



ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE UNA FLOTA DE TRANSPORTE PÚBLICO EN LA CIUDAD DE BOGOTÁ MEDIANTE CELDAS DE COMBUSTIBLE

Presentado para obtener el título de

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Cristian Leonardo Jaimes Lizarazo

Cesar Julian Meneses Zambrano

Rafael Hernan Rojas Ramos

Dirección:

Luis Carlos Parra Raffán

Codirección:

Maria Fernanda Gómez Galindo

Universidad del Rosario

Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología

Maestría en energías renovables

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a todas aquellas personas que han sido una inspiración y un sostén en mi camino hacia la culminación de este proyecto.

En primer lugar, quiero dedicar este trabajo a mis padres, quienes han sido mi mayor fuente de amor, apoyo y motivación a lo largo de toda mi vida. Gracias por creer en mí, por alentarme en cada paso y por ser mi guía constante. Este logro es también suyo.

A mis compañeros de estudio y colegas, les dedico este trabajo como un símbolo de nuestra colaboración y vínculos formados. A través de nuestras discusiones y debates, hemos enriquecido nuestras perspectivas y hemos crecido juntos en el ámbito académico.

A todos aquellos que han contribuido directa o indirectamente en mi formación académica, investigativa y personal, les expreso mi más profundo agradecimiento. Cada experiencia, cada conversación y cada enseñanza han dejado una huella imborrable en mi desarrollo como persona y como profesional.

Por último, pero no menos importante, dedico esta tesis a todas aquellas personas que no pudieron presenciar este logro personal. A aquellos seres queridos que ya no están físicamente conmigo, pero cuyo legado y amor perduran en mi corazón. Su memoria me ha impulsado a alcanzar mis metas y los honro con este logro.

A todos ustedes, dedico esta tesis con profundo agradecimiento y gratitud. Sin su apoyo y amor incondicional, este logro no habría sido posible.

Rafael Rojas.

Este grandioso logro se lo dedico con el más grande amor y cariño a mi hermosa esposa que Dios puso en mi camino para darme el apoyo necesario en el logro de mis metas y principalmente está dedicatoria es para los propulsores de mi vida, mi dos hermosos y maravillosos hijos quienes son mi fuerza, mi inspiración, mi motivación y los forjadores de esta gran meta, gracias a los 3 por ser mi mejor equipo de vida, por creer en mí, por entender cada momento que necesitaba para sacar adelante una responsabilidad académica, gracias por hacer que siempre se dé el mejor resultado, por darme ánimo, fuerza y por siempre ir conmigo de la mano. Este triunfo es de ustedes porque se merecen lo mejor de la vida.

Cesar Meneses

A Dios por permitirme estar con vida en el transcurso de este camino con altibajos, por escucharme y darme fuerzas en esos momentos que desvanecía pero que al final siempre me iluminaba, culminando así este Gran Logro.

A mis padres, por el apoyo incondicional sea cual fuera la circunstancia y ser la principal fuente de inspiración y motivación a lo largo de esta travesía, por ser mi ejemplo a seguir y hacer de mí una persona que no se cansa de luchar por cada sueño que se traza, este logro es por ustedes y para ustedes, sin ellos nada de esto habría sido posible.

A mi prometida y mejor amiga, por apoyarme en esos momentos que solo ella lo sabía hacer, por ser sinónimo de amor y felicidad en mi vida y por creer en mi cuando aún yo no lo hacía.

Cristian Jaimes.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi agradecimiento a Dios por todas las bendiciones que ha derramado en mi vida. Agradezco especialmente a mis padres, quienes han sido un apoyo constante y una guía ejemplar a lo largo de mi trayectoria. Su amor incondicional y su dedicación han sido fundamentales en mi desarrollo académico y personal. Además, deseo agradecer a todas aquellas personas que han formado parte de mi vida y han dejado una huella imborrable en mí. Su presencia y las lecciones que he aprendido de ellos han sido valiosas tanto para mi crecimiento personal como para la elaboración de esta tesis.

Rafael Hernan Rojas Ramos.

Primero que todo quiero darle gracias a Dios por darme la sabiduría para sacar adelante esta Maestría y por las bendiciones que me dá cada día de mi vida. Quiero agradecer especialmente a mi esposa y a mis hijos quienes estuvieron siempre a mi lado dándome aliento en todo momento y quienes son el motor de mi vida. Agradezco a mis padres y hermanos quienes destacan mis capacidades, esfuerzo y capacidad para sacar mis metas adelante. Agradezco a mi gran amigo y su esposa quienes fueron mis compañeros de estudio y el apoyo dentro y fuera de la universidad y agradezco a todas las personas que de una u otra manera hicieron parte de este gran logro para mi vida.

Cesar Julián Meneses Zambrano.

Con inmensa gratitud y alegría expreso mi agradecimiento a Dios, por siempre estar presente en mis desafíos, obstáculos y alegrías. A mis padres, cuyo amor y apoyo incondicional han sido el pilar fundamental de mi vida, por ser mi principal fuente de inspiración, su sacrificio y sus palabras de aliento me han impulsado a alcanzar mis metas y a nunca renunciar a mis sueños. A mi prometida y amiga, por siempre estar presente en aquellos momentos donde sus palabras de aliento me servían para seguir y superar los

desafíos que se me presentan. Por ultimo y no menos importante, a mi Gran Amiga y su compañero de vida, por ser un apoyo incondicional en este arduo pero gratificante camino.

Cristian Leonardo Jaimes Lizarazo

RESUMEN

El documento presenta el desarrollo de un análisis técnico económico para la implementación de buses de celda de combustible “Fuel Cell Electric Buses” (FCEB) por sus siglas en inglés aplicada en un caso de estudio en la ciudad de Bogotá como reemplazo de una flota de buses trocales de Transmilenio escogida. Uno de los resultados de este proyecto de grado fue la realización de una herramienta de cálculo para la estimación del valor de cada uno de los componentes de la cadena de valor de energía, que en este caso fueron el LCEO, LCOH y el TCO, obteniendo como resultado del estudio de viabilidad técnico-económica para la implementación de todos los componentes que conforman esta cadena. Como primera instancia se presenta el estado del arte de los argumentos generales a tratar en cada una de las etapas, con la finalidad de presentar y describir los sistemas de generación de hidrógeno verde, el cuál es generado a partir de la electrólisis mediante el uso de una fuente de energía renovable (sistema fotovoltaico), que garantiza la mitigación en la generación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al medio ambiente. Adicional se describe el funcionamiento de los FCEB en donde el funcionamiento del bus se presenta a partir de la conversión electroquímica del hidrógeno en electricidad, la cual se utiliza para alimentar el motor eléctrico del vehículo. De acuerdo con lo anterior, se define el sistema fotovoltaico de acuerdo con el requerimiento en la demanda de energía eléctrica para el proceso de generación de hidrógeno mediante el sistema de electrólisis, servicios auxiliares y sistema de carga en tanques para el traslado hacia la hidrolinera, también conocido como “Hydrogen Recharge Station” HRS por sus siglas en inglés. Una vez se haya generado y almacenado el H_2 , este será transportado en camiones hasta la HRS en la cual se abastecerán los buses determinados con celda de combustible para la operación de las rutas escogidas, realizando el recambio de los tanques en la HRS de acuerdo con la logística definida para el almacenamiento de H_2 en esta.

Con base en el Plan de Acción Climática (PAC) 2020-2050, el cual presenta una ambiciosa hoja de ruta para los próximos 30 años con el objetivo de cumplir metas de mitigación y adaptación al cambio climático en la ciudad de Bogotá, este plan busca reducir las emisiones de GEI en un 15% para 2024 y hasta un 50% para 2030, lograr la neutralidad de

carbono en 2050 y aumentar la resiliencia frente a cambios climáticos presentes y futuros. El PAC incluye 30 desafíos que involucran al sector público, empresas y ciudadanos para transformar la ciudad hacia un modelo más sostenible y contribuir a los objetivos globales del Acuerdo de París de 2015, que busca limitar el aumento de la temperatura global por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales [1].

ABSTRACT

The document presents the development of a technical economic analysis for the implementation of fuel cell buses "Fuel Cell Electric Buses" (FCEB) applied in a case study in the city of Bogotá as a replacement of a fleet of selected Transmilenio trolley buses. One of the results of this capstone project was the creation of a calculation tool to estimate the value of each of the components of the energy value chain, which in this case were the LCEO, LCOH and TCO, obtaining as a result of the technical-economic feasibility study for the implementation of all the components that make up this chain. As a first instance, the state of the art of the general arguments to be dealt with in each of the stages is presented, with the purpose of presenting and describing the green hydrogen generation systems, which is generated from electrolysis through the use of a renewable energy source (photovoltaic system), which guarantees the mitigation of the generation of greenhouse gas emissions (GHG) to the environment. Additionally, the operation of the FCEBs is described, where the operation of the bus is presented from the electrochemical conversion of hydrogen into electricity, which is used to power the electric motor of the vehicle. In accordance with the above, the photovoltaic system is defined according to the requirement in the demand for electrical energy for the hydrogen generation process through the electrolysis system, auxiliary services, and tank loading system for transfer to the hydro station, also known as "Hydrogen Recharge Station," HRS for its acronym in English. Once the H₂ has been generated and stored, it will be transported by trucks to the HRS, where the determined buses with fuel cells will be supplied for the operation of the chosen routes, replacing the tanks at the HRS in accordance with the logistics defined for the storage of H₂ in it.

Based on the Climate Action Plan (PAC) 2020-2050, which presents an ambitious roadmap for the next 30 years with the aim of meeting climate change mitigation and adaptation goals in the city of Bogotá, this plan seeks to reduce GHG emissions by 15% by 2024 and up to 50% by 2030, achieve carbon neutrality by 2050 and increase resilience against present and future climate changes. The PAC includes 30 challenges that involve the public sector, companies and citizens to transform the city towards a more sustainable model and contribute to the global objectives of the 2015 Paris Agreement, which seeks to limit the increase in global temperature to below 2° C with respect to pre-industrial levels [1].

ACRÓNIMOS

FCEB	Buses de pilas de combustibles o Full Cell Electric Bus
GEI	Gases de efecto invernadero
HRS	Hydrogen Refuelling Stations
H ₂	Hidrógeno
FNCER	Fuente no convencionales de energía no renovable
CAPEX	Inversiones en bienes de capital, gastos en capital
OPEX	Operational expenditures
TCO	Costo total de propiedad
SMR	Reformado de vapor de metano

TABLA DE CONTENIDO

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN	14
Capítulo 2 OBJETIVOS	16
2.1. Objetivo general.....	16
2.2. Objetivos específicos	16
Capítulo 3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	17
Capítulo 4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	20
4.1. Producción de hidrógeno:	20
4.1.1. Hidrógeno electrolítico	20
4.2. Compresión y almacenamiento:.....	22
4.3. Transporte de hidrógeno:	24
4.4. Estaciones de abastecimiento de Hidrógeno (HRS)	26
4.4.1. Configuración de una HRS	27
4.5. Incentivos tributarios (leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021)	28
4.6. Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE)	30
4.7. Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH)	32
4.8. Buses Eléctricos de Celda de Combustible.....	33
4.9. Ventajas y Desventajas de los FCEB's	35
Capítulo 5 METODOLOGÍA	36
5.1. HRS.....	37
5.2. Caracterización de los buses	39
5.3. Información de referencia	39
5.4. Emisiones de GEI	40
5.5. Costo total de propiedad	41
5.6. Producción de hidrógeno	42
5.7. Capex y Opex.....	42
5.8. Compresión y almacenamiento.....	43
5.9. Transporte de H ₂	43
Capítulo 6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	44
Capítulo 7 CONCLUSIONES	50

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Frecuencia de rutas. [30].....	40
Tabla 2. Potencial de Calentamiento global de Gases de Efecto Invernadero. [31].....	41
Tabla 3. Rendimiento promedio de los buses en Colombia [32].....	41
Tabla 4. Factor de Emisiones CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O. [33]	41
Tabla 5. Uso diario de hidrógeno. [Elaboración propia]	44
Tabla 6. Emisiones por combustibles diesel y gas. [elaboración propia]	45
Tabla 7. Consumo de combustibles. [Elaboración propia]	45
Tabla 8. Emisiones de GEI totales por tipo de combustible. [Elaboración propia].....	45
Tabla 9. Resultados del LCOH por cadena de valor. [Elaboración propia]	46

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Producción de Hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.	15
Figura 2. Participación por módulo y subcategoría en las emisiones GEI año 2018. [6].	18
Figura 3. Autonomía de BEV y FCEV. [7]	19
Figura 4. Electrólisis. Fuente: Propia.....	21
Figura 5. Electrolizador. Fuente: [9].....	22
Figura 6. Densidades Energéticas combustibles. Fuente: [10]	23
Figura 7. Camiones de transporte. Fuente: [10].....	25
Figura 8. Costos de transporte en función de la distancia y volumen transportado (USD/kgH ₂). Fuente: [13]	26
Figura 9. Configuración de estaciones de servicio de hidrógeno gaseoso. [17]	27
Figura 10. Clases de estaciones de carga de hidrógeno por tamaño. [16]	28
Figura 11. LCOE y rango del proyecto solar fotovoltaico global a escala de servicios públicos, 2010-2021. [21].....	32
Figura 12. Fórmula de LCOH. [7]	33
Figura 13. Estructura de buses eléctricos de celda de combustible. [26]	35
Figura 14. Cadena de suministro del hidrógeno. [16].....	37
Figura 15. Configuración HRS. [Elaboración propia]	38
Figura 16. Tamaño de HRS. [16].....	38
Figura 17. Bus de celda de combustible Van Hool [29]	39
Ilustración 18. Valores parametrizables de la herramienta. [Elaboración propia].....	43
Ilustración 19. Parámetros modelables de la herramienta. [Elaboración propia]	43
Ilustración 20. Parámetros modelables de la herramienta. [Elaboración propia].	44
Figura 21. Variación de Costo Total de Propiedad 2023 – 2040 [Elaboración Propia] ...	47
Figura 22 . Viabilidad del Costo Total de Propiedad al 2040 [Elaboración Propia]	49
Apéndice D: Figura 23. Porcentaje de emisiones de gases de efecto invernadero global. [35].....	59
Apéndice E: Figura 24. Ubicación de la HRS [Elaboración propia]	59
Apéndice F: Figura 25. Mapa de rutas troncales de Transmilenio [36].....	60

Figura 26. Resultado de cálculo de emisiones y TCO	61
Figura 27. Memoria para el cálculo de emisiones.	62
Figura 28 Datos de entrada TCO	63
Figura 29 CAPEX TCO	63
Figura 30. Costos de Operación TCO.....	63
Figura 31. Costos de mantenimiento TCO.	64
Figura 32. Valor final del Costo Total de Propiedad.....	64
Figura 33. Cálculo de TCO por requerimiento de usuario.....	64
Figura 34. Valores parametrizables del modelo.	66

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

Debido a los constates cambios en el clima y los diferentes compromisos en reducción de huella de carbono, los países, la industria y la sociedad en general están en búsqueda de Tecnologías renovables que permitan el desarrollo de la sociedad humana.

En los últimos años, Colombia se ha centrado fuertemente en el aprovechamiento de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) para la producción de energía amigable con el medio ambiente ya que se cuenta con un potencial de energía estimado en 32 GW y 30 GW [2] respectivamente, sin embargo, la variabilidad en la radiación y la velocidad de los vientos hace que este tipo de generación no sean tan flexibles a la hora de atender la demanda energética del país.

De acuerdo con la transición energética, se vienen desarrollando tecnologías que permitan a los diferentes sectores realizar la adopción de vectores energéticos más amigables con el medio ambiente, dentro de estos se destaca el H₂.

El H₂ puede obtenerse de diferentes formas, la más común y usada en la actualidad es por medio de hidrocarburos (Gas natural, Petróleo y Carbón), sin embargo, no solo existen estas formas de obtener este elemento químico [3]. Los investigadores están enfocándose en fortalecer y mejorar la producción de H₂ por medio de electrolisis la cual necesita energía eléctrica y agua para su producción.

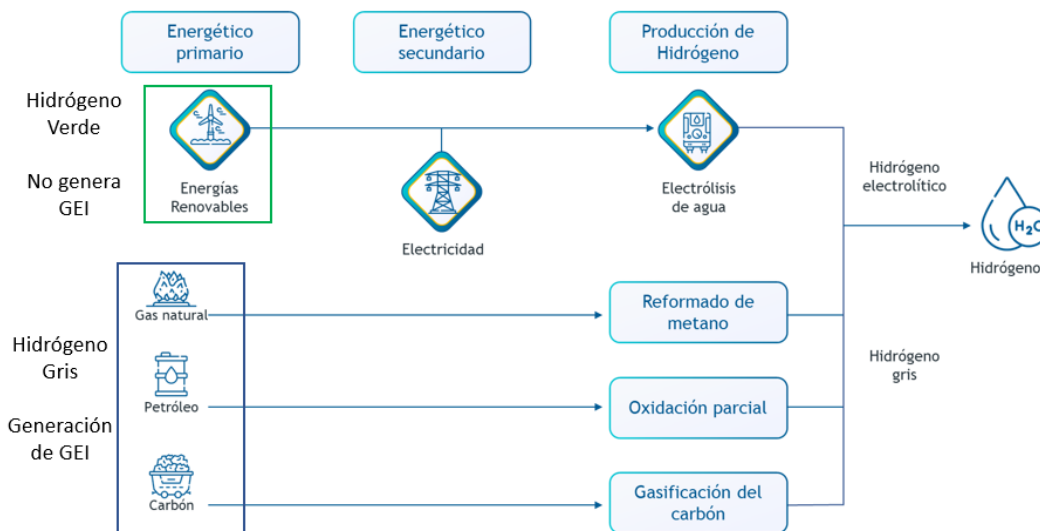


Figura 1. Producción de Hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.

Por su ubicación geográfica y su alta disponibilidad de recursos para generación eólica y solar, Colombia presenta un potencial considerable para la producción y exportación de Hidrógeno Verde. Esto ha llevado a que el sector energético empiece a poner toda su atención en esta tecnología, desde el gobierno nacional, impulsando iniciativas como la Ley de transición energética [4] y la Hoja de Ruta del Hidrógeno [3], y desde el sector privado explorando posibles focos de negocio que les permita ser pioneros en la industria.

El propósito de esta investigación es plantear una herramienta que permita evaluar los costos y beneficios ambientales de implementar un proyecto de H₂ verde para abastecer una flota de vehículos de pila de combustible de hidrógeno o FCEBs por sus siglas en inglés.

Capítulo 2

OBJETIVOS

2.1. Objetivo general

Evaluar técnica, económica y ambientalmente la electrificación de una flota de transporte público, a través de la generación de Hidrógeno verde solar y realizar su comparación con respecto a otras tecnologías de combustión actual.

2.2. Objetivos específicos

- Determinar el TCO de la flota vehicular en función de los parámetros operativos, teniendo en cuenta las diferentes tecnologías de combustibles (hidrogeno, gas y diesel), mediante una herramienta que permita obtener los resultados de acuerdo con los datos de entrada, los cuales pueden ser ajustados en relación con el caso de estudio.
- Definir el mecanismo de generación de Hidrógeno verde para la electrificación de una flota tipo de transporte público en Bogotá, de acuerdo con el combustible demandado, la ubicación del proyecto, dimensionamiento del electrolizador, LCOH y almacenamiento del hidrogeno generado.
- Analizar la reducción de gases de efecto invernadero comparando las tecnologías de combustibles en función del TCO, considerando los parámetros técnicos y económicos que viabilizan, o no, la implementación de los FCEB en relación con las otras tecnologías.

Capítulo 3

PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

La temperatura media en los últimos años es de 1,1°C [5] más alta que a finales del siglo XIX, este aumento hace que el calentamiento global sea uno de los desafíos más urgentes que enfrenta nuestro planeta. Las emisiones de GEI, principalmente derivadas de la quema de combustibles fósiles, son una de las principales causas de este fenómeno.

Para nuestro caso de estudio, el cual se va a analizar en la ciudad de Bogotá, se consultó el Plan de Acción Climática 2020-2050, el cual incluye el inventario de emisiones de GEI, identificando las principales fuentes de emisión en dicha ciudad, donde resalta las emisiones generadas en el presente año, las cuales se emitieron 11.421.724 toneladas de CO₂ equivalente, donde su mayor contribución proviene del sector transporte con un 48% de su participación [1].

Con la implementación de este tipo de proyectos, se generaría un valor agregado a las metas que tiene proyectada Bogotá con respecto a la reducción de la huella de carbono. Cabe mencionar, que con este tipo de iniciativas, la Administración Distrital de Bogotá fue reconocida como una promesa climática de Colombia por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Este reconocimiento se debe a las metas, presupuestos y acciones implementadas para abordar el cambio climático en la ciudad [1]

Teniendo en cuenta esta problemática, la afectación ambiental y de salud que representan los GEI, se ve necesario tomar acciones importantes para realizar una descarbonización efectiva en sectores específicos como los son producción de energía y transporte ya que son aquellos que emiten cerca del 31.9 % y 14% correspondiente [6]. En muchos casos para lograr una efectiva reducción en emisiones de GEI se deben implementar las

siguientes tecnologías: eficiencia energética¹, electrificación², Energías renovables³ e Hidrógeno⁴. El estudio se centrará en este último, ya que se prevé una fuerte incursión en el sector del transporte a nivel global ya que su finalidad es reemplazar los combustibles fósiles actuales como el gas, la gasolina y el diesel por combustibles de bajas y cero emisiones de GEI al medio ambiente.

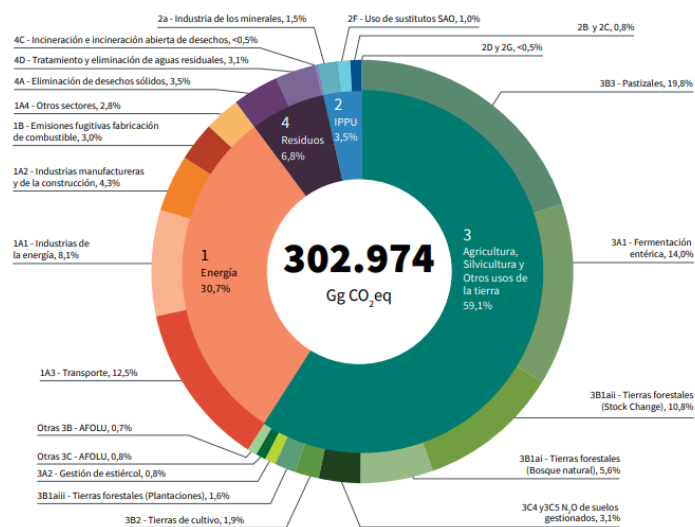


Figura 2. Participación por módulo y subcategoría en las emisiones GEI año 2018. [6]

En los últimos años, se ha observado claramente un aumento en la demanda del transporte público debido al crecimiento de la población y a la necesidad de desplazamiento de las personas. Esto ha llevado a una mayor dinamización del sistema actual lo que refleja un aumento en la flota de autobuses para satisfacer esta demanda en los diversos puntos de la ciudad, incrementando a su vez las emisiones de GEI que afectan a la atmosfera y los problemas respiratorios en las personas.

¹ Eficiencia energética: Utilización y gestión óptima de la energía.

² Electrificación: Transición de los sistemas y procesos que utilizan combustibles fósiles hacia el uso de electricidad como fuente de energía.

³ Fuentes de energía renovable: Fuentes de energía que se obtienen de fuentes naturales que son inagotables o que se regeneran a una tasa más rápida de lo que se consumen.

⁴ Hidrógeno: Vector energético que se puede obtener de forma química o natural.

El hidrógeno se ha posicionado en los últimos años como un posible vector para contribuir a la descarbonización de sectores difíciles como los mencionados. En particular, el transporte de carga (buses y camiones) presentan mayores desafíos, ya que el peso, el espacio que ocupan las baterías y el tiempo de recarga hacen que no sea competitivo en términos logísticos y operativos con la implementación de vehículos BEV's. Este hecho, posiciona a los vehículos FCEV's como uno de los posibles actores para la descarbonización de este sector ya que el residuo es vapor de agua.

Los FCEV's cuentan con autonomía mayor que los BEV's [7], y se proyectan para ser el principal vehículo usado en carga pesada, ligera, buses, minibús y vehículo de pasajeros de largo recorrido sin descartar la inclusión de BEV's para el transporte de carga de forma eficiente.

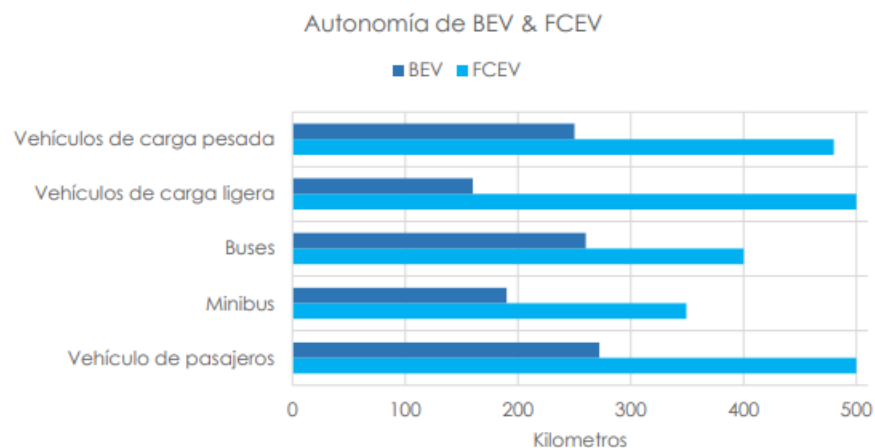


Figura 3. Autonomía de BEV y FCEV. [7]

Sin embargo, para que la utilización de los FCEV tenga sentido desde el punto de vista ambiental, es necesario que el H₂ provenga de una fuente renovable, es decir H₂ verde⁵.

En el desarrollo del presente proyecto se revisarán los aspectos técnicos, económicos y los diferentes beneficios que se obtendrían con la implementación de buses eléctricos de celda

⁵ Hidrógeno verde: Es el producido por electrólisis a partir de fuentes de energía renovable o por procesos bioquímicos. De esta manera, es aquel que no posee emisiones de CO₂ en todo el proceso de producción.

de combustible en la ciudad de Bogotá como plan piloto. De esta forma, se podría reemplazar los buses actuales de Transmilenio (troncales) de combustibles como el gas y el diesel por FCEB, buscando para tal fin, la reducción de emisiones de CO₂ al medio ambiente aportando de manera local a la descarbonización global, utilizando como combustible el hidrógeno verde.

Capítulo 4

MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

4.1. Producción de hidrógeno:

Existen diferentes métodos utilizados actualmente para la producción de H₂. El método más común es el Reformado de Vapor de Metano (SMR), que implica la reacción del metano (presente en el gas natural) con vapor de agua para producir hidrógeno y dióxido de carbono. Otros métodos incluyen la gasificación de carbón y la oxidación parcial de petróleo. Sin embargo, en los últimos años, la electrólisis del agua ha ganado terreno como un método de producción de H₂ que utiliza electricidad y agua como insumos. Es importante destacar que en la actualidad más del 98% del hidrógeno producido en el mundo se destina al sector industrial [8].

Por lo tanto, es crucial tener claros los objetivos de producción de H₂ y considerar la eficiencia y la disponibilidad de otras fuentes de energía antes de decidir qué método de producción es el más conveniente. Se deben tener en cuenta factores como el uso final previsto del H₂, la disponibilidad de recursos primarios y secundarios, así como los objetivos de sostenibilidad y medio ambiente.

4.1.1. Hidrógeno electrolítico

Una alternativa para la producción de H₂ es a partir de un proceso electroquímico denominado electrólisis [9]. Como se puede observar en la Figura 4 consiste en la

descomposición del agua en sus componentes básicos mediante el paso de una corriente eléctrica. De esta manera, el único subproducto liberado en el proceso es el oxígeno, por lo que se convierte en la mejor alternativa que sería consistente con los objetivos de descarbonización.

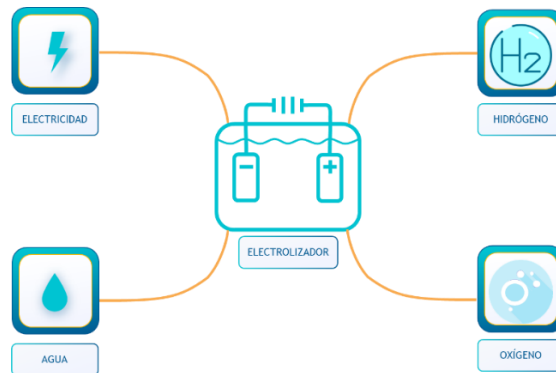
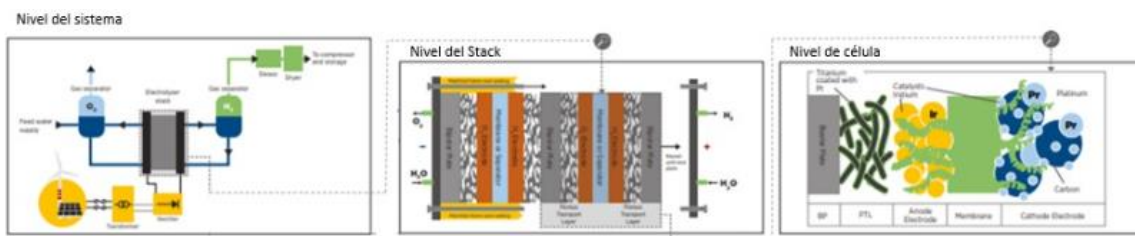


Figura 4. Electrólisis. Fuente: Propia

Este proceso se realiza a través de un electrolizador, el cual está compuesto por celdas formadas por un ánodo y un cátodo [10], separados por una membrana electrolítica, que permite el transporte de la corriente necesaria para llevar a cabo el proceso. No obstante, a nivel del sistema, los componentes se dividen en dos categorías, el Stack, donde ocurre la electrólisis y el Balance de Planta (BOP), allí se encuentran los equipos auxiliares que permiten el funcionamiento. En la Figura 5 se detalla la arquitectura de un electrolizador a nivel de sistema, stack y celda.



Figura

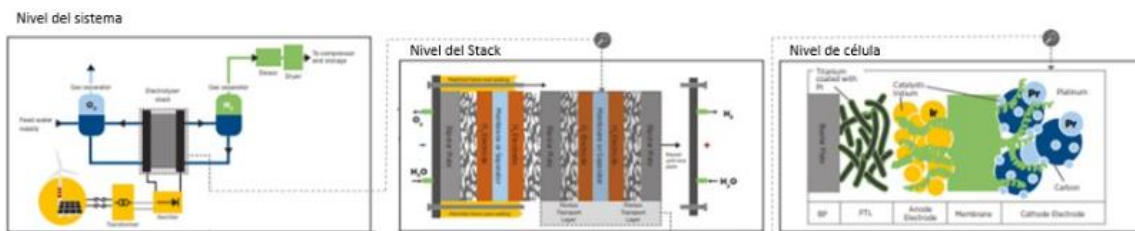


Figura 5. Electrolizador. Fuente: [10]

El stack incluye múltiples celdas en serie, materiales aislantes entre electrodos, sellos, marcos y demás componentes estructurales. El BOP incluye elementos como la chimenea, equipos de enfriamiento, filtros, equipos eléctricos como transformadores y rectificadores, de tratamiento de agua y equipos de salida para el hidrógeno y el oxígeno.

Las tecnologías de electrolizadores más comerciales son: los de electrólisis Alcalina y las de Membrana Polimérica Conductora de Protones (PEM), por sus siglas en inglés. Por otro lado, se encuentran las tecnologías en desarrollo tales como: Membrana de Intercambio de Aniones (AEM) y las de Óxido Sólido [10]. Las principales diferencias entre las tecnologías descritas se resumen en el Apéndice C.

En el escenario de planificación energética medio de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), se prevé un despliegue de electrolizadores de 100 GW, lo que llevaría a una reducción de costos de alrededor del 40% para el año 2030 [10]. En un escenario más disruptivo, se espera una reducción de costos de casi el 55% y un despliegue de 270 GW. Con una visión a largo plazo, se estima que la reducción de costos podría superar el 70% para el año 2050, con un despliegue de electrólisis de 1.700 GW [10].

Estas proyecciones indican que el desarrollo de la tecnología de electrólisis y la producción de hidrógeno están experimentando un crecimiento significativo y una disminución de los costos asociados.

4.2. Compresión y almacenamiento:

El hidrógeno, a diferencia de otros vectores energéticos como la electricidad, tiene la bondad de permitir el almacenamiento de grandes cantidades de energía por largos periodos de tiempo [11].

El contenido energético de un portador que está siendo almacenado se determina con el poder calorífico inferior y superior. Esta métrica se puede entender con base en el volumen (KJ/l), conocido como densidad energética volumétrica o la masa (KJ/kg), conocido como densidad energética gravimétrica. Como se puede observar en la Figura 6 , el hidrógeno es el portador con mayor densidad gravimétrica, unas 3 veces más que el promedio de los energéticos fósiles [9]; no obstante, la densidad volumétrica es sustancialmente baja. En condiciones normales, cercana a cero. Es por esta razón que el acondicionamiento (compresión del H₂) del gas es necesario.

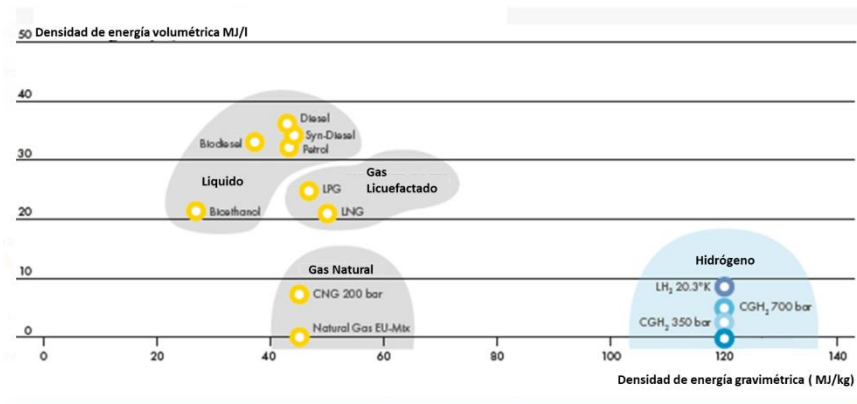


Figura 6. Densidades Energéticas combustibles. Fuente: [12]

El almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido (CGH₂) va desde presiones de 50 bares, hasta 1000 bares [8]. A mayor presión, requerirá de tanques especiales, generalmente de acero macizo o sus compuestos [8]. A escala industrial, pozos petroleros o cavernas de sal extintos son empleados para el almacenamiento subterráneo. [8]

Aumentar la presión del gas o reducir su temperatura es otra alternativa. En el hidrógeno licuado (LH₂) la densidad volumétrica de energía sigue siendo inferior a la del gas natural comprimido (GNC) (8,5 MJ/l Vs 7,2 MJ/l) [12] y sigue estando lejos de los gases licuados. Los tanques de almacenamiento de LH₂ generalmente son de doble capa para regular el aumento de presión causado por la evaporación que es difícil de controlar.

Los medios de almacenamiento basados en materiales se pueden clasificar en hidruros, donde el hidrógeno forma compuestos con metales; portadores de hidrógeno líquido, portadores orgánicos de la sustancia y en superficie, por uniones de absorción en materiales [13]. En todo caso, son alternativas en estudio, aún muy costosas en el mercado.

Debido a que actualmente la tecnología se encuentra en etapa de maduración, los costos actuales de almacenar y comprimir el hidrógeno son altos. Los costos varían exclusivamente de la forma en que se desea almacenar el hidrógeno [14]. En el Apéndice B se pueden observar los precios estimados dependiendo del tipo de proceso (compresión – CGH₂ o licuefacción – LH₂).

4.3. Transporte de hidrógeno:

Actualmente, el transporte de hidrógeno se realiza principalmente mediante camiones y tuberías [15]. Las tuberías son la mejor opción cuando se necesitan distancias medias o largas y se transporta una gran cantidad de gas, ya que la inversión puede ser amortizada. Por otro lado, los camiones son una alternativa para distancias cortas o medias y volúmenes más bajos [12]. En casos en los que las distancias son extremadamente largas, como en los casos de exportación y transporte marítimo, el transporte marítimo se convierte en la mejor opción [12].

En cuanto a la distribución interna de hidrógeno, una extensa red de gasoductos sería la mejor opción para una utilización integral y masiva del combustible. Sin embargo, las redes existentes no cuentan con las condiciones técnicas necesarias para manejar este gas y requerirían inversiones significativas. En la actualidad, las tuberías de acero con presiones entre 50 bares y 100 bares se utilizarían para el transporte de grandes volúmenes, mientras que, para la distribución, las tuberías de polietileno con presiones entre 4 bares y 6 bares serían más adecuadas [13]. El polietileno no presenta complicaciones con el gas, por lo que esta solución se considera para el momento en que la producción de hidrógeno se masifique y la demanda interna lo requiera. Sin embargo, esto no sucederá en el corto ni mediano plazo.

No obstante, alternativas como el "blending" [16](mezcla) de gas natural con hidrógeno pueden ser evaluadas. Esta mezcla se utiliza en muchos países y en algunos se está convirtiendo en obligatoria. Incluso en Colombia, ECOPETROL y PROMIGAS ya están llevando a cabo proyectos piloto. Según estudios, es posible introducir hasta el 20% del volumen de hidrógeno en el gas natural sin causar mayores afectaciones en las redes, componentes y equipos [16].

Al evaluar el aumento de la flota y los contenedores actuales para el transporte de hidrógeno, es importante tener en cuenta lo siguiente:

- En el caso del transporte en camiones, los contenedores comprimidos de hidrógeno se pueden transportar en camiones mediante camiones tubulares de CGH₂. Estos tubos suelen ser de acero y tienen un peso considerable. Por ejemplo, para un volumen de 26 m³ a una presión de 500 bar un camión tendría una carga máxima de alrededor de 1.100 kg de hidrógeno [12]
- Del mismo modo, el transporte de líquidos en camiones permite transportar una mayor cantidad de H₂. Con un remolque de LH₂, se podrían movilizar aproximadamente 3.500 kg. Esta solución es más atractiva para recorrer distancias largas.



Figura 7. Camiones de transporte. Fuente: [12]

A medida que el sector avance, y se cuente con una demanda constante en crecimiento, el transporte se deberá mover conforme se observa en la Figura 7, especialmente cuando se

demande mayores volúmenes y distancias, tendrá sentido el transporte del LH2 [12]. Si bien los costos aumentan por la licuefacción, se compensará con la reducción en los costos del transporte tal cual como se observa en la Figura 8.

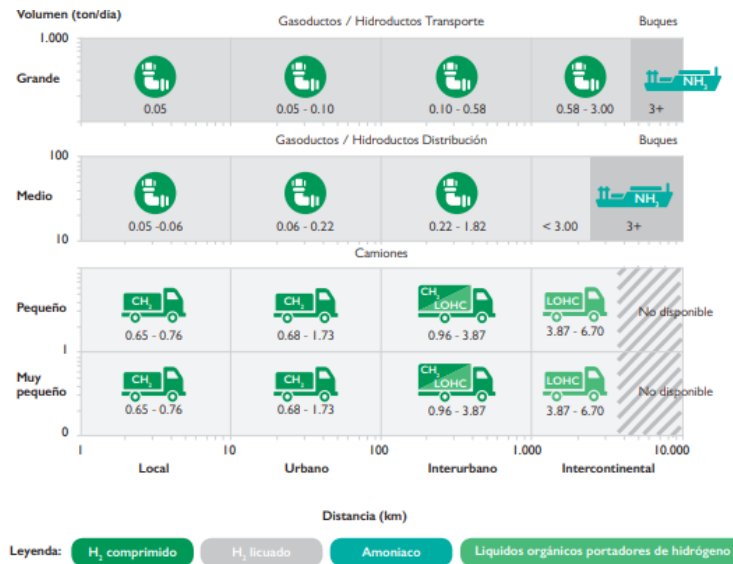


Figura 8. Costos de transporte en función de la distancia y volumen transportado (USD/kgH₂). Fuente: [11]

4.4. Estaciones de abastecimiento de Hidrógeno (HRS)

Para abastecer de combustible a los FCEB, se tienen las HRS, las cuales presentan un funcionamiento similar a las de recarga para un bus diesel, sin embargo, las medidas de seguridad en los componentes para el abastecimiento son mayores, con el fin de mitigar las fugas y garantizar la recarga segura y efectiva, asociado a las altas presiones que se manejan y por ser un gas extremadamente volátil. El tiempo de recarga de un bus oscila entre en 10 y 15 minutos para presiones entre 350 bar para transporte pesado y buses o 700 bar para transporte ligero de acuerdo con el requerimiento. [17] [18]

Las HRS están conformadas por tanques de almacenamiento, compresores de gas de hidrógeno, sistemas de preenfriamiento y los dispensadores de hidrógeno para el abastecimiento de acuerdo con la presión requerida, siendo este bombeado al tanque de

hidrógeno del vehículo, el cual abastece la celda de combustible para la generación de electricidad necesaria para el funcionamiento del vehículo. De acuerdo con el reporte de H2station, a nivel mundial entre los años 2013 y 2022 hay 814 hidrogeneras en funcionamiento. [19].

4.4.1. Configuración de una HRS

En la Figura 9 se identifican los componentes principales de una estación de recarga de hidrógeno gaseoso “Gaseous Hydrogen refuelling Stations” GHRS por sus siglas en inglés, en los cuales se contempla el sistema de almacenamiento del H₂ a presión baja, compresores intermedios de alta presión de hidrógeno, sistema de almacenamiento de alta presión, dispositivos de preenfriamiento y un dispensador de hidrógeno. [20]

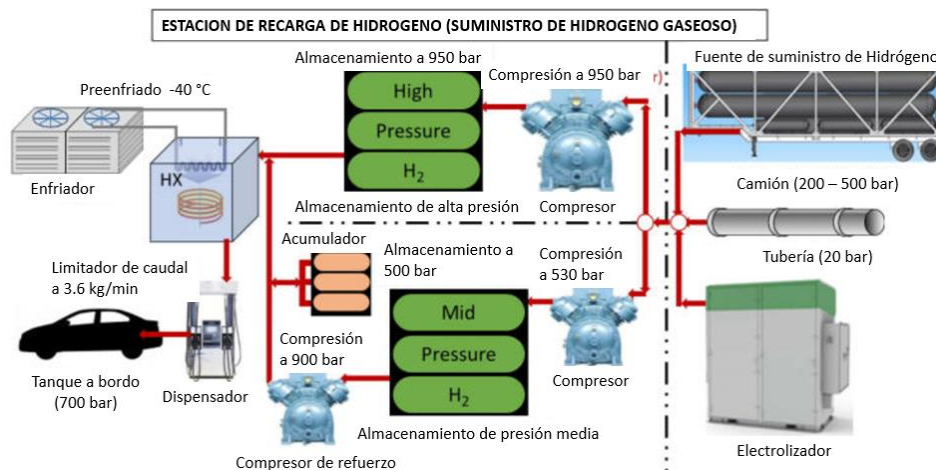


Figura 9. Configuración de estaciones de servicio de hidrógeno gaseoso. [21]

De acuerdo con la Sociedad de Ingenieros Automotrices SAE, las estaciones de servicio se pueden clasificar por tamaño: XS muy pequeñas, S pequeñas, M medianas, L grandes, según la siguiente tabla [20]:



Talla	S	M	L	2XL
Rendimiento máximo de hidrógeno por día	200 kg	500 kg	1,000 kg	4,000 kg
Vehículo	PV, LCV	(PV, LCV, busses), MDV	(PV, LCV, busses), MDV, HDV	(PV, LCV, busses), MDV, HDV
Promedio de hidrógeno por día	150 kg	350 kg	700 kg	2,500 kg
Demanda anual	1 - 10 t	100 t+	500 t+	900 t+
Boquilla de repostaje	1	2	2 - 3	2 - 4
Área	80 - 250 m ²	200 - 350 m ²	250 - 800 m ²	Depende de la tecnología implementada en el HRS

Figura 10. Clases de estaciones de carga de hidrógeno por tamaño. [20]

Las hidrogeneras están compuesta por los siguientes elementos [15]:

- **Los tanques de almacenamiento de baja presión** (entre 200 y 250 bar) serán de recambio provenientes desde el sitio de generación de hidrógeno verde entregados a través de un remolque de gas de hidrógeno comprimido **día de por medio**.
- **Los tanques de almacenamiento intermedios de alta presión** (entre 200 a 500 bar) serán los utilizados para el abastecimiento de hidrógeno de los buses.
- **El compresor de alta presión** será definido de acuerdo con las presiones requeridas para pasar de una presión de 200 bar a 500 bar en su almacenamiento.
- **El sistema de preenfriamiento** es el encargado de garantizar que el tanque de almacenamiento de H₂ del bus esté por debajo de los 85°C y durante el abastecimiento, de acuerdo con los protocolos establecidos por la Sociedad de Ingenieros Automotrices SAE J2601, dado que en el momento del abastecimiento del bus el H₂ tiende a calentarse. [15]
- **El dispensador** contiene mecanismos de seguridad de acuerdo con la actividad, lo cual incluye **tres boquillas**, elementos que monitorean las diferentes variables como la presión, el nivel de llenado o la cantidad suministrada. [15]

4.5. Incentivos tributarios (leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021)

El objetivo principal de estas leyes es actualizar la legislación existente y establecer disposiciones que faciliten la transición hacia fuentes de energía más sostenibles. Su

propósito es fomentar el uso, desarrollo y promoción de fuentes no convencionales de energía por medio de los siguientes incentivos:

- **Deducción en la determinación de impuesto sobre la renta.**

Establece que aquellos obligados a declarar renta que realicen inversiones directas en estos campos tendrán derecho a deducir el 50% del total de la inversión realizada de su renta durante un período máximo de 15 años, a partir del año gravable siguiente en el que la inversión entre en funcionamiento [18].

Sin embargo, el valor deducible no puede exceder el 50% de la renta líquida del contribuyente, determinado antes de restablecer el valor de la inversión. Para poder obtener este beneficio tributario, la inversión debe ser evaluada y certificada como proyecto de generación de energía a partir de fuentes no convencionales o como una acción o medida de gestión eficiente de la energía por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) [18].

- **Exclusión de bienes y servicios de IVA**

Este ítem está relacionado con la exclusión del Impuesto al Valor Agregado (IVA) en la adquisición de bienes y servicios para el desarrollo de proyectos de generación de energía con fuentes no convencionales y gestión eficiente de la energía. Según la propuesta, los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados requeridos a la preinversión, producción y utilización de energía a partir de fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los recursos potenciales y la gestión eficiente de la energía, estarán excluidos del pago de IVA [18].

- **Excepción de gravámenes arancelarios**

Esta exención arancelaria se aplica a proyectos de generación de energía con fuentes no convencionales y acciones o medidas de gestión eficiente de la energía en el marco del PROURE. La solicitud de esta exención debe presentarse a la Dirección de Impuestos y

Aduanas Nacionales (DIAN) al menos 15 días hábiles antes de la importación de los elementos necesarios y dedicada exclusivamente al desarrollo de los proyectos de FNCE y gestión eficiente de la energía, de acuerdo con la documentación del proyecto avalada en la certificación emitida por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) [18].

Para poder acceder a este beneficio, la inversión debe ser evaluada y certificada como proyecto de generación de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales de energía o como acción o medida de gestión eficiente de la energía en el marco del PROURE por parte de la UPME.

- **Depreciación Acelerada**

La depreciación acelerada se utilizará a maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la pre-inversión, inversión y operación de proyectos de generación de energía con fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los recursos potenciales y acciones o medidas de gestión de eficiente de la energía, incluyendo equipos de medición inteligente, que sean adquiridos o construidos exclusivamente para estos fines a partir de la entrada en vigencia de dicha ley. Para este propósito, la tasa anual de depreciación no podrá exceder el 33,33%, como tasa global anual. Esta tasa puede ser ajustada anualmente por el titular del proyecto, previa comunicación a la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), siempre y cuando no supere el límite establecido [18].

4.6. Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE)

El LCOE es una métrica esencial para la evaluación de la competitividad y la viabilidad de las tecnologías de generación de electricidad. Los componentes principales del LCOE incluyen los siguientes componentes [22]:

- Costos de inversión (CAPEX): Estos incluyen los gastos relacionados con la construcción de la planta, la adquisición de equipos y tecnología, así como los costos de desarrollo que conlleve el proyecto.
- Costos de operación y mantenimiento (O&M): Representan los gastos recurrentes necesarios para garantizar el funcionamiento eficiente de la planta, incluyendo el personal, el suministro de combustible, los servicios de mantenimiento y las reparaciones.
- Vida útil de la planta: Es el período de tiempo estimado durante el cual la planta de generación eléctrica se considera económicamente viable y puede operar de manera rentable.
- Tasa de descuento: Representa la tasa de interés utilizada para descontar los flujos de efectivo futuros y calcular el valor presente neto de los costos y beneficios asociados con el proyecto.

El LCOE de las instalaciones solares a gran escala ha experimentado una drástica reducción a nivel mundial en los últimos años. Entre 2010 y 2021 el LCOE pasó de USD 0,417/kWh a USD 0,048/kWh. Además, en 2021, se produjo una disminución interanual del 13% con respecto a 2020 [23].

En 2010, el rango entre el percentil 5 y el 95 de los proyectos fotovoltaicos oscilaba entre 0,029 USD/kWh y 0,120 USD/kWh. Sin embargo, en 2021, este rango se ha reducido significativamente, alcanzando valores de 0,029 USD/kWh y 0,120 USD/kWh, lo que representa un descenso del 86% y 77% en los percentiles 5 y 95 respectivamente, en comparación con los valores de 2010 [23].

Estos datos muestran una clara tendencia hacia la reducción de los costos de las plantas fotovoltaicas a gran escala, lo que impulsa la viabilidad y adopción de la energía solar como una fuente de energía cada vez más asequible y sostenible a nivel global, según la Figura 11 [23].

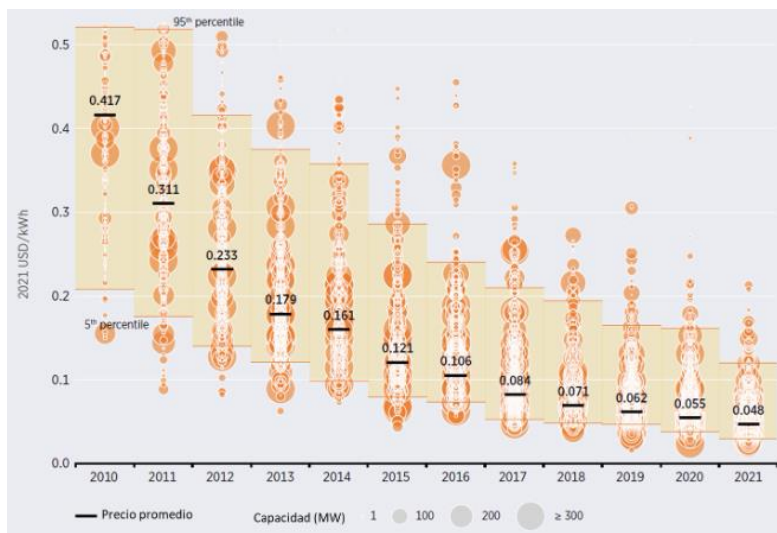


Figura 11. LCOE y rango del proyecto solar fotovoltaico global a escala de servicios públicos, 2010-2021. [24]

4.7. Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH)

En la actualidad se vienen desarrollando factibilidades para la producción de hidrógeno verde generado a partir de fuentes de energía renovables con la finalidad de determinar el sistema de generación y si el costo asociado es competitivo con los combustibles fósiles, teniendo en cuenta costos de inversión inicial, costos de O&M durante la vida útil del sistema. Se espera que en la estabilización de esta tecnología, los costos asociados a infraestructura y diferentes fuentes de energías renovables no convencionales, se reduzcan considerablemente. Teniendo en cuenta estos valores, se pretende evaluar si implementar el hidrógeno para abastecer la flota es competitivo con respecto a los hidrocarburos. [25]

A continuación, se presenta la formula del costo Nivelado del hidrógeno con la cual se puede determinar el costo del hidrógeno dependiendo de las características de producción:

$$LCOH_{USD/kg}^* = \frac{\sum_{t=0}^t \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{kgH2_t}{(1+r)^t}}$$

Figura 12. Fórmula de LCOH. [7]

CAPEX: Costos de inversión.

OPEX: Costos de Operación y Mantenimiento

t: Año de operación.

r: Factor de descuento

kgH2: Producción anual de hidrógeno en kg.

4.8. Buses Eléctricos de Celda de Combustible

Una de las alternativas para reducir las emisiones de CO₂ al medio ambiente en el sector transporte está asociada a la implementación de buses eléctricos mediante celdas de combustibles FCEB, en donde el H₂ actúa como combustible, el cual puede ser generado de diferentes procesos, fuentes, de acuerdo con lo descrito anteriormente. [26]

Los FCEV funcionan a través de un proceso de conversión electroquímica del hidrógeno en electricidad, que luego se utiliza para alimentar el motor eléctrico del vehículo. El funcionamiento de los FCEV se puede describir en los siguientes pasos [26]:

- **Suministro de hidrógeno:** Los FCEB utilizan hidrógeno como combustible, el cual se almacena en tanques especiales a alta presión en el vehículo.
- **Suministro de aire:** El vehículo toma aire del entorno a través de la entrada de aire, que se utiliza en el proceso de celda de combustible.
- **Celda de combustible:** El hidrógeno se introduce en la celda de combustible, que consta de una membrana de intercambio de protones (PEM), donde ocurre la reacción electroquímica. En presencia de un catalizador, el hidrógeno se separa en protones (iones H⁺) y electrones (e⁻).

- **Generación de electricidad:** Los protones viajan a través de la membrana de intercambio de protones hacia el lado opuesto de la celda, mientras que los electrones circulan a través de un circuito externo, generando electricidad que alimenta el motor eléctrico del vehículo.
- **Emisión de vapor de agua:** Como resultado de la reacción electroquímica, el hidrógeno y el oxígeno se combinan para formar vapor de agua (H_2O), que es el único subproducto de la combustión en una celda de combustible y puede ser utilizado en servicios secundarios para los casos de los FCEB's.
- **Propulsión del vehículo:** La electricidad generada se utiliza para alimentar el motor eléctrico del bus, proporcionando la potencia necesaria para su movimiento.
- **Almacenamiento adicional de energía:** Los FEB incorporan baterías recargables para almacenar energía adicional generada por el frenado regenerativo y por la celda de combustible para proporcionar energía adicional durante momentos de alta demanda, como aceleraciones rápidas o subir pendientes pronunciadas.

Los tanques de los FCEB pueden presentar capacidades entre 30 y 40 kilos, medida en la cual se vende el hidrógeno en las estaciones de recarga. De acuerdo con los buses del mercado, se puede estimar un consumo de hidrógeno aproximadamente entre 8 y 10 kilos por cada 100 kilómetros, con autonomías cercanas de 450 kilómetros por recarga [27] y tiempos de abastecimiento entre 10 y 15 min, [25] menores que los presentados por la tecnología de BEB, lo que reduce el tiempo de inactividad de los vehículos [28].

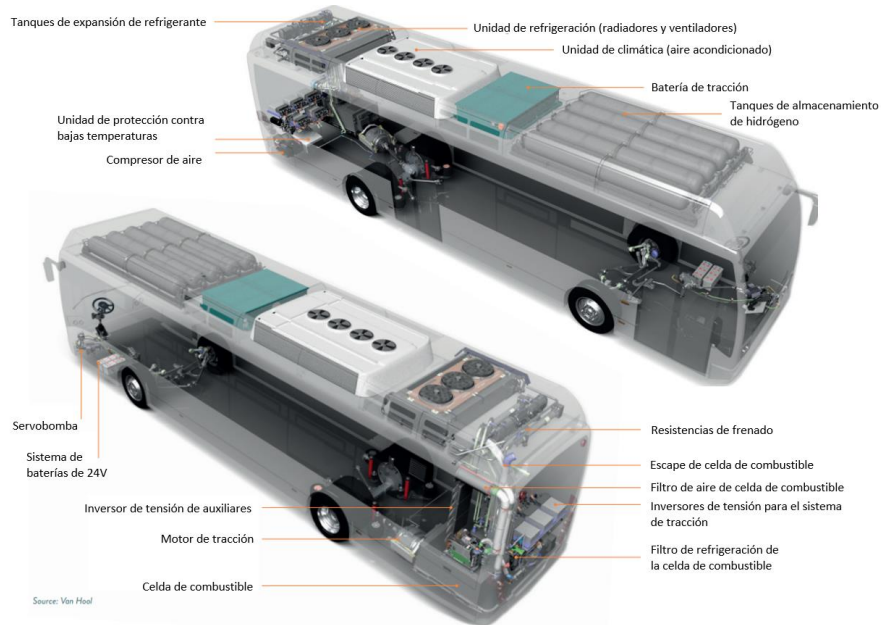


Figura 13. Estructura de buses eléctricos de celda de combustible. [29]

4.9. Ventajas y Desventajas de los FCEB's

Los buses actuales de combustible diesel y gas, están en vía de reemplazo por FCEB sin tener impactos negativos en la calidad del servicio a los usuarios [30]. A continuación, se presentan algunas ventajas y desventajas:

Ventajas:

- 1- Tecnología de bajas emisiones que en su funcionamiento liberan vapor de agua.
- 2- El tiempo de abastecimiento de los FCEB tarda entre 10 a 15 min aprox.
- 3- Reducción de mantenimientos y más sencillos, de acuerdo a las menores impurezas.
- 4- Sonido reducido mínimo en comparación con los buses a diesel o gas.
- 5- La autonomía de los buses es entre 300 y 500 km por recarga.
- 6- Tecnología catalogada como eficiente en el sector de transporte público.

Desventajas

- 1- Los costos actuales de infraestructura son bastante altos.
- 2- Debido a la falta de maduración de esta tecnología, es muy limitada.

- 3- El hidrógeno es un combustible muy volátil e inflamable, para el cual los fabricantes de tanques de almacenamiento han ido evolucionando.

Capítulo 5

METODOLOGÍA

El objetivo del proyecto es evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de la electrificación de buses de transporte público (Transmilenio), utilizando un modelo que permita evidenciar los costos para cada una de las etapas de la cadena de valor del hidrógeno. Para lograr esto, el modelo se elaboró teniendo en cuenta las siguientes etapas: (i) cantidad de recorridos en kilómetros y días a operar por parte del usuario (Transmilenio), (ii) estimación de hidrógeno necesario para abastecer los FCEB's, (iii) dimensionamiento de la planta de producción de hidrógeno, (iv) dimensionamiento de la planta solar, (v) estimación de la viabilidad del proyecto mediante LCOE, LCOH y TCO.

Con el fin de lograr el objetivo del estudio, se establecerán rutas de análisis y se considerará la cantidad de autobuses que serán reemplazados por FCEB como parte del plan piloto. Una vez determinada la ruta, se definirán las características y el consumo de hidrógeno requerido para suplir las necesidades del FCEB, teniendo en cuenta variables como autonomía (distancia recorrida), potencia y eficiencia en la operación. Esto permitirá definir una logística de abastecimiento de hidrógeno para la hidrogenera.

Se definirá la ubicación del proyecto, considerando los requisitos de una fuente hídrica (río, quebrada, embalse) teniendo en cuenta que se debe contar con estándares de calidad del agua mínimas para el proceso de electrólisis, un área para la implementación del sistema fotovoltaico, electrolizador, sistema de almacenamiento y sistema de carga para el transporte de hidrógeno (estación de carga y estacionamiento de camiones cisterna). Una vez se haya determinado la cantidad de hidrógeno necesaria, se establecerá un sistema de almacenamiento en la HRS que se base en la operación en tiempo real. Esto asegurará la disponibilidad del recurso en el lugar requerido. Además, se determinará la capacidad del

electrolizador encargado de la generación de hidrógeno para el análisis actual. Se dimensionará un sistema fotovoltaico para el suministro de energía en la producción de hidrógeno verde. Además, se definirá el sistema de transporte de hidrógeno hacia las estaciones de abastecimiento ubicadas en el interior de la ciudad de Bogotá, en el patio de buses de Transmilenio designado.

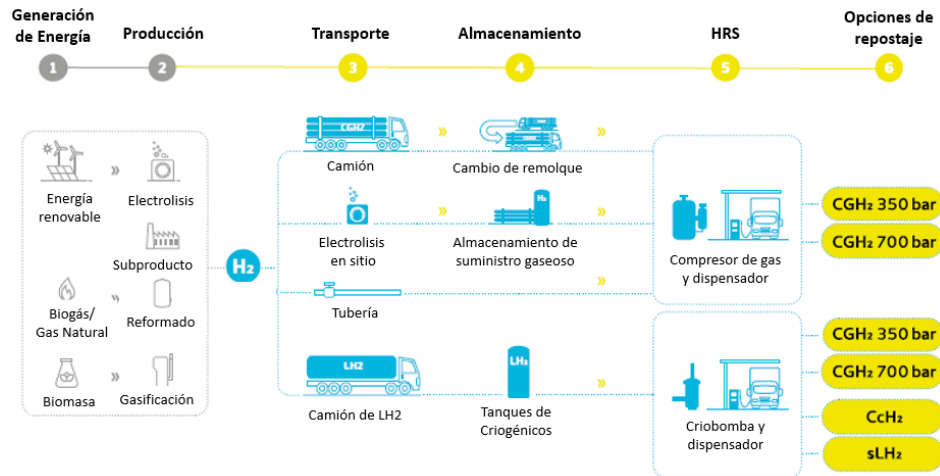


Figura 14. Cadena de suministro del hidrógeno. [20]

Definido lo anterior, en el modelo (Apéndice G) se determinarán los valores de CAPEX, OPEX, LCOE, LCOH, costo total de propiedad y reducción en emisiones de GEI teniendo en cuenta los incentivos tributarios estipulados por el gobierno actual.

5.1. HRS

De acuerdo con las características del proyecto, la topografía, logística y según lo mencionado por “Hydrogen Council” en su reporte de perspectivas de H₂, el modo óptimo y de menor costo que se utilizará es el de transportar el hidrógeno en tanques de almacenamiento con presiones de 200 bar aproximadamente hasta la HRS, teniendo en cuenta que la distancia entre el lugar de generación de hidrógeno y la estación de abastecimiento es menor de 500 km. [31]

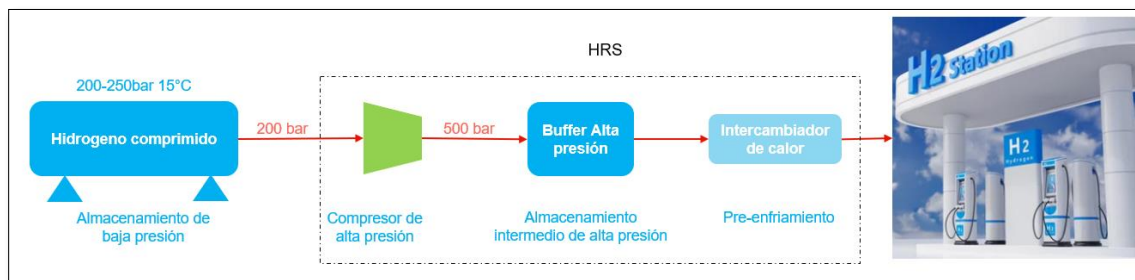


Figura 15. Configuración HRS. [Elaboración propia]

La presión requerida en el repostaje de los buses será de 350 bar. No se utiliza equipamiento para abastecimiento a 700 bar teniendo en cuenta que esta tecnología se encuentra en desarrollo, las dimensiones de los equipos son más robustos, lo cual hace que esta tecnología sea mayor en costo y requiera un mayor suministro de energía, en comparación con el sistema de presión en el abastecimiento de 350 bar. [20].

El tamaño de la estación de la hidrogenera se define como clase L, de acuerdo con los requerimientos de la operación diaria de la flota de autobuses, que asciende a 691kg de H₂ diarios.

Talla	S	M	L	2XL
Rendimiento máximo de hidrógeno por día	200 kg	500 kg	1,000 kg	4,000 kg
Vehículo	PV, LCV	(PV, LCV, buses), MDV	(PV, LCV, buses), MDV, HDV	(PV, LCV, buses), MDV, HDV
Promedio de hidrógeno por día	150 kg	350 kg	700 kg	2.500 kg
Demanda anual	1 - 10 t	100 t+	500 t+	900 t+
Boquilla de repostaje	1	2	2 - 3	2 - 4
Área	80 - 250 m ²	200 - 350 m ²	250 - 800 m ²	Depende de la tecnología implementada en el HRS

Figura 16. Tamaño de HRS. [20]

De acuerdo con la ubicación del sistema de generación de H₂ verde y con la flota de buses determinada, la HRS para los buses de Transmilenio se ubicará en el norte de la ciudad de Bogotá, en la autopista norte con calle 191 en el patio de operación 191 como se muestra en el Apéndice D.

5.2. Caracterización de los buses

Para la caracterización de los autobuses considerados en el desarrollo del presente trabajo, se tomó como referencia el bus ExquiCity18 Fuel Cell de VAN HOOL de acuerdo con la Figura 17.



Figura 17. Bus de celda de combustible Van Hool [32]

Potencia del motor: 210 kW

Capacidad del almacenamiento de hidrógeno: 38.5 KG

Consumo de H₂: 9.56 kg/100km

Autonomía: 451 km

Pasajeros: 46

5.3. Información de referencia

Para el recorrido de los buses de hidrógeno se tomó una muestra de los recorridos troncales actuales, teniendo en cuenta el mapa de rutas (Apéndice E) e información asociada, con el fin de realizar un análisis más ajustado de acuerdo con los recorridos que realizarían los FCEB, acorde con la logística desarrollada por Transmilenio.

A continuación, se presenta la información de las rutas escogidas para el desarrollo del presente trabajo tomada de la página de Transmilenio, las cuales tienen origen en el “Portal

Norte”, también asociado a la ubicación del sistema de generación de hidrógeno. Con la información suministrada por moovitapp se identificó la cantidad de rutas durante el día [33]. En el Apéndice A se presenta la información general de rutas troncales.

Tabla 1. Frecuencia de rutas. [33]

Nombre de ruta	Origen de ruta	Destino de ruta	Longitud (km)	Frecuencia (min)	hora inicio	hora fin	Tiempo Operac	Cantidad de rutas
D10	PORTAL NORTE	PORTAL 80	18	15	06:30	22:00	15:30	62
J74	PORTAL NORTE	AGUAS	19	15	05:30	21:30	16:00	64
J70	PORTAL NORTE	AGUAS	22	15	05:30	09:00	03:30	14
H13	PORTAL NORTE	PORTAL TUNAL	26	15	05:00	22:00	17:00	68
H27	PORTAL NORTE	PORTAL TUNAL	26	15	06:00	20:00	14:00	56
G12	PORTAL NORTE	PORTAL SUR	27	15	05:00	23:00	18:00	72
H75	PORTAL NORTE	PORTAL USME	28	15	05:00	23:00	18:00	72
F28	PORTAL NORTE	PORTAL AMERICAS	29	15	05:00	20:00	15:00	60
G46	PORTAL NORTE	SAN MATEO	31	15	05:00	20:00	15:00	60

5.4. Emisiones de GEI

Teniendo en cuenta el funcionamiento actual de los buses troncales de Transmilenio mediante los combustibles diesel y gas, se pretende determinar las emisiones de GEI y obtener el ahorro de estas al utilizar buses de celda de combustible de cero emisiones.

De acuerdo con los valores de referencia del potencial de carbono almacenado en áreas licenciadas por ANLA, [34] a continuación se presentan los valores de potencial de calentamiento global de GEI con mayor análisis en los ecosistemas, teniendo en cuenta el dióxido de carbono (CO₂), el óxido Nitroso (N₂O) y el metano (CH₄) por su mayor potencial y aporte hacia el calentamiento global, los cuales fueron tenidos en cuenta para el cálculo de las emisiones de GEI por tipo de combustible:

Tabla 2. Potencial de Calentamiento global de Gases de Efecto Invernadero. [34]

Gas de Efecto Invernadero	Potencial de Calentamiento Global para 100 años
Dióxido de carbono (CO ₂)	1
Metano (CH ₄)	25
Óxido Nitroso (N ₂ O)	310

Adicional se tendrá en cuenta los rendimientos promedio de los buses en Colombia 2015 (para la ciudad de Bogotá) presentados por el BECO, presentados en la siguiente tabla:

Tabla 3. Rendimiento promedio de los buses en Colombia [35]

		km/gal o km/m ³	Fuente
Bogotá	Diésel	12	MDL - Transmilenio
	Gas	5	Terpel Uninorte

A continuación, se presentan los factores de emisión de los GEI presentados por FECOC, por tipo de combustible, para el cálculo de las emisiones por combustible. [36]

Tabla 4. Factor de Emisiones CO₂, CH₄, N₂O. [36]

Tipo de combustible	Factor de emisiones de CO ₂		Factor de emisiones de CH ₄		Factor de emisiones de N ₂ O	
Diesel	10.18	kg CO ₂ /gal	0.000037	kg CH ₄ /gal	0.000037	kg N ₂ O /gal
Gas	1.98	kg CO ₂ /m ³	0.00328	kg CH ₄ /m ³	0.000107	kg N ₂ O /m ³

5.5. Costo total de propiedad

De acuerdo con la adquisición de vehículos, el Costo Total de Propiedad (CTP), se puede definir como un análisis económico integral sobre el ciclo de vida de los buses, en el cual se incluyen los costos totales de adquisición, operación y mantenimiento, que permite obtener comparaciones de los costos entre diferentes vendedores y tecnologías. [37]

$$CTP = CAPEX_0 + \sum_{i=0}^N (Cop_i + Cm_i) - V_R$$

CAPEX₀= Costo de inversión en el año 0.

C_{op_i} = Costo de operación en el año i (combustible, impuestos, seguros)

C_{m_i} = Costos de mantenimiento en el año i (mantenimientos preventivos, correctivos y bolsa de repuestos)

V_R = Valor residual de los activos. Si el valor es cero y existe un costo de chatarrización, se suma en vez de restarse.

5.6. Producción de hidrógeno

Una vez calculada la demanda de hidrógeno requerida por la flota de autobuses, se procede a dimensionar la capacidad del electrolizador, así como la compresión y el almacenamiento. Para el almacenamiento de este proyecto, se dimensionó de manera que se pueda cubrir la demanda actual de la flota ($654 \text{ kgH}_2/\text{día}$) y contar con una reserva adicional ($532 \text{ kgH}_2/\text{día}$). En este estudio, se determinó que la forma más adecuada de almacenar y transportar el hidrógeno es en estado gaseoso comprimido, debido a que los costos para el hidrógeno líquido (LH_2) son elevados. Sin embargo, la herramienta permite realizar variaciones entre ambos estados.

5.7. Capex y Opex

En la modelación de la planta tipo, se tienen en cuenta los costos de capital (CAPEX) relacionados con los componentes del módulo de electrólisis utilizado para la producción de hidrógeno, teniendo en cuenta lo mencionado en el capítulo 4, para este caso en particular se tuvieron en cuenta los siguientes valores para cubrir las necesidades del proyecto con un electrolizador tipo Alcalino ya que sus costos son menores en relación con los tipo PEM [10].

Variable	Valor	Unidad
Capacidad Ez	5	MW
Costo Agua	1	USD/M3
CAPEX Ez	898	USD/Kw
OPEX Ez	5%	% CAPEX/año
Componente del Stack	45%	% CAPEX
Costos Adicionales de Inversión	50%	% CAPEX
Consumo Eléctrico Ez	53	kWh/kgH2
Consumo Agua Ez	0,015	M3/kgH2
Vida Util Stack	65000	horas
Vida Util Stack	14	años

Ilustración 18. Valores parametrizables de la herramienta. [Elaboración propia].

5.8. Compresión y almacenamiento.

Teniendo en cuenta el caso de estudio se optó por el almacenamiento en CGH₂, se procedió a realizar el cálculo del CAPEX y OPEX teniendo en cuenta los datos mostrados en el Apéndice B. Sin embargo, la herramienta permite hacer un cambio en el tipo de compresión y almacenamiento dependiendo de si es CGH₂ o LH₂.

Tipo de electrolizador	Alkaline
Tipo de almacenamiento	CGH2
Cantidad de días a almacenar	1

Ilustración 19. Parámetros modelables de la herramienta. [Elaboración propia]

5.9. Transporte de H₂.

La herramienta permite evaluar los costos de transportar el gas desde la fuente de producción hasta la hidrogenera. Para que el modelo realice el cálculo de este valor, es necesario que el usuario ingrese la distancia entre ambos puntos y la forma en la que se desea transportar el combustible, para el estudio se determinó que la distancia es menor de 500 km y en forma de gas comprimido.

Tipo de transporte	Gasoducto
Distancia entre planta generadora y hidrogenera	500

Ilustración 20. Parámetros modelables de la herramienta. [Elaboración propia].

Capítulo 6

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

6.1. Estimación de Hidrógeno requerido

De acuerdo con las rutas escogidas a los recorridos diarios que realizaría cada bus, se establece la logística de recarga periódica de cada uno de los buses en operación:

Tiempo de operación por cada ruta ida y vuelta (hacia el Portal Norte): 4 horas.

Longitud por ruta equivale a 2 recorridos.

Tabla 5. Uso diario de hidrógeno. [Elaboración propia]

Nombre de ruta	Recorrido diario por bus (KM)	Días con una sola recarga	Buses requeridos diarios	Km diarios	Uso diario de H2 (Kg)
D10	144	6	16	576	55
J74	76	5	16	608	58
J70	22	20	16	704	67
H13	130	3	16	832	80
H27	78	4	16	832	80
G12	135	3	16	864	83
H75	140	3	16	896	86
F28	116	3	16	928	89
G46	124	3	16	992	95
			144	7232	691

De acuerdo con la información anterior, para llevar a cabo la operación de **144 FCEB** se requiere diariamente **691 kg de Hidrógeno** de acuerdo con las rutas troncales escogidas.

6.2. Estimación de emisiones de GEI

Para el cálculo de las emisiones se tuvo en cuenta la longitud total 6.844 km diarios recorridos por las rutas escogidas y por cada tipo de combustible, con un promedio total de 144 buses.

A continuación, se presenta lo casos de emisiones cuando toda la flota opera con combustible diese, a gas o mitad diesel y mitad gas, calculando las emisiones generadas, las cuales se evitarían con la implementación de los FCEB:

Tabla 6. Emisiones por combustibles diesel y gas. [elaboración propia]

Tipo de Tecnología	Emisiones GEI		
Buses a Diesel	4,460	(t CO ₂ eq)	Emisiones con buses a diesel
Buses a Gas	2,074	(t CO ₂ eq)	Emisiones con buses a gas
Buses a Diesel	2,081	(t CO ₂ eq)	Emisiones con mitad de buses diesel
Buses a Gas	1,106	(t CO ₂ eq)	Emisiones con mitad de buses a gas

En la siguiente tabla se indican los rendimientos y consumos por tipo de combustible teniendo en cuenta que en la operación diaria se tengan actualmente la mitad de buses (63 Unidades) con combustible diesel y la otra mitad de buses (72 unidades) con combustible gas y el reemplazo total de la flota de buses (135 unidades) con celda de combustible:

Tabla 7. Consumo de combustibles. [Elaboración propia]

Buses a Diesel		Buses a Gas		Buses a Hidrogeno	
Rendimiento (gal/km)	Consumo de combustible (gal)	Rendimiento (m ³ /km)	Consumo de combustible (m ³)	Rendimiento (kg/km)	Consumo de combustible (kg)
12	192,477	5	527,936	0.0956	473,163

Teniendo en cuenta los Factores de Emisiones y el consumo de combustible anual de acuerdo con los kilómetros recorridos, es posible obtener las emisiones equivalentes, las cuales se presentan a continuación:

Tabla 8. Emisiones de GEI totales por tipo de combustible. [Elaboración propia]

Emisiones totales diesel (tCO ₂ eq)	2,081
Emisiones totales gas (tCO ₂ eq)	1,106
Emisiones totales (tCO₂ eq)	3,187

Según el escenario planteado (mitad de la flota buses a diesel y la otra mitad a gas), al reemplazar los buses diesel y gas por buses con celda de combustible, se estarían dejando

de emitir **3,187 tCO₂ eq** GEI al medio ambiente anuales lo cual comprueba que la implementación de la nueva tecnología de celda de combustible en los buses troncales de Transmilenio aportaría en la descarbonización local.

6.3. Estimación del LCOH

Según las especificaciones técnicas de los FCEBs, se procede al cálculo del LCOH teniendo en cuenta toda la cadena de valor del hidrógeno. Como se mencionó anteriormente, para este estudio, el hidrógeno se entregará a la hidrogenera en forma comprimida a una presión de 350 bar. Además, se determina que es necesario contar con un día de almacenamiento para garantizar que la flota no experimente escasez y pueda mantener una operación normal.

Teniendo en cuenta estas variables los resultados para el cálculo del LCOH se presentan a continuación:

CAPEX	0,73
O&M	0,43
Electricidad	3,30
Agua	0,02
Compresión y almacenamiento	1,66
Transporte	3,87
Total (USD/kgH ₂)	10,01

Tabla 9. Resultados del LCOH por cadena de valor. [Elaboración propia]

Cabe destacar que en la componente de electricidad se tiene en cuenta un LCOE cercano a los 66 USD/MWh. Este valor fue estimado considerando la ubicación y la capacidad de generación energética necesaria para abastecer toda la producción de hidrógeno como el sistema de electrolizador, compresión del hidrógeno, sistema de almacenamiento, servicios auxiliares.

Dentro de los valores presentados tanto de LCOH y LCOE se tuvieron los incentivos tributarios actuales para Colombia descritos anteriormente.

6.4. Estimación del Costo total de propiedad

De acuerdo con el desarrollo del presente trabajo, se realizó la comparación de los costos de CTP para buses de tecnologías de combustión diesel, a gas vehicular y buses de celda de combustible entre los años 2023 y 2040. En la siguiente gráfica se puede evidenciar el comportamiento del análisis financiero en cada una de las tecnologías, en donde se presentan altos costos de implementación en los FCEB en comparación con los combustibles gas y diesel:

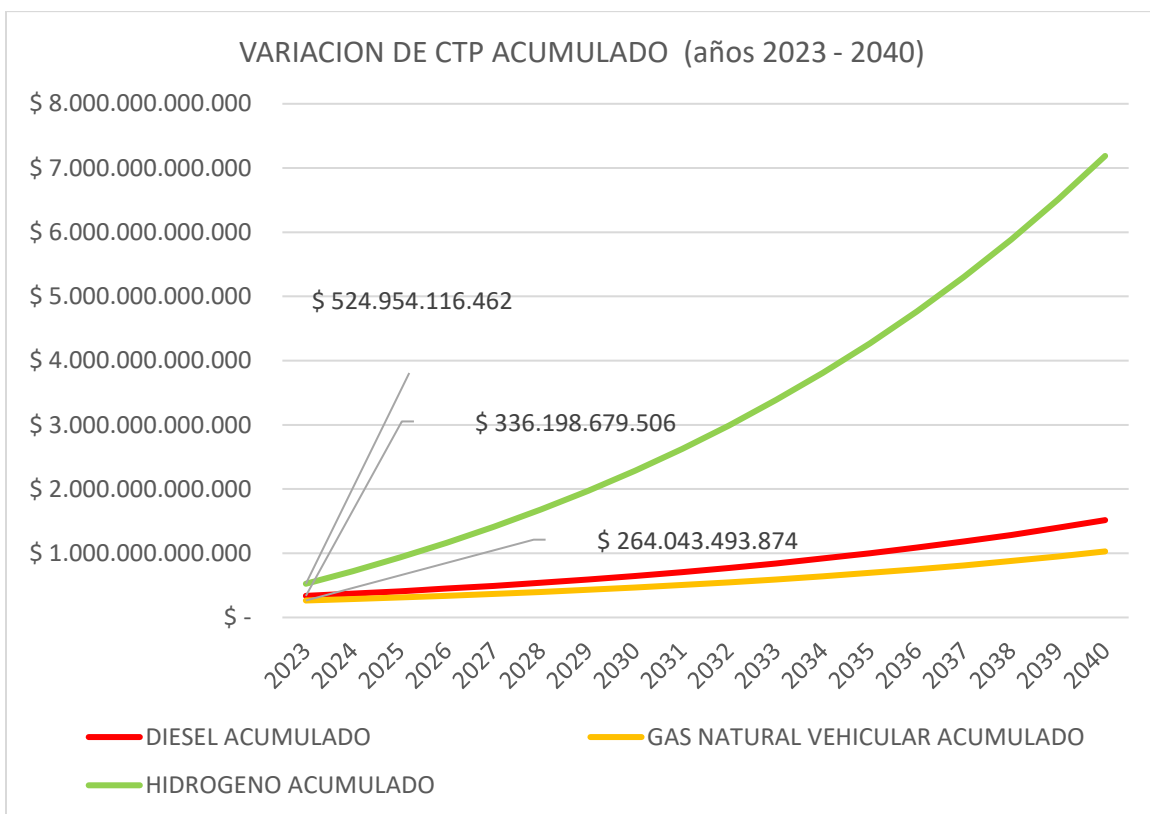


Figura 21. Variación de Costo Total de Propiedad 2023 – 2040 [Elaboración Propia]

De acuerdo con la gráfica anterior, se evidencia que en la actualidad teniendo en cuenta los precios de los FCEB presentan altos costos en la inclusión de esta tecnología, sin embargo, es posible que la reducción de costos proyectados viabilice incluir esta tecnología en menor tiempo.

Adicional, de acuerdo con la inclusión de estas nuevas tecnologías para la producción de combustibles que reduzcan la emisión de GEI, se deben tener en cuenta en los análisis técnico económicos, los diferentes incentivos que otorga el gobierno, los mecanismos para reducir los costos en la generación de energía, con la finalidad que el CTP se pueda reducir y se puedan viabilizar este tipo de proyectos, buscando la estabilidad de los mismos.

Para el cálculo del CTP asociado a los buses de celda de combustible se tuvo en cuenta los diferentes incentivos tributarios que actualmente rigen en Colombia por la adquisición de un vehículo eléctrico, los cuales son:

- Reducción del arancel al 0% para vehículos eléctricos.
- Descuento del 10% en la adquisición del soat.
- Descuento del 30% en el pago de revisión tecnomecánica.
- Descuento del 70% del impuesto vehicular.
- Exención del IVA (19%).

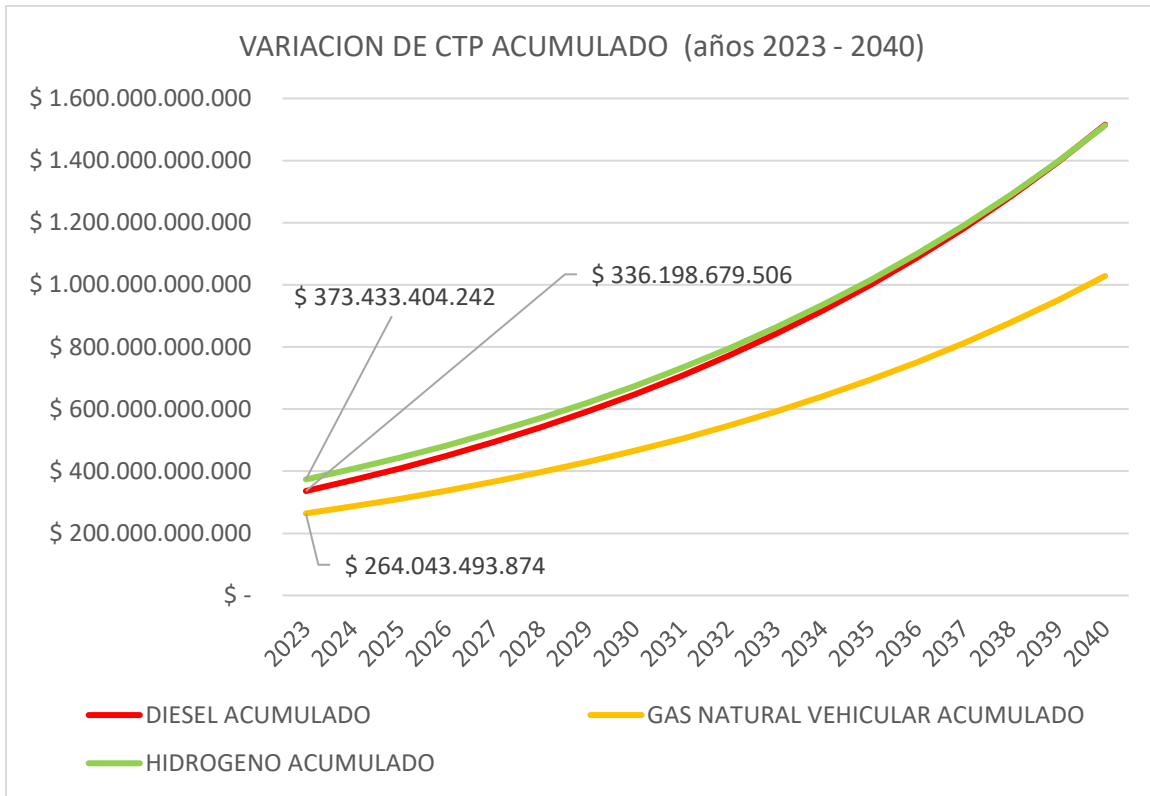


Figura 22 . Viabilidad del Costo Total de Propiedad al 2040 [Elaboración Propia]

De acuerdo con la proyección en busca de una viabilidad más temprana, en el análisis del presente proyecto se tiene que para el año 2040 con un costo de H₂ dispensado en 2 US y con las condiciones actuales, la inclusión de los FCEB serán más factibles que los buses con combustible diesel. Adicional se prevé que con la estabilización de la tecnología y la reducción en costos por los diferentes incentivos del gobierno mayores a los actuales, se tendría una viabilidad más temprana.

Capítulo 7

CONCLUSIONES

- Según las estimaciones y documentaciones previstas para este estudio Colombia se proyecta como un representante potencialmente importante a nivel internaciones y que cuenta una gran capacidad, en caso de explotarse al 100%, de contar con generación renovable competitiva pasando de un valor actual estimado según el estudio de 66 USD/MWh a 40 USD/MWh para una frontera a 2050 [38].
- El hidrógeno verde se encuentra en una fase de desarrollo y maduración tecnológica, y aún no se tiene claridad hasta dónde puede llegar a suplir las necesidades actuales por parte de los hidrocarburos. Sin embargo, los nuevos usos como lo es el power to mobility puede acelerar el desarrollo de esta tecnología afianzándola para un futuro cercano.
- El desarrollo del mercado de hidrógeno verde dependerá de las negociaciones e incentivos que se den por parte de los gobiernos hacia las industrias. En el caso de Colombia con la inclusión de los beneficios tributarios y las aproximaciones con gobiernos extranjeros (Alemania), podría llegar a impulsar estos proyectos a nivel nacional y de esta forma se reforzaría la competitividad como país ante el mercado internacional.
- En la lucha con el calentamiento global, la electrificación y las nuevas tecnologías son necearías para poder mitigar el impacto que tenemos actualmente como sociedad, en este sentido el hidrógeno verde se posiciona como principal componente para la descarbonización de sectores importante como lo son, generación eléctrica y transporte.
- Teniendo en cuenta el análisis realizado, se determina que la implementación de los FCEB contribuye a la descarbonización tanto local como global dado que no genera emisiones de GEI en la combustión del H₂, siendo este generado por una

fuentes renovables como es el sol, en comparación con el uso de combustibles como el diesel y el gas de los cuales el diesel es el que genera emisiones considerables al medio ambiente. Así mismo el uso del H₂ como combustible en los FCEB presenta eficiencias similares en el desempeño de los buses, evitando presentar inconvenientes en la operación de la flota de buses definida en el presente proyecto.

- Otra de las ventajas presentadas por esta tecnología es el tiempo de abastecimiento de cada uno de los buses el cual oscila entre 10 y 15 minutos similar al tiempo de recarga con los combustibles convencionales, evitando tiempos prolongados inoperativos en comparación los BEB, brindando optimización en la operación y reducción de costos por la adquisición de infraestructura que pueda cubrir la cantidad de buses determinada para garantizar la operación normal de la flota de buses.
- Teniendo en cuenta los altos costos que presenta actualmente esta tecnología por la etapa de desarrollo e implementación en la que se encuentra, hace que este tipo de proyectos no sea viable económicamente, sin embargo se espera que con la masificación en la implementación de esta tecnología a nivel mundial, estos costos se reduzcan y viabilice la entrada en operación de este tipo de proyectos en el sector del transporte público, el cual independiente de la viabilidad económica es el paso a seguir para mitigar la emisión de GEI al medio ambiente de acuerdo con los beneficios presentados.
- La reestructuración y cambios necesarios al marco regulatorio, hace que compañías del exterior se interesen en Colombia para la realización de proyectos con modalidad tipo PPA (Power Purchase Agreement), incentivando así la implementación de proyectos como el notificado en el presente trabajo.

REFERENCIAS

- [1] bogota.gov.co, «bogota.gov.co,» [En línea]. Available: [https://bogota.gov.co/mi-ciudad/ambiente/distrito-presenta-plan-para-reducir-emisiones-y-ser-carbono-neutral#:~:text=De%20acuerdo%20con%20este%20reporte,equivalente%20\(tCO2e\)%20en%20Bogot%C3%A1](https://bogota.gov.co/mi-ciudad/ambiente/distrito-presenta-plan-para-reducir-emisiones-y-ser-carbono-neutral#:~:text=De%20acuerdo%20con%20este%20reporte,equivalente%20(tCO2e)%20en%20Bogot%C3%A1).
- [2] S. d. E. R. C. (SER), «SEI,» SEI Latin America, 7 marzo 2023. [En línea]. Available: https://www.sei.org/publications/energia-solar-eolica_colombia-2022/#:~:text=Según%20SER%20Colombia%2C%20el%20gran,Colombia%20de%2018%2C8%20GW.. [Último acceso: 5 Abril 2023].
- [3] Ministerio de Minas y Energía, «Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia,» Bogotá, 2021.
- [4] Gobierno Nacional de Colombia, «LEY 2099 DE 2021,» Bogotá, 2021.
- [5] N. unidas, «Naciones unidas - Acción por el clima,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change#:~:text=La%20temperatura%20media%20de%20la,fue%20la%20más%20cálida%20registrada..> [Último acceso: 22 Mayo 2023].
- [6] Ideam, «BUR3,» Bogotá, 2018.
- [7] Hinicio, «Informe del análisis de costo total de posesión (CTP),» San José, 2020.
- [8] A. G. García-Conde, «Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno,» Asociación Española del Hidrógeno , Madrid.
- [9] Hinico, «Estudios Técnico – Económicos – Financieros para la creación de condiciones habilitadoras del ECOSISTEMA DEL HIDRÓGENO en Aplicaciones de Movilidad Eléctrica en Costa Rica.,» San José, 2020.
- [1] IRENA, «Green Hydrogen Cost Reduction,» IRENA, Abu Dhabi, 2020.
- 0]
- [1] G. d. españa, «Hoja de ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable,» Madrid, 2020.
- [1] Shell, «Hydrogen Study Energy of the future,» Hamburg, 2017.
- 2]
- [1] word Iron & Steel, [En línea]. Available: <https://www.wldsteel.com/es/cual-es-el-material-de-acero-para-la-tuberia-de-hidrogeno/>.
- [1] B. I. D. Adasme, «estudio de factibilidad técnica y económica de pantas de generación,» Santiago de Chile, 2021.
- [1] Shell, «Shel Hydrogen Study, Energy of the Future, Sustainable Mobility through Fuel Cells and H2,» Hamburg, 2017.
- [1] H. Chile, «Ventajas y desventajas de Blending,» Santiago de Chile.
- 6]
- [1] Haskel, «<https://www.haskel.com>,» [En línea]. Available: <https://www.haskel.com/en-co/blog/how-does-a-hydrogen-refuelling-station-work>.
- 7]

- [1] G. nacional, «Ley 2099 de 2021,» Bogotá.
8]
- [1] H2 Stations.org, «<https://www.h2stations.org/>,» [En línea]. Available:
9] <https://www.h2stations.org/statistics/>.
- [2] H2 Mobility, «Overview Hydrogen Refuelling For Heavy Duty Vehicles,» Berlin,
0] Germany , 2021.
- [2] hdsam, «<https://hdsam.es.anl.gov/>,» [En línea]. Available:
1] <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hrsam>.
- [2] Grupo caja de ingenieros, «¿Que es el LCOE y para qué sirve?,» 2022.
2]
- [2] IRENA, «RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2021,» 2022.
3]
- [2] Irena, «Base de datos de costes renovables de IRENA».
4]
- [2] Cidet, «<http://revista.cidet.org.co/>,» [En línea]. Available:
5] <http://revista.cidet.org.co/revistas/revista-21/>.
- [2] Fuel Cell Electric Buses, «<https://www.fuelcellbuses.eu/>,» [En línea]. Available:
6] <https://www.fuelcellbuses.eu/wiki/fuel-cell-electric-buses-fuel-cell-electric-buses/about-fuel-cell-electric-buses>.
- [2] Iberdrola, «<https://www.iberdrola.com/>,» [En línea]. Available:
7] <https://www.iberdrola.com/sustainability/hydrogen-stations>.
- [2] Ballard, «<https://cn.ballard.com/>,» [En línea]. Available:
8] <https://cn.ballard.com/markets/transit-bus>.
- [2] UITP Advancing Public Transport, «FUEL CELL BUSES: Best Practices and
9] Commercialisation Aproxaches,» MyLibrary, Brussels, Belgium, July 2020.
- [3] Carril bus, «<https://carrilbus.com/>,» [En línea]. Available: <https://carrilbus.com/en-portada-2>.
- [3] Hydrogen Council, «Hydrogen Insights - A perspective on hydrogen investment,
1] market development and cost competitiveness,» Febrero 2021.
- [3] Gasnam, «<https://gasnam.es/>,» [En línea]. Available: [https://gasnam.es/autobuses-a-2\] hidrogeno/](https://gasnam.es/autobuses-a-2] hidrogeno/).
- [3] Moovit, «<https://moovitapp.com/>,» 2023. [En línea]. Available:
3] https://moovitapp.com/index/es-419/transporte_p%C3%BAblico-lines-Bogota-762-8929.
- [3] ANLA - Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, «Valores de referencia del
4] potencial de carbono Almacenado en áreas licenciadas por ANLA,» Julio 2021.
- [3] UPME - Unidad de Planeación Minero Energética, «Primer balance de Energía Útil
5] para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética,» Bogotá, Abril 2019.

- [3] Upme, «Consultoría técnica para el fortalecimiento y mejora de la base de datos de factores de emisión de los combustibles colombianos - FECOC,» Medellín, 2016.
- [3] Wri India, «<https://www.wricitiesindia.org/>,» 06 Octubre 2020. [En línea]. Available:
- 7] <https://www.wricitiesindia.org/content/total-cost-ownership-electric-vehicles-implications-policy-and-purchase-decisions>.
- [3] SER, «Transformación energética global,» Barranquilla.
- 8]
- [3] Mengpin, «WRI México,» 2 09 2021. [En línea]. Available:
- 9] <https://wrimexico.org/bloga/cuatro-gráficos-que-explican-las-emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-país-y-por>. [Último acceso: 26 5 2023].
- [4] Transmilenio, «<https://www.transmilenio.gov.co/>,» [En línea]. Available:
- 0] <https://www.transmilenio.gov.co/publicaciones/150402/publicacionesmapa-interactivo-de-transmilenio/>.
- [4] J. V. - A. Rojas, «ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICO EN EL SUPERMERCADO SUTIPLAZA CHECHO DEL MUNICIPIO DE LA PLATA (HUILA),» Bogotá, Colombia, 2020.
- [4] XM, «Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2021,» Medellín, 2] 2021.
- [4] S. L. America, «SEI,» 7 3 2023. [En línea]. Available:
- 3] https://www.sei.org/publications/energia-solar-eolica_colombia-2022/. [Último acceso: 24 5 2023].
- [4] Nrel, «<https://www.nrel.gov/>,» [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/fuel-cell-electric-buses-in-the-usa.html>.
- [4] Upme, «<https://www1.upme.gov.co/>,» [En línea]. Available:
- 5] <https://www1.upme.gov.co/Incentivos/Paginas/abchidrogeno.aspx>.
- [4] Hydrogen Council, «Path to hydrogen competitiveness, A cost perspective,» 2020.
- 6]
- [4] Naciones Unidas, «Naciones Unidas,» [En línea]. Available:
- 7] <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>. [Último acceso: 30 5 2023].
- [4] Ministerio de ambiente, «Minambiente,» 2020 11 26. [En línea]. Available:
- 8] <https://www.minambiente.gov.co/asuntos-ambientales-sectorial-y-urbana/colombia-reducira-en-un-51-sus-emisiones-de-gases-efecto-invernadero-para-el-ano-2030/#:~:text=Bogotá%2C%2026%20de%20noviembre%20de,país%20para%20el%20año%202030..> [Último acceso: 1 06 2023].
- [4] EIA, «Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 9] 2022,» Estados Unidos, 2022.

APENDICE

Apéndice A. Rutas Troncales de Transmilenio

Nombre de ruta	Origen de ruta	Destino de ruta	Tipo de ruta	Tipo de Operación	Tipo de bus	Longitud de ruta (km)
G45	PORTAL SUR	SAN MATEO	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	5
M86-K86A	AEROPUERTO EL DORADO	HACIENDA SANTA BARBARA	DUAL	Refuerzo	DUAL	6
2-2	PORTAL 20 DE JULIO	MUSEO NACIONAL	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	7
2-1	MUSEO NACIONAL	PORTAL 20 DE JULIO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	7
B55	PORTAL 80	HEROES	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	8
F23B	AGUAS	BANDERAS	TRONCAL	Refuerzo	BIARTICULADO	10
M86-K86ACV	AEROPUERTO EL DORADO	HACIENDA SANTA BARBARA	DUAL	Ciclovía	DUAL	10
1-2	PORTAL ELDORADO	UNIVERSIDADES	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	11
1-1	UNIVERSIDADES	PORTAL ELDORADO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	12
L82R	CLINICA EL BOSQUE	PORTAL 20 DE JULIO	DUAL	Refuerzo	DUAL	13
G47	MUSEO NACIONAL	PORTAL SUR	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	13
J23	PORTAL AMERICAS	AGUAS	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	14
M47	PORTAL SUR	MUSEO NACIONAL	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	14
3-1	CONCEJO DE BOGOTA	PORTAL 20 DE JULIO	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	14
M83	CL67D Sur - Av Caracas	MUSEO NACIONAL B - 7	DUAL	Normal	DUAL	14
F23	AGUAS	PORTAL AMERICAS	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	14
J23B	PORTAL AMERICAS	AGUAS	TRONCAL	Refuerzo	BIARTICULADO	15
5-2	PORTAL AMERICAS	CALLE 22	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	15
F51	MUSEO NACIONAL	PORTAL AMERICAS	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	15
H83	MUSEO NACIONAL B - 7	CL67D Sur - Av Caracas	DUAL	Normal	DUAL	15
G43C	CAD	SAN MATEO	TRONCAL	Refuerzo	BIARTICULADO	15
6-1	UNIVERSIDADES	PORTAL 80	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	15
D24	UNIVERSIDADES	PORTAL 80	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	15
5-1	CALLE 22	PORTAL AMERICAS	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	15
6-2	PORTAL 80	UNIVERSIDADES	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	15
M51	PORTAL AMERICAS	MUSEO NACIONAL	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	15

Nombre de ruta	Origen de ruta	Destino de ruta	Tipo de ruta	Tipo de Operación	Tipo de bus	Longitud de ruta (km)
L41	SAN MATEO	BICENTENARIO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	15
J24	PORTAL 80	UNIVERSIDADES	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	16
G41	BICENTENARIO	SAN MATEO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	16
3-2	PORTAL USME	CONCEJO DE BOGOTA	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	16
K43C	SAN MATEO	CAD	TRONCAL	Refuerzo	BIARTICULADO	16
D81	MUSEO NACIONAL	PUENTE DE GUADUA	DUAL	Normal	DUAL	17
B74	AGUAS	PORTAL NORTE	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	17
B10	PORTAL 80	PORTAL NORTE	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	17
L10	PORTAL ELDORADO	PORTAL 20 DE JULIO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	17
D10	PORTAL NORTE	PORTAL 80	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	18
D81CV	MUSEO NACIONAL	PUENTE DE GUADUA	DUAL	Ciclovía	DUAL	18
F32	NQS - CALLE 75	PORTAL AMERICAS	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	18
M81	PUENTE DE GUADUA	MUSEO NACIONAL	DUAL	Normal	DUAL	19
M81CV	PUENTE DE GUADUA	MUSEO NACIONAL	DUAL	Ciclovía	DUAL	19
K10	PORTAL 20 DE JULIO	PORTAL ELDORADO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	19
F61	CALLE 72	PORTAL AMERICAS	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	19
J74	PORTAL NORTE	AGUAS	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	19
4-2	PORTAL SUR	HEROES	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	19
4-1	HEROES	PORTAL SUR	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	19
E42	SAN MATEO	SIMON BOLIVAR	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	19
7-1	SANTA ISABEL	PORTAL SUBA	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	19
G42	SIMON BOLIVAR	SAN MATERO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	19
F60	CALLE 76	PORTAL AMERICAS	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	20
C84	MUSEO NACIONAL B - 8	Av Suba - K114D	DUAL	Normal	DUAL	20
G52	FLORES	PORTAL SUR	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	20
C50	CALLE 161	PORTAL SUBA	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	20
D51	PORTAL USME	ESCUELA MILITAR	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	20
7-2	PORTAL SUBA	SANTA ISABEL	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	20
E32	PORTAL AMERICAS	NQS - CALLE 75	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	20
A52	PORTAL SUR	FLORES	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	21
M84CV	ETB TIBABUYES	MUSEO NACIONAL	DUAL	Ciclovía	DUAL	21
C84CV	MUSEONACIONAL	ETB TIBABUYES	DUAL	Ciclovía	DUAL	21
8-1	GUATOQUE - VERAGUAS	TERMINAL	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	21
J70	PORTAL NORTE	AGUAS	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	22
D21	PORTAL TUNAL	PORTAL 80	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	22

Nombre de ruta	Origen de ruta	Destino de ruta	Tipo de ruta	Tipo de Operación	Tipo de bus	Longitud de ruta (km)
H54	PORTAL ELDORADO	PORTAL USME	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	22
K23	ALCALA	PORTAL ELDORADO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	22
8-2	TERMINAL	GUATOQUE - VERAGUAS	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	22
G12GS	PORTAL NORTE	G. SANTANDER	TRONCAL	Refuerzo	BIARTICULADO	22
B12GS	G. SANTANDER	PORTAL NORTE	TRONCAL	Refuerzo	BIARTICULADO	23
B50	PORTAL SUBA	CALLE 161	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	23
B23	PORTAL ELDORADO	ALCALA	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	23
C73	UNIVERSIDADES	PORTAL SUBA	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	23
K54	PORTAL USME	PORTAL ELDORADO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	23
D22	PORTAL SUR	PORTAL 80	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	24
G22	PORTAL 80	PORTAL SUR	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	24
H21	PORTAL 80	PORTAL TUNAL	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	24
J73	PORTAL SUBA	UNIVERSIDADES	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	24
K43	SAN MATEO	PORTAL ELDORADO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	24
A60	PORTAL AMERICAS	CALLE 76	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	24
A61	PORTAL AMERICAS	CALLE 72	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	25
C25	PORTAL 20 DE JULIO	PORTAL SUBA	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	25
G43	PORTAL ELDORADO	SAN MATEO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	25
L25	PORTAL SUBA	PORTAL 20 DE JULIO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	25
H73	TOBERIN	PORTAL TUNAL	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	25
D81-M81C	MUSEO NACIONAL	PUENTE DE GUADUA	DUAL	Refuerzo	DUAL	26
H13	PORTAL NORTE	PORTAL TUNAL	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	26
K16	TERMINAL	PORTAL ELDORADO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	26
B18	PORTAL 20 DE JULIO	TERMINAL	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	26
H20	PORTAL 80	PORTAL USME	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	26
H27	PORTAL NORTE	PORTAL TUNAL	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	26
L18	TERMINAL	PORTAL 20 DE JULIO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	26
F26	ALCALA	PORTAL AMERICAS	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	26
D20	PORTAL USME	PORTAL 80	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	27
B12	PORTAL SUR	PORTAL NORTE	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	27
B16	PORTAL ELDORADO	TERMINAL	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	27
B27	PORTAL TUNAL	PORTAL NORTE	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	27
G12	PORTAL NORTE	PORTAL SUR	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	27

Nombre de ruta	Origen de ruta	Destino de ruta	Tipo de ruta	Tipo de Operación	Tipo de bus	Longitud de ruta (km)
G30	PORTAL SUBA	PORTAL SUR	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	27
F19	PORTAL SUBA	BANDERAS	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	27
B26	PORTAL AMERICAS	ALCALA	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	27
B13	PORTAL TUNAL	PORTAL NORTE	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	27
C15	PORTAL TUNAL	PORTAL SUBA	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	28
C30	PORTAL SUR	PORTAL SUBA	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	28
H15	PORTAL SUBA	PORTAL TUNAL	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	28
H75	PORTAL NORTE	PORTAL USME	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	28
C19	BANDERAS	PORTAL SUBA	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	29
F28	PORTAL NORTE	PORTAL AMERICAS	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	29
B75	PORTAL USME	PORTAL NORTE	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	29
B71	PORTAL TUNAL	TOBERIN	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	29
H72	TOBERIN	PORTAL USME	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	29
B28	PORTAL AMERICAS	PORTAL NORTE	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	29
H17	PORTAL SUBA	PORTAL USME	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	30
G11	TERMINAL	PORTAL SUR	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	31
B11	PORTAL SUR	TERMINAL	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	31
B72	PORTAL USME	TOBERIN	TRONCAL	Normal	ARTICULADO	31
C17	PORTAL USME	PORTAL SUBA	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	31
B46	SAN MATEO	PORTAL NORTE	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	31
G46	PORTAL NORTE	SAN MATEO	TRONCAL	Normal	BIARTICULADO	31
M82-L82CV	PORTAL 20 DE JULIO	CLINICA EL BOSQUE	DUAL	Ciclovia	DUAL	42
M86-K86	AEROPUERTO EL DORADO	HACIENDA SANTA BARBARA	DUAL	Normal	DUAL	46
M86-K86CV	AEROPUERTO EL DORADO	HACIENDA SANTA BARBARA	DUAL	Ciclovia	DUAL	54

Apéndice B. Costos de compresión y almacenamiento. Fuente: [14]

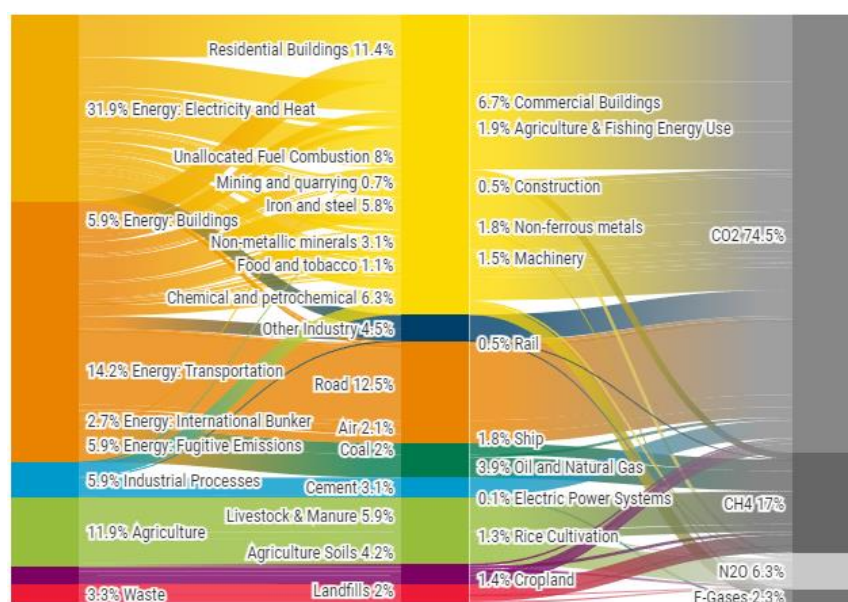
Método	Temp de alm (°C)	Presión de alm.	Costo de maquinaria (USD/kW)	Costo de contenedor (USD/kgH2)	Energía específica del compresor (kWh/kgH2)	Porcentaje de O&M almacenamiento	Porcentaje de O&M compresión
CGH2	20,00	100 - 200	3.900	90	1,2	2%	4%
LH2	253,00	1	7.810	500	11	4%	4%

Apéndice C. Electrolizadores. Fuente: [10]

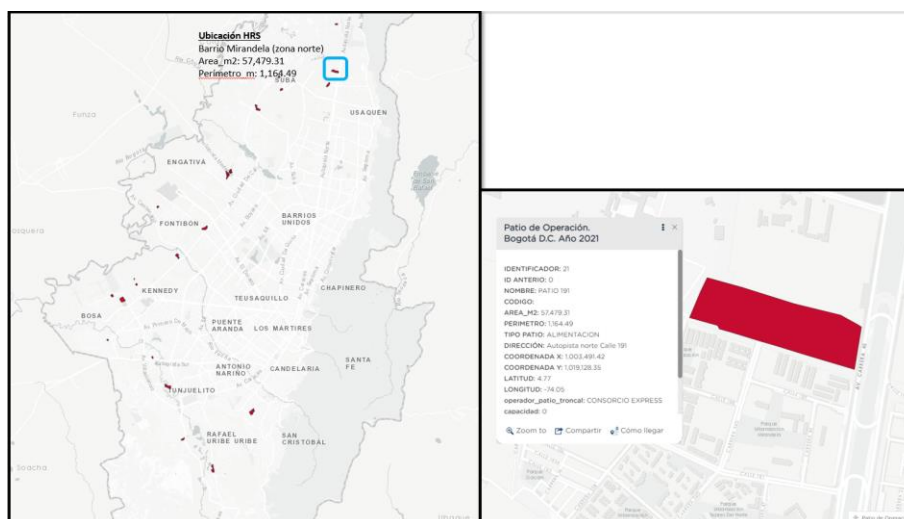
CARACTERÍSTICA	ALCALINOS	PEM
Vida útil (miles de horas)	60-90	50-80
Flexibilidad	Baja	Alta
Tamaño	60m ² /MW	25m ² /MW
Precio	500-1000 USD/kW	700-1600 USD/kW
Riesgo Personas	Alto	Bajo

Apéndice D: Figura 23. Porcentaje de emisiones de gases de efecto invernadero global.

[39]



Apéndice E: Figura 24. Ubicación de la HRS [Elaboración propia]



Apéndice F: Figura 25. Mapa de rutas troncales de Transmilenio [40]



Apéndice G: Manual de uso modelo.

CÁLCULO DE EMISIONES

El cálculo de Emisiones se realiza para los combustibles diesel y gas teniendo en cuenta que el H₂ en la combustión solo genera vapor de agua

Datos de entrada:

A continuación, se presenta la estimación de emisiones en donde se propone la cantidad de 144 buses las cual hace parte del total de los buses requeridos para la operación normal de las rutas escogidas y se definen 2 recorridos, teniendo en cuenta que todos los buses con origen en el Portal Norte después de llegar a su destino deberán retornar al sitio de origen nuevamente.

Flota:

La parte de la flota presenta las emisiones para los buses con combustibles Diesel, Gas y el costo total de propiedad TCO por tipo de combustible incluyendo el del H2, partiendo de la premisa que toda la flota opere por cada tipo de combustible y de acuerdo con las distancias que presenta cada ruta troncal escogida.

Cálculo de emisiones por distancia deseada:

Em esta sección del cálculo, la finalidad es poder obtener el cálculo de las emisiones y consumo de combustible de acuerdo con la distancia a recorrer y la cantidad de días al año que se quiera por la persona que desee consultar estos datos.

Trocales:

En este apartado se pretende que se escoja la ruta y a partir de este se muestren las emisiones teniendo en cuenta el recorrido de esta.

CALCULO DE EMISIONES GEI				
Datos de entrada				
Cantidad de buses a Diesel	144		(Un)	
Cantidad de recorrido con buses a a Diesel	2		(Un)	
Cantidad de buses a Gas	144		(Un)	
Cantidad de recorrido con buses a a Gas	2		(Un)	
Cantidad de buses a Hidrogeno	144		(Un)	
Cantidad de recorrido con buses a a Hidrogeno	2		(Un)	
Flota				
Tipo de Tecnología	Emisiones GEI		Cantidad de buses - flota	TCO (flota)
Buses a Diesel	21,406	(t CO2 eq)	144	336,198,679,506
Buses a Gas	9,955	(t CO2 eq)	144	264,043,493,874
Buses a Hidrógeno	0	(t CO2 eq)	144	408,157,233,183
Cálculo de Emisiones por distancia deseada				
Distancia a recorrer (Km)	329,960			
Cantidad de días al año (Un)	1			
Distancia total (Km)	5,114,380			
Tipo de Tecnología	Consumo de combustible		Emisiones GEI	
Buses a Diesel	426,198	gal	4,608.225	(t CO2 eq)
Buses a Gas	1,022,876	m3	2,143.099	(t CO2 eq)
Buses a Hidrógeno	488,935	Kg	0.000	(t CO2 eq)
			6,751	(t CO2 eq)
Troncales				
Ruta Troncal	G46			
Longitud (km)	31			
Origen	PORTAL NORTE			
Destino	SAN MATEO			
Tipo de Tecnología	Emisiones GEI			
Buses a Diesel	2,936	(t CO2 eq)		
Buses a Gas	1,366	(t CO2 eq)		

Figura 26. Resultado de cálculo de emisiones y TCO

A continuación, se presentan los datos calculados de emisiones por tipo de combustible:

CALCULO DE EMISIONES					
Buses a Diesel		Buses a Gas		Buses a Hidrogeno	
Rendimiento (km/gal)	Consumo de combustible anual (gal)	Rendimiento (km/m3)	Consumo de combustible anual (m3)	Rendimiento (kg/km)	Consumo de combustible anual (kg)
12	1,979,760	5	4,751,424	0.0956	2,271,181

CALCULO DE EMISIONES PARA COMBUSTIBLE DIESEL		CALCULO DE EMISIONES PARA COMBUSTIBLE GAS		CALCULO DE EMISIONES PARA COMBUSTIBLE HIDROGENO																																																																																							
https://www.anla.gov.co/01_anla		https://www1.upme.gov.co/Dem		https://gasnam.es/autobuses-a																																																																																							
Tabla 1 Potencial de Calentamiento Global de gases de efecto invernadero comparado al CO₂ <table border="1"> <thead> <tr> <th>Gas Efecto Invernadero</th> <th>Potencial de Calentamiento Global para 100 años</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Dióxido de carbono (CO₂)</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Metano CH₄</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>Óxido nítrico (N₂O)</td> <td>310</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fuente: FAO, 2015, Instituto de IPCC, 1996: Resumen técnico, Tab. 4, pag. 22</p>		Gas Efecto Invernadero	Potencial de Calentamiento Global para 100 años	Dióxido de carbono (CO ₂)	1	Metano CH ₄	25	Óxido nítrico (N ₂ O)	310	Tabla 5 Rendimiento promedio de los buses en Colombia 2015 <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th></th> <th>km/gal o km/m3</th> <th>litro/km</th> <th>Fuente</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">Bogotá</td> <td>Diésel</td> <td>12</td> <td>11.800</td> <td>MDL - Transmisión, 2011</td> </tr> <tr> <td>Gasolina</td> <td>8</td> <td>15.209</td> <td>Uninorte-Terpel, 2013</td> </tr> <tr> <td>Gas natural</td> <td>5</td> <td>6.895</td> <td>Terpel - Uninorte</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Barranquilla</td> <td>Diésel</td> <td>12</td> <td>11.952</td> <td>Promedio ciudades</td> </tr> <tr> <td>Gasolina</td> <td>8</td> <td>15.599</td> <td>Uninorte-Terpel, 2013</td> </tr> <tr> <td>Gas natural</td> <td>2</td> <td>16.122</td> <td>MDL, Transmetro, 2009</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Medellín</td> <td>Diésel</td> <td>12</td> <td>11.819</td> <td>MDL, Transmetro, 2009</td> </tr> <tr> <td>Gasolina</td> <td>9</td> <td>13.982</td> <td>MDL, Transmetro, 2009</td> </tr> <tr> <td>Gas natural</td> <td>3</td> <td>13.218</td> <td>MDL, Transmetro, 2009</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Cali</td> <td>Diésel</td> <td>12</td> <td>12.227</td> <td>Uninorte-Terpel, 2013</td> </tr> <tr> <td>Gasolina</td> <td>8</td> <td>14.897</td> <td>Promedio ciudades</td> </tr> <tr> <td>Gas natural</td> <td>2</td> <td>16.189</td> <td>Uninorte-Terpel, 2013</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">Nacional</td> <td>Diésel</td> <td>12</td> <td>11.952</td> <td>Promedio ciudades</td> </tr> <tr> <td>Gasolina</td> <td>8</td> <td>14.897</td> <td>Promedio ciudades</td> </tr> <tr> <td>Gas natural</td> <td>3</td> <td>11.612</td> <td>Promedio ciudades</td> </tr> </tbody> </table>				km/gal o km/m3	litro/km	Fuente	Bogotá	Diésel	12	11.800	MDL - Transmisión, 2011	Gasolina	8	15.209	Uninorte-Terpel, 2013	Gas natural	5	6.895	Terpel - Uninorte	Barranquilla	Diésel	12	11.952	Promedio ciudades	Gasolina	8	15.599	Uninorte-Terpel, 2013	Gas natural	2	16.122	MDL, Transmetro, 2009	Medellín	Diésel	12	11.819	MDL, Transmetro, 2009	Gasolina	9	13.982	MDL, Transmetro, 2009	Gas natural	3	13.218	MDL, Transmetro, 2009	Cali	Diésel	12	12.227	Uninorte-Terpel, 2013	Gasolina	8	14.897	Promedio ciudades	Gas natural	2	16.189	Uninorte-Terpel, 2013	Nacional	Diésel	12	11.952	Promedio ciudades	Gasolina	8	14.897	Promedio ciudades	Gas natural	3	11.612	Promedio ciudades	<p>El modelo VAN HOOE EquiCity18 Fuel Cell (H) cuenta con una potencia de motor de 210kw y un par máximo de 3000nm. Su capacidad de almacenamiento de hidrógeno es de 38,5 kg y su consumo es de 5,54kg/100km, lo que le confiere una autonomía de 451km. Su longitud es de 18,23m.</p>									
Gas Efecto Invernadero	Potencial de Calentamiento Global para 100 años																																																																																										
Dióxido de carbono (CO ₂)	1																																																																																										
Metano CH ₄	25																																																																																										
Óxido nítrico (N ₂ O)	310																																																																																										
		km/gal o km/m3	litro/km	Fuente																																																																																							
Bogotá	Diésel	12	11.800	MDL - Transmisión, 2011																																																																																							
	Gasolina	8	15.209	Uninorte-Terpel, 2013																																																																																							
	Gas natural	5	6.895	Terpel - Uninorte																																																																																							
Barranquilla	Diésel	12	11.952	Promedio ciudades																																																																																							
	Gasolina	8	15.599	Uninorte-Terpel, 2013																																																																																							
	Gas natural	2	16.122	MDL, Transmetro, 2009																																																																																							
Medellín	Diésel	12	11.819	MDL, Transmetro, 2009																																																																																							
	Gasolina	9	13.982	MDL, Transmetro, 2009																																																																																							
	Gas natural	3	13.218	MDL, Transmetro, 2009																																																																																							
Cali	Diésel	12	12.227	Uninorte-Terpel, 2013																																																																																							
	Gasolina	8	14.897	Promedio ciudades																																																																																							
	Gas natural	2	16.189	Uninorte-Terpel, 2013																																																																																							
Nacional	Diésel	12	11.952	Promedio ciudades																																																																																							
	Gasolina	8	14.897	Promedio ciudades																																																																																							
	Gas natural	3	11.612	Promedio ciudades																																																																																							
Gases de Efecto Invernadero - Potencial de calentamiento Global <table border="1"> <thead> <tr> <th>Gas de Efecto Invernadero</th> <th>Potencial de Calentamiento Global para 100 años</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Dióxido de carbono (CO₂)</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Metano (CH₄)</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>Óxido Nítrico (N₂O)</td> <td>310</td> </tr> </tbody> </table>		Gas de Efecto Invernadero	Potencial de Calentamiento Global para 100 años	Dióxido de carbono (CO ₂)	1	Metano (CH ₄)	25	Óxido Nítrico (N ₂ O)	310	http://www.upme.gov.co/calcula		FECOC <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Emisiones CO₂ (pg 31)</th> <th colspan="2">Emisiones CO₂ (pg 31)</th> <th colspan="2">Emisiones CO₂ (pg 31)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Factor de Emisión (Kg CO₂/gal)</td> <td>10.8</td> <td>Factor de Emisión (Kg CO₂/m³)</td> <td>1.98</td> <td>Factor de Emisión (Kg CO₂/m³)</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Emisiones de CO₂ (Kg CO₂)</td> <td>21,381,408</td> <td>Emisiones de CO₂ (Kg CO₂)</td> <td>9,407,820</td> <td>Emisiones de CO₂ (Kg CO₂)</td> <td>0</td> </tr> <tr> <th colspan="2">Emisiones CH₄ (pg 31)</th> <th colspan="2">Emisiones CH₄ (pg 31)</th> <th colspan="2">Emisiones CH₄ (pg 31)</th> </tr> <tr> <td>Factor de Emisión (Kg CH₄/gal)</td> <td>0.000037</td> <td>Factor de Emisión (Kg CH₄/m³)</td> <td>0.00328</td> <td>Factor de Emisión (Kg CH₄/m³)</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Emisiones de CO₂ (Kg CH₄)</td> <td>1,831</td> <td>Emisiones de CO₂ (Kg CH₄)</td> <td>389,617</td> <td>Emisiones de CO₂ (Kg CH₄)</td> <td>0</td> </tr> <tr> <th colspan="2">Emisiones N₂O (pg 31)</th> <th colspan="2">Emisiones N₂O (pg 31)</th> <th colspan="2">Emisiones N₂O (pg 31)</th> </tr> <tr> <td>Factor de Emisión (Kg N₂O/gal)</td> <td>0.000037</td> <td>Factor de Emisión (Kg N₂O/m³)</td> <td>0.000107</td> <td>Factor de Emisión (Kg N₂O/m³)</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Emisiones de CO₂ (Kg N₂O)</td> <td>22,707.85</td> <td>Emisiones de CO₂ (Kg N₂O)</td> <td>157,605</td> <td>Emisiones de CO₂ (Kg N₂O)</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Emisiones totales (t CO₂ e)</td> <td>21,406</td> <td>Emisiones totales (t CO₂ e)</td> <td>9,955.04</td> <td>Emisiones totales (t CO₂ e)</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Emisiones totales diesel (tCO₂ e)</td> <td>21,406</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Emisiones totales gas (tCO₂ eq)</td> <td>9,955</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Emisiones totales (t CO₂ e)</td> <td>31,361</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Emisiones CO ₂ (pg 31)		Emisiones CO ₂ (pg 31)		Emisiones CO ₂ (pg 31)		Factor de Emisión (Kg CO ₂ /gal)	10.8	Factor de Emisión (Kg CO ₂ /m ³)	1.98	Factor de Emisión (Kg CO ₂ /m ³)	0	Emisiones de CO ₂ (Kg CO ₂)	21,381,408	Emisiones de CO ₂ (Kg CO ₂)	9,407,820	Emisiones de CO ₂ (Kg CO ₂)	0	Emisiones CH ₄ (pg 31)		Emisiones CH ₄ (pg 31)		Emisiones CH ₄ (pg 31)		Factor de Emisión (Kg CH ₄ /gal)	0.000037	Factor de Emisión (Kg CH ₄ /m ³)	0.00328	Factor de Emisión (Kg CH ₄ /m ³)	0	Emisiones de CO ₂ (Kg CH ₄)	1,831	Emisiones de CO ₂ (Kg CH ₄)	389,617	Emisiones de CO ₂ (Kg CH ₄)	0	Emisiones N ₂ O (pg 31)		Emisiones N ₂ O (pg 31)		Emisiones N ₂ O (pg 31)		Factor de Emisión (Kg N ₂ O/gal)	0.000037	Factor de Emisión (Kg N ₂ O/m ³)	0.000107	Factor de Emisión (Kg N ₂ O/m ³)	0	Emisiones de CO ₂ (Kg N ₂ O)	22,707.85	Emisiones de CO ₂ (Kg N ₂ O)	157,605	Emisiones de CO ₂ (Kg N ₂ O)	0	Emisiones totales (t CO ₂ e)	21,406	Emisiones totales (t CO ₂ e)	9,955.04	Emisiones totales (t CO ₂ e)	0	Emisiones totales diesel (tCO ₂ e)	21,406					Emisiones totales gas (tCO ₂ eq)	9,955					Emisiones totales (t CO ₂ e)	31,361				
Gas de Efecto Invernadero	Potencial de Calentamiento Global para 100 años																																																																																										
Dióxido de carbono (CO ₂)	1																																																																																										
Metano (CH ₄)	25																																																																																										
Óxido Nítrico (N ₂ O)	310																																																																																										
Emisiones CO ₂ (pg 31)		Emisiones CO ₂ (pg 31)		Emisiones CO ₂ (pg 31)																																																																																							
Factor de Emisión (Kg CO ₂ /gal)	10.8	Factor de Emisión (Kg CO ₂ /m ³)	1.98	Factor de Emisión (Kg CO ₂ /m ³)	0																																																																																						
Emisiones de CO ₂ (Kg CO ₂)	21,381,408	Emisiones de CO ₂ (Kg CO ₂)	9,407,820	Emisiones de CO ₂ (Kg CO ₂)	0																																																																																						
Emisiones CH ₄ (pg 31)		Emisiones CH ₄ (pg 31)		Emisiones CH ₄ (pg 31)																																																																																							
Factor de Emisión (Kg CH ₄ /gal)	0.000037	Factor de Emisión (Kg CH ₄ /m ³)	0.00328	Factor de Emisión (Kg CH ₄ /m ³)	0																																																																																						
Emisiones de CO ₂ (Kg CH ₄)	1,831	Emisiones de CO ₂ (Kg CH ₄)	389,617	Emisiones de CO ₂ (Kg CH ₄)	0																																																																																						
Emisiones N ₂ O (pg 31)		Emisiones N ₂ O (pg 31)		Emisiones N ₂ O (pg 31)																																																																																							
Factor de Emisión (Kg N ₂ O/gal)	0.000037	Factor de Emisión (Kg N ₂ O/m ³)	0.000107	Factor de Emisión (Kg N ₂ O/m ³)	0																																																																																						
Emisiones de CO ₂ (Kg N ₂ O)	22,707.85	Emisiones de CO ₂ (Kg N ₂ O)	157,605	Emisiones de CO ₂ (Kg N ₂ O)	0																																																																																						
Emisiones totales (t CO ₂ e)	21,406	Emisiones totales (t CO ₂ e)	9,955.04	Emisiones totales (t CO ₂ e)	0																																																																																						
Emisiones totales diesel (tCO ₂ e)	21,406																																																																																										
Emisiones totales gas (tCO ₂ eq)	9,955																																																																																										
Emisiones totales (t CO ₂ e)	31,361																																																																																										

Figura 27. Memoria para el cálculo de emisiones.

Fórmula para el cálculo de emisiones:

Emisiones de CO₂, CH₄, N₂O

$$= \text{Potencial de Calentamiento} * \text{Factor de Emisión}(\text{CO}_2, \text{CH}_4, \text{N}_2\text{O}) \\ * \text{consumo de combustible anual}(\text{gal}, \text{m}^3, \text{kg})$$

Formula para el consumo de combustible:

$$\text{Consumo de combustible} = (\text{recorrido total} \frac{\text{km}}{\text{año}}) / (\text{rendimiento} \frac{\text{km}}{\text{gal}})$$

El cálculo de las emisiones de CO₂ equivalente será la sumatoria de las emisiones por cada uno de los GEI CO₂, CH₄ y N₂O.

Para el cálculo del TCO se tuvo en cuenta los costos asociados a CAPEX, OPEX y distancias relacionadas con las rutas.

En la siguiente gráfica se toman valores establecidos de acuerdo con los datos de entrada que se determinen en su momento como cantidad de buses y cantidad de recorridos adicional del consumo del combustible traído del cálculo de las emisiones.

DATOS DE ENTRADA					
Buses por tipo de combustible	Cantidad de buses	Recorrido en promedio km-día	Recorrido total km- año	Consumo de combustible anual	Unidades
Buses a Diesel	144	65,088	23,757,120	1,979,760	(gal)
Buses a Gas	144	65,088	23,757,120	4,751,424	(m3)
Buses a Hidrógeno	144	65,088	23,757,120	2,271,181	(kg)

Figura 28 Datos de entrada TCO

En la siguiente figura se muestra el CAPEX teniendo en cuenta el costo por bus y multiplicando este valor por la cantidad de buses definida.

CAPEX	
Costo por bus	Costo total de buses
2,110,000,000	303,840,000,000
1,688,000,000	243,072,000,000
2,376,094,500	342,157,608,000

Figura 29 CAPEX TCO

En la siguiente figura se tiene en cuenta los costos de operación asociados a costos de combustible por año, impuestos, soat, póliza.

Cop (Costos de Operación)				
Costo de combustible por año	Impuestos 0.5%	Seguro soat	Seguro 3% poliza	Cop Total
17,944,544,640	1,519,200,000	78,523,200	9,115,200,000	28,713,481,104
9,949,481,856	1,215,360,000	78,523,200	7,292,160,000	18,591,538,320
159,141,629,687	513,236,412	70,670,880	10,264,728,240	170,029,474,504

Figura 30. Costos de Operación TCO.

En la siguiente figura se tienen en cuenta los costos por mantenimiento se toma un porcentaje del valor del costo de operación.

Mantenimiento Preventivo	Cm (Costos de Mantenimiento)		Cm Total
	Mantenimiento correctivo	Bolsa de repuestos	
	12.50%		3,645,198,402
	12.50%		2,379,955,554
	7.50%		12,791,419,873

Figura 31. Costos de mantenimiento TCO.

El Costo Total de Propiedad se muestra en la siguiente figura, el cual está asociado a la sumatoria del CAPEX y Costos de Operación y Mantenimiento.

CTP
336,198,679,506
264,043,493,874
524,978,502,376

Figura 32. Valor final del Costo Total de Propiedad.

Los valores anteriores están asociados con los parámetros de las rutas como distancias ya establecidas y una cantidad de buses definidos.

CÁLCULO DE TCO

El TCO presentado a continuación está definido por la cantidad de buses y longitudes que el usuario desee establecer para obtener el Costo Total de Propiedad de acuerdo con el requerimiento del usuario.

CÁLCULO DE TCO			
TCO (Costo Total de Propiedad) - Independiente			
Buses por tipo de combustible	Cantidad de buses	Recorrido en promedio km-día	TCO
Buses a Diesel	1	100	2,224,710,588
Buses a Gas	1	100	1,772,275,438
Buses a Hidrógeno	1	100	2,507,097,311

Figura 33. Cálculo de TCO por requerimiento de usuario.

CÁLCULO DE PRODUCCIÓN, TRANSPORTE, COMPRESIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

Para que el modelo realice el cálculo de LCOH, es necesario que el usuario parametrize los siguientes valores:

- Tipo de electrolizador: Teniendo en cuenta que los dos tipos de tecnología son Alkaline y PEM, el usuario podrá desplegar una lista que le permitirá varias entre ambas tecnologías.
- Tipo de almacenamiento: El modelo permite variar entre los dos tipos de almacenamiento más frecuentes para el uso de Power to Mobility los cuales son LH2 o CGH2, para ello el usuario podrá desplegar una lista que le permitirá escoger entre ambas tecnologías.
- Cantidad de días a almacenar: El modelo permite al usuario escoger la cantidad de días que desee almacenar, este valor es necesario para poder calcular el capex y opex necesario para poder almacenar el hidrógeno.
- Tipo de transporte: El usuario podrá parametrizar la forma en la que desea movilizar el gas, para ello se dispone de una lista que varía entre vehicular y gasoductos.
- Distancia entre planta generadora e hidrogenera: El usuario deberá entregar a la herramienta cual es la distancia entre la planta generadora e hidrogenera, este dato será necesario para poder estimar los costos en USD/kgH2, para esta parte de la cadena de valor.
- Años en que desea aplicar los benéficos tributarios: teniendo en cuenta que bajo la ley 2099 el usuario tendrán “derecho a deducir de su renta, en un periodo no mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión de 15 años para poder hacer efectivo” podrá parametrizar dentro del modelo en que año espera pueda aplicar los beneficios dentro de flujo de caja.
- Factor de carga: Este valor podrá ser parametrizable y dependerá del usuario teniendo en cuenta que actualmente se le da una cargabilidad que varia entre 30% - 50%.

- Factor de descuento: El factor de descuento será parametrizable por el usuario y dependerá de la tecnología actual. Este valor se encuentre entre para los electrolizadores entre 4% - 5%.
- Costo del agua: El costo del agua podrá ser parametrizado y deberá ser entregado por el usuario, este dependerá del lugar y prestador del servicio.
- Porcentaje de opex: este valor debe ser estimado por el usuario teniendo en cuenta que en promedio para proyectos renovables este valor varía entre el 2% - 5%.
- Costos adicionales: Este valor deberá ser parametrizado por el usuario teniendo en cuenta que estos costos adicionales son ingenierías, estudios, cableado, etc.

Una vez parametrizado los valores anteriores, para realizar el cálculo del LCOH el modelo usa como fuente para estimación de costos y los valores presentados en los apéndices C, B y figura 9.

Tipo de electrolizador	Alkaline
Tipo de almacenamiento	LH2
Cantidad de días a almacenar	1
Tipo de transporte	Vehicular
Distancia entre planta generadora y hidrogenera	500
Aplican beneficios tributarios ley 2099 de 2021	si
Año en que desea aplicar los beneficios tributarios	5
Cantidad de años en que desea distribuir los beneficios tributarios	8

Figura 34. Valores parametrizables del modelo.

LCOE

La plantilla a utilizar para llegar al calculo del costo nivelado de energía (LCOE), conlleva entradas y salidas, siendo como estas ultimas el calculo del LCOE con y sin incentivos tributarios, según las designadas dentro del marco normativo de Colombia.

SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para la energización del electrolizador utilizado en este proyecto, requiere de una fuente de generación de energía verde, el cual debe ser ubicado estratégicamente, de tal forma de tener como única restricción, la alimentación de la fuente hídrica para esta parte de la cadena. Partiendo de esta condición, se ubica el sistema fotovoltaico en cercanías del embalse de Tomine, ubicado al norte de Bogotá, en la cabecera municipal de Guatavita y el municipio de Sesquilé.



Imagen 1: Coordenadas geográficas de la ubicación del sistema fotovoltaico

Fuente: Google maps

Definiendo la ubicación estratégica para implantación del sistema fotovoltaico, se realiza el trabajo de ingeniería para el dimensionamiento de esta granja solar, por medio de la herramienta de simulación PVsyst versión 7.3.4.

Conociendo previamente la potencia que se requiere para la energización del electrolizador, la cual es de 6 [MWac], y partiendo del área disponible seleccionada de 35.000 [m^2], se procede a realizar la implantación del sistema solar, arrojando los aspectos técnicos notificados según el anexo “*Hidrogeno Verde - Universidad del Rosario_Project.VC0-Report*”.

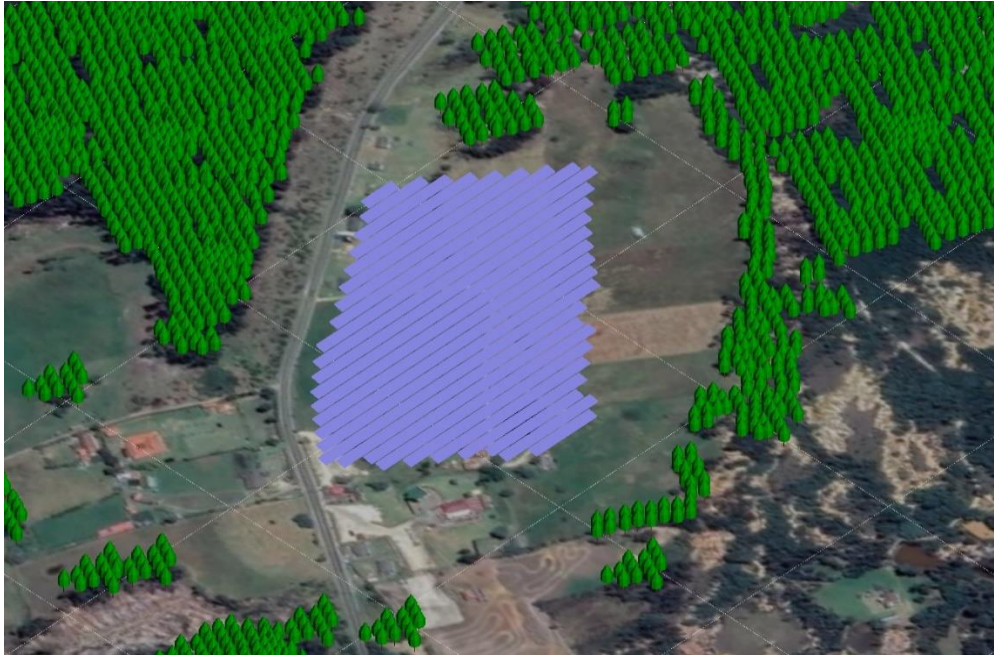


Imagen 2: Implantación sistema fotovoltaico

Fuente: Simulación PVsyst 7.3.4

- POTENCIA

Es la potencia pico dado en [kWp] del sistema fotovoltaico, la cual es de 7173 [kWp]. Este indicador es el resultado de todo el dimensionamiento realizado por medio de la herramienta de simulación PVsyst, el cual se encuentra plasmado a nivel de detalle en el reporte según anexo “*Hidrogeno Verde - Universidad del Rosario_Project.VC0-Report*”.

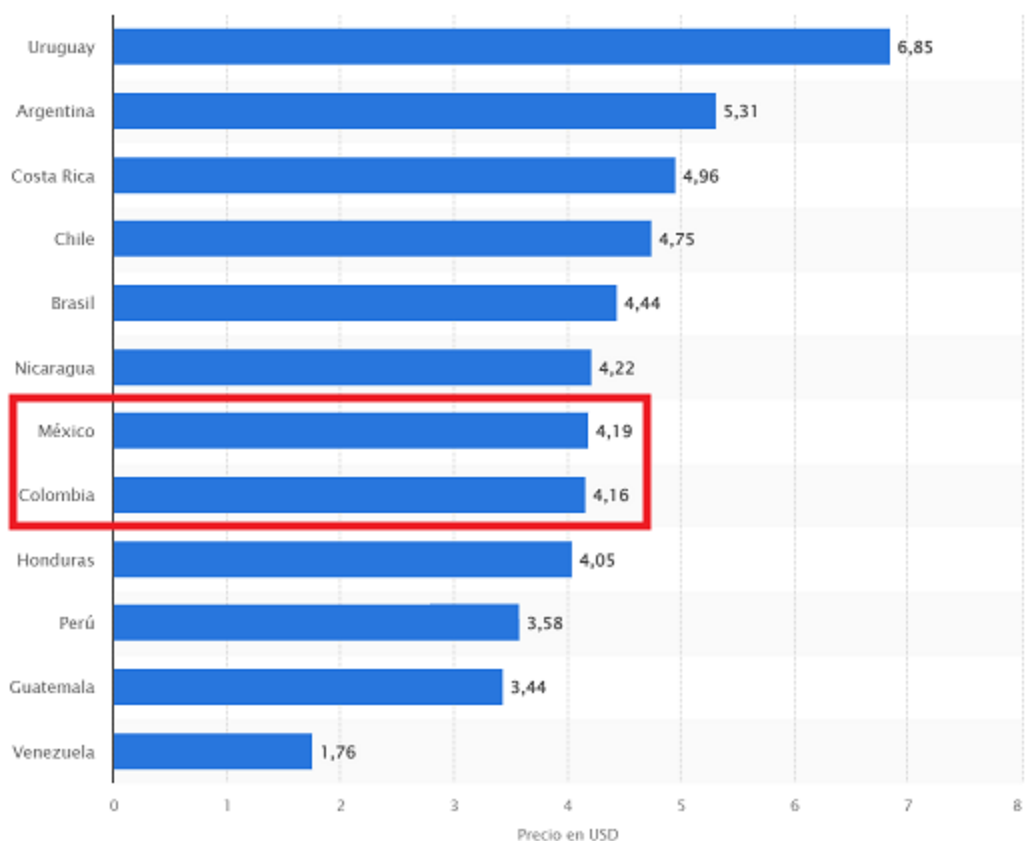
- PRODUCTIBLE

Según los resultados de la simulación técnica realizada en el software de simulación PVsyst, este indicador es de 1513 [kWh/kWp/año].

- CAPEX

Para nuestro caso de estudio, se tomará como referencia el valor del CAPEX de México para proyectos fotovoltaicos a gran escala [USD/kW].

Según el último resultado del índice Big Mac, publicado en el 2023 por la revista The Economist [9], de acuerdo con este, el cual nos da como resultado que el poder adquisitivo en dólares estadounidense de Colombia respecto a México es muy aproximado según la siguiente grafica.



Grafica x: Precio Big Mac en países seleccionados de América Latina en enero de 2023(en dólares estadounidenses) – Fuente: Revista The Economist

Partiendo de esta primicia, se toma el CAPEX [USD/kW] de México según el estudio realizado por IRENA sobre los costos de generación de energía para

proyectos fotovoltaicos a gran escala, con el fin de tomar este valor referenciado para nuestro cálculo de LCOE [9].

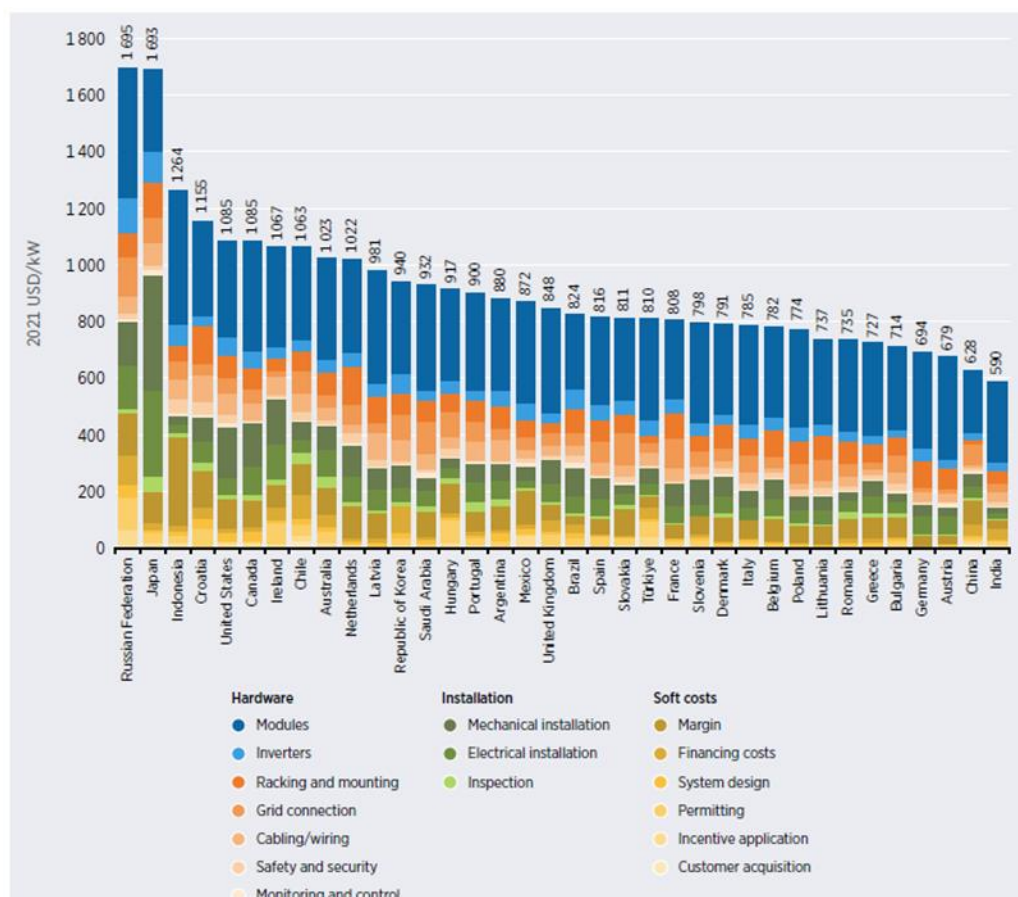


Figura x: Desglose detallado de los costos totales instalados de energía solar fotovoltaica a gran escala por país 2021 – Fuente: IRENA

- OPEX

Para nuestro caso de estudio, se toma como referencia el costo promedio ponderado de operación y mantenimiento de 14.1 [USD/kW] para proyectos de sistemas fotovoltaicos a gran escala según el estudio realizado por IRENA [9].

PARAMETROS FINANCIEROS

- IPC

Para nuestro calculo se usará el 3%, ya que es el indicador actual estipulado por la junta directiva del banco de la república [10].

- Impuesto Renta

Para la realización de nuestro calculo, se usará el 50%, según lo estipulado en la Ley 2099 de 202.

- TRM dólar

Se tomará el valor promedio del dólar según los últimos 15 días del mes de junio del año en curso, el cual es de \$4207,36 [11].

- WACC

El WACC se calcula de la siguiente manera [12]:

$$WACC = K_d(1 - tx) * \frac{Deuda}{Deuda + Patrimonio} + K_e * \frac{Patrimonio}{Deuda + Patrimonio}$$

- K_d =Costo de la Deuda
- t_x = Tasa de Impuestos
- K_e = Costo del patrimonio