Análisis tecnoeconómico de un sistema Power-to-X (PtX) para la producción de amoníaco verde a partir de energía eólica costa afuera en Colombia

UNIVERSIDAD DISTRITAL
FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

Autores:

Cristian Felipe Muñoz Estupiñan

Michael Adolfo Guerra Cárdenas

Docente director

Carlos Andrés Romero Ariza

Universidad Distrital Francisco José De Caldas

Ingeniería Mecánica

Bogotá, Colombia

Octubre de 2024

Tabla de contenido

Introducción 9
Planteamiento del problema 11
Justificación 13
Objetivos 30
Objetivo general 30
Objetivos específicos 30
Antecedentes 31
Estado del arte tecnológico 31
Marco teórico 47
Metodología 66
Definición del sistema PtX 66
Modelo tecnoeconómico 96
Resultados y discusión 106
Conclusiones y recomendaciones 124
Referencias bibliográficas 128

Lista de figuras

Figura 1. Aumento de la participación de la energía solar fotovoltaica y eólica en la generación total en todos los escenarios proyectada a reestructurar y aumenta significativamente la demanda de energía y la flexibilidad de la seguridad eléctrica.....14
Figura 2. *Emisiones de CO2 relacionadas con la energía y los procesos proyectados desde el 2010 al 2050 y aumento de temperatura en 2100 por escenario proyectado.* 15
Figura 3. Inversión en trillones USD año en proyectos de energías renovables vs fósiles de 2015 a 2023.....16
Figura 4. Aplicaciones agrícolas e industriales del amoniaco para satisfacer la demanda presente y futura.....17
Figura 5. Comparación del impacto ambiental generado por el amoniaco versus otros compuestos químicos.....18
Figura 6. *Flujos másicos en la cadena de suministro de amoníaco* 20
Figura 7. *Panorama de fertilizantes en Colombia.* 21
Figura 8. *Zonas de mayor potencial eólico energético en Colombia* 23
Figura 9. *Sistema PtX de producción de amoniaco por medio de energía eólica y usando electrolisis para la obtención de hidrogeno.* 25
Figura 10. *Curva de Potencia Aerogenerador VESTAS V164 de 9.5 MW.* 26
Figura 11. *Velocidades del viento y profundad del mal en la zona norte y caribe de Colombia.* ..26
Figura 12. *Demanda comercial energética promedio (GWh-año) 2019 a 2022* 27
Figura 13. *CAPEX total de los diferentes escenarios planteados.* 35
Figura 14. *LCOA de los diferentes escenarios* 36
Figura 15. *Flujo Estructura LCOA* 38
Figura 16. *Costos promedios de energías.* 42
Figura 17. *Esquema de electrolisis alcalina* 50
Figura 18. *Esquema de electrolisis PEM* 51
Figura 19. *Esquema de Electrolisis SOEC* 52
Figura 20. *Diagrama del proceso de obtención de hidrogeno mediante reformado de gas natural con captura de CO2* 53
Figura 21. *Esquema proceso Haber-Bosh para la síntesis de amoniaco a pequeña escala* 55
Figura 22. *Proceso de Osmosis Inversa* 57
Figura 23. *Proceso general desalación por osmosis inversa* 59
Figura 24. Descripción del proceso PRISM® de nitrógeno criogénico 61
Figura 25. Esquema del proceso de adsorción por cambio de presión 63
Figura 26. Proceso de permeación de nitrógeno 65
Figura 27. *Diagrama de proceso del sistema PtX para la producción de amoniaco.* 67
Figura 28. *Plataformas flotantes para turbinas eólicas.* 69
Figura 29. Dimensiones de diseño de la plataforma IEA 15 MW. 73
Figura 30. Dimensiones de diseño de la plataforma semi-sumergible, IEA 15 MW RWT Todas las dimensiones están en metros y grados. 74
Figura 31. Diseño de tipología del sistema de electrólisis terrestre utilizando plataforma semi-sumergible, cableado eléctrico dinámico y una subestación terrestre y marina. 75

Figura 32. Planta de Desalación por ósmosis inversa.....76
Figura 33. *Red de interconexión entre los aerogeneradores dentro de un parque eólico* 83
Figura 34. Delimitación zona occidental (lat, long): 11.220622°, -74.907532°.....87
Figura 35. Delimitación zona Central. (lat, long): 11.38°, -73.55°. 88
Figura 36. Delimitación zona oriental (lat, long): 11.5°, -72.70°.....88
Figura 37. Datos de las componentes del viento proporcionados por la base de datos Copernicus a una altura de 100 metros.....89
Figura 38. Velocidades del viento en la componente V en una hora específica dentro de una cuadrícula de latitud y longitud 7x7 obtenidas mediante Panoply 5.5.0. 90
Figura 39. Diagrama de distribución de probabilidad de Weibull.....93
Figura 40. Diagrama de distribución de probabilidad de Weibull según los parámetros del viento obtenidos, zona occidental, código elaborado en Python. 94
Figura 41. Diagrama de distribución de probabilidad de Weibull según los parámetros del viento obtenidos, zona central, código elaborado en Python.....94
Figura 42. Diagrama de distribución de probabilidad de Weibull según los parámetros del viento obtenidos, zona oriental, código elaborado en Python. 95
Figura 43. Potencia media de una turbina de referencia de 15 MW, con un electrolizador de 15 MW y límites de operación entre el 10% y 100%, Factor de carga del electrolizador: 0.43, zona occidental, código elaborado en Python. 106
Figura 44. Perfil del factor de planta, zona occidental, código elaborado en Python.....107
Figura 45. Potencia media de una turbina de referencia de 15 MW, con un electrolizador de 15 MW y límites de operación entre el 10% y 100%, Factor de carga del electrolizador: 0.41, zona central, código elaborado en Python.....107
Figura 46. Perfil del factor de planta, zona central, código elaborado en Python. 108
Figura 47. Potencia media de una turbina de referencia de 15 MW, con un electrolizador de 15 MW y límites de operación entre el 10% y 100%, Factor de carga del electrolizador: 0.75, zona oriental, código elaborado en Python.....108
Figura 48. Perfil del factor de planta, zona oriental, código elaborado en Python.....109
Figura 49. Esquema balance de masa y energía 111
Figura 50. Distribución del CapEx respecto a los componentes del sistema. 116
Figura 51. Distribución del OpEx total del sistema año a año. 117
Figura 52. Distribución del OpEx total del sistema en el décimo año de operación. 119
Figura 53. Flujo de caja en la Zona Oriental. 121

Lista de tablas

Tabla 1. Principales Fertilizantes nitrogenados y sus características.....18
Tabla 2. *Potencial eólico de despliegue en Colombia acorde a las zonas de mayor oportunidad*23
Tabla 3. *Escenarios para la producción de amoniaco verde* 31
Tabla 4. *Datos del electrolizador Silyzer 300*.....39
Tabla 5. *Costos electrolizadores; escenarios optimistas y pesimistas.*.....40
Tabla 6. *Parámetros técnico-económicos para el amoniaco verde LCOA.*.....41
Tabla 7. *Parámetros principales modelamiento planta producción de hidrógeno* 43
Tabla 8. *Resumen de las principales propiedades del aerogenerador de referencia de 15 MW de la IEA* 71
Tabla 9. *Características tecno-económicas de diferentes tecnologías de electrolizadores* 77
Tabla 10. *Resumen de las características principales de cada tecnología.* 79
Tabla 11. Desglose de costos de componentes CapEx del sistema eólico offshore de fondo fijo.83
Tabla 12. OpEx del sistema eólico offshore de fondo fijo.....84
Tabla 13. Energía transmitida a la subestación offshore y a la planta onshore. 85
Tabla 15. Variables de economía y parámetros operativos del electrolizador.....102
Tabla 16. Energía nominal y promedio real generada por el sistema eólico. 110
Tabla 17. Producción de amoniaco e hidrogeno del sistema PtX en las tres zonas de estudio. ..113
Tabla 18. CapEx y OpEx del Sistema de Generación de Amoniaco. 114
Tabla 19. Resultados de costos Nivelados de Energía y Amoníaco por Zona.....120

Lista de abreviaturas y siglas

CapEx: Gastos de capital.

OpEx: Gastos de operación.

LCOA: Costo nivelado del amoniaco.

LCOE: Costo nivelado de energía.

CO_2: Dioxido de Carbono

NH_3: Amoniaco

H_2: Hidrogeno

O_2: Oxigeno

HB: Haber Bosch

HB/ASU: Haber Bosch integrado con Unidad de Separación del Aire.

AEL: Electrolizador Alcalino

PEM: Electrolisis de membranas de intercambio de protones

SOEC: Célula de electrolisis de oxido solido

Resumen

Este estudio presenta un análisis tecno económico de un sistema Power-to-X (PtX) para la producción de amoníaco verde en Colombia, utilizando energía eólica costa afuera como fuente principal de energía. Esta investigación surge de la necesidad de avanzar hacia una transición energética obligatoria para cumplir con los compromisos del Acuerdo de París, en respuesta al continuo aumento de la temperatura global debido a las emisiones de CO_2. Además, busca brindar alternativas que eliminen la fuerte dependencia nacional de las importaciones de amoníaco para la producción de fertilizantes, una situación que se agravó con el inicio del conflicto entre Rusia y Ucrania, lo que disparó los precios de importación de este compuesto y afectó directamente la economía nacional al aumentar de manera significativa el costo de los fertilizantes.

El análisis se enfoca en tres zonas de la costa colombiana, oriental, central y occidental, donde el parque eólico y el sistema generador de amoníaco comparten las mismas características, pero difieren en la capacidad de generación y entrada de energía en cada zona. Para desarrollar el diseño del parque eólico y del sistema de generación de amoníaco, se llevó a cabo una investigación exhaustiva de las principales tecnologías involucradas, considerando factores como la madurez tecnológica, la disponibilidad en el mercado, el impacto económico, la eficiencia, entre otros. La selección de tecnologías se basó en un análisis amplio de investigaciones, proyectos, informes gubernamentales y catálogos operativos. Una vez establecidas las tecnologías que conforman el parque eólico y la planta de amoníaco, se realizó un estudio del potencial eólico de las tres zonas para determinar la cantidad promedio de energía anual que podría generarse en cada una. A partir de estos datos, se elaboraron balances de masa y energía para calcular la producción final de amoníaco en cada zona. Finalmente, con los costos de inversión y operación del sistema, la entrada de energía, la producción de amoníaco y el costo nivelado de energía, se estimó el costo nivelado de amoníaco para cada zona, con el fin de determinar cuál ofrece la mayor viabilidad económica y a su vez determinar cuáles son los aspectos de mayor impacto económico del sistema.

Palabras clave: Amoníaco verde, energía eólica, Power-to-X (PtX).

Abstract

This study presents a techno-economic analysis of a Power-to-X (PtX) system for the production of green ammonia in Colombia, using offshore wind energy as the main source. This research arises from the need to advance toward a mandatory energy transition to meet the commitments of the Paris Agreement, in response to the continuous increase in global temperatures due to CO_2 emissions. Additionally, it aims to provide alternatives that eliminate the country's strong dependence on ammonia imports for fertilizer production, a situation that worsened with the onset of the conflict between Russia and Ukraine, which led to a sharp increase in import prices of this compound and directly affected the national economy by significantly raising fertilizer costs.

The analysis focuses on three zones of the Colombian coast (eastern, central, and western), where the wind farm and the ammonia generation system share the same characteristics but differ in generation capacity and energy input for each zone. To develop the design of the wind farm and the ammonia generation system, an exhaustive investigation of the main technologies involved was conducted, considering factors such as technological maturity, market availability, economic impact, and efficiency, among others. The selection of technologies was based on a comprehensive analysis of research studies, projects, government reports, and operational catalogs.

Once the technologies that make up the wind farm and the ammonia plant were established, a study of the wind potential of the three zones was carried out to determine the average amount of annual energy that could be generated in each one. Based on this data, mass and energy balances were developed to calculate the final ammonia production in each zone. Finally, with the system's investment and operational costs, energy input, ammonia production, and levelized cost of energy, the levelized cost of ammonia (LCOA) was estimated for each zone to determine which one offers the greatest economic viability.

Keywords: green ammonia, wind energy, Power-to-X

Introducción

En el contexto de la transición hacia energías limpias y la búsqueda de soluciones sostenibles para la disminución de gases de efecto invernadero, la producción de amoníaco verde emerge como una opción estratégica para Colombia. Este compuesto es fundamental en la producción de fertilizantes nitrogenados, indispensables para el sector agroindustrial, y representa una oportunidad de reducir la dependencia del país en importaciones de fertilizantes que han sido significativamente afectadas por fluctuaciones en el mercado global, exacerbadas por conflictos internacionales como la guerra entre Rusia y Ucrania. Actualmente, la producción de amoníaco en Colombia es limitada y depende principalmente del reformado de gas natural, un proceso que no solo es insostenible debido a la disminución de reservas de gas, sino también altamente contaminante, ya que emite grandes cantidades de CO_2. Esta situación plantea la necesidad urgente de explorar alternativas que no solo reduzcan la dependencia de combustibles fósiles, sino que también contribuyan a la mitigación del cambio climático.

Este estudio se centra en el análisis tecnoeconómico de un sistema Power-to-X (PtX) para la producción de amoníaco verde utilizando energía eólica costa afuera como fuente principal en tres zonas de la costa colombiana (oriental, central y occidental). El sistema propuesto tiene como objetivo aprovechar el potencial eólico del país, especialmente en la región de La Guajira, que presenta condiciones óptimas para la generación de energía eólica, y transformar esta energía renovable en amoníaco mediante la electrólisis del agua y el proceso de síntesis de Haber-Bosch.
La implementación de un sistema PtX no solo reduciría las emisiones de CO_2 asociadas con la producción de amoníaco, sino que también ofrecería una solución sostenible a largo plazo frente al desafío referente a los fertilizantes en Colombia. Además, contribuiría a diversificar la matriz energética del país, a fortalecer su seguridad energética y a promover el desarrollo de nuevas industrias basadas en energías renovables, consolidando a Colombia como un actor relevante en la transición energética global.

La investigación abarca desde el estudio del potencial eólico de las tres zonas de la costa colombiana hasta la selección y evaluación de las tecnologías más adecuadas para el sistema de producción de amoníaco, considerando factores como la madurez tecnológica, la eficiencia, el impacto económico y la disponibilidad en el mercado. A partir de los resultados obtenidos, se busca determinar cuál de las zonas presenta la mayor viabilidad económica para la producción de amoníaco verde, estableciendo un marco de referencia para futuras inversiones en proyectos de energía renovable en el país. Con esta investigación, se pretende ofrecer una solución innovadora que permita a Colombia reducir su dependencia de las importaciones de fertilizantes, contribuir a la descarbonización de su economía y promover un desarrollo sostenible en armonía con los objetivos del Acuerdo de París.

La metodología de este estudio sigue un enfoque estructurado en tres fases. La primera fase incluye una revisión exhaustiva de la literatura y la selección de las tecnologías más adecuadas para el proyecto. Esto implica analizar estudios previos y experiencias internacionales, como los trabajos de Maia (2021), que evalúa los costos de diferentes tecnologías para la producción de amoníaco verde, y el análisis de Larghi y Hernández (2023), que modela una planta de hidrógeno verde para estimar el costo nivelado de producción de hidrogeno (LCOH).

La segunda fase se centra en el desarrollo de balances de masa y energía, esencial para la planificación y diseño del sistema. Esta etapa es crucial para comprender cómo se integrarán los componentes del sistema, incluyendo la generación de energía eólica, la electrólisis para la producción de hidrógeno, y la síntesis de Haber-Bosch para la producción de amoníaco. En la tercera fase, se lleva a cabo un análisis de la rentabilidad del proyecto. Este análisis incluye la estimación del costo nivelado de energía (LCOE) y el costo nivelado de producción de una tonelada de amoníaco (LCOA). Estos indicadores permitirán evaluar la viabilidad económica del proyecto y compararlo con otras alternativas disponibles en el mercado.

El objetivo del proyecto "Sistema PtX para la producción de amoníaco verde a partir de energía eólica costa afuera en Colombia" es ofrecer una solución innovadora y práctica para la crisis del sector agroindustrial, al tiempo que contribuye a la descarbonización y al desarrollo sostenible. La combinación de energía eólica y tecnología de producción de amoníaco verde no solo tiene el

potencial de transformar el panorama agrícola en Colombia, sino que también puede servir como modelo para otras regiones en transición hacia una economía baja en carbono.

Planteamiento del problema

El planteamiento del problema de este estudio se centra en la necesidad de producir amoniaco verde en Colombia de manera sostenible y eficiente, en respuesta a los desafíos actuales que enfrenta el sector agroindustrial del país. La principal materia prima para la producción de fertilizantes nitrogenados en Colombia es la urea, la cual se obtiene del amoniaco. Sin embargo, después del inicio de la guerra entre Rusia y Ucrania, los precios de la urea se han disparado, pasando de $245 USD/t en noviembre de 2020 a $901 USD/t doce meses después (SAC, 2022). Esta situación ha generado una crisis en el sector agroindustrial colombiano, que depende en gran medida de estos fertilizantes para mantener la productividad de los cultivos.

Actualmente, la limitada cantidad de amoniaco producida en Colombia proviene principalmente de la empresa Monómeros, que utiliza un proceso de síntesis de amoniaco Haber-Bosch basado en el reformado de gas natural. Este método no es sostenible a largo plazo, especialmente considerando la disminución de las reservas de gas natural en el país, según lo reportado por la Asociación Colombiana de Petróleo y Gas. Además, la producción de amoniaco por métodos tradicionales genera altas emisiones de CO_2, lo cual entra en conflicto con los objetivos de reducción de emisiones y la transición energética que enfrenta Colombia.

Ante esta situación, es imperativo explorar alternativas para la producción de amoníaco en Colombia que sean sostenibles desde el punto de vista energético y que no dependan del fluctuante mercado energético nacional. En este contexto, el proyecto propone el desarrollo de un sistema Power-to-X (PtX) que utilice la energía eólica costa afuera de Colombia para la producción de amoníaco verde. Este sistema PtX busca generar amoniaco dentro del país, evitando la dependencia de las importaciones y las variaciones de los precios internacionales. Además, al aprovechar el alto potencial eólico de Colombia, el sistema sería energéticamente sostenible y no dependería de los

combustibles fósiles, lo que contribuiría a la reducción de las emisiones de CO_2 asociadas a la producción de amoniaco.

Las limitaciones del proyecto están relacionadas con la disponibilidad de información y datos precisos sobre la viabilidad de un sistema de producción de amoníaco costa afuera, así como con los costos y eficiencias de las tecnologías involucradas en el sistema PtX. Además, es necesario considerar los desafíos asociados con la inversión en infraestructura, la producción de salmuera, el impacto socio-ambiental y la regulación y capacitación de capital humano indispensables para el desarrollo de esta alternativa de producción de amoníaco en el país.

El planteamiento del problema destaca la necesidad urgente de encontrar una solución sostenible y eficiente para la producción de amoníaco en Colombia. Esta solución debe permitir reducir la dependencia de importaciones, disminuir las emisiones de CO_2 y aprovechar el alto potencial eólico del país. El proyecto propuesto busca contribuir a la comprensión y solución de este problema, ofreciendo un análisis tecno económico del sistema PtX para la producción de amoníaco verde.

Justificación

La propuesta de un sistema para producir amoniaco haciendo uso de energía eólica en Colombia surge en un momento crucial para nuestro país y el mundo entero. La realidad del cambio climático es palpable, y a través del compromiso global manifestado en el Acuerdo de París, la comunidad internacional se ha comprometido a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para mitigar el calentamiento global. A su vez, el conflicto político proporciona un telón de fondo poco propicio, tras la invasión rusa a Ucrania se provocaron nuevas perturbaciones en los mercados y los precios de la energía (IEA World Energy Outlook, 2022)

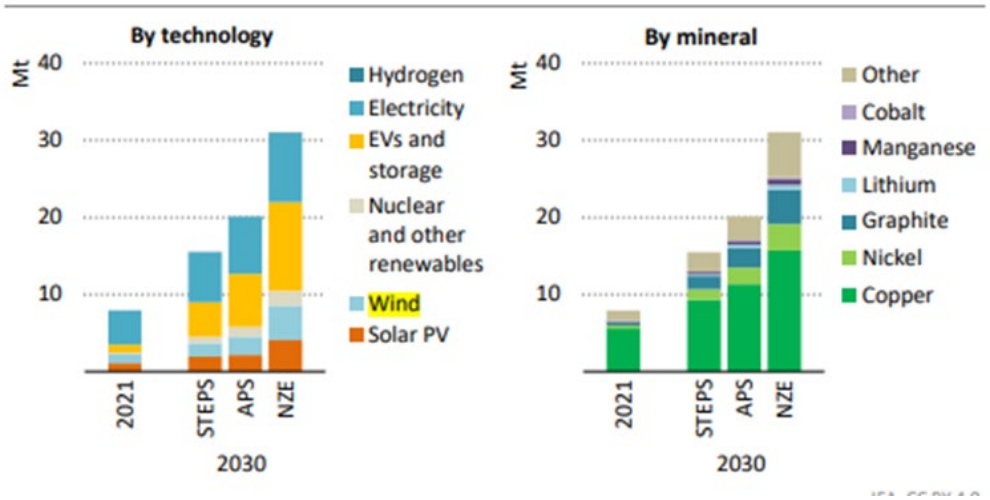
Dado que los mercados energéticos siguen siendo extremadamente vulnerables, la crisis energética de hoy es un recordatorio de la fragilidad e insostenibilidad del sistema energético actual. La crisis energética podrá suponer un revés para las transiciones a la energía limpia así como también catalizar medidas a corto plazo como las establecidas por la comunidad internacional, específicamente dentro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas para garantizar el acceso universal a la energía moderna para 2030, muchos gobiernos están tratando de aumentar o diversificar el suministro de petróleo y gas mientras que otros buscan acelerar el cambio estructural planteado desde el acuerdo de parís en 2015 principalmente basándose en los tres escenarios explorados el Word Energy Outlook (WEO):

El Escenario de Políticas Declaradas (STEPS, por sus siglas en inglés) muestra la trayectoria implícita en la configuración de políticas actual. Pero no analiza lo que los gobiernos dicen que lograrán, sino lo que realmente están haciendo para alcanzar las metas y objetivos que se han fijado, y evalúa a dónde conduce esto al sector energético. (IEA World Energy Outlook, 2022)

El Escenario de Compromisos Anunciados (APS, por sus siglas en inglés) examina hacia dónde llevarían al sector energético y a tiempo todos los compromisos energéticos y climáticos anunciados actualmente por los gobiernos, incluidos los compromisos de cero emisiones netas, así como los compromisos en áreas como el acceso a la energía a largo plazo, y así verificar si se implementaran en su totalidad y a tiempo (IEA World Energy Outlook, 2022)

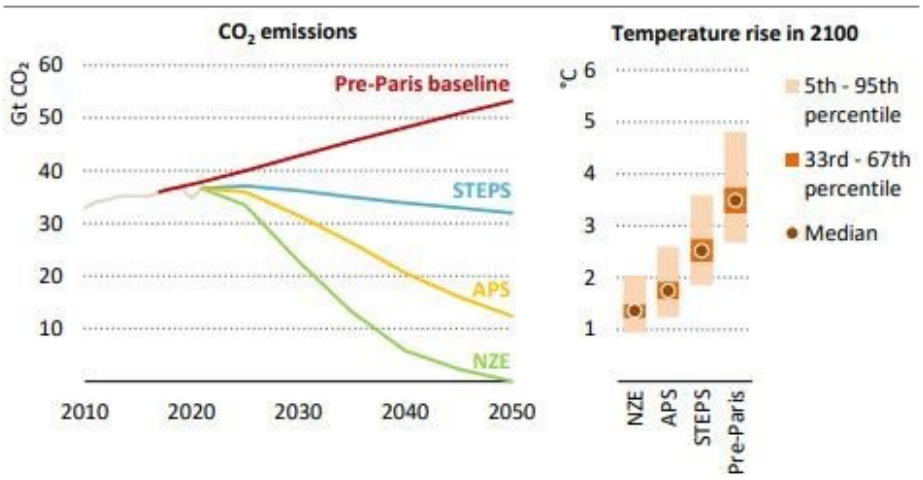
El escenario de cero emisiones netas para 2050 (NZE, por sus siglas en inglés) traza una forma de lograr una estabilización de 1,5 °C en el aumento de las temperaturas medias mundiales, junto con el acceso universal a la energía moderna para 2030. (IEA World Energy Outlook, 2022)

Figura 1. *Aumento de la participación de la energía solar fotovoltaica y eólica en la generación total en todos los escenarios proyectada a reestructurar y aumenta significativamente la demanda de energía y la flexibilidad de la seguridad eléctrica*.



Nota: Tomada de IEA, World Energy Outlook, 2022.

Figura 2. *Emisiones de CO2 relacionadas con la energía y los procesos proyectados desde el 2010 al 2050 y aumento de temperatura en 2100 por escenario proyectado.*



Nota: Tomada de IEA, World Energy Outlook, 2022.

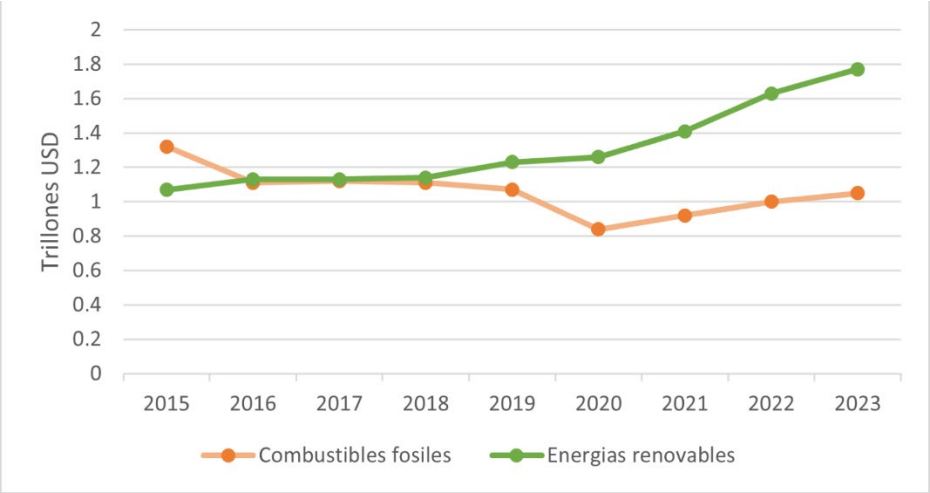
Las emisiones de CO_2 relacionadas con la energía y los procesos industriales se recuperaron a 1.9 Gt en 2020 tras la pandemia, pero repuntaron hasta las 36.6 Gt en 2021 siendo el mayor aumento anual de emisiones de la historia. En los STEPS, a mediados de la década de 2020 alcanzan una meseta de alrededor de 37 Gt antes de caer lentamente a 32 Gt en 2050 (Figura 2.) una trayectoria que conduciría a un aumento de 2.5 °C en las temperaturas medias mundiales proyectados para 2100. Esto es alrededor de 1 °C más bajo de lo que implica la trayectoria de referencia antes del Acuerdo de París, lo que indica el progreso que se ha logrado desde entonces y destaca los avances realizados desde el Acuerdo de París en 2015. Antes de eso, la trayectoria basada en las políticas actuales era que las emisiones de CO_2 aumenten a más de 50 Gt para 2050. Esto habría llevado a un aumento global promedio de la temperatura superficial de alrededor de 3.5 °C para 2100.

Sin embargo, la trayectoria STEPS no es una respuesta al desafío del cambio climático y no sería suficiente para evitar impactos severos de un planeta en calentamiento. En la APS, las emisiones alcanzan su punto máximo a mediados de la década de 2020 y caen a 12 Gt en 2050, lo que da lugar a un aumento de la temperatura media mundial previsto para 2100 de 1.7 °C. Esto se acerca a lograr el objetivo del Acuerdo de París de limitar el aumento de temperatura por debajo de 2 °C, sin

embargo, como indica el Informe especial del IPCC sobre los impactos del calentamiento global, un calentamiento por encima del 1.5°C seguiría implicando fuertes impactos negativos para las sociedades de todo el mundo.

Para disminuir las emisiones de CO_2 los gobiernos han optado por aumentar la inversión en proyectos e investigaciones de energías renovables en comparación con la que se venía llevando a cabo en años anteriores.

Figura 3. *Inversión en trillones USD año en proyectos de energías renovables vs fósiles de 2015 a 2023*



Nota: Tomada de IEA, World Energy Outlook, 2022.

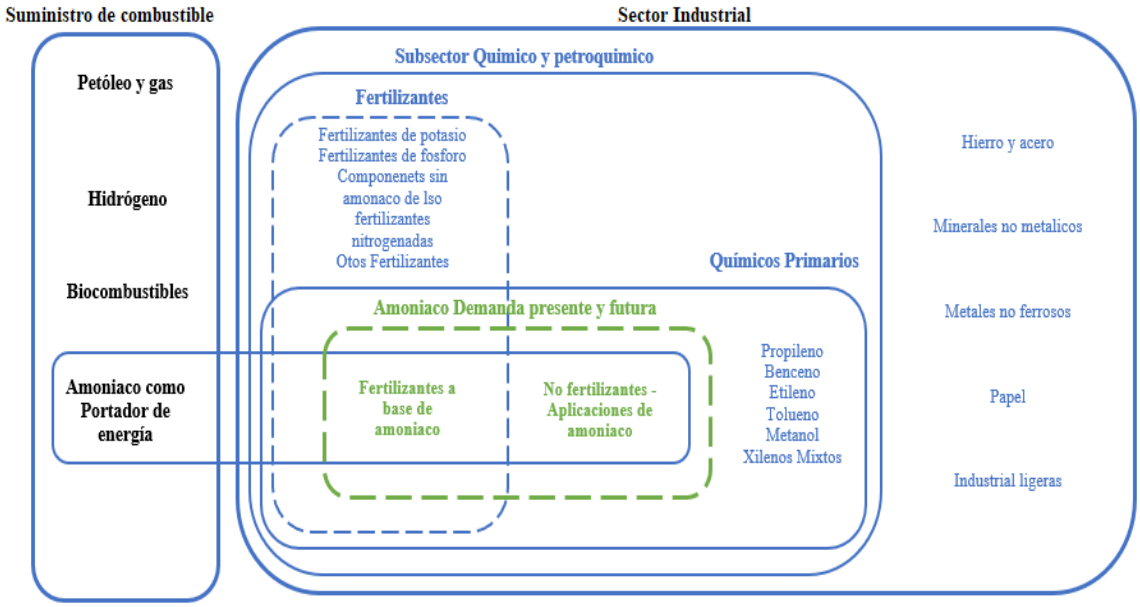
Según datos de la IEA (2022), la inversión anual en energías renovables ha aumentado considerablemente, como se muestra en la gráfica 3. La inversión proyectada para 2023 casi duplica la realizada en ese mismo año en combustibles fósiles, demostrando el compromiso de diversificar la matriz energética global para reducir la dependencia a combustibles fósiles, lo que a su vez conlleva una disminución en las emisiones de CO2.

En la actual búsqueda de diversificar la matriz energética global y reducir las emisiones de CO2 esta investigación propone un sistema que genere amoniaco verde en Colombia haciendo uso de

energía eólica. El amoníaco contribuye a los sistemas agrícolas globales mediante su uso, alrededor del 70 % se utiliza para producir fertilizantes nitrogenados. La producción de amoníaco se ha convertido en una de las industrias más importantes del mundo, sin el rendimiento del cultivo que es posible gracias a los fertilizantes y productos químicos a base de amoníaco, la población mundial sería alrededor de dos a tres billones menor de lo que es hoy (Pattabathula y Richardson, 2016).

El 30% restante de la demanda mundial corresponde a una variedad de aplicaciones industriales, como plásticos, explosivos y fibras sintéticas. El amoníaco es el principal insumo para la producción de ácido nítrico, que a su vez se utiliza para fabricar diferentes grados de nitrato de amonio. (Agencia Internacional de Energía, 2021)

Figura 4. *Aplicaciones agrícolas e industriales del amoniaco para satisfacer la demanda presente y futura.*



Nota: Tomada de Agencia Internacional de Energía, 2021.

Profundizando en la principal aplicación del amoniaco, la producción de fertilizantes se debe hablar de los fertilizantes nitrogenados minerales. Estos fertilizantes son una variedad de productos diseñados para suministrar nitrógeno al suelo y, por ende, a la agricultura en una forma que las plantas puedan utilizar (Tabla 1). Como la composición química difiere entre estos fertilizantes, se

evalúan según su contenido de nutrientes. Al comparar productos fertilizantes nitrogenados o al hacer referencia a sus especificaciones, la discusión suele centrarse en el contenido de nitrógeno o en las "toneladas de nitrógeno" asociadas con su uso en la agricultura. Cuando se trata de la producción de una sustancia específica, como el amoníaco (que contiene un 82% de nitrógeno), se menciona típicamente la tasa de producción de nitrógeno por toneladas de producto.

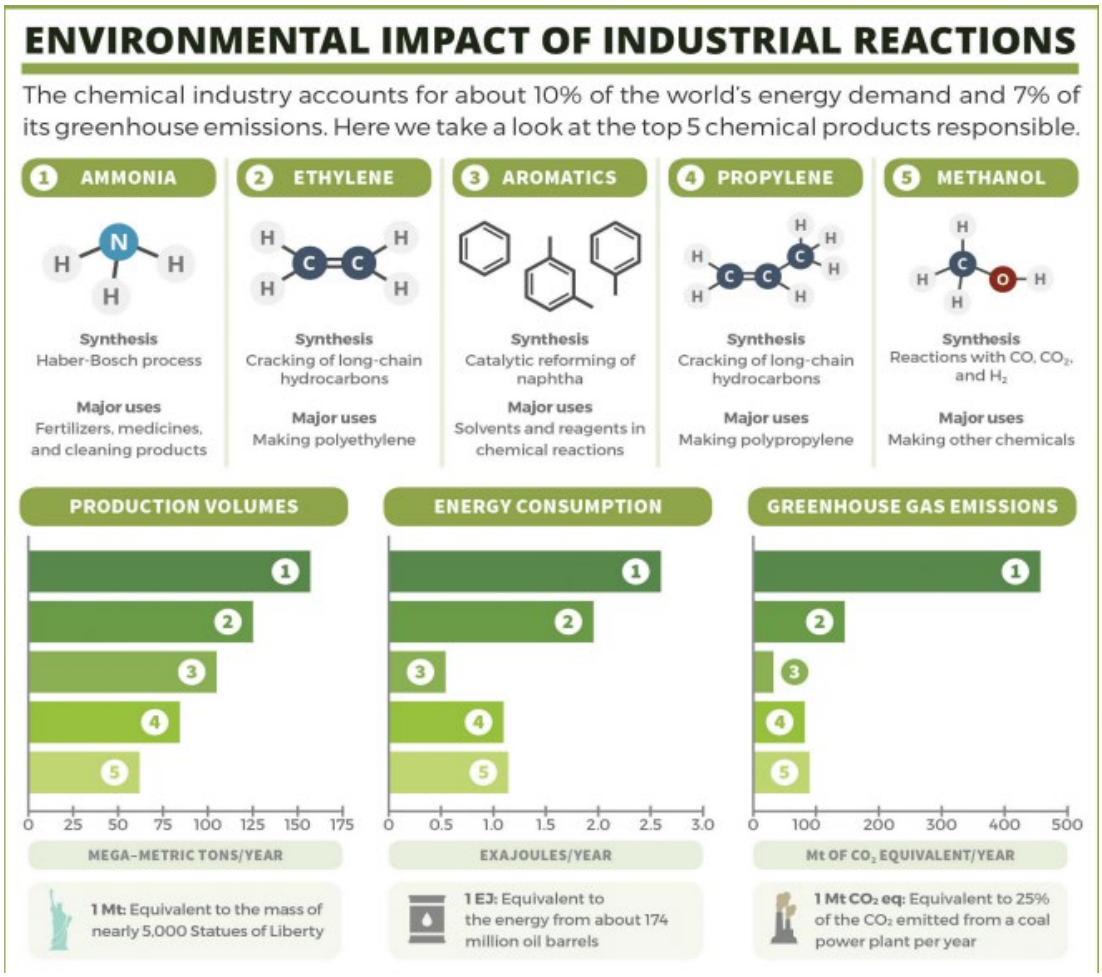
Tabla 1. *Principales Fertilizantes nitrogenados y sus características*

Producto fertilizante nitrogenado	**N % por peso**	**Precursores**	**Producción Anual Mundial**	
			Producto (Mt)	**Nutriente (Mt)**
Urea	46%	Amoníaco, CO2	177	81
Nitrato de calcio y amonio	27%	Carbonato de calcio, nitrato de amonio, agua	14	4
Fosfato de diamonio	18%	Amoníaco, ácido fosfórico	9	2
Sulfato de amonio	21%	Amoníaco, ácido sulfúrico	12	2

Nota: Tomada de Boerner, 2019.

Pese a las ventajas del amoniaco y su uso en diversos procesos industriales, su fabricación tiene el mayor impacto ambiental a nivel global en comparación a la producción de otros químicos. En 2010, este proceso generó hasta 450 Mt de CO_2 y consumió alrededor de 2.7 EJ de energía. Estas cifras han aumentado debido a la creciente demanda de amoniaco con el crecimiento de la población mundial. (Boerner, 2019)

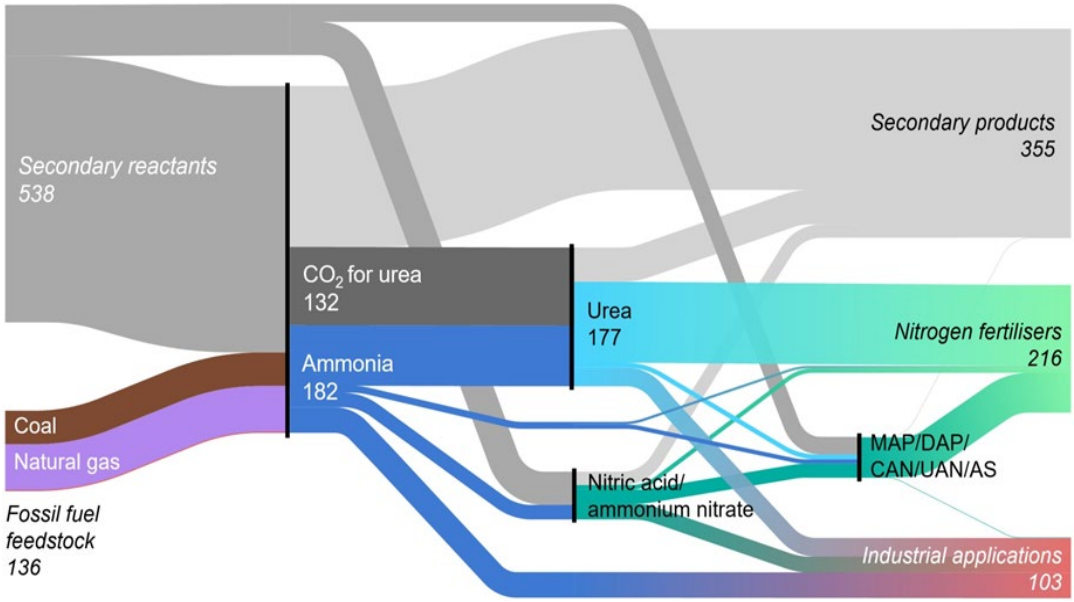
Figura 5. *Comparación del impacto ambiental generado por el amoniaco versus otros compuestos químicos.*



Nota: Tomada de Boerner, 2019.

En la cadena de suministro del amoníaco, se emplean aproximadamente 538 millones de toneladas de reactivos secundarios, como vapor, oxígeno, ácidos fosfórico y sulfúrico, y carbonato de calcio. Esta cantidad es considerablemente mayor que los 136 millones de toneladas estimadas de combustibles fósiles utilizados como materias primas clave para la producción de amoníaco. Además, se generan alrededor de 355 Mt de productos secundarios, principalmente vapor y emisiones de CO_2 excluyendo el CO_2 derivado de la combustión de combustibles fósiles para energía. Se aprovechan aproximadamente 132 Mt de CO_2 para la síntesis de urea, pero este queda temporalmente atrapado en los productos químicos y se libera nuevamente durante su aplicación agrícola.

Figura 6. *Flujos másicos en la cadena de suministro de amoníaco*

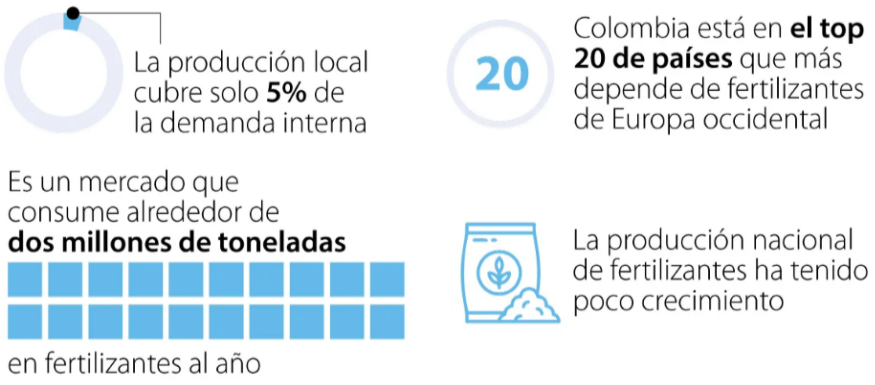


Nota: Flujos másicos en la cadena de suministro de amoníaco: desde las materias primas de combustibles fósiles hasta los fertilizantes nitrogenados y los productos industriales valores numéricos est están en millones de toneladas por año de producción. Solo se muestran las cantidades de combustibles fósiles consumidas como materia prima; El diagrama no representa las entradas de energía del proceso. MAP = fosfato monoamónico; DAP = fosfato diamónico; CAN = nitrato de calcio y amonio; UAN nitrato de amonio urea; AS = sulfato de amonio. (Agencia Internacional de Energía, 2021).

Actualmente, la mayor parte de la producción de amoníaco depende del hidrógeno obtenido a partir de combustibles fósiles como materia prima. Además de estos insumos básicos, se requiere energía adicional para el proceso, que incluye tanto combustibles fósiles como electricidad. Esta energía es esencial para generar el calor y la presión necesarios durante la producción y para llevar a cabo la separación del nitrógeno del aire. En el año 2020, la producción de amoníaco implicó un consumo energético de 8.6 exajulios (EJ), lo que representa aproximadamente el 2% del consumo total de energía a nivel mundial (Agencia Internacional de Energía, 2021). El gas natural constituyó cerca del 70 % del consumo total de energía de la industria amoníaco, seguido del carbón con el 26 %, el petróleo con el 1 %, y el restante 3 % correspondió a la electricidad. En 2020, de los 185 millones

de toneladas (Mt) de amoníaco producidas, el 72% provino del reformado con vapor a base de gas natural, el 26% de la gasificación del carbón, alrededor del 1% de los productos derivados del petróleo, y una pequeña fracción del 1% de la electrólisis. (Agencia Internacional de Energía, 2021) La producción de este compuesto a nivel nacional mantiene la tendencia del amoniaco como principal fuente para producir fertilizantes nitrogenados. En Colombia, su importancia en la agricultura es imprescindible, aunque su utilización a menudo pasa desapercibida o es poco reconocida por el público en general. En primer lugar, es fundamental comprender que el amoniaco desempeña un papel esencial en la producción de fertilizantes nitrogenados, en promedio el país importa anualmente 2,1 millones de toneladas de este producto representando alrededor del 98% del consumo nacional (Cheema y Krewer, 2018) Por otro lado, el amoniaco también se emplea en la síntesis de otros productos químicos agrícolas, como herbicidas y pesticidas, que ayudan a proteger los cultivos de las plagas y las malas hierbas, contribuyendo así a una producción agrícola más eficiente y sostenible.

Figura 7. *Panorama de fertilizantes en Colombia.*



Nota: Tomada de Niebles, 2023.

La limitada cantidad de amoníaco actualmente producida en Colombia proviene principalmente de la empresa Monómeros, una compañía colombo-venezolana con sede en Barranquilla, Atlántico. Su proceso de producción se basa en la síntesis de amoníaco Haber-Bosch y la obtención de hidrógeno mediante reformado de gas natural. Este método no es sostenible a largo plazo, especialmente después de revisar el último informe económico de la ACP (Asociación Colombiana de Petróleo y

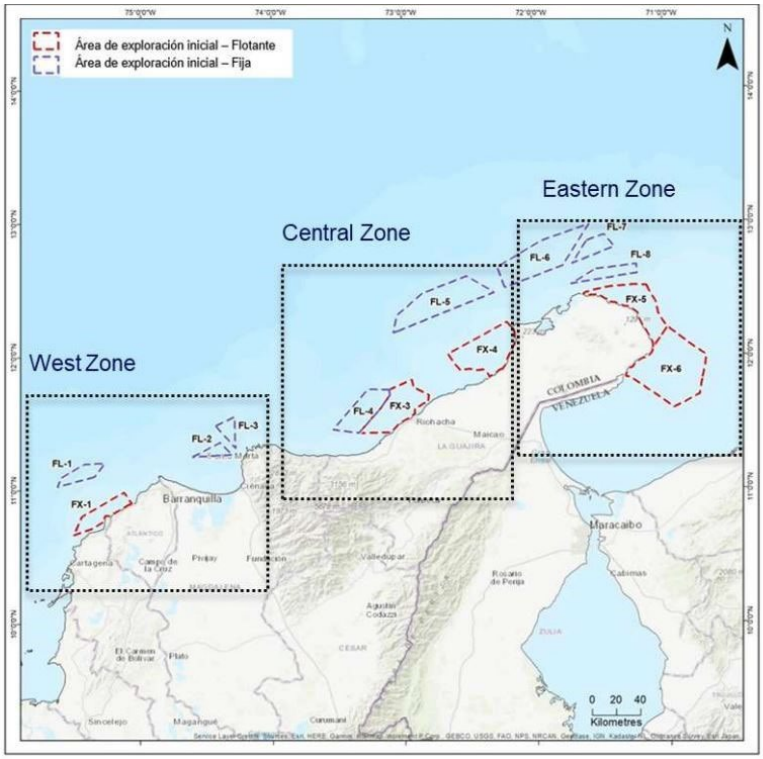
Gas), que señala una disminución en las reservas de gas del país y la necesidad de tomar medidas para prevenir una crisis por la escasez de gas.

Según la ACP el índice de reposición de reservas promedio de los últimos diez años ha sido apenas del 36%, es decir que, de cada 10 pies cúbicos que se produjeron, se descubrieron o hicieron viables 3,6 nuevos pies cúbicos. No se está agregando ni la mitad de lo que se produce (Guzmán, 2024). Este mismo método de producción es utilizado por Trinidad y Tobago, país que exporta la mayor cantidad de amoníaco a Colombia anualmente, alcanzando $39.6 millones USD en exportaciones en 2022 (Amoníaco en Colombia, Observatorio de Complejidad Económica., 2022)

Considerando el contexto global y nacional respecto al calentamiento global, la urgencia de reducir las emisiones de CO_2, así como la importancia de incrementar la producción de amoniaco en Colombia para satisfacer la demanda interna de fertilizantes nitrogenados y reducir la dependencia de importaciones, resulta crucial explorar alternativas para su producción a nivel nacional. La propuesta que se presenta en esta investigación es la implementación de un proyecto PtX (Power to X), lo que implica la transformación de energía eléctrica renovable en productos químicos o combustibles a través de diversos procesos tecnológicos, como, por ejemplo, convertir energía solar o eólica en hidrógeno verde, amoníaco, metanol o inclusive combustibles sintéticos para el transporte (Diaz et al, 2022). En el caso de esta propuesta, un sistema PtX en el que se transforme la energía eólica en amoniaco.

Colombia goza de un potencial eólico excepcional, con zonas costeras y regiones montañosas que presentan condiciones favorables para la instalación de parques eólicos. Según el Atlas Eólico de Colombia, el país tiene un potencial técnico de 25 GW (Diaz et al, 2022). Para la generación de energía eólica con un mayor potencial en zonas como la Guajira y la costa caribe.

Figura 8. *Zonas de mayor potencial eólico energético en Colombia*



Nota: Tomada de Hoja de ruta energía eólica costa afuera en Colombia

Tabla 2. *Potencial eólico de despliegue en Colombia acorde a las zonas de mayor oportunidad*

Identificación del sitio	**Área (km²)**	**Capacidad nominal de referencia (MW)**
FX-1	550	2,200
FX-3	1,150	4,600
FX-4	1,400	5,600
FX-5	1,200	4,800
FX-6	2,500	10,000

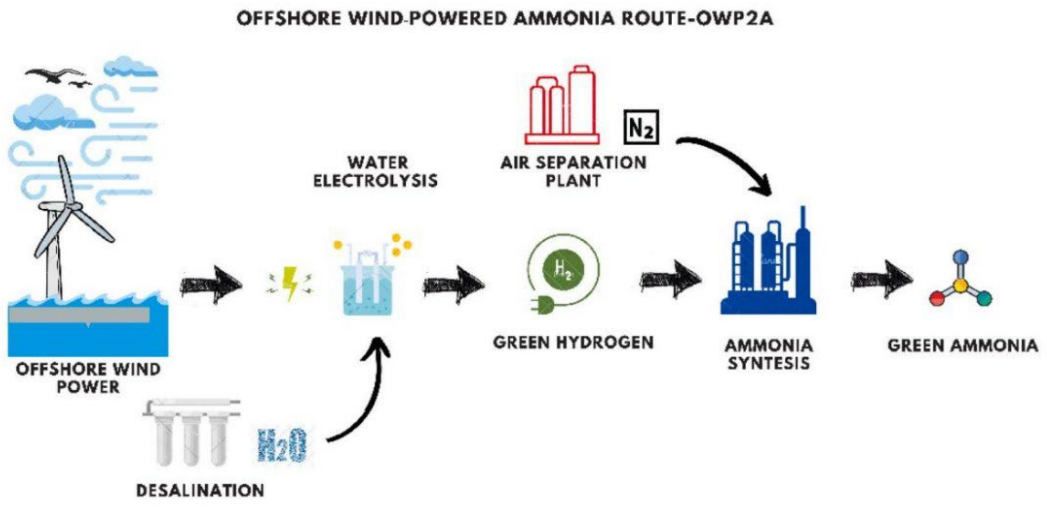
Potencial de fondo fijo	**6,800**	**27,200**
FL-1	350	1,400
FL-2	200	800
FL-3	200	800
FL-4	800	3,200
FL-5	1,550	6,200
FL-6	1,550	6,200
FL-7	350	1,400
FL-8	400	1,600
Potencial De Viento Flotante	5,400	21,600
Potencial de capacidad de referencia (MW)	~50,000	

Nota: Tomada de Hoja de ruta energía eólica costa afuera en Colombia

Al analizar la tabla 2 y la figura 8 donde se presenta la capacidad nominal de energía en MW en diferentes zonas del país, se evidencia la viabilidad de implementar un sistema PtX en alguna de estas áreas dado el potencial eólico energético, y convertir parte de este potencial eólico en un amoniaco. El amoníaco verde, a diferencia del convencional producido con combustibles fósiles, no emite CO_2, lo que ayuda a mitigar el cambio climático y promover una economía baja en carbono.

Este enfoque combina la generación de energía renovable a partir de parques eólicos con la producción de amoníaco a través del proceso de síntesis de Haber-Bosch, y el suministro de hidrogeno mediante el proceso de electrolisis.

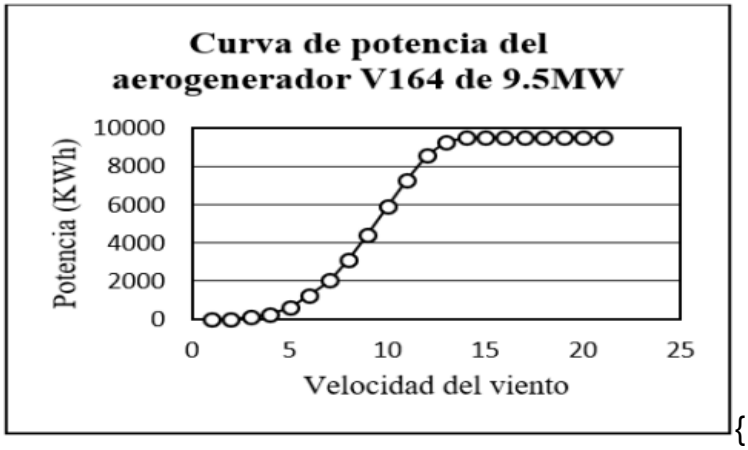
Figura 9. *Sistema PtX de producción de amoniaco por medio de energía eólica y usando electrolisis para la obtención de hidrogeno.*



Nota: Tomada de Diaz et al, 2023.

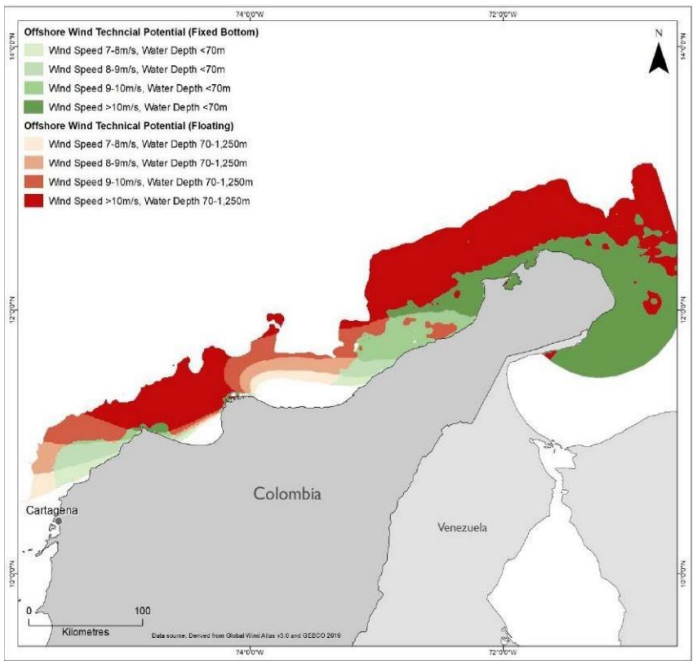
Se estima que la producción de 1t de NH_3 mediante este tipo de sistema consume alrededor de 9.1-9.27MWh/t NH_3 (Estrada, et al. 2022), y un aerogenerador VESTAS V164 de 9.5 MW en promedio a una velocidad de 11m/s genera hasta 6MW/h, por lo que basta con tan solo dos aerogeneradores de esta referencia en una zona donde los vientos alcancen una velocidad promedio mayor a 10 m/s para generar 1t de amoniaco verde. En la figura 13. se observa como en diversas zonas de la costa caribe, las velocidades del viento alcanzan este valor.

Figura 10. *Curva de Potencia Aerogenerador VESTAS V164 de 9.5 MW.*



Nota: Tomada de Estrada et al, 2023.

Figura 11. *Velocidades del viento y profundad del mal en la zona norte y caribe de Colombia.*



Nota: Tomada de Hoja de ruta energía eólica costa afuera en Colombia

Si bien la generación de energía eléctrica a partir de energía eólica es fundamental para la descarbonización del sector energético y la mejora de la seguridad energética del país existen

razones por las que el uso del potencial eólico para la producción de amoníaco verde (NH_3) mediante un sistema PtX (Power to X) puede ser aún más importante para Colombia, lo que lo convierten en una alternativa aún más atractiva. La demanda de energía eléctrica en Colombia se proyecta que crecerá a una tasa anual promedio de 2.4% entre 2023 y 2037. El potencial de generación eólica en Colombia se estima en 25 GW/Año, mientras que la demanda máxima de energía eléctrica en 2037 se proyecta en 17 GW, generando excedentes energéticos durante ciertos periodos útiles para implementar en otros recursos requeridos.

Figura 12. *Demanda comercial energética promedio (GWh-año) 2019 a 2022*

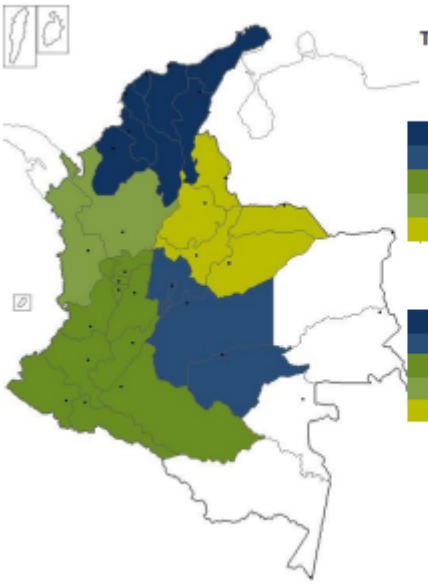


Tabla 3. Demanda comercial por áreas (GWh-año) – 2019 a 2022

Área	Demanda (GWh-año)			
	2019	2020	2021	2022
Caribe	17.846	17.805	18.709	18.587
Oriente	16.783	16.242	16.898	17.119
Suroccidente	14.968	14.627	14.971	15.353
Antioquia	9.602	9.253	9.827	10.020
Nordeste	7.497	7.275	7.782	7.982

Área	Crecimiento de la Demanda (%)			
	2019	2020	2021	2022
Caribe	4,4%	-0,2%	5,1%	-0,7%
Oriente	2,7%	-3,2%	4,0%	1,3%
Suroccidente	1,2%	-2,3%	2,3%	2,6%
Antioquia	1,6%	-3,6%	6,2%	2,0%
Nordeste	5,3%	-3,0%	7,0%	2,6%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 17), 2023

Nota: Tomada de Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2023-2037

Considerando la Hoja de Ruta para el Despliegue de la Energía Eólica Costa Afuera en Colombia, publicada por el Ministerio de Minas y Energía en 2022, establece un potencial eólico marino bruto de 109 GW para la costa Caribe colombiana. Sin embargo, este valor se refiere al potencial técnico total, sin considerar las limitaciones ambientales, sociales y técnicas. La capacidad de generación de energía eólica marina real que se podría desarrollar en Colombia se estima en alrededor de 50 GW. Esta cifra equivale a 2,8 veces la capacidad de generación total de energía del país en 2022.

De este sistema PtX, destacan las siguientes ventajas:

Compromiso con la descarbonización: Colombia se ha comprometido a reducir sus emisiones de CO_2 en un 51% al 2030, donde este sistema genera un gran impacto en la disminución de emisiones de CO_2.

Mayor producción de amoniaco en el país: Con la propuesta de este sistema se busca reducir la dependencia de exportaciones de amoniaco. Esto se traduciría en una disminución de los precios de los fertilizantes nitrogenados, lo que a su vez beneficiaría a los productos agrícolas y, en última instancia, a los hogares colombianos en general.

Aprovechamiento del potencial eólico del país: Colombia posee un potencial eólico energético de alrededor de 25GW onshore y hasta más de 50GW offshore, especialmente en regiones como la Guajira y la Costa Caribe donde los vientos alcanza velocidades superiores a los 10 m/s (Hoja de ruta energía eólica costa afuera en Colombia, 2020)

Crecimiento de la energía renovable: El gobierno colombiano está impulsando la expansión de la energía renovable, con una meta de 25% de participación en la matriz energética al 2030.

Transporte y almacenamiento de energía: El amoniaco verde es un vector energético versátil que puede almacenarse y transportarse fácilmente a largas distancias. Esto permite aprovechar la energía eólica en regiones con un alto potencial eólico pero una baja demanda eléctrica local, y aunque la demanda interna de energía no siempre coincide con la producción. El amoníaco verde permite exportar el excedente energético a otros países, generando ingresos adicionales y diversificando la matriz energética nacional.

Sinergia con otros sectores: El amoníaco verde puede ser utilizado como materia prima para la producción de fertilizantes, productos químicos y otros productos de alto valor, creando sinergias con otros sectores industriales;

Fertilizante: El amoniaco es un componente esencial de los fertilizantes nitrogenados, que son necesarios para la agricultura.

Combustible: El amoniaco puede usarse como combustible para motores de combustión interna, turbinas de gas y celdas de combustible.

Productos químicos: El amoniaco es un precursor de una variedad de productos químicos, incluyendo productos farmacéuticos, plásticos y explosivos.

Compromiso con la descarbonización de la industria: La producción de amoniaco tradicional (gris) genera grandes cantidades de CO_2, siendo responsable de alrededor del 1.8% de las emisiones globales. El amoníaco verde, producido a partir de hidrógeno verde y nitrógeno, ofrece una alternativa libre de emisiones para este sector industrial crucial. La generación de energía eléctrica eólica, si bien reduce las emisiones de CO_2, no elimina la necesidad de combustibles fósiles en otros sectores.

Desarrollo de nuevas industrias: La producción de amoníaco verde a gran escala impulsaría el desarrollo de una nueva industria en Colombia, con oportunidades de empleo e inversión en tecnología, investigación y desarrollo. La generación de energía eléctrica eólica, si bien genera empleos en la fase de construcción y operación de los parques eólicos, no crea nuevas industrias a gran escala.

Aprovechamiento de recursos subutilizados: La producción de amoníaco verde puede ubicarse en zonas con alto potencial eólico y baja densidad poblacional, como La Guajira, aprovechando recursos naturales subutilizados y generando desarrollo en zonas rurales.

En resumen, el uso del potencial eólico en Colombia para un sistema PtX para producir amoníaco no solo permite la generación de energía limpia, sino que también ofrece oportunidades para la descarbonización profunda, el almacenamiento y exportación de energía, el desarrollo de nuevas industrias, el aprovechamiento de recursos subutilizados y la creación de sinergias con otros sectores. Estas ventajas lo convierten en una alternativa estratégica para el desarrollo sostenible de Colombia.

Objetivos

Objetivo general

Realizar el análisis tecnoeconómico de un sistema Power-to-X (PtX) para la producción de amoníaco verde a partir de energía eólica costa afuera en Colombia

Objetivos específicos

Establecer un sistema PtX para la producción de amoníaco verde en Colombia, de acuerdo con su potencial de generación de energía eólica costa afuera.

Desarrollar los balances de masa y energía de las tecnologías que conforman el sistema PTX propuesto.

Realizar un análisis de rentabilidad al sistema propuesto teniendo en cuenta los respectivos balances de masa y energía.

Antecedentes

Estado del arte tecnológico

En los últimos años, ha surgido un creciente interés en desarrollar sistemas para la producción de amoniaco verde, esto ha resultado en numerosas investigaciones que evalúan los costos asociados con este enfoque en comparación con los métodos convencionales de generación de amoniaco. El objetivo es que estos sistemas sean competitivos económicamente; aunque los beneficios ambientales son innegables, es crucial que el aspecto económico se considere junto con el ambiental, ya que, si no se logra que estos sistemas sean competitivos y sostenibles en el mercado, se dificultará su implementación y adopción a gran escala para producir amoniaco verde.

(Maia 2021) evalúa el costo y eficiencia de la producción de amoníaco verde con diferentes tecnologías y escenarios para determinar cuál es más competitivo en comparación a la producción actual de amoníaco mediante combustibles fósiles. La eficiencia y el costo de la producción de amoníaco se comparan en términos de la misma fuente de energía eólica marina de un centro de energía de 12 GW en el Mar del Norte a aproximadamente 380 km de la costa de Dinamarca con una potencia nominal de 4GW para los electrolizadores. No obstante, esta potencia nominal es ideal ya que no existe ningún electrolizador en el mercado con estas características. Los sistemas propuestos varían acorde a la ubicación del sistema (offshore/onshore) y al tipo de electrolisis AEC/SOEC. El autor planteo los siguientes escenarios:

Tabla 3. *Escenarios para la producción de amoniaco verde*

Escenario	Producción H2H_2H2		Producción NH_3	Distribución
	Ubicación	**Tecnología**	**Ubicación**	
1	Isla de arena	AEC	Isla de arena	Tubería NH_3
2	Isla de arena	SOEC	Isla de arena	Tubería NH_3

3	Isla de arena	AEC	Isla de arena	Bunkering NH_3
4	Isla de arena	SOEC	Isla de arena	Bunkering NH_3
5	Isla de arena	AEC	Onshore	Tubería NH_3
6	Isla de arena	SOEC	Onshore	Tubería NH_3
7	Onshore	AEC	Onshore	Red eléctrica
8	Onshore	SOEC	Onshore	Red eléctrica

Nota: Tomado de Maia, Techno-Economic Analysis of Green Ammonia Production using Offshore (Wind Farms, 2021).

Tras plantear los distintos escenarios, (Maia 2021) procedió a obtener el CAPEX, OPEX, LCOE y LCOA de cada sistema planteado. Para todos los escenarios evaluados, el costo de instalación de las turbinas eólicas y la red de conexión de los aerogeneradores no fue considerado. En cambio, se utilizó el precio de la electricidad marina para calcular tanto el LCOE en unidades de €/MWh, y LCOA en unidades de €/tNH_3. Para obtener el CAPEX y OPEX total, obtuvieron el CAPEX y OPEX de los principales componentes del sistema.

Se desarrollan ecuaciones adaptadas a cada parte del proceso en las que se usan valores existentes obtenidos de las especificaciones técnicas de los equipos o de otras investigaciones referentes al tema. Algunas de estas ecuaciones las desarrollan los autores de las investigaciones y otras obtenidas con revisión bibliográfica. Para obtener el CAPEX del parque eólico son diversos los factores que deben considerarse. Por ejemplo (Singlitico y Østergaard s/f) tiene en cuenta el número de turbinas, la distancia entre turbinas, potencia nominal, perdidas de energía por transmisión de energía, subestaciones, costo de cableado entre otros factores, las asunciones para realizar las ecuaciones varían dependiendo el sistema que se plantee y a las condiciones del lugar donde se plantee el parque eólico.

Continuando con los demás componentes del sistema que son de interés para la actual investigación, en el caso del electrolizador el CAPEX se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\bar{p}_{EL} * \bar{R}C_{EL} * \left(1 + \left(N_{eq} * OS\right)\right) * \left(\frac{\bar{P}_{EL} * 10^3}{RP_{EL}}\right)^{SF_{EL}} \quad (1)$$

Donde PEL es la potencia del electrolizador, RCel costo de refetencia del electrolizador, Neq gastos no relacionado con el equipo, OS variable de locacion siendo 1 si el electrolizador está localizado offshore y 0 si esta onshore, RPel es la potecencia de referencia del electrolizador, SFel el factor de escala del electrolizador.

En cuanto al CAPEX de la unidad de desalinización es obtenido por medio de la siguiente ecuación:

$$\left(30.6 * \left(\frac{\bar{P}_{EL}}{LHV_{H2}}\right) * W_{DES}\right) \quad (2)$$

Donde PEl es la potencia nominal del electrolizador, LHVH2 es el poder calorífico del H_2 y Wdes la cantidad de agua consumida por cada kilogramo de hidrógeno producido.

Para el proceso de síntesis de amoniaco HB/ASU se tiene obtiene el CAPEX con la siguiente ecuación:

$$CAPEX_{HB,ASU}\left(\bar{P}_{EL} * \overline{RC}_{HB,ASU}(1 + OS)\right) \quad (3)$$

Donde PEL es la potencia nominal del electrolizador, igual a 4 GW, OS es la variable de ubicación igual a 0,5 si el electrolizador está ubicado en alta mar e igual a 0 si el electrolizador está ubicado en tierra firme, y RC HB/ASU es el coste de referencia de la planta HB/ASU igual a 425 €/kW de la planta de electrólisis. (Maia, 2021)

El CAPEX total se dividió en los primeros 6 años del proyecto y el OPEX se calcula para cada año operativo.

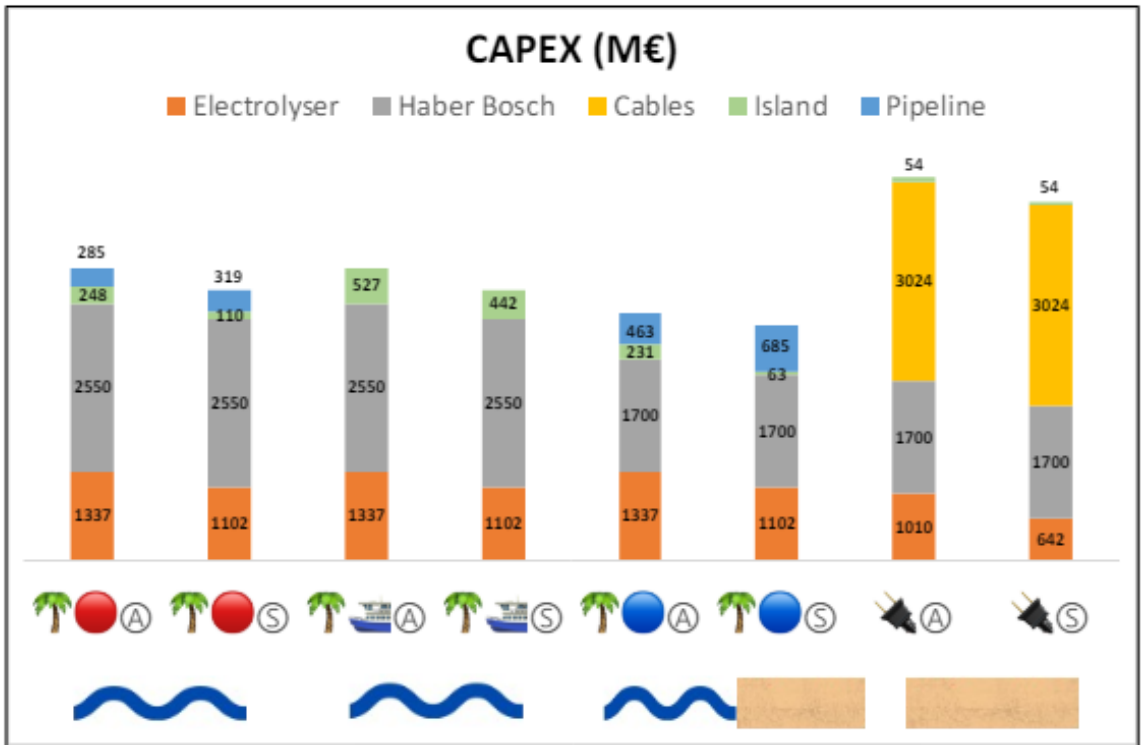
$$LCOE = \frac{\sum_{Y=0}^{PT}\left(\frac{CAPEX_{i,y} + OPEX_{i,y}}{(1+DR)^{Y}}\right)}{\sum_{Y=0}^{PT}\left(\frac{E_{IG_Y}}{(1+DR)^{Y}}\right)} \tag{4}$$

$$LCO_{NH3} = \frac{\sum_{Y=0}^{PT}\left(\frac{CAPEX_{i,y} + OPEX_{i,y}}{(1+DR)^{Y}}\right)}{\sum_{Y=0}^{PT}\left(\frac{\ddot{m}_{NH_3Y}}{(1+DR)^{Y}}\right)} \tag{5}$$

$$\ddot{m}_{NH_3}(t) = \left(\frac{\bar{P}_{EH_3}(t) * 10^6}{LHV_{NH_3}}\right) \tag{6}$$

Donde PT es la vida útil del proyecto en años, considerada como 23 (20 años de operación y 3 años de construcción), CAPEX y OPEX son los gastos de capital y operativos de cada componente (i) de la infraestructura analizada en millones de euros (M€) para CAPEX y M€/año para OPEX, DR es la tasa de descuento que refleja el retorno financiero y el riesgo del proyecto, asumida como 5%, y E_{IG_y} es la entrada total de electricidad por año en MWh, $\dot{m}_{\mathrm{NH_3}}$ es la masa de amoníaco producida en toneladas por cada año operativo y esta se calcula con la energía química consumida por el electrolizador y la eficiencia del sistema HB+ASU. $\mathrm{LHV_{NH_3}}$ es el poder calorífico inferior del NH_3 y es igual a 5.17 kWh/kg.

Figura 13. *CAPEX total de los diferentes escenarios planteados.*

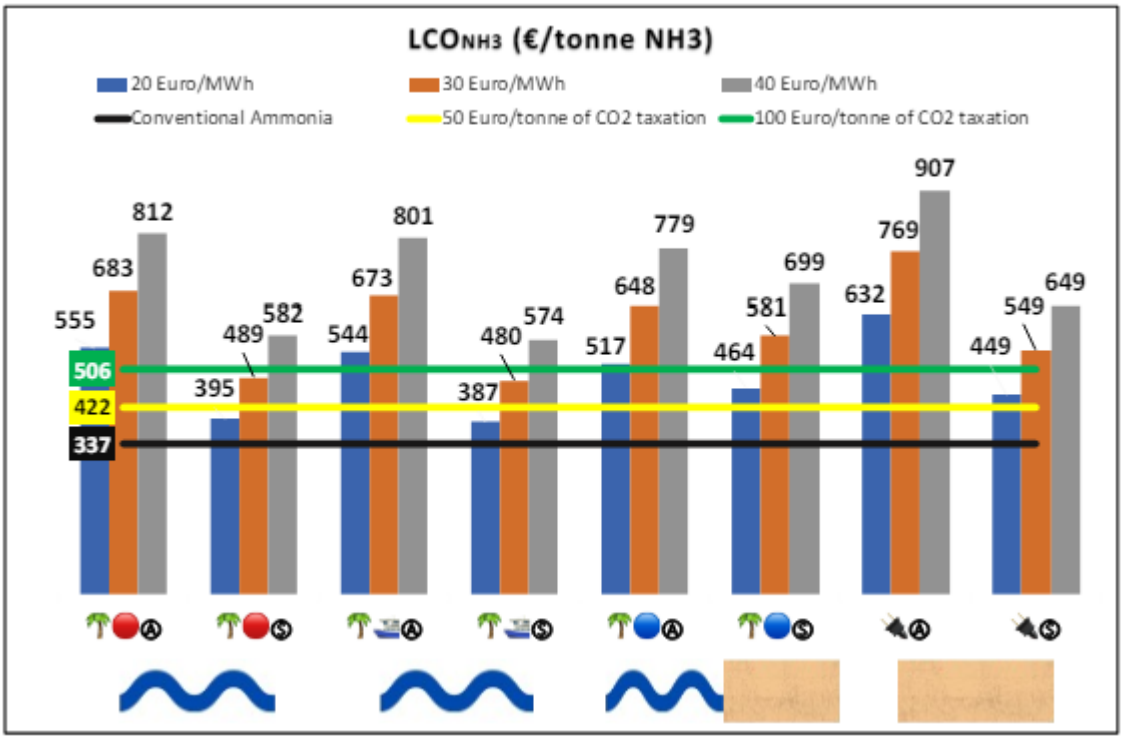


Nota: Tomado de Maia, Techno-Economic Analysis of Green Ammonia Production using Offshore (Wind Farms, 2021).

Para todos los escenarios el CAPEX más alto corresponde a los cables eléctricos, en el escenario 7 y 8 particularmente representan más del 50% del CAPEX. En los otros sistemas el CAPEX de la unidad HB/ASU es el segundo mayor costo, representa alrededor del 50-60% del CAPEX total, seguido por el electrolizador que representa aproximadamente el 30%. Es interesante notar que, aunque la tecnología SOEC actualmente es más costosa que AEC, cuando se aumenta la potencia nominal del electrolizador, su costo es muy similar.

Una vez calculados los CAPEX Y OPEX de los diferentes métodos propuestos se procede a celular el LCOA de cada uno, El costo de la electricidad no fue fijo, sino que se consideraron 3 valores (20, 30 y 40€/MWh) arrojando los siguientes resultados:

Figura 14. *LCOA de los diferentes escenarios*

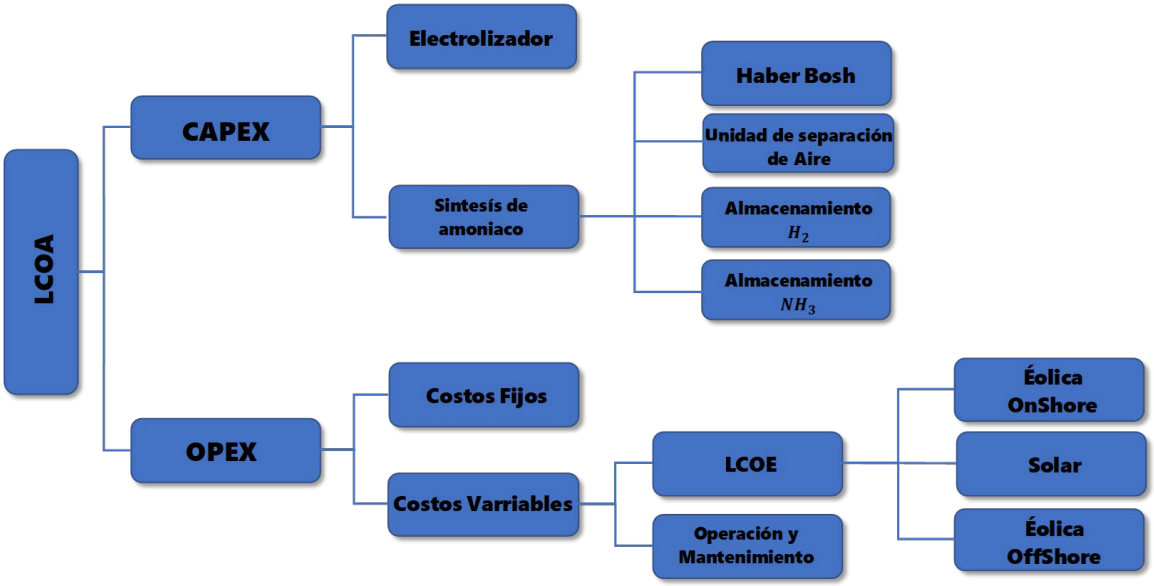


Nota: Tomado de Maia, Techno-Economic Analysis of Green Ammonia Production using Offshore (Wind Farms, 2021).

Maia (2021) plantea 3 escenarios para el costo convencional del amoniaco, el primero es el precio promedio actual del amoniaco en Europa por tonelada, el segundo teniendo en cuanta los futuros impuestos que se implementaran en la unión europea por tonelada de CO_2 producida, donde para el primer caso es 50€/t y 100€/t para el segundo. Se identifico que los escenarios 2,4 y 5 son los de mayor potencial para competir con los precios del amoniaco producido por métodos tradicionales. También se logra identificar que el LCOA del escenario 7 es el más alto, esto debido al tipo de electrolisis y a como se planteó el sistema, donde el CAPEX de los cables es el más influyente en el LCOA. De estos datos, se logra detallar la alta influencia en los costos generados del sistema de cables y subestaciones necesarias para el transporte de energía desde el parque eólico hasta la ubicación de la planta.

Dado lo discutido en el estudio de Maia (2021) sobre los diversos escenarios de costos para la producción de amoniaco, es pertinente conectar esta discusión con las investigaciones de quienes se centran en el diseño de una planta de producción de amoniaco. En este contexto, se destaca la relevancia del análisis de los costos nivelados del hidrógeno (LCOH) y del amoniaco verde LCOA (Rozo y Corredor, 2023), donde abordan el diseño de una instalación de una planta de con capacidad de 100MW para la producción de amoniaco, inicialmente se plantea la producción de hidrógeno empleando el método de electrólisis del agua, utilizando la herramienta informática H-EPU. Esta herramienta posibilita la simulación, diseño y evaluación de la viabilidad de proyectos relacionados con el hidrógeno verde, calculando los costos nivelados del hidrógeno (LCOH). Asimismo, se presenta una simplificación en la modelación de los componentes adicionales que complementan la planta de producción de amoniaco, considerando al hidrógeno como materia prima en la producción del amoniaco, lo que permite determinar el costo nivelado del amoniaco verde (LCOA).Además, (Rozo y Corredor, 2023) también proponen un modelo que detalla los elementos fundamentales presentes en una instalación de producción de amoniaco verde, destacando su influencia directa en el costo de LCOA. Además de este factor, se evaluaron los costos asociados al transporte hasta el puerto y a la exportación hacia el destino final.

Figura 15. *Flujo Estructura LCOA*

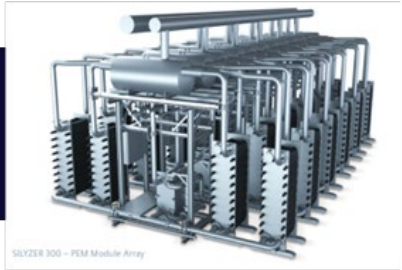


Nota: Tomado de Rozo y Corredor, 2023.

Para comprender el modelo representado inicialmente se consideran los costos de capital (CAPEX), que abarcan los gastos asociados a diversos componentes. Estos incluyen los costos relacionados con el módulo de electrólisis utilizado para la producción de hidrógeno, la instalación de la unidad de separación de aire para la obtención de nitrógeno, el ensamblaje del módulo de producción de amoniaco mediante el proceso de Haber-Bosch, la implementación de tanques de almacenamiento de amoniaco y los equipos adicionales, así como otros gastos relacionados con infraestructura civil.

Seguidamente este estudio selecciona un electrolizador tipo PEM de la marca Siemens Energy, dadas las condiciones y características de operación, parámetros de costos y flexibilidad:

Tabla 4. *Datos del electrolizador Silyzer 300*

Datos Tecnicos Silyzer 300	
SIEMENS energy	
Tipo de electrolisis	PEM
Eficiencia	> 75,5 %
Referencia	Silyzer 300
Potencia	17,5 MW
Dimensión	15 x 7,5 x 3,7 m
Cantidad Módulos	24
Vida útil	80,000 Horas
Producción hidrogeno	332 Kg/h
Consumo de energía nominal	$53kWh/kgH_2$
consumo Agua desmineralizada	$10Lt/kgH_2$

Nota: Cartagena como centro industrial de hidrógeno bajo en carbono, Columbia - Sipa, Bogotá, 2022.

El costo estimado de electrolizador se base en el estudio de sensibilidad de los costos nivelados del hidrógeno verde (LCOH), donde se examina cómo varía el costo del capital del electrolizador PEM hasta el año 2022, así como los escenarios optimistas y pesimistas proyectados para los años 2030 y 2050. Esta evaluación se basa en información proporcionada por IRENA y el informe "Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III" del año 2022. (Green hydrogen production, Siemens Energy, 2020)

Tabla 5. *Costos electrolizadores; escenarios optimistas y pesimistas.*

Costos electrolizadores		
Año	**Escenario**	**Capex USD/kWe**
2022	Actualidad	750
2030	Optimista	384
	Pesimista	688
2050	Optimista	134
	Pesimista	326

Nota: Tomado de Green hydrogen production, Siemens Energy, 2024.

A continuación, se aborda en el estudio de (Rozo y Corredor, 2023) la indagación realizada por Larghi (2021), detalla los costos de CAPEX y los gastos OPEX asociados a los elementos principales involucrados en la configuración de la planta de producción de amoniaco, tal como se ilustra en la figura 1. Posteriormente, se muestran los indicadores técnico-económicos pertinentes

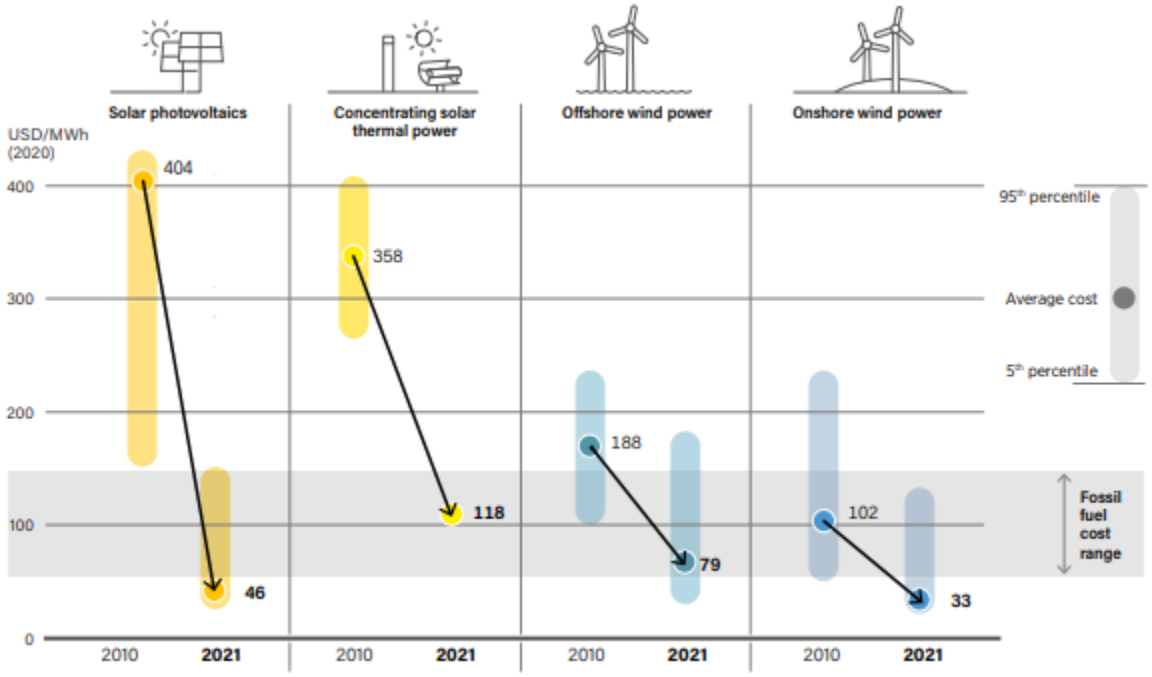
Tabla 6. *Parámetros técnico-económicos para el amoniaco verde LCOA.*

Haber - Bosh Costo y consumo electrico		
CAPEX	$USD/(tNH_3/año)$	510
OPEX	% CAPEX/año	2%
Consumo eléctrico	MWh/tNH_3	0.44
Reemplazo Catalítico	% CAPEX/10 años	30%
Eficiencia	%	78%
Unidad de separación de aire		
CAPEX	$USD/(tNH_3/año)$	16000%
OPEX	% CAPEX/año	4%
Consumo eléctrico	MWh/tNH_3	0.108
Eficiencia	%	71,25%
Almacenamiento de amoniaco		
CAPEX	$USD/(tNH_3/año)$	1.06
OPEX	% CAPEX/año	3%
Almacenamiento	% de la producción	3.84%
Almacenamiento H_2(búfer)		
CAPEX	$USD/(t\ H_2)$	700
OPEX	% CAPEX/año	4%
Almacenamiento Considerado	% consumo anual	0%

Nota: Tomado de Green hydrogen production, (Siemens Energy, 2024).

En el análisis del modelo de planta modelo de (Rozo y Corredor, 2023), se contemplan los gastos operativos (OPEX), los cuales engloban tanto costos fijos como variables. Entre estos se comprenden; el gasto asociado al suministro de agua, el mantenimiento de la maquinaria, la contratación de personal, el alquiler del terreno y los costos normalizados de electricidad (LCOE) derivados de las fuentes de energía renovable, tales como la solar, eólica terrestre y marina. Adicionalmente analizaron los costos medios de energía a nivel mundial de tres tecnologías específicas: Solar, Eólica OnShore y OffShore, basado en el informe de estado global de energías renovables del año 2022 de REN 21 (Renewable Energy Network for the 21st Century), presentados gráficamente en la siguiente figura.

Figura 16. *Costos promedios de energías.*



Nota: Tomado de Green hydrogen production, (Siemens Energy, 2024).

En el estudio previamente delineado, otro factor importante es la representación del proceso de producción de amoníaco verde de 100MW, iniciando con la configuración de la planta de producción de hidrógeno verde empleando el software H-EPU desarrollado por Southern Lights, una herramienta especializada que facilita dada la determinación del costo nivelado de producción de hidrógeno, Su estructura se segmenta en dos etapas distintas: una de índole técnica y otra de índole económica, las cuales se relacionan a continuación.

Tabla 7. *Parámetros principales modelamiento planta producción de hidrógeno*

Información General	
Año inicio producción:	2025
Años de operación:	30
Especificaciones Técnicas	
Factor de utilización planta	Variación del 5% al 100%
Potencia Nominal (MW)	100
Tipo de Electrolizador	PEM
Potencia Nominal electrolizador (MW):	100.01
Eficiencia mínima electrolizador (%)	75.5
CAPEX	
Costo Electrolizador (USD/kW)	Variación del CAPEX - Tabla 2
Costos de desarrollo (USD/kW)	180
Costos de instalación (USD/kW)	180
Costos indirectos (USD/Proyecto)	1.000.000
OPEX	
Costo Energía (USD/MWh):	Variación LCOE - Figura 2
Operación y mantenimiento (USD/(kW/año)	4% del CAPEX/año
Costo del Agua (USD/m³)	3

Costo del terreno USD/(ha/año)	19.200
Financiero	
Factor de descuento real (%)	8

Nota: Tomado de Green hydrogen production, (Siemens Energy, 2024).

El análisis conducido por Rozo y Corredor (2023) extiende la investigación previa al considerar la proporción de masa entre los componentes principales, hidrógeno y nitrógeno, necesarios para la síntesis de amoniaco. Esta relación se establece en 0.177 kg de H_2 por cada kg de NH_3 y 0.822 kg de N_2 por cada kg de NH_3. Utilizando estas relaciones y dados los niveles de producción anual de hidrógeno, se determina la masa total de amoniaco generada por la instalación. Este cálculo es crucial para la evaluación del Costo Nivelado del Amoniaco (LCOA), que considera la valoración temporal del dinero en relación tanto a los costos como a la producción de amoniaco a lo largo de un horizonte de tiempo específico, conforme a la ecuación siguiente:

$$LCOA = \frac{\sum_{Y=0}^{T}\left(\frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^Y}\right)}{\sum_{Y=0}^{T}\left(\frac{\ddot{m}_{NH_3}}{(1+r)^t}\right)} \tag{7}$$

Donde, t son los años de producción de la planta, r es la tasa de descuento y mHN_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% (Green hydrogen production, Siemens Energy, 2024)

La conclusión de la investigación realizada por Rozo y Correedor (2023) respecto al análisis técnico llevado a cabo en la investigaciónpara una planta con capacidad de 100MW con un suministro

continuo de energía 24/7 la producción anual de hidrógeno puede alcanzar las 16.881 toneladas , el análisis de sensibilidad realizado indica que el LCOH alcanzado en la condición de un gasto de capital (Capex) de 750 USD por kilovatio (kW) y un LCOE promedio global (33 USD/MWh), varía entre 2.81 USD por kilogramo (kg) de H_2 para energía eólica terrestre (OnShore), 5.22 USD/kg de H_2 para energía eólica marina (OffShore) y 3.67 USD/kg de H_2 para energía solar.

Subsecuentemente, considerando la sensibilidad de los costos LCOH obtenidos, se procedió al cálculo del Costo del Ammonia (LCOA). Este análisis de sensibilidad contempla las mismas variables de variación del factor de planta y del LCOE globales. Los resultados indican que el LCOA varía en un rango significativo, con una fuente de energía eólica OnShore entre 517 USD/t NH_3 y 914 USD/t NH_3, para la energía eólica marina (OffShore) entre 1245 USD/t NH_3 y 1478 USD/t NH_3, y con la fuente de energía solar entre 1136 USD/t NH_3 y 1392 USD/t NH_3.

Para explicar el análisis tecno-económico que determina el Capex (Gastos de Capital) y Opex (Gastos Operativos) se debe considerar el estudio detallado realizado en el Proyecto Fin de Máster "Estudio técnico-económico de un sistema FV-H2 para producción, almacenamiento y uso del hidrógeno en una instalación industrial" (Valera, et al. 2019). En este proyecto, se aborda el diseño y análisis técnico-económico de una planta de producción de hidrógeno verde a partir de energía fotovoltaica para suplir la demanda de hidrógeno de una industria siderúrgica. El análisis tecno-económico implica varios pasos clave:

Determinación de la demanda y diseño de la planta: Se calcula la demanda de hidrógeno requerida por la industria y se diseña la planta fotovoltaica y de hidrógeno para satisfacer esta demanda, considerando aspectos como la potencia del electrolizador, la eficiencia energética y la integración con la red eléctrica.

Estimación de Costos: Se estiman los costos de inversión (Capex) y operación (Opex) de la planta, considerando los equipos necesarios, la infraestructura, los sistemas auxiliares, y los costos de mantenimiento y operación a lo largo de la vida útil del proyecto.

Análisis de Rentabilidad: Se realiza un análisis económico-financiero para evaluar la viabilidad del proyecto, calculando la TIR (Tasa Interna de Retorno), el VAN (Valor Actual Neto), el LCOH (Coste Nivelado del Hidrógeno) y el LCOE (Coste Nivelado de la Energía). Estos indicadores

permiten evaluar la rentabilidad del proyecto y establecer un precio de referencia para la venta del hidrógeno.

En resumen, el análisis tecno-económico para obtener el CAPEX y OPEX en el proyecto de de María Florencia Largh para la producción de hidrógeno verde se basa en la evaluación detallada de cotizaciones de proveedores comerciales de proyectos similares al desarrollado. Estos costos fueron detallados y desglosados por componentes principales de la planta de hidrógeno, incluyendo el electrolizador, la planta de tratamiento de agua, el sistema de almacenamiento, el sistema de compresión, entre otros. Además, se consideró un CAPEX de reposición de electrodos cada 15 años, equivalente al 20% del CAPEX del electrolizador. Estos datos se utilizaron como entradas en el modelo financiero del proyecto para estimar los costos de inversión necesarios para la implementación de la planta de hidrógeno verde.

Para determinar el OPEX (Gastos Operativos) en el proyecto de María Florencia Larghi, se llevaron a cabo los siguientes pasos:

- Se estimaron los costos operativos involucrados en la producción de hidrógeno, considerando aspectos como el mantenimiento de la planta, los costos de energía eléctrica adquirida de la red, los gastos de personal, los costos de operación de los equipos auxiliares, el almacenamiento y logística del hidrógeno, entre otros.

- Se diseñaron los sistemas auxiliares al electrolizador, conocidos como Balance de Planta, que proporcionan los procesos de adecuación y suministro de materias primas y servicios auxiliares requeridos en la operación. Además, se diseñó el sistema de almacenamiento y logística del hidrógeno para su transporte a los puntos de consumo.

Marco teórico

Amoniaco

El amoníaco es un gas incoloro con un olor fuerte y penetrante. Su punto de ebullición es de 239.8 K y su punto de congelación es de 195.5 K, con una densidad de 0.73 kg/m³ y una temperatura de autoignición de 930 K bajo condiciones atmosféricas. Con un número de octano de aproximadamente 130, tiene un alto calor de vaporización y puede manejarse como un líquido en contenedores térmicamente aislados. La molécula de amoníaco tiene una forma piramidal trigonal con los tres átomos de hidrógeno y un par de electrones no compartidos unidos al átomo de nitrógeno (Blanco 2024).

Energía eólica

Se trata de la energía que se obtiene del viento a través de un generador eólico, caracterizada por ser inagotable, no contaminante y que contribuye a la reducción del uso de combustibles fósiles causantes de los gases de efecto invernadero (GEI). (Renewable Capacity Statistics, 2019)

La energía eólica se ha establecido como una tecnología madura para la generación de electricidad tanto en tierra como en alta mar, con una capacidad instalada de más de 564 GW en 2018 (Jiang, 2021)

Los aerogeneradores pueden clasificarse en base a diferentes criterios. Un aerogenerador puede ser de eje vertical u horizontal si el criterio es la dirección del eje de rotación. Si el criterio es el método de transmisión de potencia, entonces las transmisiones de accionamiento directo y con caja de engranajes son dos categorías principales. Para un aerogenerador offshore (OWT), el tipo de cimentación también es un criterio importante que gobierna el método de instalación. Los OWTs de fijación en el fondo y flotantes son dos categorías principales; aquí se proporciona una breve descripción general (Shiva y Lim, 2022)

Aerogeneradores offshore de fijación en el fondo

El mercado actual de energía eólica marina está dominado por los aerogeneradores offshore de fijación en el fondo. Entre ellos, la cimentación de monopilote tiene la forma más simple ya que consiste en un único pilote de acero. Los aerogeneradores offshore típicos con monopilote tienen un diámetro de 3-8 m y se consideran económicos para profundidades de agua de 20-40 m (Shiva y Lim, 2022)

Aerogeneradores flotantes

Al igual que las plataformas flotantes de petróleo y gas, los aerogeneradores flotantes (FWTs) dependen de sistemas de amarre y anclaje para cumplir con sus propósitos de mantenimiento de posición en aguas profundas. Basados en los mecanismos de restauración para lograr un equilibrio hidrostático, los FWTs pueden ser considerados como estabilizados por lastre, flotabilidad o amarre durante su operación. En realidad, la mayoría de los FWTs dependen de una combinación de estos mecanismos (Shiva y Lim, 2022)

Tecnologías para producción de Hidrogeno

Electrólisis de agua

La electrólisis del agua es una técnica electroquímica de división del agua para la producción de hidrógeno verde con la ayuda de electricidad, una tecnología libre de emisiones. La reacción básica de la electrólisis del agua es la siguiente:

$$1H_2O + Electricidad(237.2\ kJ\ mol^{-1}) + Calor(\ 48.6\ kJ\ mol^{-1}) \rightarrow \quad H2 + \frac{1}{2}O_2 \tag{8}$$

La reacción anterior requiere un voltaje teórico termodinámico de celda de 1.23 V para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno a temperatura ambiente. Sin embargo, experimentalmente el voltaje de celda requerido para una división eficiente del agua es de 1.48 V. Este voltaje adicional es necesario para superar la cinética y la resistencia óhmica del electrolito y los componentes de la celda del electrolizador (Kilner, 2022)

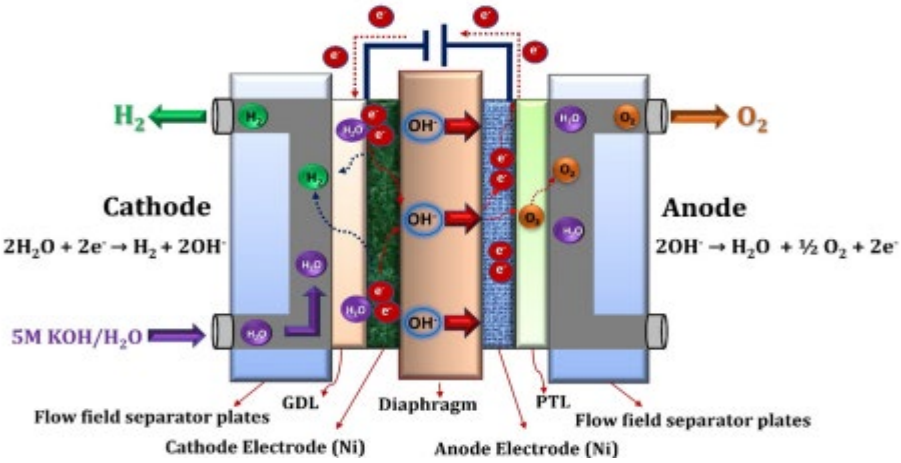
La electrólisis requiere agua y electricidad. Se necesitan alrededor de 9 litros de agua para producir 1 kg de H_2, generando 8 kilogramos (kg) de oxígeno como subproducto, que a menor escala puede ser utilizado en el sector de la salud o, a mayor escala, para fines industriales (Kilner, 2022)

Existentes distintas tecnologías para realizar este proceso, entre las más conocidas se encuentran las siguientes:

Electrólisis alcalina

La electrólisis alcalina del agua es una técnica electroquímica de división del agua en presencia de electricidad. La división electroquímica del agua consiste en dos reacciones individuales en media celda, como la reacción de evolución de hidrógeno (HER) en el cátodo y la reacción de evolución de oxígeno (OER) en el ánodo. Durante el proceso de electrólisis alcalina, inicialmente en el lado del cátodo, dos moles de solución alcalina se reducen para producir un mol de hidrógeno (H_2) y dos moles de iones hidróxilo (OH^-). El H2 producido puede ser eliminado de la superficie catódica y los iones hidróxilo (OH^-) restantes se transfieren, bajo la influencia del circuito eléctrico entre el ánodo y el cátodo, a través del separador poroso hacia el lado del ánodo. En el ánodo, los iones hidróxilo (OH^-) se descargan para producir 1/2 molécula de oxígeno (O_2) y una molécula de agua (H_2O) (Kilner, 2022).

Figura 17. *Esquema de electrolisis alcalina*

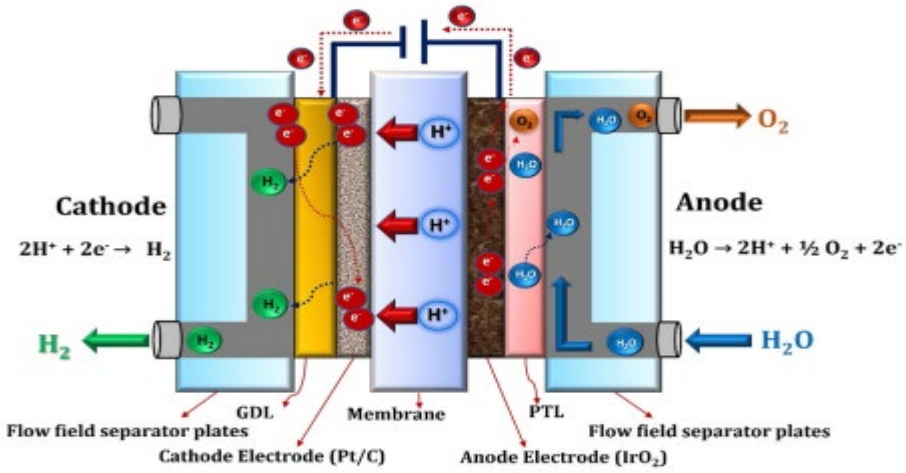


Nota: Tomado de Métodos de producción de hidrógeno y sus colores, CIC energiGUNE

Electrólisis de membranas de intercambio de protones

Durante el proceso de electrólisis del agua con membrana de intercambio de protones (PEM), el agua se divide electroquímicamente en hidrógeno y oxígeno. En este proceso, inicialmente en el lado del ánodo, la molécula de agua se descompone para generar oxígeno (O_2), protones (H^+) y electrones (e^-). El oxígeno generado se elimina de la superficie anódica, y los protones restantes viajan a través de la membrana conductora de protones hacia el lado del cátodo, mientras que los electrones viajan a través del circuito externo hacia el lado del cátodo. En el lado del cátodo, los protones y los electrones se recombinan para producir gas H_2 (Kilner, 2022).

Figura 18. *Esquema de electrolisis PEM*

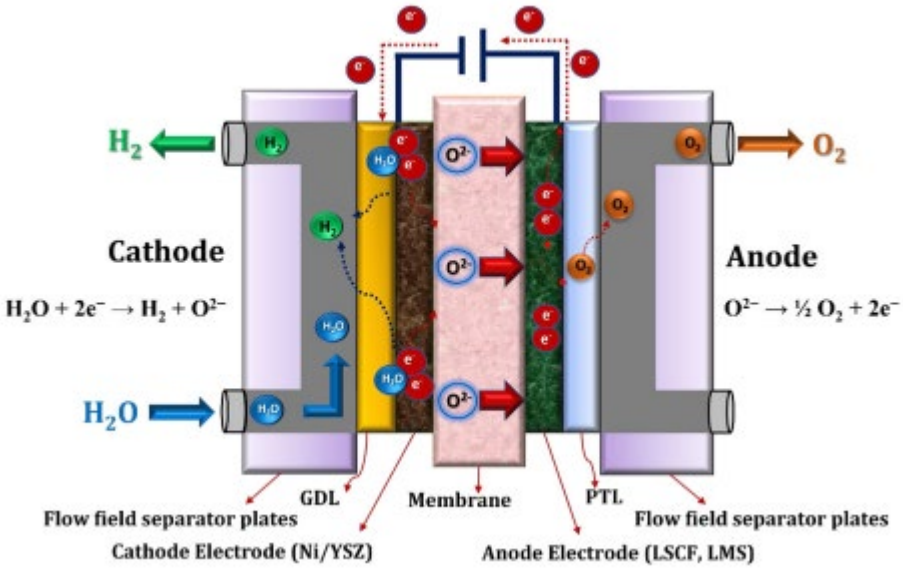


Nota: Tomado de Métodos de producción de hidrógeno y sus colores, CIC energiGUNE

Electrólisis de agua de oxido solido

La electrólisis del agua con óxidos sólidos opera a temperaturas más altas con el consumo de agua en forma de vapor y genera hidrógeno y oxígeno verdes. Durante el proceso de electrólisis del agua con óxidos sólidos, inicialmente en el lado del cátodo, la molécula de agua se reduce en hidrógeno (H_2) e ion óxido ($O2^-$) mediante la adición de dos electrones. El hidrógeno se libera de la superficie catódica y el ion óxido restante ($O2^-$) viaja a través de la membrana de intercambio iónico hacia el lado del ánodo. En el lado del ánodo, los iones óxido ($O2^-$) se reducen aún más para generar oxígeno y electrones; el oxígeno producido se libera de la superficie anódica y los electrones viajan a través del circuito externo hacia el lado del cátodo por la atracción positiva del cátodo (Kilner, 2022).

Figura 19. *Esquema de Electrolisis SOEC*



Nota: Tomado de Métodos de producción de hidrógeno y sus colores, CIC energiGUNE

Reformado de gas natural

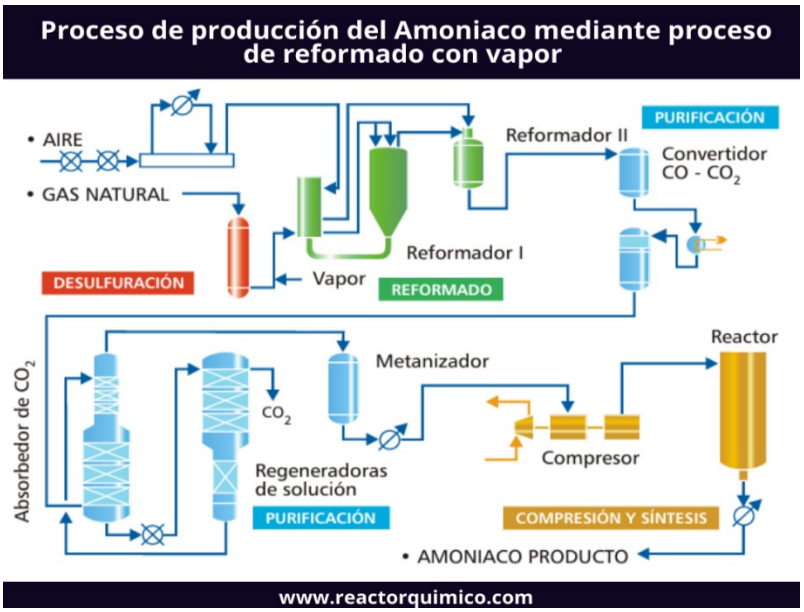
El proceso de producción de hidrógeno mediante reformado con vapor a partir de gas natural implica varios pasos importantes

- **Desulfuración del gas natural:** Este paso implica la eliminación de las impurezas de azufre del gas natural. (Muñoz, 2021)
- **Reformado con vapor:** El gas natural se somete al reformado con vapor, que puede ser mediante el reformado regular de metano con vapor (SMR) o el reformado autotérmico (ATR), que combina SMR con oxidación parcial (POX). Estos procesos producen un gas de síntesis compuesto por monóxido de carbono (CO) e hidrógeno molecular (H_2). (Muñoz, 2021)
- **Reacción de desplazamiento del gas agua:** Se hace reaccionar el vapor de agua con el CO_2 del gas de síntesis para producción

- **Síntesis de amoníaco:** Tras la producción de hidrógeno en el paso de reformado con vapor, el hidrógeno generado se utiliza en el proceso de síntesis de amoníaco. En este paso, el hidrógeno se combina con nitrógeno atmosférico en una reacción conocida como síntesis de Haber-Bosch. Esta reacción se realiza en condiciones de alta presión y temperatura, ayudando un catalizador de hierro.$\boldsymbol{N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3}$ (Muñoz, 2021)

- **Eliminación del CO_2:** Se utiliza un proceso de depuración a base de aminas u otras opciones para eliminar el CO_2 del gas de síntesis, separando así el hidrógeno. (Muñoz, 2021)

Figura 20. *Diagrama del proceso de obtención de hidrogeno mediante reformado de gas natural con captura de CO2*



Nota: Tomado de AIMPLAS, "Gasificación: método termoquímico para el tratamiento sostenible de residuos, 2024.

La ruta más común para esta producción es a través del SMR, que consume una cantidad significativa de gas natural (32 GJ de gas natural por tonelada de amoníaco producida) y produce una corriente de CO_2 concentrada (1.8 Ton) que puede ser capturada y almacenada permanentemente. Por otro lado, el ATR ofrece algunas ventajas sobre el SMR en términos de emisiones de CO_2 concentradas (1.6 Ton por tonelada de amoniaco), lo que lo convierte en una

opción preferida para instalaciones que buscan reducir las emisiones de CO_2. (Agencia Internacional de Energía, 2021)

Gasificación del carbón

Las etapas que comprenden el proceso son:

- **Extracción de oxígeno del aire: Se** utiliza una unidad de separación de aire para aislar el oxígeno del aire. (Fúnez, et al. 2020)
- **Gasificación del carbón:** El carbón se calienta en presencia de oxígeno y agua, creando un gas de síntesis compuesto de hidrógeno, CO, CO_2 metano y otros hidrocarburos. (Fúnez, et al. 2020)
- **Limpieza del gas de síntesis:** Un paso de limpieza elimina las impurezas del gas de síntesis para evitar el envenenamiento de los catalizadores utilizados y cumplir con los requisitos de emisiones de contaminantes del aire. (Fúnez, et al. 2020)
- **Reacciones químicas adicionales:** Se llevan a cabo reacciones químicas adicionales, como la reacción de cambio de gas de agua para convertir el CO en CO_2, el hidrógeno, y la eliminación de azufre. (Fúnez, et al. 2020)
- **Producción de amoníaco:** El gas de síntesis limpio se utiliza luego en la producción de amoníaco mediante un proceso de síntesis de Haber-Bosch. (Fúnez, et al. 2020)

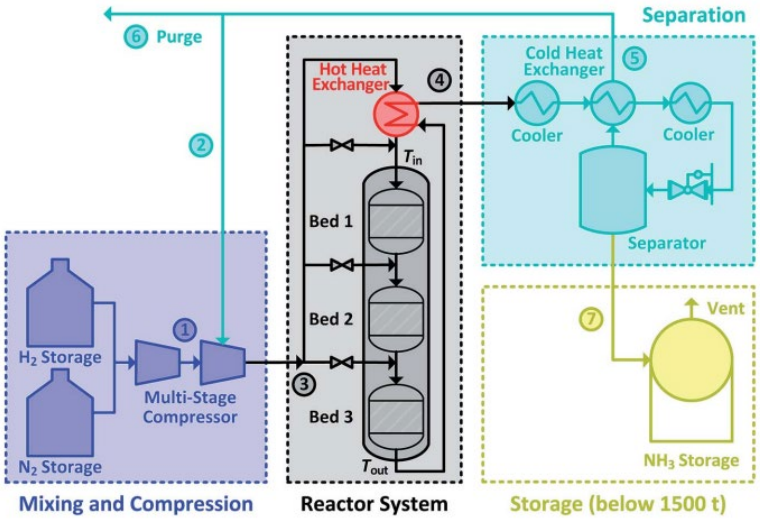
La producción de amoníaco mediante la gasificación del carbón emite significativamente más contaminantes en comparación con la producción basada en gas natural. Se calcula que este proceso consume alrededor de 37 GJ/t de amoníaco producido en términos brutos y 36 GJ/t en términos netos. Además, este método demanda una mayor cantidad de electricidad, aproximadamente 4 GJ por tonelada de amoníaco, y genera un exceso de vapor. A pesar de las altas emisiones, se puede emplear la captura y almacenamiento de carbono para reducir las emisiones a niveles cercanos a cero si se implementa adecuadamente. (Agencia Internacional de Energía, 2021)

Tecnologías para producción de amoníaco

Proceso Haber-Bosch

Una vez se obtiene el hidrogeno y nitrógeno requerido para el proceso, se procede con la síntesis de amoniaco por medio del sistema Haber-Bosch. El bucle de síntesis de amoníaco Haber-Bosch para la producción de NH_3 consta de unidades de mezcla y compresión, un sistema de reactor de síntesis, una serie de intercambiadores de calor y enfriadores, un separador, un bucle de reciclaje y una unidad de almacenamiento. Requiere altas temperaturas de entrada para lograr una alta velocidad de reacción y, al mismo tiempo, baja temperatura de salida para lograr una alta conversión de equilibrio. Además, se debe lograr una alta conversión de reactantes. Esto se logra mediante el uso de varios lechos de catalizador en serie. Estos catalizadores están hechos de hierro, ya que el hierro posee la capacidad de debilitar el fuerte enlace triple del nitrógeno, facilitando la ruptura de este enlace y así permitir la recombinación de los átomos de nitrógeno con hidrógeno para formar amoníaco. El rango operativo habitual es: presión de 150 a 300 bar, temperatura de 623 a 773 K, relaciones molares de H_2 a N_2 de 2:1 a 3:1 y contenido de gas inerte de 0 a 15 mol% (AIMPLAS, 2024). Requiere alrededor de 5 MWh de electricidad (principalmente para la compresión y la separación de aire). La unidad utiliza 2,687 kg de hidrógeno por hora (a 35 bar con una pureza del 99.999%) para producir 15 toneladas de amoníaco líquido por hora (a 18 bar con una pureza del 99.95%) (Cheema y Krewer, 2018)

Figura 21. *Esquema proceso Haber-Bosh para la síntesis de amoniaco a pequeña escala*



Nota: Tomado de Casado, 2023.

Electrocatálisis

La electrocatálisis es una tecnología emergente para la producción de amoniaco que utiliza electricidad para impulsar la reacción química. Este método emplea catalizadores electroquímicos para reducir el nitrógeno molecular a amoniaco, utilizando hidrógeno que puede ser generado in situ por electrólisis del agua. $N_2 + 6e^- + H^+ \rightarrow 2NH_3$. Operando a temperatura y presión ambiente, la electrocatálisis tiene el potencial de utilizar energía renovable, lo que podría reducir significativamente la huella de carbono del proceso. Sin embargo, actualmente enfrenta desafíos en términos de eficiencia y escalabilidad, lo que limita su implementación a gran escala. (Soto et al. 2013)

Fotocatálisis

La fotocatálisis es una tecnología experimental que emplea la luz, generalmente solar, para activar un catalizador que convierte el nitrógeno y el agua en amoniaco. La reacción fotocatalítica involucra la reducción del nitrógeno en presencia de agua utilizando energía luminosa: $N_2 + 3H_20$+ Energía Luminosa $\rightarrow 2NH_3 + 1.5O_2$. Este proceso se lleva a cabo a temperatura y presión ambiente, utilizando catalizadores que son activados por la luz. Aunque la fotocatálisis ofrece el máximo potencial en términos de sostenibilidad al utilizar energía solar directa, su eficiencia actual es muy baja en comparación con los métodos tradicionales, y la tecnología todavía se encuentra en una fase experimental, lejos de ser viable a escala industrial. (Soto et al. 2013)

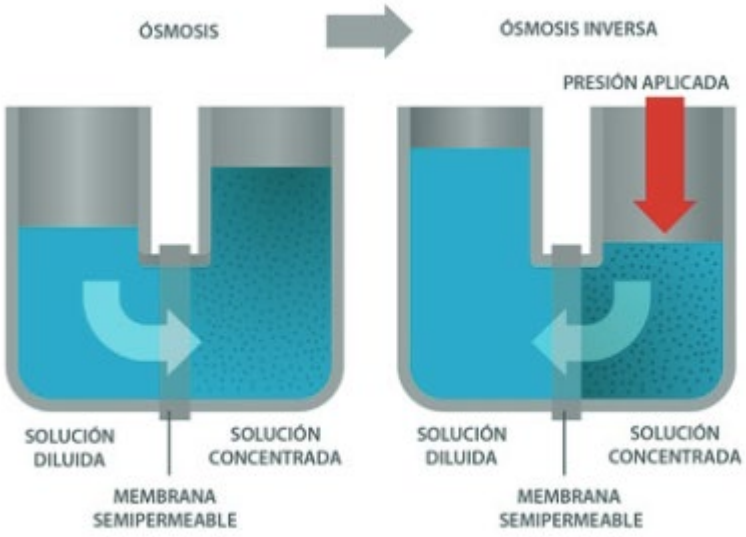
Desalinización de agua de mar

La desalinización o desalación del agua consiste en un proceso de tratamiento del agua por el cual el agua del mar o agua salobre se convierte en agua potable. Existen diferentes métodos para minimizar los niveles de salinidad en el agua, aunque el proceso de ósmosis inversa es el sistema de desalinización más extendido y avanzado en todo el mundo

La osmosis inversa se trata de un proceso con membranas, en el cual se aplica una presión mayor a la presión osmótica, esta presión es ejercida en el compartimiento que contiene la más alta concentración de sólidos disueltos. Esta presión obliga al agua a pasar por la membranasemi-

permeable en dirección contraria al del proceso natural de osmosis, dejando las impurezas detrás. La permeabilidad de la membrana puede ser tan pequeña, que prácticamente todas las impurezas, moléculas de la sal, bacterias y los virus, son separados del agua. (Guodi Tecnología, 2024)

Figura 22. *Proceso de Osmosis Inversa*



Nota: Tomado de Guodi Tecnología (Hangzhou, 2024).

Las etapas que comprenden el proceso son:

- **Captación del agua marina:** La obtención del agua ya sea agua marina o bien agua proveniente de fuentes superficiales o subterráneas con altos contenidos salinos es transportada e impulsada por tuberías hasta planta desaladora.

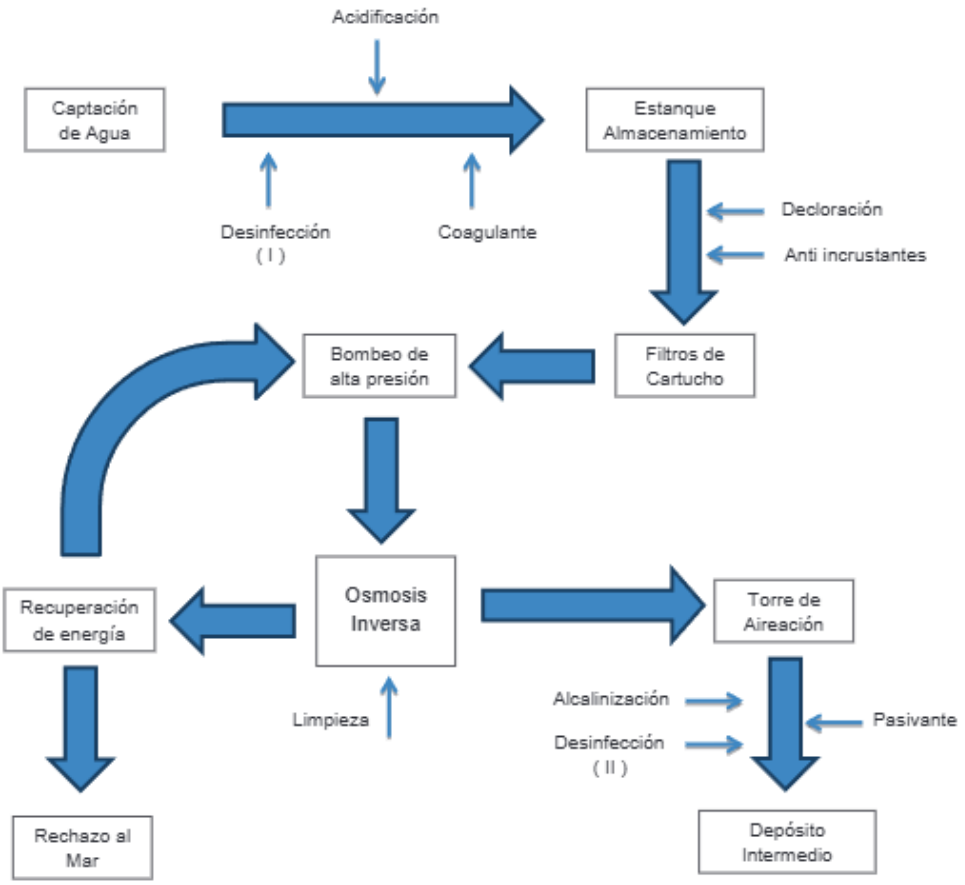
- **Pretratamiento:** Antes del tratamiento específico de las sales, hay que realizar un tratamiento global en el que se incluirán distintos procesos físicos y químicos. Lo primero será añadirle al agua bruta un coagulante (cloruro férrico) para formar agregados de partículas y propiciar su precipitación en el decantador al que va a ser enviada esta agua. Tras el proceso de la decantación se procederá a la desinfección, para eliminar así la carga biológica. Después del tratamiento de desinfección, el líquido, con una baja presión, pasa a

través de un conjunto de filtros de doble capa (generalmente de arena y/o carbón natural), tras los cuales la mayor parte de la materia en suspensión es retenida, obteniéndose un filtrado de aproximado de 15 micras (micrómetros). El agua obtenida pasará a un tanque regulador que dosificará el caudal para el siguiente filtrado. Ahora comienza una segunda etapa de filtración, en la que el agua es impulsada con una presión mayor a través de filtros multicapa (también de arena y/o carbón natural), los cuales aumentan la calidad de filtrado hasta partículas inferiores a 10 micras. Como elemento final de seguridad el agua deberá de pasar aún por filtros de cartucho, primero por unos de 15 micras y luego por otros de 10 micras. Tras este filtrado el agua, será declarada y deberá reducirse a un pH<7 mediante la adición de ácido sulfúrico, pues el agua debe poseer unas condiciones fisicoquímicas óptimas para ser introducidas en las membranas de Osmosis, ya que éstas son muy sensibles. Con este procedimiento las aguas ya deberían tener un SDI igual a 3 con lo que se evita que las membranas se dañen. (Guodi Tecnología, 2024)

- **Osmosis Inversa:** En esta etapa, una o más bombas de alta presión impulsan el agua hacia las membranas que producirán, por el fenómeno de osmosis inversa, las aguas resultantes de este proceso. En términos generales, a partir del agua de alimentación se obtiene entre un 40% y un 45% de agua producto, a la que se le añade una base (hipoclorito sódico) que estabiliza su pH en torno a 7 y además gracias a sus propiedades actúa como desinfectante, convirtiéndola así en agua apta para su uso o consumo. Por otro lado, entre un 55% y un 60% del agua impulsada pasa a convertirse en salmuera, que es el agua con alta concentración de sales que será nuevamente enviada al mar u otra área de disposición.

Cuando se trata de plantas mediana o grandes se hace pasar esta agua de rechazo por un sistema de turbinas donde se aprovecha su energía residual (presión), disminuyendo así el consumo energético. Hay que recalcar que el agua en las actuales plantas desaladoras puede pasar por una segunda etapa de Osmosis Inversa. (Guodi Tecnología, 2024)

Figura 23. *Proceso general desalación por osmosis inversa*



Nota: Tomado de Guodi Tecnología (Hangzhou, 2024).

El uso de ósmosis inversa para la desalinización requiere una demanda de electricidad de 3-4 kilovatios hora (kWh) por m³ de agua y cuesta alrededor de 0.7–2.5 USD por m³ de agua. Esto tiene solo un impacto menor en los costos totales de la electrólisis del agua, aumentando los costos totales de producción de hidrógeno en 0.01–0.02 USD/kgH_2. El uso directo de agua de mar en la electrólisis actualmente conduce a daños corrosivos y a la producción de cloro, pero la investigación está buscando cómo facilitar el uso de agua de mar en la electrólisis en el futuro (Guodi Tecnología, 2024)

Tecnologías para la obtención de nitrógeno.

Unidad de separación de aire

Una unidad de separación de aire es una planta que separa el aire atmosférico en sus componentes principales; nitrógeno, oxígeno y argón. Estos gases se separan mediante un proceso llamado destilación criogénica. La destilación criogénica implica enfriar el aire hasta que se licue y luego separar los componentes según sus diferentes puntos de ebullición. La planta ASU normalmente consta de un compresor, que primero comprime el aire, un intercambiador de calor, que enfría el aire, y una columna de destilación, que separa los componentes. Luego, los componentes se recogen en diferentes recipientes, listos para sus respectivos usos. (Plantas PRISM, 2020)

El primer paso en el proceso de separación del aire es la compresión del aire atmosférico. El compresor toma aire a presión atmosférica y lo comprime a varias atmósferas. Luego, este aire comprimido pasa a través de un intercambiador de calor, donde se enfría a aproximadamente -180 grados. Luego, el aire enfriado se envía a la columna de destilación, que es un recipiente cilíndrico alto. Dentro de la columna de destilación, el aire se separa en sus componentes. Esto se hace sometiendo el aire a una serie de etapas de calentamiento y enfriamiento. (Plantas PRISM, 2020)

El oxígeno tiene un punto de ebullición de -183 °C el nitrógeno tiene un punto de ebullición de -196 grado y el argón tiene un punto de ebullición de -186 °C. Como el oxígeno tiene el punto de ebullición más bajo, se evapora primero. La parte superior de la columna de destilación (el destilado) contiene oxígeno casi puro. El siguiente es el nitrógeno, que se evapora a una temperatura ligeramente más baja que el argón. El centro de la columna de destilación contiene nitrógeno casi puro. Finalmente, el argón se evapora en el fondo de la columna de destilación y se recoge en el fondo del recipiente. (Plantas PRISM, 2020)

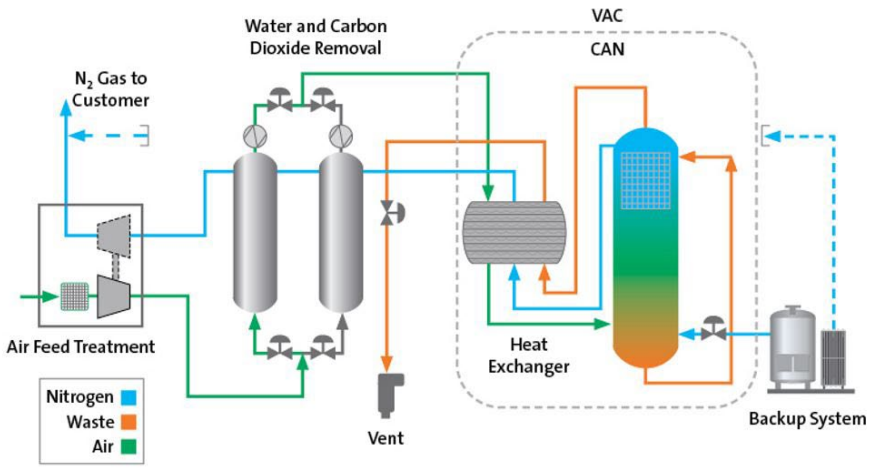
El último paso en el proceso de separación del aire es la recolección de los gases. Los gases separados se almacenan en recipientes separados y normalmente se transportan a sus respectivos clientes mediante camiones cisterna. (Plantas PRISM, 2020)

Los tres métodos más comunes para la obtención de nitrógeno son la destilación criogénica, la adsorción por cambio de presión y la separación mediante membranas.

Destilación criogénica

La destilación criogénica es una técnica de separación de componentes de una mezcla que se basa en la utilización de temperaturas extremadamente bajas para lograr la condensación y separación de gases. Es especialmente útil para la separación de gases del aire (como el oxígeno, nitrógeno y argón) y para purificar otros gases industriales.

Figura 24. *Descripción del proceso PRISM® de nitrógeno criogénico*



Nota: Tomado de Adhikari, 2021.

Principios de la Destilación Criogénica:

- **Enfriamiento y Licuefacción:** La mezcla de gases se enfría a temperaturas muy bajas, cercanas a los puntos de ebullición de los componentes individuales. En este proceso, algunos gases se licúan (pasan de gas a líquido) mientras que otros permanecen en estado gaseoso. (Guodi Tecnología, 2024)

- **Separación por Diferencia de Puntos de Ebullición:** Los gases licuados se separan debido a sus diferentes puntos de ebullición. Por ejemplo, el nitrógeno hierve a -195.8°C y el oxígeno a -183°C. En una columna de destilación, los componentes se separan en diferentes fracciones a lo largo de la columna debido a estas diferencias en puntos de ebullición.

- **Columnas de Destilación:** Se utilizan columnas de destilación que funcionan a bajas temperaturas. Estas columnas tienen bandejas o empaques que permiten el intercambio de calor y masa, facilitando la separación de los componentes. A medida que la mezcla se calienta ligeramente, los componentes con puntos de ebullición más bajos se vaporizan y ascienden por la columna, mientras que los componentes con puntos de ebullición más altos permanecen en la parte inferior.

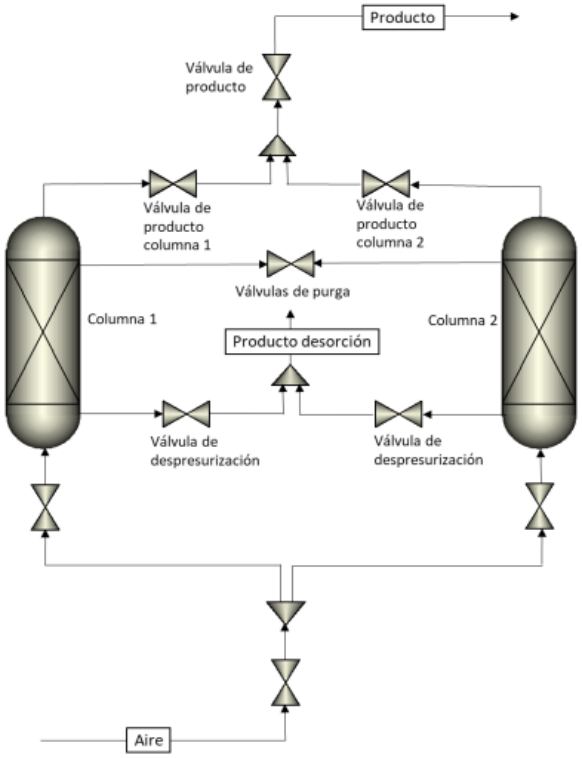
La principal ventaja de la destilación criogénica es su madurez tecnológica y que puede separar grandes volúmenes de aire con alta pureza. Además, el costo de producción de oxígeno y nitrógeno es relativamente bajo en comparación con otras tecnologías existentes. Sin embargo, los principales inconvenientes incluyen una capacidad limitada para producir económicamente volúmenes de producción más pequeños, así como altos costos de capital y energía. Además, requiere un tiempo significativo para alcanzar el equilibrio, por lo que no es adecuado para el funcionamiento intermitente. (Freire y Gonzales, 2022)

Adsorción por oscilación de presión (PSA)

El proceso de adsorción por cambio de presión (PSA, Pressure Switch Adsorption) se basan en que a presiones altas los gases tienden a ser adsorbidos en la superficie de ciertos materiales. De manera que, cuanto más alta es la presión, más gas es adsorbido y cuando la presión disminuye el gas es liberado. En esta tecnología, aplicada a la separación de los componentes del aire consiste en una columna empacada con adsorbentes, que son capaces de retener a un componente a una presión y libera ese mismo componente a otra presión. Los adsorbentes suelen ser materiales muy porosos elegidos debido a sus grandes áreas de superficie específica. Los adsorbentes típicos son zeolita, carbón activado, gel de sílice, alúmina o resinas sintéticas, entre otros. Algunos adsorben nitrógeno y otros adsorben oxígeno. (Guodi Tecnología, 2024) La adsorción por oscilación de presión se puede realizar utilizando múltiples lechos en serie. Como resultado, la pureza del producto se puede

manipular fácilmente en función de las necesidades del proceso y puede ser viable para la producción a pequeña y mediana escala, aunque se adapta mejor a la gama media (Guodi Tecnología, 2024). La desventaja de la adsorción por oscilación de presión es el coste de capital muy alto, así como los altos costes operativos. Los módulos están llenos de costosos adsorbentes, regenerados a altas temperaturas, que pueden degradarse rápidamente en términos de rendimiento con el tiempo (Adhikari , 2021) otro problema de este proceso es la dependencia de la pureza del nitrógeno ante ajustes de presión de funcionamiento, temperatura, la velocidad de flujo a través de los tamices moleculares y la frecuencia con que estes se cambian. (PRISM, 2021)

Figura 25. *Esquema del proceso de adsorción por cambio de presión*



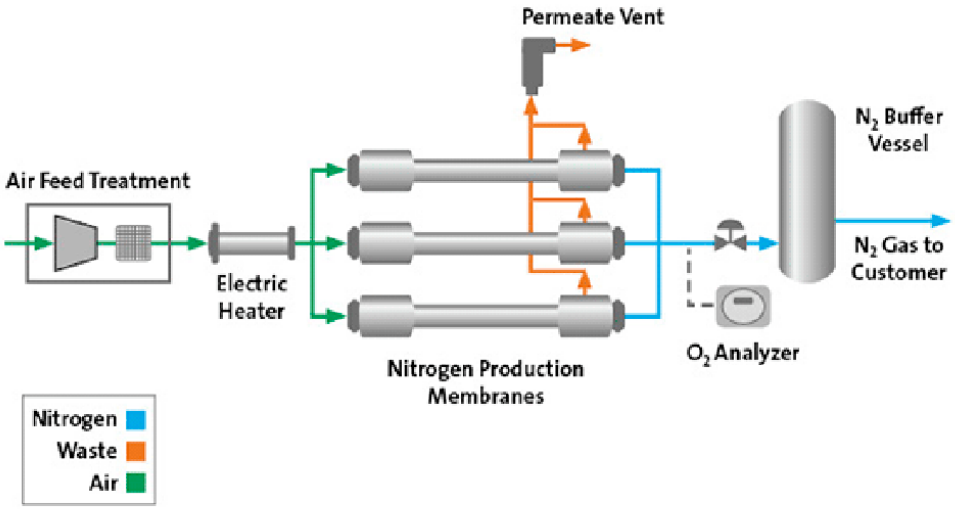
Nota: Tomado de Guodi Tecnología (Hangzhou, 2024).

Separación por membranas

Este sistema consiste en un haz de fibras de polímero de pequeño diámetro que se encuentran dentro de una cubierta exterior protector que permite separar el nitrógeno del oxígeno del aire gracias al fenómeno de permeación. En primer lugar, el aire se comprime, se purifica y se seca, antes de ser alimentado a las membranas. Gracias a que los gases penetran a distintas velocidades es posible separar el nitrógeno, ya que el oxígeno penetra más rápido, por lo que abandona antes el sistema. De esta forma, el aire de alimentación se separa en dos corrientes, una de oxígeno y otra de nitrógeno. (PRISM, 2021)

El proceso de separación por membranas ofrece numerosas ventajas significativas. En primer lugar, es energéticamente eficiente, requiriendo menos energía en comparación con métodos tradicionales como la destilación criogénica y la adsorción por oscilación de presión. Su diseño compacto y modular permite una mayor flexibilidad y adaptabilidad a diferentes escalas de producción. Las membranas poliméricas, en particular, son fáciles de fabricar y modificar, reduciendo significativamente los costos de capital. Además, no requieren pasos regenerativos, lo que simplifica el proceso y reduce el tiempo de equilibrio necesario, mejorando la eficiencia operativa. Estas membranas también presentan un impacto ambiental mínimo y una mayor durabilidad comparada con las opciones cerámicas y metálicas. A pesar de sus muchas ventajas, el proceso de separación por membranas también presenta ciertas desventajas. Las membranas poliméricas son propensas a ensuciarse en algunas aplicaciones, lo que puede reducir su eficacia y requerir mantenimiento adicional. Alcanzar altos niveles de pureza de gases puede ser complejo y a menudo requiere configuraciones de múltiples etapas, incrementando la complejidad y el costo del sistema. Además, el proceso depende de compresores y bombas de vacío para mantener el gradiente de presión necesario para la separación, lo que implica un gasto adicional y la necesidad de mantenimiento continuo. (PRISM, 2021)

Figura 26. *Proceso de permeación de nitrógeno*



Nota: Tomado de Ibrahim, 2022.

1. Establecimiento de las zonas de estudio
    1. Perfiles de velocidad del aire para los diferentes sitios
        - Documentar teoría y base de datos.
        - Inclusión de perfiles en el documento.
    2. Perfiles de generación de energía eólica costa afuera para los diferentes sitios
    3. Determinación de factores de potencia por sitios

Metodología

Con la propuesta de un sistema que genere amoniaco verde haciendo uso de energía eólica costa afuera en Colombia y su análisis tecno-económico se pretende determinar si el modelo propuesto es viable o no económicamente en el país, fortalecer la investigación para el futuro uso de energías renovables en Colombia con el fin de diversificar la matriz energética del país, y principalmente dar las bases y ser de ayuda en otras investigaciones referentes al tema, a fin de poner en marcha sistemas de este tipo en Colombia.

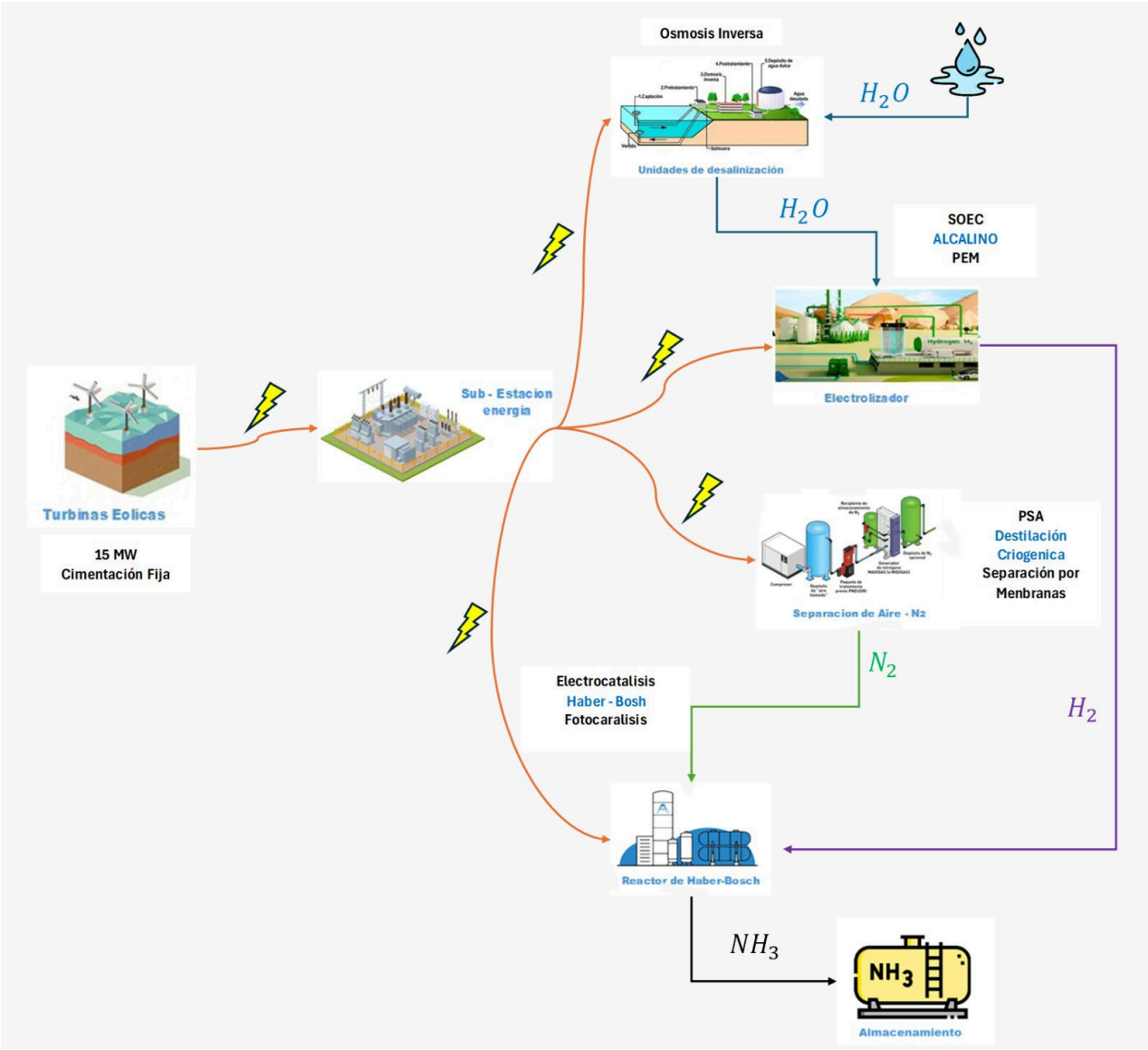
Definición del sistema PtX

Los componentes principales del sistema PtX propuesto en este estudio son los siguientes:

- Parque eólico offshore de cimentación fija ubicado a 10 km de tierra firme.
- Subestación de energía offshore y onshore.
- Unidad de desalinización del agua de mar.
- Electrolizador.
- Unidad de separación de aire.
- Síntesis de Amoniaco.
- Almacenamiento del amoniaco.

Se entiende que otros componentes como bombas, compresores, entre otros son necesarios para la operación del sistema. El sistema propuesto se representa en el siguiente diagrama:

Figura 27. *Diagrama de proceso del sistema PtX para la producción de amoniaco.*



Nota: Elaboración propia

El diagrama ilustra un sistema para la producción de amoníaco (NH_3) empleando energía renovable y procesos industriales. A continuación, se describe cada uno de los componentes:

1. **Turbinas Eólicas (Offshore)**: Generan electricidad renovable y limpia en alta mar, esencial para alimentar los procesos subsecuentes.

2. **Sub-Estación de Energía (Offshore)**: Recibe y distribuye la electricidad generada por las turbinas, transformándola y distribuyéndola a las diferentes unidades del sistema.
3. **Unidad de Desalinización (Onshore)**: Produce agua dulce a partir de agua de mar mediante captación, pretratamiento, ósmosis inversa y postratamiento.
4. **Electrolizador (Onshore)**: Utiliza la electricidad de las turbinas para separar el agua desalinizada en oxígeno (O_2) e hidrógeno (H_2) mediante electrólisis.
5. **Separación de Aire - N_2 (Onshore)**: Extrae nitrógeno (N_2) del aire comprimido utilizando tecnología de separación de gases.
6. **Reactor de Haber-Bosch (Onshore)**: Produce amoníaco (NH_3) combinando hidrógeno (H_2) y nitrógeno (N_2) bajo altas presiones y temperaturas.
7. **Almacenamiento de NH_3 (Onshore)**: El amoníaco producido se almacena en tanques especializados para su posterior distribución en usos industriales y agrícolas.

Cada componente se integra para formar un sistema eficiente y sostenible para la producción de amoníaco, aprovechando fuentes de energía renovable y tecnologías avanzadas de procesamiento.

Identificación de las tecnologías que conforman el sistema PtX

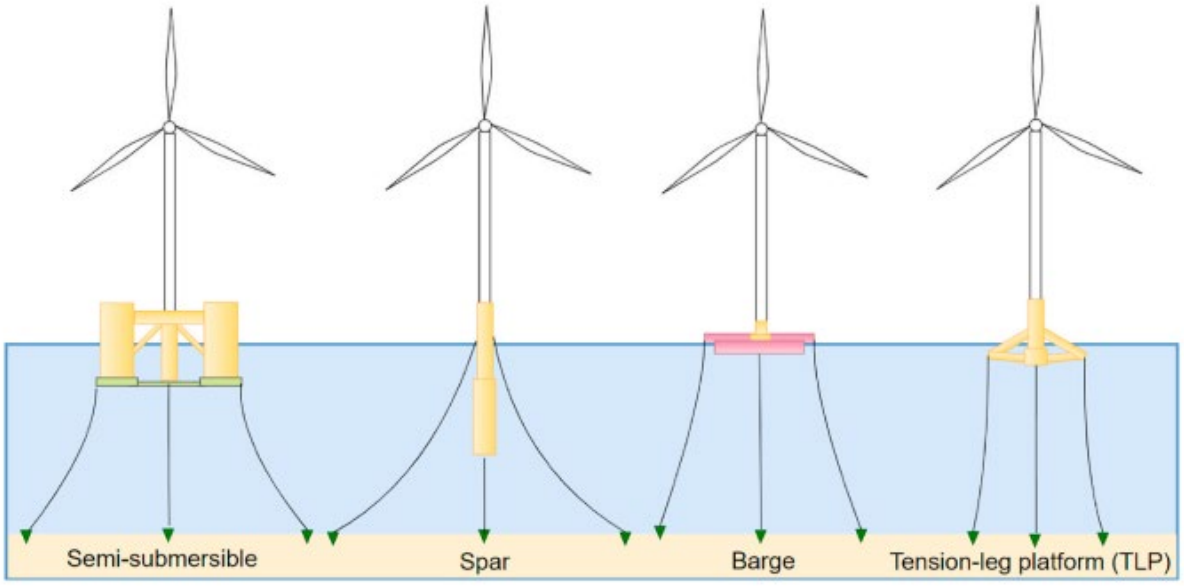
En este aparto se presentan algunas alternativas existentes para la producción de amoniaco verde, y se justifican las tecnologías escogidas.

Turbinas eólicas

Principalmente se debe tener en cuenta la zona de estudio, ya que acorde a la profundidad del mar, varia la cimentación de la turbina eólica, que se caracteriza por ser de fondo fijo o flotante dependiendo mayormente de la profundidad del mar, no obstante, también se tienen en cuenta otros factores tales como la altura de las olas, velocidad del viento y condiciones climáticas. En su mayoría los parques eólicos offshore usan cimentación flotante debido a profundidades del mar mayores a 70m, donde se destacan las siguientes tecnologías: la plataforma de patas tensionadas (TLP por sus siglas en ingles), la barcaza, el flotador tipo spar o spar-boya, y las plataformas semisumergibles. Las plataformas semisumergibles y las plataformas tipo spar son opciones más viables en términos económicos. La plataforma tipo spar son ampliamente utilizadas en las

industrias del petróleo y el gas por lo que tienen una madurez tecnológica mayor a las demás (IRENA, 2019).

Figura 28. *Plataformas flotantes para turbinas eólicas.*



Nota : Tomado de Gaertner, 2020.

Sin embargo, al plantear que el parque eólico sea offshore, a fin de aprovechar a las altas velocidades del viento esperadas, la turbina eólica sigue siendo la misma, donde lo que varía es su cimentación. El factor de capacidad de la energía eólica marina es una de sus características más destacables, no solo por su impacto en el costo nivelado de la energía, sino también porque es atractivo para la producción a gran escala de hidrógeno renovable marino. El factor de capacidad promedio global para la energía eólica marina es del 40% (Gaertner, et al., 2020) Sin embargo, para el caso en estudio se realizará la determinación de esta capacidad según la zona determinada para la implementación del proceso. Con el fin de obtener un mayor factor de capacidad en relación a las velocidades promedio del viento, se decide escoger para este estudio una turbina eólica de referencia de 15 MW planteada por la IEA, este modelo de referencia diseñado para aplicaciones marinas, y presenta varias características clave que la destacan en el ámbito de la energía renovable. A continuación, se describen sus principales características:

Dimensiones y Diseño

- **Diámetro del Rotor:** 240 metros, lo que permite una mayor captura de energía eólica.
- **Altura del Eje:** 150 metros, proporcionando un espacio libre de 30 metros sobre la superficie del agua, lo que es crucial para evitar interferencias con el oleaje y mejorar la eficiencia.
- **Número de Palas:** Generalmente, este tipo de turbina utiliza tres palas, aunque el diseño específico puede variar.

Estructura

- **Tipo de Sop**orte**:** Utiliza una estructura de soporte monopilar de fondo fijo, con un diámetro de base de 10 metros, diseñada para resistir las condiciones marinas.
- **Materiales:** La torre y el monopilote están construidos en acero isotrópico, lo que proporciona resistencia y durabilidad.

Sistema de Generación

- **Generador:** Incorpora un generador de rotor exterior de flujo radial, síncrono y de imán permanente, lo que permite un diseño compacto y eficiente.
- **Accionamiento:** Presenta un diseño de accionamiento directo, eliminando la necesidad de una caja de engranajes, lo que reduce el mantenimiento y aumenta la eficiencia.

Rendimiento

- **Potencia Nominal:** 15 MW, lo que la convierte en una de las turbinas más potentes en el mercado actual.
- **Coeficiente de Potencia (CP):** Diseñada con un CP de 0,489, lo que indica su capacidad para convertir la energía del viento en electricidad de manera eficiente.

- **Velocidad Máxima de Punta:** 95 m/s, que es la velocidad máxima a la que las puntas de las palas pueden operar.

Consideraciones Técnicas

- **Frecuencia de Operación:** El primer modo de la torre monopilar se sitúa en 0,17 Hz, lo que ayuda a evitar resonancias con las frecuencias de paso de las palas y las olas oceánicas.

- **Diseño Aerodinámico:** Se utilizan perfiles aerodinámicos optimizados (DTU FFA-W3) para maximizar la eficiencia de las palas.

Estas características hacen que la turbina eólica de 15 MW sea un modelo avanzado y eficiente para la generación de energía eólica marina, alineándose con las tendencias actuales en el desarrollo de tecnologías de energía renovable}

Tabla 8. *Resumen de las principales propiedades del aerogenerador de referencia de 15 MW de la IEA*

Parámetro	**Unidades**	**Valor**
Potencia nominal	MW	15
Clase de turbina	--	IEC Clase 1B
Calificación específica	W/m^2	332
Orientación del rotor	--	Contra el viento
Número de palas	--	3
Control	--	Velocidad variable Lanzamiento colectivo
Velocidad del viento de corte	EM	3
Velocidad nominal del viento	EM	10.59
Velocidad del viento de corte	EM	25

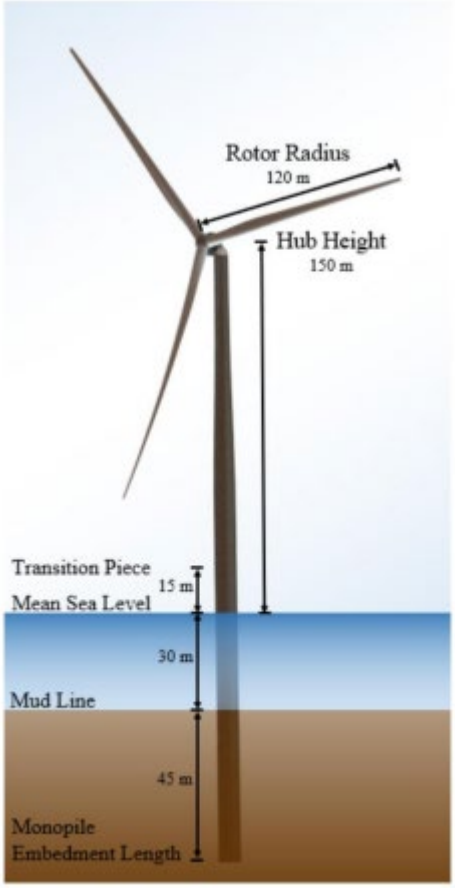
Relación de velocidad punta de diseño	--	9
Velocidad mínima del rotor	rpm	5
Velocidad máxima del rotor	rpm	7.56
Velocidad máxima de punta	revoluciones m/s	95
Diámetro del rotor	metro	240
Serie de perfil aerodinámico	--	FFA-W3
Altura del cubo	metro	150
Diámetro del cubo	metro	7.94
Voladizo del buje	metro	11.35
Ángulo del precono del rotor	grados	-4
Preflexión de la hoja	metro	4
Masa de la hoja	t	75
Transmisión	--	Manejo directo
Ángulo de inclinación del eje	grados	6
Masa del conjunto de la góndola del rotor	t	1.017
Altura de la pieza de transición	metro	15
Profundidad de empotramiento monopilote	metro	45
Diámetro de base monopilote	metro	10
Masa de la torre	t	860
masa monopilote	t	1.318

Nota: Desalination, Dr Rajiv Desai, 2024.

Los generadores de turbina eólica de accionamiento directo ofrecen una serie de ventajas sobre los sistemas de transmisión por engranajes; como menos piezas, menor complejidad y mayor

confiabilidad. Por otro lado, el acoplamiento directo del generador a velocidades muy bajas requiere grandes dimensiones físicas y mayor masa, lo que puede generar desafíos de transporte, montaje y servicio.

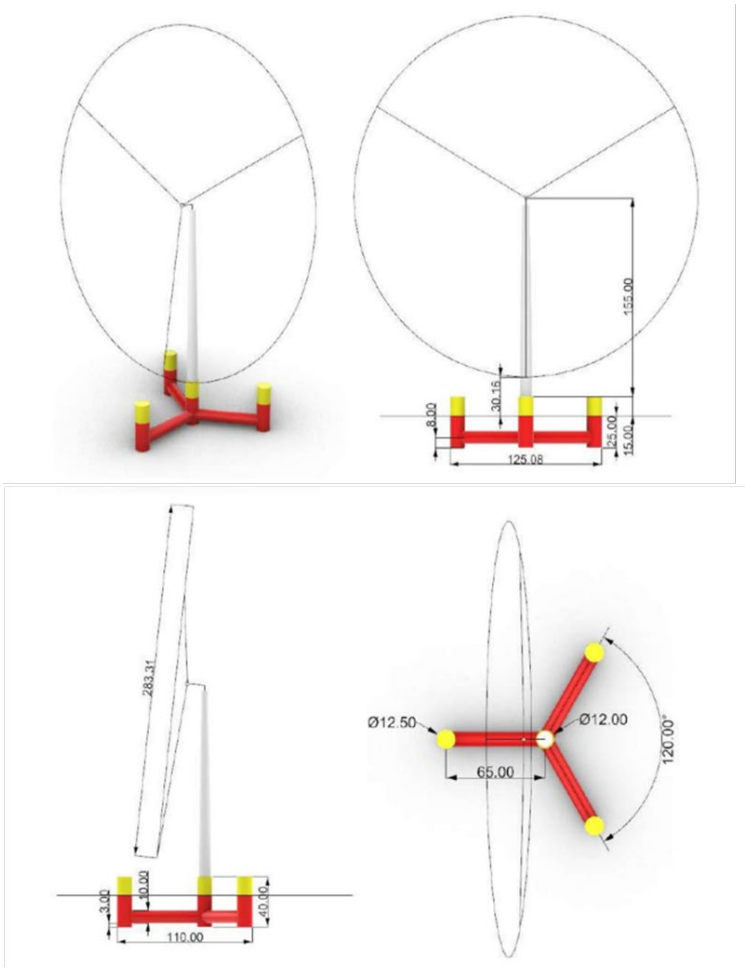
Figura 29. Dimensiones de diseño de la plataforma IEA 15 MW.



Nota: Desalination, Dr Rajiv Desai, 2024.

La turbina de referencia de 15 MW planteada por la IEA y se sugiere una plataforma semisumergible con tres columnas exteriores y una columna principal central de las siguientes dimensiones.

Figura 30. *Dimensiones de diseño de la plataforma semi-sumergible, IEA 15 MW RWT Todas las dimensiones están en metros y grados.*

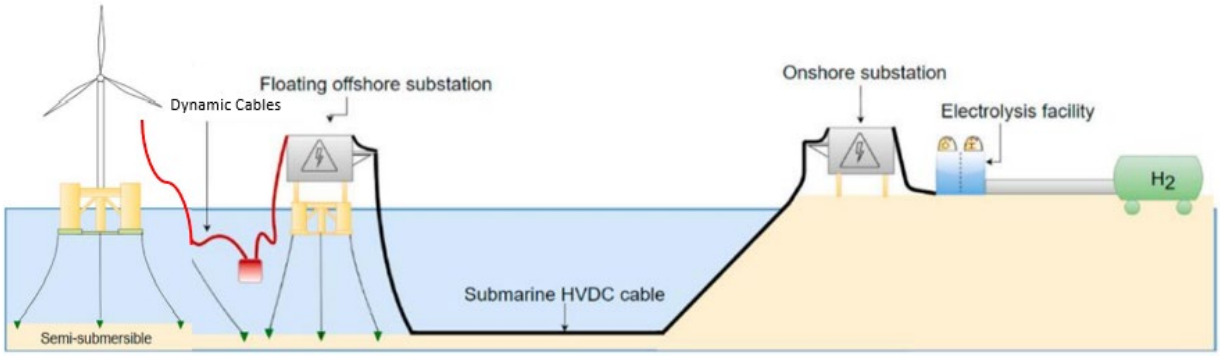


Nota: Desalination, Dr Rajiv Desai, 2024.

La red de cableado lleva toda la energía generada por las turbinas a una subestación offshore, para luego de esta subestación transferir la energía al sistema PtX onshore. Hay dos tipos de cables, dinámicos y estáticos. Los cables dinámicos recogen la producción de electricidad de las turbinas y la transfieren a una subestación offshore, donde se recolecta la producción total del parque y se

aumenta la tensión para la exportación. Los cables de potencia estáticos se utilizan para transmitir la tensión aumentada desde la subestación offshore a otra subestación en tierra. (IRENA, 2019)

Figura 31. *Diseño de tipología del sistema de electrólisis terrestre utilizando plataforma semi-sumergible, cableado eléctrico dinámico y una subestación terrestre y marina.*

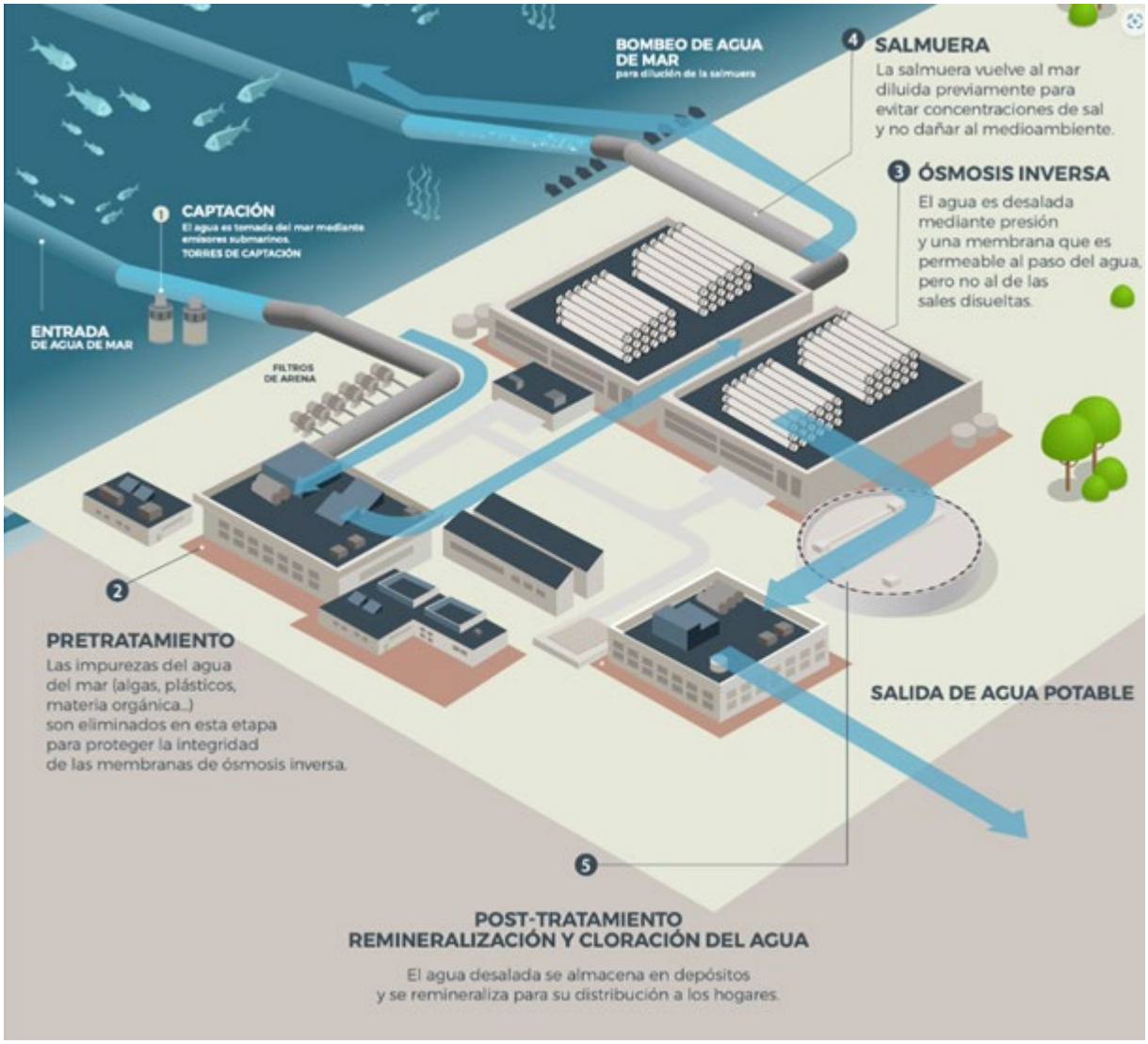


Nota: Tomado de IRENA, Renewable capacity statistics 2019, International Renewable Energy Agency, 2019.

Selección unidad de desalinización

Una unidad de desalinización generalmente requiere el bombeo de agua de mar. Tiene una demanda de energía relativamente menor en comparación con el electrolizador. El rango de demanda de energía para el proceso de ósmosis inversa depende de la salinidad del agua de alimentación, la eficiencia de las bombas y la descarga de salmuera. El consumo específico de energía total se puede estimar en el rango de 2-4 kWh/m³. (ACCIONA, 2023)

Figura 32. *Planta de Desalación por ósmosis inversa.*



Nota: tomado de IEA, The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities, Report prepared by the IEA for the G20, 2019.

Selección de tecnología de electrolizadores

A continuación, se presentan un resumen de las diversas características que componen cada una de las tecnologías de electrolisis de agua de mayor madurez tecnológica:

Tabla 9. *Características tecno-económicas de diferentes tecnologías de electrolizadores*

Parametro	**Unidades**	**Electrolizador Alcalino**	**Electrolizador PEM**	**Electrolizador SOEC**
Electrolito	-	KOH/NaOH	Electrolito de polímero sólido (PFSA)	Zirconia estabilizada con itria (YSZ)
Electrodo/catalizador (lado del hidrógeno)	-	Perforado recubierto de níquel	Óxido de iridio	Níquel/Zirconia estabilizada con itria (YSZ) (LSCF, LSM)
Electrodo/catalizador (lado del oxígeno)	-	Perforado recubierto de níquel	Carbono platino	Zirconia estabilizada con itria (YSZ) (La, Sr, Co, Fe) (La, Sr, Mn)
Eficiencia eléctrica	%	63-70	56-60	>80
Presión de operación	Bar	1.0-30	30-50	<30
Temperatura de operación	°C	60-80	50-80	650-1000
Vida útil del conjunto de celdas	Horas	60000-90000	30000-90000	10000-30000
Rango de carga	%	10-110	0-160	20-100

Densidad de corriente nominal	(A/cm²)	0.2-0.8	1.0-2.0	0.3-1.0
Capacidad de las celdas	MW	≤6	≤1.5	≤3.7
Degradación	(%/1000H)	0.1	0.1	0.5
Rango de voltaje	V	1.4-3.0	1.4-2.5	1.0-1.5
Tiempo de arranque en frío	Min	5.0-15.0	5-10.0	<60
Nivel de madurez tecnológica	-	9	9	5-7.0
Costo capital de celdas de 1MW	USD/kW	270	400	>2000
Costo capital de celdas de 10MW	USD/kW	500-1000	700-1400	Desconocido
CAPEX	USD/kWe	500-1400	1100-1800	2800-5600

Nota: Tomada de Diaz et al, (2023). Maia, (2021). Sigma Thermal (2022).

Teniendo en cuenta múltiples factores, como el tiempo de vida, los materiales que componen la tecnología, madurez tecnológica, capacidad nominal, eficiencia y especialmente el gasto capital, la tecnología de electrolisis que se planteara para el sistema propuesto es la electrolisis alcalina o por sus siglas en ingles AEL. No obstante, para próximos estudios y futuros proyectos una de las tecnologías que puede presentar mayores ventajas una vez alcance la madurez tecnológica suficiente para ser comercializada, es la tecnología de oxido solido por sus siglas en ingles SOEC, ya que la eficiencia eléctrica tiene un mayor grado debido a que usa vapor para el proceso de electrolisis el

cual puede ser extraído del proceso HB, lo que finalmente aumenta la eficiencia general del sistema y se ve traducido con un menor costo capital (IC energiGUNE, 2024)

Luego de un estudio detallado de distintos documentos se refleja que para proyectos de gran escala como es el del pertinente estudio, la tecnología alcalina presenta mayores ventajas frente a las otras tecnologías actualmente. Hoy en día, el costo de inversión de la electrólisis de agua alcalina es de 500-1000 USD/kW (Muñoz, 2021). Además de ya estar disponible para ser comercializada industrialmente.

Selección del módulo de obtención de Nitrógeno

La elección de una u otra tecnología depende principalmente de la capacidad de producción de nitrógeno necesaria, la pureza requerida y de los costes económicos asociados. En la Tabla 10, se recogen las características principales de cada tecnología.

Tabla 10. *Resumen de las características principales de cada tecnología.*

Tecnología	**Destilación criogénica de aire (ASU)**	**Adsorción por cambio de presión (PSA)**	**Separación por membranas**
Temperatura (ºC)	-195 a -170	20 - 35	40 - 60
Presión (bar)	1 - 10	6 - 10	6 - 25
Pureza (%)	99.9999	<99.99	99.5
Tiempo de arranque	Horas	Minutos	Minutos
Consumo de energía (kWh/kg N2)	0.1	0.2 – 0.3	0.2 – 0.6
Capacidad de producción (m3 /h)	250 - 50000	250 - 3000	3 - 3000

Coste de inversión (k USD/tpd NH3)	< 9	5 - 26	26 - 46

Nota: tomado de IEA, The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities, Report prepared by the IEA for the G20, 2019.

Debido a su madurez tecnológica y su aplicación en proyectos existentes, la tecnología que se selecciona en esta investigación es la destilación criogénica del aire (ASU).

Selección del módulo de obtención de amoníaco

En la actualidad, el proceso de Haber-Bosch sigue siendo la mejor opción para la producción de amoniaco debido a su alta eficiencia y viabilidad industrial. Aunque tiene un impacto ambiental considerable, es el método más maduro y optimizado disponible. La electrocatálisis y la fotocatálisis representan alternativas prometedoras a largo plazo por su potencial sostenibilidad, pero aún necesitan importantes avances tecnológicos para superar los desafíos actuales de eficiencia y escalabilidad.

Preparación para distribución de amoniaco

Para preparar una distribución efectiva de amoníaco en Colombia, es fundamental considerar múltiples aspectos técnicos que aseguren tanto la eficiencia como la seguridad del proceso. A continuación, se detallan los elementos clave a tener en cuenta:

Almacenamiento

- **Tanques de Almacenamiento**: El amoníaco se almacena en estado líquido a bajas temperaturas (aproximadamente -33°C) y a presión atmosférica. (Amoquimicos, 2024). Los tanques deben ser de acero al carbono y estar equipados con sistemas de refrigeración y monitoreo de presión y temperatura. La capacidad de estos tanques puede variar entre 2.5 y 10 toneladas, dependiendo de las necesidades específicas de almacenamiento. (SURA, 2024)
- **Seguridad**: Implementar medidas de seguridad estrictas, incluyendo sistemas de detección de fugas, planes de evacuación y capacitación del personal. Es crucial contar con equipos de

protección personal adecuados y con procedimientos de respuesta ante emergencias bien establecidos.

- **Transporte:** El transporte de amoníaco se realiza en camiones cisterna especializados que cumplen con las normativas de seguridad y regulación para el transporte de sustancias peligrosas. Estos camiones deben estar equipados con sistemas de contención y monitoreo de posibles fugas durante el transporte. El transporte de amoniaco por el territorio nacional se hace en su totalidad por vía terrestre, utilizando camiones cisterna o cilindros de acero de 2.5, 5 o 10 toneladas normalmente. (Navarro, 2023)

Regulación y Normativas

Cumplir con las regulaciones nacionales establecidas por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Minas y Energía, y la Superintendencia de Transporte para garantizar la seguridad de las personas y el medio ambiente. Las Naciones Unidas clasifican el amoníaco como una sustancia clase 2.3 (gas tóxico) y clase 8 (corrosivo), lo que implica riesgos significativos para la salud y la seguridad. (Alnajideen, et al. 2024)

Para el transporte seguro de NH3, es necesario identificar las características de la sustancia, los riesgos asociados y las medidas de mitigación correspondientes. Además, debido a su potencial uso en la elaboración de sustancias ilícitas, se han establecido lineamientos de control y fiscalización específicos. Entre las normativas relevantes se encuentran:

Resoluciones y Decretos:

- Resolución 0001 del 8 de enero de 2015
- Resolución 0002 del 28 de marzo de 2018
- Resolución 0004 del 2 de agosto de 2022
- Decreto 0585 del 2 de abril de 2018
- Resolución 0002 del 31 de mayo de 2022
- Resolución 0008 de 2015 (Prórroga)
- Resolución 0004 de 2020

- Resolución 0163 del 26 de febrero de 2021
- NTC 4532 (Norma Técnica Colombiana)

Consideraciones Adicionales

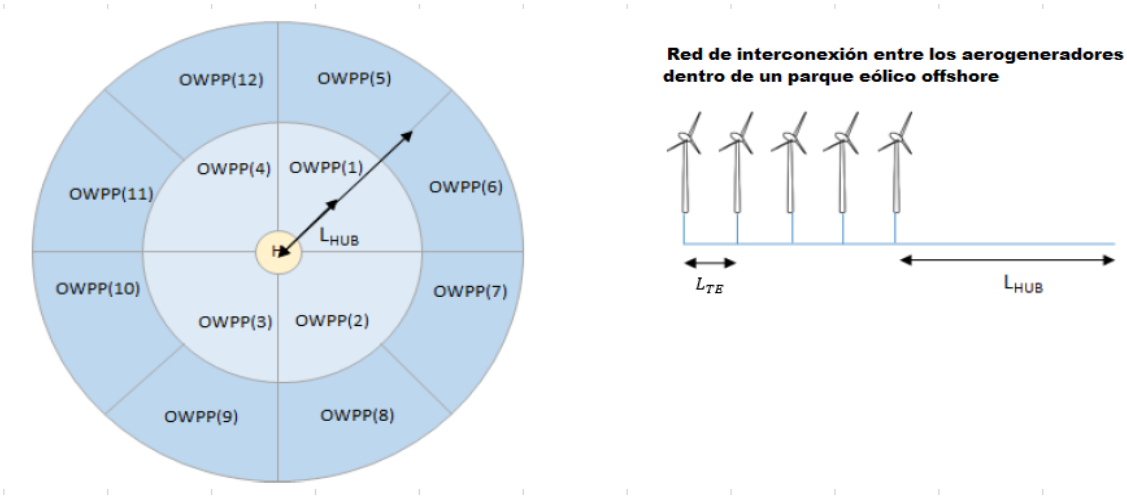
- **Capacitación y Concienciación**: Todo el personal involucrado en el manejo, almacenamiento y transporte de amoníaco debe recibir formación continua sobre los riesgos y las medidas de seguridad. Esto incluye simulacros de emergencia y actualizaciones regulares sobre las mejores prácticas.
- **Monitoreo y Mantenimiento**: Implementar un programa riguroso de mantenimiento y monitoreo de los equipos de almacenamiento y transporte para asegurar su buen funcionamiento y evitar posibles fallos.
- **Comunicación y Coordinación**: Establecer canales efectivos de comunicación y coordinación entre todas las partes involucradas, incluyendo autoridades regulatorias, transportistas y personal de almacenamiento, para asegurar una respuesta rápida y efectiva ante cualquier incidente.

Con estas consideraciones, se busca asegurar una distribución de amoníaco eficiente y segura, minimizando los riesgos para la salud, el medio ambiente y la seguridad pública.

Costo Nivelado de Energía (LCOE)

Para calcular el costo nivelado de energía del sistema PtX planteado se debe obtener el gasto capital y operacional de los componentes que conforman el sistema de generación y transmisión de energía eólica. En la figura 28 se puede observar esquemáticamente la distribución del sistema, mientras que la distribución del parque eólico offshore se representa en la figura 30.

Figura 33. *Red de interconexión entre los aerogeneradores dentro de un parque eólico*



Nota: Tomado de Singlitico (2021)

Actualmente, pocas investigaciones ofrecen las ecuaciones necesarias para desarrollar los CapEx y OpEx de todo el sistema de generación y transmisión de energía eólica. Por lo tanto, en esta investigación se utilizan costos de referencia para calcular estos valores, los cuales se obtienen del último informe publicado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos. No obstante, el gasto capital y operacional de las subestaciones offshore, onshore y la línea de transmisión HVDC de 66 kV se calculan por medio de ecuaciones y se suman en los gastos capitales para calcular el LCOA.

Tabla 11. *Desglose de costos de componentes CapEx del sistema eólico offshore de fondo fijo*

Componente	**Costo (€/kW)**	**Porcentaje del CAPEX Total (%)**
Turbina	1521.92	36.65%
Desarrollo y gestión del proyecto	87.73	2.11%
Subestructura y cimentación	545.21	13.16%
Infraestructura Eléctrica	919.42	22.25%

Montaje e instalación	205.01	4.94%
Precio de arrendamiento	149.51	3.61%
Puesta en marcha de la planta	39.39	0.95%
Desmantelamiento	103.85	2.51%
Contingencia	370.63	8.95%
Financiamiento de la construcción	171.89	4.15%
Seguro durante la construcción	39.39	0.95%
CAPEX Total	4153.95	100%

Nota: Tomado de Stehly, 2023.

Tabla 12. *OpEx del sistema eólico offshore de fondo fijo*

Parámetro	**Valor (€/kW-año)**	**Porcentaje del OPEX Total (%)**
Labor (técnicos)	3.58	3.60%
Materiales	3.58	3.60%
Equipo (embarcaciones)	76.1	76.60%
Administración de gestión	1.79	1.80%
Tasas portuarias	0.9	0.90%
Seguro	13.43	13.50%
OPEX Total	99.38	100%

Nota: Tomado de Amoníaco en Colombia, Observatorio de Complejidad Económica

El costo nivelado de energía se calcula haciendo uso de la ecuación (9).

$$LCOE = \frac{(\sum CapEx * TCF) + \sum OpEx}{\left(\frac{PEA_{NET}}{1000}\right)} \quad (9)$$

Donde TCF es la tasa de costo fijo 6.48% y PEA_{NET} es la producción neta media anual de energía del sistema en MW/h (Stehly, et al. 2022).

La producción neta nominal anual de energía del sistema se calcula a partir de la energía nominal del mismo, restando las pérdidas asociadas al sistema y a la transmisión de energía, haciendo uso de las ecuaciones de la tabla 13. Una vez obtenida la energía nominal del sistema, descontadas las pérdidas, se aplica el factor de planta correspondiente a la zona donde se encuentre ubicado el sistema.

Tabla 13. Energía transmitida a la subestación offshore y a la planta onshore.

Energía transmitida a la subestación offshore/onshore			
Componente	**Símbolo**	**Unidades**	**Ecuación**
Potencia nominal	P_S	GW	$N_{TE} \cdot P_{TE} \cdot (1 + k)$
Energía Nominal	$E_{IG}(t)$	GWh	$N_{TE} \cdot P_{TE} \cdot (1 + k)$
Tolerancia añadida	k	%	5
Energía transmitida a la subestación offshore	$E_{PTX}(t)$	GWh	$E_{IG} \cdot (1 - \eta_{IG})$
Perdidas de energía en el sistema offshore	η_{IG}	%	0.55

Energía transmitida a la planta onshore	$E_{HVDC}(t)$	GWh	$E_{PTX}(t) \cdot \left(1 - \left(\eta_{ST} + \frac{\eta_{HS}}{1000} \cdot L_{HS}\right)\right)$
Perdidas de energía en la estación de conversión	η_{ST}	%	1
Pérdida de energía por unidad de longitud superior a 1000 km	η_{HS}	%	3.5
Potencia de entrada a la subestación offshore	P_{HVDC}	GW	$\sum_{i=1}^{n} P_{S,i}$
Distancia desde el parque eólico hasta la planta onshore	L_{HS}	km	10

Nota: Tomado de Maia, Techno-Economic Analysis of Green Ammonia Production using Offshore Wind Farms (2021). Desalination. Dr Rajiv Desai (2024).

Definición de la zona donde se ubicará el parque eólico.

Para garantizar que el sistema propuesto sea económicamente viable, es esencial encontrar un equilibrio entre eficiencia y costos. En este sentido, la ubicación del parque eólico depende de las velocidades promedios de la zona, el factor de planta y su proximidad a la costa. En las figuras 8 y 11 se recopilan las zonas disponibles para la implementación de proyectos eólicos con mayor potencial energético en Colombia, ubicadas costa afuera. Además, en la tabla 2 se detallan la potencia nominal y el área en km² de cada una de estas zonas. Sin embargo, en el documento estatal de donde se extrajo esta información (Ministerio de energía, 2023) no se especifica de qué base de datos se obtuvieron las velocidades del viento de estas zonas ni cómo se determinó la potencia nominal. Por esta razón, en este proyecto se han obtenido las velocidades promedio del viento, la

potencia nominal y el factor de planta de las tres zonas de interés: oriente, centro y occidente, con el fin de contar con información más sólida y cercana a la realidad.

Con las zonas de interés seleccionadas el primer paso llevado a cabo fue delimitar la zona para realizar la obtención de datos asociados a las velocidades del viento en cada hora durante todo el año 2023, como se muestra a continuación:

Figura 34. Delimitación zona occidental (lat, long): 11.220622°, -74.907532°.

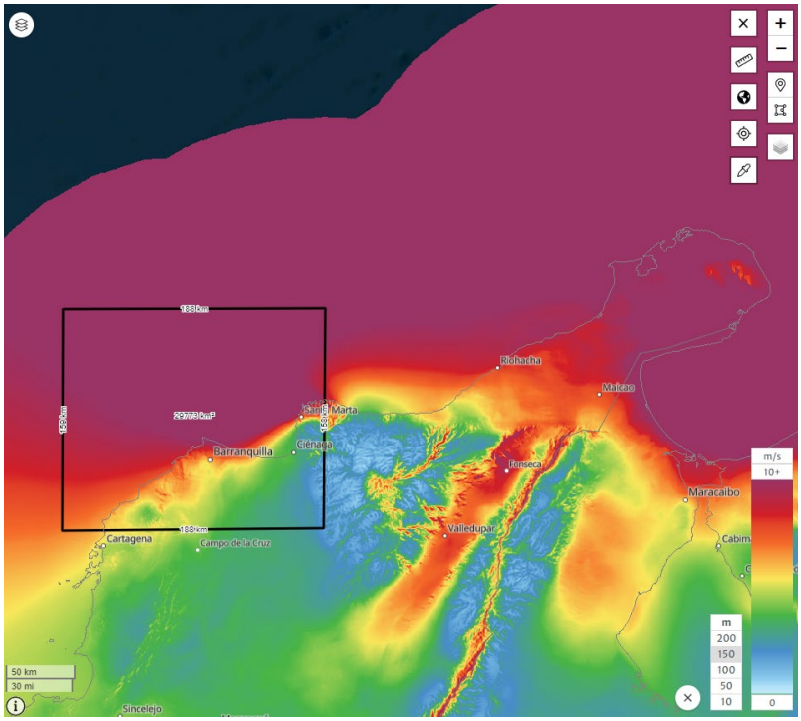


Figura 35. *Delimitación zona Central. (lat, long): 11.38°, -73.55°.*

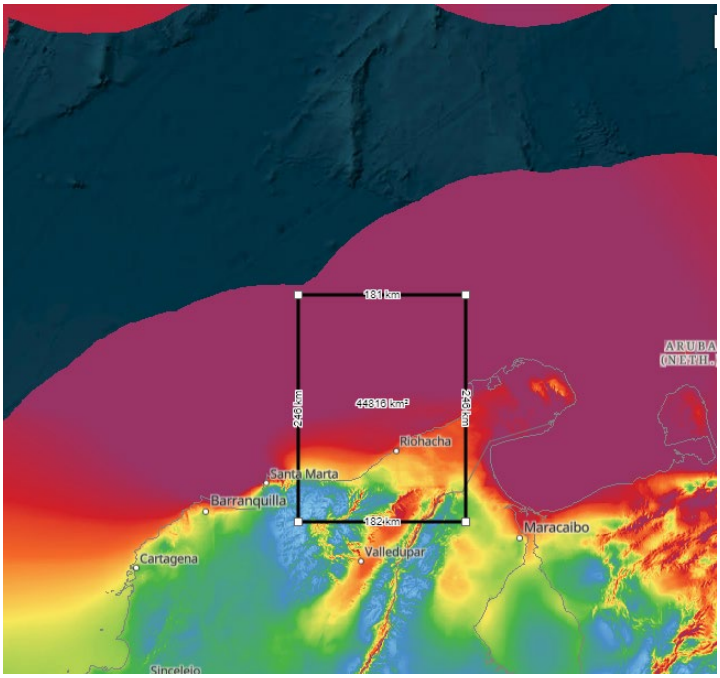
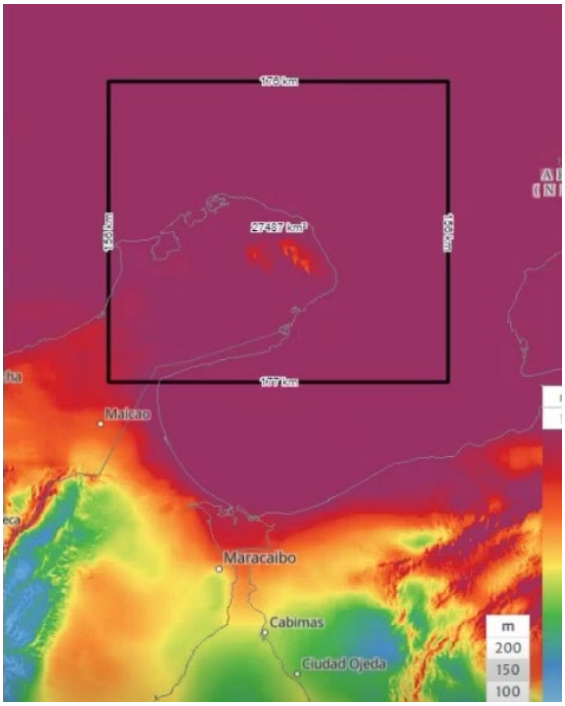
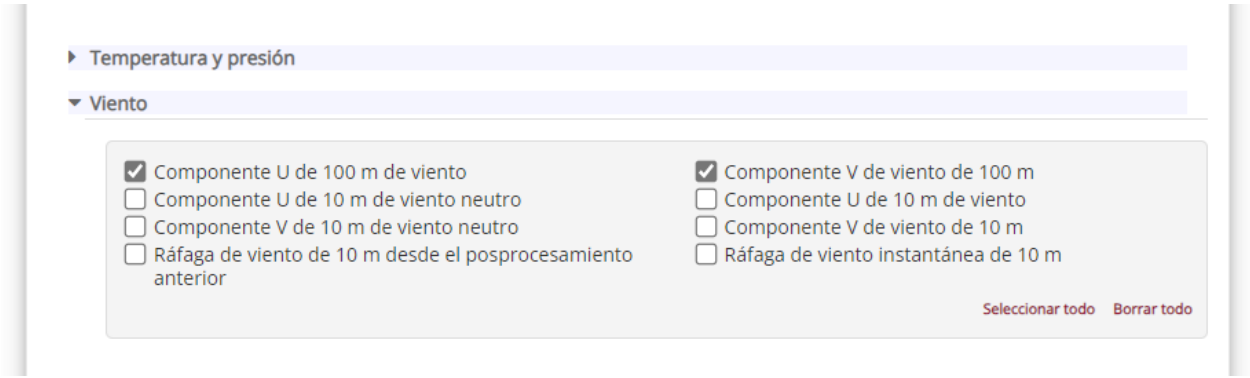


Figura 36. Delimitación zona oriental (lat, long): 11.5°, -72.70°.



Estas zonas se delimitaron utilizando el programa WindAtlas, el cual ofrece información sobre los recursos eólicos en diversas áreas de la región seleccionada. Posteriormente, con las zonas de estudio previamente delimitadas, se utilizaron los datos de velocidad del veinto proporcionados por el Programa de Observación de la Tierra de la Unión Europea, "Copernicus". Para extraer esta información del software, se ingresan las coordenadas geográficas específicas de las áreas seleccionadas en el sistema Copernicus con el objetivo de obtener datos de monitoreo continuo de las velocidades del viento de la zona en específico. Se registran mediciones horarias a lo largo de los 365 días del año 2023, lo que suma un total de 8760 horas de datos. Las mediciones se realizan a una altura de 100 metros sobre el nivel del mar, ya que esta es la altura máxima considerada en el programa y la más relevante en relación con la altura típica de las turbinas eólicas la cual es de 150 metros. Esta metodología garantizará la precisión y relevancia de los datos para evaluar el potencial eólico de las zonas en cuestión.

Figura 37. Datos de las componentes del viento proporcionados por la base de datos Copernicus a una altura de 100 metros.

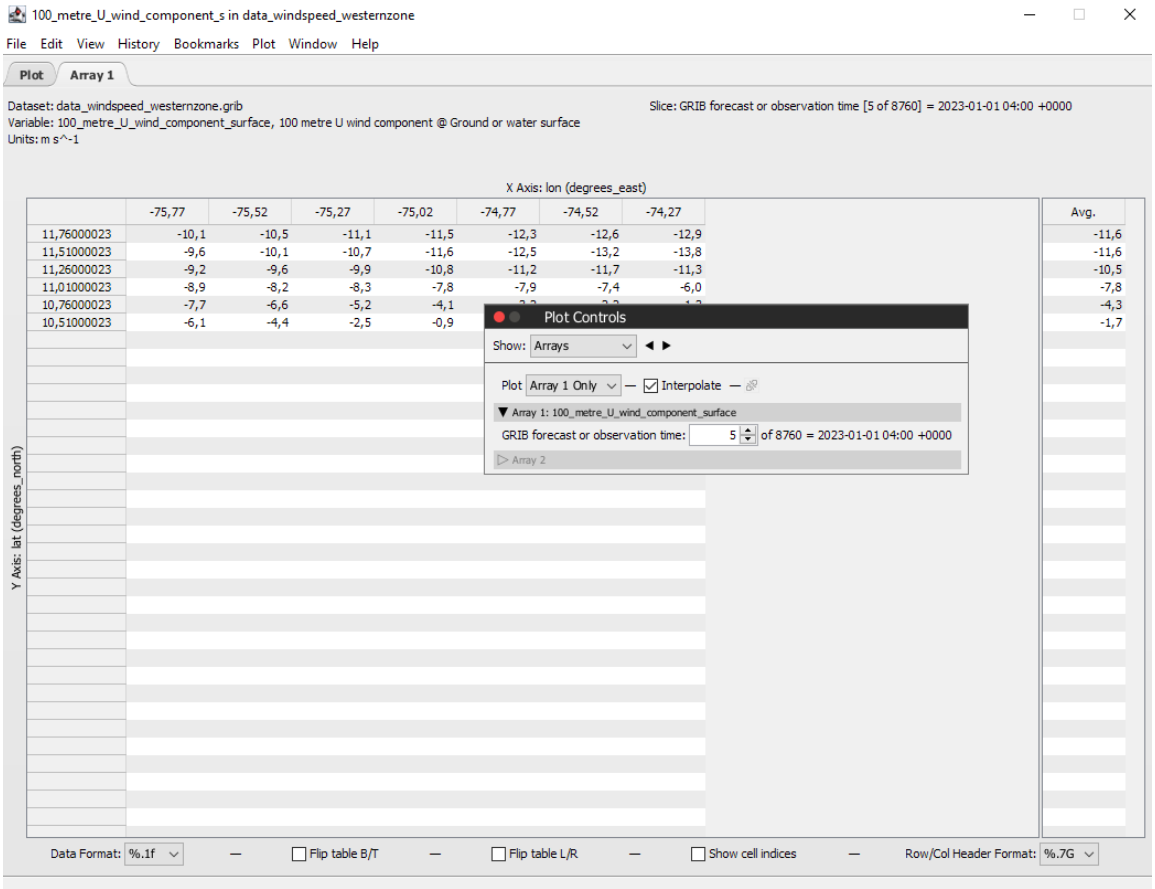


Por cada hora, el programa proporciona los valores de velocidad en las componentes U y V, donde U representa la componente horizontal y V la vertical. Se extraen los datos correspondientes a las 8,760 horas para ambas componentes.

No obstante, para visualizar la información descargada de la base de datos Copernicus se debe hacer uso del programa desarrollado por la NASA Panoply 5.5.0 en su versión para Windows, en el cual se cargan los datos descargados de Copernicus, y una vez cargados, Panoply 5.5.0 permite observar los datos de forma detallada en distintas horas del año. El programa proporciona información con

una resolución espacial definida, dividiendo la zona de interés en una cuadrícula uniforme tanto en latitud como en longitud. Específicamente, las coordenadas de la zona se subdividen en 7 partes iguales en la dirección de la latitud y en 7 partes iguales en la dirección de la longitud, lo que resulta en una matriz de 49 puntos de datos para cada hora. En otras palabras, para cada hora del día, se obtienen 49 valores de velocidad del viento correspondientes a las coordenadas de esta cuadrícula en cada uno de sus vectores. Además, esta cuadricula de 49 datos es para un vector de velocidad en específico, bien sea la componente U o V.

Figura 38. *Velocidades del viento en la componente V en una hora específica dentro de una cuadrícula de latitud y longitud 7x7 obtenidas mediante Panoply 5.5.0.*



Este procedimiento se repite para cada una de las 24 horas del día a lo largo de los 365 días del año, generando así un total de 8760 conjuntos de 49 datos de velocidad del viento para cada componente de velocidad U y V. Esto permite un análisis detallado y preciso del comportamiento del viento en la zona de estudio durante el año 2023.

Para calcular la velocidad total en una coordenada especifica se debe obtener la magnitud de velocidad haciendo uso de la ecuación 10.

$$Magnitud\ de\ Velocidad = \sqrt{u^2 + v^2} \tag{10}$$

Este procedimiento debe realizarse 49 veces para cada hora con el fin de obtener la velocidad real de cada hora en la coordenada especifica.

De esta manera, se obtiene la velocidad del viento para cada uno de los 49 puntos definidos en la matriz para cada hora de estudio. Este procedimiento se repite para cada una de las 24 horas del día, a lo largo de los 365 días del año. Debido a la densidad de datos, es necesario hacer uso de un programa con el fin de poder realizar este análisis, por tal razón se hace uso del programa Python con el fin de analizar y tratar los datos mencionados y hacer su respectivo análisis. Sin embargo, dado que cada dato se extrajo para una altura de 100 metros, es necesario extrapolar los datos a una altura de 150 metros.

Este procedimiento de extrapolación se realiza inicialmente mediante la Ley de Potencia, que representa un modelo simple para el perfil vertical de la velocidad del viento:

$$\frac{U_Z}{U_{Z_r}} = \left(\frac{z}{z_r}\right)^{\alpha} \tag{11}$$

donde U_Z es la velocidad del viento a la altura z, U_{Z_r} es la velocidad del viento de referencia a la altura Z_r y a es el exponente de la ley de potencia

Seguidamente, se utiliza la ecuación de la correlación del exponente de la Ley de Potencia como función de la velocidad del viento y la altura de referencia:

$$a = \frac{0.37 - 0.088 * ln(U_{ref})}{1 - 0.088 * \ln(\frac{Z_{ref}}{10})} \quad (12)$$

Donde U está en m/s y Z_{ref} en m.

Este enfoque permite ajustar los datos de velocidad del viento a la altura específica de las turbinas, asegurando que las estimaciones sean más cercanas a valores reales y relevantes para la evaluación del potencial eólico en la zona de estudio.

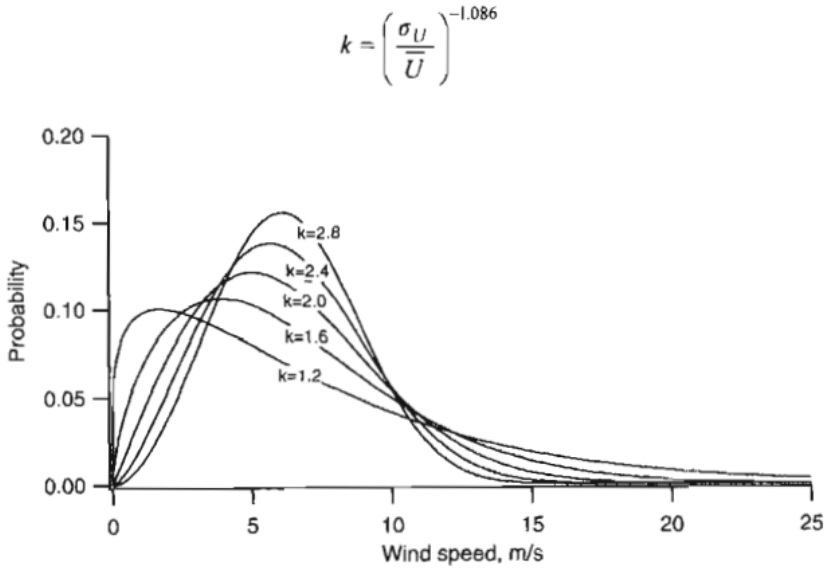
Una vez obtenida la velocidad promedio del viento a una altura de 150 metros, se debe implementar una distribución de probabilidad para determinar el potencial de energía eólica de la zona de estudio y estimar la producción de energía eólica en dicho lugar. Este análisis se basa en el uso de la función de densidad de probabilidad, p(U), de la velocidad del viento. Para este propósito, se emplea la distribución de Weibull, que es adecuada para representar una amplia variedad de regímenes de viento debido a su flexibilidad. La distribución de Weibull se define por dos parámetros: K, el factor de forma, y C, el factor de escala. La función de densidad de probabilidad de la distribución de Weibull se expresa de la siguiente manera

$$p(U) = \frac{k}{c}\left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{U}{c}\right)^{k}} \quad (13)$$

Donde:

- U es la velocidad del viento
- k es el factor de forma, que describe la forma de la distribución,
- c es el factor de escala, que describe la escala de la distribución

Figura 39. *Diagrama de distribución de probabilidad de Weibull*



Nota: Tomado de Manwell et al (2022)

La distribución se obtiene descargando una librería de Python y desarrollando un programa donde se ingresan los datos obtenidos para graficar la distribución de Weibull acorde a los parámetros obtenidos del viento según cada zona. Se obtienen las siguientes distribuciones.

Figura 40. Diagrama de distribución de probabilidad de Weibull según los parámetros del viento obtenidos, zona occidental, código elaborado en Python.

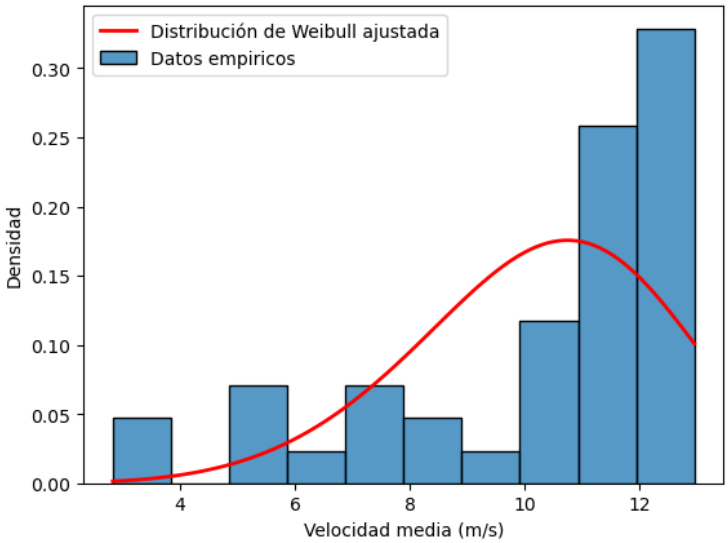


Figura 41. Diagrama de distribución de probabilidad de Weibull según los parámetros del viento obtenidos, zona central, código elaborado en Python.

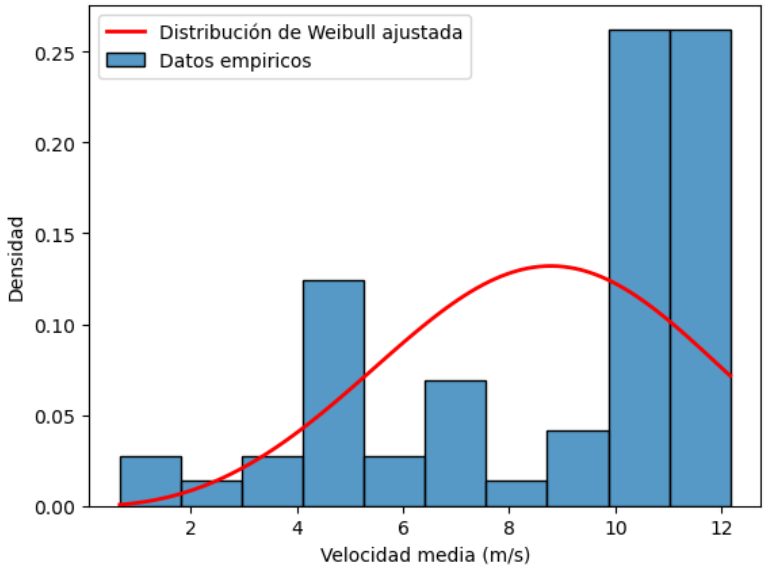
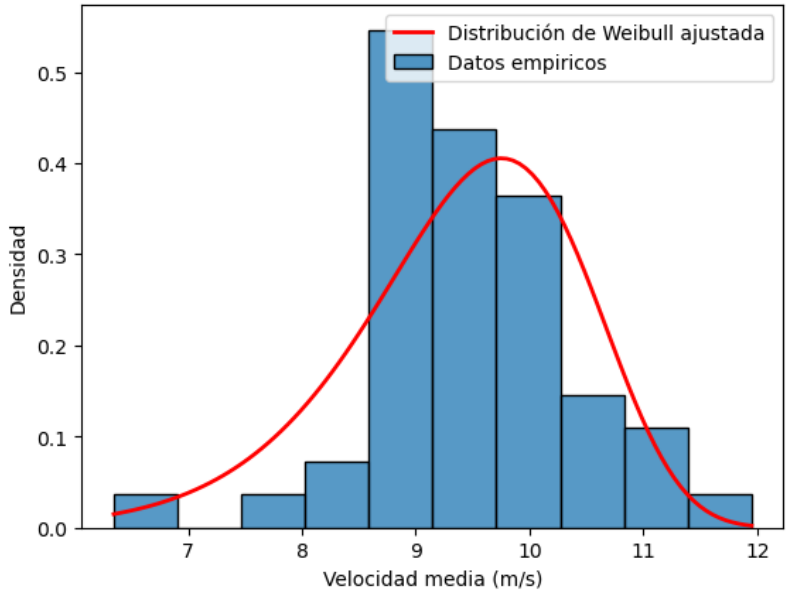


Figura 42. Diagrama de distribución de probabilidad de Weibull según los parámetros del viento obtenidos, zona oriental, código elaborado en Python.



Posteriormente, se procede con la estimación de la producción de energía de la turbina eólica mediante técnicas estadísticas. Se integran los 8760 datos de la velocidad del viento, la distribución de probabilidad p(U), y la potencia de máquina conocida $P_W(U)$, se obtiene la potencia media de la máquina eólica, $\bar{P}_w$ mediante la siguiente ecuación (Manwell, 2022):

$$\bar{P}_w = \int_0^\infty P_W(U)P(U)dU \tag{14}$$

Este cálculo se realiza mediante un código de programación en Python donde se obtiene un correcto tratamiento de datos, dando como resultado el perfil de potencia promedio de la turbina y factor de planta de la zona estudiada.

Modelo Tecnoeconómico

Costo Nivelado del Amoniaco (LCOA)

De manera similar al cálculo del LCOE, donde se deben considerar los gastos de capital (CapEx) y de operación (OpEx) de los componentes del sistema, para calcular el costo nivelado de producción de una tonelada de amoníaco también es necesario determinar los CapEx y OpEx de los equipos que integran el sistema generador de amoníaco. Donde se tienen en cuenta: la unidad desalinizadora, los compresores, el electrolizador, el sistema de Haber-Bosch (HB), la unidad de separación de aire, y el almacenamiento del amoníaco. Como se menciona anteriormente, para el caso de este estudio, la planta productora de amoniaco se encuentra en tierra firme y el parque eólico a 10 km de distancia de la costa.

Las ecuaciones necesarias para obtener los CapEx y OpEx de todos los componentes y equipos que son parte del sistema generador de amoniaco se organizan en las tablas 14 y 15.

Tabla 14. *CapEx/OpEx de los componentes del sistema generador de amoniaco.*

Símbolo	**Componente**	**Unidades**	**Ecuación**
$CAPEX_{DES}$	Costo de capital unitario de unidad desalinizadora	M€	$\left(30.6 \cdot \left(\frac{\bar{P}_{EL}}{LHV_{H_2}}\right) * W_{DES}\right)$
--	Costo por capacidad de la unidad desalinizadora	€/(L/h)	30.6
$\bar{P}_{EL}$	Potencia nominal del electrolizador	GW	4
PCI_{H_2}	poder calorífico inferior del hidrógeno	kWh/kg	33.33
CH_2O_{DES}	Consumo de agua por cada kilogramo de hidrogeno producido	Litros/kg	15
$OPEX_{DES}$	Costo operativo de la unidad de desalinización	Millones € / Año	$2.5\% * (CAPEX_{DES})$
$CAPEX_{EL}$	Gasto capital del electrolizador	M€	$\bar{P}_{EL} * RC_{EL} * \left(1 + \left(N_{eq} * OS\right)\right) * \left(\frac{\bar{P}_{EL} * 10^3}{RP_{EL}}\right)^{SF_{EL}}$

$OPEX_{EL}$	Costo operativo del electrolizador	M€/year	$CAPEX_{EL} * 3.44\% * (\bar{P}_{EL} * 10^3)^{-0.155}$
OS	variable de ubicación	--	igual a 0 dado que el electrolizador está ubicado en tierra firme
$OPEX_{EL,SR}$	Costo operativo de reemplazo de la pila de electrolizador	--	$RC_{SR} * \bar{P}_{EL} * (1 - N_{eq}) * RC_{EL} * \left(\frac{\bar{P}_{EL} * 10^3}{RP_{EL}}\right)^{SF_{SR}}$
$CAPEX_{COMP}$	Costo capital del compresor	M€	$3000 * (\bar{P}_{COMP})$
--	costo del compresor	€/GW	3000
$\bar{P}_{COMP}$	Potencia nominal del compresor	GW	$max\left(\frac{\bar{E}_{COMP}(t)}{\Delta t}\right) = \frac{\dot{m}_{H_2}(t)*R*T_{COMP,IN}}{\tilde{M}_{H_2}*3,6*\varepsilon_{COMP}*10^9} * \left(\frac{\gamma}{\gamma-1}\right) * \left[\left(\frac{P_{COMP,OUT}}{P_{COMP,IN}}\right)^{\left(\frac{\gamma-1}{\gamma}\right)} - 1\right]$
R	constante universal de gas	Kj/kmol*K	8.314
$T_{COMP,IN}$	Temperatura de la tubería a la entrada	K	285.15

$\widetilde{M}_{H_2}$	Masa molar de H2	Kg/kmol	2
ε_{COMP}	Eficiencia de compresión	%	50
γ	Relación entre las capacidades caloríficas específicas para H2 en condiciones de entrada	--	$\frac{c_p}{c_v} = 1.4074$
$P_{COMP,OUT}$	Presión de la tubería salida	bar	30
$P_{COMP,IN}$	Presión a la salida del electrolizador	bar	1.013
$OPEX_{COMP}$	Costo operativo Compresor	M€/Year	$3\% * CAPEX_{COMP}$
$CAPEX_{HB,ASU}$	Gasto capital del sistema HB integrado con la unidad de separación de nitrógeno	M€	$CAPEX_{HB,ASU} = \bar{P}_{EL} \cdot RC_{HB,ASU} \cdot (1 + OS)$

$RC_{HB,ASU}$	Costo de referencia del sistema HB+ASU	€/kW	425
$OPEX_{HB,ASU}$	Costo operativo del sistema HB integrado con la unidad de separación de nitrógeno	M€/Year	$1.5\% * CAPEX_{HB,ASU}$
$OPEX_{HB,ASU}$ $En\ 10\ años$	Costo operativo HB en el año donde los catalizadores de los reactores deben ser remplazados	M€/Year	$30\% * CAPEX_{HB,ASU}$
η_{HB}	Eficiencia de la unidad HB + ASU	%	75
$CAPEX_{ALMC}$	Gasto capital de los tanques de almacenamiento de amoniaco	M€	$CAPEX_{ALMC} = \frac{0,9C_{ALMC}}{10^3}$ *Donde 0.9€/kg por tonelada de* NH_3 *es el costo estimado de los tanques, y* 10^3 *es para ajustar el valor a M€*
C_{ALMC}	Capacidad de almacenamiento de los tanques	Toneladas	-

$OPEX_{ALMC}$	Costo operativo de los tanques de almacenamiento	M€/Year	$1\% * CAPEX_{ALMC}$
η_{DES}	Consumo de energía de la unidad desalinizadora por unidad de energía consumida por el electrolizador	%	$\frac{\bar{E}_{DES}}{\bar{E}_{EL}} = \frac{\eta_{EL*} CH_2O_{DES} * \frac{CE_{DES}}{1000}}{PCI_{H_2}}$
CE_{DES}	Consumo de energía del desalinizador por m3 de agua procesado	kWh/m3	3.5
η_{COMP}	Consumo de energía del compresor por unidad de energía consumida por el electrolizador	%	$\frac{\bar{E}_{COMP}}{\bar{E}_{EL}} = \frac{\frac{\eta_{EL} \cdot R \cdot T_{COMPIN}}{1000}}{PCI_{H_2} \cdot \widetilde{M}_{H_2} \cdot 3{,}6\varepsilon_{COMP}} \cdot \left(\frac{\gamma}{\gamma - 1}\right) \cdot \left[\left(\frac{P_{COMP,OUT}}{P_{COMP,IN}}\right)^{\left(\frac{\gamma-1}{\gamma}\right)} - 1\right]$

Nota: Tomado de Maia, Techno-Economic Analysis of Green Ammonia Production using Offshore Wind Farms (2021). Dr Rajiv Desai, Desalination (2024). Fúnez, Technical-economic analysis for a green ammonia production plant in Chile and its subsequent transport to Japan (2020). Jepma, Towards sustainable energy production on the North Sea - Green hydrogen production and CO2 storage: onshore or offshore (2018)

Tabla 14. *Variables de economía y parámetros operativos del electrolizador*

Variable	Unidades	Valor
RC Costo de referencia del electrolizador	€/kW	500
N Participación del costo no relacionado con el equipo	%	27
RP Potencia de referencia del electrolizador	MW	17
SF Factor de escala de electrolizador	-	-0.13
RC Costo de referencia del reemplazo de la pila	%	45
RP Potencia de referencia del reemplazo de la pila	MW	5
SF Factor de escala del reemplazo de la pila	-	-0.12
CS Tiempo de arranque en frío del electrolizador	min	20
N Eficiencia eléctrica del electrolizador (primera hora)	%	65.9
N Degradación del electrolizador (%/1000h)	%	0.1
Pila del electrolizador M	horas	82500

P Presión de funcionamiento del electrolizador	bar	30
T Temperatura de funcionamiento del electrolizador	°C	80

Nota: Tomado de Maia, Techno-Economic Analysis of Green Ammonia Production using Offshore Wind Farms (2021). Zauner, Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization (2019). Larcher, Towards greener and more sustainable batteries for electrical energy storage (2014).

Balances de masa y energía

Como se observa en las ecuaciones para calcular el costo nivelado de energía y amoníaco, es necesario calcular el flujo masico de amoniaco que producirá el sistema planteado y la energía generada por el sistema eólico offshore y de esta manera, comparar costo-beneficio.

El flujo masico de amoniaco se obtiene desarrollando le ecuación número 15.

$$\dot{m}_{NH3}(t) = \frac{\bar{E}_{NH3}(t) \cdot 10^6}{PCI_{NH3}} \tag{15}$$

Donde $\bar{E}_{NH3}$ es la energía química del amoniaco producido y PCI el poder calorífico inferior del amoniaco que es igual a 5.17 kWh/kg

La energía química del amoniaco $\bar{E}_{NH3}$ se calcula con la siguiente ecuación:

$$\bar{E}_{NH3} = \bar{E}_{H2}(t) \cdot \eta_{HB} \tag{16}$$

Donde $\bar{E}_{H2}(t)$ es la energía química del Hidrogeno producido y se calcula haciendo uso de la Eq. (17) (Singlitico, et al 2021).

$$\bar{E}_{EL}(t) \cdot \eta_{EL}(t) \cdot \left(1 - \left(\frac{cs}{60} \cdot \left|\frac{\sum_{i=1}^{24} B(t-i)}{24}\right|\right)\right) \; if \;\; \bar{E}_{EL}(t) > 0$$
$$0 \; if \bar{E}_{EL}(t) < 0 \tag{17}$$

Donde *CS* es el tiempo de arranque en frio del electrolizador, *B* es la variable Boolean la cual es 1 si el electrolizador no estuvo operativo en las últimas 24 horas 0 si el electrolizador estuvo operativo en alguna de las últimas 24 horas η_{EL} la eficiencia del electrolizador y $\bar{E}_{EL}$ la energía eléctrica consumida por el electrolizador. $\bar{E}_{EL}$ energía eléctrica consumida por el electrolizador se calcula con la Eq. (Maia, 2021)

$$\bar{E}_{EL}(t) = \frac{\bar{E}_{HVDC}(t)}{1 + \eta_{DES} + \eta_{COMP}} \tag{18}$$

η_{EL} es la eficiencia del electrolizador para la primera hora de operación $t = 1$ el valor de la eficiencia se encuentra en la **Tabla 9**. Para las siguientes horas de operación, $t > 1$, La eficiencia se ve afectada por la degradación de la pila de la celda en el electrolizador y se calcula utilizando la Eq (19)

$$\eta_{EL}(t+1) = \bar{E}_{EL}(t) \cdot \left(1 - \frac{\eta_{DEG}}{1000} \cdot B(t)\right) \tag{19}$$

$B(t)$ es igual a 1 si $\bar{E}_{EL}(t) > 0$, de otra manera $B(t)$ es igual a 0. η_{DEG} es la degradación de la eficiencia.

En dado caso que se quiera calcular la producción de hidrogeno del sistema planteado, se puede realizar usando la ecuación (20).

$$\dot{m}_{H2}(t) = \frac{\bar{E}_{H2}(t) \cdot 10^6}{PCI_{H2}} \tag{20}$$

Al definir como se obtienen los CapEx, OpEx y el balance de masa y energía del sistema se hace uso de la ecuación (21) para calcular el costo nivelado de amoniaco en unidades de euros por tonelada.

$$LCOA = \frac{\sum_{a=0}^{PT}\left(\frac{CapEx_{i,a} + OpEx_{i,a}}{(1+TR)^{a}}\right)}{\sum_{a=0}^{n} PT\left(\frac{\dot{m}_{NH3_a}}{(1+TR)^{a}}\right)} \tag{21}$$

Donde PT es el tiempo de vida del proyecto asumido de 20 años, TR la tasa interna de retorno 5%, y $\dot{m}_{NH3_a}$ es la cantidad de amoniaco producida en toneladas por año.

Resultados y discusión

Desempeño de la turbina en la generación de potencia

Al ejecutar el programa desarrollado en Python se obtienen los perfiles de potencia promedio para una turbina de 15MW y los factores de planta para las diferentes zonas de estudio. Estos datos se representan desde la Figura 40 a la Figura 45

Figura 43. *Potencia media de una turbina de referencia de 15 MW, con un electrolizador de 15 MW y límites de operación entre el 10% y 100%, Factor de carga del electrolizador: 0.43, zona occidental, código elaborado en Python.*

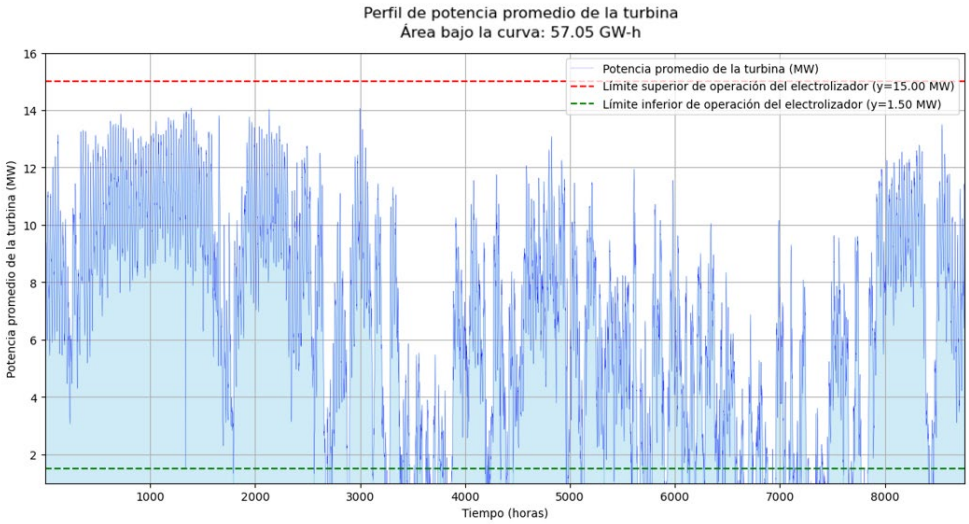


Figura 44. *Perfil del factor de planta, zona occidental, código elaborado en Python*

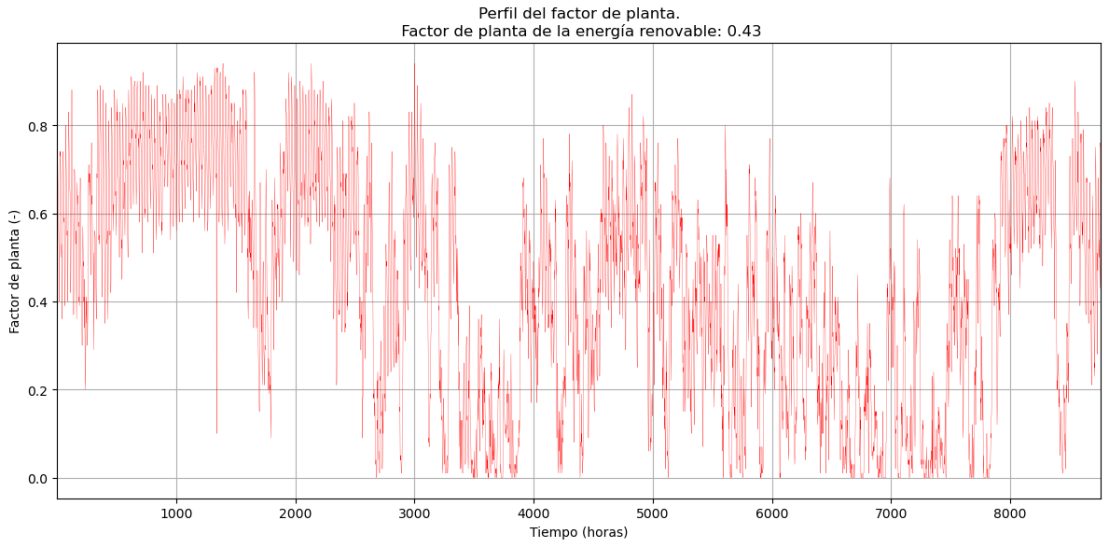


Figura 45. *Potencia media de una turbina de referencia de 15 MW, con un electrolizador de 15 MW y límites de operación entre el 10% y 100%, Factor de carga del electrolizador: 0.41, zona central, código elaborado en Python.*

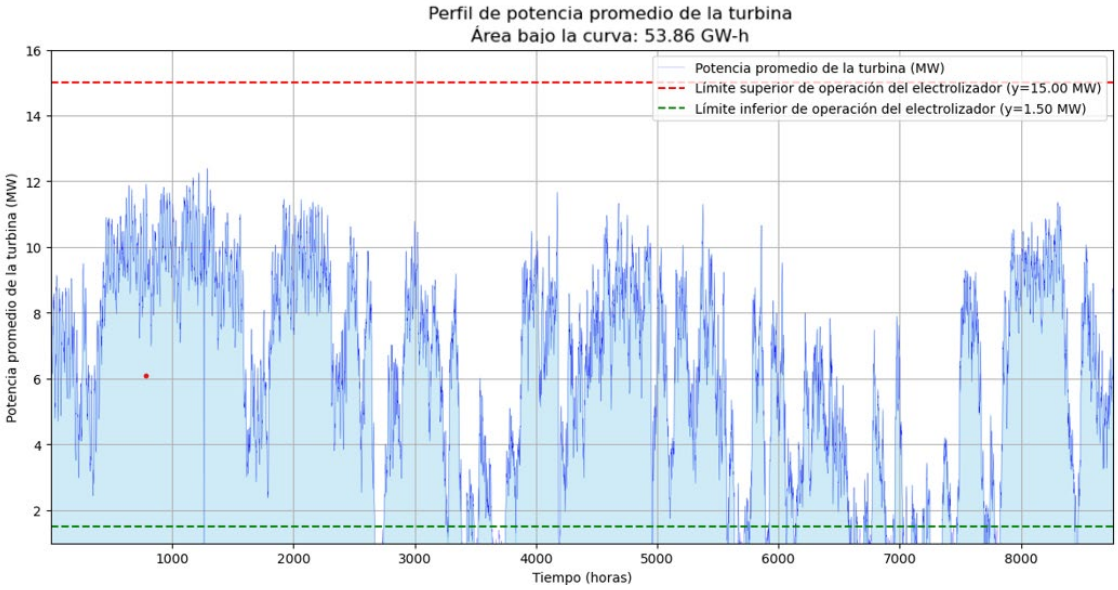


Figura 46. *Perfil del factor de planta, zona central, código elaborado en Python.*

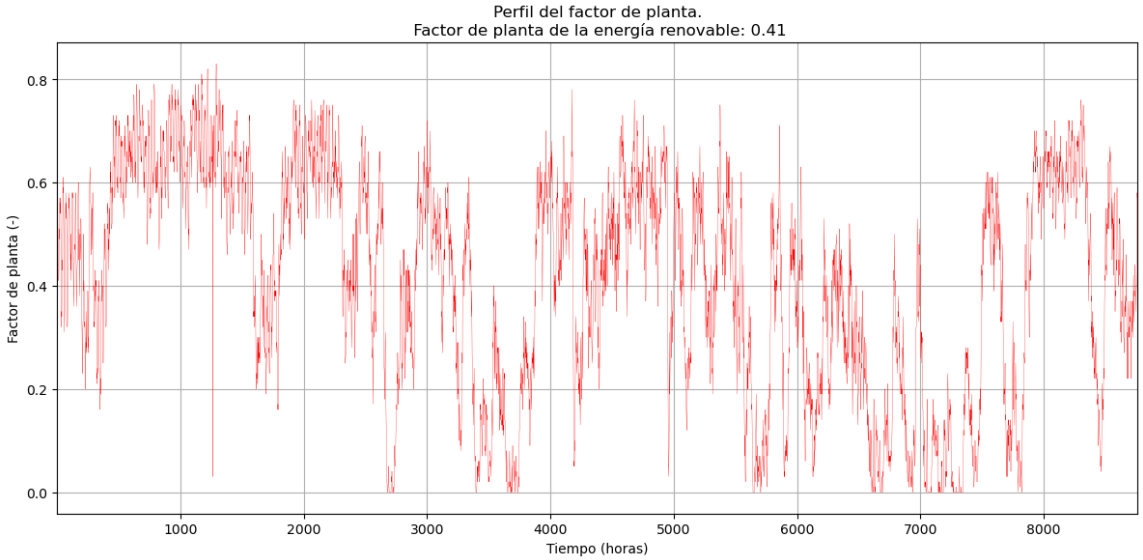


Figura 47. *Potencia media de una turbina de referencia de 15 MW, con un electrolizador de 15 MW y límites de operación entre el 10% y 100%, Factor de carga del electrolizador: 0.75, zona oriental, código elaborado en Python.*

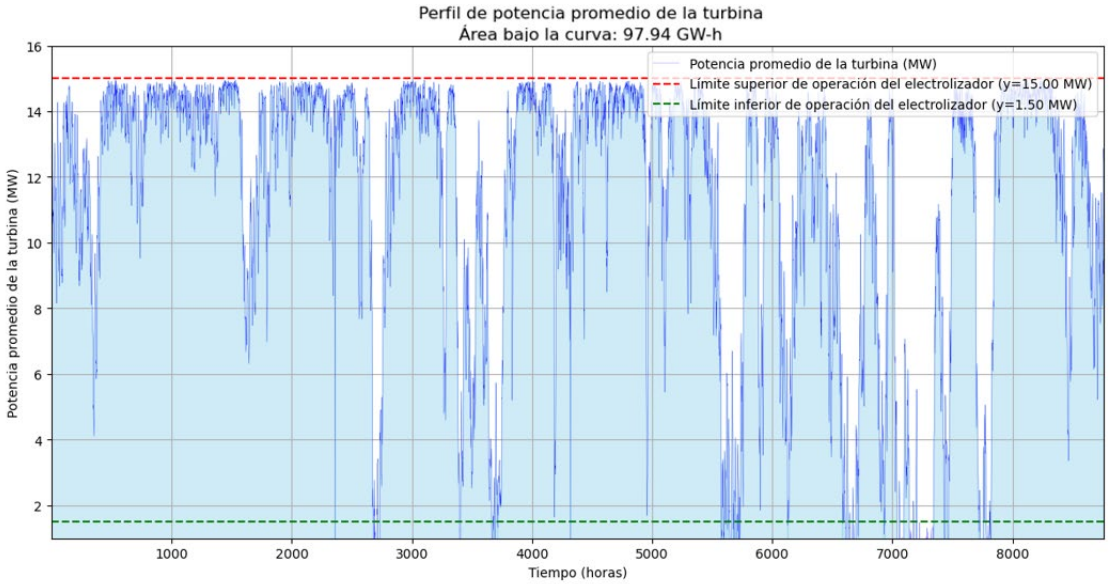
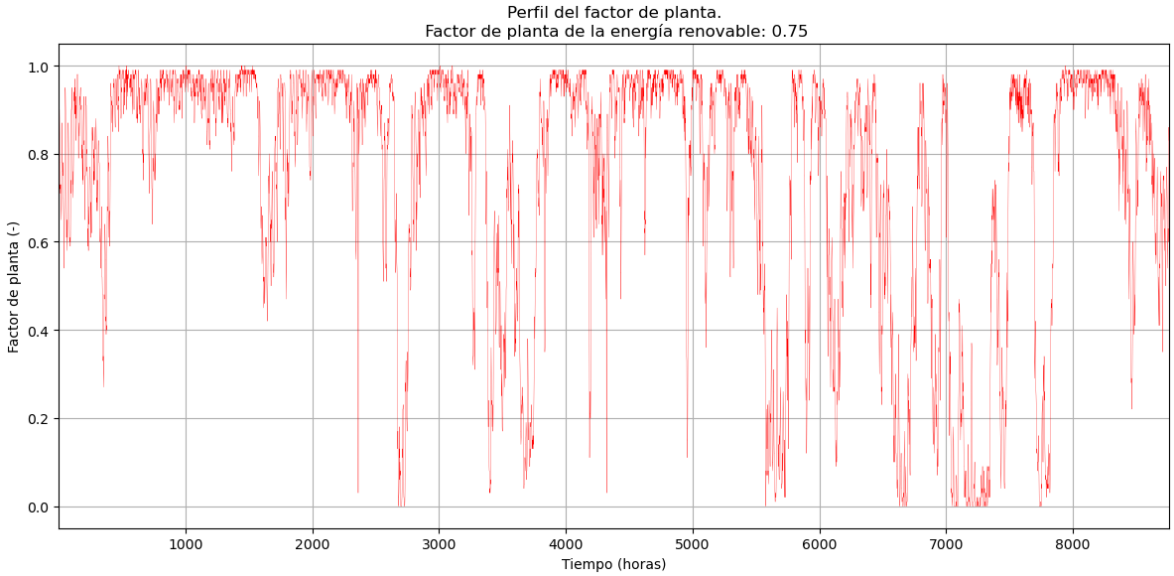


Figura 48. *Perfil del factor de planta, zona oriental, código elaborado en Python.*



La variabilidad observada en las zonas es característica de la generación de energía eólica, la cual depende en gran medida de la intermitencia del recurso eólico. Estas fluctuaciones son inherentes a la naturaleza del viento, que puede variar en velocidad y dirección. Para la zona occidental y central, se observa que, aunque el factor de planta se mantiene en niveles relativamente altos durante los primeros meses del año, alcanzando valores cercanos a 0.8, existe una tendencia a la disminución progresiva a lo largo del tiempo, con caídas significativas en varios períodos. Esto sugiere una disminución en la eficiencia de producción, debido a la variabilidad en las condiciones del viento. En contraste, para la zona oriental, el factor de planta presenta una mayor consistencia a lo largo del tiempo, siendo cercano a 1 en numerosos períodos del año, lo que refleja una operación eficiente a plena capacidad y que la zona en cuestión está sujeta a altas velocidades del viento la mayor parte del año, ya que la turbina alcanza su máxima potencia cuando la velocidad del viento es de 11 m/s. Sin embargo, a pesar de presentar altas velocidades del viento de manera consistente, en pequeños espacios de tiempo se observan caídas significativas, por lo que el factor de planta promedio es de 0.75, lo que indica una mayor estabilidad en la generación de energía en comparación con las otras zonas.

Balances de masa y energía

Una vez establecidos los perfiles de potencia y factores de planta de las tres zonas, y conociendo la potencia nominal se calculó la energía nominal y real; generada y transmitida por el sistema eólico teniendo en cuenta las pérdidas de transporte y haciendo una estimación de la producción de energía real en un año mediante el factor de planta. Para este estudio, las zonas seleccionadas tienen un área de 550 Km^2, donde cada turbina ocupa un área de 2 km^2, por lo que la zona consta de 275 turbinas de 15 MW.

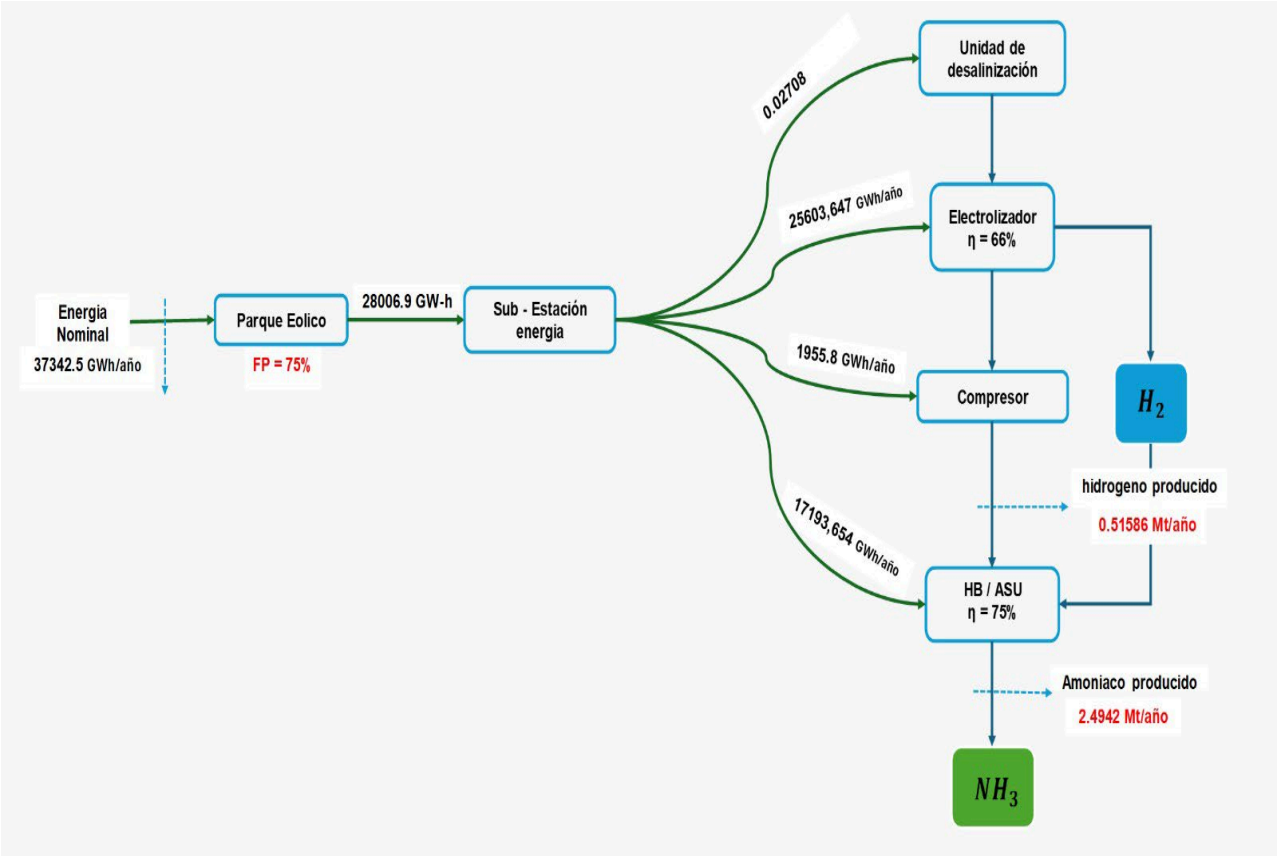
Impacto de la Localización Geográfica en la Producción de Amoniaco con Energía Eólica

Tabla 15. *Energía nominal y promedio real generada por el sistema eólico.*

Parámetro		Zona Occidental	Zona Central	Zona Oriental	Unidades
$E_{IG}(t)$	Energía Nominal	37342.533	37342.533	37342.533	GWh/año
$\bar{E}_{Real}$	Energía promedio real en un año	16057.289	15310.439	28006.900	GWh/año
$\bar{E}_{EL}$	Energía eléctrica consumida por el electrolizador	14679.424	13996.660	25603.647	GWh/año
$\bar{E}_{H2}$	Energía neta para la generación de Hidrogeno	9857.695	9399.198	17193.654	GWh/año

$\bar{E}_{NH3}$	Energía neta para la generación de amoniaco	7393.271	7049.398	12895.240	GWh/año

Figura 49. *Esquema balance de masa y energía*



Nota: Elaboración Propia

La energía nominal es constante para las tres zonas y se sitúa en 37342.533GWh/año. Este valor indica la capacidad instalada o la máxima potencia que el sistema eólico puede generar bajo condiciones ideales. Por otro lado, la energía transmitida a la subestación offshore y onshore es ligeramente inferior a la energía nominal, con 37137,146 GWh/año en la subestación offshore y 36956.034 GWh año para la subestación onshore, esta diferencia entre la energía nominal y la

energía que realmente llega al sistema se debe a las pérdidas en la red de interconexión de las turbinas eólicas y a la transmisión de la energía desde el mar hacia tierra firme. A medida que aumenta la distancia, las pérdidas de energía se incrementan. No obstante, en este proyecto, la distancia del parque eólico a la costa es relativamente corta, de tan solo 10 km, lo que resulta en pérdidas de transmisión de energía muy bajas, pero a pesar de que la distancia incremente se evidencia que las pérdidas de energía en el sistema eólico son significativamente bajas, esto se refleja en el hecho de que la diferencia entre la energía nominal y la entregada a la subestación onshore es de apenas un 1.57%.

La energía real que puede generar el sistema eólico en cada una de las tres zonas de estudio se calculó haciendo uso del factor de planta, el cual difiere en las tres, pero es de valores muy similares para la zona occidental y central, sin embargo, se observa una diferencia notoria en la energía real generada de la zona oriental vs las otras dos zonas, a causa de la irregularidad en las velocidades del viento a lo largo del año, donde la energía promedio que puede generar el sistema eólico en la zona oriental es de 28006.9 GWh-año. Esto tendrá un impacto directo en la cantidad de amoniaco generado por el sistema anualmente, y el costo nivelado del amoniaco (LCOA).

Una vez establecida la energía neta promedio anual generada por el sistema, y haciendo uso de las ecuaciones detalladas en el apartado de balance de masas y energía, se obtiene la producción de hidrógeno y amoníaco del sistema en las tres zonas. Cabe destacar que el diseño del sistema es el mismo para las tres zonas; la única diferencia es la energía generada por el sistema eólico, que depende del potencial eólico de cada zona.

Tabla 16. *Producción de amoniaco e hidrogeno del sistema PtX en las tres zonas de estudio.*

Parámetro		Zona Occidental	Zona Central	Zona Oriental	Unidades
$\dot{m}_{H2}(t)$	Producción de hidrogeno del sistema	0.295	0.282	0.515	Mt/año
$\dot{m}_{NH3}(t)$	Flujo masico de amoniaco	1.430	1.363	2.494	Mt/año

Se identifica que la variación de la energía neta producida anualmente tiene un impacto directo en la producción de amoniaco, reflejado en la cantidad de amoniaco producida por el mismo sistema en las tres zonas de estudio. En la Zona Oriental, la producción alcanza 2.494 Mt/año, mientras que en la Zona Central y la Zona Occidental la producción es de 1.363 Mt/año y 1.430 Mt/año respectivamente, esto debido a los diferentes potenciales eólicos de las tres zonas. El sistema es el mismo en las tres zonas, sin embargo, la Zona Oriental podría generar casi el doble de amoniaco e hidrogeno, en comparación a las otras dos zonas de estudio, lo que finalmente se ve traducido en un menor costo nivelado de amoniaco.

Capex y Opex del sistema

Una vez establecidas las cantidades de energía y amoniaco generadas, se procede a calcular los CapEx y OpEx del sistema en cuestión. La tabla 19 resume los gastos capitales y costos de operación para los diferentes componentes del sistema PtX propuesto para la producción de amoniaco verde mediante electrólisis del agua, mientras que las figuras 46,47 y 48 representan gráficamente la distribución de los CapEx y OpEx del sistema acorde a sus principales componentes. Los resultados reflejan la magnitud de la inversión requerida y los costos recurrentes asociados al mantenimiento y operación presentados en unidades de millones de euros y millones euros por año.

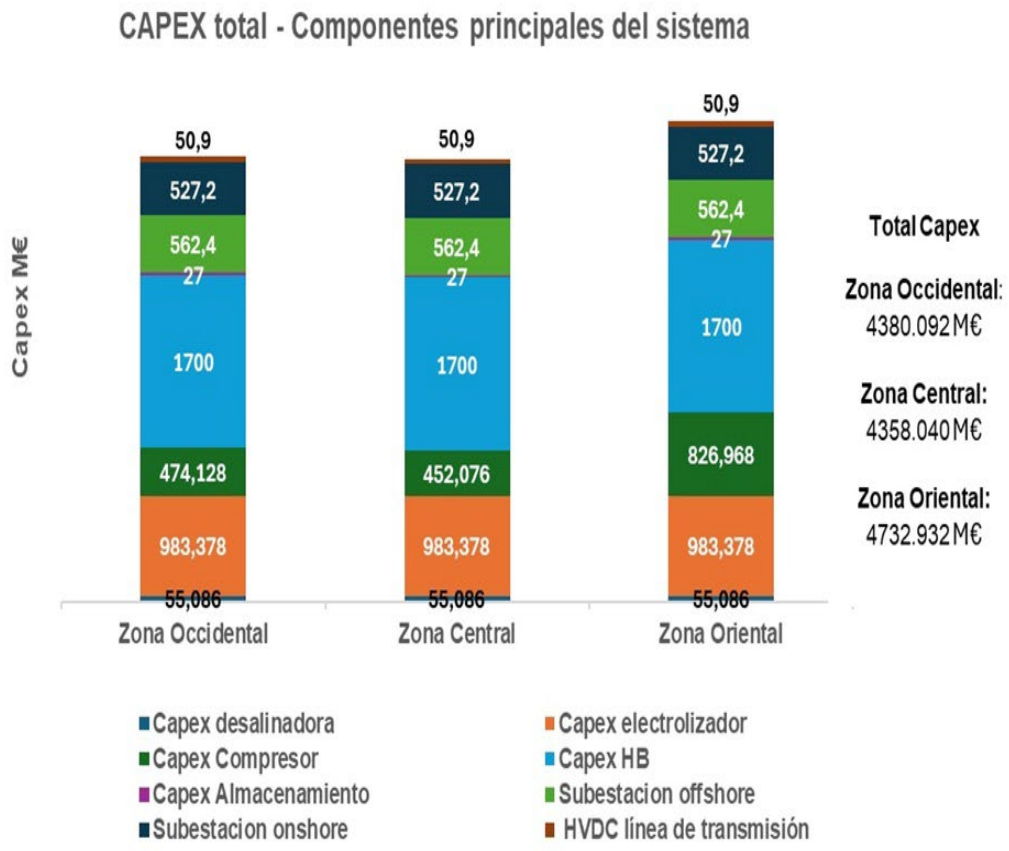
Tabla 17. *CapEx y OpEx del Sistema de Generación de Amoniaco.*

CapEx y OpEx del Sistema de Generación de Amoniaco					
Parámetro		**Zona Occidental**	**Zona Central**	**Zona Oriental**	**Unidades**
$CAPEX_{DES}$	Costo de capital unitario de unidad desalinizadora	**55.086**	**55.086**	**55.086**	M€
$OPEX_{DES}$	Costo operativo de la unidad de desalinización	**1.377**	**1.377**	**1.377**	M€/year
$CAPEX_{EL}$	Gasto capital del electrolizador	**983.378**	**983.378**	**983.378**	M€
$OPEX_{EL}$	Costo operativo del electrolizador	**9.353**	**9.353**	**9.353**	M€/year
$OPEX_{EL,SR}$	Costo operativo de reemplazo de la pila de electrolizador	**341.171**	**341.171**	**341.171**	M€
$CAPEX_{COMP,in}$	Costo capital del compresor - Salida	**379.699**	**362.039**	**662.266**	M€
$OPEX_{COMP,in}$	Costo operativo Compresor - Entrada	**11.391**	**10.861**	**19.868**	M€/year
	Gasto capital del sistema HB integrado con la unidad de separación de nitrógeno	**1700**	**1700**	**1700**	M€

$CAPEX_{HB,ASU}$

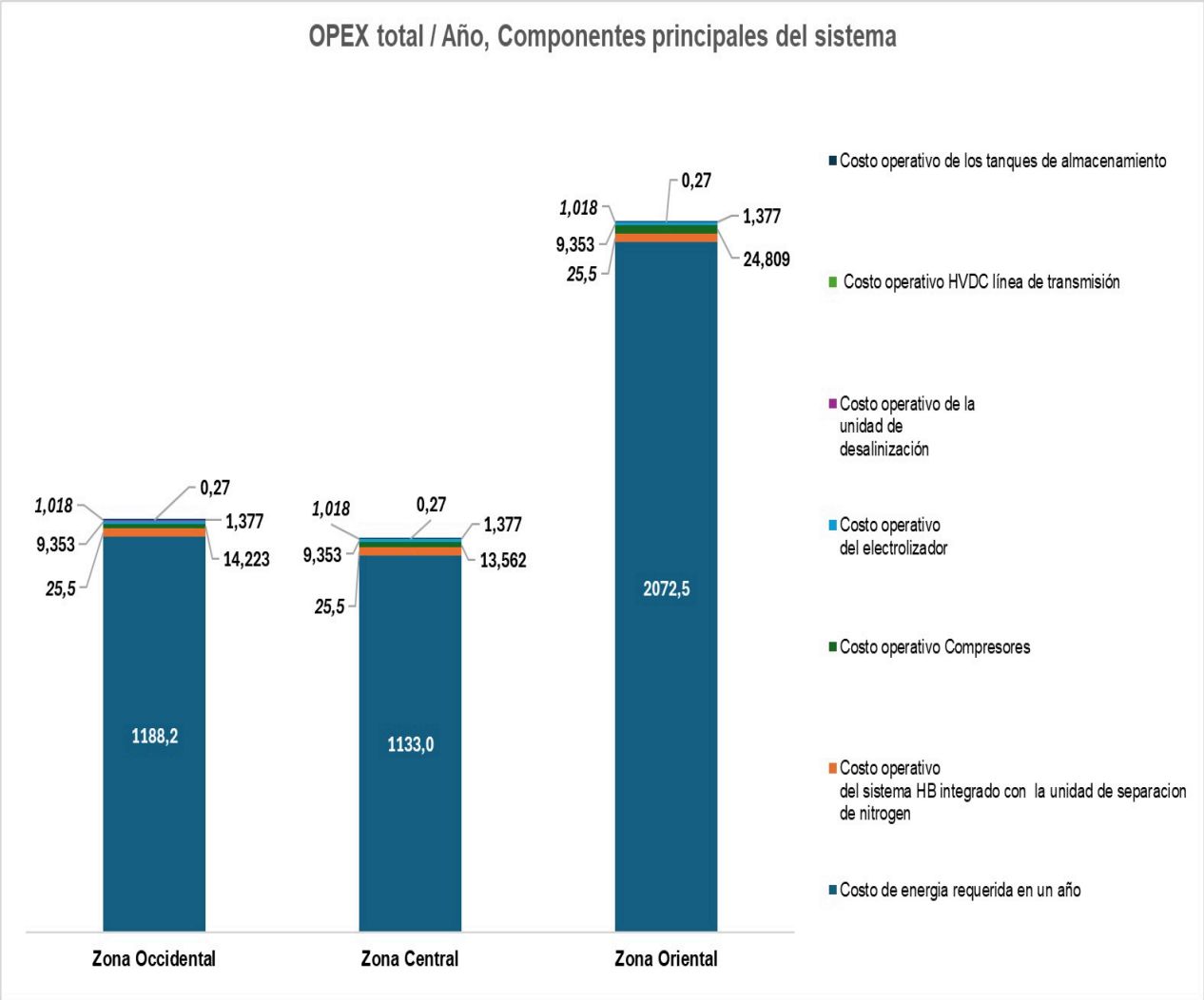
$OPEX_{HB,ASU}$	Costo operativo del sistema HB integrado con la unidad de separación de nitrógeno	**25.5**	**25.5**	**25.5**	M€/year
$OPEX_{HB,ASU}$ $En\ 10\ años$	Costo operativo HB en el año donde los catalizadores de los reactores deben ser remplazados	**510**	**510**	**510**	M€
$CAPEX_{ALMC}$	Gasto capital de los tanques de almacenamiento de amoniaco	**27**	**27**	**27**	M€
$OPEX_{ALMC}$	Costo operativo de los tanques de almacenamiento	**0.27**	**0.27**	**0.27**	M€

Figura 50. *Distribución del CapEx respecto a los componentes del sistema.*



Nota: Elaboración Propia

Figura 51. *Distribución del OpEx total del sistema año a año.*



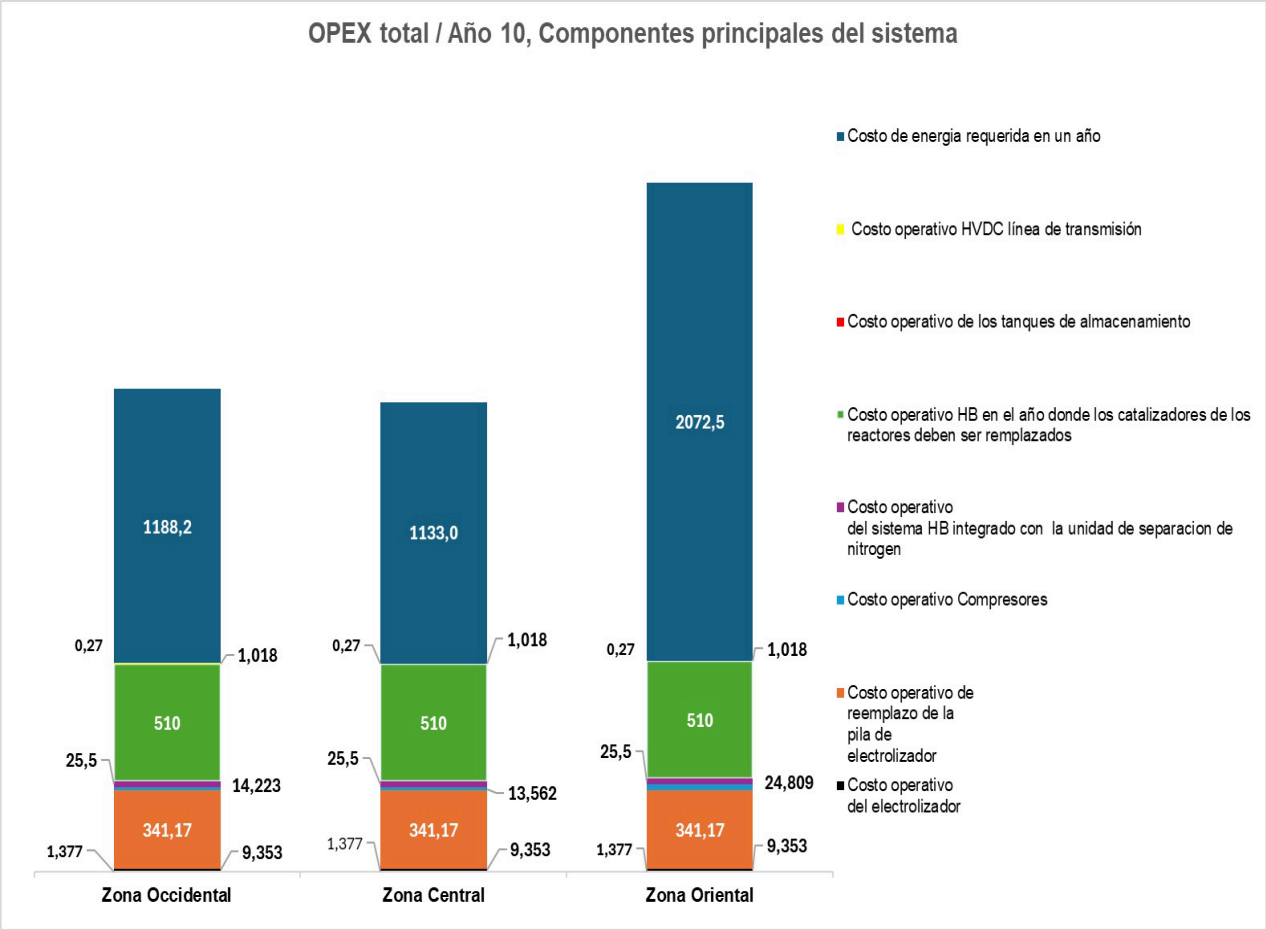
Nota: Elaboración Propia

Al analizar los valores de CapEx y OpEx obtenidos, se identifica uniformidad para las unidades desalinizadoras, los electrolizadores y el sistema Haber-Bosch, los gastos de capital y costos de operación se mantienen uniformes en las tres zonas de estudio. Este comportamiento sugiere que la inversión inicial necesaria para estos componentes es independiente de la ubicación geográfica siempre y cuando el sistema este ubicado en tierra firme, al ubicarse costa afuera los gastos presentarían cambios. La similitud en los costos se debe a que las fórmulas para calcular estos valores no se ven afectadas por la eficiencia del parque eólico o el flujo masico de amoniaco

generado, sino que son costos establecidos que varían según el tipo de electrolisis y potencia nominal para el caso del electrolizador, y según la potencia nominal para el caso del proceso HB/ASU. No obstante, la potencia nominal que se define depende de la potencia que podría entregar el sistema por lo que nuevamente la energía generada por el sistema eólico afecta los CapEx y OpEx de todos los componentes del sistema. Por otra parte, los gastos de capital y operación asociados a los compresores si muestran variabilidad entre las diferentes zonas. En particular, la Zona Oriental presenta gastos de capital y operación más elevados en comparación con las otras dos zonas de estudio, lo cual está relacionado con la necesidad de mayores presiones para el transporte de amoniaco, debido a la mayor capacidad de producción de esta zona, mientras que la Zona Central tiene los costos más bajos a causa de una menor producción de amoniaco. Estos resultados permiten identificar que, aunque algunos componentes del sistema presentan homogeneidad en términos de costos, existen variaciones significativas en otros elementos clave, como los compresores, que pueden tener un impacto considerable en el costo total de producción de amoniaco, especialmente en la Zona Oriental.

Al detallar la Figura 51, se identifica que los mayores costos de inversión del sistema corresponden al proceso de Haber-Bosch (HB) y al electrolizador, incluso cuando la tecnología de electrólisis seleccionada en esta investigación es la más económica en comparación con otras alternativas. No obstante, se espera que el costo de inversión del electrolizador disminuya en los próximos años debido a una mayor comercialización y competencia en el mercado, según lo proyectado por agencias internacionales de energía, proyectos e investigaciones lo que tendría como resultado un menor costo nivelado del amoniaco.

Figura 52. *Distribución del OpEx total del sistema en el décimo año de operación.*



Nota: Elaboración Propia

Respecto a los OpEx del sistema, se presenta un incremento en los gastos operacionales al décimo año de operación del sistema en comparación con los años anteriores debido al reemplazo de los catalizadores en el proceso Haber-Bosch (HB) y a las celdas del electrolizador para el proceso de electrolisis. Los otros valores de OpEx se mantienen estables. En el caso de la tecnología de electrólisis seleccionada en esta investigación, electrolisis alcalina, las celdas del electrolizador pueden cambiarse hasta el décimo año de operación, aunque este período puede variar dependiendo de la tecnología utilizada, tal como se presenta en la Tabla 9, donde se comparan distintas tecnologías de electrólisis. Del mismo modo, la vida útil de los catalizadores del proceso HB también es de 10 años.

Tabla 18. Resultados de costos Nivelados de Energía y Amoníaco por Zona

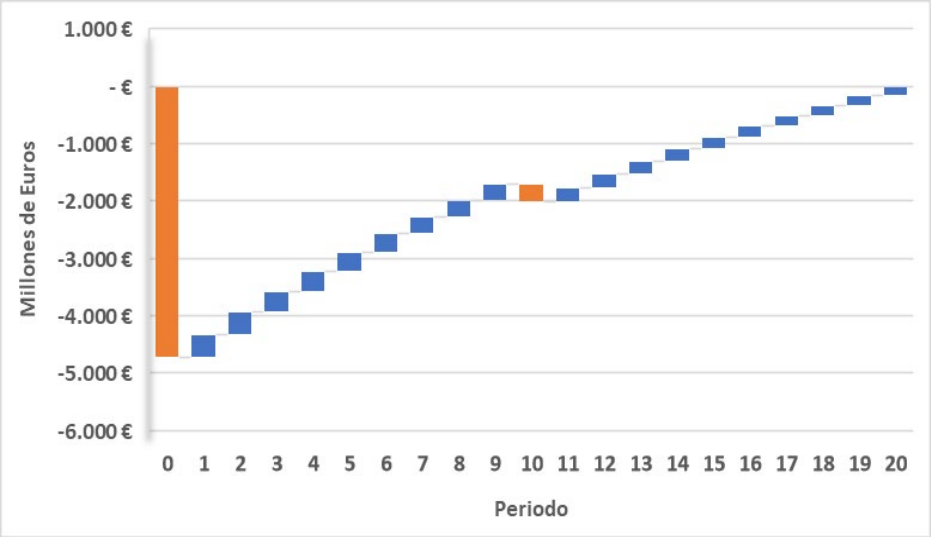
Parámetro	Zona Occidental (M€)	Zona Central (M€)	Zona Oriental (M€)	Unidades
CAPEX	4380.092	4358.040	4732.932	Millones de euros
OPEX	1239.982	1184.053	2134.838	Millones de euros/año
$OPEX_{AÑO10}$	2142.895	2086.305	3048.336	Millones de euros/año
$LCOE_{EST}$	201.064	210.872	115.277	Euros por megavatio hora
$LCOE_{REF}$	74	74	74	Euros por megavatio hora
$LCOA_{I}$	1020.240	1028.188	950.782	Euros por tonelada
$LCOA_{II}$	2447.004	2565.076	1414.266	Euros por tonelada

Comportamiento del LCOA

Para el cálculo del LCOA se tuvo en cuenta la entrada de energía al sistema, los gastos de inversión y operación del sistema y el flujo masico de amoniaco producido en toneladas por año. Se identifico que la Zona Oriental presenta el menor costo en euros por tonelada de amoniaco debido a una mayor disponibilidad energética en comparación con las otras dos zonas de estudio. Se calcularon dos

variantes del costo nivelado de amoníaco: $LCOA_I$ y $LCOA_{II}$. Para el cálculo del $LCOA_I$, se utilizó el LCOE de referencia para la energía eólica marina en Europa (International Renewable Energy Agency, 2023) Por otra parte, para el cálculo del $LCOA_{II}$, se consideró el costo nivelado de energía estimado para las tres zonas de estudio, utilizando como referencia los costos presentados en la tabla 11. Los valores de $LCOA_I$ se mantienen dentro del rango mencionado en diversas investigaciones sobre amoníaco verde, oscilando entre 900 €/tonelada y 1500 €/tonelada. No sucede lo mismo con $LCOA_{II}$, esto se debe a que para el cálculo de este valor los costos de energía son más elevados que los de referencia, donde para la zona central y occidental el LCOE estimado llega inclusive a ser el triple del valor de referencia, lo que aumenta los costos operativos anuales de manera exorbitante que finalmente se ve traducido en un LCOA más elevado. Además, con el fin de obtener un valor más cercano a la realidad, haciendo uso del valor presente neto (VPN) y una tasa de descuento del 5% se procedió a graficar el LCOA de la zona oriental vs la inversión y los gastos operativos.

Figura 53. *Flujo de caja en la Zona Oriental.*



Nota: Elaboración Propia

La gráfica anterior muestra la evolución del valor presente de los flujos a lo largo de un periodo de 20 años el cual es el tiempo de vida del sistema, con un descenso inicial pronunciado y una recuperación progresiva hasta alcanzar un punto de equilibrio cercano a cero. Debido a la depreciación del dinero a lo largo del tiempo, el análisis económico arrojo que para recuperar la

inversión y cubrir los gastos operaciones del sistema el verdadero valor de LCOA debería ser de 1025 €/tonelada de amoníaco para la Zona Oriental.

El LCOA puede variar significativamente debido a una amplia gama de factores, tales como la ubicación del sistema de generación de amoníaco (ya sea en tierra firme o costa afuera), las tecnologías utilizadas, la fuente de energía (renovable o convencional), el factor de planta del parque eólico, la potencia nominal de las turbinas, la cimentación de estas, la distancia del parque eólico al sistema, la potencia nominal del electrolizador, entre otros. Todos estos factores afectan los CapEx y OpEx, provocando variaciones en el precio final por tonelada de amoníaco que debería venderse según el sistema planteado. En este estudio, para reducir costos, se propuso ubicar el parque eólico a 10 km de la costa, para evitar altos costos asociados al cableado para la transmisión de energía, turbinas de cimentación fija y el sistema generador de amoníaco situado en tierra firme.

Actualmente, el precio del amoníaco producido de manera convencional (amoniaco gris) ronda los 400 € por tonelada métrica, aunque, según un informe de la FAO, este valor llegó a los 814 € en 2022, reflejando la volatilidad del mercado, influenciado por políticas internacionales y conflictos como la guerra en Ucrania. A nivel nacional, el precio de los fertilizantes ha aumentado un 61,27% debido a este conflicto, ya que Colombia se encuentra entre los 20 países más dependientes de fertilizantes provenientes de Rusia. Dado el papel fundamental del amoníaco en la agricultura colombiana, es crucial explorar alternativas que permitan satisfacer la demanda interna a precios competitivos. En 2023, la demanda de fertilizantes en Colombia fue de aproximadamente 2 millones de toneladas (Manwell, ET AL 2001). Dicho esto, examinando la zona oriental, se ha identificado la posibilidad de cubrir esta demanda con una producción estimada de 2,5 millones de toneladas anuales, presentando además el Costo Nivelado del Amoníaco (LCOA) más bajo en comparación con las otras zonas de estudio. Esto reduciría la dependencia de Colombia de las fluctuaciones del mercado internacional mediante la producción local del compuesto, eliminando la necesidad de importaciones. Sin embargo, aunque la planta podría satisfacer la demanda interna, el precio del amoníaco sigue siendo alto en comparación con el mercado global. No obstante, se puede reducir este precio a niveles más competitivos mediante la disminución del Costo Nivelado de Energía (LCOE). Se prevé que el costo de la energía eólica disminuya significativamente hacia 2030, lo que haría económicamente viables sistemas como el propuesto. Por ejemplo, tomando como referencia

el costo nivelado de energía eólica marina en Dinamarca de 43 €/MWh (International Renewable Energy Agency, 2023) para el sistema plantado en la Zona Oriental, el valor de LCOA sería de 602,7 €/tonelada, siendo este último un precio competitivo en el mercado.

Existe una brecha para determinar la viabilidad del LCOA obtenido en los sistemas planteados, debido a la escasa, imprecisa o desactualizada información sobre el precio al que se adquiere este compuesto en Colombia. La mayoría de los datos disponibles corresponden al mercado europeo o norteamericano. Dado que el precio del amoníaco en Colombia podría experimentar fluctuaciones por los costos de importación y otros factores, la implementación de este tipo de sistemas en el país podría resultar aún más interesante, ya que el precio final podría ser igual, menor, o tener un margen de diferencia casi nulo respecto al costo actual.

}

Conclusiones

El análisis técnico del sistema Power-to-X (PtX) para la producción de amoníaco verde utilizando energía eólica costa afuera en Colombia ha identificado la región oriental con un factor de planta promedio de 0.75 y una producción de energía de alrededor de 28006.9 GWh/año como la más adecuada en referencia al precio de venta por tonelada de amoniaco, ya que en esta zona se obtuvo el costo nivelado de amoníaco más bajo, con un valor de 1025 €/tonelada , además de generar hasta 2.5 megatoneladas de amoníaco al año, superando las 1.3 megatoneladas de la zona central y las 1.4 megatoneladas de la zona occidental. Este alto rendimiento se atribuye a la consistencia en las velocidades del viento a lo largo del año en la región oriental, confirmando que su potencial eólico puede aprovecharse de manera óptima para maximizar la producción de amoníaco verde. A su vez, el sistema establecido en la Zona Oriental permitiría satisfacer la demanda nacional sin depender de importaciones y, potencialmente, generar excedentes para exportación, considerando que el consumo estimado del país es de alrededor de 2 megatoneladas de amoníaco por año, mientras que el sistema podría producir hasta 2.5 megatoneladas. Además, este sistema contribuye significativamente a la reducción de emisiones de CO_2, eliminando aproximadamente 4.49 Mt de CO_2 por las 2.5 Mt de amoniaco producidas. Esto refuerza la importancia de adoptar sistemas de producción de amoníaco verde para cumplir con los objetivos de descarbonización de Colombia.

Los análisis económicos revelaron diferencias significativas en los costos nivelados de energía (LCOE) y amoníaco (LCOA) entre las tres zonas de estudio. La región oriental, debido a un mayor potencial eólico, presenta el LCOE más bajo, con un valor de 115.3 €/MWh. En cuanto al LCOA, esta misma región muestra un costo nivelado del amoniaco menor en comparación a las otras zonas.

El análisis de los resultados del balance de masas y energía sugiere que los factores más determinantes en el costo final por tonelada de amoníaco son el costo nivelado de energía y la producción total de amoniaco que genera el sistema. Un costo nivelado de energía más alto incrementa significativamente el LCOA, siendo el LCOE el factor de mayor impacto en el costo final del amoniaco para el sistema propuesto en esta investigación, mientras que una mayor producción de amoníaco reduce su costo nivelado. Este fenómeno se ilustra con la comparación

entre dos inversiones idénticas: la que genera mayor producción obtendrá un retorno de inversión más rápido.

Aunque la región oriental presenta los costos nivelados de energía y amoniaco más bajo de las tres zonas de estudio, el precio del amoníaco verde aún supera al del producido convencionalmente. Sin embargo, dado el gran potencial eólico de esta zona, se prevé que una futura reducción significativa del LCOE podría hacer que el LCOA sea incluso menor que el del amoníaco convencional, convirtiéndolo en una opción competitiva en el mercado. Con los programas desarrollados, se identificó que si el valor de la energía en la zona oriental llegara a un valor de al menos 40 €/MWh el costo nivelado del amoniaco podría alcanzar un valor de 434.21 €/tonelada.

Recomendaciones

Es necesario encontrar una forma de incrementar la eficiencia de la tecnología de electrólisis alcalina o, de no ser posible, reducir los costos de la tecnología de óxido sólido, que presenta eficiencias superiores al 80%. Esto se debe a que, para el sistema planteado, con un LCOE de referencia de 74 €/MWh, el valor final del LCOA en las tres zonas de estudio no presenta una diferencia mayor a 78 euros por tonelada, a pesar de la notable disparidad entre los potenciales eólicos de cada zona. Esta poca variación se debe a la baja eficiencia de la tecnología de electrólisis alcalina, lo que impide que gran parte del potencial energético de la Zona Oriental se aproveche para la producción de hidrógeno, derivando en pérdidas significativas de energía.

Actualmente en el mercado de electrolisis, no existe un electrolizador con una potencia nominal de 4GW como el planteado en esta investigación, no obstante, según proyecciones, en un periodo muy corto de tiempo se estima que comiencen a desarrollarse electrolizadores con potencias nominales del orden de GW.

Dada su mayor estabilidad en la generación eólica y menores costos nivelados de energía y amoníaco, la zona oriental debería ser priorizada para la implementación de sistemas PtX. La mayor producción de amoníaco verde en esta región también ofrece una ventaja económica significativa.

Aunque estos lugares tienen menor potencial eólico y costos más altos, pueden ser viables si se implementan estrategias para reducir costos operativos y de capital. La inversión en infraestructura de transporte y compresión puede mejorar la rentabilidad.

Realizar un estudio detallado de los impactos socio-ambientales que conlleva consigo la implementación de este tipo de sistemas en la zona en la que se decida poner en marcha.

Aprovechar sinergias con proyectos energéticos en desarrollo, como el Proyecto Colectora, puede maximizar la eficiencia y reducir costos. Además, fomentar colaboraciones con comunidades locales puede mejorar la viabilidad social y económica de los proyectos.

Realizar estudios continuos sobre la variabilidad del recurso eólico y ajustar los diseños de los sistemas PtX según las condiciones cambiantes puede optimizar la eficiencia y la rentabilidad a largo plazo.

Establecer sistemas de monitoreo y control para evaluar continuamente el rendimiento de los sistemas eólicos y de producción de amoníaco. Utilizar los datos recopilados para optimizar los procesos y ajustar las operaciones según sea necesario.

Referencias bibliográficas

AIMPLAS. (2024, 8 de enero). Gasificación: método termoquímico para el tratamiento sostenible de residuos. https://www.aimplas.es/blog/gasificacion-metodo-termoquimico-para-el-tratamiento-sostenible-de-residuos/#:~:text=La%20gasificaci%C3%B3n%20es%20una%20tecnolog%C3%ADa,el%20material%20reaccione%20sin%20combusti%C3%B3n

Asociación de Agricultores Orgánicos. (2023). Fertilizantes orgánicos: beneficios y desafíos. https://www.aao.org.co/fertilizantes-organicos

Asociación Nacional de Agricultores. (2024). Guía de buenas prácticas en el uso de fertilizantes. https://www.ana.gov.co/guias/buenas-practicas-fertilizantes

BBVA Noticias. (n.d.). ¿Qué es la energía eólica? La importancia del viento como renovable. https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-es-la-energia-eolica-la-importancia-del-viento-como-renovable/

Boerner, L. K. (2019, 15 de junio). La producción industrial de amoníaco emite más CO2 que cualquier otra reacción química. Los químicos quieren cambiar eso. Chemical and Engineering News, 97. https://acs.org

Cárdenas, J. (2023). Estudio sobre el uso de fertilizantes en cultivos de café. Revista de Ciencias Agrarias, 13(3), 200–215. https://doi.org/10.1234/rica.2023.13.3.12

Casado Grela, M. (2023). Estudio de alternativas y modelado en ASPEN Plus del proceso de producción de amoníaco a pequeña escala a partir de aire y agua de mar. Universidad de Cantabria. https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/29527/446893.pdf?sequence=1

Centro de Investigación en Agricultura Sostenible. (2024). Estrategias de fertilización para cultivos resilientes. https://www.cias.gov.co/estrategias-fertilizacion

Cheema, I. I., y Krewer, U. (2018). Bandeja operativa del diseño del proceso Haber–Bosch para la conversión de energía en amoníaco. RSC Advances, 8(61), 34926–34936. https://doi.org/10.1039/C8RA06821F

Cheema, I. I., y Krewer, U. (2018). Operating envelope of Haber–Bosch process design for power-to-ammonia. RSC Advances, 8(61), 34926–34936. https://doi.org/10.1039/C8RA06821F

CIC energiGUNE. (n.d.). Métodos de producción de hidrógeno y sus colores. https://cicenergigune.com/es/blog/metodos-produccion-hidrogeno-colores

Cifuentes, R. (2023). Nuevas tendencias en el desarrollo de fertilizantes orgánicos. Revista de Innovación Agrícola, 8(4), 99–110. https://doi.org/10.1234/ria.2023.8.4.4

Columbia - Sipa. (2022). Cartagena como centro industrial de hidrógeno bajo en carbono. https://www.minenergia.gov.co/documents/8597/Cartagena_como_centro_industrial_de_hidrogeno_bajo_en_carbono.pdf

Diaz-Motta, A., Díaz-González, F., y Villa-Arrieta, M. (2023). Evaluación de la sostenibilidad energética de amoníaco impulsado por energía eólica offshore. Journal of Cleaner Production, 420, 138419. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.138419

Estrada, S., Martínez, F., y Vides, C. (2022). Estudio del potencial eólico offshore de la zona costera Caribe de Colombia. Ciencia e Ingeniería, 9(2), 7. https://doi.org/10.5281/zenodo.7460949

Federación Nacional de Productores. (2023). Impacto económico de la crisis de fertilizantes en Colombia. https://www.fenap.org.co/informes/impacto-economico-fertilizantes

Fúnez Guerra, C., Reyes-Bozo, L., Vyhmeister, E., Jaén Caparrós, M., Salazar, J. L., y Clemente-Jul, C. (2020). Technical-economic analysis for a green ammonia production plant in Chile and its subsequent transport to Japan. Renewable Energy, 157, 404–414. https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.041

García, A. (2023). El uso eficiente de fertilizantes en la agricultura moderna. Revista de Agricultura y Tecnología, 7(3), 55–69. https://doi.org/10.1234/ragt.2023.7.3.2

González, S. (2024). La regulación de fertilizantes en el contexto de la sostenibilidad. Ciencia y Política Agraria, 9(1), 30–42. https://doi.org/10.1234/cypa.2024.9.1.5

Guodi Tecnología (Hangzhou) Co., Limitado. (2024, 11 de abril). Proceso Haber-Bosch: características principales. https://guoditech.com/

Guzmán, M. F. C. (2024, 4 de abril). ACP afirma que en los últimos 15 años Colombia ha reducido sus reservas de gas en 50%. Diario la República. https://www.larepublica.co/economia/acp-advierte-el-problema-que-podria-generar-la-fuerte-caida-de-las-reservas-de-gas-3833672

Instituto Nacional de Estadística. (2024). Estadísticas sobre la producción agrícola y el uso de fertilizantes en Colombia. https://www.dane.gov.co/estadisticas-agricultura

International Energy Agency. (2021, 1 de octubre). Ammonia Technology Roadmap – Analysis. https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap

International Energy Agency. (2022, 1 de octubre). World Energy Outlook 2022 – Analysis. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022

International Renewable Energy Agency. (2019). Renewable Capacity Statistics 2019. Abu Dhabi.

Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. (2023). POTENCIAL POWER TO X (PTX) En Colombia. https://h2lac.org

Jiang, Z. (2021). Installation of offshore wind turbines: A technical review. Renewable y Sustainable Energy Reviews, 139, 110576. https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110576

Kumar, S. S., y Lim, H. (2022). An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. Energy Reports, 8, 13793–13813. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.127

Larghi Bosso, M. F. (2021). Estudio técnico-económico de un sistema FVH2 para producción, almacenamiento y uso del hidrógeno en una instalación industrial (Máster en Energías Renovables y Medio Ambiente). Universidad Politécnica de Madrid. https://oa.upm.es/72106/3/TFM_Maria_Florencia_Larghi.pdf

López, A. (2024). El desafío de la sostenibilidad en el uso de fertilizantes. Revista de Sostenibilidad Agrícola, 6(2), 77–89. https://doi.org/10.1234/rsa.2024.6.2.11

López, F. (2023). Efectos a largo plazo del uso de fertilizantes en suelos. Journal of Soil Science, 18(2), 150–162. https://doi.org/10.1234/jss.2023.18.2.7

Maia, M. (2021). Techno-Economic Analysis of Green Ammonia Production using Offshore Wind Farms. Renewable Energy Agency, International.

Manwell, J. (2002) Wind Energy Explained Theory, Desing and Application.

Martínez, D. (2024). El futuro de los fertilizantes en la agricultura sostenible. Revista de Agroecología, 11(1), 20–32. https://doi.org/10.1234/ra.2024.11.1.9

Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural. (2024). Políticas de fertilización y su impacto en la producción agrícola. https://www.minagricultura.gov.co/politicas-fertilizacion

Ministerio de Energía. (n.d.). Hoja de ruta energía eólica costa afuera en Colombia. https://www.minenergia.gov.co/documents/5858/Espa%C3%B1ol_Hoja_de_ruta_energ%C3%ADa_e%C3%B3lica_costa_afuera_en_Colombia_VE_compressed.pdf

Ministerio de Medio Ambiente. (2024). Normativa ambiental para el uso de fertilizantes. https://www.minambiente.gov.co/normativa-fertilizantes

Muñoz Vidal, B. (2021). Estudio de la oxidación de mezclas amoniaco-hidrógeno, en presencia de monóxido de nitrógeno, como combustible alternativo en procesos de combustión (Trabajo Fin de Máster en Ingeniería Industrial). Universidad de Zaragoza. https://zaguan.unizar.es/record/112273/files/TAZ-TFM-2021-1451.pdf

Niebles, M. C. G. (2023, 7 de marzo). La producción local de fertilizantes sigue siendo baja y cubre solo 5% de la demanda. Diario la República. https://www.larepublica.co/empresas/la-produccion-local-de-fertilizantes-sigue-siendo-baja-y-cubre-solo-5-de-la-demanda-3562683

Observatorio de Complejidad Económica. (n.d.). Amoníaco en Colombia. https://oec.world/es/profile/bilateral-product/ammonia/reporter/col

Observatorio del Mercado de Fertilizantes. (2024). Análisis de precios y disponibilidad de fertilizantes. https://www.observatoriofertilizantes.gov.co/informes/2024

Organización de las Naciones Unidas. (2023). Informe sobre el estado de la agricultura mundial. https://www.un.org/es/agriculture-report-2023

Organización Mundial de la Salud. (2023). Impacto de los fertilizantes en la salud pública. https://www.who.int/es/news-room/factsheets/detail/health-and-fertilizers

Organización para la Alimentación y la Agricultura. (2023). Proyecciones sobre el uso de fertilizantes hasta 2030. https://www.fao.org/publicaciones/proyecciones-fertilizantes

Pattabathula, V., y Richardson, J. (2016). Introduction to ammonia production. AIChE. https://www.aiche.org/sites/default/files/cep/20160969.pdf

Pérez, J. (2023). Alternativas sostenibles a los fertilizantes químicos. Revista de Ecología Aplicada, 14(2), 75–88. https://doi.org/10.1234/rea.2023.14.2.6

Rodríguez, M. (2023). Impacto de los fertilizantes en la salud humana. Salud y Agricultura, 10(2), 45–58. https://doi.org/10.1234/syag.2023.10.2.3

Romero, L. (2023). Fertilizantes: un enfoque desde la economía circular. Revista de Economía Agraria, 12(1), 90–105. https://doi.org/10.1234/reca.2023.12.1.8

Sociedad de Agricultores de Colombia. (2024, 4 de julio). FAO recomienda buscar alternativas a los fertilizantes químicos. SAC - Sociedad de Agricultores de Colombia. https://sac.org.co/fao-recomienda-buscar-alternativas-a-los-fertilizantes-quimicos/

Soto Alvarez, G., Soto Benavides, M., y Soto Benavides, M. (2013). Desalación de agua de mar mediante sistema Osmosis inversa y energía fotovoltaica para provisión de agua potable en isla Damas, Región de Coquimbo. UNESCO Biblioteca Digital. https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000230987

Unidad de Planeación Minero Energética. (2023, julio). Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2023-2037. https://www1.upme.gov.co/demandayeficiencia

Unidad de Planificación Rural. (2024). Estrategias para la reducción del uso de fertilizantes. https://www.upr.gov.co/estrategias-reduccion-fertilizantes

Universidad de la Agricultura. (2024). Investigación sobre alternativas sostenibles a los fertilizantes convencionales. https://www.universidadagricultura.edu.co/investigaciones/fertilizantes-sostenibles

Valera-Medina, A., Xiao, H., Owen-Jones, M., David, W. I. F., y Bowen, P. J. (2018). Ammonia for power. Progress in Energy and Combustion Science, 69, 63–102. https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.07.001

World Bank. (2023). Agriculture and Fertilizer Use: A Global Perspective. https://www.worldbank.org/en/research/2023/agriculture-fertilizer-use