



Universidad del
Rosario

Escuela de Ingeniería,
Ciencia y Tecnología

Factibilidad técnico-económica para la inclusión de hidrógeno como fuente de energía renovable en reemplazo de grupos electrógenos en Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia

Presentado para obtener el título de

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Camilo Andres Herrera Calderón

Daniel Sánchez Barbosa

Dirección:

Andres Mauricio Perez Gordillo

Juan Jair Roberto Lizarazo Torres

Maestría en Energía Renovable

2024

RESUMEN

Los desafíos medioambiental, social y económico global actual requiere medidas urgentes y eficaces. Las emisiones de gases de efecto invernadero se destacan como uno de los principales contribuyentes a la degradación ambiental. Frente a esta situación, la implementación de Fuentes de Energía Renovable No Convencionales (FNCER) emerge como una solución crucial para combatir el cambio climático, ofreciendo una oportunidad para minimizar la emisión de estos gases perjudiciales mediante el uso de energías alternativas.

En Colombia, un país con retos significativos en cuanto a la electrificación rural, se impone la necesidad de reemplazar los sistemas que dependen de combustibles fósiles, como los generadores diésel, que incrementan la contaminación. Las Zonas No Interconectadas (ZNI), en particular, sufren de una inestable y costosa provisión de energía, con una gran dependencia del diésel que resulta en altos costos, ineficiencia y mayor contaminación. Esto afecta negativamente la seguridad, educación y conservación de alimentos debido a frecuentes cortes eléctricos.

La posición geográfica de Colombia la sitúa como un candidato ideal para la adopción de FNCER, lo cual podría disminuir drásticamente su dependencia de combustibles fósiles y fomentar prácticas sostenibles. La integración de estas fuentes de energía en las ZNI y otras comunidades rurales podría ser clave para el desarrollo de redes eléctricas inteligentes, asegurando soluciones energéticas fiables, eficientes y económicas.

Además, la producción y almacenamiento de hidrógeno verde, obtenido mediante procesos electroquímicos alimentados por energías renovables, se presenta como una innovadora estrategia complementaria. El hidrógeno verde no solo ofrece una solución de almacenamiento de energía, superando la intermitencia de fuentes renovables como la solar y eólica, sino que también puede ser una alternativa limpia y sostenible para las ZNI, contribuyendo a una reducción significativa de las emisiones de gases de efecto

invernadero y fortaleciendo la transición hacia un sistema energético más limpio y sostenible en Colombia.

ABSTRACT

The current global environmental, social, and economic challenges require urgent and effective measures. Greenhouse gas emissions stand out as one of the main contributors to environmental degradation. In the face of this situation, the implementation of non-conventional renewable energy sources emerges as a crucial solution to combat climate change, offering an opportunity to minimize the emission of these harmful gases through the use of alternative energies.

In Colombia, a country with significant challenges in rural electrification, there is a need to replace systems that rely on fossil fuels, such as diesel generators, which increase pollution. The non-interconnected zones particularly suffer from unstable and costly energy supply, with a heavy reliance on diesel resulting in high costs, inefficiency, and increased pollution. This negatively affects security, education, and food preservation due to frequent power outages.

Colombia's geographical position makes it an ideal candidate for the adoption of non-conventional renewable energy sources, which could drastically reduce its dependence on fossil fuels and promote sustainable practices. Integrating these energy sources in the non-interconnected zones and other rural communities could be key to developing smart electrical grids, ensuring reliable, efficient, and economical energy solutions.

Moreover, the production and storage of green hydrogen, obtained through electrochemical processes powered by renewable energies, present an innovative complementary strategy. Green hydrogen not only offers an energy storage solution, overcoming the intermittency of renewable sources like solar and wind, but also serves as a clean and sustainable alternative for the non-interconnected zones, contributing to a significant reduction in greenhouse gas emissions and strengthening the transition to a cleaner and more sustainable energy system in Colombia.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	1
ABSTRACT.....	3
LISTA DE FIGURAS.....	5
LISTA DE TABLAS	6
Capítulo 1.....	7
INTRODUCCIÓN	7
Capítulo 2 OBJETIVOS	10
Objetivo general.....	10
Objetivos específicos	10
Capítulo 3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	11
Capítulo 4.....	13
MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	13
Capítulo 5 METODOLOGÍA	30
Capítulo 6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	38
Selección ZNI	38
Factibilidad Técnica.....	38
Análisis de la demanda energética.....	38
Dimensionamiento de sistema de Hidrogeno	34
Diseño del Sistema Fotovoltaico	39
Factibilidad Económica	46
Valor presente Neto	49
Periodo de retorno de inversión	49
Flujo efectivo neto del proyecto	28
Tasa Interna de Retorno TIR.....	28
Comparación del CAPEX y OPEX entre sistema de generación con grupos electrógenos e hidrógeno verde	28
Capítulo 8 PROPUESTA DE INCENTIVOS.....	29
Capítulo 10 CONCLUSIONES	34
REFERENCIAS.....	37

LISTA DE FIGURAS

Ilustración 1. Zonas No Interconectadas de Colombia. Fuente [2].....	8
Ilustración 2.Sistema Interconectado Nacional. Fuente [12]	14
Ilustración 3. Formas de almacenamiento de hidrógeno. Fuente [14].....	20
Ilustración 4. Consumo de Hidrógeno según la Industria a nivel global. Fuente [23]	22
Ilustración 5. Esquema de Producción y Demanda de Hidrógeno, Fuente [24]	23
Ilustración 6. Fases de la metodología propuesta. Fuente elaboracion propia.....	31
Ilustración 7. Promedio de potencia total demandada en Leticia para cada mes en un año. Fuente elaboración propia.....	28
Ilustración 8. Potencia total activa demandada en Leticia para cada mes en un año. Fuente elaboración propia.....	28
Ilustración 9. Grafico de Demanda promedio por hora. Fuente elaboracion propia [39]	29
Ilustración 10. Periodo de retorno de inversión del proyecto. Fuente elboracion propia.	28
Ilustración 11. Flujo de caja neto del proyecto. Fuente elboracion propia.	28

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Caracterización general de las ZNI. Fuente [4]	9
Tabla 2. Evaluación del potencial del recurso hidrógeno en Colombia. Fuente [14]	15
Tabla 3. Métodos de producción de Hidrógeno según el proceso. Fuente [15]	16
Tabla 4. Comparación entre tecnologías de electrolisis. Fuente [16]	17
Tabla 5 Ventajas y Desventajas de los Métodos de Producción. Fuente [15]	23
Tabla 6. Base de demanda diaria de LETICIA. Fuente [2] y elaboracion propia	0
Tabla 7. Resumen de los picos de demanda mensuales y las horas específicas. Fuente elaboración propia	32
Tabla 8. Demanda pico de potencia en un año. Fuente elaboracion propia	33
Tabla 9 Comparación de celdas de combustible. Fuentes [40] [41] [42]	35
Tabla 10. Datos técnicos Sistema de pila de combustible de óxido sólido de Bosch. Fuente [40]	35
Tabla 11 Comparación de electrolizadores. Fuente [43]	36
Tabla 12 Especificaciones técnicas de Hystar. Fuente [43]	36
Tabla 13 Características de NUZHUO-compresor. Fuente [45]	38
Tabla 14 Comparación de módulos solares. Fuentes [46] [47] [48]	40
Tabla 15 Características relevantes de modulo solar fotovoltaico. Fuente [46]	40
Tabla 16 Comparación de inversores solares. Fuentes [49] [50] [51]	41
Tabla 17 Características relevantes del inversor SUN2000-100KTL-M1. Fuente [52] ...	42
Tabla 18 Emisiones de Contaminantes. Fuente [54]	45
Tabla 19. Presupuesto del Proyecto Fase de factibilidad. Fuente elaboracion propia	47
Tabla 20 Comparación sistema H2 y grupos electrógenos con proyeccion de 20 años ...	29

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

Justificación y descripción del problema

En el actual contexto de crisis ambiental, social y económica a nivel mundial, resulta crucial abordar una de las principales raíces de este problema: las emisiones de gases de efecto invernadero. Una solución esencial para mitigar el impacto de estas emisiones en nuestro planeta es la generación de energía a través de fuentes no convencionales. En particular, el aprovechamiento de energías alternativas como la solar, eólica, hidroeléctrica, mareomotriz, geotérmica, de hidrógeno y biomasa se presenta como opciones prometedoras para combatir el cambio climático y reducir la contaminación a nivel local y descentralizado.

Las poblaciones actuales, con su alta concentración de consumidores de energía, se encuentran en una posición ideal para adoptar de manera masiva las FNCER. Esta integración no solo promete beneficios ambientales significativos, sino que también representa un paso hacia el desarrollo de redes eléctricas inteligentes mediante la generación de energía eléctrica alternativa.

Teniendo en cuenta la necesidad energética en las zonas alejadas de los centros de consumo o ciudades importantes, estas poblaciones se ven sometidas a la intermitencia de energía de forma esporádica, esto en consecuencia de las paradas repentinas y/o cortes de energía de la fuente principal, por lo tanto, se enfrentan a la falta de acceso a una electricidad confiable, con suministros limitados durante el día. La electrificación de estas zonas se ve obstaculizada por el aislamiento geográfico de estas comunidades, lo que dificulta su conexión a la red eléctrica nacional. Las ZNI, que abarcan aproximadamente el 52% del territorio colombiano [1], incluyendo varios departamentos y capitales de ciudades, se caracterizan por tener un suministro de energía ineficiente y poco confiable (Véase Ilustración 1).

En las áreas mencionadas, la provisión de energía en la actualidad se apoya en sistemas que dependen de combustibles fósiles, lo que representa una contribución sustancial a la contaminación ambiental y enfrenta costos de mantenimiento considerables. Las interrupciones no planificadas, debido al deterioro natural de los equipos después de largos períodos de operación ininterrumpida. En este contexto, la realización de labores de mantenimiento preventivo y correctivo se torna de vital importancia. Sin embargo, la problemática persiste en la intermitencia del servicio en las ZNI, lo que causa problemas de seguridad, impactos en la educación, limitaciones en la conservación de alimentos y un desarrollo más lento de la población, entre otros factores.

Ilustración 1. Zonas No Interconectadas de Colombia. Fuente [2]



Según el reporte diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica, de la SÚPER INTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS en el año 2018, con base en las horas de generación de energía eléctrica en las cabeceras municipales de las ZNI se concluye, que las zonas con mayor promedio durante los años 2015 – 2017 son: En primer lugar se encuentran, la zona conformada por (San Andrés, Providencia y Santa Catalina) y la segunda zona conformada por Leticia y puerto Nariño con un promedio de 23.97 horas, en segundo lugar, se ubica la zona Orinoquia, cuyo promedio de horas de prestación fue de 23.09 horas, en tercer lugar, se ubica la Zona Pacífico Sur con 22.84 horas, en cuarto lugar,

se tiene la Zona Pacífico Norte con 17.75 horas en promedio y en quinto y último lugar está ubicada la Zona Amazonía con 14.81 horas promedio de generación [3].

Tabla 1. Caracterización general de las ZNI. Fuente [4]

<i>Concepto</i>	<i>Valor</i>
Porcentaje del Territorio Nacional	51%
Municipios	70
Cabeceras Municipales	36
Localidades codificadas	1697
Usuarios	218,401
Prestadores con localidades codificadas	65
Capacidad operativa	241 MW
Capacidad operativa fuentes renovables	7.2 MW

La Agencia Internacional de Energía (AIE), según el resumen ejecutivo del Informe “Colombia 2023: Revisión de la política energética” reconoce a Colombia como líder en la formulación de políticas de transición a energías limpias. El país se ha embarcado en un viaje para diversificar sus recursos energéticos, enfatizando la promoción de la energía eólica, solar y geotérmica dentro de su mix eléctrico. La energía renovable de Colombia representó el 25% de su suministro energético total y el 29% de su consumo final en 2021, sustancialmente por encima del promedio de la AIE. El gobierno apunta a expandir aún más las energías renovables no convencionales, particularmente a través de desarrollos solares y eólicos a gran escala concentrados en las regiones del norte, como La Guajira, que son ideales para las energías renovables y ayudarán a avanzar en la electrificación rural y cerrar la brecha de acceso a la energía.

Capítulo 2

OBJETIVOS

Objetivo general

Evaluar la factibilidad técnica y económica de implementar la producción de hidrogeno como fuente de energía renovable para mejorar el acceso a la energía en las zonas no interconectadas de Colombia, con el objetivo de reducción la dependencia del diésel, mejorando así la sostenibilidad ambiental y económica de estas áreas.

Objetivos específicos

Objetivo 1. Identificar la ZNI más factible por medio de la caracterización detallada, incluyendo información sobre mes de servicio, cantidad de localidades, promedio en horas de funcionamiento, cantidad de usuarios, potencia demandada, entre otros.

Objetivo 2. Analizar la viabilidad técnica de la implementación del hidrogeno como fuente de energía renovable, teniendo en cuenta factores como el potencial del recurso, la eficiencia energética, capacidad de almacenamiento.

Objetivo 3. Evaluar la viabilidad económica del hidrógeno como fuente de energía renovable en comparación con los grupos electrógenos actuales presentes en la ZNI, teniendo en cuenta factores como los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Objetivo 4. Propuesta de incentivos o análisis de alternativas para la inclusión del hidrogeno como fuente de energía renovable en reemplazo de grupos electrógenos en la ZNI, basadas en los resultados del análisis y teniendo en cuenta las necesidades y características específicas de la zona seleccionada.

Capítulo 3

PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

El problema que fundamenta este análisis surge de un déficit crítico en la infraestructura energética de Colombia, particularmente en las ZNI, donde aproximadamente el 52% de los municipios del país se encuentran afectados por un suministro eléctrico deficiente e inestable. Según el trabajo de investigación de “Medición avanzada inteligente, retos al consumo responsable del servicio público domiciliario de energía en Colombia” las ZNI sufren altas tasas de interrupciones del servicio eléctrico, excediendo ampliamente los estándares aceptables y afectando negativamente la calidad de vida de sus habitantes [5]. Además, la dependencia de los generadores diésel no solo agrava la huella de carbono, sino que representa un gasto económico considerable, evidenciado en los altos costos de operación y mantenimiento que estas comunidades deben afrontar [6].

La importancia de este trabajo radica en abordar un problema de sostenibilidad ambiental y económica que se alinea con la necesidad global de transitar hacia fuentes de energía más limpias y eficientes.

Es importante tener en cuenta que mediante la resolución 1309 de 2010 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (Hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible), para los motores industriales de capacidad igual o superior a 1MW los valores máximos permisibles de PM son de 100 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, para SO_2 es de 400 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ y para NO_2 es de 1800 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ en condiciones de referencia. Según los máximos permisibles establecidos, se determina que las emisiones generadas por la ENAM S.A E.S.P. [7] en vista de la reglamentación actual, se identifica que en el caso del NO_2 , los valores son excedidos. Por lo tanto, no se cumple la normatividad ambiental vigente.

La inclusión del hidrógeno como alternativa energética en las ZNI podría no solo aliviar los problemas actuales asociados con el suministro de energía, sino también

posicionar a Colombia en la vanguardia de la transición energética, aprovechando su potencial en energías renovables.

En este contexto, la implementación de tecnologías limpias, como el hidrógeno, puede ser un paso importante. Este avance no solo representa una solución innovadora para mejorar la infraestructura energética, sino que también alinea a Colombia con sus compromisos internacionales. Según la ley 2169 de 2021 en el artículo 8 (Medidas del sector Minas y Energía) indica que, *“El Ministerio de Minas y Energía y las entidades nacionales y territoriales, en el marco de sus competencias, deberán incorporar en los instrumentos sectoriales de planificación existentes y futuros, acciones orientadas a alcanzar las metas país en materia de mitigación, así como a garantizar las condiciones habilitantes para la implementación y avance en la consolidación de 5 medidas con el objetivo de mitigar el impacto ambiental y promover la sostenibilidad.”* [8]. Primero, fomenta la eficiencia energética en las cadenas de energía eléctrica, hidrocarburos y minería, con metas específicas para mejorar la energía y reducir emisiones. Segundo, promueve la gestión adecuada de las emisiones fugitivas en la cadena de hidrocarburos, enfocándose en la reducción de fugas y la recuperación de gas asociado. Tercero, busca aplanar la curva de demanda eléctrica y reducir emisiones mediante la gestión de la generación con fuentes menos contaminantes. Cuarto, impulsa la diversificación de la matriz energética y la transformación de las ZNI mediante el uso de FNCER. Quinto, facilita la conversión del carbón a energías más limpias y apoya nuevos proyectos que aumenten la demanda de energía con menores emisiones.

Adicionalmente, teniendo en cuenta la hoja de ruta del hidrogeno, El Gobierno Nacional ha manifestado un fuerte compromiso con la descarbonización de la economía, anunciando en noviembre de 2020 una meta de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 51% para 2030. Este objetivo se enmarca en la Estrategia 2050 de Colombia y la actualización del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero-energético, además de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Colombia, que establece acciones concretas para enfrentar el cambio climático en los

próximos diez años. Asimismo, se están evaluando mecanismos como un sistema de cupos transables de emisión, junto con el impuesto al carbono y el sistema de compensaciones existente, para incentivar el uso de energías más sostenibles. Estos esfuerzos buscan crear señales económicas adecuadas para la transición hacia la producción de hidrógeno con bajas emisiones y la sustitución de energéticos fósiles, fomentando así una nueva demanda sostenible [9]. De acuerdo con la AIE, la adopción de tecnologías como el hidrógeno es clave para cumplir con los compromisos internacionales y fomentar una transición energética justa y equitativa [10].

En consecuencia, la evaluación técnico-económica planteada tiene como objetivo principal abordar no solo la carencia de energía actual, considerando una perspectiva a largo plazo, sino también respaldar la inversión y la investigación en respuesta a la apremiante necesidad de modernizar la infraestructura energética en las ZNI. Esto se traducirá en una notable mejora en la calidad de vida de los residentes de estas zonas y la preservación del entorno ambiental, lo que refuerza la justificación de esta iniciativa.

Capítulo 4

MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

Colombia enfrenta un considerable desafío en la electrificación de sus áreas rurales, donde el suministro de energía, basado en grupos electrógenos que utilizan combustibles fósiles, provoca significativa contaminación. Esta problemática es especialmente grave en las ZNI. Según la ley 855 de 2003, se define como ZNI a “los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN)”. En el 2020, incluían 17 departamentos, cinco ciudades capitales, 54 cabeceras municipales y 1,262 localidades. Todas estas áreas padecen de acceso a energía confiable, eficiente y a bajo costo, y las interrupciones en el servicio eléctrico tienen severas consecuencias en aspectos vitales como la seguridad, la educación, el almacenamiento de alimentos y el acceso a servicios básicos [11].

La diversidad geográfica de Colombia brinda la posibilidad de aprovechar una rica variedad de recursos energéticos. Se espera que, en los próximos años, la implementación de centrales generadoras basadas en fuentes de energía renovable aumente. Sin embargo, estas tendencias han beneficiado principalmente a las zonas ya servidas por el SIN, dejando de lado a muchas comunidades lejanas o fuera de las ZNI (véase Ilustración 2) [12] .

Ilustración 2. Sistema Interconectado Nacional. Fuente [12]



El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE), atiende las necesidades energéticas de los habitantes que no cuentan con este servicio (pertenecientes al sistema interconectado Nacional);

identificando, implementando y monitoreando soluciones energéticas sostenibles con criterios de eficacia, eficiencia y efectividad en las ZNI, mejorando las condiciones de vida de sus pobladores, construyendo paz y equidad en el país, a su vez impulsando el uso de las energías renovables con el fin de que Colombia goce de energías limpias y combata la emisión de gases de efecto invernadero aportando así a los compromisos de la meta impuesta en el COP21 [13]. Por lo cual posee la información de los diferentes escenarios energéticos, poblacional y de desarrollo de las regiones que no cuentan el servicio de energía eléctrica del SIN

En cuanto a Colombia, asciende en su posicionamiento en la industria del hidrógeno verde en Latinoamérica, teniendo en cuenta la Tabla 2, se observa que Colombia posee condiciones adecuadas según la categoría y las fuentes potencial.

Tabla 2. Evaluación del potencial del recurso hidrógeno en Colombia. Fuente [14]

Categoría	Tipo de datos	Fuentes Potenciales de datos	Detalles Relevantes de los datos
Recursos Naturales	Potencial Eólico y Solar	Atlas Solar y Eólico de Colombia, UPME	Capacidad instalada, proyectos en desarrollo
Iniciativas Gubernamentales	Políticas y Regulaciones	Ministerio de Minas y Energía, Documentos de estrategia	Incentivos, regulaciones para producción y uso de hidrógeno verde
Legislación y Normativa	Análisis de legislación actual	Facilitadores y barreras legales	
Proyectos e Inversiones	Inversiones y Alianzas	Datos de alianzas y proyectos	Inversiones privadas, alianzas estratégicas, proyectos piloto
Capacidad Industrial	Informes industriales	Adaptación industrial a producción de hidrógeno	
Estudios Académicos y de Investigación	Publicaciones Científicas	Bases de datos académicas	Investigaciones sobre hidrógeno verde en Colombia

Capacidad de Investigación	Universidades, institutos de investigación	Innovaciones en tecnología de hidrógeno	
Potencial de Mercado	Estudios de Demanda	Análisis de mercado	Demanda en sectores industriales y transporte
Comparativa Regional	Comparación con otros países de Latinoamérica	Posicionamiento de Colombia en la industria del hidrógeno	
Integración en el Sistema Energético	Estudios de Integración Energética	XM Operador del Mercado Energético	Posibilidades de inyección de energía proveniente de algún método de producción de hidrógeno en la red energética
Impacto Ambiental y Sostenibilidad	Estudios de Impacto Ambiental	Evaluaciones ambientales	Contribución a la sostenibilidad y objetivos de desarrollo sostenible
Perspectivas a Largo Plazo	Estudios Prospectivos	Documentos de CONPES	Proyecciones a largo plazo para la industria del hidrógeno

La tecnología de hidrógeno verde se basa en la producción de hidrógeno a través de energías renovables. Incluye métodos como la electrólisis, donde el agua se descompone en oxígeno e hidrógeno usando electricidad generada por fuentes como la solar o eólica. Otras técnicas biológicas y fotoquímicas también están siendo investigadas para su potencial uso en la producción de hidrógeno verde, los métodos de producción de hidrógeno se dividen en varias categorías, incluyendo:

Tabla 3. Métodos de producción de Hidrógeno según el proceso. Fuente [15]

Proceso	hidrogeno					
	1	2	3	4	5	6
reformado	Con vapor	Oxidación parcial	Autermico	Con plasma	-	-
electrolíticos	Electrolisis	Fotoelectroquímico	Foto conversión	-	-	-
biológicos	Fotobiológico	Digestión Anaeróbica	Microorganismos fermentativos	-	-	-

otros Termoquímica Gasificación Pirólisis Proceso Kvaerner De alcoholes Otros

El método de producción mayormente implementado es la electrolisis y la eficiencia de esta es un factor crucial que influye en la cantidad de hidrógeno producido a partir de un excedente energético, y está dada por:

- Pérdidas Térmicas y Resistencia Eléctrica: Parte de la energía se pierde en forma de calor y debido a la resistencia interna del electrolizador.
- Limitaciones Termodinámicas: La eficiencia está limitada por las leyes de la termodinámica, lo que impide una conversión de energía 100% eficiente.
- Variabilidad según la Tecnología: Diferentes tecnologías de electrolizadores (como membrana de intercambio de protones (PEM) o alcalinos) tienen eficiencias distintas. La elección depende de varios factores, incluyendo el coste, la durabilidad y la eficiencia.
- Optimización del Proceso: Mejoras en la tecnología de electrolisis y en las condiciones operativas pueden aumentar la eficiencia, pero siempre dentro de ciertos límites físicos.

En Tabla 4, se presenta una comparación entre las tecnologías para llevar a cabo la electrolisis:

Tabla 4. Comparación entre tecnologías de electrolisis. Fuente [16]

Parámetro	Alcalino	PEM
Rango de carga	15 - 100% de carga nominal	0 - 160 % de carga nominal
Encendido	1 - 10 minutos	1 seg-5 minutos
Aceleración	0 - 20 %/segundo	100 %
Apagado	1 - 10 minutos	segundos

En el caso colombiano la producción de hidrógeno podría ir impulsado por la variabilidad de fuentes de energía renovable, el método de electrolisis más adecuado debe

ser el PEM. De acuerdo con las especificaciones del Tabla 4, la tecnología PEM ofrece mayor adaptabilidad y rendimiento esto teniendo en cuenta las fuentes fluctuantes de la energía, un ejemplo es la aceleración que puede tener esta tecnología para llegar a su potencia nominal, Tabla 4 muestra que es cuestión de segundos. Por otro lado, se predice un aumento de la eficiencia en los próximos 20 años mayor para PEM que para la electrolisis alcalina [16]. Este tipo de electrolizador permite trabajo bajo variaciones de potencia a diferencia del electrolizador alcalino, mayor eficiencia debido a que la membrana no permite la combinación de los gases incluso bajo presiones diferenciales y la posibilidad de operar las celdas bajo varios amperios por centímetro cuadrado con un grosor de membrana de milímetros. La pureza del hidrógeno suele ser mayor a la de los electrolizadores alcalinos, sobre 99.99 vol % sin la necesidad de equipos auxiliares [16].

Al integrar la producción de hidrógeno en la generación de energía renovable, se abren posibilidades significativas y también desafíos. Entre las ventajas, el hidrógeno verde ofrece una solución de almacenamiento y transporte de energía limpia, esencial para superar la intermitencia de fuentes como la solar y eólica, adicionalmente según la zona o el proyecto planteado este sector energético, podría convertirse nuevamente a energía eléctrica, por medio de una celda de combustible, las celdas de combustible presentes en el mercado son:

- PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cells): Temperatura de Operación: Las PEMFC operan a temperaturas mucho más bajas (70-100°C), lo que permite un arranque rápido, pero requiere hidrógeno puro y tiene menor eficiencia de cogeneración. Están limitadas principalmente a hidrógeno puro, lo que implica desafíos en almacenamiento y distribución [17]
- AFC (Alkaline Fuel Cells): son muy sensibles al CO₂, lo que limita su uso práctico fuera de aplicaciones específicas como en el espacio. Menor eficiencia y durabilidad comparadas con las SOFC [17]

- El óxido sólido (SOFC): utilizan un material cerámico sólido como electrolito. Funcionan a altas temperaturas (normalmente entre 600 y 1,000°C) y pueden utilizar una variedad de combustibles, incluidos el hidrógeno, el gas natural y otros hidrocarburos. Su estructura básica incluye un ánodo, un cátodo y un electrolito cerámico [18]

Según lo anterior, las celdas SOFC presentan características óptimas para cualquier zona, por lo tanto, en resumen, tienen una eficiencia eléctrica alta (50-60%), que puede aumentar al 85% o más cuando se utiliza en aplicaciones de cogeneración (producción simultánea de electricidad y calor útil), estas pueden operar con una variedad de combustibles, no solo hidrógeno puro, sino también gases reformados de hidrocarburos como metano y gas natural [18].

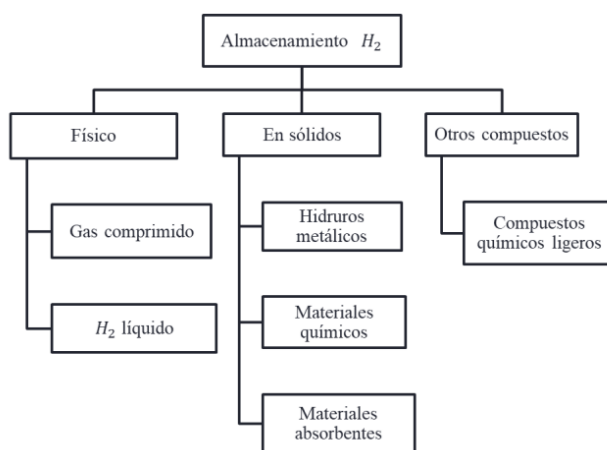
Las emisiones reducidas de contaminantes como óxidos de nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx) y partículas. Además, cuando se utiliza hidrógeno como combustible, las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) son mínimas. Las SOFC tienen menos partes móviles y un diseño robusto, lo que se traduce en una mayor vida útil y menor necesidad de mantenimiento comparado con otros sistemas de generación de energía, son adecuadas para aplicaciones a diversas escalas, desde pequeños sistemas de generación distribuida hasta grandes plantas de energía centralizadas [18]

Sin embargo, la producción de hidrógeno verde es energéticamente intensiva, requiriendo significativas cantidades de electricidad renovable para su viabilidad económica. Además, la infraestructura de transporte y almacenamiento del hidrógeno aún está en desarrollo, lo que implica inversiones considerables y superar barreras técnicas. Tomando como referencia estudios internacionales destacados (GIZ 2018; Corfo/Tractebel 2018; CSIRO 2018; FCH-JU, 2017; Agora 2018) del país de Chile, se enfocan en que los proyectos aislados de la red eléctrica evidencian los menores costos de producción, y se proyecta una tendencia decreciente en estos valores en los próximos años. En el año 2020, se estima que el costo alcanza aproximadamente 4 USD (*USD/kgH₂*), adicionalmente, el

costo asociado al agua representa una fracción mínima en comparación con los costos vinculados a la electricidad y al propio proceso de producción. Para la obtención de 1 kgH_2 , se requieren cerca de 9 litros de agua [19]. Esta energía puede ser liberada mediante distintos métodos, incluido el proceso de combustión de hidrógeno y oxígeno en una turbina de gas, las cuales según la forma de liberación varía su eficiencia. Estos hallazgos son fundamentales para la evaluación del potencial del recurso de hidrógeno y su viabilidad económica en el futuro.

En el caso de planteamientos de proyectos con energías renovables en los cuales se tenga como prioridad garantizar un sistema con continuidad de suministro de energía, por cualidades de la demanda conectada, deberán almacenar la energía producida para usarla cuando no hay disponibilidad directa del recurso renovable. En el caso del hidrógeno en la Ilustración 3 se identifican distintos sistemas de almacenamiento, este almacenamiento puede ser en forma gaseosa a alta presión, líquido a baja temperatura, y en medios sólidos o en otros compuestos químicos. Las dos primeras son las más desarrolladas tecnológicamente, aunque conllevan un considerable gasto energético [20].

Ilustración 3. Formas de almacenamiento de hidrógeno. Fuente [14]



El almacenamiento de hidrógeno gaseoso en tanques o mediante estructuras sólidas, tal como se observa en la Ilustración 3, se basa en tecnologías ya establecidas que implican un consumo energético significativo. Para conseguir densidades de almacenamiento efectivas, es necesario comprimir el hidrógeno 300 a 700 bar o licuarlo a

temperaturas inferiores a 20 K o $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ [6]. La compresión en general podría representar entre el 10% y el 15% del contenido energético del hidrógeno. Si consideramos que el contenido energético del hidrógeno es aproximadamente de 33.33 kWh por kg, entonces la energía requerida para la compresión a estas presiones podría ser de aproximadamente 3.33 a 5 kWh por kg de hidrógeno, basado en el rango del 10% al 15% [6]. Esto ha llevado a la investigación de materiales compuestos avanzados que pueden soportar presiones cercanas a los 700 bar [21], hay 4 tipos de cilindros contenedores de alta presión.

- Los Tipo I: son recipientes a presión fabricados en metal. El hidrogeno que se utiliza como gas industrial se almacena en depósitos de tipo I, cuya presión oscila entre los 150 y los 300 bares. Son los depósitos de alta presión más extendidos en la actualidad y los más baratos, pero su uso es inviable en vehículos por su elevado peso [22].
- Los Tipo II: son recipientes a presión fabricados con un aro de revestimiento metálico grueso envuelto con un compuesto de fibra de carbono o vidrio. Se utilizan como depósitos de alta presión en hidrogeneras, ya que pueden soportar hasta 1000 bares [22].
- Los Tipo III: son recipientes a presión formados por un revestimiento metálico interno, para evitar las fugas de hidrógeno por difusión, totalmente envuelto por materiales compuestos, que soportan los esfuerzos mecánicos. La eliminación de paredes gruesas metálicas y el mayor uso de materiales compuestos hacen que disminuya su peso en comparación con los tipos I y II [22].
- Los Tipo IV: son recipientes a presión fabricados con una camisa polimérica de alta densidad, que actúa como barrera de difusión de gas, totalmente envuelta con un compuesto de fibra de carbono. Estos tanques mantienen las válvulas metálicas para llevar a cabo la recarga y suministro de hidrógeno. Soportan presiones de hasta 700 bar [22].

Por otro lado, la licuefacción es aún más demandante energéticamente, consumiendo entre el 30% y el 40% del contenido energético del hidrógeno. No obstante,

este proceso aumenta la densidad del hidrógeno unas 800 veces más que el hidrógeno gaseoso a presión atmosférica, permitiendo almacenarlo a una presión relativamente baja y haciendo el hidrógeno líquido una opción más densa energéticamente que su forma gaseosa [23]

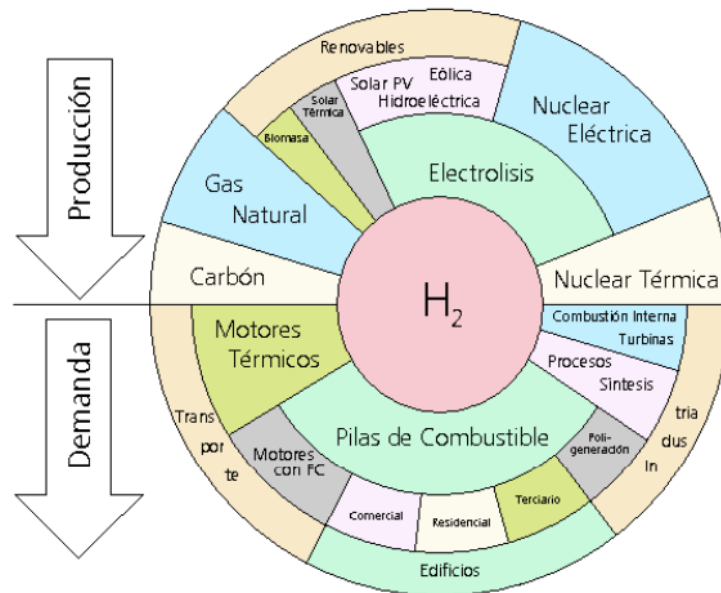
El hidrógeno, no es solo utilizado la industria química sino también como vector energético, representa una oportunidad para las ZNI. Aproximadamente el 96% del hidrógeno producido globalmente proviene de fuentes fósiles. El consumo del hidrógeno que es producido se evidencia en la Ilustración 4, resaltando que el 72% del hidrógeno generado es usado por la industria química, el 9% por la industria electrónica, el 8% por la industria metalúrgica, el 3% por al aeroespacial y el 8% son otros usos donde fundamentalmente están los usos de producción de energía.

Ilustración 4. Consumo de Hidrógeno según la Industria a nivel global. Fuente [23]



En los próximos 20 a 30 años cambiarán considerablemente los patrones de la sociedad y la economía, trayendo un modelo de producción y distribución de energía descentralizada y más limpia. En la Ilustración 5, se muestra el modelo de demanda y distribución asociado al hidrógeno.

Ilustración 5. Esquema de Producción y Demanda de Hidrógeno, Fuente [24]



Acompañando esta ilustración, se proporcionará una tabla que detalla las ventajas y desventajas de cada método de producción de hidrógeno. Esta tabla sirve como referencia para los tomadores de decisiones, alineando la selección de la tecnología con los objetivos de sostenibilidad y viabilidad técnico-económica para las ZNI. Con este enfoque, se busca no solo un beneficio ambiental y económico a corto plazo, sino también establecer las bases para un futuro energético sostenible en Colombia.

Tabla 5 Ventajas y Desventajas de los Métodos de Producción. Fuente [15]

Métodos de Producción	Ventajas	Desventajas
Reformado con Vapor	<ul style="list-style-type: none"> ▶ El más económico ▶ Usado industrialmente ▶ Tecnología incorporada actualmente 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Reacción endotérmica ▶ Requiere un aporte de energía bastante grande ▶ Uso de combustibles fósiles.
Oxidación Parcial	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Reacción exotérmica 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Producción de monóxido de carbono
Reformado Autotérmico	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Ventajas del reformado de vapor y oxidación parcial ▶ No necesita fuente de energía externa ▶ Rapidez en el arranque ▶ Conseguir una buena conversión ▶ Mejora el contenido de hidrógeno en las sin gas 	

Reformado por Plasma	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Acelera mucho la velocidad de reacción ▶ Procesos más rápidos ▶ Se obtiene una mezcla con una gran riqueza de hidrógeno 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Energía primaria a partir de combustibles fósiles ▶ El Hidrógeno sale mezclado con algún otro tipo de hidrocarburos
Reformado Sorbent Reformado Mediante Membranas de Transporte de ION (ITM)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Velocidad de reacción mayor ▶ Mayor pureza de hidrógeno 	
Reformado de Microsurcos Electrolisis con Membrana Polimérica PEM	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Celdas compactas ▶ Celdas sencillas y sin problemas de corrosión al usar polímeros 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Costo de la membrana de polímeros ▶ Costo de los Catalizadores ▶ Los Catalizadores deben ser de metales muy nobles para evitar contaminación

En Colombia, se viene desarrollando avances significativos en el entorno del hidrogeno verde. El Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGGE) reveló los beneficiarios de su prestigiosa convocatoria "+H2 Colombia", que tiene como objetivo financiar la investigación para el desarrollo de proyectos centrados en la producción y aplicación del hidrógeno verde y azul. Entre los seleccionados destaca AndesCol H2, una alianza internacional que propone crear el primer centro industrial de hidrógeno verde en Manizales, Colombia, denominado "Hub H2 Verde: Manizales" [25]. Este proyecto posicionaría a Colombia a la vanguardia global en la implementación de tecnologías para el uso de hidrógeno renovable. La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) posiciona a Colombia entre los países con mayor potencial para producir hidrógeno a costos competitivos para 2050 [26]. La infraestructura incluiría una planta solar que alimentará un electrolizador para producir hidrógeno y oxígeno para su comercialización. AndesCol H2 también ha realizado avances significativos en la implementación del hidrógeno verde, incluyendo el primer piloto de hidrógeno verde privado en Colombia [27]. En Colombia, en este momento la normatividad permite realizar alivios económicos a los inversionistas, los cuales están contemplados en la ley 1715 de 2014. Los Incentivos de la Ley, promueven la integración

de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) para diversificar la matriz energética colombiana, reducir el impacto ambiental y estimular la economía, beneficiando a personas naturales o jurídicas acogidas a la ley. A continuación, se detallan los incentivos fiscales y los requisitos para aplicar a cada uno:

- **Deducción especial en el impuesto sobre la renta**
Según el Artículo 11 de la Ley 1715-2014, *“los contribuyentes del impuesto sobre la renta que inviertan en investigación, desarrollo y uso de energía FNCE o gestión eficiente de la energía, pueden deducir hasta el 50% de dichas inversiones. Esta deducción no puede superar el 50% de la renta líquida anual del contribuyente.”*
- **Depreciación acelerada**
El Artículo 14 de la Ley 1715 de 2014 y el Artículo 2.2.3.8.5.1. del Decreto 2143 de 2015 (incorporado al Decreto 1073 de 2015), *“permiten una depreciación acelerada, donde el gasto deducible al declarar el impuesto sobre la renta puede ser hasta el 20% anual del valor del activo.”*
- **Exclusión de bienes y servicios del IVA**
El Artículo 12 de la Ley 1715 de 2014 y el Artículo 2.2.3.8.3.1. del Decreto 2143 de 2015 (incorporado al Decreto 1073 de 2015), *“excluyen del IVA la compra de bienes y servicios, equipos, maquinaria, elementos y/o servicios nacionales o importados.”*
- **Exención de gravámenes arancelarios**
Según la Ley 1715 art. 13 y el Decreto 2143 de 2015 Arts. 2.2.3.8.4.1., *“se exime del pago de derechos arancelarios de importación a maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente a proyectos con FNCE.”*

Los requisitos para acceder a los beneficios son:

- Obtener la certificación expedida por la UPME, que avalará el proyecto de FNCE o GEE, los equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios [28]
- Obtener la Certificación de Incentivo Ambiental expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible a través de la ANLA, conforme al artículo 158-2 del Estatuto Tributario y normas reglamentarias.
- Antes de la importación de bienes o adquisiciones nacionales, se debe obtener la certificación de la UPME, avalando el proyecto FNCE y los equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios.
- Obtener la certificación emitida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) para equipos y servicios excluidos del impuesto, basada en el listado de la UPME.
- Obtener la certificación de Incentivo Ambiental emitida por la ANLA.

A pesar de todos estos beneficios, en los proyectos se debe realizar un análisis detallado de ciertos factores financieros, y así, verificar la viabilidad del mismo, estos factores son:

- El CAPEX, o gasto de capital, se refiere a las inversiones en activos fijos que una empresa realiza para adquirir, mejorar o mantener bienes físicos como edificios, terrenos, equipos o tecnología. Estos gastos se capitalizan y se amortizan a lo largo de la vida útil de los activos. El CAPEX es fundamental para la expansión y crecimiento de las empresas, ya que permite la actualización y mejora de la infraestructura productiva [29].
- El OPEX, o gasto operativo, incluye todos los costos relacionados con la operación diaria de un negocio. Estos gastos son recurrentes e incluyen costos como salarios, alquileres, servicios públicos y mantenimiento. el

control del OPEX es esencial para mantener la eficiencia operativa y la rentabilidad de una empresa [30].

- El Valor Presente Neto (VPN) es una técnica de valoración que calcula el valor presente de los flujos de caja futuros generados por una inversión, descontados a una tasa de interés específica. un VPN positivo indica que la inversión generará valor para la empresa, mientras que un VPN negativo sugiere lo contrario [31].
- El Período de Recuperación de la Inversión (PRI) mide el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial de un proyecto a través de sus flujos de caja netos. Gitman y Zutter (2015) destacan que, aunque el PRI no toma en cuenta el valor temporal del dinero, es una herramienta útil para evaluar la liquidez y el riesgo de un proyecto [32].
- La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos de caja futuros de una inversión con su costo inicial. Según Brealey, Myers y Allen (2017), la TIR es una medida clave de la rentabilidad de un proyecto, y una TIR que supera el costo de capital de la empresa sugiere que la inversión es atractiva [33].
- El flujo de caja neto es la diferencia entre los ingresos y los gastos de una empresa en un período determinado. Este indicador refleja la capacidad de una empresa para generar efectivo y financiar sus operaciones y proyectos de inversión. Según Fabozzi y Peterson (2012), un flujo de caja neto positivo es esencial para la sostenibilidad financiera a largo plazo [34].

A nivel internacional, se identificaron dos casos puntuales en los cuales se estudió la posible implementación de proyectos de hidrogeno como productor de energía eléctrica son:

1. Según el artículo *“El potencial y la viabilidad económica de la producción de hidrógeno a partir del aprovechamiento de los excedentes energéticos de hidroeléctricas y parques eólicos en Brasil: un análisis nacional y*

pionero” de los autores Nadaleti, W. C., Dos Santos, G. B., & Lourenço, V. A. [35]

Este estudio analiza el potencial y la viabilidad económica de producir hidrógeno a partir de los excedentes de energía hidroeléctrica y eólica en Brasil, proponiendo este método como una forma de descarbonizar y diversificar la matriz energética del país. Se estima que, con una hora diaria de producción de energía excedente, se podrían generar 6,500 millones de Nm³/año (de H₂), mientras que, con dos y tres horas, la producción sería de 13,000 millones de Nm³/año (de H₂) y 20,000 millones de Nm³/año (de H₂), respectivamente.

Brasil tiene un considerable potencial en energías renovables, destacándose su capacidad hidroeléctrica, que en 2017 alcanzó los 246,000 MW. En este contexto, la principal fuente de producción de hidrógeno en grandes hidroeléctricas es el uso de la energía de turbina descargada, lo cual podría reducir el coste de producción de hidrógeno en un 60%, convirtiéndose en una estrategia clave en el escenario energético actual.

La energía eólica en Brasil también presenta un notable potencial, con una capacidad de generación de 12,800 MW, situando al país entre los nueve primeros con capacidad eólica instalada superior a 10,000 MW. Similar a las hidroeléctricas, las centrales eólicas pueden producir un exceso de energía no absorbida por la red, la cual puede aprovecharse para la producción y almacenamiento de hidrógeno, evitando así el desperdicio energético.

2. Según el artículo “*Sistema híbrido de energía renovable fuera de la red con almacenamiento de hidrógeno para clínica de salud comunitaria rural de Sudáfrica*” de los autores T.R. Ayodele a, b., T.C. Mosele a, A.A. Yusuff a, A.S.O. Ogunjuyigbe b. [36]

Se planteo un sistema asilado de la red, el cual podía suministrar la energía para un centro de salud de clase II en el país de África, en la aldea de Phelandeba del municipio de Intsikayethe de la provincia de Cabo Oriental de Sudáfrica,

Esta población está conformada por 85 hogares y se encuentra ubicada a 21.35 km de la ciudad más cercana, el sistema se plantea, teniendo en cuenta la ausencia de garantías mínimas de salud, puesto que, según la OMS en Sudáfrica, alrededor del 30% de los médicos del país, atienden el 85% de la población no asegurada. Por otra parte, el amplio recurso solar y eólico del país, permite el diseño y planteamiento de microrredes no conectadas a la red, como fuente principal de alimentación de las zonas que carecen de la conexión al sistema.

Los autores, plantearon un modelo de simulación en el software Homer, con el fin de establecer la viabilidad de conexión a la red o la implementación de la microrred, esta viabilidad se basa en indicadores económicos modelados y enfocándose en el COE.

Finalmente, se idéntico que en el caso de la población estudiada, un sistema híbrido aislador de la red es la mejor opción para cubrir la demanda eléctrica del centro de salud, obteniendo como resultado una acople entre la energía solar, turbinas eólicas y pila de combustible, la tipología se basa en que cuando la carencia del recurso renovable se presente, el sistema de almacenamiento del hidrogeno, estará en la capacidad de subsanar los baches de energía y suplirá la cantidad necesaria para que la carga (centro de salud) funcione adecuadamente, se determinó que la carga total del centro es de 18.67 kWh/día con una potencia pico de 7.76kW, de los cuales, la energía solar deberá suplir el 46.8%, las turbinas eólicas el 51.6% de la energía y la pila de hidrogeno el 1.66%.

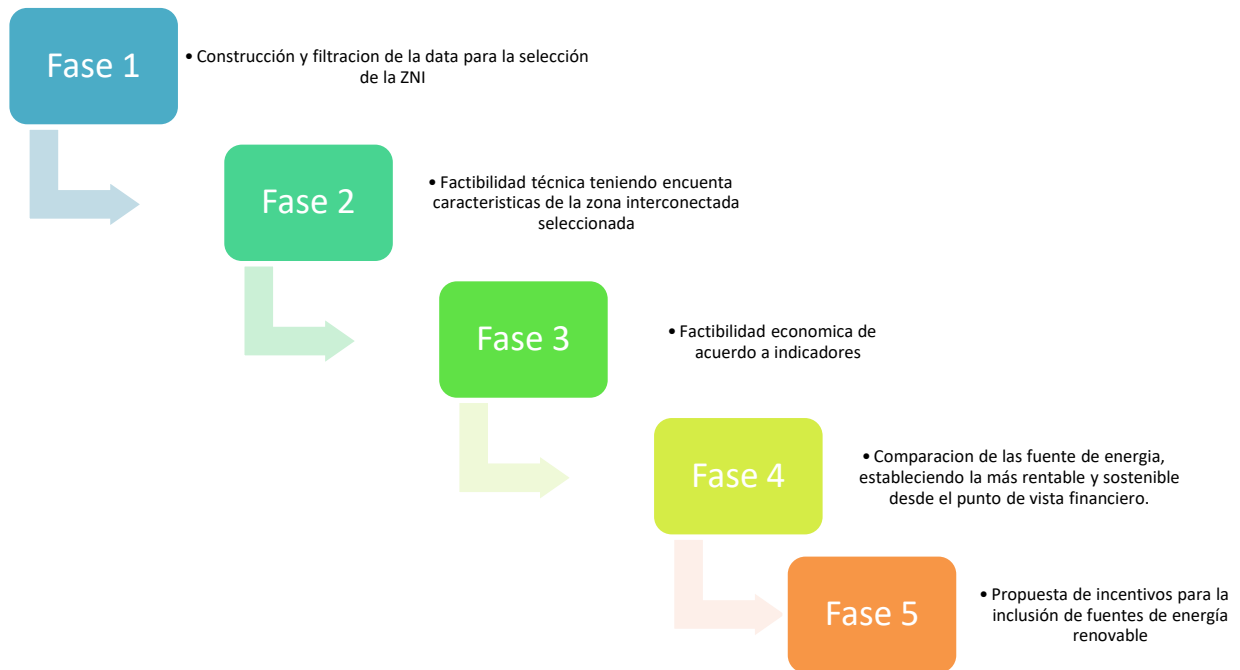
Finalmente, en resumen, a nivel internacional, los avances en tecnologías de hidrógeno verde han sido liderados por países como Alemania, Japón y Australia. Alemania, por ejemplo, ha implementado estrategias nacionales de hidrógeno, impulsando la investigación, desarrollo e implementación de tecnologías de hidrógeno en sectores industriales y de transporte. Japón, por su parte, ha adoptado una hoja de ruta para el uso del hidrógeno, centrada en la producción de hidrógeno verde a través de energías renovables y su aplicación en la movilidad y generación de energía. Australia ha lanzado proyectos de hidrógeno verde a gran escala, aprovechando sus abundantes recursos solares y eólicos. Estos ejemplos internacionales ofrecen lecciones valiosas sobre la implementación de tecnologías de hidrógeno, las cuales pueden ser adaptadas al contexto colombiano para superar los desafíos específicos de las ZNI.

Capítulo 5

METODOLOGÍA

La metodología propuesta consta de cinco fases descritas a continuación (Véase Ilustración 6):

Ilustración 6. Fases de la metodología propuesta. Fuente elaboracion propia



El proyecto comienza con la cuidadosa selección de una ZNI adecuada para la implementación de tecnologías de generación de energía renovable, con un enfoque específico en la producción de hidrógeno mediante métodos químicos para su posterior conversión en energía eléctrica. La estrategia se basa en un proceso minucioso de recolección de datos pertinentes, incluyendo información proveniente de fuentes autorizadas como el IPSE, así como otros organismos reguladores y de planificación energética.

Los datos recopilados se estructurarán en una base de datos organizada que incluirá variables críticas como la ubicación, el historial de suministro de energía, la capacidad máxima, la disponibilidad de fuentes de energía renovable no convencionales, cantidad de localidades y la cantidad de usuarios por área.

A continuación, se aplicarán técnicas de análisis para la selección de la ZNI, utilizando métodos de selección, filtración y caracterización en función de las variables predefinidas, y considerando las restricciones relacionadas con el tiempo de suministro de energía. Este proceso asegurará que la ZNI seleccionada cumpla con los requisitos de no contar con un suministro energético constante y de no disponer previamente de fuentes renovables no convencionales, adicionalmente, un criterio relevante para la selección de la ZNI, es que tenga el menor número de localidades, lo cual especifica que su concentración de demanda energética esta mayormente centralizada.

Posterior a la definición de la zona, se deberá realizar la cuantificación y análisis de demanda energética de la zona, este análisis de demanda es el pilar sobre el que se construirá un sistema energético resiliente y sostenible, capaz de afrontar las necesidades actuales y futuras de la población. En esta sección, se desglosará meticulosamente las variaciones horarias y estacionales de la demanda de energía en la zona, utilizando datos recopilados a lo largo de un año entero. Con los datos obtenidos se busca identificar variaciones horarios y estacionales del consumo, observación de tendencias generales de la demanda, por último, establecer los picos o cantidad máxima de potencia requerida en las horas de mayor consumo, esto con el fin de dimensionar de manera precisa el sistema híbrido

En este contexto, es esencial considerar una serie de métricas que brinden una visión integral de la situación. Entre estas métricas, destaca el Factor de Carga, el cual proporciona una perspectiva fundamental sobre la distribución de la demanda energética en relación con su punto máximo, el factor de carga está terminado por:

$$FC = \frac{DM}{DP}$$

Donde:

FC → Factor de Carga

DM → Potencia Demandada Media

DP → Potencia Demandada Pico

Un factor de carga cercano a 1, indica una distribución relativamente uniforme de la carga a lo largo del tiempo.

En la siguiente etapa, se identificará el método de producción de hidrógeno más efectivo. Luego, se llevará a cabo un estudio de factibilidad técnica detallado que abarcará la planificación integral de la infraestructura energética propuesta, incluyendo su suministro, instalación y operación. de acuerdo con lo anterior, se aclara que el sistema híbrido tendrá la capacidad de suplir la demanda de la zona en las horas del día con el recurso solar, al igual, que la energía requerida para el proceso de generación y acumulación de hidrogeno y en las horas nocturnas la demanda ser cubierta por el sistema de hidrogeno. Inicialmente, se seleccionará la celda de combustible, la cual es, un dispositivo de conversión de energía que combina combustible y aire para generar electricidad directamente, el número de celdas está determinado por:

$$\#Celdas\ de\ combustible = \frac{P * F_S}{P_{nc}}$$

Donde:

$P(kW)$ → Potencia a producirse en celda

F_S → Factor de seguridad (10%)

P_{nc} → Potencia nominal de celda (1 Unidad de celda)

Una vez seleccionada la celda, se establecerá el electrolizador, el cual tiene la capacidad de separar las moléculas del agua, obteniendo las partículas de hidrogeno, con base en lo anterior, se calculara la cantidad de hidrogeno requerida para suplir la demanda nocturna de la zona, se debe calcular la cantidad de celdas de combustible necesarias teniendo en cuenta la fuente [37], una vez se tiene el número de celdas se procede a calcular la cantidad de hidrógeno verde necesario para la electrificación de la zona en las horas de la noche.

:

$$\text{Cantidad de Hidrógeno (kg)} = \frac{P(kW) * t(h) * 3600s}{\eta(\%) * LHV(kJ/kg)}$$

Donde:

$P(kW)$ → Potencia a producirse en celda

$t(h)$ → Tiempo en horas de producción de hidrogeno en celda

$\eta(\%)$ → Eficiencia de la celda de combustible

$LHV \left(\frac{kJ}{kg} \right)$ → Poder calorífico del hidrogeno

Obteniendo la cantidad de hidrogeno, se seleccionará, el almacenamiento optimo teniendo en cuenta las características y parámetros establecidos para cada alternativa. Basándose en la cantidad de hidrogeno a almacenarse y el proceso de manipulación, es necesario comprimir el gas, y así, alcanzar las presiones adecuadas de almacenamiento.

Con todos los elementos establecidos para la generación y almacenamiento del hidrogeno, se procederá a calcular la cantidad de potencia diaria que debe generar en 24 horas la cantidad de hidrógeno a ser almacenado, el cual alimentara la pila de combustible, posteriormente este se inyectará a la celda, y así generara la energía necesaria.

$$Ped = \frac{\text{Cantidad de Hidrógeno (kg)} \times CeH}{\text{Numero de horas al dia} \times Fe}$$

Donde:

Ped → Producción de potencia demandada diaria necesaria a suministrar al electrolizador

CeH → Consumo energía del sistema del electrolizador

Fe → Factor de carga del electrolizador

Nota: El factor de carga del electrolizador parte del factor de capacidad de la fuente de energía primaria [14]

Se procede con el dimensionamiento del campo solar, el cual será el generador de energía para las horas diurnas de la zona y la alimentación de energía para el sistema del hidrogeno, este sistema suministrara la energía en la ausencia del recurso solar, se establecerán los componentes necesarios del sistema, tales como: módulos solares fotovoltaicos e inversores, enseguida, se calculará la potencia pico del parque, la cual está determinada por:

$$Potencia\ Pico = \frac{\frac{E_{DL} + E_{DH}}{F_P}}{HSP}$$

Donde:

E_{DL} → Energía diaria demandada en Leticia

E_{DH} → Energia diaria demanda de Hidrogeno

F_P → Factor de perdidas (25%)

HSP → Horas Solar Promedio

Nota: Las HSP, serán extraídas de del informe de la UPME [38].

Como parámetros de diseño, se establecerá el numero de ramas o strings que debe tener el sistema solar, lo cual es la cantidad de grupos a conectarse en el inversor, de igual manera, se calculara la cantidad de módulos en serie que deben tener dichos strings y el numero total de paneles. Con la cantidad establecida de determinara la cantidad de inversores, todos estos aspectos de diseño están dados por:

- Número de ramas de paneles (strings):

$$N_p = \frac{\frac{Potencia\ pico\ nominal\ de\ la\ instalacion}{Potencia\ nominal\ de\ los\ paneles}}{Numero\ de\ paneles\ en\ serie}$$

- Dimensionado número de paneles, strings e inversores:

Número de paneles en serie por cada rama:

$$N_s = \frac{\textit{Tensión nominal de instalación}}{\textit{Tensión nominal de los paneles}}$$

- Número total de paneles:

El número total de paneles (NT) es determinado por el producto de los paneles en serie y los paneles en paralelo:

$$NT = N_s \times N_p$$

- Número de Inversores:

$$N_i = \frac{\textit{Numero de strings}}{\textit{Numero de entradas}}$$

Como parte final del diseño solar, se calculará el área que debería tenerse disponible para la instalación del campo solar.

$$\textit{Area} = \# \textit{ de paneles} \times \textit{ area instalación panel}$$

Una vez definidos el método y el plan de implementación, se llevará a cabo un análisis de factibilidad económica, que presentará indicadores clave como los costos de inversión y operación (CAPEX y OPEX), los ahorros proyectados, el Valor Presente Neto (VPN), Periodo Interno de Inversión (PRI) y el flujo de efectivo neto del proyecto. Dichos indicadores proporcionarán una evaluación precisa de la rentabilidad y la eficiencia económica de la transición hacia el hidrógeno verde como fuente primaria de energía eléctrica.

En el caso del OPEX en el primer año, estará dado por:

$$OPEX = CAPEX * 3\% + (\% \textit{ del compresor en el CAPEX})$$

Una vez obtenido el OPEX del primero año, se debe calcular para cada año de la vida del proyecto, este se ve afectado por la inflación, lo cual está determinado por:

$$F = P * (1 + i)^N$$

Donde:

F → El valor esperado

P → El precio actual

i → Inflación

N → El precio actual

- El VPN está determinado por:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} - I$$

Donde:

F_t → representa los flujos de efectivo netos en el periodo t

r → El es la tasa de descuento, que representa el costo de capital o la tasa de retorno requerida para el proyecto

I → es la inversión inicial o costo de capital del proyecto.

n → es el número de periodos de tiempo considerados en el análisis.

Nota: Un VPN positivo indica que el proyecto generará valor agregado, mientras que un VPN negativo indica que la inversión no sería rentable.

Obteniendo los indicadores mencionados, se realizará una comparación financiera entre la generación actual de la zona y la propuesta de implementación de hidrógeno, con el fin de determinar la alternativa más rentable y económicamente sostenible para la ZNI seleccionada.

Por último, se llevará a cabo un análisis del marco regulatorio y de los incentivos disponibles para las fuentes de energía no convencionales, con un enfoque en el uso del hidrógeno como fuente de energía eléctrica. Se considerarán las perspectivas de expertos y se formularán recomendaciones estratégicas para fomentar la adopción de estas tecnologías, en consonancia con la creciente importancia de la energía solar y eólica.

Capítulo 6

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Selección ZNI

Actualmente en Colombia según la data extraída existen 1,696 localidades, la demanda energética total de estas es de Aprox. 781.243 MWh. Las principales zonas con mayor demanda son: San Andres, Leticia, Puerto Carreño, Mitú e Inírida, con los resultados mencionados se reconoció que 11 zonas poseen FNCER y 34 zonas no poseen FNCER. Los resultados revelaron que el municipio de Leticia presenta ciertos escenarios significativos. Por un lado, cuenta con la menor cantidad de localidades (26), lo que indica que la población respaldada se encuentra concentrada en una sola zona. Además, durante los años 2021 y 2022, se identificaron cortes intermitentes de luz en Leticia, señalando la carencia de un sistema confiable y robusto para garantizar la continuidad del servicio. La demanda de potencia activa global en este municipio asciende a 545,898.48 kW. Finalmente, según la información disponible, Leticia no dispone de FNCER.

Con base en los datos recopilados y los análisis realizados, se propone la implementación de un sistema híbrido de generación de hidrógeno y energía solar en Leticia (Amazonas), con el objetivo de beneficiar a aproximadamente 11,475 habitantes y siendo la zona que cumple con los criterios de selección mencionados anteriormente. Una vez seleccionada la ZNI, se inicia la exposición principal del documento, que se desarrollará en los siguientes capítulos.

Factibilidad Técnica

Análisis de la demanda energética

En la Tabla 6, se aprecia la demanda de energía eléctrica en un año en las diferentes horas del día, no obstante, en la Ilustración 7 y Ilustración 8, se aprecia el promedio de potencia total demandada en Leticia para cada mes en un año y la potencia total activa demandada en Leticia para cada mes en un año. esta información es

fundamental para analizar los patrones de demanda energética y tiene relevancia significativa en el diseño de sistemas de energía renovable, como los fotovoltaicos.

Tabla 6. Base de demanda diaria de LETICIA. Fuente [2] y elaboracion propia

Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre		Diciembre	
Horas	kW	Horas	kW	Horas	kW	Horas	kW	Horas	kW	Horas	kW	Horas	kW	Horas	kW	Horas	kW	Horas	kW	Horas	kW	Horas	kW
0	4678	0	4492	0	4432	0	4434	0	4437	0	4387	0	4676	0	4501	0	5076	0	4911	0	4867	0	4801
1	4456	1	4413	1	4280	1	4187	1	4070	1	4012	1	4302	1	4296	1	4902	1	4582	1	4534	1	4697
2	4270	2	4000	2	4180	2	3970	2	4002	2	3989	2	4217	2	4101	2	4634	2	4426	2	4213	2	4386
3	4097	3	3992	3	3934	3	3785	3	3912	3	3901	3	4097	3	4002	3	4509	3	4223	3	4158	3	4303
4	3980	4	3980	4	3785	4	3697	4	3814	4	3856	4	3987	4	3965	4	4198	4	4098	4	4065	4	4165
5	3802	5	3782	5	3785	5	3687	5	3798	5	3800	5	3969	5	3952	5	4012	5	3993	5	3789	5	3934
6	3933	6	3994	6	3785	6	3730	6	3910	6	3866	6	4000	6	4999	6	4200	6	4138	6	4006	6	4102
7	4120	7	4507	7	4287	7	4285	7	4616	7	4367	7	4485	7	4497	7	5103	7	4936	7	4743	7	4708
8	4907	8	5150	8	5013	8	4913	8	5085	8	4924	8	5103	8	5126	8	5823	8	5513	8	5425	8	5323
9	5528	9	5363	9	5276	9	5401	9	5324	9	5254	9	5475	9	5510	9	6076	9	5879	9	5801	9	5684
10	5790	10	5553	10	5380	10	5523	10	5451	10	2302	10	5780	10	5823	10	6201	10	6107	10	6160	10	5956
11	5909	11	5733	11	5598	11	5572	11	5511	11	5621	11	5921	11	5934	11	6456	11	6167	11	6312	11	6146
12	5509	12	5474	12	5214	12	5376	12	5338	12	5214	12	5769	12	5450	12	6136	12	6002	12	6012	12	5930
13	5576	13	5420	13	5265	13	5410	13	5387	13	5236	13	5791	13	5678	13	6328	13	6081	13	6193	13	6001
14	5870	14	5920	14	5936	14	5824	14	5751	14	5637	14	5998	14	6003	14	6817	14	6509	14	6385	14	6213
15	6007	15	5958	15	5936	15	5896	15	5775	15	5789	15	6056	15	5954	15	6859	15	6509	15	6409	15	6307
16	5986	16	5870	16	5912	16	5780	16	5610	16	5630	16	5986	16	5943	16	6811	16	6195	16	6376	16	6105
17	5856	17	5727	17	5723	17	5795	17	5683	17	5635	17	5912	17	5929	17	6779	17	6187	17	6300	17	6029
18	6010	18	5935	18	5939	18	5903	18	5950	18	6001	18	6101	18	6087	18	6802	18	6594	18	6514	18	6436
19	6000	19	5802	19	5820	19	5854	19	5821	19	5779	19	6032	19	6002	19	6734	19	6178	19	6375	19	6210
20	5966	20	5830	20	5783	20	5740	20	5738	20	5629	20	5921	20	5914	20	6398	20	6092	20	6259	20	6106
21	5886	21	5557	21	5510	21	5558	21	5501	21	5609	21	5811	21	5801	21	6350	21	5865	21	5876	21	5873
22	5519	22	5260	22	5157	22	5040	22	5106	22	5012	22	5089	22	5116	22	5804	22	5493	22	5465	22	5479
23	4995	23	4832	23	4739	23	4786	23	4823	23	4765	23	4976	23	4934	23	5387	23	5032	23	5021	23	5120

Ilustración 7. Promedio de potencia total demandada en Leticia para cada mes en un año. Fuente elaboración propia



Ilustración 8. Potencia total activa demandada en Leticia para cada mes en un año. Fuente elaboración propia



Los datos reflejan variaciones en el consumo energético por horas, lo cual es crucial para identificar las horas pico, que son instantes en los que el consumo es más alto. Además, estos patrones diurnos son importantes para sincronizar la generación de energía

con los periodos de mayor demanda. Por otro lado, la variabilidad mensual sugiere tendencias estacionales, las cuales pueden estar influenciadas por factores climáticos, hábitos de consumo y otras variables socioeconómicas.

Variaciones horarias y estacionales

La evaluación detallada de la demanda energética de la población de Leticia, basada en la Tabla 6 de consumo horario por mes, revela varios puntos clave, y da como resultado la Ilustración 9. En donde se puede observar la gráfica de demanda de energía eléctrica promedio por hora en un día.

Ilustración 9. Grafico de Demanda promedio por hora. Fuente elaboracion propia [39]



1. Variaciones Horarias:

- a. La demanda energética fluctúa significativamente a lo largo del día, observamos que la demanda es más alta durante la noche, con un promedio de 4585 kW (Ilustración 9). Este alto consumo puede estar relacionado con la iluminación, equipos y componentes que permanecen encendidos durante

la noche, y podría incluir la demanda residencial, comercial e industrial que continúa después del horario habitual de trabajo.

- b. El consumo disminuye hacia las primeras horas de la mañana y luego comienza a aumentar nuevamente, alcanzando otro pico durante las horas de la tarde: El consumo más bajo se observa en las horas tempranas de la mañana, alrededor de las 5 a.m. (Ilustración 9), con un promedio de $3,792 \text{ kW}$, y luego comienza a aumentar a medida que la gente se despierta y comienza sus actividades diarias. Se observa un segundo pico alrededor del mediodía, con un promedio de $5,491.5 \text{ kW}$ (Ilustración 9), lo que sugiere un incremento de la actividad y el uso de energía durante las horas de trabajo y también podría reflejar el uso de sistemas de climatización durante las horas más cálidas del día.

2. Variaciones Estacionales:

Los gráficos proporcionados en Ilustración 7 e Ilustración 8 muestran dos dimensiones clave del consumo energético en Leticia, el promedio de $\frac{\text{kW}}{\text{h}}$ de cada mes (representado en azul) y el total de $\frac{\text{kW}}{\text{mes}}$ (representado en verde). A través de estos gráficos, se pueden discernir patrones en las variaciones estacionales de la demanda energética, basados en una base de datos diaria.

En la Ilustración 7, se observa que el consumo energético presenta fluctuaciones a lo largo del año. Sin embargo, estas variaciones no son drásticas, lo que sugiere que, si bien hay diferencias entre los meses, la demanda promedio por hora se mantiene en un rango relativamente estable. Esta información es útil para determinar la capacidad mínima necesaria de generación y almacenamiento para cumplir con la demanda promedio en cualquier momento.

En la Ilustración 8 revela que, aunque el promedio por hora es relativamente constante, el consumo total puede variar significativamente. Esto indica que hay meses con

mayor número de horas de consumo elevado, lo cual podría estar vinculado a factores como la temperatura, las festividades, o los ciclos económicos, que pueden influir en cómo y cuándo los usuarios consumen energía.

3. Picos de Demanda:

Los patrones de consumo energético en Leticia evidencian incrementos significativos de demanda en dos periodos específicos del día: la primera alza se manifiesta entre las 14 y las 20 horas (Ilustración 9), esta distribución de la carga no es aleatoria; coincide con la horas críticas de ola de calor en la zona, al igual que factures relativos crecientes de humedad, generando el exceso de demanda energética en medios de climatización, de igual manera, el crepúsculo activa el uso de iluminación en hogares y establecimientos comerciales, mientras que las actividades culinarias y de ocio propias del horario vespertino incrementan la utilización de electrodomésticos.

4. Tendencias Generales:

- a. A lo largo del año, la demanda energética muestra cierta consistencia, con los picos más altos siempre en las mismas horas, lo que sugiere patrones de comportamiento estables en la población con respecto al uso de la energía.

5. Planificación de la Capacidad:

- a. Para garantizar la cobertura de la demanda, cualquier sistema de energía renovable como el fotovoltaico debería ser dimensionado para satisfacer los picos de demanda, considerando también el almacenamiento de energía para las horas de menor producción solar. El almacenamiento de hidrógeno debería dimensionarse para acumular suficiente energía durante las horas de mayor producción fotovoltaica y suministrarla durante los picos de demanda y las horas nocturnas.

Picos de demanda y los periodos de mayor consumo

Según la evaluación de los picos de demanda energética para la población de Leticia, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 7. Resumen de los picos de demanda mensuales y las horas específicas. Fuente elaboración propia

Mes	Pico de Demanda (kW)	Hora del Pico
Enero	6010	18
Febrero	5958	15
Marzo	5939	18
Abril	5903	18
Mayo	5950	18
Junio	6001	18
Julio	6101	18
Agosto	6087	18
Septiembre	6859	15
Octubre	6594	18
Noviembre	6514	18
Diciembre	6436	18

Estos picos de demanda generalmente ocurren en las horas de la tarde, en particular a las 18 horas, con la excepción de febrero y septiembre donde los picos ocurrieron a las 15 horas.

De acuerdo con los datos presentados en la Tabla 6, se determinó que la potencia demandada media en un día es de 5,233 kW, mientras que la potencia demandada pico alcanza los 6,189 kW. Estos valores son fundamentales para llevar a cabo un análisis completo de la demanda energética, pues permiten comprender tanto las necesidades como los patrones de consumo.

Patrones de uso

- **Demanda Promedio Horaria:** Existe un patrón claro de demanda de energía que varía a lo largo del día. Las horas posteriores a las 05:00 horas registran un comienzo a demanda progresiva promedio, que gradualmente disminuye hacia las primeras horas de la noche, véase Ilustración 9.
- **Variabilidad de la Demanda:** La variabilidad de la demanda también muestra patrones interesantes. La mayor variabilidad se observa durante las primeras horas de la mañana, lo que podría indicar un cambio en el comportamiento de consumo entre días laborables y no laborables o variaciones estacionales.
- **Periodos Críticos:** Las horas críticas con la mayor demanda promedio son durante la noche, particularmente desde las 18 horas en adelante, lo que destaca la necesidad de un sistema de energía robusto y confiable que pueda satisfacer este pico nocturno.

En la Tabla 8. Se aprecia los meses con mayor demanda de potencia pico:

Tabla 8. Demanda pico de potencia en un año. Fuente elaboracion propia

Hora	Demanda Pico (kW)	Mes
18	6859	Septiembre
18	6594	Octubre
18	6514	Noviembre
18	6436	Diciembre

Estos datos proporcionan una base sólida para el diseño de un sistema de generación y almacenamiento de energía. El sistema deberá estar preparado no solo para satisfacer la demanda promedio sino también para adaptarse y soportar estos picos en la demanda, asegurando así que la energía sea suficiente y esté disponible cuando se necesite.

Factor de carga

El Factor de Carga, el cual proporciona una perspectiva fundamental sobre la distribución de la demanda energética en relación con su punto máximo, obteniendo como resultado:

$$FC = \frac{5233 \text{ kW}}{6189 \text{ kW}}$$
$$FC = 0,86$$

El cálculo del Factor de Carga para Leticia arroja un valor de 0.86, lo que indica que la demanda media de potencia representa aproximadamente el 86% de la demanda máxima registrada. Esta cifra sugiere una eficiente utilización de la infraestructura energética de la región, indicando una distribución relativamente uniforme de la carga a lo largo del tiempo.

Sin embargo, este alto Factor de Carga también puede señalar una limitada capacidad de respuesta ante aumentos repentinos en la demanda o eventos inesperados que requieran una mayor capacidad. Por lo tanto, es importante considerar de cerca el crecimiento futuro de la demanda y evaluar la necesidad de expandir o mejorar la infraestructura energética para mantener la fiabilidad del suministro. A pesar de estos posibles desafíos, el Factor de Carga elevado sugiere una eficiencia energética significativa, lo que indica que se está utilizando la energía de manera efectiva en relación con la capacidad total disponible.

Dimensionamiento de sistema de Hidrogeno

Celdas de Combustible Requeridas

Para ellos se realizó una comparación entre diferentes tipos y marcas de celdas, para así seleccionar una celda adecuada, que se ajuste a las necesidades y criterios del proyecto.

Tabla 9 Comparación de celdas de combustible. Fuentes [40] [41] [42]

Característica \ Fabricante	Bosch	Ballard Power Systems	Hydrogenics
Modelo	Plug & play 100	FCgen®-HPS	HyPM HD 180
Potencia eléctrica [kWel]	100	140	190
Potencia térmica [kWth]	>50	=70	=147
Eficiencia eléctrica [%]	=60	50-60	40-60
Eficiencia General [%]	>90	80-85	55

Teniendo en cuenta el proceso de madurez de los sistemas de hidrógeno, adicionalmente factores positivos como: la eficiencia y características modulares se seleccionó una celda de marca BOSCH, con sistema de una pila de combustible de óxido sólido (SOFC), véase Tabla 10.

Tabla 10. Datos técnicos Sistema de pila de combustible de óxido sólido de Bosch. Fuente [40]

Potencia eléctrica [kWel]	100
Potencia térmica [kWth]	>50
Eficiencia eléctrica [%]	=60
Eficiencia General [%]	>90

Como se mencionó anteriormente, las celdas de combustible son aquellas que generan la potencia pico demandada a suministrarse en el caso de estudio, esta potencia es de 6051 kW la cual es obtenida de en los intervalos de tiempo de 6:00 pm a 6:00 am que se encuentran en la Ilustración 9, como criterio de diseño se incluyó un factor de seguridad del diseño se implementa un 10% de más sobre la potencia promedio, por lo tanto:

$$\#Celdas\ de\ combustible = \frac{6,189\ kW * 1.1}{100\ kW}$$

$$\#Celdas\ de\ combustible = 68.07 \approx 68$$

Electrolizador

Para ellos se realizó una comparación entre diferentes tipos y marcas de electrolizador, para así seleccionar un electrolizador adecuado, que se ajuste a las necesidades y criterios del proyecto.

Tabla 11 Comparación de electrolizadores. Fuente [43]

Característica \ Fabricante	Hystar	Siemens
Modelo		Silyzer 200
Potencia Nominal [MW]	5.5	1.25
Rango de Operación [%]	15-100	-
Tamaño de contenedor [m]	14x3.5x3	6.3x3.1x3
Producción H2 [kg/h]	112.9	20
Eficiencia [%]	73	60-65

De acuerdo con la proyección de madurez, inversión e innovación tecnológica, el encendido más rápido y su disponibilidad de carga nominal, se realizó la selección de un electrolizador tipo PEM de fabricante HYSTAR modelo MIRA1200, teniendo en cuenta las características previamente mencionadas, se identifica la suplencia de hidrógenos (kg/h) se satisface.

Tabla 12 Especificaciones técnicas de Hystar. Fuente [43]

Características MIRA1200		
Potencia Nominal	5.5	MW
Rango de Operación	15-100	%
Tamaño de contenedor	2x40	ft

Producción H2	112.9	Kg/h
	1,255	Nm3/h
Eficiencia	73	%
Consumo de energía del sistema	4.9	kWh/Nm3
	54.2	kWh/kg

Nota: Durante las comunicaciones por correo electrónico con el fabricante seleccionado (HYSTAR), la jefa de ingeniería de ventas y aplicaciones, Tina Andersen, ha señalado lo siguiente: *"Por lo general, los proveedores de electrolizadores, incluido Hystar, prefieren recibir agua de calidad potable. Específicamente relacionada con parámetros como la dureza del agua, contenido de sílice, contenido orgánico total, etc. El agua que proviene directamente de un río generalmente tendría que pasar por un proceso de filtrado antes de ser admitida en el electrolizador, donde se llevará a cabo una purificación adicional. El consumo de agua (de calidad potable) suele ser de alrededor de 20 litros por cada 1 kg de hidrógeno producido."* Por consiguiente, se presume que el agua a ser suministrada al electrolizador debe cumplir con las características exigidas por el fabricante, el cual especifica que debe ser potable. En conclusión, el agua suministrada deberá ser tratada por una planta de tratamiento de aguas en Leticia para cumplir con las condiciones necesarias. Cabe resaltar que para los alcances de este proyecto no se contempla el diseño, construcción y puesta en marcha de esta planta de tratamiento de agua.

Cantidad de Hidrogeno

La cantidad de hidrogeno requerida para suplir la demanda nocturna de Leticia es determinada por:

$$\text{Cantidad de Hidrógeno (kg)} = \frac{6,051 \text{ kW} * 1.1 * 12\text{h} * 3,600\text{s}}{60(\%) * 120,000 \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg}}\right)} = \frac{294,101,280}{72,000}$$

$$\text{Cantidad de Hidrógeno (kg)} = 4,084.74 \text{ kg}$$

Almacenamiento de hidrogeno verde

El planteamiento del proyecto requiere la construcción de un tanque compuesto con capacidad de almacenamiento de hidrogeno gaseoso, este fue determinado anteriormente con valor de (4,084.74 kg), no obstante, en el caso del sistema del hidrogeno de debe contemplar este debe dimensionarse con un del 40% más a la capacidad calculada previamente (5,718.63 kg), en conclusión, se requiere acumular aproximadamente 6 toneladas de Hidrogeno, lo cual se dividirá en dos tanques Tipo II de 1500 L cada uno.

Compresor

Se ha seleccionado un equipo de compresión que cumple con las especificaciones necesarias para garantizar la eficacia y seguridad en el manejo del hidrógeno. Los detalles específicos de este equipo están detallados en la Tabla 13, que proporciona información sobre sus características técnicas y capacidades de compresión. Este equipo, identificado como el modelo GWX-5 de la marca NUZHUO. [44]

Es fundamental resaltar que la selección de un equipo de compresión apropiado es esencial para asegurar el manejo adecuado del hidrógeno y reducir al mínimo los riesgos relacionados con su manipulación en las instalaciones correspondientes.

Tabla 13 Características de NUZHUO-compresor. Fuente [45]

Especificaciones técnicas	Valores
N° de modelo	GWX- 5/10/20/40/60/80/personalizado

Compresor	Gas sin aceite
Tasa de Producción:	3-200Nm ³ /h
Potencia del Motor:	5.5kw-160kw/ 10hp-200hp
Fuente de alimentación	220V/380V/400V/personalizar
Presión de trabajo:	0,3MPa (30 bar)-20MPa (200 bar)
Aplicación:	O ₂ / N ₂ / H ₂ / CO ₂ /biogás llenado de cilindro
Etapas de compresión	Nivel 3-4
Rango de presión de salida	≤ 25,0 MPa (250 bar)
Rango de presión inspiratoria	0-0,6 MPa (60 bar)
Rango de velocidad	300-600r/min

Producción del electrolizador

El electrolizador debe generar en 24 horas la cantidad de hidrógeno a ser almacenado Aprox. 5,718.63kgH, el cual alimentara la pila de combustible, posteriormente este se inyectará a la celda, y así generara la demanda nocturna de Leticia.

$$Produccion\ de\ potencia\ diaria = \frac{5,718.63\ kg \times 54.2\ \frac{kWh}{kg}}{24\ h \times 12.5\%}$$

$$Produccion\ de\ potencia\ diaria = \frac{309,949.74\ kWh}{3\ h}$$

$$Produccion\ de\ potencia\ diaria = 103,316.58kW \cong 103.31\ MW$$

Diseño del Sistema Fotovoltaico

Basado en los cálculos preliminares, la demanda anual promedio en Leticia estimada es de 45.83 GWh. Este valor es crucial para diseñar el sistema de energía solar, ya que determinará el número de paneles solares y la capacidad de almacenamiento necesario para satisfacer la demanda energética de la región.

Modulo solar

Para ello se realizó una comparación entre diferentes tipos y marcas de modulo solares, para así seleccionar el módulo adecuado, que se ajuste a las necesidades y criterios del proyecto.

Tabla 14 Comparación de módulos solares. Fuentes [46] [47] [48]

Característica \ Fabricante	Canadian Solar	Trina Solar	JA Solar
Modelo	CS7N-705TB-AG	TSM-DEG21C.20	JAM78S30-605/MR
Potencia nominal [Wp]	705	665	605
Voltaje de operación óptimo [V]	40.2	38.3	45.53
Corriente de operación óptimo [Amp]	17.55	17.39	13.29
Voltaje de circuito abierto [V]	48.1	46.1	53.61
Corriente de corto circuito [Amp]	18.54	18.50	14.08
Eficiencia del módulo [%]	22.7	21.4	21.6

La decisión de utilizar el módulo solar CS7N-705TB-AG de Canadian Solar para el diseño del sistema solar fotovoltaico se basó en varios factores clave que lo destacan sobre los modelos de Trina Solar y JA Solar. En primer lugar, el módulo de Canadian Solar ofrece una potencia nominal superior, lo que se traduce en una mayor generación de energía por panel, optimizando el espacio disponible y reduciendo la cantidad de módulos necesarios para alcanzar la capacidad deseada del sistema. Además, presenta una mayor eficiencia del módulo, lo cual significa que convierte un porcentaje más alto de la luz solar recibida en electricidad utilizable. Teniendo en cuenta el costo, la garantía de la marca, su potencia nominal, la facilidad de envío o importación y servicio post venta en Colombia, se seleccionó dicho panel con una potencia pico de $705W_p$, a continuación, se presentan las características relevantes de este:

Tabla 15 Características relevantes de modulo solar fotovoltaico. Fuente [46]

Características	
Tipo de celda	Tipo TOPCon cells

Numero de celdas	132
Dimensiones	[2× (11×6)] 2384 × 1303 × 33 mm (93.9 × 51.3 × 1.30 in)
Peso	37.8 kg (83.3 lbs)
Especificaciones	
Tipo de modulo	CS7N-705TB-AG
Potencia máxima (Pmax) en condiciones estándar (STC)	705 Wp
Voltaje máxima potencia (Vmp) en STC	40.2 V
Corriente máxima potencia (Imp) en STC	17.55 A
Voltaje de circuito abierto (Voc) en STC	48.1 V
Corriente de corto circuito (Isc) en STC	18.54 A
Voltaje máximo de sistema	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)

Inversor

Para ello se realizó una comparación entre diferentes tipos y marcas de inversor, para así seleccionar el inversor adecuado, que se ajuste a las necesidades y criterios del proyecto.

Tabla 16 Comparación de inversores solares. Fuentes [49] [50] [51]

Característica \ Fabricante	Huawei	Fronius	SMA
Modelo	SUN2000-100KTL-M1	Tauro ECO 100-3-D	SUNNY TRIPOWER CORE1
Máxima entrada de voltaje [V]	1,100	580 – 1,000	1,000 220 / 380
Salida de voltaje [V]	480 / 400 / 380	180 - 270	230 / 400 240 / 415
Potencia Aparente [VA]	110,000	100,000	50,000
Frecuencia nominal de la red AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz

	98.8% @480 V,	98,5 %	98,1 %
Eficiencia [%]	98.6% @380 V / 400 V		

El inversor seleccionado es de marca Huawei, específicamente el modelo SUN2000-100KTL-M1. Este fue elegido debido a su capacidad para manejar múltiples entradas de grupos o strings, lo cual es crucial para optimizar la generación de energía solar en la instalación. Además, ofrece eficiencia energética destacada en diferentes niveles de voltaje de salida, asegurando un rendimiento óptimo en diversas condiciones de red. Su capacidad para integrarse con sistemas avanzados de monitoreo y control, como Scada a través de CAN, proporciona una gestión eficiente y detallada de parámetros y datos históricos, aspectos fundamentales para garantizar la operación y mantenimiento efectivos a lo largo del ciclo de vida del proyecto solar.

Tabla 17 Características relevantes del inversor SUN2000-100KTL-M1. Fuente [52]

Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Máxima entrada de voltaje	1,100 V
Máxima corriente por MPPT	26 A
Máxima corriente de corto circuito por MPPT	40 A
Voltaje de inicio	200 V
Rango de operación de voltaje MPPT	200 V ~ 1,000 V
Voltaje nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Número de entradas	20

Número máximo de string MPP	10
Salida	
Potencia nominal activa AC	100,000 W
Potencia aparente máxima AC	110,000 VA
Potencia activa máxima (cosφ=1)	110,000 W
Voltaje nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de la red AC	50 / 60 Hz
Corriente nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Máxima corriente de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Rango de factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máxima distorsión armónica total	< 3%

Nota: tomada de [49]

Potencia Pico Para Instalar incluido la demanda del sistema del hidrogeno:

La potencia pico para leticia y adicional la del sistema de hidrogeno, está determinada por:

$$Potencia Pico = \frac{\frac{6,121.25 \text{ kWh} + 103,316.58 \text{ kWh}}{0.75}}{3 \text{ h}}$$

$$Potencia Pico = \frac{\frac{169,437.83 \text{ kWh}}{0.75}}{3 \text{ h}}$$

$$Potencia Pico = \frac{225,917.10 \text{ kWh}}{3 \text{ h}}$$

$$Potencia Pico = 75,305.70 \text{ kWp} \cong 75.30 \text{ MWp}$$

Nota: Promedio identificado de hora solar sol al día es de tres a cuatro horas en los diferentes meses del año, enfocado en Leticia (Amazonas), para dimensionar el sistema solar con factor de criticidad o peor escenario de generación de acuerdo con la disponibilidad del recurso solar, se estableció un valor de 3 HSP.

Dimensionamiento parque solar:

- Dimensionado número de paneles en serie por cada rama

$$N_s = \frac{1,000}{40.2}$$

$$N_s = 24.87 \text{ Paneles en serie}$$

Aproximadamente \approx 25 Paneles en serie

- Número de ramas de paneles (strings):

$$N_p = \frac{\frac{75,305 \text{ kWp}}{0.705 \text{ kW}}}{25}$$

$$N_p = 4272.62 \text{ Strings}$$

Aproximadamente \approx 4,273 Paneles en paralelo

Por lo tanto, son 4,273 strings o ramas.

- Número total de paneles:

El número total de paneles (NT) es determinado por el producto de los paneles en serie y los paneles en paralelo:

$$NT = 25 \times 4,273$$

$$NT = 106,825$$

- Número de Inversores:

$$N_i = \frac{4,273}{10}$$

$$N_i = 427.3$$

Aproximadamente \approx 428 Inversores

Por lo tanto, 428 inversores con 10 entradas

Área de instalación de paneles solares necesarios

Al calcular la cantidad de espacio necesario, también es crucial tener en cuenta un margen de separación entre cada panel solar y el espacio requerido para la estructura que sostendrá cada módulo fotovoltaico. Estas consideraciones afectarán el espacio total utilizado para la instalación. El espacio para instalar un panel solar es de 3.21 metros cuadrados, aproximadamente, donde se incluye el espacio para las estructuras o soportes de paneles solares [53]. Con esta información podemos realizar los cálculos para determinar el área necesaria para instalar 106,825 paneles.

$$Area = 106,825 \times 3.21 \text{ m}^2$$

$$Area = 342,898.62 \text{ m}^2$$

Evaluación del suministro eléctrico y contaminación por grupos electrógenos en Leticia.

Como se mencionó anteriormente, actualmente en el municipio de Leticia, el suministro eléctrico se realiza mediante grupos electrógenos, específicamente con dos motogeneradores que generan electricidad de manera continua. Estos son:

- MAN D-401 3000kW
- Wartsila D 901 6970 kW

Según la empresa de energía de leticia (ENAM E.S.P), la contaminación de estos motores se encuentra alrededor de:

Tabla 18 Emisiones de Contaminantes. Fuente [54]

Fuente Fija	$SO_2 \left[\frac{\mu g}{m^3} \right]$	$NO_2 \left[\frac{\mu g}{m^3} \right]$	$PM \left[\frac{\mu g}{m^3} \right]$
MAN D401	54.03	329.20	7.17

D-701	95.60	2524.06	54.98
-------	-------	---------	-------

La contaminación significativa causada por los grupos electrógenos en Leticia puede evaluarse en términos de las altas emisiones de NOx y PM. Los niveles de estos contaminantes son considerablemente altos, especialmente para el motor Wartsila D-901. Estas emisiones no solo afectan la calidad del aire y la salud pública, sino que también contribuyen al cambio climático a través de la emisión de GHG.

Es importante tener en cuenta que mediante la resolución 1309 de 2010 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible), para los motores industriales de capacidad igual o superior a 1MW, los valores máximos permisibles de PM son de 100 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, para SO₂ es de 400 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ y para NO₂ es de 1800 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ en condiciones de referencia y con oxígeno referencia del 15%. [54]

Según los máximos permisibles establecidos, se determina que las emisiones de PM y SO₂ generadas por la ENAM S.A E.S.P. se encuentran dentro de los límites establecidos por el hoy MADS. Sin embargo, las emisiones de NO₂ del Wartsila D-901 (2524.06 $\mu\text{g}/\text{m}^3$) exceden significativamente el límite de 1800 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, indicando que esta fuente de emisión no cumple con la normativa vigente, lo cual representa un desafío significativo para la calidad del aire y la salud pública en Leticia.:

Factibilidad Económica

Con el propósito de evaluar la viabilidad económica del hidrógeno verde como alternativa para la generación de energía eléctrica en sustitución de los grupos electrógenos actuales, se llevará a cabo un análisis comparativo de los Costos de Capital (CAPEX) y los Costos Operativos (OPEX) asociados a ambos sistemas el cual está en la Tabla 19. Este análisis permitirá determinar indicadores financieros clave, tales como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación (PR). Dichos indicadores proporcionarán una evaluación precisa de la rentabilidad y la eficiencia

económica de la transición hacia el hidrógeno verde como fuente primaria de energía eléctrica en el contexto de la sustitución de grupos electrógenos existentes.

Tabla 19. Presupuesto del Proyecto Fase de factibilidad. Fuente elaboración propia.

Generación PV				
Ítem	Unidad	Cantidad	Valor Unitario [USD]	Valor total [USD]
Modulo Fotovoltaico	UN	106,825	209.81	22,412,953
CanandianSolar 705 Wp				
Inversor Huawei	UN	428	4,764.08	2,039,026
Componentes de fijación	UN	106,825	9.83	1,050,089
Cableado Solar DC 6mm	m	488,878	1.86	909,314
Canalización y portacables 4 in x 3 m	m	136,886	24.80	3,394,772
Apantallamiento	m ²	392,898	19.31	7,586,872
Diseño de Ingeniería	GL	1	954,800	954,800
Electrolizador				
Electrolizador	UN	1	8,728,360	8,728,360
Planta de compresión				
Compresor y otros	UN	1	9,416.65	9,416.65
Almacenamiento	UN	2	1,860,00	3,720.97
Celda de combustible				
Celda de combustible	GL	1	24,732,000	24,732,000
Terreno y Obra Civil				
Terreno	ha	34.28	2,957.57	101,385
SUMA TOTAL INVERSIÓN				71,922,708.6
TRANSPORTE DE INSUMOS Y PERSONAL AL PROYECTO				
(durante la ejecución)				7,192,270.86
10%				
IMPREVISTOS 15%				10,788,406.3

SUB TOTAL INVERSIÓN (CAPEX)		89,173,385.8
LIQUIDACIÓN		
Mano de Obra (%CAPEX)	45%	40,128,023.6
Costo directo (Mano de Obra (%CAPEX) + SUB TOTAL INVERSIÓN (CAPEX))		129,301,409
IVA	19%	24,567,267.7
TOTAL (CAPEX)		153,868,677

Nota: tomada de elaboración propia

Nota: Los costes de mantenimiento del electrolizador y la instalación fotovoltaica son relativamente bajos, ya que no presentan partes móviles. En la instalación fotovoltaica, el coste de mantenimiento incluye por ejemplo sustituciones de fusibles, reparaciones menores o costes de limpieza de los paneles fotovoltaicos (se va a establecer en un 2% del CAPEX de esta). Los OPEX del electrolizador por su parte, pueden incluir reparaciones de la electrónica de potencia y arreglos menores (se establecen en un 1% del CAPEX del electrolizador), el coste de mantenimiento del compresor y el almacenamiento se estima en aproximadamente un 2,5% sobre el coste del compresor [55].

Nota: Hoy en día, el coste de producción de una celda de combustible es de unos 4.000 EUR/kWe que en dólares corresponde a \$4,360 USD kWe [56].

Nota: La firma de profesionales PwC aborda la importancia de una correcta evaluación y contabilización de los costos de transporte en proyectos de infraestructura. En su guía “Property, plant, equipment and other assets” y contempla como una buena práctica un 10% del CAPEX para los costos de transporte en sus licitaciones a proyectos. [57]

Nota: En el marco de la planificación del proyecto, se ha asignado el 45% respecto al total del presupuesto de capital (CAPEX) para valorar la mano de obra necesaria. Esta decisión se fundamenta en la investigación realizada por el autor de la referencia [58].

En el caso del OPEX en el primer año, estará dado por:

$$OPEX = CAPEX * 3\% + (\% \text{ del compresor en el CAPEX})$$

$$OPEX = \$ 153,868,677 * 3\% + 235,416$$

$$OPEX = \$ 4,845,476.31$$

El OPEX, el costo del mantenimiento en el primero año es el 3,00027% del costo del proyecto, el valor cada año, incrementa con la inflación (INFLACION).

Valor presente Neto

El Valor Presente Neto (VPN) es una herramienta fundamental en el análisis financiero de proyectos, ya que permite determinar la rentabilidad de una inversión al calcular el valor actual de los flujos de efectivo futuros generados por el proyecto y descontar el valor de la inversión inicial. A través de este análisis, se evalúa si un proyecto generará beneficios económicos netos una vez tenidos en cuenta el costo de capital y el valor del dinero en el tiempo, el VPN del proyecto es de \$ 337,284,068.

Periodo de retorno de inversión

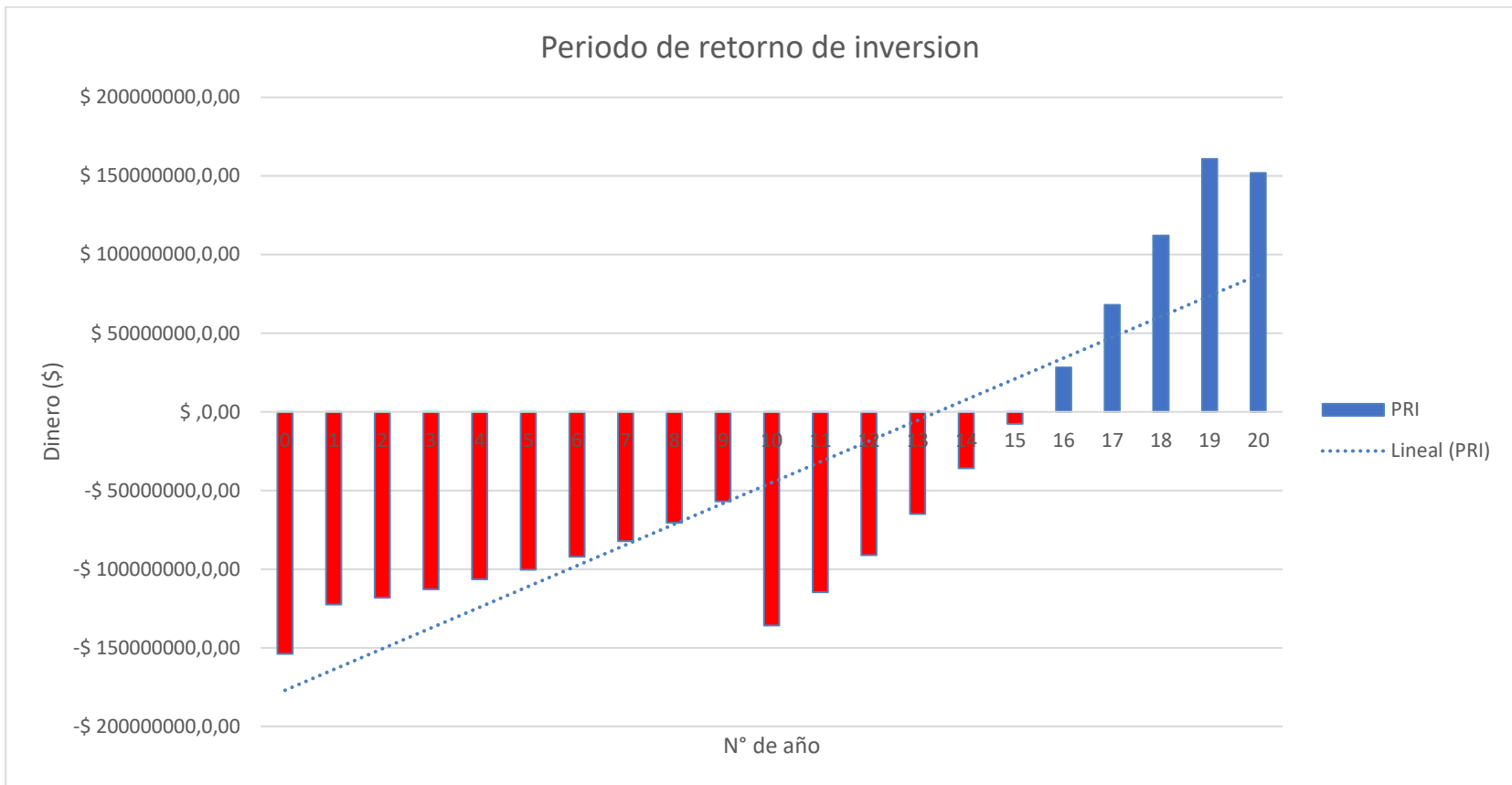
El periodo de retorno de la inversión es una métrica financiera fundamental en la evaluación de proyectos, ya que indica el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial realizada en un proyecto determinado, el periodo de retorno de la inversión juega un papel crucial en la determinación de la viabilidad económica del proyecto. El periodo de retorno de la inversión se expresa típicamente en años y es una medida ampliamente utilizada debido a su simplicidad y fácil comprensión. Este indicador permite determinar cuándo el proyecto comenzará a generar flujos de caja netos positivos que compensarán la inversión inicial.

Se considera que un proyecto alcanza su punto de "pago por sí mismo" cuando los flujos de caja netos acumulados son iguales a los flujos de caja netos de inversión. El

tiempo transcurrido desde el inicio del proyecto hasta este punto se conoce como el "período de amortización".

En la Ilustración 10, se identifica el periodo de amortización se representa en la gráfica como el punto en el que los flujos de caja netos acumulados igualan los flujos de caja netos de inversión y este dado en el año número 16, este punto marca el momento en el que el proyecto se "paga por sí mismo" y comienza a generar beneficios económicos netos.

Ilustración 10. Periodo de retorno de inversión del proyecto. Fuente elaboración propia.



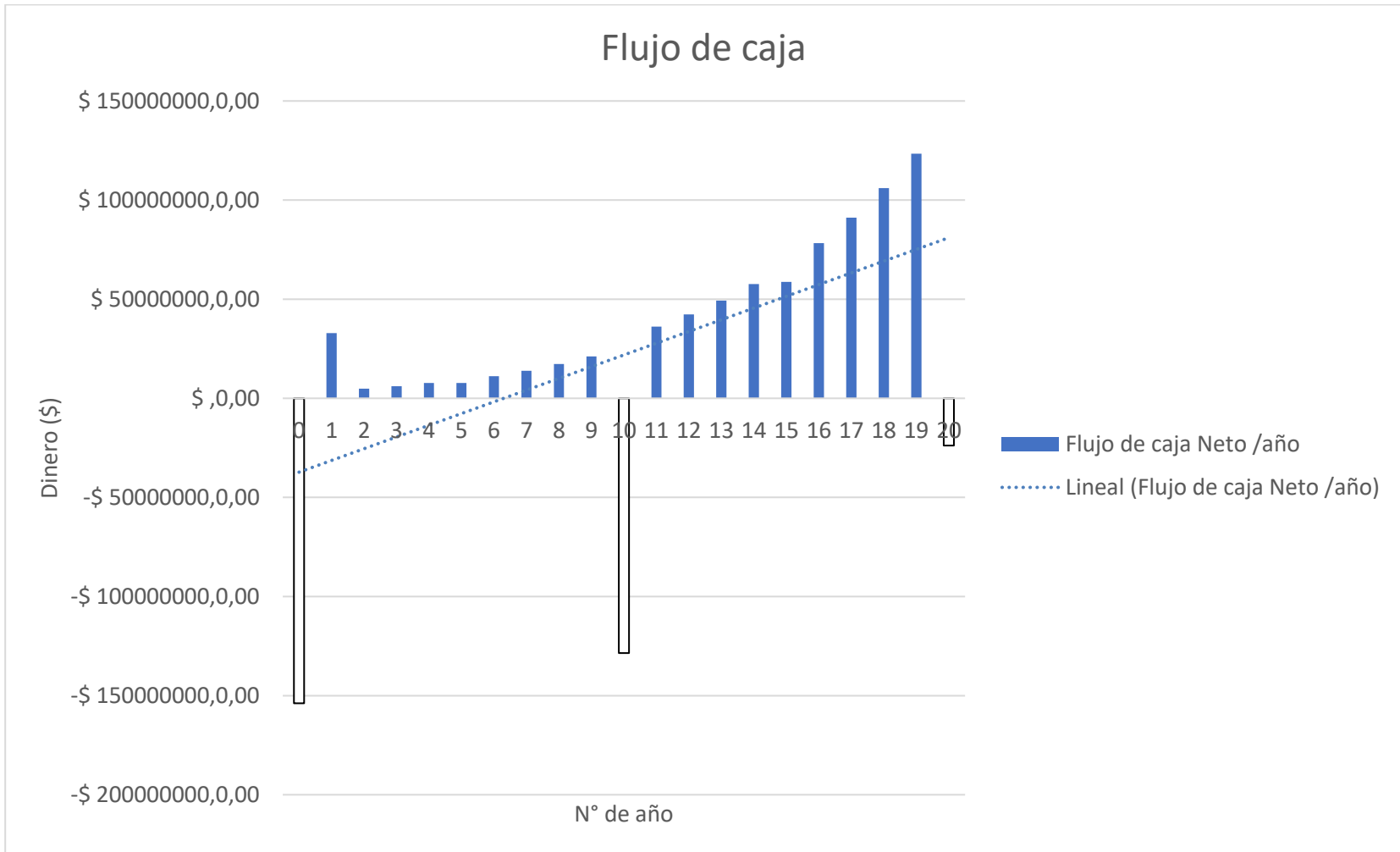
Flujo efectivo neto del proyecto

Los flujos de caja son una representación detallada de los ingresos y egresos de efectivo asociados con el proyecto en diferentes períodos de tiempo, generalmente agrupados en intervalos de un año. En la práctica común, se adopta la convención de considerar que los flujos de efectivo ocurren al final de cada período, lo que facilita la comparación y el análisis entre diferentes proyectos.

Es importante tener en cuenta que los flujos de caja se pueden clasificar en tres categorías principales: Costo de Capital (CAPEX), Entradas de efectivo y Salidas de efectivo. El CAPEX representa la inversión inicial necesaria para llevar a cabo el proyecto, mientras que las entradas y salidas de efectivo reflejan los ingresos generados por el proyecto y los costos asociados con su operación y mantenimiento, respectivamente.

En la Ilustración 11, se observa los flujos de caja se han categorizado en tres principales componentes: Costo de Capital (CAPEX), Entradas de efectivo y Salidas de efectivo, representando así las principales actividades financieras asociadas con el proyecto. A través de esta representación visual, se busca proporcionar una comprensión clara y concisa de la dinámica financiera del proyecto a lo largo del tiempo, se identifica que en el año uno se tiene gráfica con tendencia negativa hacia el eje de dinero, esto teniendo en cuenta que es la inversión inicial de todo el proyecto el cual es el CAPEX, posterior a al año dos, se aprecia que se da una tendencia positiva de acuerdo con los ingresos del proyecto hasta el año 10 que es donde se realiza el reacondicionamiento y nuevamente se presentan ingresos hasta el año 19.

Ilustración 11. Flujo de caja neto del proyecto. Fuente elaboración propia.



Tasa Interna de Retorno TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es una métrica financiera utilizada para evaluar la rentabilidad de una inversión. Representa la tasa de descuento que iguala el valor presente neto (VPN) de los flujos de efectivo futuros de un proyecto a cero. En otras palabras, es la tasa de rendimiento esperada que el proyecto generará sobre el capital invertido. La TIR se expresa como un porcentaje y es crucial en la toma de decisiones de inversión, ya que permite comparar la rentabilidad de diferentes proyectos o inversiones.

El análisis financiero del proyecto entre energía solar y generación eléctrica con hidrógeno verde arrojó una TIR del **15%**, presentando una tasa de retorno atractiva para los inversionistas y viabilidad económica, a pesar de su alta inversión inicial.

Comparación del CAPEX y OPEX entre sistema de generación con grupos electrógenos e hidrógeno verde

A continuación, se encontrará la comparación del CAPEX y OPEX de cada sistema.

Nota: Teniendo en cuenta que el sistema de generación actual ya se encuentra en estado de operación con grupos electrógenos, los valores de CAPEX y OPEX se tomará de [59] donde se indica unos costos de 800USD/kW.

Actualmente según las telemetrías del IPSE Leticia cuenta con 2 grupos electrógenos funcionando, con las siguientes referencias:

- MAN D-401 3000kW
- Wartsila D 901 6970 kW

Las cuales tienen una capacidad instalada entre ambas de 10.27 MW.

Tabla 20 Comparación sistema H2 y grupos electrógenos con proyección de 20 años

	CAPEX (USD)	OPEX (USD)
Hidrogeno Verde	\$ 153,868,677	\$ 694,056,913.86
Grupos Electrógenos	\$ 8,216,000	\$ 12,324,000

Nota: El OPEX para grupos electrógenos corresponde al 5% del CAPEX. Fuente [59]

El CAPEX del sistema de hidrógeno verde para la generación de energía en Leticia Amazonas es considerablemente mayor, ascendiendo a \$ 153,868,677 USD. Este desembolso refleja una inversión significativa en la infraestructura necesaria para la producción y almacenamiento de hidrógeno, incluyendo electrolizador, celda de combustible, sistemas de almacenamiento y transporte de personal y equipos hasta la zona. En contraste, los Grupos Electrógenos presentan un CAPEX inferior de 8,216,000 USD, una cifra más acorde con tecnologías maduras y establecidas como los generadores diésel.

A pesar del CAPEX más alto, el OPEX total del proyecto durante 20 años asociado al sistema de hidrógeno verde es mayor, marcando \$ 694,056,913.86 USD. Esto en consecuencia a factores como el mantenimiento y el reacondicionamiento establecido cada cinco años en el cálculo del OPEX. Los costos operativos de los Grupos Electrógenos están influenciados por el costo del diésel o combustible utilizado.

Capítulo 8

PROPUESTA DE INCENTIVOS

Desarrollo del mercado del hidrogeno

Sobre los métodos de producción de hidrógeno, la integración de este en diversas aplicaciones se desarrollará en tres fases distintas, definidas por la probabilidad de adopción del hidrógeno en el mercado para cada uso final: [15]

Fase 1: Estableciendo las bases para el Hidrógeno en Colombia

- Fortalecimiento de la Asociación Colombiana de Hidrógeno: Es crucial potenciar la colaboración entre empresas, la academia y otros actores del sector para impulsar el uso del hidrógeno en Colombia. Esta labor, realizada principalmente a través de entidades como la Asociación Colombiana de Hidrógeno, busca crear un entorno favorable para el crecimiento de la industria del hidrógeno tanto a nivel nacional como internacional, facilitando el intercambio de conocimientos y políticas para su desarrollo.
- Estímulos de Mercado para el Hidrógeno: Se propone introducir un precio al carbono para incentivar el uso de hidrógeno de bajas emisiones. Se enfocará en sistemas de cuotas de emisión que reflejen el costo ambiental del uso de combustibles fósiles. También se estudiarán otros incentivos para apoyar las tecnologías de bajo carbono, en línea con los objetivos climáticos nacionales.
- Financiación para Proyectos de Hidrógeno: Desarrollar nuevos mecanismos de financiación que faciliten la adopción de tecnologías de hidrógeno, tanto a nivel nacional como internacional. En el proyecto planteado se determina que los equipos relacionados a la generación del hidrógeno por unidad son los más costosos como es el caso del electrolizador y la celda de combustible el cual corresponde al 21,7% del CAPEX total costos como los que se presentan a continuación:
 - Electrolizador = 8,728,360 USD
 - Celda de combustible = 24,732,000 USD
 - Compresor y otros = 9,416 USD
 - Almacenamiento = 1,860 USD

Si se realizara un apoyo económico del 50% en la compra de estos equipos esto generaría un ahorro de 16,735,818 USD lo cual tendría un beneficio relevante para la implementación de estos proyectos y se vería reflejado en un retorno a la inversión más rápido y reflejaría un mayor apoyo e interés por parte del estado en la implementación del hidrogeno verde.

- Estímulos con bonos verdes: Es crucial explorar diversas fuentes de financiamiento, como fondos estatales, préstamos a bajo interés, bonos verdes y cooperación

internacional, para respaldar proyectos que impulsen la transición hacia fuentes de energía renovable, como el hidrógeno, especialmente en las ZNI de Colombia. Una opción para considerar es la emisión de bonos verdes con valores monetarios reales, diseñados para amortizar la inversión inicial a lo largo del ciclo de vida del proyecto. Por ejemplo, suponiendo una tasa de amortización anual del 0.005% sobre el CAPEX, aplicar este bono a este proyecto, con un costo de 153,868,677 USD, resultaría en un incentivo anual de 768,343.39 USD. Este estímulo, mantenido a lo largo de 20 años, equivaldría a un beneficio total de 19,233,584 USD, lo que tendría un impacto directo en el flujo de caja de la inversión, fortaleciendo así su viabilidad y contribuyendo significativamente a la expansión de la infraestructura de hidrógeno verde en Colombia.

Fase 2: Impulso del Mercado del Hidrógeno

Fomento del uso de Hidrógeno de bajas Emisiones:

- Priorizar el uso de hidrógeno en industrias como la refinación y química, donde ya existe infraestructura compatible.
- Realizar estudios específicos por sector para diseñar estrategias de descarbonización a largo plazo.
- Promover la adopción de hidrógeno en el transporte para reducir las emisiones de gases contaminantes.
- Analizar incentivos como reducciones fiscales o subvenciones para la compra de vehículos de hidrógeno.
- Coordinar con organismos internacionales para integrar planes de descarbonización en el transporte marítimo y aéreo.

Identificación y Promoción de Clústeres de Hidrógeno:

- Detectar regiones con potencial para convertirse en clústeres de hidrógeno, donde la demanda pueda ser alta.

- Fomentar la colaboración regional para generar economías de escala y reducir costos.
- Considerar la creación de clústeres en zonas afectadas por la transición energética para apoyar la economía local.

Fase 3: Evaluación y Adaptación del Proceso de Implementación del Hidrógeno

- En el marco de la Estrategia Nacional de Hidrógeno de Colombia, es fundamental mantener un seguimiento constante de los avances tecnológicos y del progreso hacia los objetivos nacionales establecidos. Dada la naturaleza emergente de la industria del hidrógeno de bajas emisiones, se anticipan avances significativos tanto en tecnología como en los mercados, lo que requerirá ajustes correspondientes en las políticas energéticas del país. Sin embargo, se identifica en esta investigación que el gasto operativo (OPEX) puede ser elevado debido a la necesidad de recurrir a fabricantes de equipos relacionados con la generación de hidrógeno para realizar mantenimiento correctivo y preventivo, lo que genera costos adicionales. Por lo tanto, es crucial desarrollar capacidades a nivel local para realizar estas tareas de mantenimiento de manera más económica y eficiente, a través de programas de capacitación para la mano de obra local, lo que no solo reducirá los costos operativos a largo plazo, sino que también promoverá el crecimiento de una industria nacional sólida en el sector del hidrógeno verde, contribuyendo así a fortalecer la autonomía y sostenibilidad del desarrollo de proyectos de hidrógeno en Colombia.
- Es imperativo realizar una revisión sistemática de la Estrategia Nacional de Hidrógeno a intervalos regulares y estratégicamente cortos. Estas evaluaciones deberán realizarse al menos cada tres años, con la posibilidad de aumentar a revisiones anuales si los cambios en las tendencias del mercado lo justifican. Estos exámenes periódicos se basarán en investigaciones técnicas de alto nivel y facilitarán la valoración de la implementación de políticas, el análisis cuantitativo de su impacto y la verificación del cumplimiento de los objetivos propuestos.

La propuesta para incentivar la inclusión del hidrógeno como fuente de energía renovable en las ZNI de Colombia se centra en adaptar medidas ya contempladas en el desarrollo del mercado de hidrógeno. Se sugiere un programa de incentivos específico para las ZNI, ofreciendo subsidios estatales y condiciones favorables para proyectos de transición energética hacia el hidrógeno. La estrategia también abarca la transformación de plantas de generación de energía en ZNI, aprovechando recursos locales y adaptando la fuerza laboral. Se propone la introducción de un sistema de cuotas de emisión diferenciadas para incentivar la reducción de emisiones a través de la adopción de hidrógeno. Además, se destaca la importancia de análisis detallados de características geográficas y demográficas para diseñar soluciones personalizadas, como proyectos híbridos que integren el hidrógeno como almacenamiento de energía. Con esta estrategia integral, se busca no solo impulsar la adopción de hidrógeno en reemplazo de grupos electrógenos, sino también garantizar un desarrollo sostenible y adaptado a las necesidades específicas de cada comunidad en ZNI.

Se requieren de incentivos, lo cuales podrían inspirarse en los modelos exitosos de la Unión Europea, puesto que, han demostrado su eficacia en el apoyo a proyectos de hidrógeno. La implementación de políticas transparentes y condiciones ventajosas, posiblemente mediante la colaboración de instituciones bancarias nacionales y organizaciones multilaterales, es crucial. El desarrollo de infraestructura y capacidades de producción, darían lugar a la instauración de infraestructuras específicas en la región Caribe para la exportación de hidrógeno y sus derivados, maximizando el potencial de la región en energías renovables. Impulsar la creación de capacidad productiva local, reforzada por acuerdos internacionales como los establecidos con Alemania, es esencial para acelerar el progreso y desarrollo de la infraestructura necesaria. Es crucial promover la investigación y el desarrollo en tecnologías asociadas a la producción, transporte y utilización del hidrógeno, para lograr eficiencia y competitividad en el mercado global. Estimular a universidades y centros de investigación para emprender proyectos innovadores, tales como el uso de biomasa residual y la electrólisis, puede incrementar de manera significativa el potencial productivo de hidrógeno en Colombia. En cuanto a las

políticas energéticas la adaptación y ampliación de las políticas energéticas para integrar el hidrógeno verde en la matriz energética de las ZNI es fundamental. Avanzar en la definición de marcos institucionales para el hidrógeno y establecer regulaciones que faciliten el despliegue eficiente de esta industria es un paso crucial. Sin embargo, se anticipa que para el año 2030, Colombia podría alcanzar una capacidad instalada para la producción de hidrógeno verde de entre 1 y 3 GW, reduciendo potencialmente el costo de producción a US\$1,1 por kilogramo para 2050 [28].

Capítulo 10

CONCLUSIONES

La selección de Leticia como la ZNI para la implementación del sistema híbrido de generación de hidrógeno y energía solar se fundamenta en un análisis exhaustivo de diversos criterios técnicos y operativos. Esta elección se basa en datos obtenidos del IPSE, que muestran la situación actual del servicio eléctrico en la región, incluyendo la disponibilidad de energía, la frecuencia de cortes de luz y la ausencia de fuentes de energía renovable no convencionales. Leticia destaca por ser una de las localidades con menor dispersión en su población por lo cual y la necesidad de mejorar la infraestructura energética para garantizar un suministro confiable y continuo. Además, la demanda de potencia activa en este municipio es significativa, lo que subraya la importancia de implementar soluciones eficientes y sostenibles. Por tanto, la elección de Leticia como ubicación para este proyecto se justifica no solo por su necesidad de mejoras en el servicio eléctrico, sino también por su potencial para beneficiar a una cantidad considerable de habitantes.

De acuerdo con el proceso de dimensionamiento del sistema híbrido de generación descrito, se puede concluir que el diseño del sistema híbrido de generación para abastecer la demanda energética de Leticia ha sido rigurosamente planificado, considerando diversos aspectos técnicos y operativos. Inicialmente, se determinó la necesidad de 68 celdas de combustible para generar la potencia pico de 6189 kW requerida durante el horario

nocturno, aplicando un criterio de diseño del 10% para garantizar la confiabilidad del sistema. Se calculó la cantidad de hidrógeno necesaria para suplir la demanda nocturna, resultando en aproximadamente 4,084.74 kg. Para almacenar este hidrógeno de manera segura, se dimensionó un sistema de almacenamiento compuesto por dos tanques Tipo II de 1500 L cada uno, lo que permitirá acumular alrededor de 6 toneladas de hidrógeno (incluyendo pérdidas por la eficiencia de la celda). Además, se seleccionó un equipo de compresión adecuado para alcanzar las presiones de almacenamiento requeridas, garantizando así la eficiencia y seguridad en el manejo del hidrógeno generado.

Finalmente, se calculó la carga energética necesaria para alimentar el electrolizador, obteniendo un valor de 103,31 MW. Este paso es fundamental para asegurar la generación eficiente del hidrógeno requerido durante el día, que posteriormente será utilizado para satisfacer la demanda energética nocturna de Leticia. Estos procesos de diseño y dimensionamiento aseguran la viabilidad técnica y operativa del sistema híbrido de generación, proporcionando una solución integral y eficiente para abastecer la demanda energética de Leticia de manera sostenible y confiable.

Para lograr la eliminación completa de los grupos electrógenos, se diseñó un sistema solar fotovoltaico destinado a abastecer la demanda energética de Leticia durante el día, desde las 6:00 am hasta las 6:00 pm. Este sistema tiene una potencia pico de generación de 75.30 MWp, dimensionado para cubrir tanto la carga diurna de Leticia, estimada en 6.12 MWh, como la demanda de energía del electrolizador, que asciende a 103,31 MWh. Para lograr esta capacidad de generación, se planea la instalación de un total de 106,825 paneles solares, cada uno con una potencia pico de 705 Wp, junto con 428 inversores. Este conjunto de paneles solares e inversores requerirá un área de aproximadamente 342,899 metros cuadrados para su instalación.

De los resultados obtenidos durante los cálculos realizado podemos afirmar que para alcanzar la máxima producción de hidrógeno tenemos que hacer una configuración del campo solar sobredimensionada, de tal manera que la producción de energía durante

los meses con baja radiación solar sea lo suficientemente alta para que el electrolizador opere a carga máxima.

Basándonos en los indicadores económicos derivados del análisis del Costo de Capital (CAPEX) y los Costos Operativos (OPEX) asociados a la generación de hidrógeno verde, se ha determinado un Valor Presente Neto (VPN) favorable, ascendiendo a la cifra significativa de \$ 337,284,068 USD. Este VPN positivo indica una viabilidad económica del proyecto a largo plazo. Además, se ha calculado que el período de retorno de la inversión se alcanza en el año 16 y se empiezan a generar ganancias netas. Respecto al flujo de caja, se observa que se generan beneficios monetarios desde el primer año de operación del proyecto. Es importante destacar que los equipos utilizados, al pertenecer a una tecnología poco madura en el mercado, como es el caso del electrolizador y la celda de combustible, presentan un costo elevado, alcanzando los \$ 33,460,360 de dólares. Aunque el costo del proyecto es alto en comparación con otros proyectos, incluso con los incentivos económicos disponibles, esto se debe a la relativa inmadurez de la tecnología en el mercado. Sin embargo, a pesar de estos desafíos, los indicadores económicos sólidos y la rentabilidad proyectada respaldan la viabilidad financiera y la prometedora naturaleza a largo plazo de la inversión en este proyecto de generación de hidrógeno verde.

El desarrollo del mercado del hidrógeno en Colombia se presenta como un proceso gradual y estratégico, dividido en tres fases claramente definidas. En la primera etapa, se enfoca en establecer las bases para la adopción del hidrógeno, haciendo hincapié en la colaboración entre diferentes actores del sector y la transición del carbón al hidrógeno azul. La segunda fase busca impulsar el mercado del hidrógeno, priorizando su uso en industrias específicas y promoviendo la formación de clústeres regionales. Finalmente, la tercera etapa se centra en la evaluación continua y la adaptación de la estrategia nacional de hidrógeno, reconociendo la necesidad de ajustes periódicos para mantenerse alineados con los avances tecnológicos y las tendencias del mercado. Estas fases ofrecen un marco sólido para el desarrollo sostenible de la industria del hidrógeno en el país.

Para asegurar el éxito de la transición hacia el hidrógeno verde en las ZNI de Colombia, se requiere una combinación de políticas integrales, incentivos financieros y colaboración internacional. Inspirándose en modelos exitosos, como los de la Unión Europea, se pueden implementar medidas efectivas, como la introducción de precios al carbono, la creación de infraestructura específica para la exportación de hidrógeno y el fomento de la investigación y el desarrollo tecnológico. Además, la adaptación y ampliación de las políticas energéticas locales, junto con la creación de marcos institucionales y regulaciones claras, son esenciales para garantizar un despliegue eficiente de la industria del hidrógeno en las ZNI. Con una visión proactiva y una acción coordinada, Colombia puede posicionarse como un líder regional en la producción y utilización de hidrógeno verde, contribuyendo así a la descarbonización de su matriz energética y al cumplimiento de sus objetivos climáticos a largo plazo.

REFERENCIAS

- [1] MORENO SERVICIOS LEGALES, «ZONAS NO INTERCONECTADAS EN COLOMBIA - POLITICA Y REGULACION QUE FACILITAN EL CAMBIO,» Bogotá.
- [2] IPSE, «datos.gov.co,» Datos Abiertos, 21 12 2023. [En línea]. Available: https://www.datos.gov.co/Minas-y-Energ-a/Estado-de-la-prestaci-n-del-servicio-de-energ-a-en/3ebi-d83g/about_data. [Último acceso: 13 6 2023].
- [3] S. d. S. P. Domiciliarios, «DIAGNÓSTICO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA,» Bogota, D.C., 2018.
- [4] S. d. S. P. Domiciliarios, «ZONAS NO INTERCONECTADAS – ZNI DIAGNÓSTICO DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO,,» Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Bogota, 2018.
- [5] J. S. & G.-E. J. Echeverría, «Medición avanzada inteligente, retos al consumo responsable del servicio público domiciliario de energía en Colombia.,» *Revista chilena de derecho y tecnología*, vol. 11, nº 2, pp. 47-62, 2022.
- [6] B. M. J. Linares, El hidrógeno y la energía”. Colección: Avances de Ingeniería, Análisis de situación y prospectiva de nuevas tecnologías energéticas, Madrid, 2007.
- [7] M. D. A. Y. D. SOSTENIBLE, «PLAN INTEGRAL DE GESTION DE CAMBIO CLIMATICO PARA EL DEPARTAMENTO DEL AMAZONAS,» Leticia, 2022.

- [8] E. C. D. L. R. D. COLOMBIA, «SISTEMA UNICO DE INFORMACION NORMATIVA,» 22 DICIEMBRE 2021. [En línea]. Available: <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=30043747>. [Último acceso: 29 JUNIO 2024].
- [9] Ministerio de Minas y Energía., «Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia,» 27 10 2021. [En línea]. Available: https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf. [Último acceso: 05 11 2023].
- [10] International Energy Agency (IEA), «The Future of Hydrogen,» IEA Publications, Francia, 2019.
- [11] U. D. F. J. D., ESTADO DE LA COBERTURA ELECTRICA Y LA ZONAS NO INTERCONECTADAS EN LA REGION CENTRAL, Bogota: Caldas, 2020.
- [12] UPME, PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACION - TRANSMISION 2019-2033, GOBIERNO DE COLOMBIA - BOGOTA, 2019.
- [13] I. d. P. y. P. d. S. E. p. Z. N. I. -. IPSE, «¿Quiénes Somos?,» Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas - IPSE, [En línea]. Available: <https://ipse.gov.co/mapa-del-sitio/ipse/direccionamiento-estrategico/quienes-somos/>. [Último acceso: Diciembre 2023].
- [14] I. -. A. D. Bank, «HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO,» Minenergía, 2023. [En línea]. Available: https://minenergia.gov.co/documents/6447/Hoja_de_Ruta_H2_Colombia_Borrador.pdf. [Último acceso: 22 05 2024].
- [15] A. G. Conde, «Producción, Almacenamiento y Distribución del Hidrógeno,» Instituto Nacional de Aerodinámica y Propulsión., España, 2010.
- [16] C. S. Diaz, «Análisis técnico económico de tecnología de electrolisis tipo PEM para producción de hidrógeno en Colombia,» Universidad de los Andes, Bogotá, 2020.
- [17] L. P. a. F. Orlando Corigliano *ORCID, «On the Technology of Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) Energy Systems for Stationary Power Generation: A Review,» *Energy Sustainability*, vol. 15276, 2022.
- [18] Robert Bosch GmbH, «How our decentralized SOFC system meets your requirements,» Robert Bosch GmbH, 2024. [En línea]. Available: <https://www.bosch-hydrogen-energy.com/sofc/benefits/>. [Último acceso: 17 Julio 2024].
- [19] K. N. Hartmann, Construcción de una Estrategia para el desarrollo del mercado de hidrógeno verde en Chile a través de acuerdos público privados, 2019.
- [20] TresCantos, «ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO,» 23 07 2023. [En línea]. Available: <https://www.ariema.com/almacenamiento-de-h2>.

- [21] B. Bharathiraja, T. Sudharsanaa y A. Bharghavi, «Biohydrogen and Biogas—An overview on feedstocks and enhancement process,» *Fuel*, vol. 185, pp. 810-828, 2016.
- [22] SynerHy 2024, «Métodos de almacenamiento del hidrógeno,» Laura Pérez , 10 Febrero 2022. [En línea]. Available: <https://synerhy.com/2022/02/metodos-de-almacenamiento-del-hidrogeno/>. [Último acceso: 04 Febrero 2024].
- [23] IEA, , «“Hydrogen Production & Distribution”,» 2014. [En línea]. Available: <https://iea-etsap.org/>. [Último acceso: 10 2020].
- [24] F. J. Lucena, «Análisis de sistema integrado de producción de hidrógeno a partir de energía eólica, Aportaciones al modelado dinámico de sistemas.,» Escuela Superior de Ingenieros., Sevilla, 2010.
- [25] Solenium, «Alianza internacional desarrollará el primer Hub de hidrógeno verde de Colombia,» 17 08 2022. [En línea]. Available: <https://es.linkedin.com/pulse/alianza-internacional-desarrollar%C3%A1-el-primer-hub-de-hidr%C3%B3geno->.
- [26] Minenergía, «Colombia será el principal exportador de hidrógeno de América Latina y tendrá el cuarto precio más bajo del mundo en 2050,» Minenergía, 3 JUNIO 2022. [En línea]. Available: <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/colombia-ser%C3%A1-el-principal-exportador-de-hidr%C3%B3geno-de-am%C3%A9rica-latina-y-tendr%C3%A1-el-cuarto-precio-m%C3%A1s-bajo-del-mundo-en-2050/>. [Último acceso: 29 JUNIO 2024].
- [27] 2022 H2LAC Chile, «AndesCol H2 inicia estudios de inversión asociados al Hub H2 Verde en Colombia.,» 2022 H2LAC Chile., 31 AGOSTO 2022. [En línea]. Available: <https://h2lac.org/noticias/alianza-internacional-entre-empresas-colombianas-y-chilenas-busca-desarrollar-el-primer-hub-industrial-de-hidrogeno-verde-en-manizales/>. [Último acceso: 29 JUNIO 2024].
- [28] U. Ministerio de Minas y Energía, «Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la ley 1715 de 2014,» Ministerio de Minas y Energia, Bogotá.
- [29] A. DAMODARAN, APPLIED CORPORATE FINANCE, John Wiley & Sons., 2014.
- [30] G. Suveera, cost and management accounting: Fundamentals and its applications, Vikas Publishing house, 2017.
- [31] D. R. S. W. R. J. J. & J. B. Hillier, Corporate Finance, 4e., McGraw Hill., 2019.
- [32] L. J. J. R. & F. J. Gitman, Principles of managerial finance., Pearson Higher Education AU., 2015.
- [33] H. K. J. I. & D. C. Baker, Corporate finance practices in Morocco., *Managerial Finance*, 43(8), 865-880., 2017.
- [34] F. J. F. S. M. R. S. T. & A. B. G. Fabozzi, The basics of financial econometrics: Tools, concepts, and asset management applications., John Wiley & Sons., 2014.

- [35] W. C. D. S. G. B. & L. V. A. Nadaleti, «The potential and economic viability of hydrogen production from the use of hydroelectric and wind farms surplus energy in Brazil: A national and pioneering analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*,» *International Journal of Hydrogen Energy*, Vols. 1 de 21373-1384, p. 45, 2019.
- [36] b. T. M. a. A. Y. a. A. O. b. T.R. Ayodele a, «Off-grid hybrid renewable energy system with hydrogen storage for South African rural community health clinic,» *INTERNATIONAL JOURNAL OF HYDROGEN ENERGY* 46 (2021), vol. 46, pp. 19871-19885, 2021.
- [37] M. S. Noord, «HOW MUCH HYDROGEN DO I NEED FOR THE FUEL CELL ON MY SHIP?,» Marine Service Noord, [En línea]. Available: <https://marine-service-noord.com/en/products/alternative-fuels-and-technologies/hydrogen/how-much-hydrogen-do-i-need/#:~:text=The%20efficiency%20of%20a%20fuel,which%20is%20120%2C0.> [Último acceso: 08 11 2023].
- [38] U. d. P. M. Energetica, «Mapas de brillo solar,» [En línea]. Available: http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/3-Mapas_Brillo_Solar.pdf. [Último acceso: 27 Marzo 2024].
- [39] C. N. d. Monitoreo, «IPSE.GOV.CO,» IPSE, 1 1 2021 - 2022. [En línea]. Available: <https://ipse.gov.co/cnm/>. [Último acceso: 1 6 2023].
- [40] Robert Bosch Gmb, *Generate energy with ease Plug & play 100 kW SOFC system*, Stuttgart, 2023.
- [41] I. Ballard Power Systems, «High Performance Fuel Cell Stack,» ballard.com, Burnaby, 2021.
- [42] HYDROGENICS, «HyPM HD 180,» Hydrogenics Corporation, Mississagua, 2012.
- [43] HYSTAR, *PEM electrolyser technology*, Noruega: HYSTAR, 2022.
- [44] R. A. Herrera Maza, «Estudio técnico y económico de un proyecto de H2 Verde.,» *Universidad Politécnica de Cartagena*, vol. 1, p. 80, 2023.
- [45] Made-in-China, «Made-in-China Conneting Buyers with Chinese Suppliers,» Made-in-China, [En línea]. Available: https://es.made-in-china.com/co_hznuzhuo/product_Nuzhuo-Oil-Free-Oxygen-Nitrogen-Compressor-Argon-and-Helium_ysooyhrnyg.html. [Último acceso: 10 03 2024].
- [46] CSI Solar Co., Ltd, *Datasheet*, jiangsu, China, 2023.
- [47] Trinasolar, «TSM-DEG21C.20,» Trina Solar Co.,Ltd, Estados Unidos , 2022.
- [48] JASOLAR, «JAM78S30-605/MR,» JASOLAR, Estados Unidos , 2021.
- [49] S O L A R . H U A W E I . C O M, «SUN2000-100KTL-M1,» [En línea]. Available: <https://www.solaire.com.co/wp-content/uploads/2021/05/SUN2000-100KTL-M1-Datasheet-20190927.pdf>.
- [50] Fronius, «Fronius Tauro Eco,» Fronius, Estados Unidos, 2021.

- [51] SMA ShadeFix, «SUNNY TRIPOWER CORE1,» SMA ShadeFix, Estados Unidos, 2022.
- [52] Solar Huawei, *Datasheet*, 2021.
- [53] A. Perú, «AutoSolar,» AutoSolar, [En línea]. Available: <https://autosolar.pe/energia-solar/cuanto-espacio-se-necesita-para-instalar-paneles-solares>. [Último acceso: 11 2024].
- [54] «Plan integración de gestión de cambio climático para el departamento del Amazonas,» *Minambiente*, p. 261, 2022.
- [55] M. d. energía, «Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad GNA.,» GIZ, Chile, 2021.
- [56] E. Commission, «Clean Hydrogen Partnership,» European Partnership, 25 Febrero 2022. [En línea]. Available: https://www.clean-hydrogen.europa.eu/about-us/key-documents/strategic-research-and-innovation-agenda_en. [Último acceso: 14 05 2024].
- [57] PricewaterhouseCoopers, «Property, plant, equipment and other assets,» *Partially updated*, p. 259, 2023.
- [58] D. G. M. R. Claudia Jeanneth Lizarazo Sandoval, «METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL POTENCIAL DE REEMPLAZO DE COMBUSTIBLE DIESEL POR HIDRÓGENO VERDE EN ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI) DE COLOMBIA,» *Universidad del Rosario*, vol. 1, p. 77, 2023.
- [59] L. R. & T. M. S. Chacón Romero, «Planeamiento energético a corto plazo de un sistema de generación distribuida implementando tecnologías de hidrógeno.,» *Universidad de La Salle. Facultad de Ingeniería. Ingeniería Eléctrica*, vol. 1, n° 1, p. 66, 2023.
- [60] Z. Csereklyei, Q. Songze y T. Ancev, «The effect of wind and solar power generation on wholesale electricity prices in Australia,» *Energy Policy*, vol. 131, pp. 358-369.
- [61] J. A. Arboleda G., Manual de evaluación de impacto ambiental de proyectos, obras o actividades., Medellín, Colombia, 2008.
- [62] J. T. b. C. J. F. a. I. D. c. E. G. a, Lessons from last mile electrification in colombia: Examining the policy framework and outcomes for sustainability, Energy Research & Social Science: Colombia, 2021.
- [63] A. O. & R. E. S. Barahona, «Acciones de la OCDE en función de proteger el medio ambiente,» de *Conocimiento global*, vol 4, 2019, pp. 20-41.
- [64] MinMInas, «PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL,» GOBIERNO, BOGOTA,, 2021.
- [65] B. Gobierno de Colombia, «Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia,» Gobierno, Bogota,, 2021.
- [66] Ministerio de minas y energía, «Colombia's Hydrogen Roadmap.d,» 2021. [En línea]. Available:

- https://www.minenergia.gov.co/documents/5862/Colombias_Hydrogen_Roadmap_2810.pdf.
- [67] S. Domínguez, B. Cifuentes, N. M. c. Felipe Bustamante y C. L. b. y. M. Cobo, «On the Potential of Blue Hydrogen Production in Colombia: A Fossil Resource-Based Assessment for Low-Emission Hydrogen,» MDPI, 6 09 2022. [En línea]. Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/18/11436>.
- [68] R. G. Sánchez, «Evaluación de las emisiones de hidrógeno en todo el ciclo de vida,» CATF, 26 10 2022. [En línea]. Available: <https://www.catf.us/es/2022/10/hydrogen-lca-emissions-across-life-cycle/>.
- [69] D. J. C. Orlando Castiblanco, «Producción de hidrógeno y su perspectiva en Colombia: una revisión,» UNAL, 7 06 2020. [En línea]. Available: <https://revistas.unal.edu.co/index.php/gestion/article/download/86466/78200/514511>.
- [70] J. Jepsen, «Helmholtz-Zentrum Geesthacht Zentrum für Material und Küstenforschung GmbH,» de “*Technical and Economic Evaluation of Hydrogen Storage Systems Based on Light Metal Hydrides*”, 2014.
- [71] AutoSolar, «AutoSolar,» [En línea]. Available: <https://autosolar.co/aspectos-tecnicos/cuanto-produce-un-panel-solar#:~:text=A%20su%20vez%2C%20los%20precios,250W%20y%20300W%20de%20energ%C3%ADa..>
- [72] Iberdrola, «¿Qué es un electrolizador y por qué es clave para el suministro de hidrógeno verde?,» [En línea]. Available: [https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador#:~:text=Electrolizador%20de%20%C3%B3xido%20s%C3%B3lido%20\(SOEC,los%20PEM%20y%20los%20alcalinos..](https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador#:~:text=Electrolizador%20de%20%C3%B3xido%20s%C3%B3lido%20(SOEC,los%20PEM%20y%20los%20alcalinos..)
- [73] Revista técnica de medio ambiente, «Hidrógeno verde, ¿una quimera?,» 09 12 2022. [En línea]. Available: <https://www.retema.es/actualidad/hidrogeno-verde-una-quimera#:~:text=Es%20muy%20f%C3%A1cil%20combinar%20el,toda%20potencia%20una%20media%20hora..>
- [74] S.T, «Situación de la Infraestructura y el transporte Fluvial en Colombia,» Super Transporte, Bogotá, D.C., 2018.
- [75] C. C. GARCÉS, «La proyección para Colombia es que producirá hidrógeno verde entre 1 a 3 GW a 2030,» *La republica*, 28 07 2023.
- [76] Universidad EIA, «Repositorio de la EIA,» 2020. [En línea]. Available: <https://repository.eia.edu.co/bitstreams/be4b82d4-85a2-49f3-9230-68fb3834e3e2/download>.
- [77] Convenio Interadministrativo 080 de 2019. Región Administrativa y de Planeación Especial RAP-E –Universidad Distrital Francisco José de Caldas, «POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO EN LA REGIÓN CENTRAL RAP-E,» RAP-E, Bogotá, 2020.

- [78] BID, «Colombia gana posicionamiento en la industria de hidrógeno verde en Latinoamérica,» Michelle Hallack, Planas Marti, Maria Alexandra, Pablo Navacerrada, 30 Septiembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.iadb.org/es/historia/colombia-gana-posicionamiento-en-la-industria-de-hidrogeno-verde-en-latinoamerica#:~:text=El%20valor%20del%20costo%20nivelado,el%20futuro%20mercado%20de%20hidr%C3%B3geno.> [Último acceso: Octubre Enero 2022].
- [79] C. E. C. PAEZ, «PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO,» Universidad de Los Andes, Bogotá, 2044.
- [80] D. S. Castellanos, «Hidrógeno verde: ¿qué tan caro es producirlo y por qué esto podría cambiar al 2030?,» Bloomberg en línea, 09 Agosto 2023. [En línea]. [Último acceso: <https://www.bloomberglinea.com/latinoamerica/colombia/precios-del-hidrogeno-verde-hacen-prever-un-mejor-futuro-en-el-mercado-energetico/> Octubre 2022].
- [81] C. C. GARCÉS, «La proyección para Colombia es que producirá hidrógeno verde entre 1 a 3 GW a 2030,» Diario La Republica, 28 Julio 2023. [En línea]. Available: <https://www.larepublica.co/especiales/desafios-energeticos/colombia-producira-hidrogeno-verde-entre-1-a-3-gw-a-2030-3667061#:~:text=Energ%C3%ADa,La%20proyecci%C3%B3n%20para%20Colombia%20es%20que%20producir%C3%A1%20hidr%C3%B3geno%20verde,a%203%20GW%20a%20> [Último acceso: Octubre 2022].
- [82] R. KENNEDY, «Guía para entender las pérdidas en la producción solar,» PV MAGAZINE, 2 Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2023/03/02/guia-para-entender-las-perdidas-en-la-produccion-solar/>. [Último acceso: Octubre 2023].
- [83] Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), «CARÁCTERÍSTICAS CLIMATOLÓGICAS DE CIUDADES PRINCIPALES Y MUNICIPIOS TURÍSTICOS,» IDEAM, Cartagena.
- [84] U. EIA, «BARRERAS REGULATORIAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN COLOMBIA,» *Transactive Energy Initiative, Universidad EIA*, p. 5, 2022.
- [85] ©2020 Jinko Solar Co., Ltd., «Tiger Pro 72HC,» 2020.
- [86] The Chemours Company FC, LLC., «Preguntas frecuentes sobre las celdas de combustible,» [En línea]. Available: <https://www.nafion.com/es/support/faq>. [Último acceso: 04 Febrero 2024].
- [87] N. Energía, «Hidrógeno verde; ventajas y desventajas,» C/Marques de Larios nº12 Planta 3 29005 Málaga, 13 Septiembre 2023. [En línea]. Available: <https://novaluz.es/blog/energia-verde/hidrogeno-verde-ventajas-y-desventajas-2/>. [Último acceso: 29 JUNIO 2024].