otro lado, en la tabla 18 se mencionan los requerimientos de combustible de hidrógeno en el transporte terrestre para los automóviles, buses y camiones de celdas de combustible, al ser tipos de vehículos para los que más se han implementado proyectos y los que se estiman, serán los principales grupos de vehículos en aplicación del hidrógeno.

Tabla 18.

*Rendimiento de combustible de H<sub>2</sub> y consumo anual por vehículo*

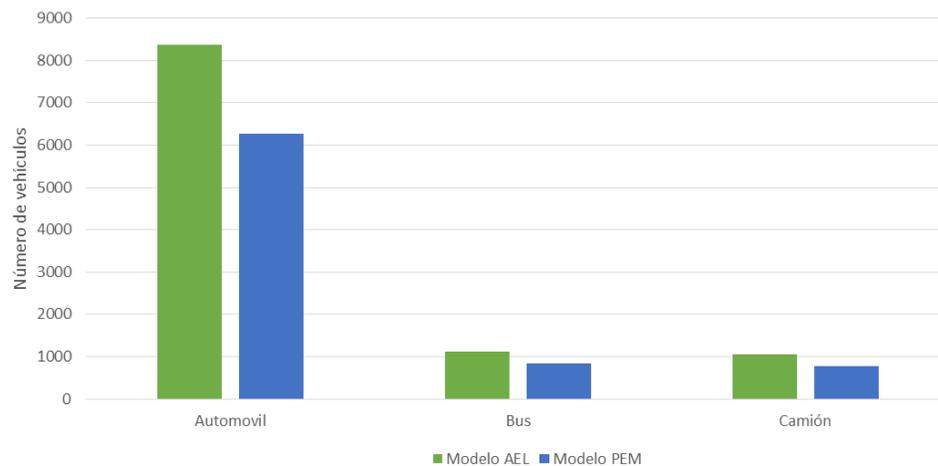
<b>Vehículo</b>	<b>kg H<sub>2</sub>/km</b>	<b>kg H<sub>2</sub>/año-vehículo</b>	<b>Fuente</b>
Automóvil	0,01	200	(Hydrogenics, 2018)
Bus	0,075	1500	(Hydrogenics, 2018)
Camión	0,08	1600	Camión XCIENT Fuel Cell de Hyundai

Nota: el consumo anual fue medido para el recorrido de 20.000 km por año.

Con lo anterior, de acuerdo a las especificaciones dadas para una capacidad de energía de 10 MW y el consumo anual de hidrógeno por vehículo (tabla 18), se compara la cantidad de vehículos que pueden ser abastecidos para los electrolizadores estudiados de cada tecnología, haciendo énfasis que la capacidad instalada de electrólisis se usa para cada vehículo por separado:

Figura 24.

*Número de vehículos abastecidos por tipo de electrolizador.*



Con los resultados se puede evidenciar la diferencia entre el abastecimiento de hidrógeno por tipo de vehículo de ambas tecnologías, lo que refleja que pueden ser repostados una mayor cantidad de automóviles en comparación con los buses y camiones debido a su más bajo consumo de hidrógeno, mientras, existe una relación de automóviles abastecidos entre alcalina y PEM de 1,33:1. Por otro lado, considerando las cifras de transporte de 2019 en Colombia (Ministerio de Transporte, 2020), para automóviles particulares se lograría aproximadamente un porcentaje de reemplazo de los mismos del 0,2%, para buses un valor entre 1,2% y 1,6%, y para camiones entre 0,4% a 0,5%, con esto se precisa que aunque los porcentajes son bajos, se podría dar el reemplazo de muchos de vehículos denominados “chimenea” que son modelos antiguos y son considerados más nocivos para el ambiente.

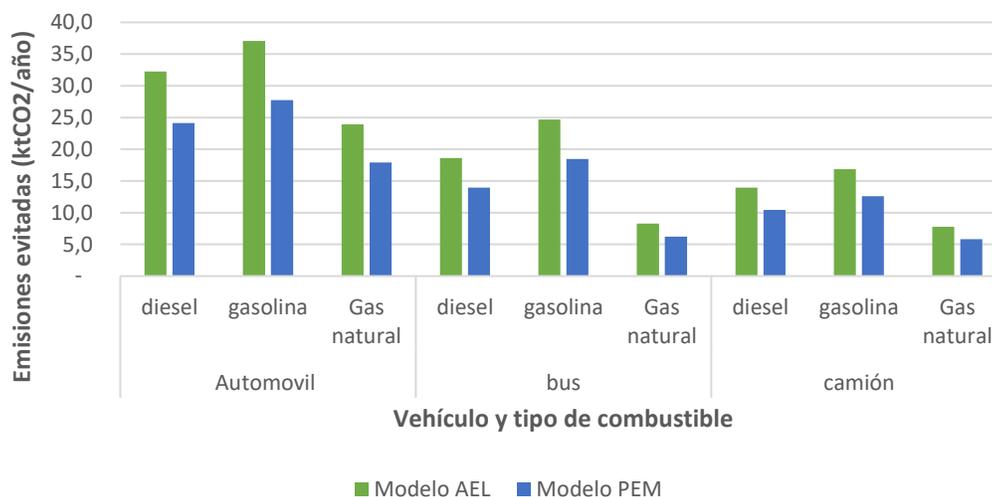
Cabe resaltar que con 10 MW de capacidad de electrólisis, la cantidad de automóviles abastecidos logra ser un número considerable, sin embargo al tratarse de transporte privado habría mayores barreras en el desarrollo y logística de las estaciones de servicio o hidrogenas que permitan el abastecimiento de la zona. Mientras que, tanto los buses como los camiones de carga, al ser tipos de transporte que cuentan con unidades de repostaje específicos, lograría presentar una

mayor facilidad en cuanto a la infraestructura requerida para el repostaje de los vehículos a través de los puntos estratégicos del repostaje de este tipo de vehículos, además, considerando que el número de buses y camiones es proporcionalmente menor a la cantidad de automóviles privados que circulan en Colombia.

Por otro lado, en la figura 25 se establece la cantidad de emisiones que se pueden evitar al usar la cantidad de vehículos que se logran repostar a través de la generación de hidrógeno por ambos electrolizadores, considerando la distancia recorrida de 20.000 km al año en cada tipo de vehículo. Cabe resaltar que para cada uno de los tipos de combustible se considera la totalidad de vehículos que lograrían abastecerse.

Figura 25.

*Emisiones evitadas por tipo vehículo de acuerdo con tipo de combustible y electrolizador*



En este sentido se puede evidenciar que al usar una potencia específica, tanto la tecnología alcalina como la PEM aportan sustancialmente sobre la reducción de las emisiones de carbono en mayor grado para los automóviles debido a la gran cantidad que se pueden abastecer en

comparación con los buses y camiones que requieren mayor cantidad de hidrógeno para recorrer la misma distancia; y sobre los casos de uso de gasolina ya que a pesar de que su factor de emisión es menor que el de diésel, un vehículo requiere de mayor volumen de esta para recorrer la misma distancia en comparación del uso de otro tipo de combustible, por lo que hay un mayor impacto positivo al reemplazar automóviles que usan este tipo de combustible y que en Colombia corresponden al 91,5% del total del parque vehicular (Ministerio de Transporte, 2020).

Adicionalmente, se debe considerar que los kilómetros recorridos al año para este estudio ha sido igual para todos los tipos de vehículos, sin embargo, es importante resaltar que ese dato es diferente para cada uno de ellos; por ejemplo, los buses y camiones tienden a recorrer una distancia mucho mayor que la que recorre un vehículo convencional, por lo que tendería a aumentar el número de emisiones generadas, en ese sentido, reemplazar un bus o camión puede representar una reducción de emisiones entre 3 a 4 veces más en comparación de automóvil. Por otro lado, aunque las emisiones producidas serían más grandes con mayor recorrido, las emisiones evitadas serían las mismas si la capacidad de electrólisis se mantiene dado que el requerimiento de combustible sería mayor y el número de vehículos repostados con hidrógeno se reduciría, por lo que para poder incrementar la cantidad de emisiones evitadas se requiere de mayores capacidades instaladas de electrólisis.

Los vehículos de alto kilometraje y alta carga como los buses y camiones son una buena oportunidad para desplegar el uso de estaciones de hidrógeno (hidrogeneras) en las rutas que estos transitan y lo que sería clave en el uso de H<sub>2</sub> verde en el transporte para estos vehículos por su gran competitividad y ventajas dado que estos presentan una mayor autonomía para mayores trayectos (>400 km) y no reducen la capacidad de carga de los vehículos de alta carga en comparación con vehículos eléctricos. Por ello, son en gran medida, un buen enfoque inicial para el desarrollo de

tecnologías limpias de hidrógeno que permitan reducir las emisiones en el sector del transporte en Colombia, sin dejar de lado los automóviles que, considerando su número elevado en el mercado, también son una gran oportunidad para afianzar y masificar la generación de hidrógeno en el país en el mediano y largo plazo.

Esto motivado al considerar el análisis en la determinación del potencial de reemplazo de vehículos en Colombia en la que: para todos los automoviles de la flota oficial de orden nacional serán potencialmente reemplazables para 2035, todos los buses posterior a 2025 y los camiones con capacidad de carga menor a 20 toneladas posterior al 2025 (UPME, 2019a). Así como de las proyecciones del H<sub>2</sub> verde en Colombia que aseguran demanda en la movilidad para el 2026 principalmente para transporte terrestre pesado (buses y camiones).

#### **4.3 Aplicación del hidrógeno verde en refinerías**

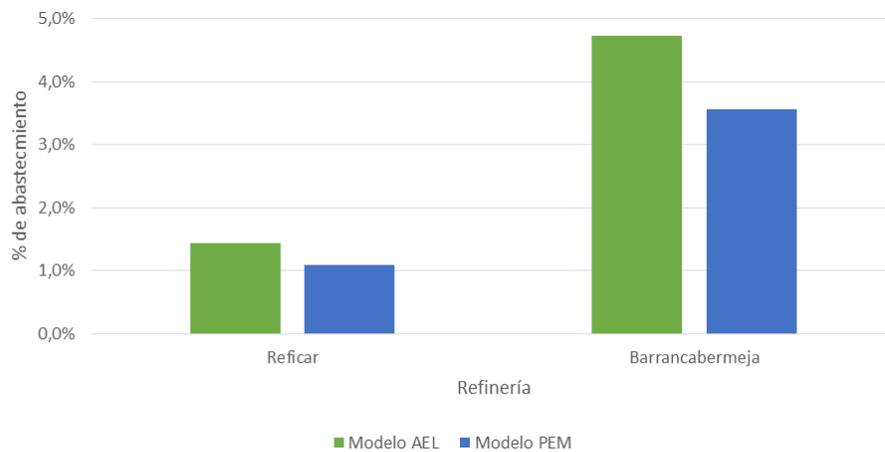
En aplicaciones petroquímicas, el hidrógeno de bajo carbono es atractivo para aportar y/o reemplazar una parte del hidrógeno demandado en las refinerías de Colombia que consumen el 99,9% del hidrógeno en el país. De acuerdo con la literatura consultada, las aplicaciones industriales pueden generar el despliegue para la expansión de la producción de hidrógeno y la capacidad de los electrolizadores a gran escala dado sus altas demandas del combustible. De este modo, el hidrógeno como materia prima o reactivo en las refinerías para el tratamiento e hidrocrackeo de combustible, es uno de los principales usos que inicialmente se le puede dar al hidrógeno en Colombia, aprovechando que ya hay una demanda existente que se basa en el hidrógeno gris.

En concordancia con la figura 5, se considera la relación entre la producción anual de hidrógeno en el país en las dos principales refinerías, siendo 115.056 tH<sub>2</sub>/año en Reficar y 35.194 tH<sub>2</sub>/año en la refinería de Barrancabermeja y la producción hidrógeno verde de ambas tecnologías

de electrólisis calculada con los 10 MW de capacidad instalada, con el fin de determinar el porcentaje de abastecimiento que se lograría tener para cada una de ellas en materia de hidrógeno.

Figura 26.

*Abastecimiento de hidrógeno verde por año en las refinerías*



Nota: cálculos realizados.

De esta manera, los resultados en la figura 22 dan evidencia que podría generarse un abastecimiento y/o reemplazo en hidrógeno verde con porcentajes bajos con el uso de una potencia de 10 MW, esto demuestra que para llegar a niveles altos de reemplazo a hidrógeno verde se requiere de proyectos muy grandes que son inviables a corto plazo debido a los costos asociados. Por ello, reemplazar parte del hidrógeno gris que se produce y consume en refinerías debe darse de manera gradual dado que el aporte de hidrógeno verde no es significativo. Asimismo, con los resultados se evidencia que el abastecimiento de H<sub>2</sub> renovable para la refinería de Barrancabermeja sería mayor debido a que como insumo se demanda en menores cantidades a diferencia de la refinería de Cartagena, sin embargo, se resalta que es el mismo aporte en cantidad de hidrógeno.

Adicionalmente, dado que el principal uso del hidrógeno se justifica en la reducción del contenido de azufre del crudo, se contempla la cantidad necesaria de hidrógeno para el tratamiento de petróleo. Así, en la tabla 19 se observan los requerimientos de hidrógeno por tipo de proceso para el tratamiento de crudo en refinerías para la producción de combustibles de bajo contenido de azufre (ULSF), en la que se logra evidenciar que se necesitan aproximadamente 9,6 kg H<sub>2</sub> por barril de crudo (Bbl) en el proceso de producción de combustibles y en el que el mayor uso del hidrógeno en refinerías se presenta en la etapa de Hidrocraqueo, representando aproximadamente el 50% de los requerimientos totales (MathPro, 2011).

Tabla 19.

*Consumo de hidrógeno en producción de combustible ULSF*

<b>Proceso</b>	<b>Tipo de proceso</b>	<b>Propósito primario</b>	<b>Consumo promedio (Kg H<sub>2</sub>/Bbl)</b>
Hidrocraqueo	Conversión	Mejora de rendimiento	4,4
FCC hidrotratamiento	Tratamiento	Mejora de rendimiento	3,3
Hidrotratamiento de nafta FCC	Tratamiento	Control de azufre	0,3
Otros hidrotratamientos de naftas	Tratamiento	Control de azufre	0,1
hidrotratamiento de destilados	Tratamiento	Control de azufre	1,5
		<b>total</b>	<b>9,6</b>

Nota: adaptado de (MathPro, 2011).

Con lo anterior se define en la tabla 20 la cantidad de barriles por año que lograrían atravesar por los procesos de Hidrocraqueo e hidrotratamiento, a partir de la relación entre la

producción de hidrógeno para cada uno de los electrolizadores y el consumo promedio aproximado de hidrógeno para un barril de petróleo.

Tabla 20.

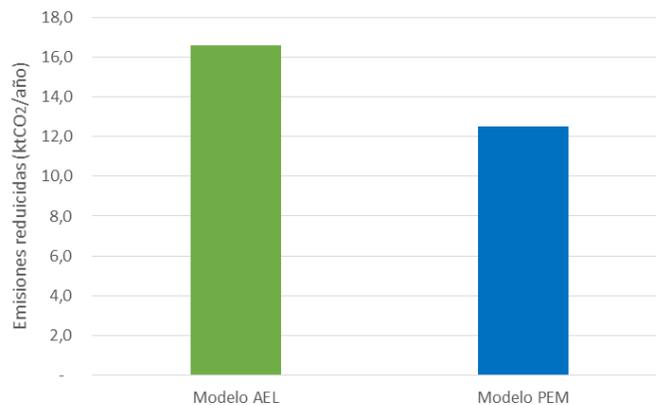
*Barriles de petróleo tratados según modelo de electrolizador*

<b>Modelo de electrolizador</b>	<b>Bbl tratados/año</b>
AEL	173.111
PEM	130.395

Es preciso mencionar que la cantidad de barriles tratados no es un valor elevado dado la cantidad de barriles que se refinan por año en el país, incluso, la cantidad de barriles que se lograrían tratar con hidrógeno verde al año en relación al presente estudio corresponderían a un valor cercano a los barriles que se tratan actualmente en una refinería por día (Reficar, 2020) ; con ello, se evidencia que para el suministro de hidrógeno que requiere una refinería en sus procesos, aún resulta indispensable contar con la producción de hidrógeno gris, no obstante resulta importante que el hidrógeno verde incursione gradualmente en su uso para refinerías, de tal manera que se reduzcan las emisiones de CO<sub>2</sub> debido a la generación del hidrógeno gris.

Debido a que la producción de hidrógeno gris en las refinerías se da a partir de reformado con vapor de gas natural, se estiman emisiones cercanas a un factor de 10 tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub> producido. Con lo anterior, se estiman emisiones teóricas aproximadas de 1.150.560 tCO<sub>2</sub> en Reficar y 351.940 tCO<sub>2</sub> en la refinería de Barrancabermeja debido a la generación de H<sub>2</sub>. Por tanto, con estos supuestos, se calculan las emisiones que se lograrían evitar al año en las refinerías del país por tipo de electrolizador usado al considerar la producción de H<sub>2</sub> con los 10 MW y el factor de emisión del reformado.

Figura 27.

*Emisiones evitadas de CO<sub>2</sub> por electrolizador en refinería*

Cabe aclarar que el porcentaje de las emisiones reducidas representarían el mismo porcentaje de suministro para cada una de las refinerías, ya que para estos cálculos se define la misma cantidad de hidrógeno producido en ambas. Aun así, se presentan emisiones evitadas por modelo de electrolizador las cuales superan las 12.000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año.

De esta manera, es claro que la potencia requerida del electrolizador para abastecer en totalidad un hidrógeno bajo en carbono hacia las refinerías sería demasiado elevada y se podría decir que inviable actualmente. Sin embargo, en principio estos proyectos proporcionarán una pequeña parte de la demanda y serán importantes para impulsar estas tecnologías en el país de la mano de la industria petrolera que busca descarbonizar sus procesos.

Por otro lado, sería clave esta aplicación para propiciar al desarrollo de las líneas de flujo o tuberías de hidrógeno, adquirir experiencia para su posterior expansión de su uso y prepararse para un posible incremento en la demanda del hidrógeno ya sea a causa de las reglamentaciones sobre el contenido de azufre o por el aumento de la producción de petróleo en el país.

Finalmente, dado que la demanda de hidrógeno es relativamente alta sería adecuado que además del hidrógeno verde se trabaje de la mano de tecnologías como el hidrógeno azul dado que

las refinerías ya cuentan con unidades de reformado con vapor de gas natural (SMR) que pueden integrar la captura, almacenamiento y uso de carbono (CCUS) y de esta manera, se involucren estas dos tecnologías para que progresivamente se logre ir descarbonizando este sector en Colombia.

#### **4.4 Aplicación del hidrógeno verde en las zonas no interconectadas**

Las zonas no interconectadas ZNI representan aproximadamente el 52% del territorio colombiano y en estas regiones está ubicada una población de 1.900.000 habitantes. Estas zonas están ubicadas principalmente en el departamento insular Archipiélago de San Andrés y Providencia, capitales departamentales (Amazonas, Vichada, Guainía y Vaupés), y 1.728 localidades (SSPD, 2017). En las ZNI existe una capacidad instalada operativa de generación 241 MW, de los cuales el 4% proviene de fuente renovable, es decir, la fuente primaria de energía de los sistemas de generación que operan en las ZNI está basada principalmente en combustibles fósiles (diésel), mientras que la fuente primaria renovable se obtiene de la tecnología hidráulica y solar fotovoltaica de pequeña escala (SSPD, 2020).

Para el presente estudio se determina la capacidad de reemplazo de suministro de energía eléctrica de origen fósil (Diésel) para una localidad promedio con características de consumo energético de zona no interconectada la cual presenta un perfil de consumo de tipo residencial, pues en las áreas remotas de ZNI existe muy poca presencia de consumidores industriales y el sector terciario alcanza una participación aproximada del 10% (Diaz Motta, 2020). Según la superintendencia de servicios públicos domiciliarios este tipo de poblaciones están ubicadas en lugares de difícil acceso por vía terrestre, con abundantes fuentes de agua en forma de ríos y

variados niveles de radiación solar medía diaria en el año lo cual puede contribuir al suministro de energía para el proceso de electrolisis.

En este caso, se planteará una localidad de aproximadamente 9.000 habitantes, lo anterior de acuerdo con la información correspondiente al número de suscriptores promedio de las ZNI obtenida de la Superintendencia de servicios públicos domiciliarios (SSPD, 2020) la cual estaría distribuida de acuerdo con la tabla 21.

Tabla 21.

*Distribución de la ZNI para el estudio*

<b>Tipo de unidad de consumo</b>	<b>Cantidad</b>
Residencia	2.250
Escuela rural	1

Nota: elaboración realizada de acuerdo con el promedio de suscriptores de comunidades de ZNI del territorio colombiano, adaptado de (SSPD, 2020).

Por otra parte, en la tabla 22 se pueden observar los valores de demanda eléctrica residencial en kilovatios-hora (kWh) a partir del promedio de las ZNI:

Tabla 22.

*Consumo anual promedio de energía para residencia y escuela rural*

<b>Unidad de consumo</b>	<b>Consumo anual energía (KWh)</b>
Residencia	1.200
Escuela rural	2.340

Nota: Los valores de consumo promedio de energía eléctrica corresponden a los valores estándares de una ZNI. Adaptado de (SSPD, 2020).

De acuerdo con los cálculos realizados de producción anual de hidrógeno para cada modelo con los 10 MW y considerando el poder calorífico del hidrogeno, se obtiene la producción de energía anual promedio teórica con un valor de 55.758.313 kWh para el electrolizador alcalino y 41.710.114 kWh para el PEM, con el fin de determinar el porcentaje de abastecimiento de energía eléctrica de la comunidad.

Para la conversión de hidrogeno a energía eléctrica se tiene en cuenta el uso de la celda de combustible comercial “PEM de membrana Nafion 117”, la cual posee una eficiencia teórica de conversión de hidrogeno a energía eléctrica del 84% (Pineda Reyes & Montoya García, 2013). De esta manera se puede obtener el valor de suministro de energía eléctrica ofrecida por el sistema electrolizador-celda de combustible mediante el producto entre la energía total suministrada y la eficiencia teórica de la celda de combustible.

En la tabla 23 se observan los resultados de suministro de energía eléctrica anual para los equipos seleccionados en el presente estudio.

Tabla 23.

*Suministro de energía promedio anual por modelo de electrolizador*

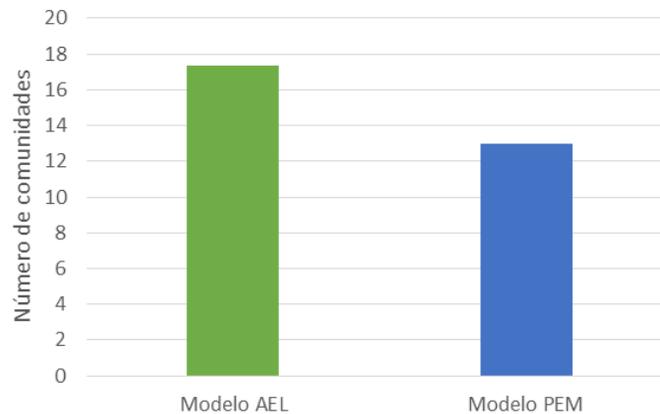
<b>Modelo de electrolizador</b>	<b>Suministro de energía promedio anual (KWh)</b>
AEL	46.836.983
PEM	35.036.496

Posteriormente, al conocer el consumo de electricidad de una residencia y de una escuela, se determina el consumo anual de electricidad en una comunidad de ZNI con un valor de 2.702.340 kWh, y con ello a partir de la relación entre el suministro de energía por electrolizador y el consumo para una comunidad se calcula el número total de comunidades con característica de distribución

y consumo de energía similar a la comunidad descrita en la tabla 21 que podrían ser beneficiadas con energía eléctrica de celda de combustible:

Figura 28.

*Comunidades abastecidas por modelo de electrolizador*



De acuerdo con los resultados, se logra abastecer de energía eléctrica mediante celda de combustible a un número considerable de comunidades con las características mencionadas anteriormente, es válido mencionar que estas cifras no sobrepasan el 1% del total de comunidades de ZNI que existen en Colombia (SSPD, 2017), además, cabe resaltar que este tipo de generación de energía eléctrica a partir de hidrógeno tendrá una mayor oportunidad de desarrollo en aquellas comunidades que presenten potenciales tanto en recursos hídricos como en fuentes de energía como la solar y eólica.

Por otro lado, el objetivo nacional en materia de energía de ZNI es contribuir al uso integral y eficiente de los recursos energéticos. Por lo anterior se decidió estimar la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> que se podría obtener al implementar el hidrogeno como vector energético en reemplazo del diésel como la principal fuente de energía para ZNI para la comunidad del estudio. En la tabla

24 se determina el consumo de diésel equivalente a partir del cálculo de la energía requerida para el número de residencias y escuelas rurales que se logran abastecer a partir de cada modelo de electrolizador y el poder calorífico del diésel el cual es de 3,86 KWh/gal según la Resolución 180134 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía.

Tabla 24.

*Consumo promedio anual de combustible diésel equivalente al uso de hidrógeno para generación eléctrica*

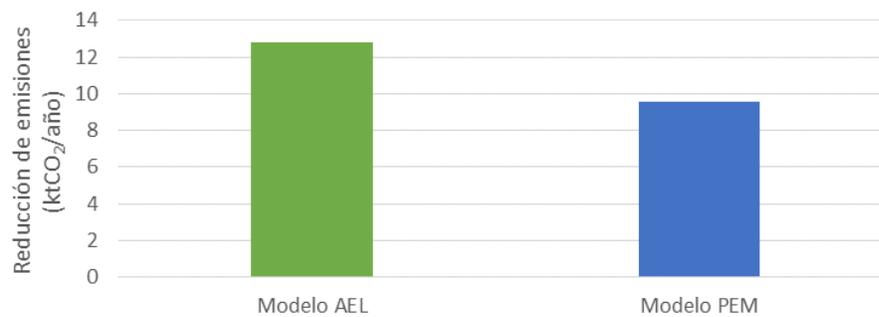
Modelo de electrolizador	Suministro promedio anual (KWh)		Consumo diésel equivalente (gal)		Consumo diésel (gal)
	Residencia	Escuela rural	Residencia	Escuela rural	
AEL	46.796.426	40.557	1.212.343	1.051	1.213.393
PEM	35.006.157	30.339	906.895	786	907.681

Nota: se considera consumo promedio anual de combustible Diésel por unidad de residencia y escuela rural.

Posteriormente, se determinan las emisiones de CO<sub>2</sub> que pueden ser evitadas en el total de comunidades abastecidas de energía eléctrica, a partir del producto entre el consumo total de diésel requerido para la generación de energía de las residencias y escuelas rurales y el factor de emisión de CO<sub>2</sub> que es de 2,79 Kg CO<sub>2</sub>/litro diésel consumido (oficina catalana del canvi climatic, 2011).

Figura 29.

*Reducción de emisiones de CO2 por modelo de electrolizador*



Por medio de la relación entre la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por año (figura 29) y los KWh anuales producidos a partir del uso de celda de combustible para cada electrolizador (tabla 23), se calcula un valor de emisiones evitadas de 26 gramos de CO<sub>2</sub> por KWh para la generación de electricidad en las ZNI del estudio a partir de la utilización de 10 MW de energía renovable, lo que proporciona un buen panorama para la reducción de emisiones de las ZNI.

Sin embargo, es importante resaltar que las celdas de combustibles presentan eficiencias de conversión de hidrogeno en energía eléctrica inferiores a las planteadas en el presente trabajo, por lo que esas eficiencias más bajas limitan el suministro de energía en la entrega a los usuarios finales y consigu se conduce a una inviabilidad técnica debido a la ineficiencia total del proceso no sólo de conversión de energía eléctrica a hidrógeno, sino de hidrógeno a energía eléctrica nuevamente y económica por los costos elevados que esta representa actualmente.

Por otro lado, es válido resaltar la labor que representaría utilizar el hidrogeno como forma de aumentar la seguridad energética en comunidades de ZNI con características de consumo como la descritas en el caso estudio o en el resto del país, especialmente cuando se presentan fenómenos naturales como el del niño debido a que Colombia está condicionada a la generación a través de las hidroeléctricas, con ello, el hidrógeno se convierte en una opción segura para abastecer

energéticamente a las poblaciones de ZNI en las próximas décadas, ofreciendo un servicio de energía eléctrica por medio del aprovechamiento de los excesos de energía de fuentes renovables como la solar y eólica que son intermitentes y la ventaja en el consumo que representa la continuidad en el suministro.

Por último, los resultados ofrecen una perspectiva optimista en términos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y un punto de partida para realizar investigaciones de mayor alcance, más aun considerando los avances que se están produciendo asociados al H<sub>2</sub> en búsqueda de una mejor calidad de vida para las comunidades de las ZNI y su desarrollo sostenible.

## **5. Discusión de resultados**

El análisis se desarrolló para cuatro potenciales usos del hidrógeno considerando el enfoque de los proyectos en planeación y desarrollo a nivel mundial y las proyecciones trazadas de entes expertos para este combustible limpio. Se obtiene que, al implementar 10 MW de potencia en un modelo de electrolizador alcalino o PEM para la producción de hidrógeno y su uso en cada una de las aplicaciones mencionadas, se logran abastecer en bajos porcentajes debido a la gran cantidad de energía o insumo que estos necesitan, mientras que se logran reducir gran cantidad de emisiones para cada uno de ellos, aunque se requiere de mayores potencias para descarbonizarlos sustancialmente. Con lo anterior, para el uso del hidrogeno en mezcla con gas natural se logra una reducción de 3.000 a 5.000 toneladas de CO<sub>2</sub> por año con un porcentaje de abastecimiento menor al 1% para cada aplicación final; al utilizarse como combustible en aplicación para el transporte ya sea para automóviles, buses o camiones se presenta un rango de reducción total anual de 6.000 a 37.000 toneladas de CO<sub>2</sub> y logrando abastecer hasta desde 700 a 8000 vehículos dependiendo

del tipo de vehículo y combustible fósil usado; al ser aplicado como materia prima en refinería para procesos de hidrotratamiento e Hidrocraqueo de crudo como reemplazo de hidrogeno gris que se usa actualmente, se evidencia disminución de las emisiones anuales representadas en la generación de hidrógeno gris de 12.000 a 17.000 toneladas de CO<sub>2</sub> con una capacidad de abastecimiento hasta del 1 al 4% dependiendo de la refinería; y por último, al plantearse como vector energético para la producción de electricidad por medio de celda combustible para las ZNI, se lograrían evitar desde 9.000 a 12.000 toneladas anuales de CO<sub>2</sub> como reemplazo del uso de diésel para este propósito y en el que lograrían abastecerse desde 13 a 17 comunidades con características de consumo como la descrita para el caso. Por tanto, en concordancia con los resultados y las proyecciones del hidrógeno, el sector más atractivo para el uso de hidrógeno verde estaría encaminado hacia el de movilidad en el que se lograrían evitar grandes cantidades de emisiones de carbono difíciles de reducir; el uso en refinerías lograría no sólo reducir sus emisiones sino generar su despliegue debido a la existencia de una demanda actual en Colombia; mientras que para la mezcla con gas natural se requieren adecuaciones para las redes de gasoductos que permitirían su distribución y en la generación de energía eléctrica se resalta que a pesar de evitar emisiones la tecnología no resulta eficiente en comparación con otras opciones de generación eléctrica renovable.

## 6. Conclusiones

El hidrógeno verde es importante para Colombia debido a que es un vector energético que logra un acoplamiento sectorial y esto le permite descarbonizar sectores que son complejos en reducir sus emisiones como la industria o la movilidad, diversifica la matriz y se encamina a la transición energética ya que no emite CO<sub>2</sub> en su producción y en su combustión.

Al implementar 10 MW de capacidad de electrólisis sería clave como aplicación inicial el uso de hidrógeno verde en las refinerías al contar con una demanda existente y donde se logran evitar entre 12.000 y 16.000 tCO<sub>2</sub>/año, es decir, un valor aproximado del 1% de las emisiones totales en estas, e implementarlo como mezcla en la red de gas natural con un enfoque de uso térmico e industrial en los que se alcanzan reducción de emisiones entre 3.800 y 5.000 tCO<sub>2</sub>/año y porcentajes de mezcla inferiores al 0,1%, siendo este un valor dentro de las condiciones aceptables del sistema de gas natural.

En conformidad con la producción obtenida con 10MW de capacidad de electrólisis se precisa el sector de movilidad como el más atractivo para reducir emisiones en el país al reemplazar automóviles particulares en el que se logran disminuir hasta 37.000 tCO<sub>2</sub>/año de los 29 MtCO<sub>2</sub>/año que son emitidos actualmente, sin embargo, a corto plazo sería importante adoptar esta tecnología en buses y camiones al poseer mayor autonomía y superar los desafíos de infraestructura con estaciones de servicio estratégicas.

A partir de la capacidad de producción de hidrógeno de los modelos de electrolisis AEL y PEM basados en 10 MW de capacidad de electrólisis para su uso en cada una de las aplicaciones potenciales en el país es posible obtener hasta un 3,1% de reducción de emisiones respecto a la

meta de descarbonización de 2,3 MtCO<sub>2</sub>/año para alcanzar el carbono neutralidad para el año 2050.

## 7. Recomendaciones

Se requiere de una mayor profundización sobre cada una de las aplicaciones estudiadas en términos de los recursos disponibles que se requieren para los procesos de electrólisis en las diferentes regiones del país ya que según este potencial de recursos se harán viables los proyectos, por ejemplo, el potencial de las fuentes no convencionales de energía renovable que influyen directamente en los costos y de las fuentes hídricas cercanas.

Se hace necesario estudiar la normativa y reglamentaciones en materia política que podrían regir para la implementación del hidrogeno verde en Colombia con el fin de obtener orientación acerca de los procesos de producción y aprovechamiento energético de este combustible en los diferentes sectores potenciales de aplicación.

Es indispensable realizar un análisis económico de las diferentes etapas del proceso de producción de hidrogeno en el que se contemplen aspectos como costos de generación de energía renovable o costos asociados al capital de inversión, y de esta manera determinar la viabilidad económica para el desarrollo de los proyectos de hidrógeno para cada una de las aplicaciones.

Es importante realizar revisión de las actuales especificaciones técnicas para cada una de las aplicaciones potenciales con el fin de determinar las diferentes modificaciones y adaptaciones que se deben realizar para el adecuado uso del hidrógeno verde, además, tener en cuenta para estudios posteriores a las industrias como la del amoniaco, acero y cemento que se prevén con alto potencial para el uso del H<sub>2</sub> verde.

### Referencias Bibliográficas

- ANDI Colombia. (2021). El futuro del hidrógeno en Colombia [video]. YouTube. Recuperado de:  
[https://www.youtube.com/watch?v=s47QbBnGmFY&t=2347s&ab\\_channel=ANDIColombia](https://www.youtube.com/watch?v=s47QbBnGmFY&t=2347s&ab_channel=ANDIColombia)
- Anon. (2019). The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities - Report prepared for the G20, Japan. *International Energy Agency, June*.
- Boudries, R., Khellaf, A., Aliane, A., Ihaddaden, L., & Khida, F. (2014). PV system design for powering an industrial unit for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(27), 15188–15195. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.04.166>
- BP. (2020). *Statistical Review of World Energy globally consistent data on world energy markets . and authoritative publications in the field of energy The Statistical Review world of World Energy and data on world energy markets from is The Review has been providing*. 66.
- Catarino, J., Picado, A., & Lopes, T. (2021). *Assessing water availability and use for electrolysis in hydrogen production. March*. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.18531.27685>
- De Troya Calatayud, J. J., Carral Couce, L., Álvarez Feal, C., & Rodríguez Guerreiro, M. J. (2011). Estudio comparativo del uso del hidrógeno frente a combustibles fósiles en motores de combustión interna en buques. *Construcciones Navales - Universidad de la Coruña. Xxii Copinaval*, 1–23.
- Delgado, S. (2015). *Análisis de sensibilidad de parámetros de diseño de sistemas de producción de hidrogeno a partir de energía solar fotovoltaica*.
- Diaz Motta, A. (2020). *Estudio de factibilidad técnico-económica de un sistema de generación híbrido para zonas no interconectadas de Colombia*.

- Divisek, J. (1990). *Water electrolysis in a low and medium temperature regime, in electrochemical hydrogen technologies-electrochemical production and combustion of hydrogen*. 137–212.
- ENGIE. (2016). Hydrogen: developing the renewable energy of the future, today. Recuperado de: <https://innovation.engie.com/en/news/news/new-energies/hydrogen-developing-the-renewable-energy-of-the-future-today-1/3371>
- Goenaga, G. (2021). Producción de hidrógeno ¿Electrólisis, la mejor alternativa? En Simposio: Tecnologías de producción de hidrógeno: oportunidades y desafíos para el desarrollo de una economía basada en el hidrógeno. Simposio dirigido por la Universidad de la Guajira.
- Grupo Empresarial Nutresa. (2013). *Manual de Transporte Limpio*.
- Guban, D., Muritala, I. K., Roeb, M., & Sattler, C. (2020). Assessment of sustainable high temperature hydrogen production technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(49), 26156-26165. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.145>.
- Heraeus. (2020). the Platinum Standard 2020. SFA (Oxford). Recuperado de: [https://www.heraeus.com/media/media/hpm/doc\\_hpm/precious\\_metal\\_update/The\\_Platinum\\_Standard\\_2020.pdf](https://www.heraeus.com/media/media/hpm/doc_hpm/precious_metal_update/The_Platinum_Standard_2020.pdf)
- Herraiz, I. (2012). *Desarrollo de nuevos materiales de electrodo para la obtención de Hidrógeno a partir de la electrólisis alcalina del agua*.
- Hinojosa, J. (2021). Hidrógeno como vector energético: Pieza clave en la descarbonización de la energía y el transporte. Inicio. Programa de Formación de Líderes Energéticos dirigido por el Consejo Mundial de Energía Colombia.
- Hydrogenics. (2018). Brochure: Renewable Hydrogen Solutions. Recuperado de: <http://www.hydrogenics.com/wp-content/uploads/Renewable-Hydrogen-Brochure.pdf>
- Hydrogen Council. (2021). *Hydrogen Insights. February*, 58.

HydrogenTools. Hydrogen Tools Portal. Recuperado de <https://h2tools.org/>

Hyundai Motor Company. (2020). Why Hydrogen for Heavy Road Transport? XCIENT Fuel Cell.

Recuperado de: <https://trucknbus.hyundai.com/global/es/products/truck/xcient-fuel-cell>

IDEAM. Zonificación hidrográfica. IDEAM - Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios

Ambientales. Recuperado de: <http://www.ideam.gov.co/web/agua/zonificacion-hidrografica>

IDEAM. (2015). Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia. *Ideam*, 1.

IEA. (2019). Data and Statistics. Recuperado de: [https://www.iea.org/data-and-statistics/data-](https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=COLOMBIA&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2BySector)

[browser?country=COLOMBIA&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2BySector](https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=COLOMBIA&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2BySector)

IEA. (2019a). *The Future of Hydrogen* (Issue June). recuperado de:

<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

IEA. (2019b). The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities - Report prepared for the

G20, Japan. International Energy Agency, June.

IEA. (2020). Current limits on hydrogen blending in natural gas networks and gas demand per

capita in selected locations, IEA, Paris. Recuperado de: [https://www.iea.org/data-and-](https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/current-limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-and-gas-demand-per-capita-in-selected-locations)

[statistics/charts/current-limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-and-gas-](https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/current-limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-and-gas-demand-per-capita-in-selected-locations)

[demand-per-capita-in-selected-locations.](https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/current-limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-and-gas-demand-per-capita-in-selected-locations)

IEA(2020b). HydrogenProjectDatabase. recuperado de: [https://www.iea.org/reports/hydrogen-](https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database)

[projects-database](https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database)

Ihobe, S. P. de G. A. (2012). Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-

1:2006 para el desarrollo de inventarios de Gases de Efecto Invernadero en organizaciones.

14064-1:2006, 1(UNE-ISO), 106. Recuperado de:

[https://www.euskadi.eus/contenidos/documentacion/uneiso14064/es\\_def/adjuntos/PUB-](https://www.euskadi.eus/contenidos/documentacion/uneiso14064/es_def/adjuntos/PUB-2012-019-f-C-001.pdf)

[2012-019-f-C-001.pdf](https://www.euskadi.eus/contenidos/documentacion/uneiso14064/es_def/adjuntos/PUB-2012-019-f-C-001.pdf)

Ingfocol Ltda. Atlas potencial Hidroenergético. *Atlas de Potencial Hidroenergético de Colombia*.

*UPME*, 25–36. [http://www1.upme.gov.co/Documents/Atlas/Atlas\\_p25-36.pdf](http://www1.upme.gov.co/Documents/Atlas/Atlas_p25-36.pdf)

IPCC. (2018). Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. In Press.

IRENA (2018), Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Khouya, A. (2021). Hydrogen production costs of a polymer electrolyte membrane electrolysis powered by a renewable hybrid system Ahmed. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(27), 14005–14023.

Koj, J. C., Wulf, C., & Zapp, P. (2019). Environmental impacts of power-to-X systems-A review of technological and methodological choices in Life Cycle Assessments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 865-879.

Kovač, A., Paranos, M., & Marciuš, D. (2021). Hydrogen in energy transition: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(16), 10016–10035. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.256>

MathPro. (2011). Introducción a la refinación del petróleo y producción de gasolina y diesel con contenido ultra bajo de azufre. *The International Council on Clean Transportation*, 45.

Minenergía. (2021a). Hoja de Ruta Del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable. In *Hydrogen Roadmap*.

Minenergía. (2021b). Informe de reservas 2020 y declaración de producción de Gas Natural. p 5-24.

- Ministerio de Minas y Energía (2021). Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia.
- Ministerio de Transporte. (2020). *Transporte en cifras: vigencia 2019*.
- MITERD. (2020). Hoja de Ruta Del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable. In *Hydrogen Roadmap*. <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/hoja-de-ruta-del-hidrogeno-renovable.aspx>
- Nigel Rambhujun, Saad Salman Muhammad, Wang Ting, Pratthana Chulaluck, Sapkota Prabal, Costalin Mehdi, Lai Qiwen, Aguey-Zinsou Kondo-Francois.(2020). Renewable hydrogen for the chemical industry. *MRS Energy & Sustainability* 2020;7:E33.
- Noussan, M., Raimondi, P. P., Scita, R., & Hafner, M. (2021). The role of green and blue hydrogen in the energy transition—a technological and geopolitical perspective. *Sustainability (Switzerland)*, 13(1), 1–26. <https://doi.org/10.3390/su13010298>
- NREL. (2008). Hydrogen data. *DOE Hydrogen Program*, C(October), 6–7.
- oficina catalana del canvi climatic. (2011). *Guia Practica para el Calculo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)*.
- Ortiz Pérez, M. (2020). *Sistema Power To Gas*. Universidad de Sevilla.
- Picchi, C. A. (2018). *Producción de hidrógeno a partir del excedente de energía eléctrica proveniente de renovables*. <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/91737/fichero/TFG-1737-MOECKEL.pdf>
- Pineda Reyes, H., & Montoya García, M. (2013). Optimización de una celda combustible de hidrógeno. *Scientia Et Technica*, 18(1), 204. <https://doi.org/10.22517/23447214.7131>
- Pino, A. (2009). *Aprovechamiento De Recursos Energéticos Renovables No Integrables En La Red Eléctrica. El Caso De La Producción De Hidrógeno*.

Reficar. (2020). Historia de la refinería de Cartagena. Refinería de Cartagena. Recuperado de: <https://www.reficar.com.co/en/quienes-somos>.

Roest, E. Van Der, Snip, L., Fens, T., & Wijk, A. Van. (2020). Introducing Power-to-H<sub>2</sub> : Combining renewable electricity with heat, water and hydrogen production and storage in a neighbourhood. 257

Sastre, I. (2010). *Aplicación de la energía eólica para la producción de hidrógeno mediante electrólisis*. Universitat Politècnica de Catalunya.

Shi, X., Liao, X., & Li, Y. (2020). Quantification of fresh water consumption and scarcity footprints of hydrogen from water electrolysis: A methodology framework. *Renewable Energy*, 154, 786–796.

SSPD. (2017). *Diagnóstico Anual de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en las Zonas no Interconectadas*. September, 1–43. [https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/SSPD Publicaciones/Publicaciones/2018/Sep/diagnosticozni-superservicios-oct-2017.pdf](https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/SSPD/Publicaciones/Publicaciones/2018/Sep/diagnosticozni-superservicios-oct-2017.pdf)

SSPD. (2020). *Zonas no interconectadas – ZNI Informe sectorial de la prestación del servicio de energía eléctrica 2020*.

U.S. Department of Energy. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy: Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office. Recuperado de <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-and-fuel-cell-technologies-office>

U.S. Department of Energy. (2008). *The Impact of Increased Use of Hydrogen on Petroleum Consumption and Carbon Dioxide Emissions*. August.

UPME. (2019a). *Estructurar las bases del programa de reemplazo tecnológico de la flota oficial del país, para acelerar la adquisición de vehículos de bajas y cero emisiones para entidades*

*públicas de orden nacional y sus oficinas territoriales.*

UPME. (2019b). *Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética Resumen Ejecutivo BEU Sector Residencial y Terciario*. 20.

Vásquez, R y Salinas, F., D. G. für I. Z. (GIZ) G. (2018). *y perspectivas para Chile Tecnologías del*. 135.

Vincent, I., & Bessarabov, D. (2018). Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(February 2017), 1690–1704. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.258>