

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

Analysis of the potential of the use of green hydrogen to reduce carbon emissions in Colombia

Jhon Alex Muñoz Fernández *, Wilson Andrés Beleño Mendoza, Harving Díaz Consuegra


*Universidad Industrial de Santander, Colombia. Correo electrónico: jhonmf21@gmail.com.

Recibido: 07 febrero, 2022. **Aceptado:** 07 febrero, 2022. **Versión final:** 30 junio, 2022.

Resumen

El hidrógeno verde consiste en una alternativa versátil, prometedora para el futuro energético al ser un vector que facilita el almacenamiento de energía de las fuentes renovables intermitentes como la solar o eólica y al proporcionar su energía limpia en industrias difíciles de descarbonizar, cuyo fin es de reducir progresivamente la dependencia de combustibles fósiles y mitigar el calentamiento global. En el presente artículo se plantea un análisis sobre el aporte del hidrógeno (H₂) verde para reducir emisiones con referencia a un año para 4 sectores con aplicabilidad en Colombia, asociados 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). A partir de un modelo de electrolizador alcalino y PEM con potencias similares, se determina la capacidad de producción de hidrógeno verde con base en el cálculo del balance de masa y energía y 10 MW de capacidad de electrólisis. Con lo anterior, al considerar el consumo de combustible fósil para cada sector, se evaluó el abastecimiento de hidrógeno verde en el que se evidencia un porcentaje de suministro o reemplazo con valores cercanos al 1% respecto al total de combustible fósil demandado en el país, y se estimó la reducción de emisiones apalancada con el uso del H₂ en cada sector bajo la metodología de cuantificación de emisiones de dióxido de carbono, en el que se identificaron reducciones entre 3.000 y 37.000 toneladas de CO₂ dependiendo el sector.

Palabras clave: hidrógeno verde, aplicaciones del hidrógeno, producción de hidrógeno verde, reducción de emisiones, movilidad, refinería, mezcla con gas natural, celda de combustible.

Como citar: Muñoz, J., Beleño, W., & Díaz, H. (2022). Análisis del potencial del uso de hidrógeno verde para reducción de emisiones de carbono en Colombia. *Revista Fuentes: el Reventón Energético*, 20(1), 57–72. <https://doi.org/10.18273/revfue.v20n1-2022006> 

Abstract

Green hydrogen is a promising versatile alternative for the future of energy as it is a vector that facilitates the storage of energy from intermittent renewable sources such as solar or wind and provides its clean energy in industries that are difficult to decarbonize, the purpose of which is to progressively reduce the dependence on fossil fuels and mitigate global warming. This article presents an analysis of the contribution of green hydrogen (H₂) to reduce emissions with reference to one year for 4 sectors with applicability in Colombia associated with: blending in the natural gas network, use in transportation, treatment of crude oil in refineries and electricity generation for non-interconnected areas (NIZ). Based on an alkaline and PEM electrolyzer model with similar powers, the green hydrogen production capacity is determined based on the calculation of the mass and energy balance and 10 MW of electrolysis capacity. Hence, when considering the consumption of fossil fuel for each sector, the supply of green hydrogen was evaluated in which a percentage of supply or replacement is evidenced with approximate values to 1% with respect to the total fossil fuel demanded in the country and the emission reduction leveraged with the use of H₂ was estimated in each sector under the carbon dioxide emissions quantification methodology, in which reductions between 3.000 and 37.000 tons of CO₂ were identified depending on the sector.

Keywords: Green hydrogen, Electrolysis, Hydrogen Applications, green hydrogen production, emission reduction, mobility, refinery, blending with natural gas, fuel cell.

1. 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 1,5°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 que han reducido 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, por lo que las acciones se encaminan hacia el desarrollo de este tipo de proyectos en la zona norte del país en la que existe un mayor potencial de recursos renovables de energía solar y eólica (Minenergía, 2021a).

Según lo señalado por la British Petroleum (BP, 2020) en el 2019 el consumo de energía primaria en Colombia fue fósil en un 75%, lo que 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. Además, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA: Data and Statistics, 2019), con el transcurso de los años las cantidades de CO₂ han ido aumentando paulatinamente en Colombia con valores de 73 millones de toneladas de dióxido de carbono (MtCO₂) a 2018, en el que los sectores que incurren en mayor grado a las emisiones son el transporte con valores aproximados al 40%, el industrial y el de energía eléctrica y calor, cercanos al 20% cada uno. En este sentido, se requeriría de una reducción aproximada de 2,3 MtCO₂/año para lograr la neutralidad de carbono para el año 2050, es decir, una reducción anual de 3,1% del total de emisiones generadas.

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, para la generación de calor en las industrias o para los procesos de refinación de hidrocarburos. En este sentido, el hidrógeno verde es una alternativa para reducir la dependencia del uso de combustibles fósiles en la actualidad, sin embargo, se requiere de una mayor maduración de esta industria para que sea económicamente competitiva, lo que se prevé para el 2030, de acuerdo con la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia (Minenergía, 2021a). Se presenta como el energético que sería clave para contrarrestar la huella de carbono y que acelerará el despliegue de las FNCER 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 CO₂ en sus procesos, así como de la caída en sus precios asociados a los costos de la generación de energía de las energías renovables como la solar y eólica que disminuyen proporcionalmente (IEA, 2019b).

El presente artículo 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 en las emisiones de CO₂ que se lograrían reducir en cuatro sectores potenciales para su aplicación. 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 la movilidad, refinación, el sector del gas natural y generación eléctrica, descubriendo el impacto positivo que reforzaría las estrategias para la diversificación de la canasta energética con el acoplamiento del hidrógeno verde, el logro de la descarbonización sectorial y, con ello, la mitigación del cambio climático. Es válido mencionar que no se contemplan aspectos económicos relacionados a la producción o uso del hidrógeno verde.

1.1. Consumo de hidrógeno en el mundo y Colombia

Según la (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 (MtH₂/año), cuya utilidad se concentra en más de un 94% tanto en petroquímica como en producción química. Por consiguiente, la demanda de hidrógeno ha ido incrementando y se espera continúe con esa tendencia, sin embargo, al ser producido a gran escala a partir de combustibles fósiles, conocido como hidrógeno gris, se estiman emisiones generadas de 830 MtCO₂/año (IEA, 2019a).

Por su parte, según cifras de Ecopetrol, Colombia presenta una demanda aproximada de 150 mil toneladas de hidrógeno gris, en el que el 99,9% de la demanda la abarca la industria petrolera con las refinerías de Cartagena con el 76,5% y Barrancabermeja con el 23,4%, donde la producción del combustible aporta al 25% de las emisiones generadas de las refinerías (ANDI Colombia, 2021).

Por tanto, a pesar de que con el uso del hidrógeno no se generan emisiones, sus procesos de producción actuales a gran escala mediante combustibles fósiles pueden producir gran cantidad de dióxido de carbono, por lo que resulta importante que, si se usa el hidrógeno con fines de descarbonización, se propenda por no generar emisiones en su etapa de producción, lo que se puede lograr con el hidrógeno verde.

1.2. Cadena de valor del hidrógeno verde

En la figura 1 se logra evidenciar la etapa de generación del hidrógeno que comprende la captación de agua, en donde se asocian otros pasos como su transporte a la planta de producción de hidrógeno, almacenamiento y tratamiento, el uso de fuentes de energía renovables que suministren la energía eléctrica para la unidad de producción compuesta por un electrolizador en el que se divide el agua previamente desionizada en oxígeno e hidrógeno (Catarino, Picado y Lopes, 2021), luego el hidrógeno se comprime y almacena, ya sea a través de tanques de almacenamiento, inyección de red de gas existente, almacenamiento bajo tierra, en superficies sólidas por adsorción o en otros compuestos químicos y luego su transporte se articula, así como con otros combustibles, con base al volumen de hidrógeno y la distancia de su suministro (U.S. Department of Energy).

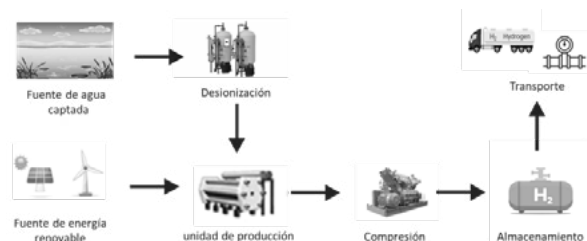


Figura 1. Cadena de valor del hidrógeno verde.

1.3. Alternativas para la implementación del hidrógeno en Colombia

El hidrógeno se caracteriza por ser una tecnología versátil que puede acoplarse a diferentes sectores. Koj, Wulf y Zapp (2019) aseguran que es posible transformar la energía eléctrica renovable en H₂ para su uso en industrias como la del gas (Power to gas), química (Power to Chemical), movilidad (Power to Mobility) o eléctrica (Power to Power). A continuación, se explican cada una de ellas para su posible aplicación en Colombia:

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 CO₂ capturado. Se precisa la mezcla del hidrógeno con el gas natural la cual 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 10%, 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 (IEA, 2020).

Por otro lado, teóricamente el hidrógeno puede mezclarse 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 es necesario identificar las adaptaciones que se deben realizar para disponerlo en estas redes.

Power to mobility: una de las principales metas del hidrógeno a futuro de acuerdo con las principales proyecciones 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 es el área más activa a nivel global en el despliegue del hidrógeno verde en la actualidad, de ahí la importancia que tienen los FCEVs cuya ventaja con vehículos eléctricos para los casos de aplicación radica en los segmentos del transporte de largas distancias y carga pesada. Conforme a esto, los FCEVs poseen mayores ventajas para uso a distancias más largas al presentar mayor autonomía, asimismo, 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 (IEA, 2019b).

Power to chemical: de acuerdo a lo mencionado anteriormente, el hidrógeno se usa convencionalmente para la producción de amoníaco, metanol o para los procesos de tratamiento de crudos en las refinerías, 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). Para el tratamiento de crudo se usa principalmente para el hidrotratamiento con la eliminación de impurezas como el azufre del petróleo y en Hidrocrackeo 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. Por ello, el consumo de H₂ en refinerías depende en gran medida de la demanda de combustibles y controles estrictos sobre el contenido de azufre que tienen estos (MathPro, 2011).

Asimismo, se apunta que su aplicación en refinerías no solo 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.

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, 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. Esto hace del hidrógeno una solución para almacenar energía de las FNCER por largos periodos con uso atractivo hacia las áreas no interconectadas que generalmente usan sistemas de generación a diésel que producen emisiones de gases de efecto invernadero.

De esta manera, 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 (U.S. Department of Energy).

1.4. 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.14).

Entre ellos, se contemplan los electrolizadores alcalinos (AEL) y los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM).

Electrolizadores alcalinos: es una tecnología madura que adopta el modelo estándar actual para la electrólisis a escala industrial. Según 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), el cual 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 electrólisis, y soporta las variaciones de pH que se producen por las modificaciones de la concentración de protones.

De acuerdo con la figura 2 el proceso está conformado por una etapa de disociación de dos moléculas de agua en una de gas de hidrógeno y dos iones hidroxilos. 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).

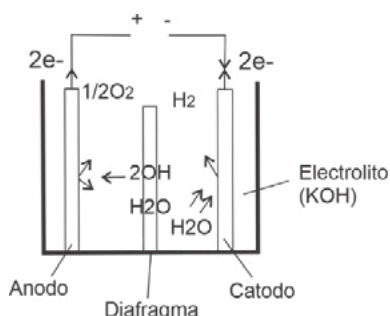


Figura 2. Esquema de proceso de electrólisis alcalino. Adaptado de (Delgado, 2015).

Electrolizadores de membrana de intercambio de protones:

en esta tecnología el electrolito es un polímero sólido conductor de protones, por lo que es posible reducir los problemas de corrosión, no obstante, los catalizadores de metal que lo constituyen son susceptibles a las impurezas que tenga el agua y el electrolito de la membrana, tal como sucede con el Nafion que limita su temperatura de operación a 150 °C (Guban, Muritala, Roeb y Sattler, 2020). Sin embargo, MITERD (2020) señala que pueden trabajar a mayores densidades de corriente, lo que permite ser más adecuada y eficiente al acoplarse fácilmente a sistemas fluctuantes, como las energías renovables.

La figura 3 ilustra el diagrama esquemático de la celda de electrólisis PEM utilizada para producir hidrógeno a partir del agua. Se constituye por una membrana polimérica ácida como electrolito sólido, la cual permite el paso de iones H⁺ desde el ánodo hasta el cátodo donde se produce, además, la reacción 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 hidrógeno están constituidos por metales preciosos como el platino, rutenio e iridio, lo cual incrementa el costo de este tipo de tecnología (Heraeus, 2020).

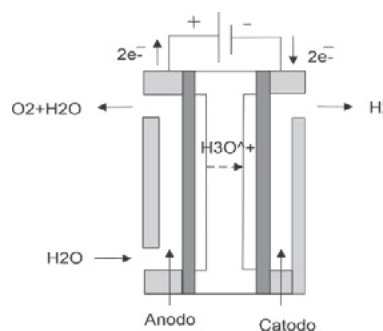


Figura 3. Esquema de proceso de electrólisis alcalino. Adaptado de (Delgado, 2015).

2. METODOLOGÍA

2.1 Cálculo de la capacidad de producción de hidrógeno verde según modelo de electrolizador

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 la National Renewable Energy Laboratory (Pino, A.,

2009), para los que se realizó balance de materia y energía fundamentado en el planteamiento de Sastre I. (2010) con el fin de determinar sus capacidades de producción.

2.1.1 Balance de masa

Para realizar el análisis del balance de masa del sistema se dispone del esquema de la figura 4, que considera entrada de agua requerida en el electrolizador y los flujos de salida de hidrógeno, oxígeno y el agua que retorna debido a que el agua no reacciona y recircula.

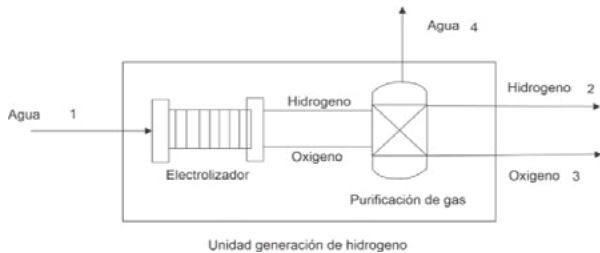


Figura 4. Unidad de generación de hidrógeno. Adaptado de (Picchi, 2018)

Por consiguiente, el análisis del balance de masa contempla la entrada de agua requerida (H_2O) y los flujos de salida de hidrógeno (H_2), oxígeno (O_2) y agua de retorno (H_2O_R):

$$H_2O = H_2 + O_2 + H_2O_R \quad (1)$$

Balance de agua de suministro: para la realización del balance de masa de agua de suministro se considera el caudal de agua requerido para la producción de hidrógeno (Re_a) y el caudal de hidrógeno producido (Q_H), de esta manera se obtiene el caudal de consumo de agua (Q_a):

$$Q_a = Re_a * Q_H \quad (2)$$

Debido a que la densidad del agua (ρ_{H_2O}) es 1.000 kg/m³, se obtiene el valor másico del agua:

$$m_{H_2O} = \rho_{H_2O} * \dot{V}H_2O \quad (3)$$

Balance de Hidrógeno: el balance de masa del hidrógeno producido se realiza al tener en cuenta el producto del flujo volumétrico de hidrógeno por hora en la salida del electrolizador (V_{H_2}) y la densidad del hidrógeno (ρ_{H_2}) que en tales condiciones tiene un valor de 0,09 kg/Nm³ (Sastre, I., 2010).

$$m_{H_2} = \rho_{H_2} * \dot{V}H_2 \quad (4)$$

Balance de oxígeno: de acuerdo a Sastre I. (2010) para obtener el valor del oxígeno se tiene en cuenta que la estequiometría es distinta, y, por tanto, con la reacción básica de obtención de hidrógeno 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 hidrógeno producido, posteriormente este valor es multiplicado por la densidad del oxígeno (ρ_{O_2}) que es de 1,43 kg/Nm³, obteniéndose el flujo másico producido de oxígeno (m_{O_2}):

$$m_{O_2} = \rho_{O_2} * \dot{V}O_2 \quad (5)$$

Balance de agua de retorno: para obtener el valor del agua de retorno H_2O_R se aplica la siguiente igualdad:

$$m_{H_2OR} = m_{H_2O} - m_{H_2} + m \quad (6)$$

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

2.1.2 Balance de energía

Para obtener el valor de potencia requerida por un electrolizador (P) se tiene en cuenta la energía suministrada para la producción de un metro cúbico (m³) de hidrógeno (E) y el flujo volumétrico de hidrógeno producido (Q_H):

$$P = E * Q_H \quad (7)$$

En la figura 6 se relaciona los requisitos de potencia para los equipos de mayor capacidad de producción de hidrógeno de cada de electrolizador.

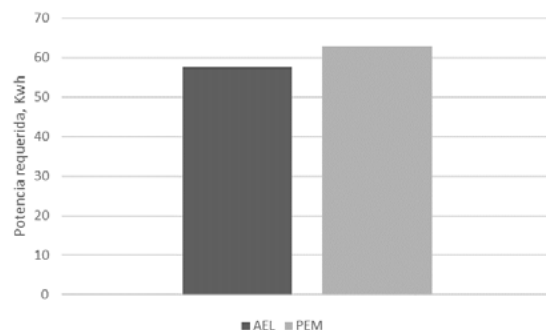


Figura 5. Potencia requerida según modelo de electrolizador.

Además, para el estudio de las aplicaciones se tiene en cuenta la capacidad de producción de hidrógeno verde para cada uno de los electrolizadores estudiados previamente a partir de 10 MW, lo que representa el 1% de la meta esperada de capacidad instalada para el año 2030 (Minenergía, 2021a); potencia que es significativa para su aprovechamiento en zonas estratégicas del país como la región Caribe que cuenten con suficientes recursos renovables de energía solar o eólica.

2.2 Cálculo de la capacidad de abastecimiento y reducción de emisiones para cada sector

Se evaluó la capacidad de abastecimiento y la estimación de reducción de emisiones de dióxido de carbono a partir de la metodología de cuantificación de emisiones del Protocolo de gases de efecto invernadero en función del tipo de fuente de emisión (Ihobe, 2012) para cada uno de los sectores potenciales de uso del hidrógeno verde en Colombia estudiados previamente.

2.2.1 Evaluación del hidrógeno verde en mezcla con el gas natural

Determinación capacidad de aporte: a partir de la capacidad de producción de hidrógeno determinada y su equivalencia energética con el gas natural se obtiene la producción en millones de pies cúbicos equivalente de gas natural (MPC) por año para los modelos de electrolizadores.

1 kg de hidrógeno	1,17x10 ⁻⁴ Millón de pies cúbicos de gas natural
-------------------	---

Fuente: HydrogenTools.

De acuerdo a la Bolsa Mercantil de Colombia, (2020) la energía promedio entregada por sector de consumo de gas natural para el 2020 fue de un total de 878 MPCD, en la que los sectores de mayor consumo fueron el industrial, térmico y residencial (figura 7).

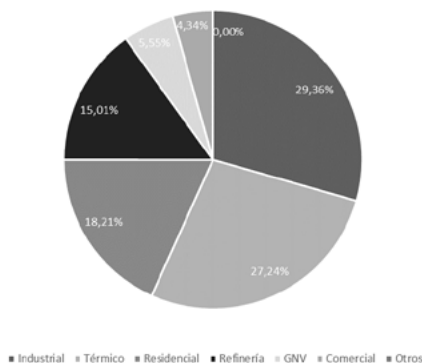


Figura 6. Porcentaje de consumo de gas por sector. Fuente: (Bolsa Mercantil de Colombia, 2020).

Luego, con la relación entre la producción anual de hidrógeno en términos de gas natural equivalente y la figura 7, se determina el aporte que representan los modelos de electrolizadores para cada uno de los sectores.

Determinación reducción de emisiones: según Noussan, Raimondi, Scita, y Hafner, (2021) puede presentarse reducción de emisiones de CO₂ en relación con diferentes porcentajes de mezcla con hidrógeno verde evidenciándose que la reducción de emisiones se da proporcionalmente al contenido de hidrógeno en mezcla figura 8, con la que es posible obtener el porcentaje de reducción de emisiones para cada sector de consumo al considerar el aporte de hidrógeno verde calculado.

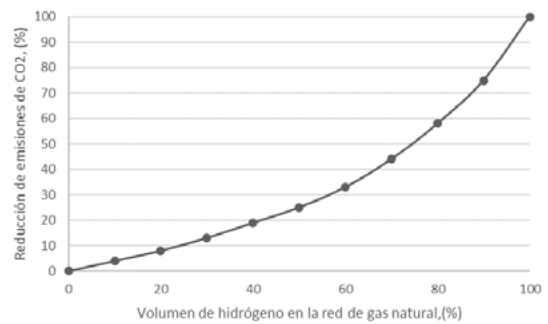


Figura 7. Porcentaje de reducción de emisiones por porcentaje de hidrógeno en mezcla con gas natural. Fuente: (Noussan et al., 2021).

Al tener en cuenta el consumo de gas (figura 7) y su factor de emisión se obtienen las emisiones totales por sector (tabla 1) que son utilizadas junto a los respectivos porcentajes de reducción de emisiones de CO₂ para el cálculo de las emisiones totales de dióxido de carbono equivalente que se logran reducir por cada sector económico en Colombia.

Tabla 1. Emisiones totales teóricas generadas por sector de consumo de gas.

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

2.2.2 Evaluación del hidrógeno verde para el transporte

Determinación capacidad de aporte: como primera medida para el uso del hidrógeno en movilidad es necesario identificar el tipo de transporte y la infraestructura requerida que reduzca costos de inversión a corto plazo. Se identifica el parque vehicular en Colombia conformado por vehículos de transporte privado de pasajeros (automóviles, camionetas y motocicletas), transporte público de pasajeros (taxi, bus, buseta y microbús) y transporte de carga (camión y tractocamión) de acuerdo al tipo de combustible con que operan convencionalmente (UPME, 2019), se contempla el rendimiento para cada uno de ellos y con base en una referencia de recorrido anual de 20.000 km se determina el consumo de los combustibles, que, junto a sus factores de emisión, permite el cálculo de emisiones generadas en el que se estima una mayor cantidad para los buses y camiones (figura 9). Con ello, se estudia para estos vehículos que son atractivos para el uso de hidrógeno al ser de largas distancias y servicios pesados de acuerdo con IEA (2019b).

Vehículo	Kg H ₂ /Km	KgH ₂ /año	Fuente
Automóvil	0,01	200	(Hydrogenics, 2018)
Bus	0,075	1500	(Hydrogenics, 2018)
Camión	0,08	1600	(Hyundai Motor Company, 2020)

Determinación reducción de emisiones: con la cantidad de vehículos de celda de combustible que se logran abastecer de hidrógeno verde y las emisiones generadas por los tipos de vehículos que usan combustibles fósiles, se estima la reducción de emisiones de CO₂ que se lograría alcanzar al usar la cantidad de vehículos que se logran repostar a través de la generación de hidrógeno por ambos electrolizadores.

2.2.3 Aplicación del hidrógeno verde en refinerías

Determinación capacidad de aporte: se considera la relación entre la producción anual de hidrógeno en el país en la refinería de Cartagena y Barrancabermeja y la producción anual de hidrógeno verde de los modelos AEL y PEM, con el fin de determinar el porcentaje de abastecimiento que se lograría tener para cada una de ellas en materia de hidrógeno.

El principal uso del hidrógeno consiste en el tratamiento de crudo para la reducción del contenido de azufre; la cantidad necesaria de hidrógeno para el tratamiento de petróleo en el proceso de producción de combustibles de bajo contenido de azufre (ULSF) es aproximadamente 9,6 kg H₂ por barril de crudo (Bbl) en el que el mayor uso del hidrógeno en refinerías se presenta en la etapa de Hidrocrackeo, representando aproximadamente el 50% de los requerimientos totales (tabla 3).

Tabla 3. Consumo de hidrógeno para producción de combustible de bajo contenido de azufre.

Vehículo	Combustible	km/gal	km/m ³	consumo combustible (gal/año)	consumo combustible (m ³ /año)	Emisiones eCO ₂ /año
Automóvil	diesel	52		385		3,85
	gasolina	40		500		0,30
	Gas natural		13		1.538	2,86
camioneta	diesel	24		833		5,09
	gasolina	26		769		6,82
	Gas natural		12		1.529	2,89
motocicleta	gasolina	100		200		1,77
	diesel	65		308		3,08
	Gas natural		50		400	4,54
taxi	diesel		13		1.538	2,86
	gasolina	12		1.667		16,70
	Gas natural		3		2.500	22,15
bus	gasolina		3		4.000	7,44
	diesel	18		1.111		11,11
	Gas natural		9		2.222	19,69
buseta	diesel		8		2.500	4,65
	gasolina	20		667		6,68
	Gas natural		25		850	7,50
microbus	gasolina		9		2.222	4,12
	diesel	15		1.333		13,36
	Gas natural		11		1.818	16,11
camión	gasolina		5		4.000	7,41
	diesel	9		2.222		22,27
	Gas natural		7		2.857	23,21
tractocamión	gasolina		2		10.000	18,00
	diesel					
	Gas natural					

Figura 8. Rendimiento, consumo anual de combustible y emisiones de CO₂ generadas según tipo de vehículo.

Luego, con base en el rendimiento de los vehículos de celda de combustible identificados al ser atractivos para su uso con el hidrógeno (tabla 2) y en la referencia recorrida anual de 20.000 km, se determina el volumen de combustible que se consume por año para cada uno de los vehículos, que, junto a la capacidad de producción de hidrógeno, permite el cálculo de la cantidad de vehículos que pueden ser abastecidos para los electrolizadores.

Tabla 2. Rendimiento y consumo anual de hidrógeno según tipo de vehículo FCEV.

Proceso	Tipo de proceso	Propósito primario	Consumo promedio (Kg H ₂ /Bbl)
Hidrocrackeo	Conversión	Mejora de rendimiento	4,4
FCC hidrot ratamiento	Tratamiento	Mejora de rendimiento	3,3
Hidrot ratamiento de nafta FCC	Tratamiento	Control de azufre	0,3
Otros hidrot ratamientos de naftas	Tratamiento	Control de azufre	0,1
hidrot ratamiento de destilados	Tratamiento	Control de azufre	1,5

Fuente: adaptado de (MathPro, 2011).

La cantidad de barriles por año que lograrían atravesar por los procesos de Hidrocraqueo e hidrotreamiento se calcula a partir de la relación entre la capacidad de producción de hidrógeno según el modelo de electrolizador y el consumo promedio aproximado de hidrógeno para un barril de petróleo.

Determinación reducción de emisiones: 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 tCO₂/tH₂ producido. 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 H₂ con los 10 MW y el factor de emisión del reformado.

2.2.4 Implementación del hidrógeno verde en las zonas no interconectadas

Determinación capacidad de aporte: 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% (Díaz Motta, 2020).

Para el presente estudio se plantea una localidad de aproximadamente 9.000 habitantes distribuidas en 2.250 residencias y 1 escuela rural, con un promedio de consumo anual de energía para residencia de 1.200 KWh y escuela rural de 2340 KWh, considerando la información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD, 2020).

De acuerdo con la capacidad de producción anual de hidrógeno para cada modelo y considerando el poder calorífico del hidrógeno, se obtiene la producción de energía anual promedio teórica para el electrolizador alcalino y PEM con el fin de determinar el porcentaje de abastecimiento de energía eléctrica de la comunidad.

Para la conversión de hidrógeno 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 hidrógeno a energía eléctrica del 84% (Pineda y Montoya García, 2013). Mediante el producto entre la energía total suministrada y la eficiencia teórica de la celda de combustible se puede obtener el valor de suministro

de energía eléctrica real ofrecida por el sistema electrolizador-celda de combustible. 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, 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 del estudio que podrían ser beneficiadas con energía eléctrica de celda de combustible.

Determinación reducción de emisiones: 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 (tabla 4).

Tabla 4. 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)	
	Residencia	Escuela	Residencia	Escuela
AEL	46.796.426	40.557	1.212.343	1.051
PEM	35.006.157	30.339	906.895	786

Posteriormente, se determinan las emisiones de CO₂ 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 CO₂ que es de 2,79 Kg CO₂/litro diésel consumido (oficina catalana del canvi climatic, 2011).

3. RESULTADOS

En la figura 5 se observan los resultados de producción másica de hidrógeno para los equipos seleccionados en el presente estudio de acuerdo con el balance de masa realizado. En ambos electrolizadores se aprecia un mayor flujo másico de producción de oxígeno en comparación con la producción de hidrógeno, esto es presentado debido a la mayor densidad del oxígeno en condiciones normales de salida del electrolizador.

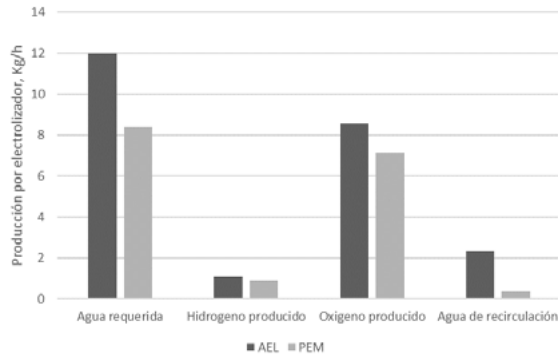


Figura 9. Producción másica según modelo de electrolizador.

Por otro lado, la potencia requerida por electrolizador se obtuvo con valores de 57,6 kW para AEL y 63 kW para PEM.

Adicionalmente, la capacidad de producción de hidrógeno con 10 MW de capacidad instalada con los resultados de los balances se obtuvo para el modelo AEL con un valor de 1.673 tH₂/año y 1.251 tH₂/año para el PEM.

3.1 Hidrógeno como mezcla en la red de gas natural

Desde el 2015 hasta la actualidad las reservas de gas han disminuido en un 27,5% aproximadamente hasta llegar, a términos del 2019, a un valor de 3.163 giga pies cúbicos (GPC) con una relación reservas/producción de 8,1 años (Minenergía, 2021b), aspecto que preocupa debido a los pocos hallazgos significativos y a la posible necesidad de importación. Con ello, se obtuvo la tasa de aporte que representa el suministro de hidrógeno en la red de gas natural, así como las emisiones de CO₂ que se lograrían disminuir del hidrocarburo.

De acuerdo a los resultados obtenidos, en la figura 10 se muestra que el aporte de hidrógeno en la red logra evidenciarse con un porcentaje de abastecimiento bajo respecto a lo demandado convencionalmente, no obstante, tal suministro permite posicionarse dentro de los porcentajes de mezcla que se han empleado actualmente en los países de Europa.

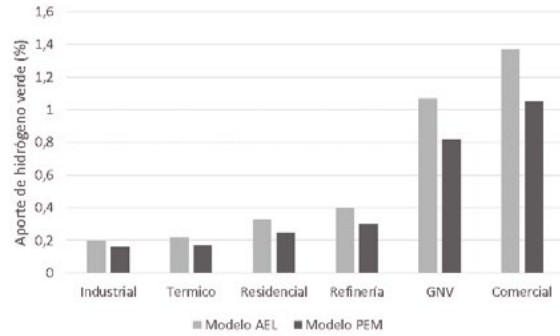


Figura 10. Porcentaje de aporte de hidrógeno verde por sector de consumo según modelo de electrolizador.

En la figura 11 se evidencia el valor de reducción de emisiones de CO₂ que se obtiene por cada uno de los modelos de electrolizadores con una tendencia similar al aporte de porcentajes más bajos para uso industrial y térmico debido a su gran consumo.

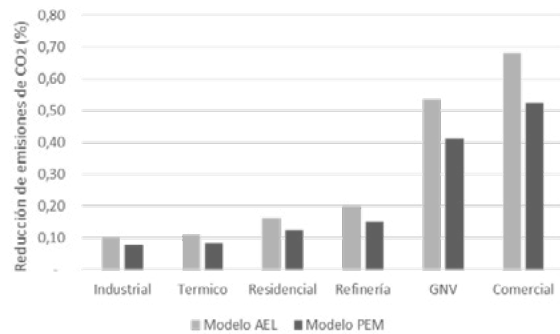


Figura 11. Porcentaje de reducción emisiones de CO₂ según modelo de electrolizador para mezcla en red de gas natural.

Se determinaron las emisiones de CO₂ equivalente evitadas por sector, que son las mismas para cada uno de ellos, siendo estas de 4.964 tCO₂/año usando el electrolizador alcalino y 3.814 tCO₂/año usando el PEM. Por consiguiente, es necesario realizar especial énfasis en la mezcla de hidrógeno 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, además cuentan con mayor madurez en el desarrollo de este tipo de proyectos a nivel global.

3.2 Hidrógeno para el sector de movilidad

De acuerdo con información brindada por la IEA: Data and Statistics (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.

En la figura 12 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. 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 estos del 0,2%, para buses un valor entre 1,2% y 1,6%, y para camiones entre 0,4% a 0,5%.

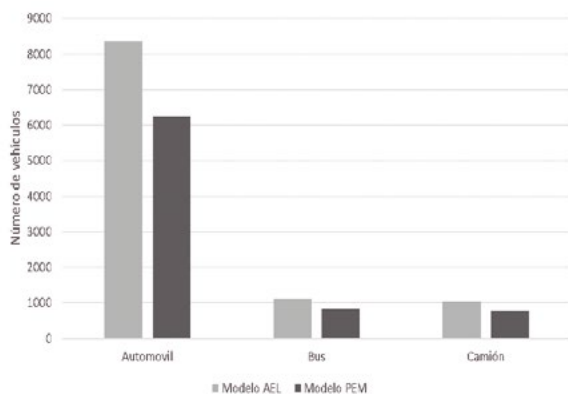


Figura 12. Número de vehículos abastecidos con hidrógeno verde según tipo de electrolizador.

Cabe resaltar que 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 hidrogeneras 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, motivado al considerar el análisis en la determinación del potencial de reemplazo de vehículos en Colombia en la que para los automóviles de la flota oficial de orden nacional serán potencialmente reemplazables para 2035 y los buses y camiones posterior al 2025 (Steer, 2019).

Se obtuvo que 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 requerirían mayor cantidad de hidrógeno para recorrer la misma distancia (figura 13).

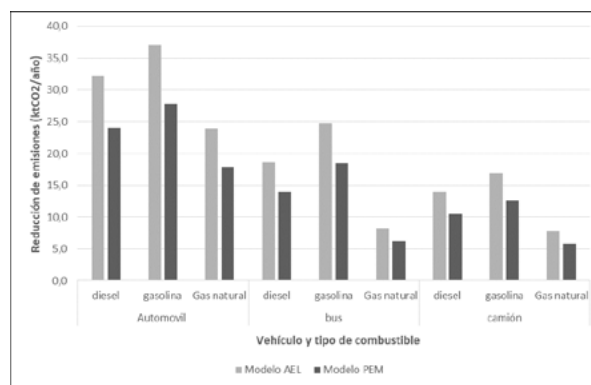


Figura 13. Emisiones evitadas por tipo vehículo de acuerdo con tipo de combustible y electrolizador.

Asimismo, con un mejor impacto en el reemplazo de automóviles a gasolina y que en Colombia corresponden al 91,5% del total del parque vehicular, por otro lado, aunque se logran reducir más emisiones en autos por la cantidad que logran abastecerse, se estima que un bus o camión puede reducir emisiones 3 veces más comparado a un auto.

3.3 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 este modo, el hidrógeno como materia prima en las refinerías para el tratamiento e hidrocrackeo de petróleo, 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.

Los resultados en la figura 14 dan evidencia que podría generarse un abastecimiento y/o reemplazo en hidrógeno verde con porcentajes bajos, lo que 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 H₂ 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, sería adecuado implementar la tecnología en primera medida hacia la refinería en la que más se ve afectada por las emisiones producto de la generación de hidrógeno y donde hay mayores recursos tanto en fuentes hídricas como en energía renovable.

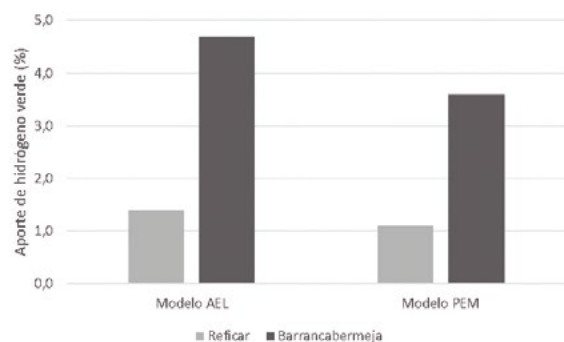


Figura 14. Porcentaje de aporte de hidrógeno verde por año como suministro para refinería según modelo de electrolizador.

Asimismo, se define en la tabla 5 la cantidad de barriles por año que lograrían atravesar por los procesos de Hidrocrqueo e hidrotreamiento, la cual no representa un valor elevado dado la cantidad de barriles que se refinan por año en el país, por consiguiente, la cantidad de barriles que se lograrían tratar con hidrógeno verde al año en relación con el presente estudio corresponderían a un valor cercano a los barriles que se tratan actualmente en una refinería por día (Reficar, 2020).

Tabla 5. Barriles de petróleo tratados con hidrógeno verde según modelo de electrolizador

Modelo de electrolizador	Bbl tratados/año
AEL	173.111
PEM	130.395

Por otro lado, la reducción de emisiones que se lograrían serían las mismas para cada una de las refinerías al considerar el mismo tipo de proceso para el tratamiento de crudo, las cuales difieren por tipo de electrolizador como se evidencia en la figura 15.

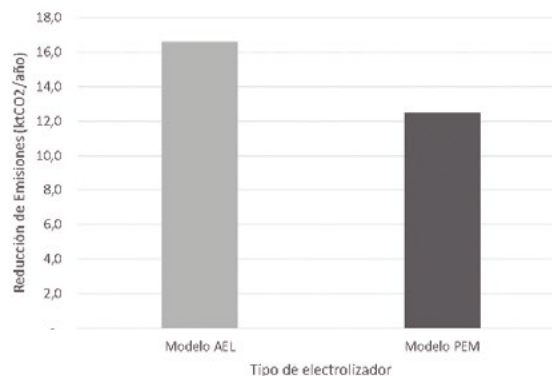


Figura 15. Reducción de emisiones de CO₂ según tipo electrolizador para una refinería.

Aunque en principio estos proyectos solo proporcionarían una pequeña parte de la demanda en refinerías, serán importantes para impulsar estas tecnologías en el país de la mano de la industria petrolera que busca descarbonizar sus procesos.

3.4 Hidrógeno verde para generación de electricidad

Las zonas no interconectadas ZNI representan aproximadamente el 52% del territorio colombiano y en estas regiones está ubicada una población de 1,9 millones de 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).

De acuerdo con los resultados evidenciados en la figura 16, se logra abastecer de energía eléctrica mediante celda de combustible a un número considerable de comunidades con las características mencionadas en la metodología. Cabe mencionar que, aunque estas cifras no sobrepasan el 1% del total de comunidades de ZNI que existen en Colombia, se logra evitar el uso de 1,2 millones de galones de diésel anuales con el uso de

electrolizador alcalino y 0,9 millones de galones de diésel anuales con el PEM.

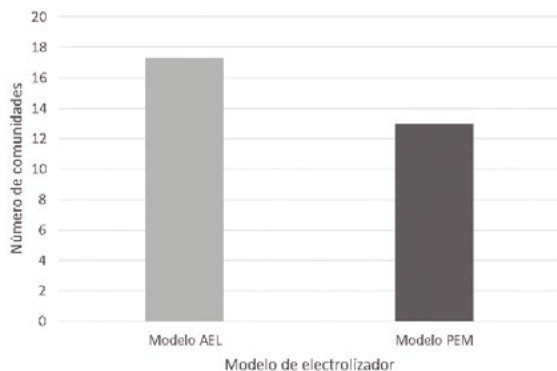


Figura 16. Número de comunidades abastecidas con energía eléctrica por modelo de electrolizador y uso de celda de combustible.

Se estima la reducción de emisiones para las comunidades con un valor de 26 gramos de CO₂ por KWh para la generación de electricidad que en términos de CO₂ anual reducido.

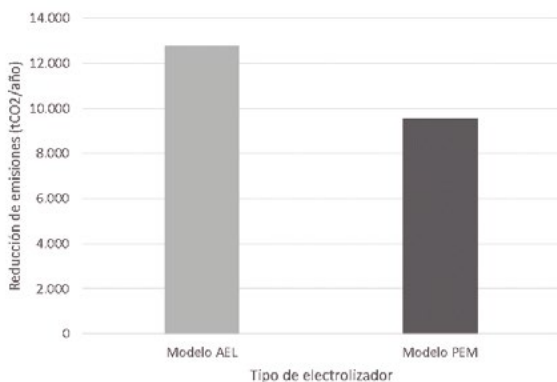


Figura 17. Reducción de emisiones de CO₂ según modelo de electrolizador.

Es importante resaltar que las celdas de combustibles presentan eficiencias de conversión de hidrógeno 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 consigo se podría traducir a una inviabilidad a corto plazo. Sin embargo, es válido resaltar la labor que representaría utilizar el hidrógeno como forma de aumentar la seguridad energética en comunidades de ZNI al almacenar eficientemente la energía para uso cuando sea requerido.

4. DISCUSIÓN

Respecto a los análisis logrados en la investigación, en la figura 18 se permite establecer el porcentaje de suministro y rango de reducción de emisiones por sector considerando ambos tipos de electrolizadores con una capacidad de electrólisis de 10 MW.

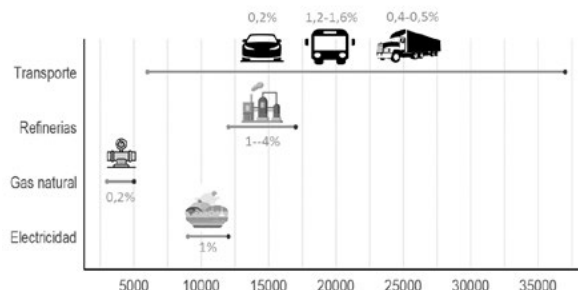


Figura 18. Porcentaje de suministro de H₂ verde y reducción de emisiones en tCO₂ por año para cada sector de aplicabilidad en Colombia.

Se determina un mayor porcentaje de abastecimiento de hidrógeno verde en refinerías, la cual se propone como enfoque inicial para desarrollo del hidrógeno al contar con la experiencia de manejo del combustible; el transporte siendo el más atractivo para reducir emisiones y que aunque se encuentran con porcentajes bajos de suministro, este sería adecuado direccionarlo a los vehículos con potencial de reemplazo ya sea en el transporte de larga distancia o alta carga que cuenten con estaciones de servicio específicas y estratégicas para el repostaje del combustible; como mezcla con gas natural ayuda al respaldarlo energéticamente debido a la reducción de reservas, además, se alcanza un valor cercano al 0,2% que es un valor entre el rango de uso en países de Europa, lo que permitiría apalancar el desarrollo técnico de la infraestructura considerando la experiencia con la que cuentan tales países; y para abastecer de electricidad menos del 1% de las comunidades de ZNI y aprovechar el exceso de energía de las renovables que comúnmente se pierde, aunque se requiere de más desarrollo en la eficiencia de los sistemas electrolizador-celda de combustible.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

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 tCO₂/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 tCO₂/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 tCO₂/año de los 29 MtCO₂/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 electrólisis 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 MtCO₂/año para alcanzar la neutralidad de carbono para el año 2050.

6. REFERENCIAS

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

BP. (2020). Statistical Review of World Energy, 2020. 66. Recuperado de: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>

Bolsa Mercantil de Colombia. (2020). Informe Anual: Mercado de Gas Natural. Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. Recuperado de: https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2021-10/Informe%20Anual%20Mercado%20de%20Gas%20Natural%202020_1.pdf

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>

Delgado, S. (2015). Análisis de sensibilidad de parámetros de diseño de sistemas de producción de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica [Tesis de pregrado, Universidad de Sevilla. Recuperado de: https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/38850/TFG_SalvadorDelgadoFdz.pdf

Díaz Motta, A. (2020). Estudio de factibilidad técnico-económica de un sistema de generación híbrido para zonas no interconectadas de Colombia [Tesis de maestría, Universitat de Barcelona]. Recuperado de: http://diposit.ub.edu/dspace/bitstream/2445/169560/1/TFM_MERSE_Armando_Diaz_Motta.pdf

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

Hydrogenics. (2018). Brochure: Renewable Hydrogen Solutions. Recuperado de: <http://www.hydrogenics.com/wp-content/uploads/Renewable-Hydrogen-Brochure.pdf>

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>

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

IEA. (2019a). The Future of Hydrogen, IEA, Paris. 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. Recuperado de: https://www.hydrogenexpo.com/media/9370/the_future_of_hydrogen_iea.pdf

- 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-statistics/charts/current-limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-and-gas-demand-per-capita-in-selected-locations>.
- 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-2012-019-f-C-001.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. Recuperado de: <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- IRENA (2018), Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Recuperado de: https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2018/sep/irena_hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf
- Khouya, A. (2021). Hydrogen production costs of a polymer electrolyte membrane electrolysis powered by a renewable hybrid system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 1-19. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.01.213>
- 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.
- MathPro. (2011). Introducción a la refinación del petróleo y producción de gasolina y diésel con contenido ultra bajo de azufre. *The International Council on Clean Transportation*, 45. Recuperado de: http://www.theicct.org/sites/default/files/ICCT_RefiningTutorial_Spanish.pdf
- Minenergía. (2021a). Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia. p 1-50. Recuperado de: https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24309272/Hoja+Ruta+Hidrógeno+Colombia_2810.pdf#:~:text=La%20Hoja%20de%20Ruta%20del,Acuerdo%20de%20Par%C3%ADs%20del%202015.
- Minenergía. (2021b). Informe de reservas 2020 y declaración de producción de Gas Natural. p 5-24. Recuperado de: <https://www.anh.gov.co/>
- Ministerio de Minas y Energía (2021). Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia. Recuperado de: <https://www.minenergia.gov.co/libro-transicion-energetica>
- Ministerio de Transporte. (2020). Transporte en cifras: vigencia 2019. Recuperado de: <https://www.mintransporte.gov.co/documentos/15/estadisticas/>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD). (2020). Hoja de Ruta Del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable. Gobierno de España. Recuperado de: https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf
- 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>
- Oficina catalana del canvi climatic. (2011). Guía Práctica para el Cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Generalitat de Catalunya Comisión Interdepartamental de Cambio Climático. Recuperado de: <https://www.caib.es/sacmicrofront/archivopub.do?ctrl=MCRST234ZI97531&id=97531>
- Picchi, C. A. (2018). Producción de hidrógeno a partir del excedente de energía eléctrica proveniente de renovables [Tesis de pregrado, Universidad de Sevilla]. Recuperado de: <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 [Tesis de pregrado, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Sevilla]. Repositorio institucional E-REDING. Recuperado de: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/30127/>
- Reficar. (2020). Historia de la refinería de Cartagena. Refinería de Cartagena. Recuperado de: <https://www.reficar.com.co/en/quienes-somos>.
- Sastre, I. (2010). Aplicación de la energía eólica para la producción de hidrógeno mediante electrólisis [Tesis de pregrado, Universitat Politècnica de Catalunya]. Recuperado de: <https://upcommons.upc.edu/handle/2099.1/9527?locale-attribute=es>
- SSPD. (2017). Zonas no interconectadas – ZNI Informe sectorial de la prestación del servicio de energía eléctrica 2020. Superintendencia Delegada para Energía y Gas: Dirección Técnica de Gestión de Energía. Recuperado de: <http://webdav.superservicios.gov.co:8080/content/download/24937/196887/version/1/file/Diagn%C3%B3stico+ZNI-Superservicios-oct-2017.pdf>
- SSPD. (2020). Zonas no interconectadas – ZNI Informe sectorial de la prestación del servicio de energía eléctrica 2020. Superintendencia Delegada para Energía y Gas: Dirección Técnica de Gestión de Energía. Recuperado de: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2020/Dic/informe_sectorial_diagnostico_zni_2020_v2.pdf
- Steer. (2019). 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. Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Recuperado de: https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Informe_final_flota_oficial_UPME_13dic19.pdf
- U.S. Department of Energy. (2008). the Impact of Increased Use of Hydrogen on Petroleum Consumption and Carbon Dioxide Emissions. Energy Information Administration. Recuperado de: <https://www.eia.gov/analysis/requests/2008/sroiaf%282008%2904.pdf>
- 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>
- UPME. (2019). 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. Recuperado de: <https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Paginas/estudio-primer-balance-energia-util-para-Colombia.aspx>