



Universidad del
Rosario

Escuela de Ingeniería,
Ciencia y Tecnología



Maestría en
Energías Renovables

COMPETITIVIDAD DE COLOMBIA COMO PRODUCTOR Y EXPORTADOR DE HIDRÓGENO VERDE Y SU DERIVADO AMONIACO VERDE

Presentado para obtener el título de

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Claudia Patricia Rozo Mendieta
Omar Javier Hernández Corredor

Director: Julián Eduardo González Martínez
Co-Director: María Fernanda Gómez Galindo

Universidad del Rosario
Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología
Maestría en Energías Renovables

DEDICATORIA

ii

A Dios, por todo lo que me ha dado,
en especial mi linda familia

A mis padres, por su invaluable apoyo
ternura y cariño que siempre me han ofrecido

A mis hijos y esposo,
por ser mi fortaleza y mi motivo.

Todo esto no sería posible sin su ayuda

Los Amo.

Claudia Patricia Rozo Mendieta

Los grandes retos demandan gran trabajo
y no se podrían lograr
sin ayuda de las personas que te rodean.
Quisiera agradecer primero a Dios,
segundo a mi familia,
en especial a mi esposa,
mis hijos y mi mamá,
también quiero agradecer a la
Universidad del Rosario,
a la Escuela de Ciencia y Tecnología
y a todos los maestros de la
maestría en energía renovables
es un gran logro personal y profesional,
Gracias Totales

Omar Javier Hernández Corredor

El sistema energético mundial se encuentra en una transición en sus modelos de producción, distribución y consumo. Tradicionalmente la mayoría de las fuentes de energía están basadas en combustibles fósiles, responsables de emisiones de gases efecto invernadero, propiciando de manera significativa el calentamiento global. Es aquí donde los sistemas de energías renovables demuestran ser útiles para cumplir con los objetivos de una economía global de bajas emisiones que consigan la neutralidad climática.

Dada su versatilidad como vector de energía de cero emisiones, el amoníaco verde derivado del hidrógeno verde producido por medio de electrólisis del agua usando energías renovables los posicionan como una alternativa real para la industria energética y la sustentabilidad del planeta; debe indicarse, sin embargo, que en la actualidad su costo de producción es alto si se compara contra el hidrógeno y el amoníaco producidos y transportados por rutas convencionales basadas en combustibles fósiles.

Colombia cuenta con una ubicación geográfica privilegiada, su potencial de generación de energías renovables ya la posicionan como líder de la región; destacan de sobremanera la capacidad eólica y solar, elementos esenciales para minimizar los costos asociados a la producción de hidrógeno y amoníaco verde. Este trabajo evalúa los costos del proceso de producir un kilo de amoníaco verde a partir del hidrógeno verde mediante la modelación técnica y económica de un proyecto tipo para analizar la competitividad efectiva como productor y exportador de amoníaco verde en aras de posicionarlo como un motor de desarrollo y crecimiento social y económico del país.

The global energy system is in transition in its production, distribution, and consumption models. Traditionally, most energy sources are based on fossil fuels, which are responsible for greenhouse gas emissions, significantly contributing to global warming. This is where renewable energy systems demonstrate their usefulness in meeting the goals of a low-emission global economy that achieves climate neutrality.

Given its versatility as a zero-emission energy vector, green ammonia derived from green hydrogen produced through the electrolysis of water using renewable energy positions it as a real alternative for the energy industry and the sustainability of the planet; however, it should be noted that its production cost is currently high compared to hydrogen and ammonia produced and transported by conventional fossil fuel-based routes.

Colombia has a privileged geographical location, and its potential for generating renewable energy already positions it as a leader in the region; wind and solar capacity stand out, essential elements for minimizing the costs associated with the production of green hydrogen and ammonia. This work evaluates the costs of producing one kilogram of green ammonia from green hydrogen through the technical and economic modeling of a typical project to analyze its effective competitiveness as a producer and exporter of green ammonia to position it as a driver of development and social and economic growth in the country.

TABLA DE CONTENIDO

v

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN	1
Capítulo 2 OBJETIVOS	3
2.1 Objetivo general.....	3
2.2 Objetivos específicos	3
2.3 Resultados.....	4
Capítulo 3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	5
Capítulo 4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	12
4.1 Producción del amoniaco.....	12
4.2 Emisiones asociadas a la producción de amoniaco.....	13
4.3 Cadena de valor del amoniaco verde	15
4.3.1 Fuentes de Energía.....	15
4.3.2 Producción de hidrógeno	16
4.3.3 Síntesis mediante el proceso Haber-Bosch.....	19
4.3.4 Transporte y Almacenamiento.....	22
4.3.5 Uso Final.....	23
4.4 Nuevo mercado del amoniaco verde.....	24
Capítulo 5 METODOLOGÍA	26
5.1 CAPEX	28
5.1.1 Electrolizador.....	28
5.1.2 Síntesis de amoniaco.....	30
5.2 OPEX.....	31

5.2.1 Costo Nivelado de Energía _ LCOE	31
5.3 Costos nivelados de hidrógeno _ LCOH _ software H-EPU	33
5.4 Modelamiento LCOA	35
5.5 Transporte y Almacenamiento	36
Capítulo 6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	37
6.1. Resultados costos nivelados de hidrógeno verde LCOH.....	37
6.2. Resultados costos nivelados de amoníaco verde LCOA.....	41
6.3 Competitividad Puertos en Colombia.....	43
6.4 Costos de Transporte.....	47
6.5 ¿Puede Colombia tener una matriz de energía eléctrica 100% Renovable o considerarse una nación Carbono Neutral?.....	48
6.5.1 Retos de la matriz de energía eléctrica para carbono neutral.....	50
6.6 Competitividad regulatoria e incentivos	51
Capítulo 7 CONCLUSIONES	52
REFERENCIAS.....	55

LISTA DE TABLAS

vii

Tabla 1. Demanda de hidrógeno a nivel global.	10
Tabla 2. Tecnología de Electrolizadores.....	19
Tabla 3. Electrolizador Datos Técnicos.....	29
Tabla 4. Costo Electrolizadores, Escenarios Optimistas y Pesimistas.....	30
Tabla 5. Parámetros técnico-económicos para el amoniaco verde LCOA	30
Tabla 6. Parámetros principales modelamiento planta producción de hidrógeno	34
Tabla 7. Matriz de Sensibilidad LCOH_Factor Capacidad 100%. Elaboración propia.	37
Tabla 8. Matriz de Sensibilidad LCOH_Variación Factor Planta. Elaboración propia.....	38
Tabla 9. Factores de Capacidad de Planta.	39
Tabla 10. Matriz de Sensibilidad LCOA. Elaboración propia.....	41
Tabla 11. Distancia Puertos Marítimos Zona Norte Colombia.....	44
Tabla 12. Costos promedio de instalación, factor de planta y LCOE de energías renovables.	48

LISTA DE FIGURAS

viii

Figura 1. Emisiones globales de efecto invernadero por sector.....	5
Figura 2. Colores de hidrogeno.....	7
Figura 3. Costos de producción de amoniaco.	8
Figura 4. Demanda del hidrógeno puro en la industria global, 2020.....	9
Figura 5. Rangos de emisión de GEI del amoniaco según su fuente de producción.	14
Figura 6. Cadena de valor - hidrogeno verde.....	15
Figura 7. Adiciones Anuales de Energía Renovable.	16
Figura 8. Proceso Haber – Bosch.....	20
Figura 9. Proceso Haber – Bosch, producción de amoniaco.	21
Figura 10. Costos transporte amoniaco.....	23
Figura 11. Usos existentes y futuros usos del amoniaco verde.....	24
Figura 12. Nuevas rutas y acuerdos comerciales del hidrogeno verde.....	25
Figura 13. Diagrama de Flujo Estructura LCOA.....	27
Figura 14. LCOE 2010 – 2021 Energía Solar y Eólica.....	32
Figura 15. Mapa Zonas Portuarias de Colombia.	36
Figura 16. LCOH según factores de capacidad renovable moda y máxima.....	40
Figura 17. Costos de LCOH estimados globales del IRENA a 2050.	40
Figura 18. Costos de producción de amoniaco.	42
Figura 19. Puertos Zona Norte de Colombia.	44
Figura 20. Puertos con infraestructura para importar y exportar amoniaco	45
Figura 21. Distancia canal de Panamá – Puerto Brisas Colombia.....	46

Figura 22. Costo de transporte del amoniaco a grandes distancias a 2050.....	47
Figura 23. Proyectos de generación eléctrica con entrada en operación al 2027.	49
Figura 24. Matriz de energía eléctrica en Colombia 2022 – 2027.....	49

GLOSARIO

x

CAPEX	Gastos de inversión de capital
CO ₂	Dióxido de Carbono
H ₂	Hidrógeno
H-EPU	Software para la simulación de proyectos de hidrógeno
IEA	Agencia internacional de energía
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
LCOA	Costo nivelado de amoniaco
LCOE	Costo nivelado de energía
LCOH	Costo nivelado de hidrógeno
N ₂	Nitrógeno
NH ₃	Amoniaco
O&M	Operación y mantenimiento
OffShore	Energía eólica a mar abierto
OnShore	Energía eólica en tierra firme
OPEX	Gastos de operación y mantenimiento
PPA	Acuerdo de compra y venta de energía
UPME	Unidad de planeación minero-energética
Vector energético	Sustancia que tiene la capacidad de almacenar energía, que posteriormente puede ser liberada en otro lugar.

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

Uno de los mayores retos ambientales que está afrontando la humanidad actualmente es el cambio climático¹ y es ahí donde surge la necesidad de tomar acciones concretas para mitigar estos riesgos; desde Naciones Unidas se ha buscado lograr el consenso entre un número mayoritario de países con el objetivo de reducir la producción de emisiones antropogénicas. Destaca el acuerdo de París de 2015, ya que 195 países aprobaron limitar el incremento de la temperatura global a 2°C a finales de siglo, y sumar esfuerzos para reducirlo a 1.5°C, su objetivo es lograr una economía global con bajas emisiones que consigan la neutralidad climática a través de la transición energética.

Esto se logra por medio de un cambio estructural en los modelos de producción, distribución y consumo de la energía para evitar las emisiones de gases efecto invernadero. Se trata de diversificar la economía con base a fuentes de energías alternativas, amigables con el medio ambiente que emitan únicamente lo que el planeta pueda absorber.

En la actualidad las energías renovables están jugando un papel importante en la transición energética gracias a su madurez tecnológica y la reducción en los costos nivelados de energía LCOE, lo que ha hecho que el costo de generación cada vez sea más competitivo y asequible, esto a su vez no solamente ha incentivado a la electrificación de la economía

¹ El origen del cambio climático se encuentra en la emisión masiva a la atmósfera de los denominados gases de efecto invernadero (GEI). El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático de la ONU estima que es muy probable que la principal causa de las variaciones climáticas observadas en las últimas décadas sea las emisiones antropogénicas (es decir, causadas por las actividades humanas). (Sociedad y Energía, 2022)

sino abre la puerta para viabilizar la producción de hidrógeno producido a partir de energías renovables, conocido como el hidrógeno verde logrando que este se convierta en el vector energético que ayude a la descarbonización de aquellos sectores de difícil transición a la no dependencia de los recursos fósiles.

Uno de los usos más amplios del hidrógeno está en la producción del amoníaco, un compuesto químico el cual tiene múltiples aplicaciones, entre ellas se encuentra la refrigeración, la minería, productos farmacéuticos, tratamiento de agua, plásticos, fibras, el más usado está en la producción de fertilizantes, entre otros, hoy en día el amoníaco se produce a partir de rutas basadas en combustibles fósiles, por lo cual es uno de los procesos de mayor generación de emisiones de gases efecto invernadero y es ahí donde la producción de amoníaco verde proveniente del hidrógeno verde puede ayudar a descarbonizar estas aplicaciones y llegar a nuevos usos.

Colombia se proyecta como un jugador clave para la producción y exportación de energía verde, debido a su ubicación geográfica privilegiada, zonas como la Guajira cuentan con un gran potencial de energías renovables dado a sus recursos eólicos con velocidades promedio cercanas a los 9m/s (a 80m de altura) y recurso solar que pueden llegar al orden de los 6kWh/m²/día. (Energética-UPME, 2015, págs. 40-41)

El alcance del proyecto busca analizar la competitividad de Colombia como productor y exportador en este nuevo mercado naciente, buscando que esta nueva tecnología sea un nuevo motor de desarrollo social y crecimiento económico del país.

Capítulo 2

OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Analizar la viabilidad técnico-económica e identificar la competitividad de Colombia como productor y exportador de hidrógeno verde y su derivado amoníaco verde, evaluando sus oportunidades y retos.

2.2 Objetivos específicos

- Analizar y modelar la cadena de producción de amoníaco a partir de Hidrogeno Verde, con base en un proyecto tipo que se tomará como base de cálculo.
- Analizar y validar el costo nivelado de hidrógeno LCOH de Colombia en la producción de Hidrogeno Verde, y comparar a que nivel de competitividad nos encontramos.
- Determinar y analizar qué mecanismos de comercialización y estrategias se deben seguir para que Colombia sea jugador importante en este nuevo mercado mundial.

2.3 Resultados

El resultado del presente proyecto se enfocará en presentar:

- Un análisis de costos del proceso de producir un kilo de amoníaco verde a partir del hidrógeno verde.
- Los costos nivelados de hidrógeno se estimarán a través de la modelación técnica y económica de un proyecto tipo en la región del caribe colombiano para generación de amoníaco verde.
- Presentar el modelo de la cadena de producción del amoníaco verde, partiendo desde la generación de energía renovable, el proceso de electrólisis para la producción de hidrógeno, seguido del proceso de Haber Bosch para la producción de amoníaco, continuando el transporte y exportación.
- Finalmente evaluar la competitividad de Colombia como productor y exportador comparándolo con los mercados objetivos a suministrar el producto.

Capítulo 3

PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

La forma en que la energía se produce y consume en el mundo deberá tener cambios importantes, actualmente alrededor del 73% de las emisiones de gases efecto invernadero a nivel global corresponden al sector de la energía, principalmente producidas por el uso de combustibles fósiles. Figura 1.



Figura 1. Emisiones globales de efecto invernadero por sector

Fuente: Estrategia nacional hidrógeno verde. Chile (Ministerio de Energía, 2020)

Es ahí la importancia de abordar el sector de la energía y tomar acciones para su descarbonización y uso eficiente de los recursos energéticos, en muchos casos, la electrificación directa con fuentes de energía renovable, junto con la eficiencia energética, será una solución más rápida y rentable para descarbonizar el sistema energético, sin embargo, existen procesos de difícil descarbonización los cuales requieren soluciones complementarias.

El hidrógeno verde es una de las alternativas posibles para ayudar a descarbonizar el sector de energía, ya que puede emplearse en casi todos los sectores que hoy en día dependen de los combustibles fósiles y son difíciles de descarbonizar, como el sector transporte, la minería, la industria química, la refinación, etc., así como sus nuevos futuros usos.

El hidrógeno es el elemento químico más abundante en el planeta, lo encontramos presente en el 75% de la materia, sin embargo, no lo encontramos de manera libre sino en compañía con otros elementos químicos, la manera de cómo separar y producir el hidrógeno es lo que determina que sea un vector energético limpio o no.

Actualmente, el hidrógeno se obtiene a partir de cuatro materias primas y se le asocia un color dependiendo del tipo de tecnología usada para su producción, Figura 2:

- Hidrógeno Gris: se produce a partir de combustibles fósiles como el gas natural mediante el proceso de reformado de vapor de metano (SMR), por medio del Petróleo o Carbón, mediante el proceso de gasificación, desafortunadamente son los métodos comúnmente utilizados y que producen grandes cantidades de dióxido de carbono.
- Hidrógeno Azul: considera el mismo proceso de producción del hidrógeno gris antes mencionado, con la diferencia que se adiciona el proceso de captura y almacenamiento de dióxido de carbono generado durante el proceso de producción del hidrógeno.
- Hidrógeno Verde: proceso de bajas emisiones que no es dependiente del uso de fuentes fósiles, se produce a partir de la electricidad que proviene de fuentes de energía renovables como la energía eólica o la solar, mediante el proceso de electrólisis del agua.




	GREY HYDROGEN	BLUE HYDROGEN	GREEN HYDROGEN
Process	Reforming or gasification	Reforming or gasification with carbon capture	Electrolysis
Energy source	Fossil fuels 	Fossil fuels 	Renewable electricity 
Estimated emissions from the production process ^a	Reforming: 9 – 11 ^b Gasification: 18 – 20	0.4-4.5 ^c	0

Figura 2. Colores de hidrogeno.

Fuente: Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor. (IRENA, 2022)

De acuerdo con lo anterior, el hidrógeno verde se convierte en una pieza clave en la transición energética, sin embargo, no solamente se emplea el hidrógeno de manera directa, también se puede considerar el hidrógeno verde como el componente principal de nuevos vectores energéticos, como es el caso del amoníaco (NH_3), que producido a partir de hidrógeno verde se puede considerar como amoníaco verde, el cual, a parte de sus usos comunes en la producción de fertilizantes, se proyecta en nuevos usos potenciales por su gran capacidad de almacenamiento y transporte de hidrógeno verde, como combustible para transporte marítimo, entre otros.

Lo anterior debido a que el amoníaco se caracteriza por tener una densidad energética relativamente alta o mayor al hidrógeno, lo cual requiere menos espacio para almacenar energía, además de su ventaja en el uso de la infraestructura global y almacenamiento existente a comparación con el hidrógeno, hace que el amoníaco sea competitivo.

De acuerdo con la Figura 3 en la actualidad, el costo de producción del amoníaco a base de gas natural y de carbón está del orden de USD 110-340 por tonelada, considerando el proceso de captura de carbono agregarían USD 100-150 por tonelada a estos costos, elevando los costos de producción basados en combustibles fósiles a un rango de hasta USD 210-490 por tonelada. Actualmente, el costo del amoníaco renovable se estima en USD 720 - 1400 por tonelada en lugares con los mejores recursos solares y eólicos, y se espera que disminuya a USD 480-900 por tonelada para 2030 y USD 310-610 por tonelada para 2050. (IRENA & AEA, Innovation Outlook: Renewable Ammonia, 2022)

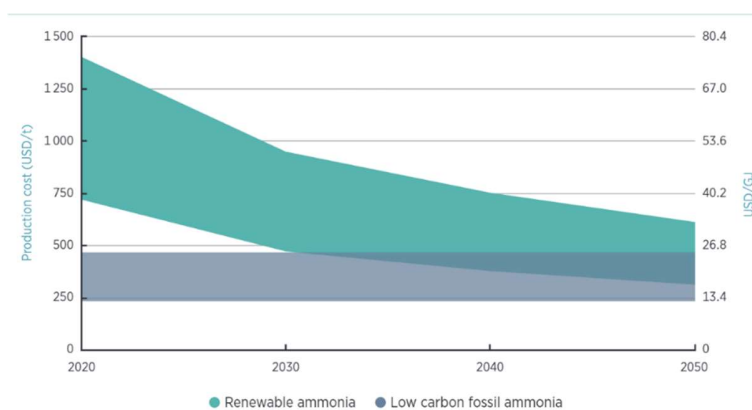


Figura 3. Costos de producción de amoníaco.

Fuente: (IRENA & AEA, Innovation Outlook: Renewable Ammonia, 2022)

Si bien el costo de producir amoníaco verde en la actualidad es más alto que el de producir amoníaco de origen fósil se espera que el amoníaco renovable a 2050 sea más económico que el amoníaco de origen fósil. Cabe resaltar que el costo del amoníaco verde depende principalmente del costo del hidrógeno verde que representa más del 90% del costo de producción del amoníaco, el 10% restante está conformado en la purificación de nitrógeno

y el proceso de síntesis del Haber-Bosch. De acuerdo con lo anterior, el costo del hidrógeno verde a futuro dependerá principalmente del costo de la generación de energía renovable (eólica y solar) y los electrolizadores.

Actualmente la economía del país depende en gran parte de la exportación de recursos fósiles los cuales son finitos. El amoniaco verde se presenta como un nuevo mercado energético global donde Colombia por su potencial en energías renovables y ubicación geográfica, podrá ser un jugador muy importante debido a su capacidad de producción a precios competitivos alcanzando la media mundial, donde es imperativo el desarrollo de una capacidad de producción de amoniaco verde que permita posicionar al país como un referente en la producción de este nuevo vector energético, el mercado del amoniaco verde atraerá inversiones y generará nuevos empleos y desarrollo económico para el país.

A nivel global la demanda del hidrógeno a 2020, Figura 4, se encuentra del orden de los 87.1Mt principalmente para el usado en la industria, de los cuales 30.9Mt de hidrógeno está orientado en la producción del amoniaco.

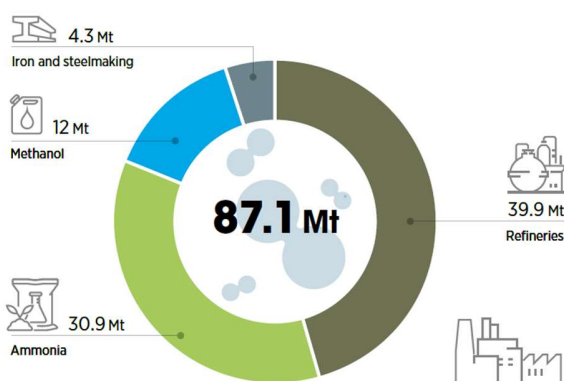


Figura 4. Demanda del hidrógeno puro en la industria global, 2020.

Fuente: (IRENA, Green Hydrogen for Industry: A guide to policy making, 2022)

De acuerdo con la ruta del hidrógeno de Colombia, a nivel global se ha identificado la demanda de cinco principales regiones que, a pesar de tener proyectada una producción local de hidrógeno dentro de su matriz energética, ésta no es suficiente para suplir la demanda total interna y es por lo que se ven en la necesidad de importar. En la Tabla 1 se puede apreciar la demanda regional del hidrógeno (Mt) y la necesidad de importación en porcentaje requerida para satisfacer la demanda total.

Tabla 1. Demanda de hidrógeno a nivel global.

<i>Demanda Mt H₂</i>	<i>China</i>	<i>Japón/Corea</i>	<i>EEUU</i>	<i>Europa</i>	<i>India</i>	<i>Resto del Mundo</i>
<i>2020</i>	23.9	3	11.3	5.8	7.2	35.9
<i>2030</i>	29	5	17	18	8	
<i>2040</i>	60	15	30	29	12	
<i>2050</i>	126	38	63	57	28	
<i>Necesidad Importación</i>	22%	85%	10%	42%	32%	

Fuente: Elaboración propia a partir de la ruta del hidrógeno. (Ministerio de Minas y Energía, 2021)

Colombia cuenta con una ubicación estratégica dada la presencia de siete puertos marítimos en la zona norte del país que favorecería la exportación de estos insumos. Principalmente, el puerto de Cartagena resulta de particular interés dado que es el puerto más grande en Colombia, cuarto más grande de América Latina, tiene proximidad geográfica al canal de Panamá, e infraestructura moderna y eficiente, apta para el transporte del amoníaco.

De acuerdo con lo anterior, si nos enfocamos en atender la demanda de los países europeos principalmente, se puede plantear una ruta de exportación del hidrógeno verde y su derivado amoníaco, que estaría presente entre el Puerto de Cartagena y el Puerto de Róterdam, que cuenta con la infraestructura apropiada y experiencia en la importación de combustibles y otros materiales, entre ellos el amoníaco.

Aparte de los beneficios antes mencionados, el amoníaco verde puede descarbonizar los mercados de amoníaco existentes y ayudará a desplazar los combustibles fósiles en los nuevos mercados energéticos y con esto ayudar a la industria lograr llegar a la carbono neutralidad.

Capítulo 4

MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

4.1 Producción del amoníaco

El hidrógeno es la materia prima principal para la producción del amoníaco, el cual se produce hoy en día casi en su totalidad a partir de combustibles fósiles. Alrededor del 72% de la producción de amoníaco utiliza gas natural, el carbón representa aproximadamente el 22% y el petróleo el 5%, (IRENA & AEA, Innovation Outlook: Renewable Ammonia, 2022, pág. 34). Las emisiones de carbono de los procesos de producción de hidrógeno son las que categorizan los colores que se usan comúnmente para referirse a los diferentes insumos de energía y tecnologías.

Al igual que en el caso del hidrógeno los métodos de producción del amoníaco han generado el uso de “colores” del mismo para asociar la ruta de producción a la intensidad de emisiones de manera indirecta:

- Amoníaco Gris: las principales materias primas que componen al amoníaco son el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles como el petróleo o carbón mediante el proceso de gasificación o el gas natural por medio del reformado de metano (SMR), el cual se hace reaccionar con el vapor de agua para liberar el hidrógeno, éste junto con el nitrógeno obtenido del aire comprimido, entran en una reacción catalítica a alta temperatura entre los 350° a 500°C y presiones entre los 100 a 400 bares, para finalmente obtener amoníaco, éste proceso consume alrededor de 8MWh por tonelada

de amoníaco, la mayor parte del consumo de energía alrededor del 90% de las emisiones de carbono provienen de la producción del hidrógeno.

- Amoníaco azul: considera el mismo proceso de producción del amoníaco gris antes mencionado, con la diferencia que se adiciona el proceso de captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CCS) generado durante el proceso de producción del hidrógeno. Si bien se podría capturar hasta el 90% del dióxido de carbono generado, al considerar la cadena de producción desde la extracción de los combustibles fósiles, hasta el reformado con vapor, esto limita la reducción de emisiones de gases efecto invernadero entre un 60 a 85%.
- Amoníaco verde: por medio del uso del hidrógeno que se produce a partir de la electricidad que provienen de fuentes de energía renovables, mediante el proceso de electrólisis del agua. Ya obtenido el hidrógeno junto con el nitrógeno que se obtiene directamente del aire, se produce el amoníaco por medio del proceso de Haber-Bosch antes descrito.

4.2 Emisiones asociadas a la producción de amoníaco

La producción de amoníaco actualmente emite alrededor de 0.5 Gt de CO₂ al año, equivalente al 1% de las emisiones globales de CO₂ (The Royal Society, 2020), lo que convierte al amoníaco en uno de los mayores emisores de CO₂ de la industria química.

En la Figura 5 se visualiza los rangos de emisión de gases efecto invernadero en la producción de amoníaco de acuerdo con los diferentes tipos de materia prima utilizada, en el caso del proceso de reformado de vapor del gas natural, genera alrededor de 1.6 toneladas

de CO₂ por tonelada de amoníaco, si la materia prima es fuel oil pesado, nafta o carbón, la generación de emisiones es mayor estando entre 2.5 y 3.8 toneladas de CO₂ por tonelada de amoníaco producida, respectivamente.

Si a los procesos productivos antes mencionados, se les adiciona el proceso de captura de carbono, la reducción de emisiones es considerable, considerándose el amoníaco de bajas emisiones.

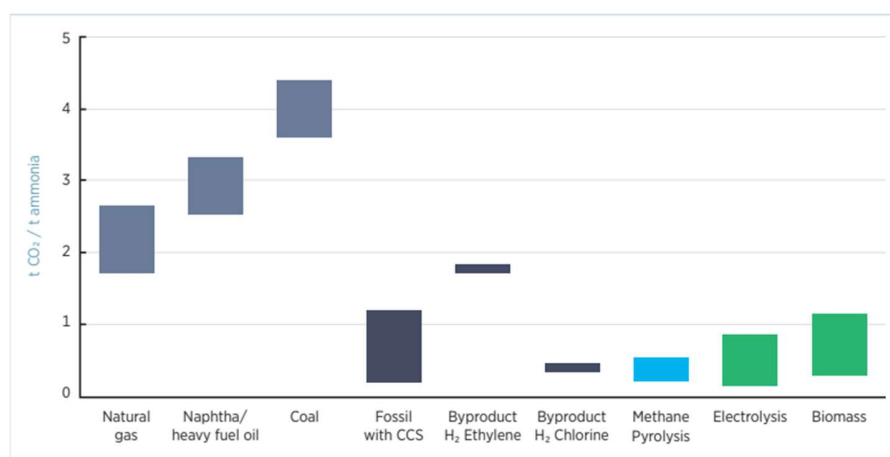


Figura 5. Rangos de emisión de GEI del amoníaco según su fuente de producción.

Fuente: (IRENA & AEA, Innovation Outlook: Renewable Ammonia, 2022)

La producción de amoníaco es considerada uno de los cuatro procesos industriales más importantes por su importancia comercial y económica, junto con la producción del cemento, acero y etileno, que necesitan un plan de descarbonización y su implementación para cumplir con los objetivos de emisiones netas de carbono neutralidad a 2050. La transición de las materias primas del hidrógeno de origen fósil a hidrógeno verde para la producción del amoníaco se convierte en el medio clave para la descarbonización de estos sectores. (IRENA & AEA, Innovation Outlook: Renewable Ammonia, 2022)

4.3 Cadena de valor del amoniaco verde

La producción del amoniaco verde inicia principalmente con la producción de la materia prima del hidrógeno, producido por medio del proceso de electrólisis del agua, el cual usa las fuentes de energía renovables. En la figura 6, se puede apreciar la cadena de valor del amoniaco, en la que se puede apreciar cada una de las etapas, desde su producción hasta su uso final.

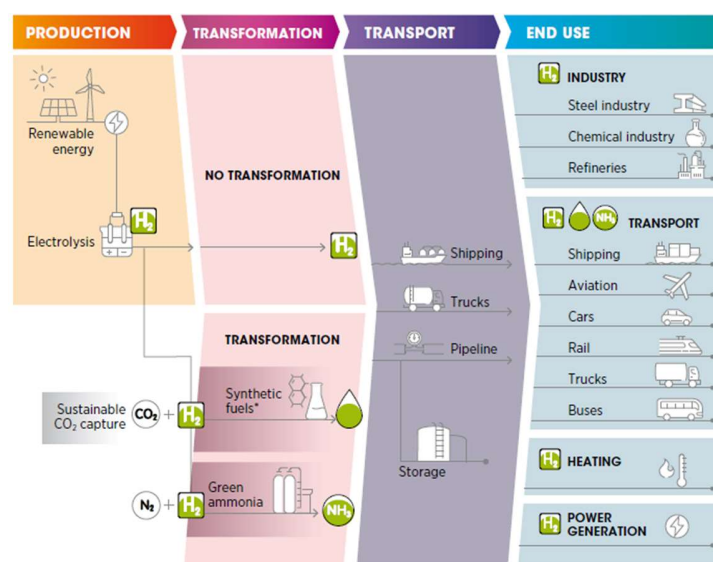


Figura 6. Cadena de valor - hidrogeno verde.

Fuente: (IRENA, Green Hydrogen: A guide to policy making, 2020)

4.3.1 Fuentes de Energía

Gracias al avance tecnológico de las energías renovables solar y eólica, ha permitido que los precios de energía alcancen niveles competitivos en comparación con las fuentes de energía convencionales, es por lo que hoy en día la producción del hidrógeno verde empieza a tener una viabilidad técnico - económica, ya que es uno de los principales componentes en su producción, seguido del proceso de electrólisis.

Como se observa en la figura 7, la tecnología con mayor madurez es la energía solar y la eólica, las cuales han mostrado un crecimiento importante en los últimos cinco años y se espera se triplique para alcanzar la carbono neutralidad a 2050.

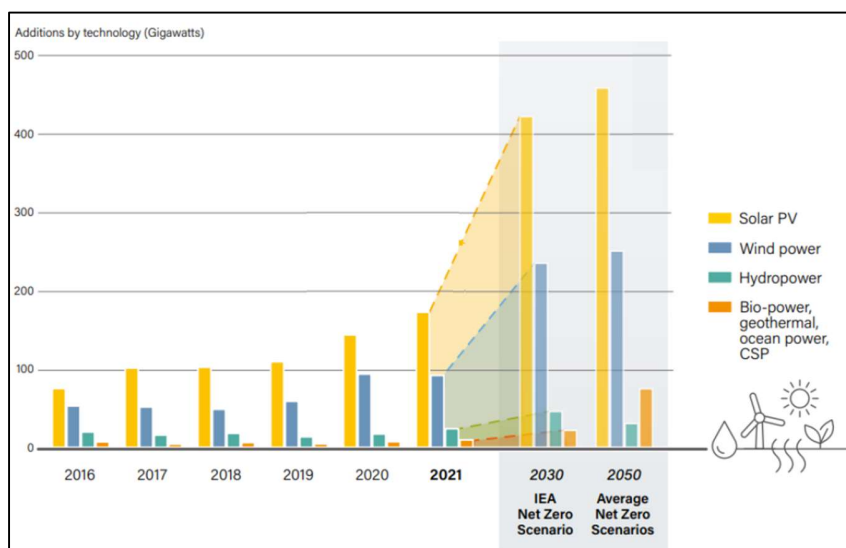


Figura 7. Adiciones Anuales de Energía Renovable.

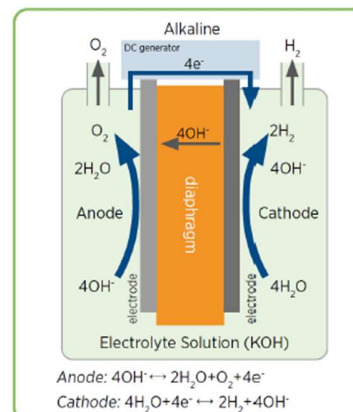
Fuente: (REN 21, 2022)

4.3.2 Producción de hidrógeno

Como descrito anteriormente, se considera amoniaco verde aquel que se sintetiza utilizando, hidrógeno que se provenga de la ruta de electrólisis del agua alimentada por fuentes de energías renovables.

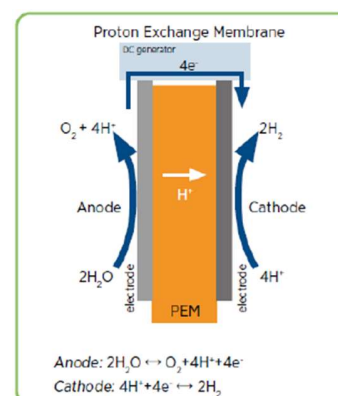
En la actualidad, existen diversas tecnologías de electrólisis que por medio de la electricidad separa las moléculas del agua (H_2O) para obtener hidrógeno (H_2) y oxígeno (O), su proceso varía en temperatura y consumo de energía, entre ellos, se encuentran:

- Electrolizador Alcalino**, tecnología de mayor madurez comercialmente disponible desde principios del siglo 20, se basa en la inmersión de dos electrodos (ánodo, cátodo) en un electrolito líquido alcalino que conduce aniones de hidróxido (OH^-) desde el cátodo (-) hasta el ánodo (+), los electrodos están separados por medio de un diafragma, la generación del hidrógeno se da en el cátodo.



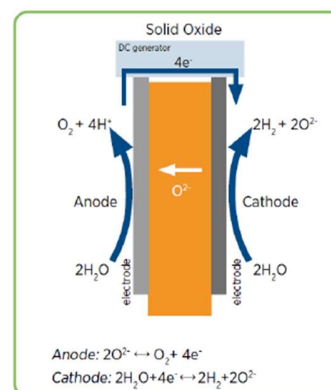
Fuente: (IRENA, Hydrogen Cost Reduction, 2019, pág. 31)

- Electrolizador de Membrana de Intercambio de Protones (PEM)**, tecnología comercialmente disponible. Funciona mediante el transporte de iones de hidrógeno (H^+) a través de una membrana polimérica sólida desde el ánodo (+) hasta el cátodo (-), donde los iones de hidrógeno se combinan con los electrones del circuito para generar hidrógeno. se alimenta con agua pura, el hidrógeno producido es muy puro y se presuriza directamente en el sistema.



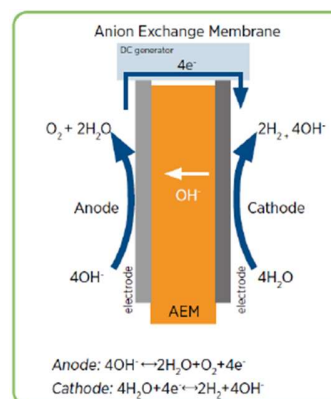
Fuente: (IRENA, Hydrogen Cost Reduction, 2019, pág. 31)

- Electrolizador Celda de Electrolizador de Oxido Sólido (SOEC)**, su tecnología aún no es comercial, se encuentra en fase de desarrollo para usos a mayor escala. Funciona mediante el transporte de iones de oxígeno (O_2) a través de un material cerámico sólido desde el cátodo (-) donde se produce el hidrógeno hasta el ánodo (+). El proceso ocurre a temperaturas entre los $700^{\circ}C$ a $800^{\circ}C$, su eficiencia energética es cercano al 100%, no necesita metales nobles, puede trabajar a alta presión y es reversible a una pila de combustible.



Fuente: (IRENA, Hydrogen Cost Reduction, 2019, pág. 31)

- Electrolizador Membrana de Intercambio Aniónico (AEM)**, tecnología con potencial a futuro por bajos costos y ventajas operativas, sin embargo, se encuentra en etapa de desarrollo. Su funcionamiento combina las ventajas del proceso de electrólisis alcalina y PEM, el cual maneja el mismo proceso químico de la electrólisis alcalina, pero con iones de hidróxido (OH^-) los cuales se transportan a través de una membrana de intercambio de aniones reduciendo así las necesidades de un electrolito líquido.



Fuente: (IRENA, Hydrogen Cost Reduction, 2019, pág. 31)

En la tabla 2, se puede identificar las condiciones de operación, parámetros de costos y flexibilidad, de cada tecnología antes mencionada:

Tabla 2. Tecnología de Electrolizadores

		Alkalino	PEM	SOEC	AEM
	Estado Desarrollo	Comercial	Comercial	Prototipo	Desarrollo
<i>Condiciones de Operación</i>	Temperatura (°C)	70-90	50-80	700-850	40-60
	Presión (bar)	<30	<70	1	<35
<i>Parámetros de Costos</i>	CAPEX (Sistema) (USD/kW)	600	1000	>2000	
	Vida útil (horas)	50 000	60 000	20 000	5 000
	Eficiencia (kW/kg)	50-78	50-83	40-50	40-69
<i>Flexibilidad</i>	Rango de Carga	15-100%	0-160%	30-125%	5-100%
	Tiempo de arranque	1 - 10 min	1 sec - 5min		
	Rampa arriba/abajo	0.2-20% x seg	100% x seg		
	Apagado	1 - 10 min	segundos		

Fuente: Elaboración propia basado en (IRENA, Green hydrogen supply: A guide to policy making, 2021)

4.3.3 Síntesis mediante el proceso Haber-Bosch

El amoníaco es uno de los compuestos químicos más utilizados a nivel mundial, por lo que es un insumo común y de fácil acceso para muchas industrias, hoy en día, gracias al descubrimiento de su síntesis a partir de la combinación de hidrógeno y nitrógeno, desarrollado en Alemania a principios del siglo XX durante la primera guerra mundial por Fritz Haber y Carl Bosch quienes dado a su esfuerzo y contribución en los procesos industriales a gran escala fueron galardonados con el premio nobel de química.

El proceso de Haber-Bosch es el proceso industrial para la producción de amoníaco a partir de hidrógeno y nitrógeno. Como se ha descrito anteriormente la producción de amoníaco verde inicia con la producción de su materia prima el hidrógeno H_2 proveniente del proceso de electrólisis del agua alimentado por fuentes de energía renovable, por otro lado, por medio del aire el cual tiene una composición de un 77% de nitrógeno, 21% de oxígeno y un 2% de otros gases, se obtiene el nitrógeno N_2 , estos gases se combinan en el reactor donde se produce al amoníaco a altas temperaturas entre los $350^{\circ}C$ a $500^{\circ}C$ y son llevados a presiones entre los 150 a 300 bares, en presencia de un catalizador férrico como el hierro, ver figura 8 estas son las condiciones que favorece su reacción y optimizan la producción del amoníaco. El amoníaco producido se condensa y almacena posteriormente, el hidrógeno y el nitrógeno que no alcanzaron a reaccionar son devueltos al reactor para ser reciclados.

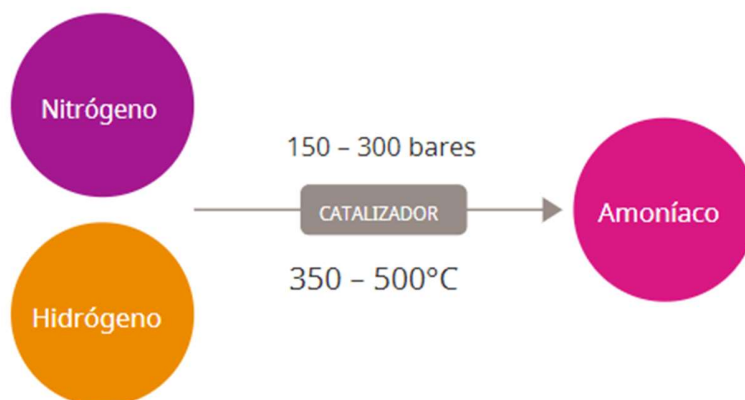


Figura 8. Proceso Haber – Bosch.

Fuente: (The Royal Society, 2020, pág. 12)

En la figura 9, se puede observar el esquema de producción de amoníaco verde basado en la producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua.

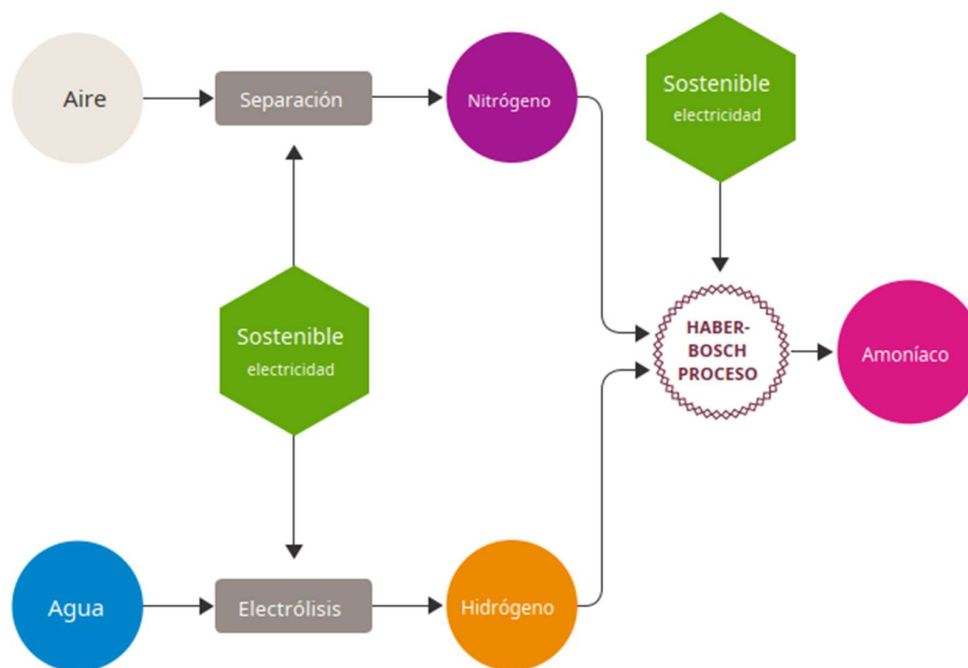


Figura 9. Proceso Haber – Bosch, producción de amoníaco.

Fuente: (The Royal Society, 2020)

Actualmente se han anunciado más de 60 proyectos de construcción de plantas de amoníaco renovable con capacidad aproximada de 15 Mt por año, con perspectivas de entrada en operación en esta década y alcanzan producción anual de 75 Mt. Se espera que año tras año las capacidades de las plantas aumenten y pasen de proyectos piloto a proyectos de gran escala GW.

4.3.4 Transporte y Almacenamiento

El amoniaco es un *commodity* global, por lo cual las tecnologías de almacenamiento, transporte y distribución se consideran maduras. Existen diferentes tipos de transporte los cuales dependen de las distancias y volúmenes a movilizar, entre ellos:

- Tubería: excelente opción para transportar distancias cortas o medianas, típicamente menores a 1000km y con altos volúmenes.
- Camiones: opción para distancias cortas de alrededor de los 500km y volúmenes bajos.
- Barcos: opción ideal para transportar a grandes distancias mayores a los 1000km, requiere altos volúmenes para reducir costos unitarios.

El amoniaco, con su densidad de energía relativamente alta y su infraestructura global de transporte y almacenamiento existente, podría ofrecer una solución nueva e integrada de almacenamiento y distribución de energía sostenible en todo el mundo. Dentro de las ventajas que tiene el amoniaco está el hecho de que es más fácil de transportar y almacenar que el hidrógeno, se licua a menos de 33°C a presión atmosférica, en comparación con el hidrógeno que para llevarlo al estado líquido se debe llevar a temperaturas por debajo de los 250°C, lo que acarrea un consumo de energía alto y por ende aumenta los costos de transporte, lo que hace que el amoniaco sea una opción competitiva para almacenar energía sin emisiones de carbono y transportarla por tubería, camión, ferrocarril o barco, como se puede apreciar en la siguiente figura 10.

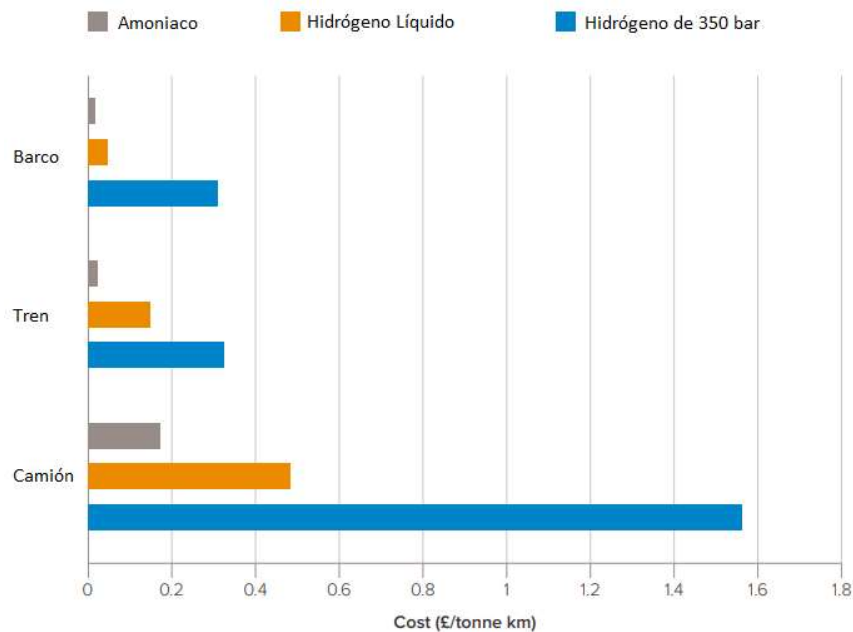


Figura 10. Costos transporte amoniaco.

Fuente: (The Royal Society, 2020)

4.3.5 Uso Final

Actualmente el amoniaco tiene una aplicación directa en la industria, en los sectores de producción de fertilizantes, explosivos, procesos de refrigeración y aplicaciones en la industria textil y farmacéutica, con la producción del amoniaco verde además de ayudar a descarbonizar los usos existentes, los nuevos mercados para el amoniaco descarbonizado pueden incluir su uso como en combustibles para la industria marítima y para la generación de energía o como portador de hidrógeno.

En la figura 11, se muestra una descripción general de los usos existentes y los nuevos usos del amoniaco verde.

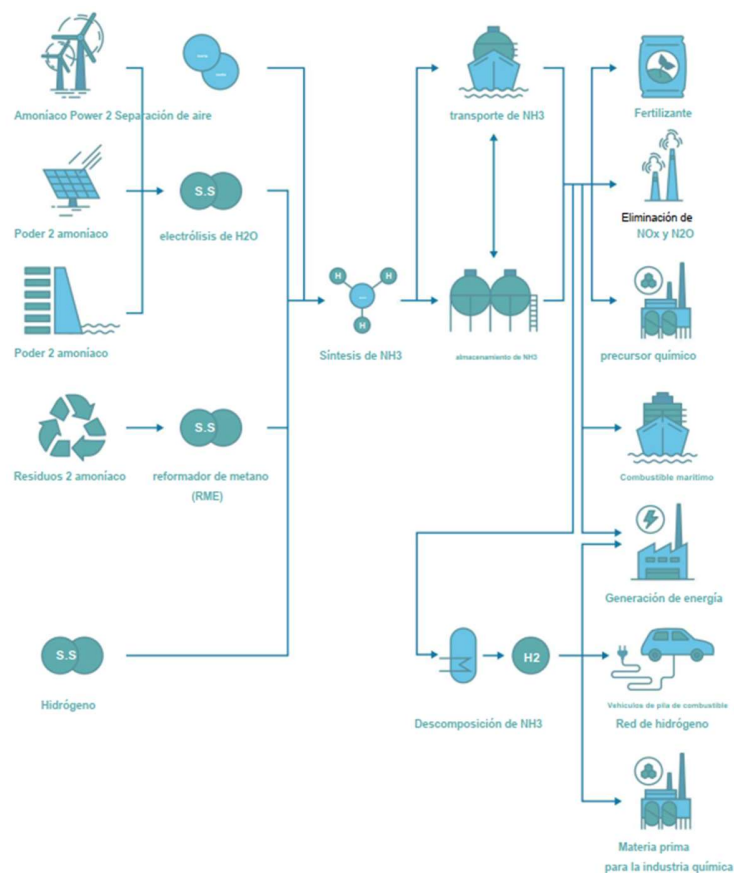


Figura 11. Usos existentes y futuros usos del amoníaco verde.

Fuente: (IRENA & AEA, *Innovation Outlook: Renewable Ammonia*, 2022)

4.4 Nuevo mercado del amoníaco verde

El papel del hidrógeno verde y sus derivados en la descarbonización de varios sectores ha despertado el interés de las principales economías y ha propiciado el desarrollo de proyectos públicos y privados que han impulsado el despliegue del hidrógeno a nivel mundial, esto a su vez da el surgimiento de un nuevo mercado global de energía, el cual permitirá la importación y exportación de energía verde.

Economías como la de Europa, Japón, Corea del sur, Singapur entre otras, podrán producir su hidrogeno verde localmente pero no le será suficiente para poder cubrir su demanda, es aquí donde se verán en la necesidad de importar energía verde de países con alto potencial en energías renovables, estas nuevas negociaciones se darán de manera bilateral y crearán nuevas rutas de comercialización de energía.

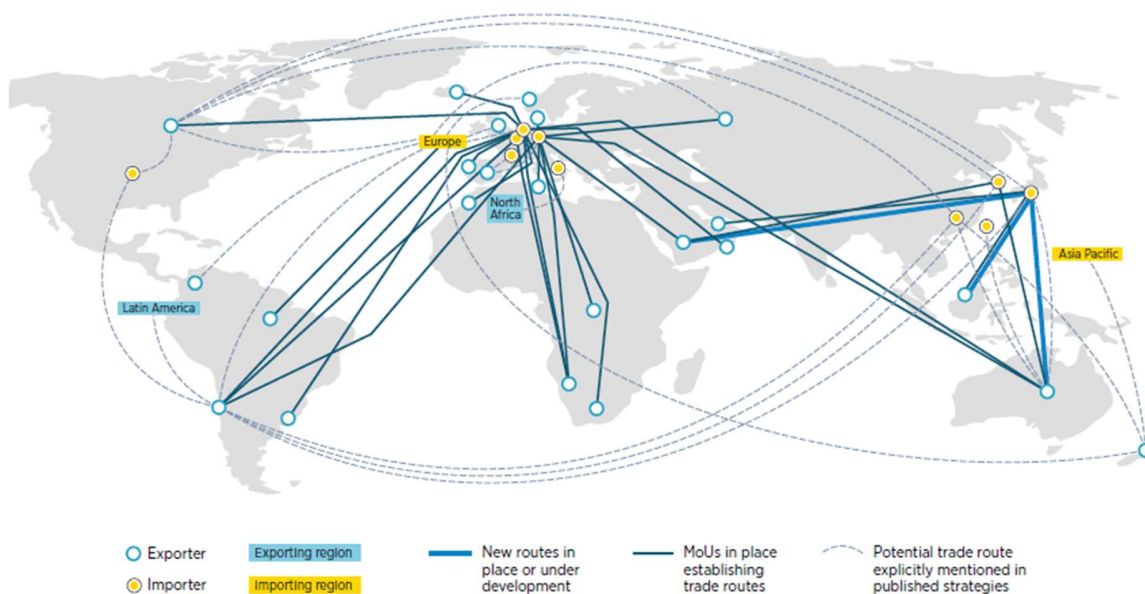


Figura 12. Nuevas rutas y acuerdos comerciales del hidrogeno verde

Fuente: (IRENA, Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor, 2022)

Capítulo 5

METODOLOGÍA

El alcance del presente proyecto busca evaluar la viabilidad económica de la producción del amoníaco verde, a partir de la modelación de una planta tipo con una capacidad de 100MW, el modelamiento de la planta tipo se realiza en dos etapas, (i) la primera considera el dimensionamiento de la planta de producción de hidrógeno por medio del proceso de electrólisis del agua, para el cual se utiliza el software H-EPU herramienta que permite simular, diseñar y evaluar la viabilidad de proyectos de hidrógeno verde en el cual se obtiene los costos nivelados del hidrógeno LCOH, (ii) en una segunda etapa se plantea la modelación de una manera simplificada de los componentes adicionales que complementan la planta de producción de amoníaco, y en la cual se considera el hidrógeno como materia prima en la producción del amoníaco.

El cálculo del costo nivelado del amoníaco verde LCOA partiendo de la modelación de la planta tipo, se realiza considerando un factor de descuento real del 8% y un horizonte temporal de 30 años, evaluando los años 2022, 2030 y 2050, teniendo en cuenta la mejora tecnológica esperada en los costos de los electrolizadores y analizando el factor de utilización de la planta de electrólisis. De esta manera se busca resaltar la sensibilidad del costo LCOH y LCOA, considerando los costos nivelados de energía LCOE de las fuentes de energía renovable Solar y Eólica On Shore y Off Shore, establecidos en el reporte de la agencia de energía renovable internacional IRENA (2022) por sus siglas en inglés.

De esta manera se evaluará el potencial de Colombia considerando el factor de capacidad de generación de energías renovables solar y eólica y se ubicará en la matriz de sensibilidad con el fin de identificar el potencial de Colombia como productor de hidrógeno y su derivado amoniaco verde.

De manera general en la figura 13, se muestra los principales componentes que incluye una planta de producción de amoniaco verde, y como el costo de LCOA está definido por cada uno de estos.

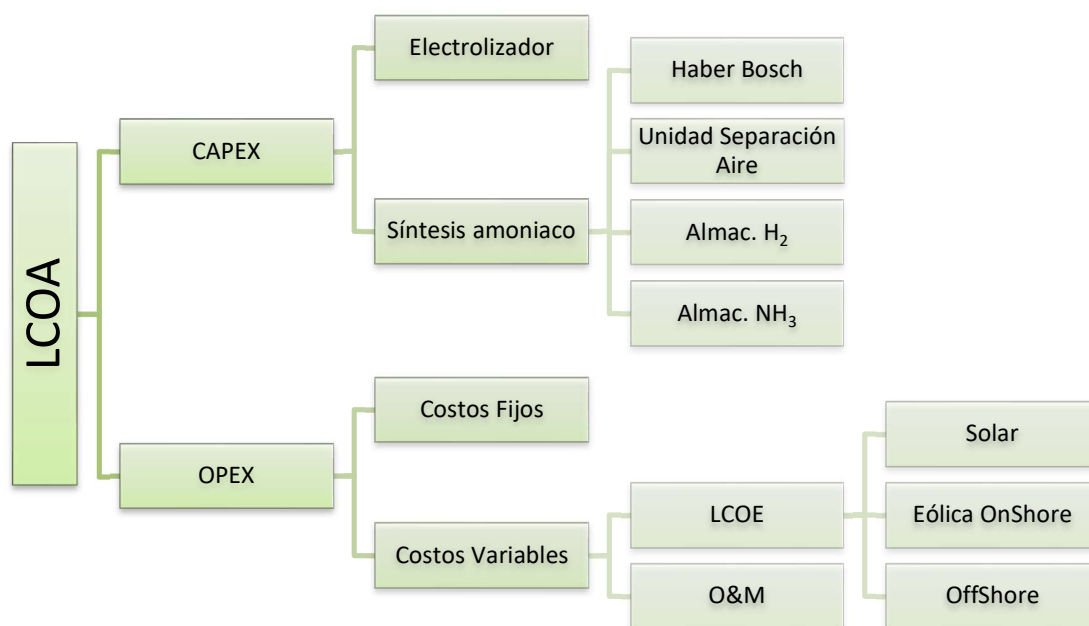


Figura 13. Diagrama de Flujo Estructura LCOA

Fuente: Elaboración propia

Complementando el LCOA, se estimarán los costos de transporte a puerto y de exportación a destino final.

5.1 CAPEX

Los costos de capital CAPEX que se consideran en la modelación de la planta tipo incluyen los costos de los componentes del módulo de electrólisis para la producción de hidrógeno, la instalación de la unidad de separación de aire para la obtención del nitrógeno, la instalación del módulo de producción de amoníaco Haber-Bosch, tanques de almacenamiento de amoníaco y equipos complementarios y otros como obras civiles.



5.1.1 Electrolizador

De las tecnologías de electrolizadores enunciados en el capítulo 4, los electrolizadores comercialmente existentes en la actualidad se tienen los Alcalinos y los PEM, el electrolizador seleccionado para el modelamiento de la planta tipo de este estudio es el tipo PEM, teniendo en cuenta las condiciones de operación, parámetros de costos y flexibilidad, del cual se tiene:

- Los electrolizadores PEM son el segundo electrolizador más comercializado
- Tiene la flexibilidad de trabajar con fuentes de energía renovables que se caracterizan por su variabilidad en el suministro de energía.
- Tiene la posibilidad de trabajar tiempos cortos por encima de su potencia nominal, posee menor degradación por variabilidad de potencia.
- Una desventaja está en la dependencia de materiales específicos y raros que pueden ser costosos, como el platino y el iridio.

A continuación, se relacionan las características del electrolizador seleccionado, gracias a la información y colaboración dada por Siemens Energy:

Tabla 3. Electrolizador Datos Técnicos

 	
<i>Tipo de electrolisis</i>	PEM
<i>Eficiencia</i>	> 75,5%
<i>Referencia</i>	Silyzer 300
<i>Potencia</i>	17.5 MW
<i>Dimensión</i>	15 x 7,5 x 3,7 m
<i>Cantidad Módulos</i>	24
<i>Vida útil</i>	80.000 horas
<i>Producción hidrogeno</i>	332 kg/h
<i>Consumo de energía nominal</i>	53kWh/kgH ₂
COSTO BASE	
<i>Silyzer 300</i>	\$750.000 USD/MWe

Fuente: (SIEMENS ENERGY S.A & Hydrogen Solutions, 2020)

Dentro del análisis de sensibilidad de costos nivelados del hidrógeno verde LCOH se contempla el impacto del costo de capital del electrolizador PEM a 2022 y los escenarios optimistas y pesimistas a 2030 y 2050 relacionados en la tabla 4, según el (IRENA & Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate go, Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III, 2022)

Tabla 4. Costo Electrolizadores, Escenarios Optimistas y Pesimistas

<i>Año</i>	<i>Escenario</i>	<i>CAPEX _ USD/kWe</i>
2022	Hoy	750
2030	Optimista	384
	Pesimista	688
2050	Optimista	134
	Pesimista	326

5.1.2 Síntesis de amoníaco

Los costos de CAPEX y OPEX de los principales equipos tenidos en cuenta que forman parte en el modelamiento de la planta de generación de amoníaco, se relacionan en la Tabla 5, donde contempla la instalación de la unidad de separación de aire para la obtención del nitrógeno, la instalación del módulo de producción de amoníaco Haber-Bosch, el almacenamiento de amoníaco e hidrógeno.

Tabla 5. Parámetros técnico-económicos para el amoníaco verde LCOA

<i>Haber-Bosch _ Costo y Consumo Eléctrico</i>			
	CAPEX	USD / (tNH ₃ /año)	510
	OPEX	% CAPEX/año	2%
	Consumo eléctrico	MWh/t NH ₃	0.44
	Reemplazo Catalítico	% CAPEX/10 año	30%
	Eficiencia	%	78%
<i>Unidad de Separación de aire</i>			
	CAPEX	USD (t NH ₃ /año)	160
	OPEX	% CAPEX / año	4%
	Consumo Electricidad	MWh / t NH ₃	0.108
	Eficacia	%	71.25%
<i>Almacenamiento de amoníaco</i>			
	CAPEX	USD (t NH ₃ /año)	1.06
	OPEX	% CAPEX / año	3%
	Almacenamiento	% de la producción	3.84%

Almacenamiento H₂ (búfer)		
CAPEX	USD / (t H ₂)	700
OPEX	% CAPEX / año	4%
<i>Almacenamiento considerado</i>	% consumo anual	0%

Fuente: (Columbia - Sipa, 2022, pág. 32)

5.2 OPEX

Dentro de los costos operativos OPEX considerados en el modelamiento de la planta tipo, se incluyen los costos fijos y variables, entre ellos se encuentran: el costo del agua, mantenimiento de los equipos, personal, arrendamiento del terreno y los costos nivelados de electricidad LCOE de las fuentes de energía renovable Solar, Eólica Onshore y Offshore.

5.2.1 Costo Nivelado de Energía _ LCOE

El costo nivelado de energía LCOE es uno de los componentes claves en la evaluación de competitividad económica en la producción del hidrógeno verde, insumo principal para la producción del amoniaco verde.

Gracias a los avances tecnológicos en las energías renovables como la Solar, Eólica OnShore y OffShore, han permitido que los precios de la energía alcancen niveles competitivos en comparación con fuentes de energía tradicionales, razón por la cual, el alcance de este trabajo busca analizar de manera global como los costos de energía de estas tecnologías impactan los costos de producción del amoniaco verde, al igual que la variación

de los factores de utilización de planta, de esta manera pondremos en contexto los factores de capacidad característicos del recurso renovable solar y eólico en la zona norte de Colombia y así comparar su potencial frente al promedio mundial.

De acuerdo con lo anterior, se toma en consideración los costos promedios de energía globales de las tres tecnologías Solar, Eólica OnShore y OffShore, considerados en el REN 21, Renewable 2022 global status report, como se muestra en la figura 14.

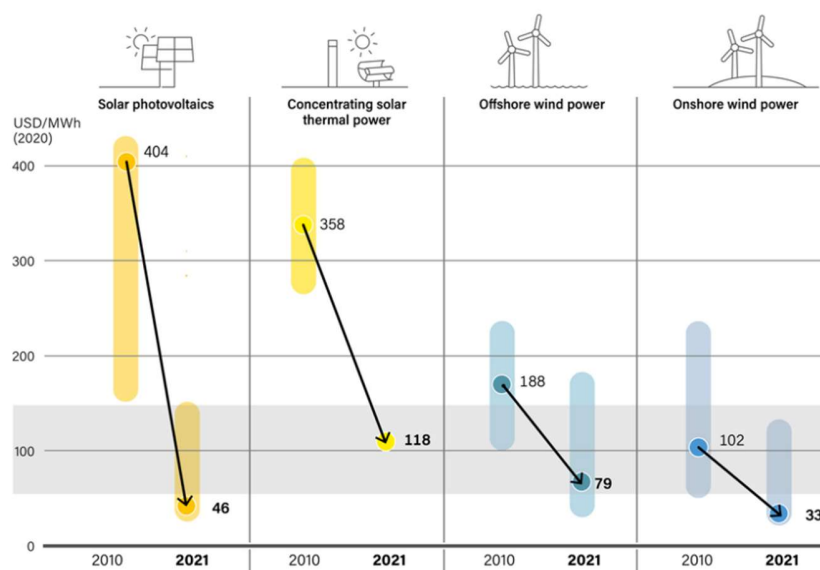


Figura 14. LCOE 2010 – 2021 Energía Solar y Eólica

Fuente: (REN 21, 2022)

5.3 Costos nivelados de hidrógeno _ LCOH _ software H-EPU

Como se mencionó anteriormente, el modelado de la unidad de producción de amoníaco verde de 100MW comienza con el dimensionamiento de la unidad de producción de hidrógeno verde utilizando el software H-EPU de la empresa Southern Lights, una herramienta que permite la simulación, el diseño y el estudio de factibilidad de proyectos de hidrógeno.

El software permite calcular el costo nivelado de producción del hidrogeno, realizar análisis de sensibilidad de los resultados obtenidos y customizar las variables de entrada que permitan el análisis.

Su diseño se divide en dos fases, una es la parte técnica y otra es la parte económica, las cuales se relacionan a continuación:

- Características generales del proyecto horizonte de tiempo de la planta, inicio de producción y años de operación.
- Suministro de energía, acuerdo de compra de energía PPA permite elegir entre una generación 24/7 o personalizada.
- Definición del electrolizador, tipo, potencia nominal, eficiencia mínima, consumo energía, horas de operación, etc.
- Costos de capital módulo electrólisis
- Costos fijos y variables, servicios públicos, operación y mantenimiento de equipos, personal, arrendamiento del terreno y costos de energía.
- Parámetros financieros.

Las consideraciones de CAPEX y OPEX relacionados anteriormente para el módulo de electrólisis, se relacionan en la tabla 6 para el modelamiento de la planta tipo de producción de hidrógeno verde de capacidad de 100MW.

Tabla 6. Parámetros principales modelamiento planta producción de hidrógeno

Información General	
<i>Año inicio producción</i>	2025
<i>Años de operación</i>	30
Especificaciones Técnicas	
<i>Factor de utilización Planta</i>	variación 5% al 100%
<i>Potencia Nominal (MW)</i>	100
<i>Tipo Electrolizador</i>	PEM
<i>Potencia nominal electrolizador (MW)</i>	100.01
<i>Eficiencia mínima electrolizador (%)</i>	75.5
Costos y Parámetros Financieros	
CAPEX	
<i>Costo Electrolizador (USD/kW)</i>	Variación del CAPEX _ numeral 5.1.1
<i>Costos de Desarrollo (USD/kW)</i>	180
<i>Costos Instalación (USD/kW)</i>	180
<i>Costos Indirectos (USD/proyecto)</i>	1.000.000
OPEX	
<i>Costo Energía (USD/MWh)</i>	LCOE Globales _ numeral 5.2.1
<i>O&M (USD/kW/año)</i>	4% del CAPEX/año
<i>Costo del Agua (USD/m³)</i>	3
<i>Costo del Terreno (USD/ha/año)</i>	19200
Financiero	
<i>Factor de Descuento Real (%)</i>	8%

Fuente: Elaboración propia

5.4 Modelamiento LCOA

La modelación del costo nivelado de amoníaco LCOA se realiza de una manera simplificada en el que se adiciona el módulo de síntesis de amoníaco Haber-Bosch, la unidad de separación de aire (ASU) y las unidades de almacenamiento del hidrógeno y amoníaco producido, componentes que complementan la planta de producción de amoníaco.

Dentro de las consideraciones en el modelo de cálculo de LCOA, a parte de los costos de Capex y Opex e índices de eficiencia relacionados en el numeral 5.1.2, el suministro de hidrógeno verde es considerado como materia prima al costo LCOH calculado en el numeral 5.3, bajo los mismos parámetros de variación de factores de planta, Capex y costos de energía.

Por otro lado, teniendo en cuenta la proporción de masa entre las materias primas principales de hidrógeno y nitrógeno requeridos para la producción de amoníaco, se considera una relación de 0.177 kg H₂ / kg NH₃ y 0.822 kg N₂ / kg NH₃, de acuerdo con estas relaciones y teniendo definida la producción de hidrógeno al año, se calcula la masa total de producción de amoníaco alcanzada por la planta.

El cálculo del costo nivelado de amoníaco LCOA, tiene en cuenta el cálculo del valor del dinero en el tiempo con respecto a los costos y a la producción del amoníaco en un horizonte de tiempo según ecuación:

$$\text{LCOA} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{\text{CAPEX}_t + \text{OPEX}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{m_{\text{NH}_3}}{(1+r)^t}}$$

Ecuación LCOA

Donde, t son los años de producción de la planta, r es la tasa de descuento y $m\text{HN}_3$ es la producción de amoniaco anual, para el dimensionamiento de la planta se considera un horizonte de tiempo de 30 años y una tasa de descuento del 8%.

5.5 Transporte y Almacenamiento

La planta tipo de producción de amoniaco verde se contempla este ubicada en la zona norte de Colombia en la Guajira y se asume el transporte desde la planta de producción a los diferentes puertos ubicados en el caribe colombiano y específicamente el puerto de Cartagena el cual es uno de los 6 puertos en el mundo que cuenta con infraestructura para importar y exportar amoniaco en la actualidad.

La distancia de la zona alta de la Guajira al puerto de Cartagena es de aproximadamente 500 km, esta es la distancia de referencia para realizar los cálculos del transporte a puerto.

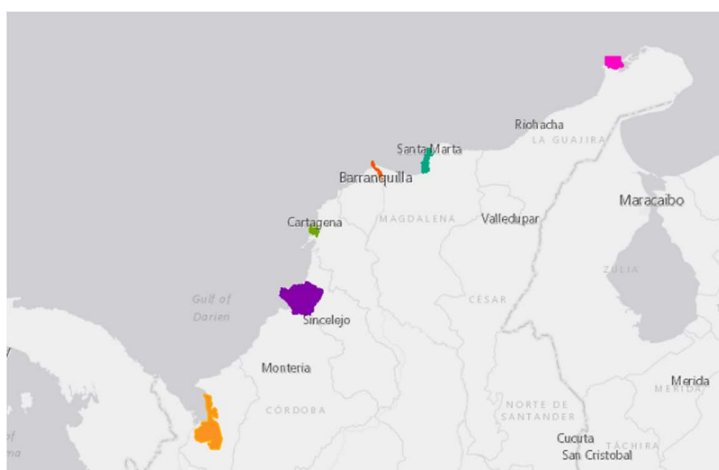


Figura 15. Mapa Zonas Portuarias de Colombia.

Fuente: (Climares, 2008)

Capítulo 6

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

6.1. Resultados costos nivelados de hidrógeno verde LCOH

Caso 1. De acuerdo con las consideraciones técnicas de la planta tipo de capacidad 100MW, en primer acercamiento, se modela la planta con un factor de capacidad del 100% por medio de un proyecto PPA en el que se garantiza el suministro de energía 24/7, bajo estas consideraciones la producción de hidrógeno alcanzada es de 16.881 t/año, en la Tabla_7 se puede observar la sensibilización del LCOH, bajo las suposiciones de variación de LCOE globales, los costos de capital del electrolizador a 2022 y sus escenarios optimistas y pesimistas a 2030 y 2050.

Tabla 7. Matriz de Sensibilidad LCOH Factor Capacidad 100%. Elaboración propia.

Onshore Wind							Offshore Wind					Solar PV						
CAPEX	Año	2050		2030		2022	Año	2050		2030		2022	Año	2050		2030		2022
	Esc.	Opt.	Pesim.	Opt.	Pesim.	Hoy	Esc.	Opt.	Pesim.	Opt.	Pesim.	Hoy	Esc.	Opt.	Pesim.	Opt.	Pesim.	Hoy
		\$134	\$326	\$384	\$688	\$750		\$134	\$326	\$384	\$688	\$750		\$134	\$326	\$384	\$688	\$750
LCOE (\$/MWh)	\$ 55	3.52	3.69	3.74	4.02	4.07	\$ 85	5.25	5.42	5.47	5.74	5.8	\$ 68	4.27	4.44	4.49	4.77	4.82
	\$ 44	2.89	3.06	3.11	3.38	3.44	\$ 80	4.96	5.13	5.18	5.46	5.51	\$ 58	3.69	3.86	3.92	4.19	4.25
	\$ 33	2.25	2.42	2.48	2.75	2.81	\$ 75	4.67	4.84	4.89	5.17	5.22	\$ 48	3.12	3.29	3.34	3.61	3.67
	\$ 22	1.62	1.79	1.84	2.12	2.17	\$ 70	4.38	4.55	4.61	4.88	4.94	\$ 38	2.54	2.71	2.76	3.04	3.09
	\$ 11	0.99	1.16	1.21	1.48	1.54	\$ 65	4.09	4.27	4.32	4.59	4.65	\$ 28	1.96	2.14	2.19	2.46	2.52

De acuerdo con el análisis de sensibilización, el LCOH alcanzado en la condición Capex de 750USD/kW y un LCOE promedio global según la fuente de generación, varía entre 2.81USD/kgH₂ para OnShore, 5.22USD/kgH₂ para OffShore y 3.67USD/kgH₂ para Solar.

Caso 2. Se realiza un análisis de sensibilidad en el que se modela la planta tipo bajo consideraciones de variación de factor de planta, variación de LCOE globales, los costos de capital del electrolizador a 2022 y sus escenarios optimistas y pesimistas a 2030 y 2050. Se tiene como resultado la matriz de sensibilización Tabla 8, en la que se puede apreciar como la variación del factor de planta tiene una directa incidencia en la producción de hidrógeno y en consecuencia en su costo nivelado LCOH.

Tabla 8. Matriz de Sensibilidad LCOH_Variación Factor Planta. Elaboración propia.

Fact. Planta	Esc.	24Hr	18Hr	12Hr	6Hr	3Hr	Esc.	24Hr	18Hr	12Hr	6Hr	3Hr	Esc.	24Hr	18Hr	12Hr	6Hr	3Hr
		100%	75%	50%	25%	12.5%		100%	75%	50%	25%	12.5%		100%	75%	50%	25%	12.5%
		CAPEX 750 @ 2022						CAPEX 384 @ 2030						CAPEX 134 @ 2050				
LCOE (\$/MWh)	\$ 55	4.07	4.26	4.7	5.9	8.54	\$ 85	5.8	5.98	6.39	7.53	10.13	\$ 68	4.82	5.01	5.43	6.61	9.23
	\$ 44	3.44	3.63	4.08	5.31	7.96	\$ 80	5.51	5.69	6.11	7.26	9.86	\$ 58	4.25	4.43	4.87	6.07	8.7
	\$ 33	2.81	3.01	3.45	4.71	7.38	\$ 75	5.22	5.41	5.83	6.99	9.6	\$ 48	3.67	3.86	4.3	5.52	8.17
	\$ 22	2.17	2.38	2.83	4.11	6.8	\$ 70	4.94	5.12	5.55	6.72	9.33	\$ 38	3.09	3.29	3.74	4.98	7.64
	\$ 11	1.54	1.75	2.21	3.51	6.22	\$ 65	4.65	4.83	5.26	6.45	9.07	\$ 28	2.52	2.72	3.17	4.44	7.12
LCOE (\$/MWh)	\$ 55	3.74	3.86	4.12	4.84	6.48	\$ 85	5.47	5.57	5.82	6.47	8.07	\$ 68	4.49	4.6	4.86	5.55	7.17
	\$ 44	3.11	3.23	3.5	4.25	5.9	\$ 80	5.18	5.29	5.54	6.2	7.8	\$ 58	3.92	4.03	4.29	5.01	6.64
	\$ 33	2.48	2.6	2.88	3.65	5.32	\$ 75	4.89	5	5.25	5.93	7.54	\$ 48	3.34	3.46	3.73	4.46	6.11
	\$ 22	1.84	1.97	2.26	3.05	4.74	\$ 70	4.61	4.71	4.97	5.66	7.27	\$ 38	2.76	2.89	3.16	3.92	5.58
	\$ 11	1.21	1.34	1.64	2.46	4.16	\$ 65	4.32	4.43	4.69	5.39	7.01	\$ 28	2.19	2.32	2.6	3.38	5.05
LCOE (\$/MWh)	\$ 55	3.52	3.58	3.73	4.12	5.07	\$ 85	5.25	5.3	5.43	5.75	6.66	\$ 68	4.27	4.32	4.47	4.83	5.76
	\$ 44	2.89	2.95	3.11	3.52	4.49	\$ 80	4.96	5.01	5.14	5.48	6.39	\$ 58	3.69	3.75	3.9	4.28	5.23
	\$ 33	2.25	2.32	2.49	2.93	3.91	\$ 75	4.67	4.72	4.86	5.21	6.13	\$ 48	3.12	3.18	3.33	3.74	4.7
	\$ 22	1.62	1.7	1.87	2.33	3.33	\$ 70	4.38	4.44	4.58	4.94	5.87	\$ 38	2.54	2.61	2.77	3.2	4.18
	\$ 11	0.99	1.07	1.24	1.73	2.75	\$ 65	4.09	4.15	4.3	4.66	5.6	\$ 28	1.96	2.04	2.2	2.66	3.65

H ₂ _t año	16881	12661	8440	4220	2110	16881	12661	8440	4220	2110	16881	12661	8440	4220	2110
-----------------------	-------	-------	------	------	------	-------	-------	------	------	------	-------	-------	------	------	------

LCOE promedio mundial @2021
 LCOH proyectado Colombia

Al analizar los factores de capacidad de Colombia específicamente en la Zona Norte del Caribe y al compararlo con el promedio mundial Ver Tabla 9, se puede apreciar que Colombia cuenta con recursos de energía renovables Solar y Eólico OnShore y OffShore de clase mundial que superan los factores de capacidad promedios globales.

Tabla 9. Factores de Capacidad de Planta.

<i>Fuente Energía Renovable</i>	<i>Factor de capacidad Promedio mundial año 2021</i>	<i>Rangos Factor de capacidad Colombia - Zona Caribe Norte</i>
<i>Sola PV</i>	17 %	19,4% - 20,5 %
<i>Eólica Onshore</i>	39%	46,1 – 62,7 %
<i>Eólica Offshore</i>	39 %	37,5% - 69,5%

Fuente: Elaboración propia. Basado en MME, IRENA.

Al ubicar los factores de capacidad de Colombia de acuerdo con el tipo de fuente de generación renovable en la matriz de sensibilización y al hacer un zoom en la Tabla 8 (recuadros rojos), en los escenarios de Capex del electrolizador a 2022 y su escenario optimista a 2030 y 2050, variando el LCOE, se puede apreciar costos competitivos de LCOH, comparable con los costos estimados en la ruta del hidrógeno Figura 16, donde a hoy el LCOH con fuente de energía eólica OnShore se encuentra en un rango entre 2.1 a 2.8 USD/kgH₂, y el resultado del modelamiento está en el rango entre 3.75 y 2,21 USD/kgH₂. Los costos de LCOH estimados globales del (IRENA & Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate go, Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III, 2022), proyecta a Colombia estar en el top 5 de precios más competitivos del mundo a 2050 según figura 17, los cuales se lograrán principalmente con energía eólica Onshore y energía solar.

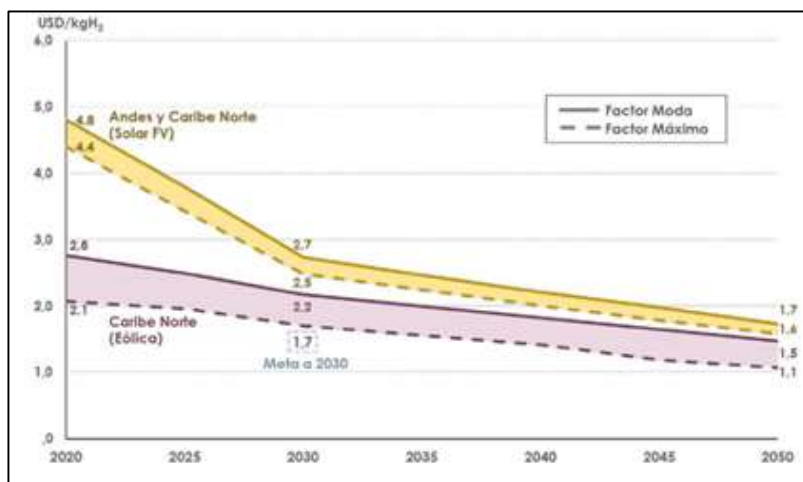


Figura 16. LCOH según factores de capacidad renovable moda y máxima.

Fuente: (Ministerio de Minas y Energía, 2021)

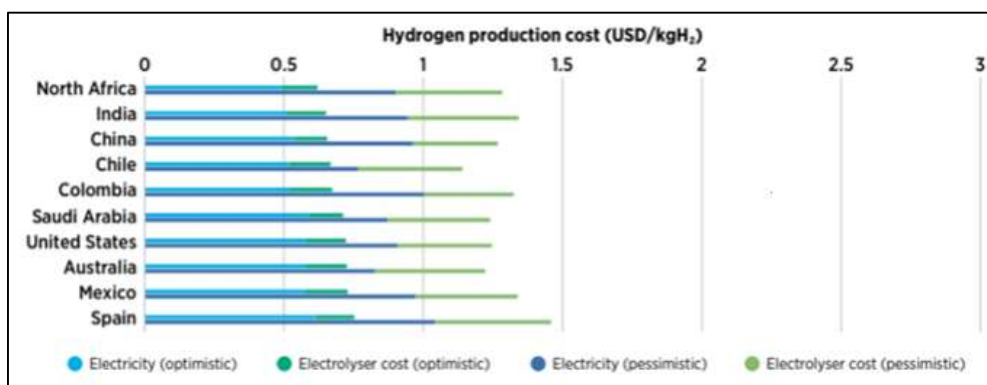


Figura 17. Costos de LCOH estimados globales del IRENA a 2050.

Fuente: (IRENA & Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate go, Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III, 2022)

Las variables que más impacto tienen en el LCOH, son el LCOE y el costo del electrolizador, estas dos variables son la clave para lograr precios más competitivos de LCOH, las proyecciones y escenarios optimistas y pesimistas en la variación de estos dos parámetros indican que Colombia en cualquiera de los escenarios estará dentro de los precios más competitivos en el mundo.

6.2. Resultados costos nivelados de amoniaco verde LCOA

Considerando la sensibilidad de los costos LCOH calculados en el numeral anterior, se calcula el LCOA, en el que se realiza el análisis de sensibilidad que contempla las mismas consideraciones de variación de factor de planta y variación de LCOE globales, en la Tabla 10 se puede apreciar la matriz de sensibilización correspondiente.

Tabla 10. Matriz de Sensibilidad LCOA. Elaboración propia.

Onshore Wind							Offshore Wind						Solar PV						
Fact. Planta	Esc.	24Hr	18Hr	12Hr	6Hr	3Hr	24Hr	18Hr	12Hr	6Hr	3Hr	24Hr	18Hr	12Hr	6Hr	3Hr			
		100%	75%	50%	25%	12.5%	100%	75%	50%	25%	12.5%	100%	75%	50%	25%	12.5%			
CAPEX 750 @ 2022	LCOE (\$/MWh)	\$ 55	1067	1110	1210	1483	2082	\$ 85	1476	1517	1610	1869	2459	\$ 68	1245	1288	1383	1651	2245
		\$ 44	918	961	1063	1343	1944	\$ 80	1408	1449	1544	1805	2395	\$ 58	1110	1151	1250	1523	2120
		\$ 33	769	815	914	1200	1806	\$ 75	1339	1382	1478	1741	2333	\$ 48	973	1016	1116	1392	1994
		\$ 22	618	666	768	1058	1669	\$ 70	1273	1314	1411	1677	2269	\$ 38	836	881	983	1264	1868
		\$ 11	469	517	621	916	1531	\$ 65	1204	1245	1343	1613	2207	\$ 28	701	746	848	1136	1745
CAPEX 384 @ 2030	LCOE (\$/MWh)	\$ 55	992	1020	1079	1242	1614	\$ 85	1401	1424	1481	1628	1991	\$ 68	1170	1195	1254	1410	1778
		\$ 44	843	871	932	1102	1476	\$ 80	1333	1358	1415	1564	1927	\$ 58	1035	1060	1119	1282	1652
		\$ 33	694	722	785	960	1339	\$ 75	1264	1289	1346	1500	1866	\$ 48	898	925	986	1152	1526
		\$ 22	543	573	638	818	1201	\$ 70	1198	1221	1280	1436	1802	\$ 38	761	790	851	1024	1401
		\$ 11	394	424	492	678	1064	\$ 65	1129	1154	1213	1372	1740	\$ 28	626	655	719	896	1275
CAPEX 134 @ 2050	LCOE (\$/MWh)	\$ 55	942	956	990	1079	1294	\$ 85	1351	1363	1392	1465	1671	\$ 68	1120	1131	1165	1247	1458
		\$ 44	793	807	843	936	1157	\$ 80	1283	1294	1324	1401	1607	\$ 58	983	996	1030	1117	1332
		\$ 33	642	658	697	796	1019	\$ 75	1214	1226	1257	1337	1546	\$ 48	848	861	895	989	1206
		\$ 22	493	511	550	654	881	\$ 70	1146	1159	1191	1273	1484	\$ 38	711	727	763	860	1083
		\$ 11	344	362	401	512	744	\$ 65	1077	1091	1125	1207	1420	\$ 28	574	592	628	732	957
H ₂ _ t año		16881	12661	8440	4220	2110	16881	12661	8440	4220	2110	16881	12661	8440	4220	2110			
NH ₃ _ t año		74390	55793	37195	18598	9299	74390	55793	37195	18598	9299	74390	55793	37195	18598	9299			
		LCOE promedio mundial @2021					LCOA proyectado Colombia					LCOE promedio mundial @2021							
		LCOA proyectado Colombia					LCOA proyectado Colombia					LCOA proyectado Colombia							

Al analizar los costos de LCOA calculados bajo las condiciones antes descritas, se puede apreciar costos competitivos de LCOA, comparable con los costos estimados del reporte del (IRENA & AEA, Innovation Outlook: Renewable Ammonia, 2022), Figura 18, donde a hoy el LCOA se encuentra en un rango entre los 750 USD/tNH₃ a 1400 USD/t NH₃, en el modelamiento se encuentran rangos competitivos con fuente de energía eólica OnShore entre los 914 USD/t NH₃ a 517 USD/t NH₃ y con fuente de energía solar entre los 1392 USD/t NH₃ a 1136 USD/t NH₃.

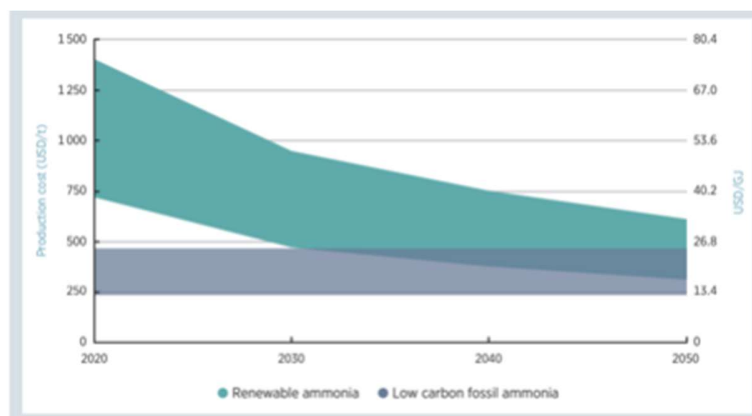


Figura 18. Costos de producción de amoníaco.

Fuente: (IRENA & AEA, Innovation Outlook: Renewable Ammonia, 2022)

Se observa que la competitividad del amoníaco verde está atada con la producción del hidrógeno verde, componente principal para su producción, las proyecciones y escenarios optimistas en la variación del costo LCOH indican que Colombia estará dentro de los precios más competitivos en el mundo.

6.3 Competitividad Puertos en Colombia

La Guajira es uno de los departamentos que cuenta con una posición geográfica privilegiada, se ubica al norte de Colombia que la enfrenta al caribe con más de 403 kilómetros de frontera marítima. En la actualidad cuenta con dos puertos, el Puerto Bolívar con dos muelles de gran capacidad de cargue dedicado a exportar carbón del Cerrejón y Puerto Brisa multipropósito, mega puerto de servicio público de gran calado.

Estos dos puertos uno privado y uno público que en la actualidad no se utilizan para importación o exportación de amoniaco, se podría analizar la viabilidad de adecuarlos para fines de exportación de amoniaco, ya que tener un puerto de exportación cerca de las plantas de producción generaría mayor competitividad de Colombia como exportador de amoniaco. La Guajira se podría convertir en un HUB de producción y exportación de energía verde.

Adicional a los puertos de la Guajira, en la zona norte se cuenta con los puertos de Santa Marta, Barranquilla y Cartagena que se encuentran a lo largo de una distancia de aprox. 500 km. Entre Cartagena y punta Gallinas, se cuenta con 5 puertos en 4 departamentos, tomando como referencia Uribia municipio al norte de la Guajira las distancias a estos puertos están relacionados en la Tabla 11 y se pueden identificar en la figura 19.

Tabla 11. Distancia Puertos Marítimos Zona Norte Colombia.

Referencia a	Departamento	Puerto	Distancia km aprox
Uribe	Guajira	Bolívar	70
		Brisas	167
	Magdalena	Santa Marta	270
	Atlántico	Barranquilla	358
	Bolívar	Cartagena	490

Fuente: Elaboración propia



Figura 19. Puertos Zona Norte de Colombia.

Fuente: Google Earth

Puerto de Cartagena

En la actualidad el puerto de Cartagena cuenta con una infraestructura para la demanda actual de amoniaco y puede ser la base para el mercado naciente de importación y exportación de amoniaco verde. En la actualidad a nivel mundial 88 puertos tienen infraestructura para importar amoniaco, 38 para exportar amoniaco y 6 puertos que exportan e importan amoniaco entre ellos se encuentra el puerto de Cartagena, figura 20.

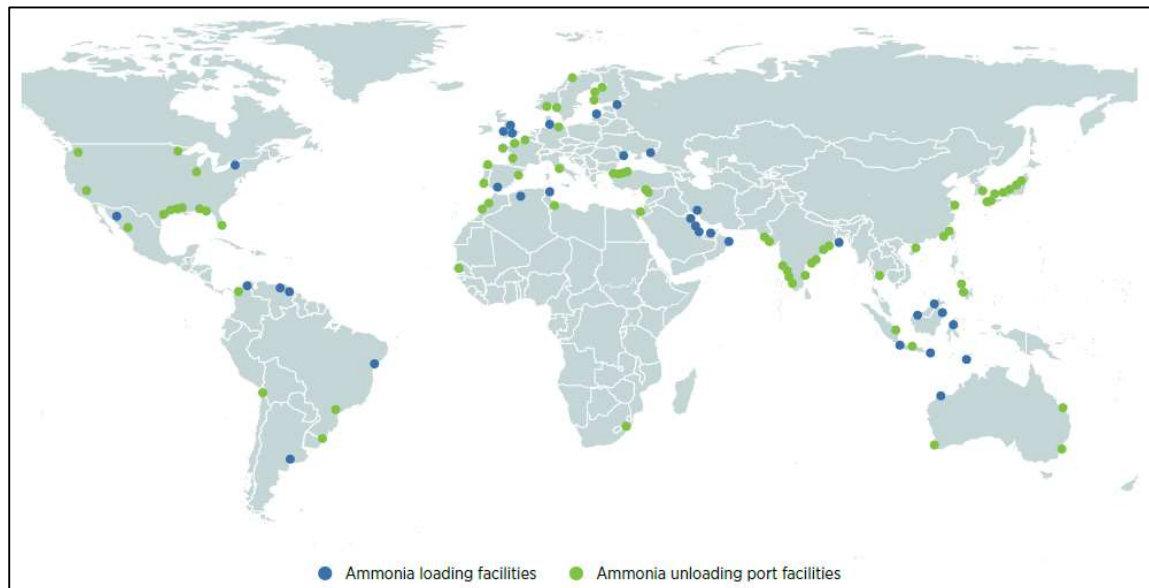


Figura 20. Puertos con infraestructura para importar y exportar amoniaco

Fuente: (IRENA & IRENA; , Global hydrogen trade to meet the 1.5°C, Global Hydrogen trade to meet the 1,5°C climate goal: Part II. Technology review of review of hydrogen carriers, 2022)

Colombia al año 2020 importó alrededor de \$13,2 MUSD y exportó \$382 kUSD de amoniaco, contamos con una infraestructura en el manejo del amoniaco, una ventaja competitiva muy importante, lo cual permitirá poder realizar negociaciones de exportación de amoniaco verde muy rápidamente, utilizando la infraestructura actual y en paralelo poder adecuar la infraestructura existente de los puertos cercanos especializado en la exportación de amoniaco verde.

Cercanía Canal de Panamá

Una ventaja competitiva adicional, está en la cercanía que tiene Colombia con el canal de Panamá el cual cuenta con un sistema de Bunkering (Servicio de suministro de combustible

a buques) que en la actualidad presta este servicio con combustibles fósiles. En la actualidad la industria naviera se está transformando y está en búsqueda de poder reducir sus emisiones de GEI, por ejemplo, la naviera Maersk está trabajando en alcanzar la carbono neutralidad a 2050 (Maersk, 2019) y empresas como MAN Engines prestan soluciones para alcanzar este objetivo, trabajando en el desarrollo de motores alimentados por amoníaco para 2022 y comercializarlos a 2024, lo que significa que tendríamos buques alimentados por amoníaco a 2025, es por esto que el servicio de Bunkering del canal de Panamá, no solamente debe ser exclusivo para el suministro de recursos fósiles, sino que debe incluir Bunkering de amoníaco, para poder atender esta nueva demanda de combustible verde para las navieras, donde Colombia se convierta en el productor y exportador, Panamá en el importador y comercializador de la nueva demanda de éste vector energético en el sector naviero. En la figura 21 se puede observar una distancia de aproximadamente 800 km entre Puerto Brisas-Colombia y Puerto Colón-Panamá.

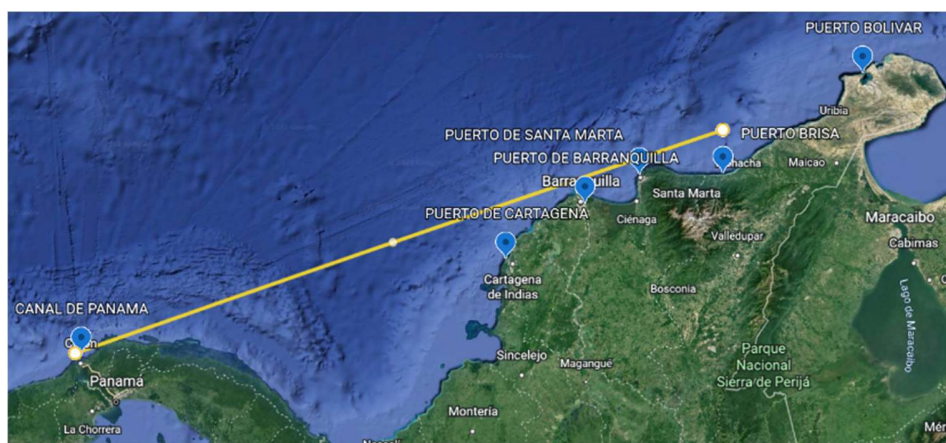


Figura 21. Distancia canal de Panamá – Puerto Brisas Colombia.

Fuente: Google Earth

6.4 Costos de Transporte

El costo del transporte es uno de los factores importantes a tener en consideración en la evaluación de competitividad global como productor y exportador de hidrógeno o su derivado amoniaco verde, el transporte del hidrógeno tiene un rango relativamente amplio en el costo que varía entre 0.7USD/kgH₂ a 2.1USD/kgH₂, si tenemos en consideración los resultados alcanzados del LCOH que se encuentran en el rango de 2.21USD/kgH₂ a 3.75USD/kgH₂, se observa que el transporte podría duplicar su costo final.

Teniendo en consideración lo antes mencionado, el amoniaco es el derivado más atractivo para la exportación de hidrogeno verde a grandes distancias y grandes volúmenes como se presenta en la figura 22, a distancias mayores de 10.000 km el amoniaco se proyecta a 2050 ser el vector energético con menor costo de transporte, aproximadamente 0,8 USD/kgNH₃.

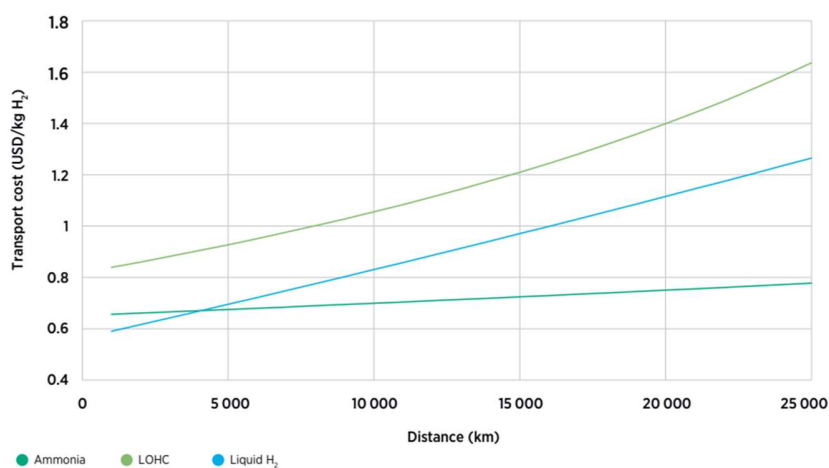


Figura 22. Costo de transporte del amoniaco a grandes distancias a 2050

Fuente: (IRENA & IRENA; , Global hydrogen trade to meet the 1.5°C, Global Hydrogen trade to meet the 1,5°C climate goal: Part II. Technology review of review of hydrogen carriers, 2022)

6.5 ¿Puede Colombia tener una matriz de energía eléctrica 100% Renovable o considerarse una nación Carbono Neutral?

Este trabajo analiza la competitividad de Colombia como exportador de amoniaco verde en el que se realizó el modelamiento de una planta tipo de 100 MW con fuentes de energía renovable solar y eólica para encontrar un LCOA de referencia para el país, sin tener en consideración la fuente de energía hidráulica, la cual representa en la actualidad más del 60% de la matriz de energía eléctrica en Colombia figura 24, y tiene costos de LCOE de referencia similares a la energía solar fotovoltaica, Tabla 12, dado que la zona seleccionada para la planta tipo fue la zona de la Guajira, la cual no tiene recurso ni potencial en energía hidraulica, pero es un recurso renovable con el que cuenta Colombia y se podría usar para la producción de hidrógeno verde.

Tabla 12. Costos promedio de instalación, factor de planta y LCOE de energías renovables.

	Total Installed costs			Capacity factor			Levelised cost of electricity		
	(2021 USD/kW)			(%)			(2021 USD/kWh)		
	2010	2021	Percent change	2010	2021	Percent change	2010	2021	Percent change
Bioenergy	2 714	2 353	-13%	72	68	-6%	0.078	0.067	-14%
Geothermal	2 714	3 991	47%	87	77	-11%	0.050	0.068	34%
Hydropower	1 315	2 135	62%	44	45	2%	0.039	0.048	24%
Solar PV	4 808	857	-82%	14	17	25%	0.417	0.048	-88%
CSP	9 422	9 091	-4%	30	80	167%	0.358	0.114	-68%
Onshore wind	2 042	1 325	-35%	27	39	44%	0.102	0.033	-68%
Offshore wind	4 876	2 858	-41%	38	39	3%	0.188	0.075	-60%

Fuente: (IRENA & Renewable Power Generation, Renewable Power Generation Costs in 2021, 2022, pág. 15)

Analizando la matriz de energía eléctrica actual y a futuro, con el ingreso de las energías renovables en los próximos 4 años, figura 23, a 2027 la matriz de generación de energía eléctrica será más del 80 % con fuentes de energía renovable, figura 24.

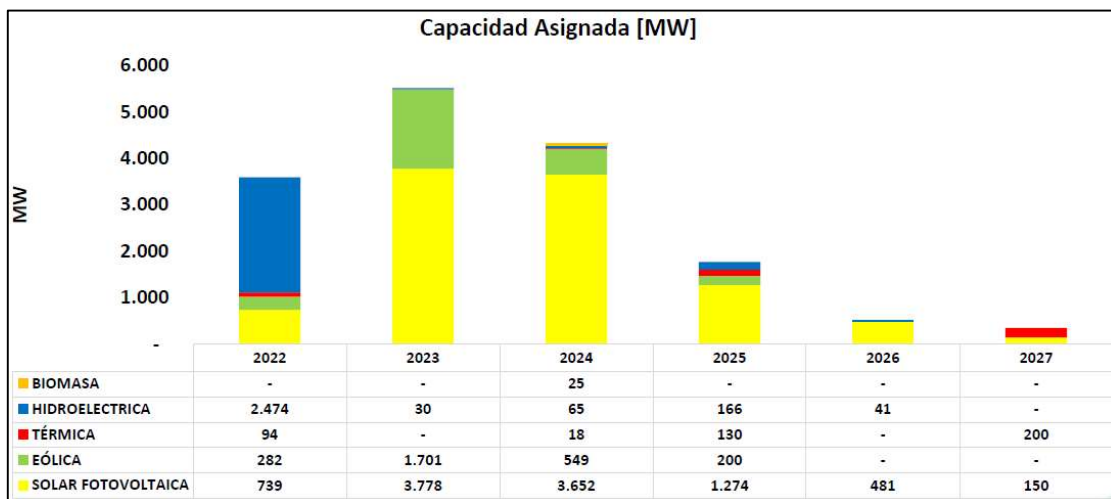


Figura 23. Proyectos de generación eléctrica con entrada en operación al 2027.

Fuente: (UPME, 2022)

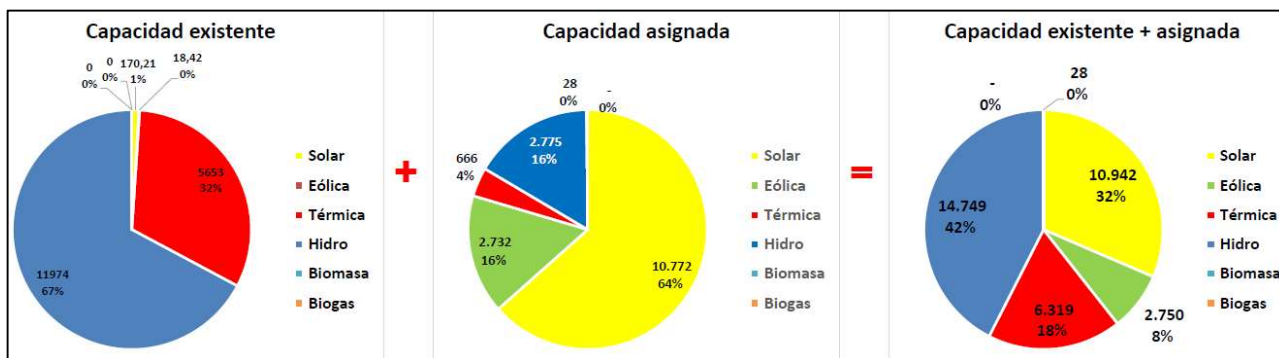


Figura 24. Matriz de energía eléctrica en Colombia 2022 – 2027.

Fuente: (UPME, 2022)

Al tener una matriz de energía eléctrica en la actualidad baja en carbono y a mediano plazo poder ser una matriz 100% renovable y/o carbono neutro, siempre garantizando la

seguridad y confiabilidad energética del país, se viabiliza una nueva oportunidad para poder utilizar todo el Sistema de Transmisión Nacional como fuente de energía para poder producir hidrógeno verde y sus derivados como el amoníaco verde, esto traería las siguientes oportunidades:

- Permite tener mayor confiabilidad y capacidad de energía 24/7 en las plantas de producción.
- No se tiene la restricción de tener la fuente de generación renovable cerca a las plantas de producción.
- Se puede planificar zonas de producción de amoníaco verde cerca a las zonas de puerto que tienen infraestructura o potencial de exportación y que no tienen potencial de energías renovables. Como por ejemplo la zona portuaria del Pacífico del país.
- Permite interconexión a la red que mejoran su capacidad de producción.
- Se amplía el potencial de explorar toda la cadena del hidrógeno verde, Power to X a nivel nacional.

6.5.1 Retos de la matriz de energía eléctrica para carbono neutral

- A corto plazo 2025 – 2030, Se debe tener una planificación estratégica y que sea una política de estado de tener una matriz de energía eléctrica 100% renovable y/o carbono neutral que garantice la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico colombiano.

- Uno de los retos y exigencias del nuevo mercado de energía verde, son los certificados que garanticen que la cadena de valor cumpla con los atributos requeridos por los mercados tales como: origen y huella de carbono entre otros.
- Colombia debe buscar certificar su matriz de energía eléctrica baja en carbono a futuro, 100% renovable y/o carbono neutral, lo cual permitiría tener una ventaja competitiva como país para poder acceder a diferentes mercados que lo exigen.

6.6 Competitividad regulatoria e incentivos

Colombia desde la ley 1715 de 2014, ha desarrollado todo un panorama regulatorio y de incentivos para la transición e inclusión de las fuentes no convencionales de energías renovables a la matriz de energía eléctrica del país, y como resultado vemos como la energía solar y eólica son una realidad, la matriz tendrá un 82% de fuentes renovables a 2027, de las cuales un 32 % será energía solar y un 8 % será energía eólica. Figura 23.

Complementariamente la ley 2099 del 2021, busca seguir incentivando la transición energética en el país e incluye el hidrógeno verde y azul, otorgando los mismos beneficios tributarios de la ley 1715, para nuevos proyectos de producción de hidrógeno verde y azul. Adicionalmente se publican la hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia, y la hoja de ruta de la energía eólica offshore. Lo que posiciona a Colombia en la región como un referente en regulación e incentivos para la realización de proyectos de energía renovable e hidrógeno Verde.

Capítulo 7

CONCLUSIONES

- Colombia se posiciona como un jugador importante en el mercado naciente del hidrogeno verde, se tiene el potencial de producción de energía a través de energías renovables, las cuales tienen potenciales y factores de planta de mayor capacidad que el promedio mundial, lo que permitirá lograr costos de generación electricidad cercanos a los 20 USD/MWh, lo que hace competitivo la producción de amoniaco verde.
- El hidrogeno verde está en una etapa de desarrollo e incertidumbre donde no se conoce con certeza hasta donde se podrá llegar y que tecnología será la de mejor desarrollo tecnológico y desarrollo de mercado, el amoniaco ya cuenta con infraestructura existente para toda su cadena de valor y una demanda mundial de producción, lo que potencializará al amoniaco verde como uno de los derivados de mayor crecimiento en el mundo.
- Colombia cuenta con las siguientes ventajas competitivas para la producción de amoniaco verde:
 - El puerto de Cartagena es uno de los 6 puertos que en la actualidad cuentan con infraestructura para importar y exportar amoniaco en el mundo.

- La zona de la Guajira es una zona estratégica por su ubicación geográfica, su potencial de producción de energía renovables, su cercanía a puertos, hacen que sea una zona excelente para la producción y exportación de energía verde.
- Cercanía al canal de Panamá, permite desarrollar el negocio de Bunkering en un negocio bilateral Colombia - Panamá
- El desarrollo de proyectos de energía verde es un mercado donde es necesario realizar negociaciones bilaterales donde se estructura su implementación y se valida producción y venta de la misma. Por tal motivo es necesario como política pública estructurar los lineamientos para potencializar a Colombia como productor de amoniaco verde y encontrar negocios a nivel global.
- El hidrógeno verde y su derivado amoniaco verde, se presenta como un nuevo motor de desarrollo en la economía colombiana, lo cual brinda oportunidades de crecimiento socio – económico a zonas como la Guajira, esta zona es una zona con grandes necesidades donde, el hidrogeno verde se presenta como una oportunidad para traer grandes beneficios y mejorar las condiciones de la comunidad, por lo cual es necesario crear mecanismos para construir comunidades basadas en el hidrógeno para mejorar las condiciones de calidad de vida.
- En la lucha contra el calentamiento global y la reducción de GEI, El hidrógeno verde juega un papel importante para combatir el cambio climático, dado a su versatilidad

como portador de energía, como el amoniaco verde el cual tiene el potencial de ser utilizado en procesos industriales, generación de energía y transporte, estableciendo un potencial para descarbonizar sectores que consumen mucha energía y a hoy no tienen un sustituto alternativo de los combustibles fósiles.

- Colombia tiene una matriz de generación de energía eléctrica con bajas emisiones de carbono, lo que a mediano y largo plazo puede ser una matriz carbono neutra, lo que ampliaría el potencial de Colombia como productor de amoniaco verde, ya que se podría utilizar toda la infraestructura del Sistema de Transmisión Nacional para su producción y se ampliaría el potencial de Power to X.

REFERENCIAS

- Climares. (2008). *Visor Puertos Marítimos de Colombia*. Obtenido de <https://storymaps.arcgis.com/stories/634053c1c6af42c5bc0ea95f6005742f>
- Columbia - Sipa. (2022). *Cartagena como centro industrial de hidrógeno bajo en carbono*. Bogotá: 2022. Obtenido de https://www.minenergia.gov.co/documents/8597/Cartagena_como_centro_industrial_de_hidrogeno_bajo_en_carbono.pdf
- Csereklyei, Z., Songze, Q., & Ancev, T. (s.f.). The effect of wind and solar power generation on wholesale electricity prices in Australia. *Energy Policy*, 131, págs. 358-369.
- Energética-UPME, U. d. (2015). *Integración de las Energías Renovables no Convencionales en Colombia*. Bogotá: 2015. Obtenido de http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- IRENA. (2019). *Hydrogen Cost Reduction*. Abu Dhabi: 2019. Obtenido de file:///C:/Users/rozocp/Downloads/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf
- IRENA. (2020). *Green Hydrogen: A guide to policy making*. Abu Dhabi: 2020. Obtenido de www.irena.org/publications
- IRENA. (2021). *Green hydrogen supply: A guide to policy making*. Abu Dhabi: 2021. Obtenido de www.irena.org/publications

- IRENA. (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*. Abu Dhabi: 2022. Obtenido de www.irena.org/publications
- IRENA. (2022). *Green Hydrogen for Industry: A guide to policy making*. Abu Dhabi: 2022.
- IRENA, & AEA. (2022). *Innovation Outlook: Renewable Ammonia*. Abu Dhabi, Brooklyn: 2022. Obtenido de www.irena.org/publications
- IRENA, & G. G. (2022). *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III*. Abu Dhabi: 2022. Obtenido de www.irena.org/publications
- IRENA, & IRENA; , Global hydrogen trade to meet the 1.5°C, P. (2022). *Global Hydrogen trade to meet the 1,5°C climate goal: Part II. Technology review of review of hydrogen carriers*. Abu Dhabi: 2022.
- IRENA, & Renewable Power Generation. (2022). *Renewable Power Generation Costs in 2021*. Abu Dhabi: 2022. Obtenido de www.irena.org/publications
- Ministerio de Energía, G. d. (2020). *Estrategia nacional hidrógeno verde*. Santiago de Chile: 2020. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Hoja de ruta del hidrógeno*. Bogotá: 2021. Obtenido de https://www.minenergia.gov.co/static/ruta-hidrogeno/src/document/Hoja%20Ruta%20Hidrogeno%20Colombia_2810.pdf
- REN 21. (2022). *Renewables 2022 Global Status Report*. Paris: 2022. Obtenido de https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Full_Report.pdf

SIEMENS ENERGY S.A, & Hydrogen Solutions. (2020). *Hydrogen Solutions*. Obtenido de siemens-energy.com: [https://www.siemens-](https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/renewable-energy/hydrogen-solutions.html)

[energy.com/global/en/offerings/renewable-energy/hydrogen-solutions.html](https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/renewable-energy/hydrogen-solutions.html)

Sociedad y Energía. (2022). *El cambio climático y los acuerdos internacionales*.

Obtenido de <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/3-1-el-cambio-climatico-y-los-acuerdos-internacionales/>

The Royal Society. (2020). *Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store*.

Londres: 2020. Obtenido de <https://royalsociety.org/topics-policy/projects/low-carbon-energy-programme/green-ammonia/>

UPME. (2022). *Unidad de Planeación Minero Energética*. Obtenido de

<https://www1.upme.gov.co>