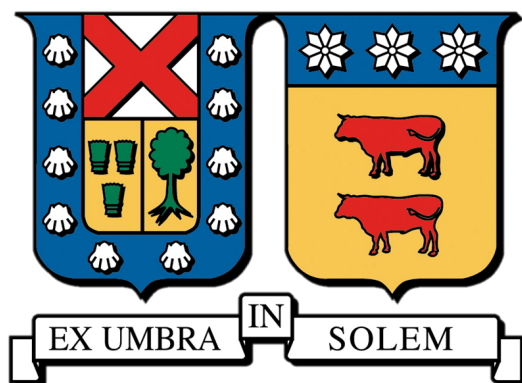


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AMBIENTAL



ESTRATEGIA HÍBRIDA SOLAR-EÓLICA-ALMACENAMIENTO
PARA PRODUCCIÓN COSTO-COMPETITIVA DE
AMONIACO VERDE EN EL NORTE DE CHILE

VERÓNICA GOITIA GIMÉNEZ

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL QUÍMICA

Guía: Dr. Iván Cornejo García
Co-referentes: MSc. Pablo Diaz Ulloa
Francisco Pizarro

Marzo-2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Estrategia híbrida solar-eólica-almacenamiento para producción costo competitiva de amoníaco verde en el norte de Chile

Nombre del candidato(a): Verónica Goitia Giménez

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Química

Campus: San Joaquín **Departamento:** Ingeniería Química y Ambiental

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Iván Andrés Cornejo García, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 03-08-2026

Firma:

Iván Andrés Cornejo
García
Firmado digitalmente por Iván
Andrés Cornejo García
Fecha: 2026.08.03 12:38:54 -04'00'

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 03-08-2026

Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Resumen

El amoniaco es un compuesto de gran importancia en la industria debido a su diversidad de aplicaciones: fertilizantes, explosivos mineros y materia prima en múltiples procesos. Actualmente, su producción contempla el uso de combustibles fósiles, generando emisiones de CO_2 . Sin embargo, Chile, gracias a su alta disponibilidad de energías renovables, ofrece la oportunidad de producir hidrógeno verde que, combinado con nitrógeno obtenido del aire, permite la síntesis de NH_3 verde.

Este trabajo busca reducir el costo nivelado de la producción de amoniaco verde en el norte de Chile mediante una estrategia híbrida solar-eólica con apoyo de almacenamiento en baterías. Para ello, se caracterizan los recursos renovables en la zona y, por medio de un modelo desarrollado en Aspen Plus V.14, se realizan estimaciones económicas para distintas combinaciones entre generación solar y eólica, con el fin de minimizar el costo nivelado del amoniaco (LCOA).

Para este estudio se consideran dos ubicaciones: Sierra Gorda, Antofagasta (sector 1), y Ovalle, Coquimbo (sector 2). A partir de los perfiles, se identifica el sector 2 como el que exhibe mayor complementariedad solar-eólica. Sin embargo, dada la ubicación estratégica del sector 1 respecto a la planta de nitrato de amonio de la empresa *Enaex*, se analizan ambos sectores. En el caso del sector 2, se incluye el costo del transporte del amoniaco hacia Antofagasta para hacer comparables los resultados.

Luego de la optimización, se desprende que en el sector 1, dada la baja complementariedad, no es conveniente una estrategia híbrida. El menor costo corresponde al caso 100% solar, el cual se toma como caso base, con un LCOE de 76 USD/MWh, un LCOH de 6,2 USD/kg H_2 y un LCOA de 1496 USD/ton NH_3 . Por otro lado, el escenario óptimo del sector 2 resulta en una combinación 17% solar y 83% eólica, obteniendo un LCOE de 40 USD/MWh, un LCOH de 3,7 USD/kg H_2 y un LCOA de 994 USD/ton NH_3 , lo cual representa una reducción del 33% en el LCOA respecto al caso base.

Con lo anterior, se confirma que una estrategia híbrida permite reducir el costo nivelado del amoniaco verde, siempre que exista complementariedad entre las fuentes. Además, se evidencia la importancia de caracterizar el potencial híbrido de Chile, identificando las zonas que presenten mayor complementariedad solar-eólica.

Abstract

Ammonia is a key industrial compound used in fertilizers, mining explosives, and as a chemical feedstock. Currently, it is mostly produced from fossil fuels, emitting CO_2 . Leveraging Chile's exceptional renewable resources, this work evaluates strategies to lower the levelized cost of green ammonia (LCOA) in Northern Chile by coupling renewable electricity with electrolysis-based hydrogen and air-separated nitrogen.

This work aims to reduce the levelized cost of green ammonia production in northern Chile through a hybrid solar–wind strategy supported by battery energy storage. To achieve this, renewable resources in the study area are characterized and, using a model developed in Aspen Plus V.14, economic estimates are performed for different combinations of solar and wind generation in order to minimize the levelized cost of ammonia (LCOA).

Two locations are considered for the study: Sierra Gorda, Antofagasta (sector 1), and Ovalle, Coquimbo (sector 2). Based on the resource profiles, sector 2 is identified as the site exhibiting greater solar–wind complementarity. Nevertheless, given sector 1 strategic location relative to *Enaex*'s ammonium nitrate plant, both sites are assessed. For sector 2, the cost of transporting ammonia to Antofagasta is included to make the results comparable.

Results show that in sector 1 the lack of complementarity makes a hybrid strategy unattractive. The best case is 100% solar, with a LCOE of 76 USD/MWh, a LCOH of 6.2 USD/kg H_2 and a LCOA of 1496 USD/ton NH_3 , this case is used as the baseline. In contrast, sector 2 achieves an optimal 17% solar–83% wind mix, reaching a LCOE of 40 USD/MWh, a LCOH of 3.7 USD/kg H_2 , and a LCOA of 994 USD/ton NH_3 , representing a 33% reduction over the baseline.

These results confirm that hybrid strategies can reduce green ammonia costs when wind–solar complementarity exists and highlight the need to map Chilean zones with strong hybrid potential.

Agradecimientos

A mi mamá Teomary y mi papá Edgar, por su trabajo y esfuerzo para permitirme llegar hasta acá, por escucharme, apoyarme y hacer hasta lo imposible por verme bien. Por esperarme con comida rica, acompañarme en las noches de estudio y por siempre, desde niña, haberme enseñado que el límite es el cielo y que puedo lograr todo lo que me proponga y más.

A mi hermano, por siempre ir a buscarme al metro cuando llegaba tarde, por escucharme y reírse conmigo de mis desgracias. A mi abu, que, si bien me tuvo que acompañar a la distancia, siempre estuvo presente y es la persona a la que le dedico este gran logro.

A mis perritos Perla y Kobu, por ofrecerme su compañía en esos momentos difíciles del semestre y por recibirme todos los días con la mayor felicidad del mundo. Perlita, a pesar de que ya no estás en este mundo, te agradezco muchísimo por todo, te amo.

A mis amigas del colegio, Anto, Tami, Vale, Fran, que, a pesar del tiempo y de las dificultades para vernos seguido, siguen ahí, en las buenas y en las malas.

A mis queridísimas “Bombonas”, Xavi, Wise, y más personitas, por hacer de la universidad una experiencia inolvidable. Todas las tardes de estrés estudiando, la ansiedad antes de los laboratorios, las salidas a pasarla bien post-certamen, me alegro de haber creado esos recuerdos junto a ustedes.

A Javiera Urbina, mi dúo inseparable, la persona con la que compartí la carrera, los ramos, los trabajos, los almuerzos, las risas, las lágrimas, todo.

Al amor de mi vida, Diego Rojas, que me enseñó una forma hermosa de ver la vida y me acompañó en este camino, ofreciéndome todo su apoyo y empujándome a ser mi mejor versión, tanto personal como profesionalmente.

A mi profesor guía Iván Cornejo, por darme la oportunidad de pertenecer a su equipo de trabajo. A Pablo Díaz, que me ayudó a salir de los (muchos) problemas que fueron surgiendo en el camino de hacer la memoria. A Fernanda Troncoso, porque, a pesar de no ser mi guía ni correferente, siempre estuvo ahí para darme consejos y guiarme en mi camino universitario.

A la profesora Tania Sandoval, por permitirme estar en el equipo de termodinámica tantos años, por ser una profesora increíble y una profesional que me inspira y me motiva a siempre apuntar a aprender más, a no perder la curiosidad y a enamorarme cada día más de la carrera que escogí.

Finalmente me agradezco a mí, por creer en mí, por esforzarme, por no rendirme y por ser yo.

“¡Yo jamás me rindo, y jamás retrocederé a mi palabra... Ese es mi Camino Ninja!”
-Naruto Uzumaki

Tabla de Contenidos

1	Introducción	1
2	Objetivos y Alcances	8
2.1	Objetivo general	8
2.2	Objetivos específicos	8
2.3	Alcances	8
3	Antecedentes Generales y Marco Teórico	10
3.1	Marco teórico	10
3.1.1	Equipos principales	10
3.1.2	Generación renovable	16
3.2	Estado del arte	24
3.3	Antecedentes de proyectos de amoniaco verde	26
3.3.1	Proyectos internacionales de amoniaco verde	27
3.3.2	Proyectos de amoniaco verde en Chile	28
4	Metodología	30
4.1	Caracterización de recurso renovable	30
4.2	Simulación y validación de planta	31
4.2.1	Validación de reactor Haber-Bosch	31
4.2.2	Validación de electrolizador	32
4.2.3	Modelo del proceso	33
4.3	Estimaciones económicas y optimización	34
5	Resultados	38
5.1	Selección de ubicación y caracterización de recurso renovable	38
5.2	Estimaciones económicas y optimización	43
6	Conclusiones y Recomendaciones	51

Lista de Tablas

3.1	Tabla comparativa entre paneles monofaciales y bifaciales.	19
3.2	Tabla comparativa entre HAWT y VAWT (U.S. Department of Energy, 2022). . . .	21
4.1	Parámetros utilizados para la simulación del reactor Haber-Bosch.	31
4.2	Parámetros utilizados para la simulación del electrolizador.	32
4.3	Comparación entre los indicadores obtenidos en Aspen Plus y los presentados en la bibliografía.	33
4.4	Descripción de equipos de proceso.	33
4.5	Costos de inversión y operación según tecnología de generación o almacenamiento (CNE, 2025).	36
5.1	Escenarios definidos para el sector 1.	44
5.2	Escenarios definidos para el sector 2.	44
5.3	Resultados obtenidos para los escenarios del sector 1 (sector costoso).	45
5.4	Resultados para los escenarios del sector 2 (sector conveniente).	47

Lista de Figuras

1.1	Distribución de la demanda global de amoníaco según sus usos: (a) para el año 2024 (b) para el año 2040 (S&P Global, 2024).	1
1.2	Rutas comerciales y puertos de exportación e importación de amoníaco en Sudamérica (Fuster et al., 2022).	2
1.3	Esquema representativo del proceso tradicional de producción de amoníaco (Cinti et al., 2017).	3
1.4	Esquema representativo del proceso de producción de amoníaco verde (Cinti et al., 2017).	4
1.5	Potencial de energías renovables en Chile (Ministerio de Energía, 2021).	6
3.1	Esquema representativo de los tipos de configuración de reactor Haber-Bosch (Hasan and Sadat, 2017).	11
3.2	Esquema representativo del funcionamiento de un electrolizador alcalino (El-Shafie, 2023).	13
3.3	Esquema representativo del funcionamiento de un electrolizador alcalino (El-Shafie, 2023).	14
3.4	Esquema representativo del funcionamiento de un electrolizador alcalino (El-Shafie, 2023).	15
3.5	Esquema representativo del funcionamiento de una celda solar (PV Education, 2024).	17
3.6	Comparación de la captación de radiación en módulos monofaciales y bifaciales (Maysun Solar, 2025).	18
3.7	Esquema comparativo de turbina HAWT y VAWT (Accuenergy, 2024).	20
3.8	Tipos de turbinas verticales (U.S. Department of Energy, 2022).	21
3.9	Partes principales de una turbina eólica (López et al., 2015).	22
3.10	Curvas de C_p vs λ para distintos tipos de turbinas eólicas (Ebrahimpour et al., 2019).	23
3.11	Curva típica de potencia vs velocidad de viento para una turbina eólica (U.S. Department of Energy, 2022).	23
3.12	Distribución del (a) CAPEX (b) OPEX para el caso optimizado (Djire et al., 2025).	25

4.1	Gráfico comparativo entre el perfil de concentración de amoniaco a lo largo del reactor para datos bibliográficos y obtenidos en Aspen Plus V.14.	32
4.2	Configuración de simulación de planta de amoniaco verde.	33
4.3	Representación del método utilizado para el dimensionamiento de la generación renovable.	35
5.1	Gráfico comparativo entre el perfil de irradiancia promedio diario con la información de NASA POWER y Explorador Solar de Chile.	39
5.2	Gráfico comparativo entre el perfil de velocidad de viento promedio diario con la información de NASA POWER y Explorador Eólico de Chile.	39
5.3	Perfil anual de velocidad de viento e irradiancia solar para un año promedio (a) Sector 1 (b) Sector 2.	40
5.4	Perfiles horarios de velocidad de viento e irradiancia solar para un día representativo de (a) Verano (b) Otoño (c) Invierno (d) Primavera, sector 1.	41
5.5	Perfiles horarios de velocidad de viento e irradiancia solar para un día representativo de (a) Verano (b) Otoño (c) Invierno (d) Primavera, sector 2.	42
5.6	Potencia obtenida en un día en el sector 1 (a) por unidad de área fotovoltaica (b) por unidad de área de barrido de aerogenerador.	43
5.7	Potencia obtenida en un día en el sector 2 (a) por unidad de área fotovoltaica (b) por unidad de área de barrido de aerogenerador.	43
5.8	Curva de costo vs aporte porcentual solar (a) LCOE (b) LCOH (c) LCOA para el sector 1 (sector costoso).	46
5.9	Curva de costo vs aporte porcentual solar (a) LCOE (b) LCOH (c) LCOA para el sector 2 (sector conveniente).	48
5.10	Distribución porcentual del consumo electrico anual.	49
5.11	Aporte porcentual de las etapas principales del proceso en el LCOA para caso base y escenario optimizado.	49

Nomenclatura

Símbolo	Significado, unidades
A	Área de barrido eólico, m ²
C_p	Coefficiente de potencia, -
D_f	Factor de reducción, -
E_A	Energía de activación, kJ/kgmol
f	Fugacidad, atm
G_{ref}	Irradiancia incidente a condiciones estándar, W/m ²
G_T	Irradiancia recibida por el panel, W/m ²
i	Tasa de interés, -
K_0	Constante cinética, kgmol _{NH₃} /h m ³
K_2	Constante cinética reacción inversa, kgmol _{NH₃} /h m ³
k_a	Constante de equilibrio,
K_T	Coefficiente de eficiencia de temperatura, °C ⁻¹
n	Vida útil de la planta, año
NOCT	Temperatura nominal de operación, °C
P	Presión, bar
P_{PV}	Potencia generada en el módulo, W
P_{rated}	Potencia nominal del módulo, W
P_w	Potencia generada por la turbina eólica, W
r	Coefficiente de correlación de Pearson, -
r_{NH_3}	Velocidad de reacción, kgmol _{NH₃} /h m ³ _{cat}
R	Constante de gases ideales, kJ/kgmol K
T	Temperatura, K
T_{amb}	Temperatura ambiente, °C
T_{ref}	Temperatura de referencia, °C
v	Velocidad de viento, m/s
V_{cat}	Volumen de catalizador, m ³
α	Constante del catalizador, -
λ	Tip Speed Ratio, -
ρ	Densidad del aire, kg/m ³

Siglas	Significado
ASU	Unidad de separación de aire
AWE	Electrolizador de agua alcalino
BESS	Sistema de almacenamiento de energía en baterías
CAPEX	Costo de capital
CRF	Factor de recuperación de capital
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
EUR	Euro
FP	Factor de planta
FV	Fotovoltaico
GEI	Gases de Efecto Invernadero
HAWT	Turbina eólica de eje horizontal
LCOA	Costo nivelado del amoníaco
LCOE	Costo nivelado de la energía
LCOH	Costo nivelado del hidrógeno
OPEX	Costo de operación
PEM	Electrolizador de membrana de intercambio de protones
RCA	Resolución de Calificación Ambiental
SOE	Electrolizador de óxido sólido
TSR	Tip Speed Ratio
USD	Dólar estadounidense
VAWT	Turbina eólica de eje vertical

Capítulo 1

Introducción

El amoníaco (NH_3) es un compuesto químico de gran importancia en diversas industrias, siendo su principal uso la producción de fertilizantes, que representa cerca del 70% de la demanda global. Sin embargo, su aplicación no se limita a la agricultura, también se utiliza para producir nitrato de amonio, el cual, además de su efectividad como fertilizante, también se emplea como explosivo en la industria minera, o como materia prima para la obtención de otros productos químicos, como el acrilonitrilo (IEA, 2021). En la Figura 1.1(a) se presenta una gráfica que muestra la distribución de la demanda global de amoníaco en el año 2024, desglosada según sus principales aplicaciones, destacando el fertilizante en base a urea con el mayor porcentaje de demanda sobre el total. Sin embargo, frente a la creciente adopción del uso de energías renovables y la búsqueda de procesos más sostenibles, se espera que el campo de aplicaciones de energía aumente significativamente hacia el año 2040, como se puede apreciar en la Figura 1.1(b) (S&P Global, 2024).

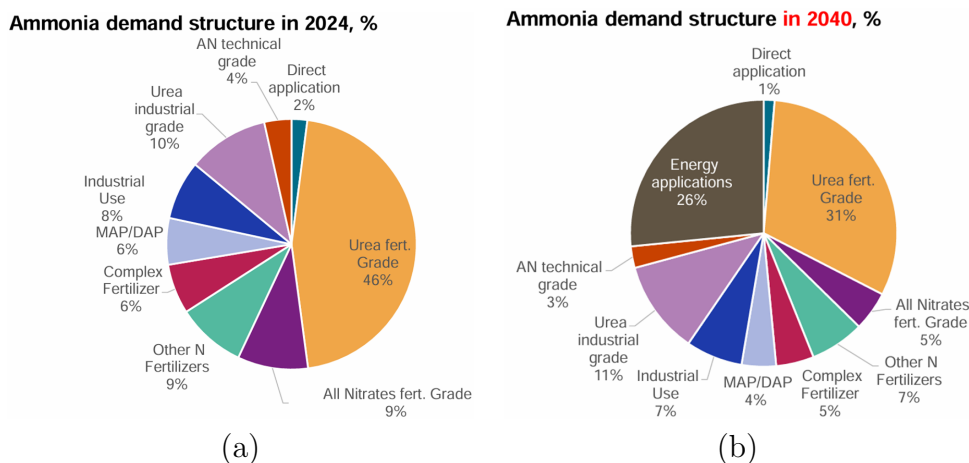


Figura 1.1: Distribución de la demanda global de amoníaco según sus usos: (a) para el año 2024 (b) para el año 2040 (S&P Global, 2024).

Debido a la alta versatilidad y demanda de esta sustancia, en 2024 se estimó una producción de

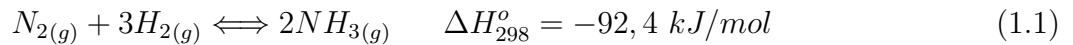
alrededor de 150 millones de toneladas, siendo China el mayor productor a nivel mundial (Statista, 2024b). En 2021 la demanda global de amoniaco alcanzó aproximadamente 69 mil millones de dólares. Se espera que esta cifra crezca significativamente, alcanzando alrededor de 224 mil millones de dólares hacia el año 2050 (Statista, 2024a).

En cuanto al rol de Chile en el mercado del amoniaco, si bien actualmente el país no se posiciona como productor ni exportador de este compuesto, sí se encuentra dentro de los principales importadores a nivel mundial. En el año 2019, Chile fue responsable del 1,05% de las importaciones mundiales de amoniaco. Esto se debe a que el país, como se puede observar en la Figura 1.2, cuenta con un puerto en la localidad de Mejillones, en la región de Antofagasta, donde se recibe amoniaco destinado principalmente para la producción de nitrato de amonio. Teniendo un lugar en las rutas comerciales del mercado de este compuesto.



Figura 1.2: Rutas comerciales y puertos de exportación e importación de amoniaco en Sudamérica (Fuster et al., 2022).

El amoniaco se produce mediante el proceso de Haber-Bosch, el cual consiste en la reacción entre nitrógeno molecular (N_2) con hidrógeno (H_2) en un reactor que opera a temperaturas que rodean los $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ y presiones superiores a 100 bar. Esta reacción se lleva a cabo en presencia de un catalizador de hierro, siguiendo la Ecuación (1.1) presentada a continuación (Appl, 1997):



El método convencional de producción de este compuesto considera el reformado de metano proveniente de gas natural con vapor de agua para la obtención del hidrógeno necesario, mediante el proceso SMR. Este proceso se presenta en la Figura 1.3.

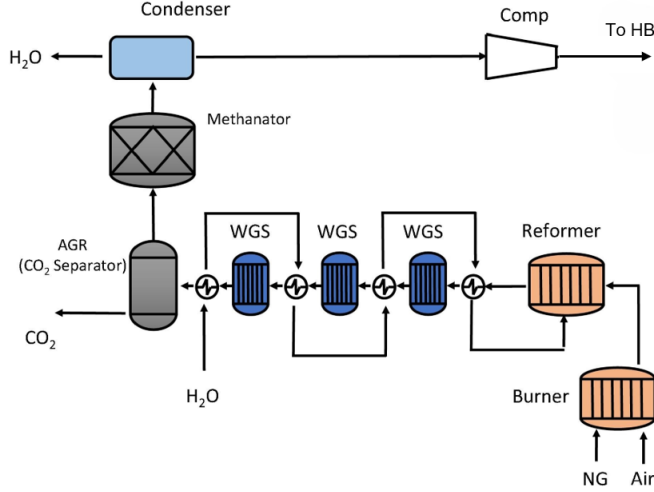


Figura 1.3: Esquema representativo del proceso tradicional de producción de amoníaco (Cinti et al., 2017).

En este método de producción, ingresa gas natural y aire a un quemador, donde se elimina el oxígeno del aire mediante la combustión y se genera el calor necesario para la producción del hidrógeno. A continuación, en el reformador se adiciona vapor de agua, que reacciona con el metano produciendo gas de síntesis, compuesto por hidrógeno, monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂). Esta mezcla atraviesa una serie de reactores, donde el monóxido de carbono se convierte en dióxido de carbono, generando más hidrógeno. Luego, el CO₂ es removido en una unidad de separación, y finalmente esta corriente es purificada en un metanador, eliminando los restos de CO y CO₂. El gas resultante, conformado principalmente por hidrógeno y nitrógeno, se comprime y se dirige al reactor Haber-Bosch para la síntesis del amoníaco (Cinti et al., 2017). Así, las dos reacciones principales del reformado de gas natural son las presentadas a continuación (Bayramoğlu et al., 2025).



De esta forma, se tiene que uno de los subproductos del método tradicional de producción de amoníaco es el dióxido de carbono, lo cual evidencia que el proceso tiene una huella de carbono asociada. El amoníaco producido mediante este proceso se conoce como amoníaco gris, y contribuye aproximadamente entre un 1 y 2% a las emisiones globales de carbono (Emre et al., 2022).

En la actualidad, las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) continúan en aumento, alcanzando niveles récord. Según el Global Carbon Budget, en 2024 las emisiones de CO₂ provenientes de combustibles fósiles se proyectan en 37,4 mil millones de toneladas, lo que

representa un incremento del 0,8% respecto al año anterior (Global Carbon Project, 2024). Este crecimiento sostenido y su impacto en el calentamiento global evidencian la urgencia de implementar medidas efectivas para reducir las emisiones de dióxido de carbono.

Frente a esta creciente necesidad de descarbonizar la industria, el amoníaco verde se presenta como una alternativa con alto potencial para reemplazar al amoníaco fósil. El método de producción del amoníaco verde considera la obtención del hidrógeno mediante la electrólisis del agua, utilizando electricidad proveniente de fuentes renovables, como la solar y la eólica. Además, el nitrógeno necesario para la reacción se obtiene a través de una unidad de separación de aire (ASU), la cual también puede ser operada con energías renovables, contribuyendo a un proceso productivo libre de emisiones directas de carbono. En la Figura 1.4 se presenta un esquema representativo del proceso de producción de amoníaco verde, donde se puede observar que las salidas del proceso corresponden a oxígeno, que puede ser liberado a la atmósfera, y agua (Cinti et al., 2017).

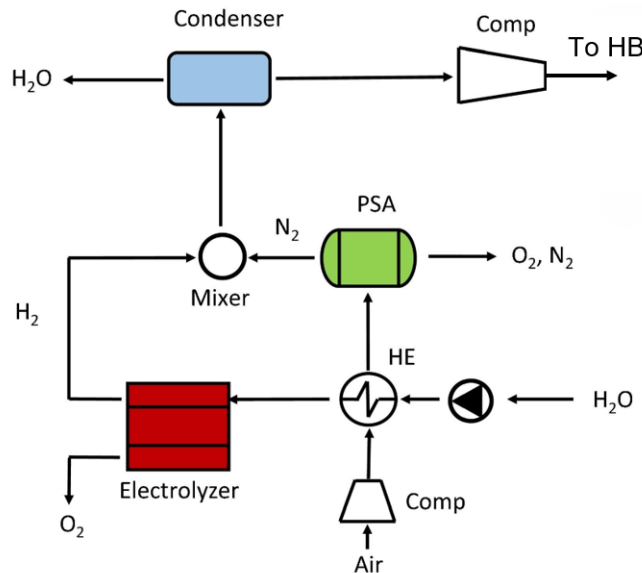


Figura 1.4: Esquema representativo del proceso de producción de amoníaco verde (Cinti et al., 2017).

A pesar del potencial que tiene este método de producción, su implementación a gran escala aún enfrenta diversos desafíos. Al tratarse de una tecnología relativamente reciente, que ha ido ganando protagonismo principalmente en la última década, tiene que enfrentar barreras técnicas, regulativas y ambientales. No obstante, el principal desafío identificado actualmente es de carácter económico, siendo los altos costos uno de los factores limitantes (Olabi et al., 2023).

Debido a que el reactor de Haber-Bosch opera a temperaturas y presiones altas, su puesta en marcha implica un consumo energético considerable y un tiempo prolongado para alcanzar las condiciones de operación. Por esta razón, se requiere una continuidad y estabilidad del proceso,

pues las paradas y arranques frecuentes, además de afectar a la eficiencia del sistema, también incrementan el desgaste de equipos y costos operacionales. En este contexto, la intermitencia característica de las fuentes de energía renovable representa un desafío importante. La energía solar, por ejemplo, solo está disponible durante el día, generando la necesidad de algún tipo de almacenamiento si se requiere un suministro continuo para el reactor. Además, comparada con otras tecnologías, la producción de amoníaco verde está altamente influida por sus altos costos de inversión y operación (CAPEX y OPEX). Los costos de inversión incluyen componentes como la electrólisis para el hidrógeno, la unidad de separación de aire para el nitrógeno, los sistemas de generación renovable, las facilidades de Haber-Bosch y el almacenamiento necesario para la operación continua, entre otros. Mientras que los costos de operación abarcan aspectos como la disponibilidad de agua, el consumo eléctrico, mantención de equipos, etc. (Olabi et al., 2023).

Uno de los indicadores comúnmente utilizados para evaluar la viabilidad económica de un proceso productivo es el costo nivelado. En el caso del amoníaco verde, este indicador permite determinar qué tan competitivo es frente a su alternativa fósil. El costo nivelado representa el costo promedio por tonelada de amoníaco producido, considerando gastos de inversión y operación para la vida útil de la planta (Cesaro et al., 2021).

En la actualidad, el principal desafío de la producción del amoníaco verde es su elevado costo nivelado, siendo hasta 3 veces mayor al del amoníaco producido mediante rutas fósiles, que se encuentra alrededor de los 500 USD/ton NH_3 (Business Analytiq, 2025).

Este elevado costo nivelado se explica principalmente por los costos asociados al consumo eléctrico de obtener el hidrógeno verde, es decir, el alto costo nivelado de la electricidad renovable (LCOE) se traduce en un costo nivelado del hidrógeno (LCOH) elevado. A su vez, debido a que el hidrógeno es un insumo importante en la síntesis de amoníaco, un LCOH alto incrementa de manera directa el costo nivelado del amoníaco verde (LCOA). Por lo tanto, la clave para la costo-competitividad del amoníaco verde se encuentra en la reducción del LCOE (Olabi et al., 2023).

En síntesis, se tiene que uno de los principales factores que encarecen la producción de amoníaco verde está en la intermitencia de las fuentes renovables, que obliga a considerar sistemas de respaldo o almacenamiento energético. En este contexto, resulta conveniente evaluar estrategias de integración energética que combinen distintas fuentes de energías renovables con sistemas de almacenamiento eléctrico o de hidrógeno, permitiendo un suministro continuo y estable al proceso de Haber-Bosch, y buscando disminuir el costo nivelado actual del amoníaco verde.

Sin embargo, a pesar de los desafíos asociados a su competitividad, de manera progresiva emergen iniciativas de producción de amoníaco verde a nivel internacional. Un ejemplo es el proyecto de Topsoe, el cual demuestra la factibilidad de producir amoníaco utilizando electricidad renovable con suministro variable, constituyendo además un caso representativo de integración de

recursos renovables (Topsoe, 2024). Asimismo, existen otras iniciativas relevantes a escala global, como NEOM Green Hydrogen Company (NGHC) en Arabia Saudita (NEOM Green Hydrogen Company (NGHC), 2025) y Fertiglabe en Egipto (Ammonia Energy Association, 2024).

En paralelo, el desarrollo del mercado del amoniaco verde comienza a reflejarse en mecanismos de compra y licitación que entregan señales de precio y volumen. Un caso representativo es la licitación piloto de H2Global para amoniaco renovable, adjudicada a Fertiglabe a mediados de 2024. En este proceso se reporta un precio contractual de aproximadamente 1.000 EUR/ton para el producto entregado en Europa, considerando la producción en Egipto y el transporte hasta el puerto de Róterdam, mientras que el precio neto informado es de aproximadamente 811 EUR/ton. El contrato contempla una entrega inicial de 19.500 ton en 2027 y un suministro mínimo de 40.000 ton/año entre 2028 y 2033, y Fertiglabe reporta un valor contractual de hasta 397 millones de euros (Ammonia Energy Association, 2024).

Otra licitación que representa un buen caso de mercado es la impulsada por la Solar Energy Corporation of India (SECI), como agencia ejecutora bajo el MNRE (Ministry of New and Renewable Energy), en el marco de la National Green Hydrogen Mission y el esquema SIGHT. Este mecanismo permite licitar y adjudicar contratos de suministro de amoniaco verde destinados al sector de fertilizantes, considerando 13 subastas con el objetivo de alcanzar un suministro de 724.000 ton/año. En este contexto, la primera subasta se adjudica a ACME Cleantech con un precio descubierto de aproximadamente 641 USD/ton, bajo un contrato fijo a 10 años, considerando un suministro del orden de 75.000 ton/año (Press Information Bureau (PIB), 2025).

En la misma línea que los proyectos internacionales descritos, Chile presenta condiciones favorables para la producción de amoniaco verde, sustentadas en su elevado potencial renovable. Como se puede observar en la Figura 1.5, este país tiene alto potencial de energías renovables, tanto solar como eólica.

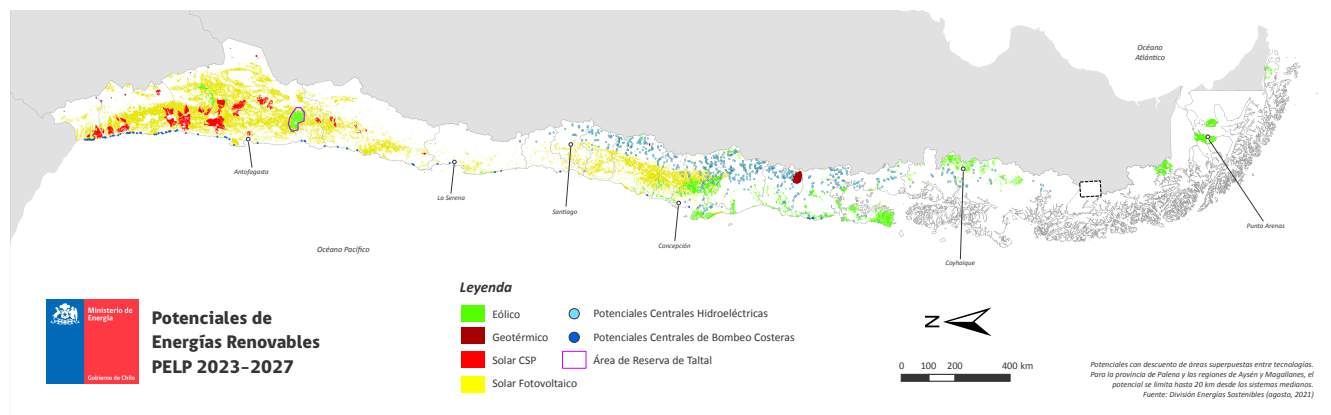


Figura 1.5: Potencial de energías renovables en Chile (Ministerio de Energía, 2021).

Tal como se muestra en la figura, el norte de Chile destaca con potencial tanto eólico como solar,

por lo que es un lugar prometedor para evaluar una combinación estratégica de energías renovables y sistemas de almacenamiento para la producción de amoníaco verde. Además, es importante recordar que, como se mencionó con anterioridad, Chile ya posee un puerto de importación de amoníaco en Mejillones, el cual se encuentra dentro de las rutas comerciales, por lo que es un lugar conveniente y estratégico para la instalación de una planta de producción de amoníaco verde. De esta forma, se plantea como solución a la problemática la evaluación de una estrategia que combine distintas fuentes de energía renovable con sistemas de almacenamiento en el norte de Chile, idealmente en la región de Antofagasta. Buscando lograr una operación continua y un costo nivelado que sea más competitivo frente al amoníaco fósil.

Capítulo 2

Objetivos y Alcances

2.1 Objetivo general

Cuantificar la ventaja económica de combinar energía solar, eólica y sistemas de almacenamiento en la producción de amoníaco verde en el norte de Chile, mediante la evaluación de su costo nivelado.

2.2 Objetivos específicos

- i. Caracterizar la disponibilidad y complementariedad solar-eólica del emplazamiento mediante análisis horario de series meteorológicas, generando perfiles anuales de recurso renovable.
- ii. Implementar y validar en Aspen Plus un modelo integrado de electrólisis y síntesis Haber-Bosch que reproduzca parámetros industriales de referencia.
- iii. Estimar, mediante costos de capital y operacionales, el costo nivelado de la electricidad, del hidrógeno y del amoníaco para distintos tamaños de generación y almacenamiento.
- iv. Optimizar, empleando búsqueda directa, la combinación de capacidades solar, eólica y de almacenamiento que reduzca el costo nivelado de amoníaco verde.

2.3 Alcances

Este trabajo está enfocado en la evaluación temprana de la etapa de producción de hidrógeno de una planta de amoníaco verde en un sector determinado del norte de Chile, definido a partir de la comparación de distintos emplazamientos. Se analizan escenarios que varían la combinación de fuentes renovables y los tamaños de producción de H_2 , junto con las capacidades de almacenamiento eléctrico.

Para caracterizar el recurso renovable se realiza un catastro de fuentes oficiales y confiables de información meteorológica, incluyendo NASA POWER, el Explorador Solar de Chile y el Explorador Eólico de Chile. Dado que NASA POWER permite obtener series de irradiancia y velocidad de viento desde una misma base de datos, se adopta como fuente principal para el estudio, contrastando sus resultados con los exploradores nacionales con el fin de verificar consistencia.

El proceso se modela en Aspen Plus V.14 y, empleando los resultados del modelo junto con costos de referencia, se estiman LCOE, LCOH y LCOA. Se reporta la mejor solución encontrada bajo los supuestos adoptados.

Capítulo 3

Antecedentes Generales y Marco Teórico

3.1 Marco teórico

3.1.1 Equipos principales

Para efectos de este trabajo, se considera que los equipos principales del proceso corresponden al reactor de Haber-Bosch, el electrolizador y los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS), los cuales son descritos a continuación.

Reactor Haber-Bosch

El equipo principal a la hora de producir amoníaco corresponde al reactor, pues en este ocurre la síntesis de dicho compuesto. El proceso de Haber-Bosch, desarrollado a comienzos del siglo XX, ha tenido diversos cambios a lo largo de la historia, en función de aumentar la conversión y eficiencia energética de la operación. La reacción de síntesis de amoníaco en la Ecuación (1.1) es exotérmica y reversible, lo que implica que está gobernada por el principio de Le Chatelier. Así, temperaturas más bajas favorecen la formación de amoníaco, pero también reducen la velocidad de reacción. Debido a esto, el reactor debe operar a altas temperaturas, alrededor de 400 °C, para lograr una cinética aceptable. Y una presión elevada para desplazar el equilibrio a los productos. Dado que la conversión por pasada por el equipo es limitada, en general inferior al 25%, es necesario implementar un sistema de recirculación de los gases no reaccionados, los cuales se separan por condensación del amoníaco producido y se comprimen para volver a alimentarse al reactor, esto permite mejorar el rendimiento global del proceso sin comprometer la estabilidad operativa del sistema (Appl, 1997).

Debido a que esta reacción es altamente exotérmica, el control de la temperatura dentro del reactor tiene gran importancia. A lo largo de la evolución de este proceso, se han desarrollado diversas configuraciones de reactor, que difieren principalmente en el método de enfriamiento que

poseen. Entre estas destacan los reactores que se presentan en la Figura 3.1, correspondientes a: enfriamiento por contacto directo (IDCR), enfriamiento por mezcla o “quench” (AQCR) y enfriamiento indirecto (AICR) (Hasan and Sadat, 2017).

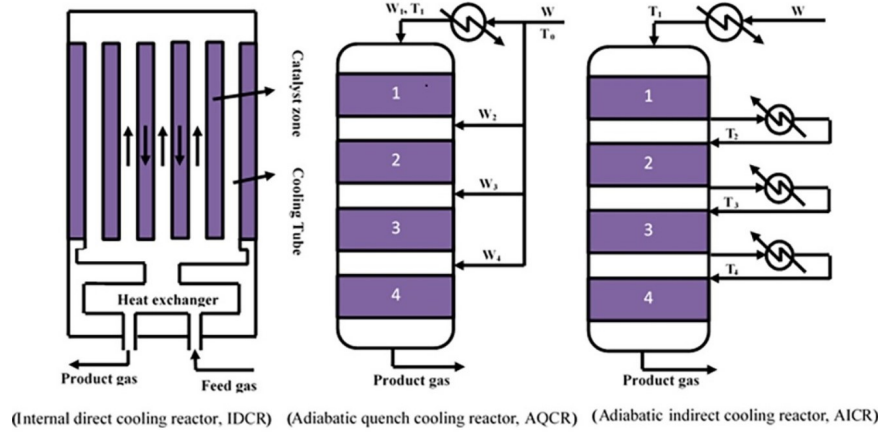


Figura 3.1: Esquema representativo de los tipos de configuración de reactor Haber-Bosch (Hasan and Sadat, 2017).

Actualmente el diseño más utilizado en la industria corresponde a un reactor de múltiples lechos fijos tubulares con enfriamiento indirecto, en el cual el flujo atraviesa sucesivos lechos empacados con catalizador, y entre cada lecho se intercambia calor con flujos más fríos para mantener una temperatura óptima en el perfil del reactor (Appl, 1997).

Respecto al catalizador que se utiliza para esta reacción, se han realizado diversos estudios en cuanto a cuál es el catalizador más conveniente, donde el rutenio con soporte de grafito destaca como el catalizador más activo desarrollado. Sin embargo, la disponibilidad de este compuesto dificulta su masificación, por lo que el catalizador más empleado para la síntesis de amoníaco corresponde a un catalizador de hierro promovido por otros compuestos, como aluminio, potasio y calcio. Los promotores tienen objetivos específicos dentro del desempeño del catalizador. El Al_2O_3 , por ejemplo, tiene el propósito de prevenir la sinterización, actuando como espaciador entre las partículas de hierro y alargando así la vida útil del catalizador. Otro promotor común es el potasio, este disminuye la energía de activación para romper la molécula de nitrógeno, y además facilita la liberación del amoníaco formado del catalizador (Appl, 1997).

A continuación, se presenta la expresión de velocidad de reacción para la síntesis de amoníaco.

$$r_{NH_3} = K_2 \left[k_a^2 \cdot f_{N_2} \cdot \left(\frac{f_{H_2}^3}{f_{NH_3}^2} \right)^\alpha - \left(\frac{f_{NH_3}^2}{f_{H_2}^3} \right)^{1-\alpha} \right] \quad (3.1)$$

Donde r_{NH_3} corresponde a la velocidad de reacción en $\frac{kgmol_{NH_3}}{h \cdot m^3_{cat}}$; K_2 es la constante cinética de

la reacción inversa en $\frac{kgmol_{NH_3}}{h\ m^3}$; f_{NH_3} , f_{H_2} y f_{N_2} las fugacidades de los compuestos en atm; k_a la constante de equilibrio de la reacción y α una constante asociada al catalizador utilizado, la cual tiende tener un valor de 0,55 para un catalizador de hierro (Singh and Saraf, 1979).

A su vez, la constante cinética para la reacción inversa se puede obtener a partir de la siguiente expresión:

$$K_2 = K_0 \cdot \exp\left(-\frac{E_A}{RT}\right) \quad (3.2)$$

Donde K_0 es una constante; E_A , la energía de activación; R , constante de los gases ideales y T , la temperatura. Para esta aplicación, se utiliza $\log K_0 = 14,7102$, con una energía de activación de 39057 kcal/kmol (Singh and Saraf, 1979).

Finalmente, la constante de equilibrio de la reacción está dada por la siguiente expresión logarítmica, donde T corresponde a la temperatura en Kelvin (Gillespie and Beattie, 1930).

$$\log_{10} k_a = -2,691122 \cdot \log_{10} T - 5,519265 \cdot 10^{-5}T + 1,848863 \cdot 10^{-7}T^2 + \frac{2001,6}{T} + 2,6899 \quad (3.3)$$

Electrolizador

El hidrógeno verde necesario para este proceso se puede obtener a partir de distintas tecnologías de electrólisis, por lo que a continuación se definen brevemente los 3 métodos más utilizados: alkaline water electrolysis (AWE), proton exchange membrane (PEM) y solid oxide electrolysis (SOE).

(i) Alkaline Water Electrolysis (AWE)

Es la tecnología más utilizada para la electrólisis a nivel industrial. Consiste en un ánodo, comúnmente óxidos de níquel, cargado positivamente y un cátodo de óxidos de cobalto cargado negativamente. Estos se encuentran separados por un diafragma poroso que permite el paso de iones hidroxilo (OH^-). El electrolito empleado suele ser una solución de hidróxido de potasio (KOH) al 30-40%, debido a su alta conductividad iónica y su relativamente baja solubilidad de CO_2 (El-Shafie, 2023).

En el cátodo, el agua se reduce a hidrógeno e iones hidroxilo mediante energía eléctrica renovable, estos iones atraviesan el diafragma llegando al ánodo, donde se oxidan, produciendo oxígeno y agua. En la Figura 3.2 se puede observar una representación del funcionamiento de este tipo de electrólisis junto con las reacciones correspondientes a cada electrodo.

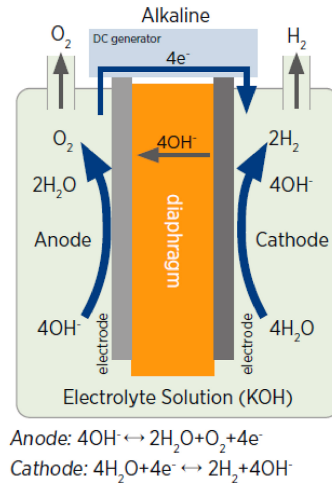


Figura 3.2: Esquema representativo del funcionamiento de un electrolizador alcalino (El-Shafie, 2023).

La eficiencia de conversión de este tipo de electrolizadores se encuentra alrededor de 60-80% y sus principales ventajas incluyen:

- Operación a temperaturas moderadas (20-80 °C).
- Uso de catalizadores económicos.
- Bajo costo relativo en comparación a otras tecnologías.
- Alta madurez tecnológica

Sin embargo, este equipo trae consigo desventajas, tales como sus largos tiempos de partida, los problemas asociados a la corrosión por la solución alcalina o su limitación en la operación a altas presiones, ya que tienden a operar entre 2 y 10 bar (Sebbahi et al., 2024).

(ii) Proton Exchange Membrane (PEM)

Los electrolizadores PEM, que operan en un rango de temperatura de 70-90°C, utilizan un ánodo de óxidos de iridio (IrO_2) y un cátodo de platino (Pt). Estos electrodos se separan por una membrana polimérica, usualmente Nafion. Esta membrana es capaz de transportar solamente los protones desde el ánodo al cátodo, donde se recombinan como hidrógeno molecular. La Figura 3.3 presenta un esquema de este equipo y sus respectivas reacciones.

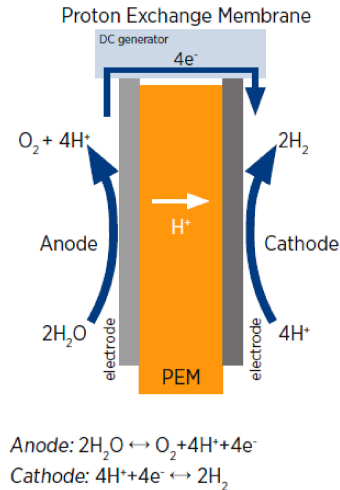


Figura 3.3: Esquema representativo del funcionamiento de un electrolizador alcalino (El-Shafie, 2023).

En comparación con los AWE, los PEM presentan cinéticas de reacción mayores, lo cual hace que sean equipos más seguros operativamente.

Adicionalmente, este tipo de electrolizador maneja eficiencias entre 65-82%, similar a los AWE. Sin embargo, los PEM alcanzan purezas mayores y son capaces de operar a altas presiones, entre 30 y 80 bar en el cátodo.

El desafío actual que enfrentan estos electrolizadores es la dificultad para operar a escalas industriales. Además, su costo es elevado en comparación con los electrolizadores alcalinos, lo cual se debe en parte al costo de los metales utilizados como catalizadores en los electrodos, y a la menor madurez de la tecnología (El-Shafie, 2023).

(iii) Solid Oxide Electrolyzer (SOE)

Los electrolizadores SOE operan a temperaturas considerablemente altas en comparación a los antes mencionados, alrededor de los 900-1000 °C, y presiones menores a 30 bar. Ambos electrodos están compuestos por materiales a base de níquel y son separados por un electrolito sólido, típicamente zirconia estabilizada con itrio (YSZ). En la Figura 3.4 se representa el funcionamiento de un SOE, junto con sus reacciones asociadas.

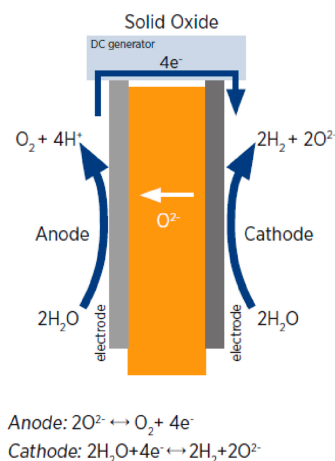


Figura 3.4: Esquema representativo del funcionamiento de un electrolizador alcalino (El-Shafie, 2023).

En el cátodo, el vapor de agua se descompone en hidrógeno e iones O^{2-} , los cuales cruzan el electrolito para llegar al ánodo, donde se recombinan como oxígeno molecular. La eficiencia de la celda aumenta a mayor temperatura, alcanzando valores cercanos al 90%. Sin embargo, este aumento de temperatura también se traduce en una mayor degradación del electrolito. A pesar de sus desafíos técnicos, correspondientes principalmente a los largos tiempos de arranque, estos electrolizadores tienen potencial a futuro, especialmente en sistemas acoplados a fuentes de calor residual (El-Shafie, 2023).

Respecto a la producción de amoníaco verde, los electrolizadores alcalinos (AWE) son la opción más utilizada, pues son más económicos en términos de costos de inversión y operación que los PEM, poseen mayor vida útil y facilidad de mantenimiento, y además, requieren menos pilas de electrólisis (stacks) para producir grandes volúmenes de hidrógeno, lo que facilita su uso a gran escala.

Sistemas de almacenamiento en baterías

Existen diversos tipos de baterías recargables que utilizan reacciones electroquímicas para transformar energía química en energía eléctrica. Entre las más utilizadas se encuentran las baterías de níquel-hidruro metálico (NiMH), níquel-cadmio (NiCd), óxido de litio-manganeso (LMO) y las baterías de ion-litio (Li-ion), entre otras.

Dentro de estas, las baterías de ion-litio destacan como la opción con mayor potencial para aplicación industrial, pues estas tienen la mayor densidad de energía específica y volumétrica, presentan una rápida movilidad iónica y elevadas eficiencias de carga y descarga, alcanzando valores mayores al 90% (Qihan, 2025).

Una batería ion-litio consiste en un cátodo cargado positivamente, cuyo material tiende a ser

un óxido metálico, y un ánodo, típicamente de carbono, cargado negativamente. Ambos electrodos están inmersos en un electrolito conductor de iones y separados por una membrana porosa que permite el paso de los iones. Durante la carga, los átomos de litio en el cátodo se convierten en iones y se transportan a través del electrolito hacia el ánodo, donde se combinan con electrones externos y se depositan entre las capas de carbono como átomos de litio. En la descarga ocurre el proceso inverso (EASE, 2023).

A nivel industrial, estas tecnologías se implementan en sistemas de almacenamiento de energía en baterías, BESS por sus siglas en inglés (Battery Energy Storage System). Los componentes principales de un BESS incluyen el conjunto de baterías destinado al almacenamiento de energía, un sistema de gestión y monitoreo para asegurar una operación segura y eficiente, y el equipo de conversión de potencia encargado de adaptar la electricidad para su uso en el proceso .

A continuación, se describen los parámetros clave asociados a un BESS (Bowen et al., 2019).

- Capacidad nominal de potencia: Potencia máxima (kW o MW) de descarga del BESS, partiendo desde un estado de carga completa.
- Capacidad de energía: Cantidad máxima de energía (kWh o MWh) que puede almacenar el BESS.
- Duración del almacenamiento: Tiempo (h) que toma descargar toda la capacidad de energía del BESS a su capacidad nominal de potencia.
- *Round-trip efficiency*: Porcentaje que representa la energía que puede ser descargada del sistema en relación con la energía que se requirió para cargarlo por completo. Refleja las pérdidas durante los ciclos de carga y descarga.

3.1.2 Generación renovable

Dado que en este trabajo se considerará la combinación entre fuentes de generación renovable, es necesario definir su funcionamiento y sus expresiones asociadas. A continuación se describen las características más importantes de la energía solar y eólica.

Energía solar

La energía solar viene en forma de radiación electromagnética emitida por el sol. La intensidad promedio de la energía solar, también llamada irradiancia solar, en la parte superior de la atmósfera terrestre es de aproximadamente 1350 W/m^2 . Sin embargo, solo alrededor de una cuarta parte de esta energía logra llegar a la superficie terrestre.

La irradiancia solar que alcanza la tierra se conforma por dos componentes, la radiación directa y la radiación difusa. La radiación directa es la que llega a la superficie directamente desde el sol, mientras que la radiación difusa corresponde a la luz solar que ha sido dispersada por moléculas y partículas presentes en la atmósfera antes de llegar al suelo (European Commission, 2024).

Una celda solar es un dispositivo que convierte la luz solar en energía eléctrica. La luz que incide en la celda produce a la vez corriente y voltaje, generando potencia eléctrica. La mayor parte de las celdas solares utilizadas emplean materiales semiconductores, principalmente silicio, dopados con compuestos dadores o aceptores de electrones, según la funcionalidad que se busque en el material, los cuales son unidos estratégicamente para formar lo que se llama una p-n junction. En la Figura 3.5 se presenta un esquema que representa el funcionamiento de una celda solar fotovoltaica, donde el material superior (emitter) al recibir la energía de un fotón es capaz de liberar un electrón, que es extraído por un circuito externo generando corriente, para luego ser devuelto a la celda por el extremo del material inferior (base) y combinarse nuevamente (PV Education, 2024).

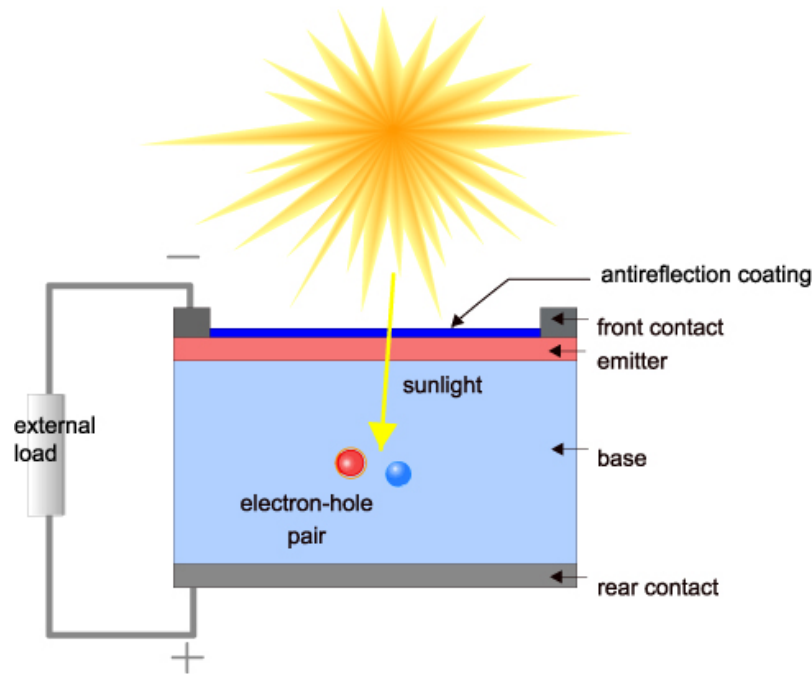


Figura 3.5: Esquema representativo del funcionamiento de una celda solar (PV Education, 2024).

En la actualidad, la tecnología más utilizada en módulos fotovoltaicos es el silicio cristalino, representando alrededor del 98% del mercado (International Energy Agency, 2023). Dentro del silicio cristalino se distinguen dos tipos de celdas: monocristalinas y policristalinas. Las celdas monocristalinas se fabrican a partir de un cristal de silicio con estructura uniforme, mientras que las policristalinas se producen a partir de múltiples granos cristalinos. Actualmente, las celdas monocristalinas son las más utilizadas debido a sus mayores eficiencias y mejor aprovechamiento

del área del módulo (Smith et al., 2021).

Además de clasificarse según la tecnología de celda, la generación fotovoltaica también se distingue por el tipo de módulo, donde existen los módulos monofaciales y bifaciales.

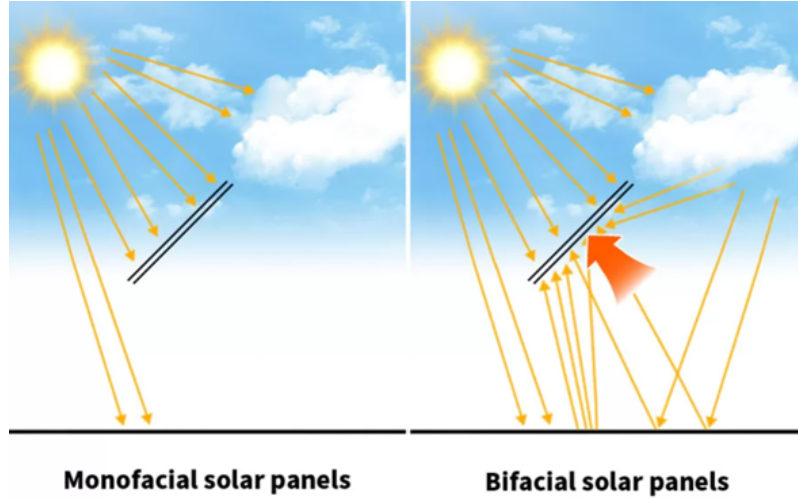


Figura 3.6: Comparación de la captación de radiación en módulos monofaciales y bifaciales (Maysun Solar, 2025).

En los paneles monofaciales, la generación eléctrica proviene de la radiación que incide sobre la cara frontal del panel, por lo que su producción se asocia principalmente a la radiación directa y difusa. Por otro lado, los paneles bifaciales están diseñados para captar radiación tanto en la cara frontal como en la cara posterior, permitiendo aprovechar adicionalmente la radiación reflejada por el suelo y parte de la radiación difusa proveniente del entorno. Por lo tanto, bajo las condiciones adecuadas, los sistemas bifaciales pueden alcanzar una producción de energía superior a los sistemas monofaciales equivalentes (Kumbaroglu et al., 2021).

La Tabla 3.1 presenta una comparación entre los módulos monofaciales y bifaciales respecto a distintos aspectos (Kumbaroglu et al., 2021).

Tabla 3.1: Tabla comparativa entre paneles monofaciales y bifaciales.

	Bifacial	Monofacial
Ganancia energética	Puede entregar energía adicional debido a que capta radiación por sus dos caras.	Solo obtiene energía por una de sus caras.
Inversión	Mayor inversión inicial respecto a un monofacial equivalente.	Menor inversión y menos variables a considerar.
Instalación	Requiere manejo más delicado.	Más estandar y simple de instalar en muchos casos.
Sensibilidad al sitio	Alta, el rendimiento adicional depende fuertemente de la distribución de irradiancia en la cara trasera, montaje y albedo.	El rendimiento depende principalmente del recurso solar frontal.
Uso del espacio	Puede requerir menor superficie para obtener la misma energía.	La energía por unidad de superficie está limitada a la cara frontal, por lo que requiere relativamente más área.

En los últimos años se ha potenciado el uso de módulos bifaciales debido a las ventajas que ofrecen frente a los monofaciales. Sin embargo, la magnitud de beneficio que permita obtener el uso de paneles bifaciales depende altamente del sitio y del diseño, viéndose afectado por variables como la altura del módulo o la separación entre filas, por lo que la evaluación previa a la implementación debe considerar las condiciones específicas del proyecto. Es por esto que, para efectos de simplicidad, en este trabajo se consideran módulos monofaciales.

A partir de la información horaria de la irradiancia solar y la temperatura ambiente, es posible estimar la producción de potencia de un sistema fotovoltaico. Para esto se utiliza el modelo matemático presentado a continuación.

$$P_{PV} = (P_{rated} D_f) \left(\frac{G_t}{G_{ref}} \right) \left(1 + K_T \left(T_{amb}(t) + G_t \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) - T_{ref} \right) \right) \quad (3.4)$$

Donde P_{PV} es la potencia generada en módulo en W; P_{rated} , la potencia nominal del módulo en W; D_f , un factor de reducción; G_t es la irradiancia solar recibida en el panel inclinado en W/m^2 ; G_{ref} es la irradiancia incidente a condiciones estándar, la cual se puede aproximar a $1000 W/m^2$; K_T el coeficiente de eficiencia de temperatura, que es de $-3,7 \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ C^{-1}$ para silicona mono y poli-cristalina; T_{amb} es la temperatura ambiente; T_{ref} , la temperatura de referencia y NOCT es la temperatura nominal de operación, que corresponde a la temperatura de la superficie del módulo a condiciones estándar, es decir, con irradiancia de $800 W/m^2$, temperatura ambiente de $20 \text{ } ^\circ C$ y velocidad de viento de 1 m/s (Ismail et al., 2013).

Energía eólica

El viento es el movimiento del aire provocado por variaciones de presión en la atmósfera. Estas diferencias de presión son consecuencia tanto de la rotación de la Tierra como de componentes geográficas o diferencias de temperatura en la superficie terrestre. Al ser un flujo con velocidad asociada, el viento posee energía cinética que puede ser aprovechada para generar electricidad mediante turbinas eólicas o aerogeneradores.

Las turbinas eólicas se clasifican principalmente en dos tipos, turbinas de eje horizontal (Horizontal Axis Wind Turbine, HAWT) y las de eje vertical (Vertical Axis Wind Turbine, VAWT), las cuales se ilustran en la Figura 3.7 (U.S. Department of Energy, 2022).

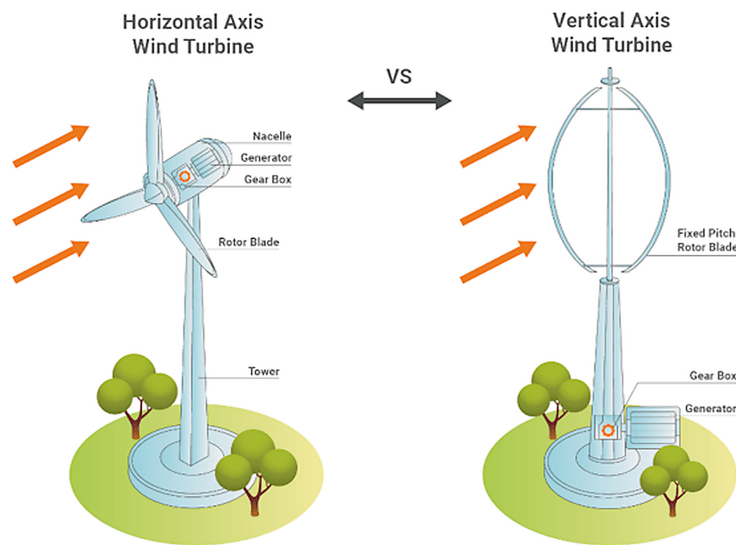


Figura 3.7: Esquema comparativo de turbina HAWT y VAWT (Accuenergy, 2024).

(i) Turbina de eje horizontal (HAWT)

En una turbina de eje horizontal, el eje de rotación es paralelo al suelo y, en la operación, el rotor se orienta de modo que su plano sea perpendicular al flujo del viento. Para ello, estas turbinas suelen contar con un sistema de orientación que permite alinear el rotor con la dirección del viento. Una desventaja común de las HAWT es que sus componentes mecánicos principales, como el generador y la caja multiplicadora, se ubican a gran altura, lo cual puede dificultar el acceso y mantenimiento (U.S. Department of Energy, 2022).

(i) Turbina de eje vertical (VAWT)

En las turbinas de eje vertical, el eje de rotación es perpendicular al suelo, por lo que pueden aprovechar el viento proveniente de cualquier dirección sin necesidad de reorientar el rotor. Esta

característica permite diseños con los componentes mecánicos a menor altura, lo que facilita el acceso para mantención. Estas turbinas presentan diversas configuraciones de rotor, como las ilustradas en la Figura 3.8. Estas pueden diferir en su comportamiento de arranque, algunas configuraciones, como la de tipo Darrieus, tienden a presentar baja capacidad de autoarranque, por lo que requieren un mecanismo de inicio para alcanzar la velocidad de rotación a partir de la cual el rotor se mantiene en operación impulsado por el viento (U.S. Department of Energy, 2022).

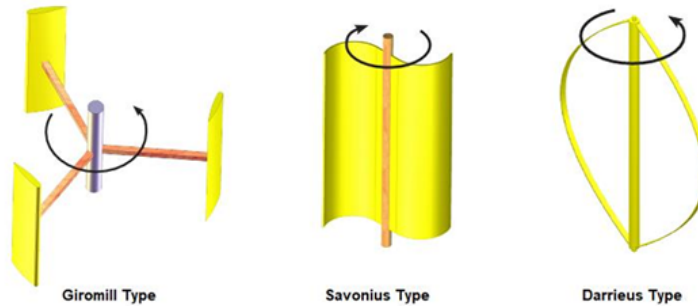


Figura 3.8: Tipos de turbinas verticales (U.S. Department of Energy, 2022).

La Tabla 3.2 presenta una comparación entre los dos tipos de turbina eólica (U.S. Department of Energy, 2022).

Tabla 3.2: Tabla comparativa entre HAWT y VAWT (U.S. Department of Energy, 2022).

	HAWT	VAWT
Potencia generada	Rango amplio	Rango estrecho
Arranque	Autoarranque	Requiere mecanismo de inicio
Eficiencia	40-50%	20-40%
Costo	Menor	Mayor
Dirección de viento	Depende de la dirección	Independiente de la dirección
Componentes mecánicos	En el tope de la turbina	A nivel de suelo
Mantenimiento	Complejo	Simple

Las turbinas HAWT son las más utilizadas en la actualidad debido a sus ventajas en términos de eficiencia y costos. En consecuencia, el presente trabajo se enfoca y profundiza en el uso de este tipo de turbinas.

Las partes principales de una turbina horizontal se ilustran en la Figura 3.9. El viento sopla a través de las palas del rotor, haciendo que estas giren, convirtiendo así la energía cinética del viento en energía mecánica rotacional. El equipo cuenta con una caja de cambios o multiplicador, encargada de aumentar la velocidad rotacional desde aproximadamente 15-30 RPM a 1500-1800 RPM, y finalmente el generador se encarga de convertir esta energía mecánica en energía eléctrica.

En general, vientos más fuertes generan mayor rotación y, en consecuencia, mayor producción de energía (U.S. Department of Energy, 2022).

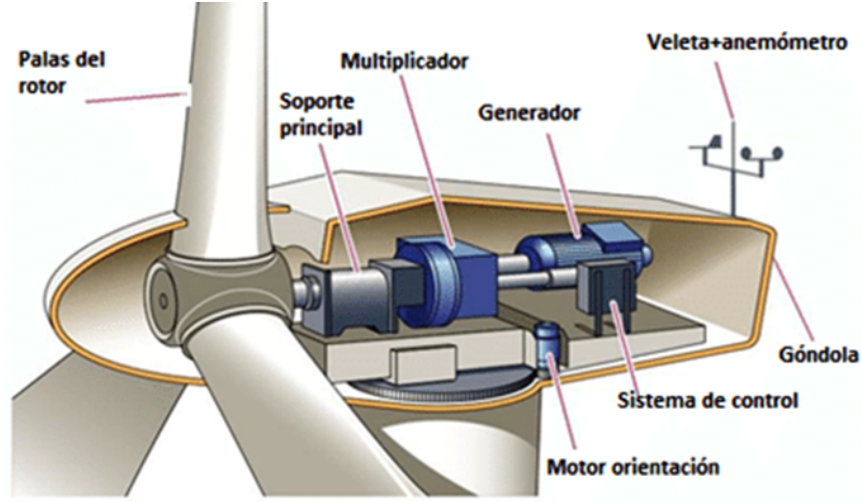


Figura 3.9: Partes principales de una turbina eólica (López et al., 2015).

La potencia generada por un aerogenerador puede estimarse mediante la siguiente ecuación:

$$P_w = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (3.5)$$

Donde P_w es la potencia generada en W; C_p , el coeficiente de potencia; ρ , la densidad del aire en kg/m^3 ; A , el área de barrido del rotor en m^2 y v es la velocidad del viento en m/s (U.S. Department of Energy, 2022).

El coeficiente de potencia describe la fracción de la potencia del viento que se podría convertir en trabajo mecánico por el aerogenerador, este tiene un máximo teórico dado por la ley de Betz, que es del 59,3%. Sin embargo, las turbinas horizontales comerciales alcanzan eficiencias cercanas al 50%, dependiendo del fabricante.

Una métrica clave para describir la eficiencia aerodinámica de la turbina en base a la velocidad del viento y de las palas es el Tip Speed Ratio (TSR o λ), este corresponde a la relación entre la velocidad tangencial de la punta de la pala y la velocidad del viento libre. Un TSR bajo indica que las palas están girando muy lento, mientras que un TSR alto indica que las palas están girando demasiado rápido, lo cual genera una resistencia al viento y puede causar daños en el equipo (Ebrahimpour et al., 2019).

En la Figura 3.10 se presentan las curvas de coeficiente de potencia (C_p) en función del TSR (λ) para distintos tipos de turbinas eólicas, tanto horizontales como verticales.

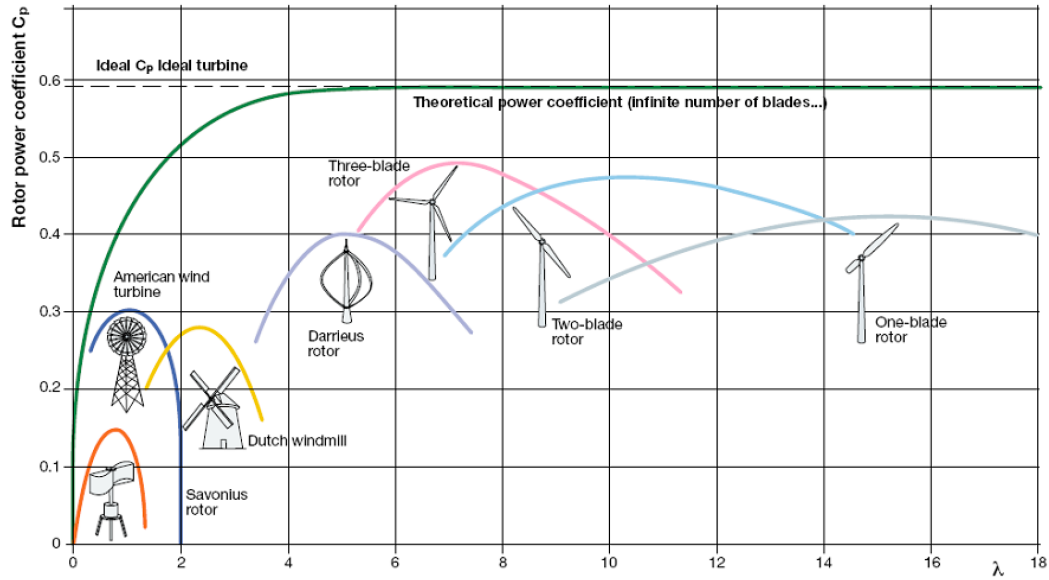


Figura 3.10: Curvas de C_p vs λ para distintos tipos de turbinas eólicas (Ebrahimpour et al., 2019).

La figura muestra que el coeficiente de potencia depende fuertemente de λ y del tipo de rotor; los HAWT de 2–3 palas alcanzan valores máximos de C_p superiores a los VAWT, mientras que rotores de arrastre como Savonius operan a λ bajos y presentan C_p considerablemente menor.

Además, cada turbina posee una curva de potencia característica, que relaciona la potencia generada en función de la velocidad del viento. En la Figura 3.11 se muestra un ejemplo de esta curva, donde se destacan 3 velocidades clave (U.S. Department of Energy, 2022).

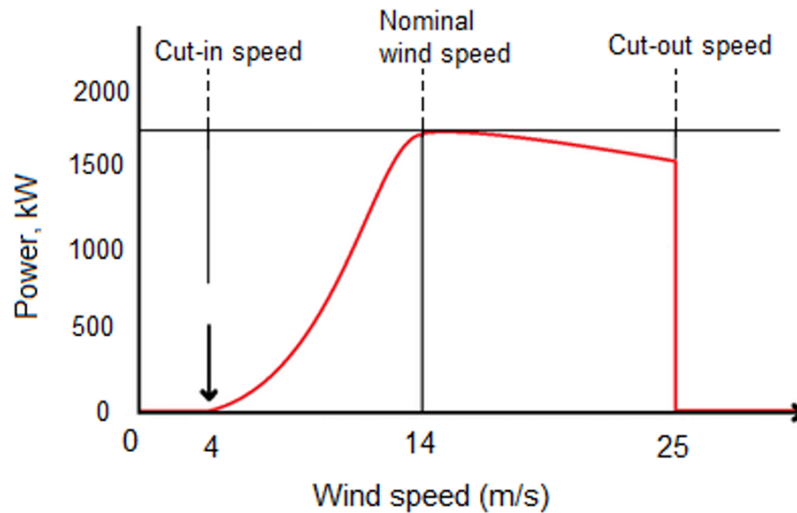


Figura 3.11: Curva típica de potencia vs velocidad de viento para una turbina eólica (U.S. Department of Energy, 2022).

- Cut-in wind speed: velocidad bajo la cual la turbina no rota ni genera energía, un valor típico es entre 3 y 5 m/s.
- Nominal wind speed: mínima velocidad a la que la turbina alcanza su generación nominal de potencia, a partir de esta velocidad se puede obtener su máximo de potencia.
- Cut-out wind speed: velocidad en la que la turbina debe apagarse para prevenir daños por fuerzas centrífugas excesivas.

Mediante el uso de la curva de potencia, se puede obtener la cantidad de potencia generada por una turbina eólica a una velocidad de viento determinada (U.S. Department of Energy, 2022).

3.2 Estado del arte

Durante los últimos años, se han realizado diversos estudios técnico-económicos para la optimización de la producción de amoníaco verde, tomando como función objetivo la minimización de su costo nivelado. Estos estudios se realizan para distintas locaciones, y consideran la combinación estratégica entre el recurso renovable y los sistemas de almacenamiento.

A continuación, se presentan algunas investigaciones y estudios cuyos resultados y conclusiones son relevantes para el presente trabajo.

- Estudio 1: Optimización de CAPEX y OPEX

En este estudio se realiza un análisis tecno-económico a la producción de amoníaco verde, buscando disminuir su costo nivelado mediante un modelo matemático de optimización de los parámetros del electrolizador. En este se comparan dos escenarios, el primero con la configuración definida por el usuario, y el segundo optimizado mediante la metodología de optimización no lineal. Como resultados de este estudio, se logra una reducción del 53% en CAPEX y del 10% en OPEX para el caso optimizado. Esto demuestra el potencial que hay en optimizar los parámetros asociados al electrolizador, ya que este, como se puede ver en la Figura (Djire et al., 2025) (a) correspondiente a la distribución del CAPEX y la Figura (Djire et al., 2025) (b), la del OPEX, aún para el caso optimizado, la electrólisis sigue gobernando los costos totales del proceso.

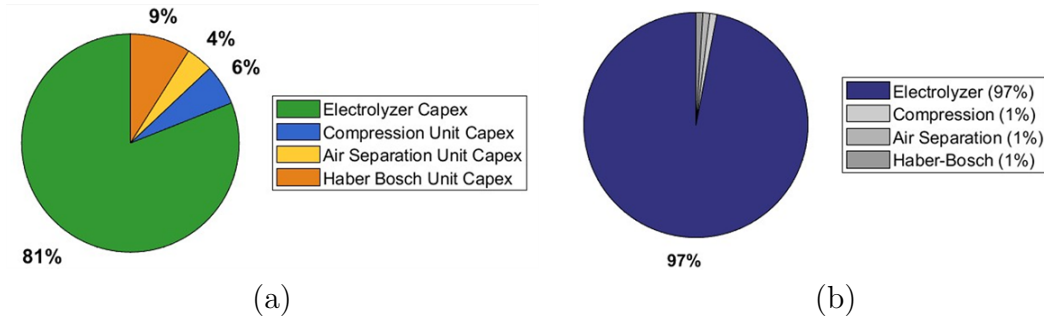


Figura 3.12: Distribución del (a) CAPEX (b) OPEX para el caso optimizado (Djire et al., 2025).

Una limitación de este estudio es que se asumió un suministro de electricidad renovable constante. Sin embargo, debido a la naturaleza intermitente de las fuentes renovables, para lograr un suministro lo más continuo posible es necesario considerar sistemas de almacenamiento, cuyo tamaño va a tener relación directa con la disponibilidad del recurso eólico en la zona evaluada (Djire et al., 2025).

- Estudio 2: Modelación de LCOA en Australia

En este estudio se modela el costo nivelado del amoniaco verde en distintas ubicaciones en Australia, país que tiene alta disponibilidad de recursos renovables, tanto solares como eólicos. Para esta evaluación se consideró el apoyo de baterías y sistemas de almacenamiento de hidrógeno, analizando configuraciones basadas en un caso de solo energía eólica, uno de solo energía solar y un sistema híbrido solar-eólico.

Además, se compararon estos casos bajo dos esquemas de operación del proceso Haber-Bosch, uno flexible, que permite variaciones en la producción según la disponibilidad de energía, y uno inflexible, que requiere una operación continua.

Dentro de los resultados más importantes de este estudio, se tiene que una operación flexible se puede traducir en un menor requerimiento de sistemas de almacenamiento, lo cual significa una reducción de los costos asociados. Finalmente, se proyecta que para el año 2030 el costo nivelado para estas regiones de Australia podría estar rondando los $500 \text{ USD/ton}_{NH_3}$ (Wang et al., 2023).

- Estudio 3: Optimización de LCOA para Argentina y Australia

En este estudio se optimizó el LCOA para 6 ubicaciones distintas, dentro de las que 5 corresponden al sur de argentina y una al oeste de Australia.

Para la optimización se consideró la variación del tamaño de los sistemas de almacenamiento y del aporte de cada energía renovable.

Entre las conclusiones más relevantes, se destaca que la disponibilidad del recurso renovable tiene un rol fundamental en la reducción del LCOA. El menor costo nivelado que se obtuvo fue para el caso de estudio en Río Grande, Argentina, con un LCOA de $615 \text{ USD}/\text{ton}_{\text{NH}_3}$.

Asimismo, se resalta el impacto que tiene la flexibilidad operativa del proceso Haber-Bosch, evidenciando que permitir variaciones en la operación del reactor según la disponibilidad energética puede traducirse en una disminución significativa de los costos (Schmidhalter et al., 2025).

- Estudio 4: Optimización LCOA con energía solar, eólica e híbrida solar-eólica

Este estudio corresponde a una optimización realizada para la producción de amoníaco verde, considerando el LCOA como función objetivo.

Se evaluaron tres escenarios con ubicaciones según la disponibilidad del recurso renovable: producción con energía solar en el norte de Marruecos, producción con energía eólica en el sur de Noruega y producción híbrida solar-eólica en la Patagonia argentina.

El estudio considera sistemas de almacenamiento en baterías y tanques de almacenamiento de hidrógeno, con el fin de asegurar una producción confiable y manejando la naturaleza intermitente de las energías renovables.

Para cada escenario se obtuvo una configuración óptima de la planta, resultando en un LCOA de $595 \text{ USD}/\text{ton}_{\text{NH}_3}$ para el escenario solar; $599 \text{ USD}/\text{ton}_{\text{NH}_3}$, para el eólico y $501 \text{ USD}/\text{ton}_{\text{NH}_3}$ para el híbrido (Eikeng, 2023).

Los estudios presentados son relevantes para el presente trabajo, pues demuestran como la optimización de la configuración entre energías renovables y sistemas de almacenamiento pueden tener una influencia considerable en el LCOA. Además, confirman que zonas con alto potencial renovable son de interés para evaluar la producción de amoníaco verde, por lo que es conveniente realizar este estudio en el norte de Chile.

3.3 Antecedentes de proyectos de amoníaco verde

El amoníaco verde está empezando a adquirir relevancia a nivel industrial debido a su potencial como insumo para la producción de fertilizantes con menor huella de carbono y como vector energético para el transporte y almacenamiento de hidrógeno. En este contexto, se identifican múltiples iniciativas a nivel internacional orientadas a la producción de este compuesto. A continuación, se presentan algunos de estos proyectos, seleccionados como antecedentes por su visibilidad y contribución al avance del amoníaco verde.

3.3.1 Proyectos internacionales de amoniaco verde

- Topsoe

En 2024 se inaugura una planta de amoniaco verde desarrollada por la alianza danesa entre Topsoe, Skovgaard Energy y Vestas, ubicada en Ramme, Dinamarca. Esta instalación opera como planta demostrativa, orientada a validar la producción de amoniaco verde bajo suministro renovable variable, generando evidencia operativa para el escalamiento industrial. Este proyecto reporta una producción de 5.000 ton/año de amoniaco verde, y se indica que esta producción evitaría aproximadamente 8.200 toneladas de CO_2 al año. La energía proviene de 50 MW de nuevos paneles solares y 12 MW de turbinas eólicas existentes de V80-2.0 de Vestas. Además, el proyecto recibe financiamiento del Danish Energy Technology Development and Demonstration Program (EUDP), con un apoyo reportado de aproximadamente 11 millones de euros (Topsoe, 2024).

- Fertiglobe

Este proyecto corresponde al suministro de amoniaco verde adjudicado por Fertiglobe en la subasta piloto de H2Global. La oferta ganadora contempla un inicio con 19.500 toneladas en 2027 y, posteriormente, una entrega aproximada de 63.000 ton/año entre 2028 y 2033, con un mínimo garantizado de 40.000 ton/año. El producto se entregará en el Puerto de Róterdam.

La producción se realiza mediante el proceso de Haber-Bosch en la planta existente EBIC ubicada en Ain Sokhna, Egipto, y el amoniaco se exporta desde el puerto de Ain Sokhna hacia Róterdam. El hidrógeno verde utilizado proviene de Egypt Green Hydrogen, en la Suez Canal Economic Zone, y el suministro se apoya en nueva generación renovable, reportada como 273 MW. Finalmente, el precio reportado es de aproximadamente 811 EUR/ton NH_3 (Ammonia Energy Association, 2024).

- NEOM Green Hydrogen Company (NGHC)

Este proyecto se desarrolla en NEOM, dentro de la provincia de Tabuk en Arabia Saudita, y se plantea como una instalación integrada alimentada por energías renovables para producir hidrógeno por electrólisis y convertirlo a amoniaco para facilitar su transporte y exportación. Según información pública disponible, la planta está diseñada para producir del orden de 1,2 millones de toneladas al año de amoniaco verde para su exportación, contando con una capacidad aproximada de 4 GW de generación renovable solar y eólica. Finalmente, se reporta que las operaciones iniciarán dentro del año 2026 (NEOM Green Hydrogen Company (NGHC), 2025).

3.3.2 Proyectos de amoniaco verde en Chile

Además de la expansión internacional, Chile se reconoce como un país con alto potencial para la producción de amoniaco verde debido a la disponibilidad de recursos renovables competitivos, especialmente eólico y solar. A continuación, se presentan algunos proyectos relevantes en Chile.

- Proyecto Volta

El proyecto Volta, desarrollado por la empresa MAE (Mejillones Ammonia Energy), corresponde a una iniciativa de producción de amoniaco verde a escala industrial ubicada en la comuna de Mejillones, Antofagasta. De acuerdo con información pública, el proyecto destaca por ser la primera iniciativa industrial de amoniaco verde en Chile en obtener su Resolución de Calificación Ambiental (RCA). La inversión estimada es de aproximadamente 2.500 millones de dólares, con una producción proyectada de 620.000 ton/año y un desarrollo en dos fases. Asimismo, se reporta que el proyecto considera el uso de energía renovable, sistemas de almacenamiento y el empleo de fuentes hídricas como reutilización de aguas residuales y agua desalada proveniente de infraestructura existente. Finalmente, se indica que el proyecto podría contribuir a una reducción de emisiones de CO_2 superior a 1 millón de toneladas por año (H2 Chile, 2025).

- HNH Energy

Este proyecto corresponde a una iniciativa para la producción y exportación de amoniaco verde en la comuna de San Gregorio, Magallanes, aprovechando el recurso eólico de la zona como base para la generación renovable del proceso. El proyecto es desarrollado por un consorcio conformado por Copenhagen Infrastructure Partners (CIP), AustriaEnergy y Ökowind, y se encuentra actualmente en evaluación ambiental, tras el ingreso de su Estudio de Impacto Ambiental (EIA) al SEIA en 2024. En su fase de operación, se reporta una capacidad de producción de aproximadamente 1,3 millones de toneladas al año, con un foco inicial en el mercado internacional, estimándose el inicio de la fase de construcción para el año 2027, condicionado a la obtención de la RCA (HNH Energy, 2025).

- H2 Magallanes - Total Energies

El proyecto “Producción de Hidrógeno y Amoniaco Verde – H2 Magallanes”, impulsado por TotalEnergies H2 (TE H2), corresponde a una iniciativa ubicada en la comuna de San Gregorio, Magallanes, orientada principalmente a la exportación de amoniaco verde. El proceso considera la producción de hidrógeno verde mediante energía eólica y el uso de agua de mar desalada y desmineralizada, para posteriormente sintetizar amoniaco utilizando nitrógeno capturado del aire y exportarlo por vía marítima desde Magallanes hacia distintos mercados. De acuerdo con información

pública, se producirían alrededor de 1,9 millones de toneladas al año de amoniaco verde. Finalmente, se contempla la tramitación del EIA entre 2025 y 2027, proyectando el inicio de la construcción para 2027 y el inicio de la operación en 2030 (H2 Magallanes, 2025).

Capítulo 4

Metodología

4.1 Caracterización de recurso renovable

Con el fin de caracterizar la disponibilidad solar-eólica en el emplazamiento seleccionado, se debe realizar previamente un catastro de fuentes confiables de información meteorológica solar y eólica, que serán utilizadas para el análisis. Se priorizan bases de datos oficiales y certificadas, de las cuales se extraen series horarias de irradiancia solar, velocidad de viento y temperatura ambiente. La confiabilidad de la fuente principal seleccionada se valida mediante un contraste con al menos otra fuente independiente.

Inicialmente es necesario definir el sector donde se desarrollará el trabajo, para esto se utiliza la plataforma *www.renewables.ninja*, un sistema que permite simular la producción energética horaria de plantas solares y eólicas, empleando datos meteorológicos satelitales y procesándolos mediante modelos de cálculo fotovoltaicos (Pfenninger and Staffell, 2016a) y eólicos (Pfenninger and Staffell, 2016b). Se ocupa como indicador preliminar de referencia el factor de planta solar y eólico, junto con la configuración estándar de la plataforma.

Como criterio, se acota la búsqueda a sectores con factor de planta solar en el rango 20-25% y factor de planta eólico cercano a 20%, umbrales que permiten identificar zonas con potencial de operación híbrida. Sin embargo, además de la disponibilidad de ambos recursos, se debe considerar la complementariedad entre estos como un criterio de igual importancia. En un escenario ideal, cuando la irradiancia solar baja, la velocidad de viento aumenta, permitiendo ampliar la ventana de operación y reduciendo el almacenamiento requerido en baterías. Para esto, además del criterio de factor de planta, se requiere que el emplazamiento seleccionado presente un coeficiente de correlación de Pearson negativo ($r < 0$) entre irradiancia y velocidad de viento, lo que indica complementariedad entre las fuentes renovables.

En atención a la ventaja estratégica que ofrece Mejillones, debido al puerto de importación de amoníaco y la presencia regional de la planta de nitrato de amonio de la empresa Enaex, se orienta

la selección hacia ubicaciones próximas dentro de la región de Antofagasta. En caso de identificar una ubicación que cumpla con el factor de planta, pero no la complementariedad, se procede de todas formas con su evaluación, dada su cercanía al punto objetivo y como caso base de la zona de interés. En este caso, se debe buscar también otra ubicación dentro del norte de Chile que sí cumpla con ambos criterios, aun cuando pertenezca a una región distinta.

Para aumentar la representatividad del análisis, se utilizan series horarias de varios años. En este trabajo se consideran 5 años consecutivos (2019-2023). Con dichas series se genera un año promedio, promediando, para cada hora del día, los valores registrados de irradiancia solar, velocidad de viento y temperatura ambiente. Dado el marcado carácter estacional de Chile, a partir de ese año promedio se calcula un día promedio representativo para cada estación del año (verano, otoño, invierno y primavera). Estos perfiles se utilizan en el procesamiento y cálculos posteriores.

4.2 Simulación y validación de planta

Para concretar la simulación y validación de un modelo de la planta que pueda reproducir parámetros industriales, es conveniente validar de manera independiente los equipos críticos del proceso, correspondientes al reactor de Haber-Bosch y el electrolizador, ya que estos equipos consideran reacciones químicas.

La simulación se lleva a cabo en el software Aspen Plus V.14, utilizando la ecuación de estado NRTL.

4.2.1 Validación de reactor Haber-Bosch

El reactor de Haber-Bosch se configura como un flujo pistón (RPLUG) que opera bajo un régimen adiabático. Las condiciones de operación son las propuestas por Singh and Saraf (1979), las cuales se presentan en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Parámetros utilizados para la simulación del reactor Haber-Bosch.

Parámetro	Valor
$T, ^\circ\text{C}$	385
$P, \text{ atm}$	226
V_{cat}, m^3	4,75
Flujo alimentación, Nm^3/h	242160

Adicionalmente, se utilizan las ecuaciones (3.1),(3.2) y (3.3) presentadas anteriormente para configurar la cinética al interior del reactor.

Luego de realizar la simulación, se obtienen los resultados presentados en la Figura 4.1. Para este trabajo, se asumió una densidad de catalizador de $2,6 \text{ g/cm}^3$ y una fracción de vacío de 0,41.

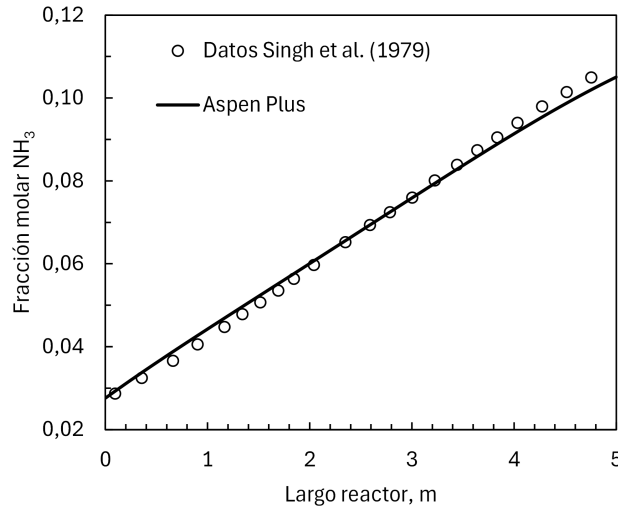


Figura 4.1: Gráfico comparativo entre el perfil de concentración de amoníaco a lo largo del reactor para datos bibliográficos y obtenidos en Aspen Plus V.14.

Se puede observar que la curva obtenida en la simulación coincide con los datos bibliográficos con errores comparativos menores al 5%, por lo que se puede considerar que el reactor simulado es representativo de la operación industrial.

4.2.2 Validación de electrolizador

Para la electrólisis se utiliza como referencia la información trabajada por Aravamoudane (2024). El equipo se configura como un electrolizador alcalino que emplea una solución de KOH al 35%, además, los parámetros utilizados para la simulación son los presentados en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Parámetros utilizados para la simulación del electrolizador.

Parámetro	Valor
N° Stacks	25
Celdas por Stack	240
T, °C	75
P, bar	7
Potencia, MW	752,6
Flujo alimentación, ton/h	9800

Se realiza la simulación y se compara lo obtenido en Aspen Plus V.14 con lo reportado en la bibliografía de referencia, la Tabla 4.3 presenta una comparación entre los indicadores seleccionados.

La simulación del proceso, como se observa en la Figura 4.2, inicia con la etapa de electrólisis. Se fija una producción objetivo de 18.000 t/año de amoníaco, para esto se requiere un ingreso de 296 t/h de agua (corriente 1), este flujo ingresa a condiciones estándar. El agua es acondicionada mediante una bomba (P-01) y un intercambiador de calor (E-01) hasta las condiciones de operación del electrolizador (EL-01), correspondientes a 75 °C y 7 bar. El electrolizador genera dos flujos de salida, oxígeno (corriente 4) e hidrógeno (corriente 5). Este último se enfría hasta 20 °C y pasa por un separador (S-01) para remover el agua remanente antes de ingresar a la etapa de síntesis.

El flujo de hidrógeno se mezcla con el nitrógeno proveniente de la etapa ASU, manteniendo una relación estequiométrica $H_2 : N_2$ de 3:1. Esta mezcla se comprime progresivamente a través de un tren de compresores (C-01/02/03) hasta alcanzar la presión del reactor (aprox. 220 bar), con una razón de compresión de 3 en cada etapa y con enfriamiento intermedio.

Posteriormente, el flujo se combina con los gases no reaccionados recirculados (corriente 22) y se precalienta (E-05) para alcanzar la temperatura del reactor (385 °C). La síntesis del amoníaco se realiza en un reactor adiabático de flujo pistón, se mantienen las condiciones utilizadas para la validación del equipo, pues son representativas de la operación industrial. A la salida del reactor, el flujo es enfriado para condensar la mayor parte del amoníaco, el cual es separado en la unidad S-02, mientras que los gases no reaccionados son nuevamente comprimidos (C-04) y recirculados al reactor para mejorar el rendimiento global del proceso.

4.3 Estimaciones económicas y optimización

Con la caracterización de fuentes y la simulación de la planta completadas, se procede a definir los escenarios de simulación a evaluar. Cada escenario modifica la combinación entre fuentes renovables, el tamaño de la electrólisis y la capacidad de las baterías.

El indicador económico a utilizar en ese trabajo corresponde al costo nivelado, aplicable a cualquier producto de proceso. Este indicador representa el costo por unidad producida al relacionar los costos de inversión y operación con la producción obtenida en el periodo (NREL, 2025). En el presente trabajo, es relevante la obtención del costo nivelado del amoníaco verde (LCOA), del hidrógeno verde (LCOH) y de la electricidad renovable (LCOE), bajo un enfoque anualizado.

Para cada escenario planteado, el primer paso es obtener el LCOE mediante la siguiente ecuación:

$$LCOE \left(\frac{USD}{MWh} \right) = \frac{CAPEX \cdot CRF + OPEX_{1year}}{E_{1year}} \quad (4.1)$$

Donde el CAPEX corresponde a los costos de inversión de la generación eléctrica, en este caso asociados principalmente a la planta fotovoltaica, la planta eólica y el sistema BESS, incluyendo tanto los equipos adquiridos como su instalación. Por otro lado, el OPEX corresponde a los costos

de operación vinculados a estos mismos sistemas, mientras que el término E_{1year} se refiere a la cantidad de energía producida durante un año en MWh (NREL, 2025).

Además, el término CRF corresponde al factor de recuperación de capital, el cual se puede obtener como:

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4.2)$$

Donde n es la vida útil de la planta en años e i es la tasa de interés real (NREL, 2025). Para efectos de este trabajo, se considera una vida útil de 20 años y una tasa de interés de 6%.

Para estimar los costos de inversión y operación, primero se dimensionan las capacidades de generación y almacenamiento, lo cual corresponde al área fotovoltaica, el área de barrido eólico y la capacidad de baterías. El dimensionamiento inicia con el cálculo de la potencia obtenida por unidad de área para generación fotovoltaica y eólica, correspondiente a las ecuaciones (3.4) y (3.5). Además, se utiliza la simulación desarrollada para determinar la potencia eléctrica del electrolizador a partir de la producción objetivo de amoníaco.

La intermitencia de las fuentes renovables genera la necesidad de apoyo en baterías para mantener constante el suministro de energía al electrolizador. Durante ciertas horas del día, la potencia generada supera la requerida y en otras es inferior, como se ilustra en la Figura 4.3. En consecuencia, la base del cálculo consiste en determinar el tamaño de generación que permita igualar, en lo posible, el área de energía extra con el área de energía faltante.

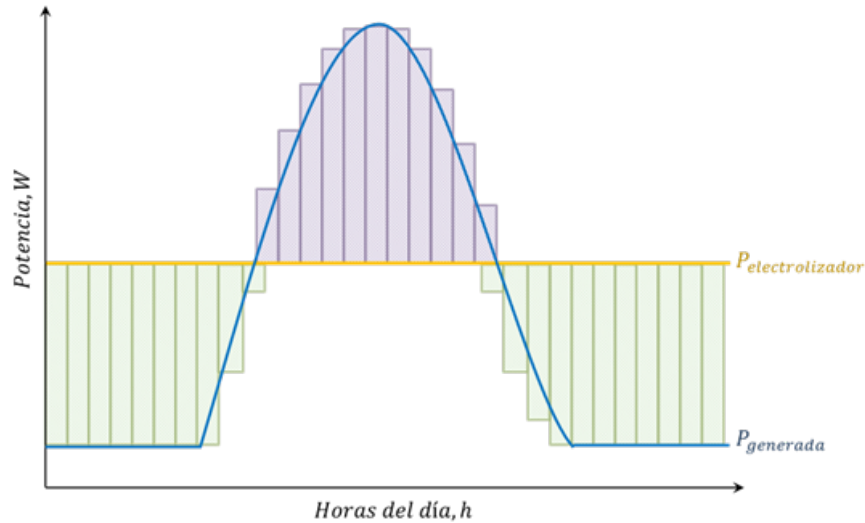


Figura 4.3: Representación del método utilizado para el dimensionamiento de la generación renovable.

Para llevar a cabo el cálculo, se iteran los tamaños de las fuentes usando los perfiles horarios de potencia promedio, aproximando la integración con suma de Riemann (Strang and Herman, 2016).

Así, se obtienen los tamaños de generación y la capacidad de baterías en base a la mayor cantidad de energía almacenada, permitiendo estimar el CAPEX y OPEX de la generación eléctrica.

Se emplean, para las estimaciones de CAPEX y OPEX, los costos reportados por la Comisión Nacional de Energía en el informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento (CNE, 2025), los cuales se detallan a continuación en la Tabla 4.5. En el caso de BESS (12 h), el costo se obtiene mediante extrapolación lineal a partir de los costos informados para otras duraciones de almacenamiento.

Tabla 4.5: Costos de inversión y operación según tecnología de generación o almacenamiento (CNE, 2025).

Tecnología	CAPEX, USD/kW	OPEX, % $_{CAPEX}$
Solar FV	809	1,5
Eólica	1.483	1,5
BESS (5-6 h)	920	2,5
BESS (12 h)	1.397	2,5

Se aplica este procedimiento para los cuatro días representativos, uno para cada estación del año, buscando en cada caso la igualación aproximada entre energía extra y faltante, y tomando como condición de diseño que la estación más crítica cumpla el criterio.

El LCOE obtenido se ingresa a la simulación de Aspen Plus V.14 como servicio eléctrico, lo que permite estimar los costos de operación de equipos con consumo eléctrico, principalmente los compresores. Así, se utiliza este software como herramienta de estimación de costos de inversión y operación. El software Aspen Plus V.14 no calcula costos asociados a la electrólisis. En consecuencia, se considera como referencia el valor reportado por la International Energy Agency (IEA) (2023) para la estimación del CAPEX, igual a 615 USD/kW. El OPEX se estima a partir de la multiplicación entre la energía suministrada al equipo durante el periodo anual y el LCOE obtenido previamente, tal como se presenta en la Ecuación (4.3).

$$OPEX_{Electrolizador} = E_{Suministrada \text{ anual}} \cdot LCOE \quad (4.3)$$

Además, dado que la región de interés es Antofagasta, si una ubicación seleccionada se encuentra fuera de esta región, se procede a añadir el costo asociado al transporte de amoniaco en camiones. Según lo reportado por Steer (2020), se considera un costo de 23 USD/ton-km.

Con el conjunto de datos resultante, se calculan el LCOH y LCOA. En el cálculo de LCOH los costos de inversión contemplan la adquisición e instalación de los equipos asociados a la producción de hidrógeno, es decir, la electrólisis, equipos de bombeo e intercambio de calor, separadores, entre otros. Mientras que el OPEX está asociado a la operación de la planta, donde la electricidad requerida por la electrólisis constituye el costo predominante. Además, como se puede ver en la

Ecuación (4.4), el LCOH está asociado a la producción anual de hidrógeno en kg ($H_{2,1year}$) (Centro de Energía FCFM, 2024).

$$LCOH \left(\frac{USD}{kgH_2} \right) = \frac{CAPEX \cdot CRF + OPEX_{1year}}{H_{2,1year}} \quad (4.4)$$

Para el cálculo de LCOA, el CAPEX considera todos los equipos del proceso, correspondientes a la producción de hidrógeno, la separación del nitrógeno del aire y la síntesis de amoníaco, incluyendo el reactor de Haber-Bosch, compresores, intercambiadores de calor, tuberías y la instalación asociada. El OPEX está asociado a los costos de operación de la planta completa e incluye el suministro eléctrico requerido, que en este caso proviene de fuentes renovables. Este costo se relaciona con la cantidad de amoníaco producido en un periodo de un año ($NH_{3,1year}$) (Al-Sharafi et al., 2017).

$$LCOA \left(\frac{USD}{tonNH_3} \right) = \frac{CAPEX \cdot CRF + OPEX_{1year}}{NH_{3,1year}} \quad (4.5)$$

Finalmente, se comparan los costos nivelados obtenidos para cada escenario y se optimizan las combinaciones, de forma de encontrar la que permita reducir el costo nivelado del amoníaco verde, haciéndolo más competitivo.

Capítulo 5

Resultados

En esta sección se presentan y analizan los resultados obtenidos a partir del trabajo descrito anteriormente. Primero, se describe el proceso de selección de la ubicación a estudiar, definiendo fuentes confiables de información, para luego extraer y procesar los datos horarios, de forma de poder seleccionar ubicaciones de interés, cuyos perfiles horarios y diarios serán analizados.

Posteriormente, se presentan los resultados del dimensionamiento de la generación renovable requerida para cumplir con la producción objetivo de amoníaco, con su respectivo análisis económico, obteniendo para cada escenario, LCOE, LCOH y LCOA.

Finalmente, se presenta el análisis comparativo de los costos nivelados y la optimización, determinando el escenario que reduce el costo nivelado del amoníaco verde.

5.1 Selección de ubicación y caracterización de recurso renovable

Se inicia con un catastro de fuentes oficiales y confiables de información meteorológica. Entre ellas destacan NASA POWER, el Explorador Solar de Chile y el Explorador Eólico de Chile. Dado que NASA POWER permite extraer irradiancia y velocidad de viento desde una misma base, se contrasta su información con la de los exploradores nacionales para verificar consistencia.

Para ambos recursos renovables, se selecciona el año 2015 y se genera un día promedio a partir de los datos horarios anuales de cada fuente. Luego, se comparan ambos días promedio. La Figura 5.1 ilustra la gráfica comparativa entre la irradiancia solar de ambas bases de datos. Se observa que las curvas comparten la misma tendencia a lo largo del día y presentan valores similares, con un coeficiente de Pearson que alcanza un 0,99, evidenciando alta concordancia. Por lo tanto, se considera que NASA POWER y Explorador Solar de Chile proporcionan información consistente.

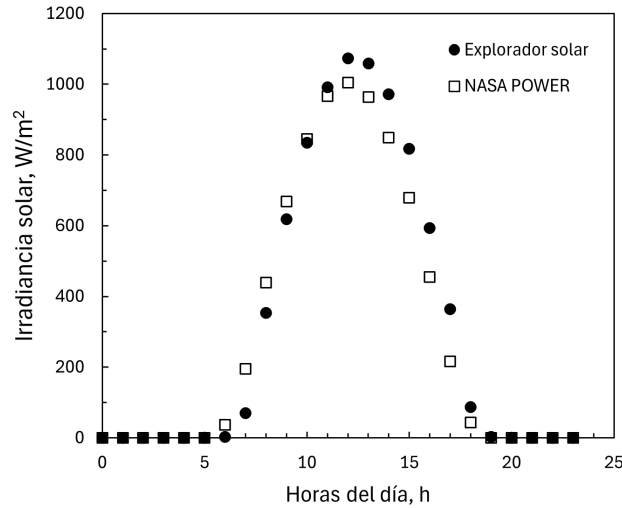


Figura 5.1: Gráfico comparativo entre el perfil de irradiancia promedio diario con la información de NASA POWER y Explorador Solar de Chile.

Respecto a la información eólica, se aplica el mismo procedimiento y se obtienen las curvas expuestas en la Figura 5.2. Las series presentan mayor discrepancia que en el caso solar, lo que resulta esperado dado que el viento está sujeto a más fuentes de variabilidad que la irradiancia. Aun así, mantienen tendencias similares y órdenes de magnitud comparables, con un coeficiente de Pearson de 0,75. Si bien es inferior al observado para irradiancia, se considera suficiente para afirmar la consistencia entre las fuentes. En consecuencia, se adopta NASA POWER como base de datos para la obtención de la información meteorológica requerida para el estudio.

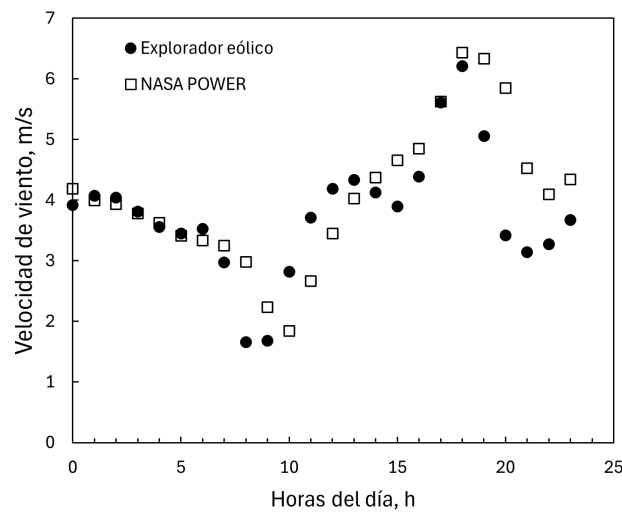


Figura 5.2: Gráfico comparativo entre el perfil de velocidad de viento promedio diario con la información de NASA POWER y Explorador Eólico de Chile.

Posteriormente, se utiliza la plataforma *renewables.ninja* para la identificación de zonas de interés. En Mejillones se estima un factor de planta (FP) solar de 23% y uno eólico de 4%. Dada la baja disponibilidad eólica en esta ubicación, se descarta Mejillones para el estudio. Luego, se busca otro emplazamiento dentro de la región de Antofagasta que cumpla con el criterio de FP y se identifica un sitio dentro de la comuna de Sierra Gorda (coordenadas -23,6639, -68,5963) con FP solar de 24% y eólico de 20%. Este lugar se define como “sector 1”. Adicionalmente, se selecciona un segundo emplazamiento dentro del norte de Chile, fuera de la región de Antofagasta. Este corresponde a un sitio en la comuna de Ovalle (coordenadas -30,9318, -71,6444) con FP solar de 23% y eólico de 25%, al que se denominará “sector 2”.

A partir de la información horaria de ambas ubicaciones, el coeficiente de correlación de Pearson diario se encuentra alrededor de 0,4 para el sector 1 y -0,4 para el sector 2. Por lo tanto, solo el sector 2 cumple con el criterio de complementariedad establecido. Sin embargo, dado el interés específico en la zona de Antofagasta, se continúa el estudio en ambos sectores.

A continuación, en la Figura 5.3 se presentan perfiles anuales en base a los promedios diarios de velocidad de viento e irradiancia solar para los sectores 1 y 2 respectivamente.

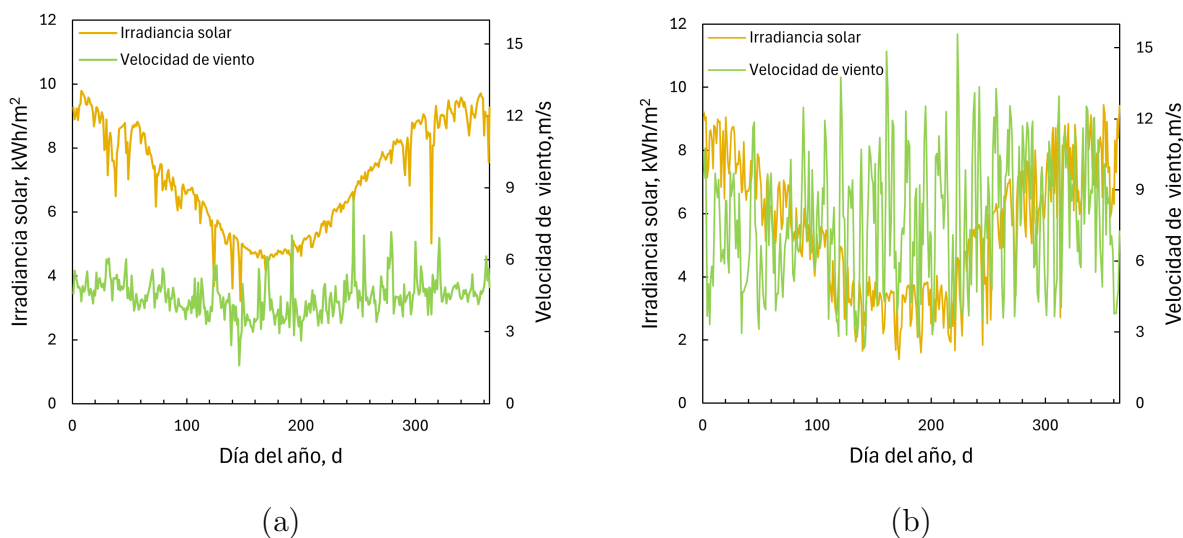


Figura 5.3: Perfil anual de velocidad de viento e irradiancia solar para un año promedio (a) Sector 1 (b) Sector 2.

Se puede observar que la tendencia de la irradiancia solar, como es esperable, es similar en ambos sectores, presentando un mayor potencial solar en estaciones cálidas que en frías. Sin embargo, se evidencia que el sector 2 alcanza mayores magnitudes de velocidad de viento en promedio, con una mayor variabilidad entre días, mientras que en el sector 1 dichas magnitudes se mantienen en un rango relativamente estable durante el año.

Asimismo, en el sector 2 se aprecia una leve sinergia entre las curvas de viento e irradiancia. No

obstante, es importante considerar la complementariedad a nivel diario, pues es la que tiene mayor impacto en el almacenamiento requerido.

A continuación, en la Figura 5.4 se presentan los perfiles diarios representativos de cada estación obtenidos para el sector 1.

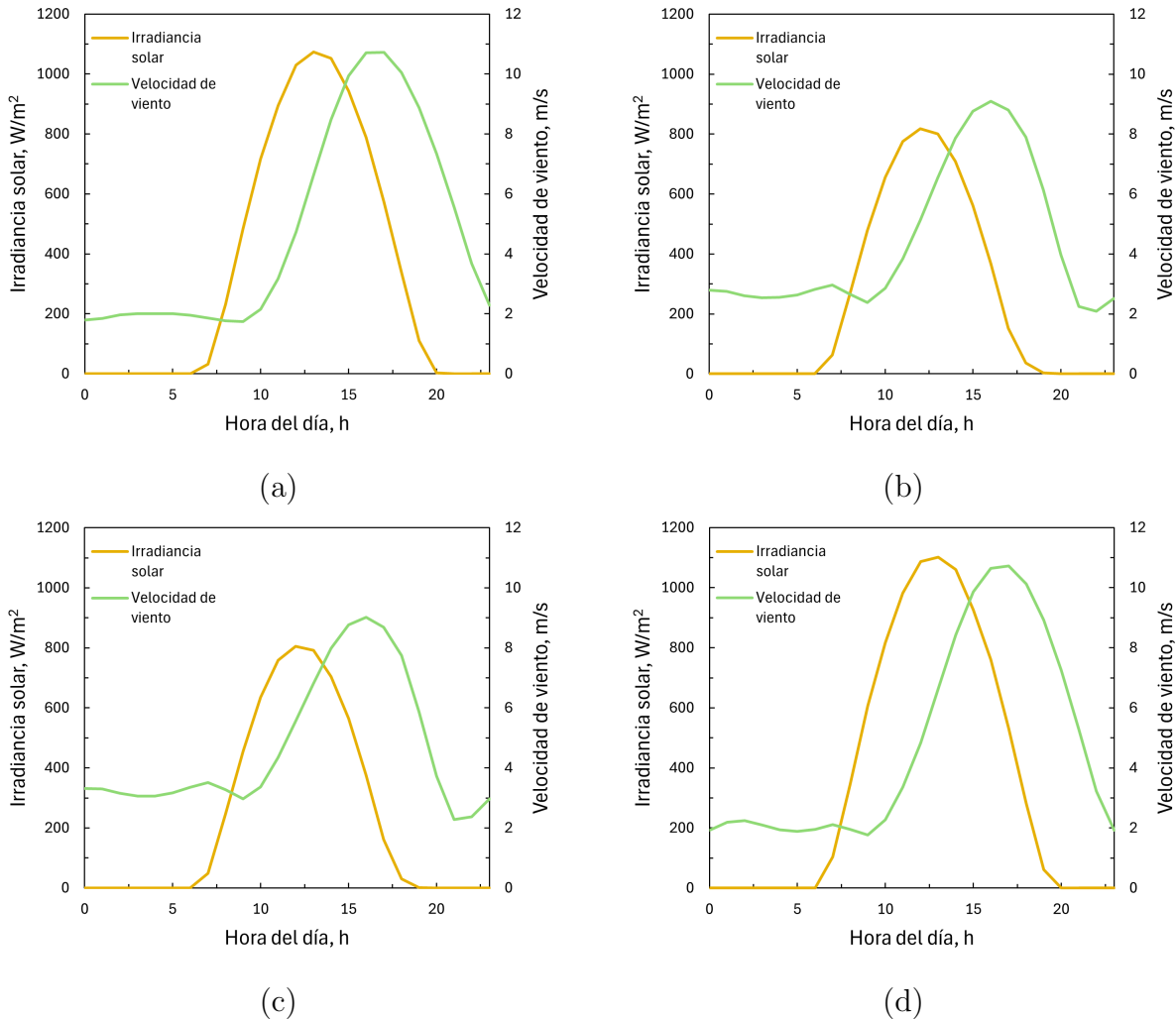


Figura 5.4: Perfiles horarios de velocidad de viento e irradiancia solar para un día representativo de (a) Verano (b) Otoño (c) Invierno (d) Primavera, sector 1.

Se observa que, durante todas las estaciones, la generación renovable está concentrada en horas diurnas. Asimismo, las estaciones cálidas (primavera y verano) presentan un mayor potencial de generación tanto solar como eólica. Estos resultados son coherentes con el coeficiente de Pearson estimado, pues el valor positivo indica que la complementariedad es baja, lo que se evidencia al alcanzar ambas fuentes su mayor potencial en franjas horarias cercanas.

Además, se observa que las velocidades de viento en las horas donde no hay generación solar son bastante cercanas a la *cut-in wind speed* típica de aerogeneradores, por lo que no se espera una

potencia eólica significativa en esas horas. Debido a esto, se anticipa una mayor dependencia del almacenamiento en baterías para asegurar la continuidad de la operación.

En la Figura 5.5 se pueden observar los perfiles diarios representativos de cada estación para el sector 2.

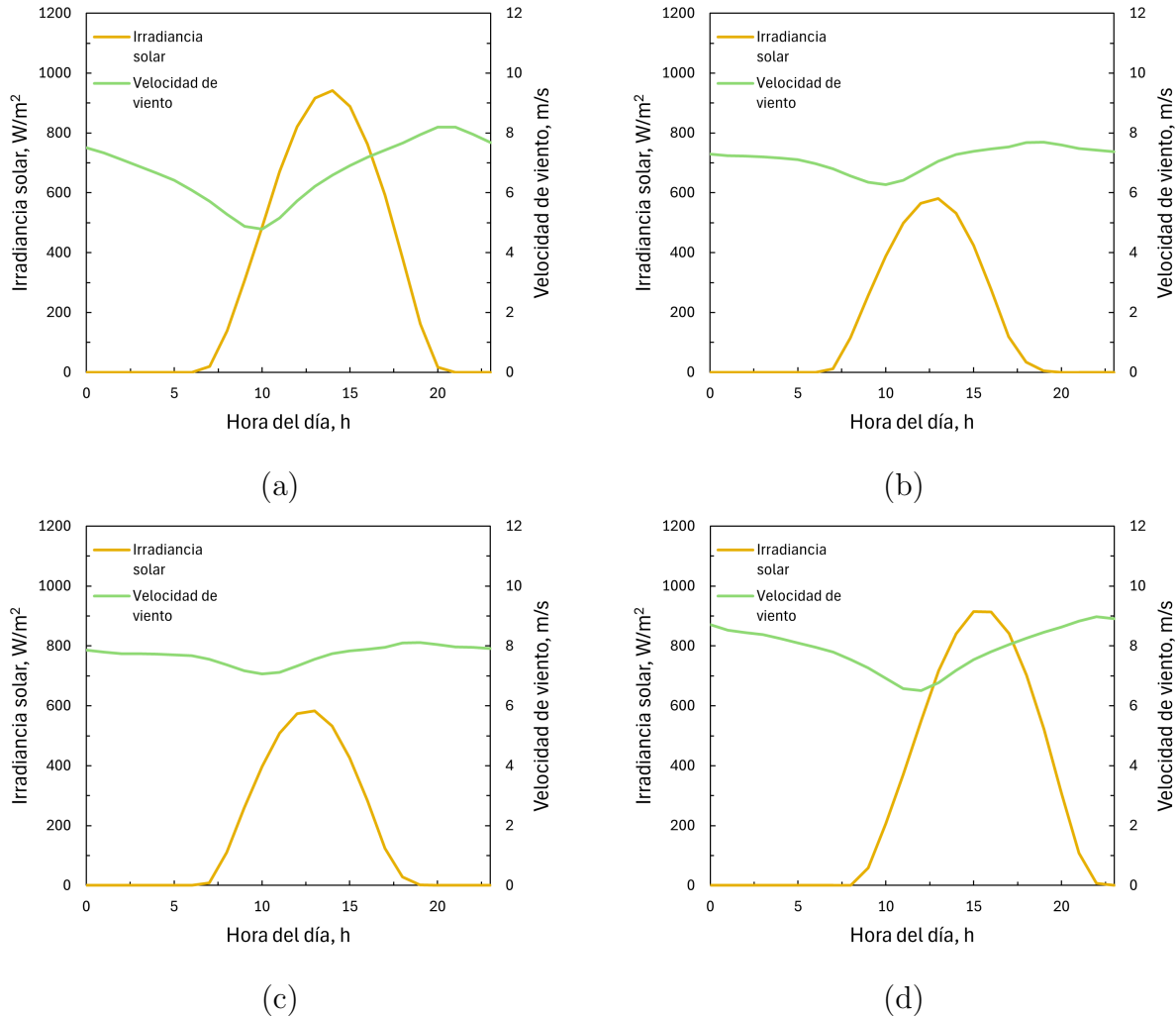


Figura 5.5: Perfiles horarios de velocidad de viento e irradiancia solar para un día representativo de (a) Verano (b) Otoño (c) Invierno (d) Primavera, sector 2.

A diferencia del sector 1, esta ubicación permite generación eólica durante todo el día, mientras que la irradiancia solar se comporta de forma similar en ambos sectores. Se observa que las estaciones cálidas presentan mayor potencial solar, en tanto que el viento se mantiene dentro de un rango aproximadamente constante a lo largo del año. Se evidencia la complementariedad entre las fuentes, pues la disponibilidad nocturna de la energía eólica permite un menor requerimiento de baterías.

5.2 Estimaciones económicas y optimización

Utilizando los perfiles diarios para cada estación, se obtienen, para el sector 1, las siguientes curvas de generación fotovoltaica y eólica por unidad de área.

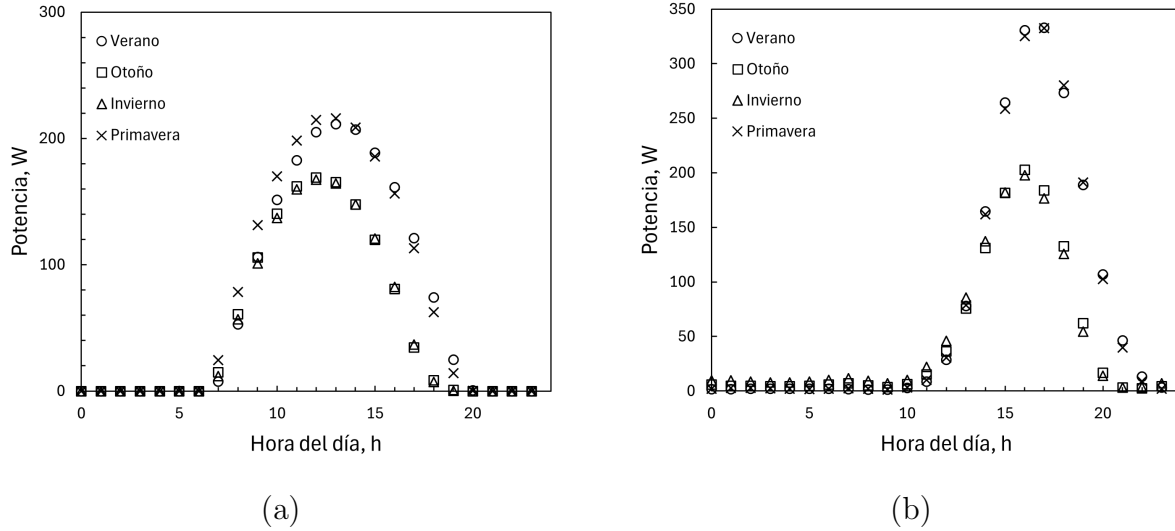


Figura 5.6: Potencia obtenida en un día en el sector 1 (a) por unidad de área fotovoltaica (b) por unidad de área de barrido de aerogenerador.

Es posible notar que, tal como se evidenció en los perfiles diarios de recurso renovable, la disponibilidad está concentrada en horas diurnas y en las estaciones cálidas se puede obtener más energía tanto solar como eólica.

Por otro lado, para el sector 2 se obtienen las curvas que se presentan en la Figura 5.7.

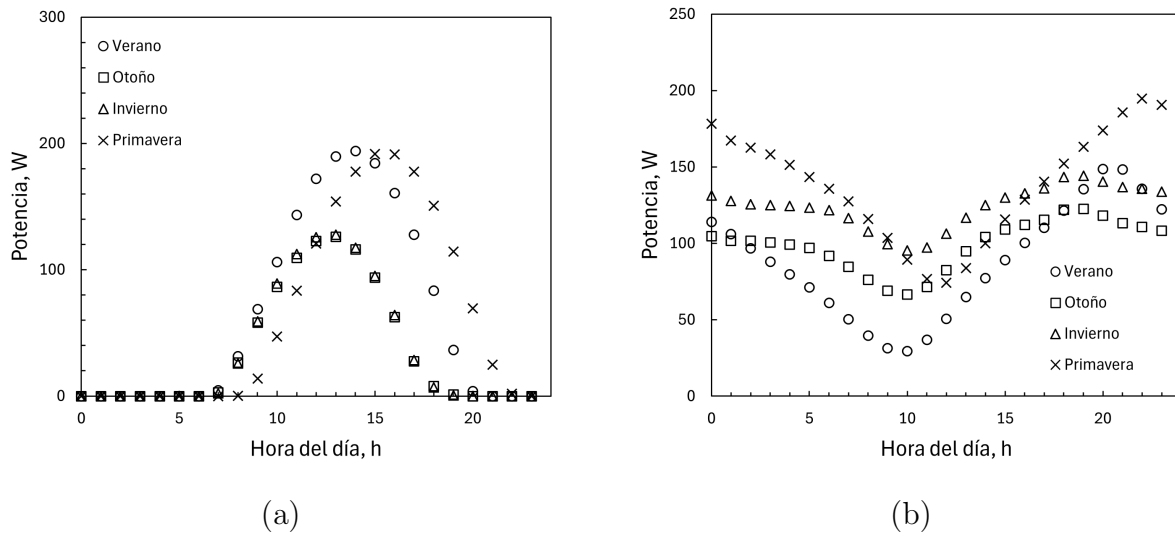


Figura 5.7: Potencia obtenida en un día en el sector 2 (a) por unidad de área fotovoltaica (b) por unidad de área de barrido de aerogenerador.

Si bien la curva asociada a la generación fotovoltaica es similar en ambos sectores, la curva eólica presenta diferencias significativas, pues en el sector 2 se observa generación de energía de manera continua, con un aumento en las horas nocturnas, lo cual refuerza la complementariedad solar-eólica.

Debido a la significativa variación estacional en cuanto a generación renovable, se decide adoptar una producción diferenciada por estaciones, con apoyo en tanques de almacenamiento de amoniaco para mantener una entrega aproximadamente constante. Se limita el diseño a un máximo de tres producciones distintas durante el año. La Tabla 5.1 detalla los escenarios definidos para el sector 1, incluyendo tanto su combinación solar-eólica como las producciones consideradas para cada estación y el almacenamiento necesario de NH_3 (Alm. NH_3).

Tabla 5.1: Escenarios definidos para el sector 1.

	% Solar	% Eólico	Producción estación, ton/mes				Alm.
			Verano	Otoño	Invierno	Primavera	NH_3 , ton
E1.1	100	0	1750	1250	1250	1750	1500
E1.2	75	25	1750	1250	1250	1750	1500
E1.3	50	50	1750	1250	1250	1750	1500
E1.4	25	75	1750	1250	1250	1750	1500
E1.5	0	100	1750	1250	1250	1750	1500

En cuanto a los escenarios definidos para el sector 2, estos se detallan en la Tabla 5.2 presentada a continuación.

Tabla 5.2: Escenarios definidos para el sector 2.

	% Solar	% Eólico	Producción estación, ton/mes				Alm.
			Verano	Otoño	Invierno	Primavera	NH_3 , ton
E2.1	100	0	1850	1150	1150	1850	2100
E2.2	73	27	1725	1200	1350	1725	1350
E2.3	50	50	1500	1200	1500	1800	900
E2.4	45	55	1450	1300	1450	1800	900
E2.5	24	76	1325	1325	1500	1850	1050
E2.6	17	83	1300	1300	1600	1800	1200
E2.7	0	100	1250	1250	1750	1750	1500

Se aplica, para cada escenario, la metodología de dimensionamiento y estimación económica definida previamente. En todos los casos se fija una producción de amoniaco de 18.000 ton/año, lo que implica una producción requerida de hidrógeno de 3.764 ton/año y una demanda eléctrica anual del electrolizador de 262.620 MWh/año.

En la Tabla 5.3 se presentan los resultados para cada escenario del sector 1. Esta resume el CAPEX y OPEX, la capacidad instalada de los sistemas de la planta, la producción anual de

energía, y los costos nivelados de electricidad, hidrógeno y amoníaco. Para efectos de simplicidad, se asume que los costos asociados a la síntesis de amoníaco (reactor y compresores) no varían significativamente entre escenarios.

Tabla 5.3: Resultados obtenidos para los escenarios del sector 1 (sector costoso).

	Escenario	E1.1	E1.2	E1.3	E1.4	E1.5
	% solar	100%	75%	50%	25%	0%
CAPEX, MUSD	Solar FV	83	63	39	20	0
	Eólico	0	61	127	188	245
	Electrólisis	23	23	33	36	46
	BESS	99	96	126	159	189
	NH ₃	11	11	11	11	11
	Total	217	255	328	402	468
OPEX, MUSD	Solar FV	1	1	1	0,3	0
	Eólico	0	1	2	3	4
	Electrólisis	22	23	33	36	46
	BESS	2	2	3	4	5
	NH ₃	1	1	1	1	1
	Total	26	30	39	47	55
Capacidad Instalada, MW	Solar FV	102	78	49	24	0
	Eólico	0	41	86	127	165
	Electrólisis	35	35	35	35	35
	BESS	71	69	91	114	135
Energía anual, GWh		263	269	269	277	278
LCOE, USD/MWh		76	80	119	130	170
LCOH, USD/kgH ₂		6,2	7,1	9,1	10,8	12,6
LCOA, USD/tonNH ₃		1496	1558	2119	2283	2872

Los resultados de LCOE, LCOH y LCOA se presentan graficados en la Figura 5.8 (a), (b) y (c) respectivamente.

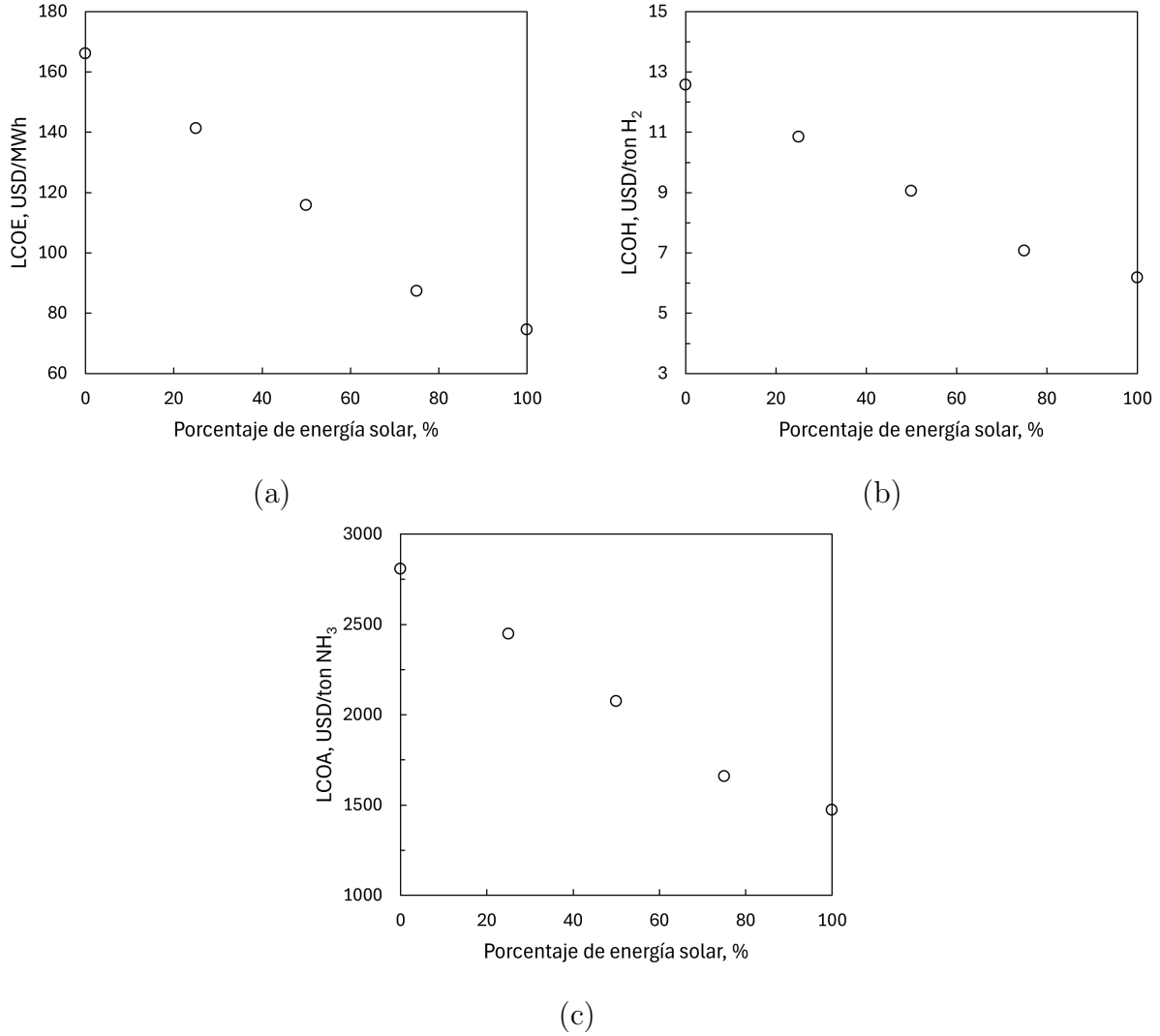


Figura 5.8: Curva de costo vs aporte porcentual solar (a) LCOE (b) LCOH (c) LCOA para el sector 1 (sector costoso).

Para el sector 1, se observa que el escenario E1.1, completamente solar, resulta en los menores valores obtenidos de LCOE, LCOH y LCOA. Esto se explica porque ambos recursos están disponibles en franjas horarias similares, y la tecnología fotovoltaica presenta menores costos de inversión que la eólica para potencias equivalentes. Por lo tanto, al aumentar la fracción eólica, los costos nivelados se elevan. Además, se evidencia que una parte importante del CAPEX corresponde al sistema de almacenamiento en baterías (BESS), lo cual es coherente con la necesidad de cubrir del orden de 12 horas sin generación solar. El LCOE obtenido para el escenario E1.1 se encuentra cercano al rango de mercado reportado previamente (80-100 USD/MWh), por lo que representa el caso base del estudio. Se infiere que una mayor complementariedad solar-eólica reduciría la energía a cubrir con baterías y, en consecuencia, los costos nivelados.

Respectivo al sector 2, en la Tabla 5.4 se presentan los resultados obtenidos para cada escenario

estudiado.

Tabla 5.4: Resultados para los escenarios del sector 2 (sector conveniente).

	Escenario % solar	E2.1 100%	E2.2 73%	E2.3 50%	E2.4 45%	E2.5 24%	E2.6 17%	E2.7 0%
CAPEX, MUSD	Solar FV	127	79	55	39	20	15	0
	Eólico	0	33	52	61	74	79	91
	Electrólisis	23	23	24	24	25	24	23
	BESS	88	56	34	24	12	12	19
	NH ₃	18	15	14	14	14	14	16
	Total	256	206	179	162	145	143	149
OPEX, MUSD	Solar FV	2	1	1	1	0,3	0,2	0
	Eólico	0	0,5	1	1	1	1	1
	Electrólisis	27	21	15	14	12	12	12
	BESS	2	1	1	1	0,3	0,3	0,5
	NH ₃	1	1	1	1	1	1	1
	Total	29	23	19	17	15	15	15
Capacidad Instalada, MW	Solar FV	157	98	69	49	25	18	0
	Eólico	0	22	35	41	50	53	62
	Electrólisis	35	34	36	36	37	36	35
	BESS	85	54	37	26	13	13	21
Energía anual, GWh		270	269	276	272	270	274	281
LCOE, USD/MWh		85	66	53	48	41	40	43
LCOH, USD/kgH ₂		6,8	5,5	4,6	4,2	3,8	3,7	3,9
LCOA, USD/tonNH ₃		1663	1376	1194	1109	1015	994	1051

Los resultados de LCOE, LCOH y LCOA se presentan graficados en la Figura 5.9 (a), (b) y (c) respectivamente.

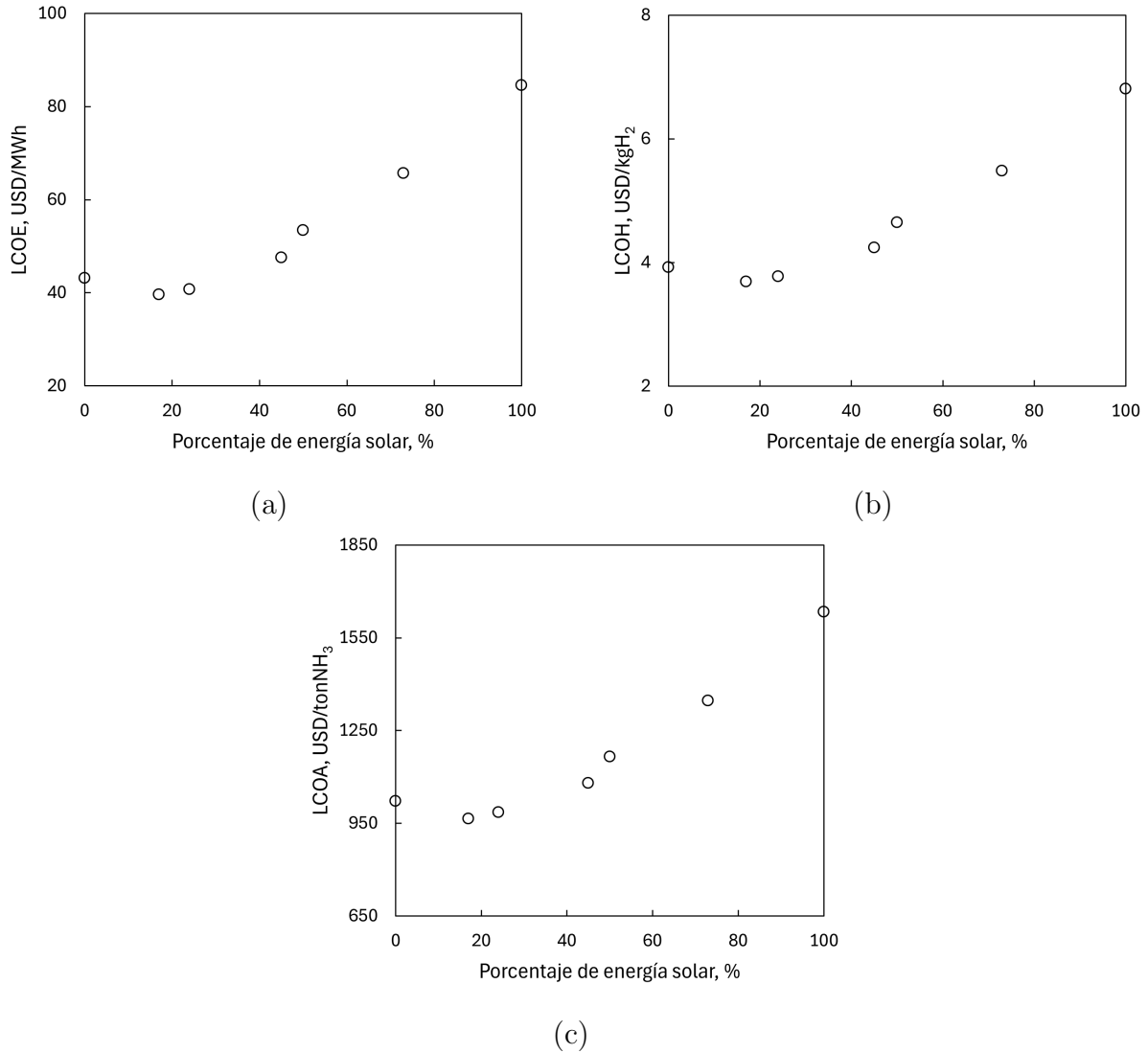


Figura 5.9: Curva de costo vs aporte porcentual solar (a) LCOE (b) LCOH (c) LCOA para el sector 2 (sector conveniente).

En el sector 2 se observa una tendencia opuesta a la del sector 1, pues el escenario 100% solar resulta el más costoso, inclinándose la conveniencia hacia una operación eólica. La combinación que obtiene los menores LCOE, LCOH y LCOA corresponde a la E2.6, con un aporte 17% solar y 83% eólico. Respecto del caso base, el LCOE se reduce a aproximadamente la mitad, mientras que el LCOA disminuye en torno a un 33%, lo que indica que una estrategia híbrida permite reducir el costo nivelado de producir amoníaco verde en el norte de Chile.

A continuación, la Figura 5.10 presenta la distribución del consumo eléctrico anual, sin considerar la unidad de separación de aire. Así, las dos etapas más contribuyentes en cuanto a consumo eléctrico son la compresión y la electrólisis.

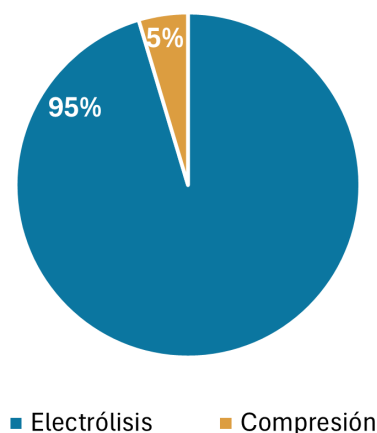


Figura 5.10: Distribución porcentual del consumo electrico anual.

La figura evidencia que la electrólisis concentra la mayor parte del consumo, mientras que la compresión representa una contribución menor. Este resultado indica que el consumo eléctrico global de la planta queda principalmente determinado por el bloque de electrólisis, tal como se esperaba según los antecedentes. Esto confirma que esta etapa es el principal punto de intervención al evaluar y optimizar el sistema en términos de costos.

Finalmente, para profundizar en la ventaja económica obtenida, se presenta a continuación una comparación entre los aportes que tienen las etapas principales del proceso en el costo nivelado final, tanto en el caso base como en el escenario optimizado. En esta representación se distinguen los aportes de la unidad de separación de aire (ASU) para la obtención del nitrógeno, el bloque de síntesis de Haber-Bosch y la sección de producción de hidrógeno verde.

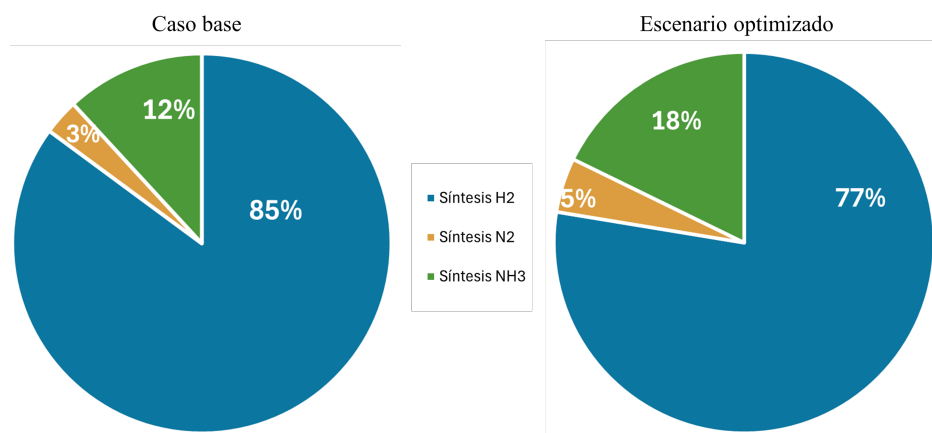


Figura 5.11: Aporte porcentual de las etapas principales del proceso en el LCOA para caso base y escenario optimizado.

Al comparar ambos gráficos, se observa que en el caso base la producción de hidrógeno representa una mayor fracción del costo nivelado total del amoníaco. Esto se debe a que la configuración 100% solar en Sierra Gorda carece de generación nocturna, lo que obliga a una alta inversión en almacenamiento en baterías para mantener la operación continua del electrolizador. Esta dependencia incrementa el costo nivelado de la energía y, en consecuencia, eleva el costo del hidrógeno.

En cambio, en el escenario optimizado el aporte de la síntesis de hidrógeno se reduce de forma notable gracias a la complementariedad solar-eólica en Ovale. La generación eólica nocturna permite disminuir significativamente el requerimiento de baterías. De este modo, la estrategia híbrida reduce el costo nivelado de la energía y, con ello, el costo del hidrógeno.

En síntesis, la comparación evidencia que la disminución del LCOA se sustenta principalmente en la optimización del bloque de producción de hidrógeno, donde una configuración híbrida solar-eólica resulta especialmente favorable.

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

Por medio de este trabajo, se determinó que una combinación 17% solar y 83% eólica en el sector de Ovalle, Coquimbo, permite obtener una ventaja económica del 33% en el costo nivelado del amoniaco verde respecto a una configuración completamente solar en Antofagasta, indicando que resulta conveniente considerar estrategias híbridas de suministro renovable.

Para ello, se seleccionaron dos sectores del norte de Chile en función del factor de planta estimado y del coeficiente de correlación de Pearson, confirmándose que en el norte de Chile existen zonas con más potencial híbrido que otras, como lo es el caso de Ovalle en comparación con Sierra Gorda. En base a esta selección, se caracterizaron los recursos renovables y se generaron perfiles que fueron utilizados en los cálculos posteriores.

Además, se validó exitosamente un modelo de producción de hidrógeno y síntesis de amoniaco, con errores menores al 5% respecto a la bibliografía. Esto permitió disponer de un modelo representativo de la operación industrial de una planta de amoniaco verde, capaz de reproducir su comportamiento industrial de manera consistente.

Por otro lado, se estimaron, para distintas combinaciones solar-eólica, el LCOE, LCOH y LCOA, concluyéndose que la configuración que minimiza los costos y entrega la mayor ventaja económica corresponde a 17% solar y 83% eólica en el sector 2, comuna de Ovalle, Coquimbo, con un LCOE de 40 USD/MWh, un LCOH de 3,7 USD/kg_{H₂} y un LCOA de 994 USD/ton_{NH₃}.

Finalmente, se confirma que el costo del amoniaco está fuertemente influido por el costo del hidrógeno, y que este depende en gran medida del costo de la electricidad renovable. En particular, reducir el costo de la energía en aproximadamente un 50% respecto al mercado permitió obtener una reducción del 33% en el costo del amoniaco, incluso considerando el costo de transporte hacia Antofagasta. Por lo tanto, buscar estrategias para reducir el costo de las energías renovables es clave para la competitividad futura de productos basados en ellas.

Para futuros desarrollos, se sugiere realizar un análisis de sensibilidad al escenario optimizado, variando los costos de entrada, principalmente los asociados a las tecnologías de generación y

almacenamiento, como la planta fotovoltaica, eólica y los sistemas BESS. Con el objetivo de determinar cuáles son las variables con mayor influencia y cuán robusta es la solución determinada frente a cambios en los costos.

En la misma línea de esta recomendación, se propone aplicar el estudio a zonas del sur de Chile que exhiban suficiente complementariedad renovable para considerarse prometedoras. Se busca evaluar si es posible disminuir el costo de producción de amoníaco verde en dichas localidades del sur del país.

Además, se plantea elaborar un mapa nacional de complementariedad que identifique los sectores de Chile con mayor potencial para generación híbrida, buscando maximizar los factores de planta solar y eólico, otorgando alta prioridad a la sinergia entre estas fuentes de energía renovable.

Finalmente, considerando que la reducción del costo nivelado de la energía renovable se tradujo en una disminución del costo del hidrógeno y, a su vez, del amoníaco verde, resulta pertinente analizar si esta reducción también podría reflejarse en los costos de otros derivados del hidrógeno.

Referencias

- Accuenergy (2024). Comparing renewable energy solutions. <https://www.accuenergy.com/articles/renewable-energy/compare-renewable-energy-solutions/>.
- Al-Sharafi, A., Sahin, A. Z., Ayar, T., and Yilbas, B. S. (2017). Techno-economic analysis and optimization of solar and wind energy systems for power generation and hydrogen production in saudi arabia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.157>.
- Ammonia Energy Association (2024). Fertiglobe success in h2global pilot auction marks milestone in renewable ammonia supply for eu. <https://ammoniaenergy.org/articles/fertiglobe-success-in-h2global-pilot-auction-marks-milestone-in-renewable-ammonia-supply-for-eu/>.
- Appl, M. (1997). The haber-bosch heritage: The ammonia production technology. In *50th Anniversary of the IFA Technical Conference*, Sevilla, Spain.
- Aravamoudane, L. (2024). Aspen plus modelling of green hydrogen production using alkaline electrolyzers to produce ammonia. Master's thesis, Aalto University.
- Bayramoğlu, K., Yılmaz, S., and Bayramoğlu, T. (2025). Effect of smr and hydrogen-enriched methane combustion on emissions and performance. *International Journal of Hydrogen Energy*. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.05.045>.
- Bowen, T., Chernyakhovskiy, I., and Denholm, P. (2019). Grid-scale battery storage: Frequently asked questions. Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- Business Analytiq (2025). Ammonia price index. <https://businessanalytiq.com/procurementanalytics/index/ammonia-price-index/>.
- Centro de Energía FCFM (2024). Principales características del motor de cálculo de costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH). Technical report, Universidad de Chile.

- Cesaro, Z., Ives, M., Nayak-Luke, R., Mason, M., and Bañares-Alcántara, R. (2021). Ammonia to power: Forecasting the levelized cost of electricity from green ammonia in large-scale power plants. *Applied Energy*, 282. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116009>.
- Cinti, G., Frattinib, D., Jannellib, E., Desideric, U., and Bidinia, G. (2017). Coupling solid oxide electrolyser (soe) and ammonia production plant. *Applied Energy*, 192:466–476. DOI:<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.09.026>.
- CNE (2025). Informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento. Technical report, Comisión Nacional de Energía (CNE).
- Djire, A.-F., Bazzi, A., Hafdaoui, H., Khallaayoun, A., and Lghoul, R. (2025). Techno-economic analysis of power to ammonia production. *The 3rd International Conference on Energy and Green Computing*, 601. DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202560100065>.
- EASE (2023). Energy storage technology descriptions – lithium-ion battery. Technical report, European Association for Storage of Energy.
- Ebrahimpour, M., Shafaghat, R., Alamian, R., and Safdari Shadloo, M. (2019). Numerical investigation of the savonius vertical axis wind turbine and evaluation of the effect of the overlap parameter in both horizontal and vertical directions on its performance. *Symmetry*, 11(6):821. DOI: [10.3390/sym11060821](https://doi.org/10.3390/sym11060821).
- Eikeng, E. (2023). Power to ammonia - a computational framework for optimizing green ammonia production from off-grid wind and solar energy. Master’s thesis, Norwegian University of Science and Technology.
- El-Shafie, M. (2023). Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review. *Results in Engineering*, 20. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101426>.
- Emre, A., Avşar, C., and Ozan, A. (2022). The current situation in the use of ammonia as a sustainable energy source and its industrial potential. *Current Research in Green and Sustainable Chemistry*, 5. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.crgsc.2022.100307>.
- European Commission (2024). Pvgis data sources and calculation methods. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/pvgis-data-sources-calculation-methods_en#ref-1-introduction-to-solar-radiation.
- Fuster, J., Arteaga, Y., and Farías, R. (2022). Industria del amoníaco: estado actual y oportunidades para la descarbonización. Technical report, Ministerio de Energía de Chile.

- Gillespie, L. and Beattie, J. (1930). The thermodynamic treatment of chemical equilibria in systems composed of real gases. i. an approximate equation for the mass action function applied to the existing data on the haber equilibrium. *Physical Review*. DOI: <https://doi.org/10.1103/PhysRev.36.743>.
- Global Carbon Project (2024). Fossil fuel co emissions increase again in 2024. <https://globalcarbonbudget.org/fossil-fuel-co2-emissions-increase-again-in-2024/>,.
- H2 Chile (2025). Volta: proyecto de empresa mae es la primera iniciativa de amoníaco verde a escala industrial en obtener rca en el país. <https://h2chile.cl/2025/12/socios-h2-chile-volta-proyecto-de-empresa-mae-es-la-primer-iniciativa-de-amoniaco-verde-a-escala-industrial-en-obtener-rca-en-el-pais/>.
- H2 Magallanes (2025). H2 magallanes — sitio web oficial. <https://www.h2magallanes.cl/>.
- Hasan, M. and Sadat, R. (2017). Comparison between three types of ammonia synthesis reactor configurations in terms of cooling methods. *Chemical Engineering Research and Design*, 128. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2017.10.021>.
- HNH Energy (2025). Hnh energy — sitio web oficial. <https://www.hnhenergy.com/>.
- IEA (2021). Ammonia technology roadmap. Technical report, International Energy Agency.
- International Energy Agency (2023). Solar pv - energy system. <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>.
- International Energy Agency (IEA) (2023). Global hydrogen review 2023. Technical report, International Energy Agency.
- Ismail, M. S., Moghavvemi, M., and Mahlia, T. M. I. (2013). Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate. *Energy Conversion and Management*, 69.
- Kumbaroglu, G. S., Camlibel, M. E., and Avci, C. (2021). Techno-economic comparison of bifacial vs monofacial solar panels. *Engineering Structures and Technologies*, 13(1):7–18. DOI: <https://doi.org/10.3846/est.2021.17181>.
- López, M., Barrero, D., and Garzon, S. (2015). Sistema de control para aerogeneradores empleando lógica difusa. *Difu100ci@ Revista en Ingeniería y Tecnología, UAZ*, 8.
- Maysun Solar (2025). 2025 complete guide to glass-glass solar panels: The top choice for challenging environments. <https://www.maysunsolar.com/blog-unveiling-the-potential-of-double-glass-solar-panels-in-solar-energyb/>.

- Ministerio de Energía (2021). Identificación y cuantificación de potenciales de energías renovables 2021 chile continental. Technical report, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.
- NEOM Green Hydrogen Company (NGHC) (2025). Nghc — neom green hydrogen company. <https://nghc.com/>.
- NREL (2025). Technology cost and performance data: Lcoe documentation. <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>.
- Olabi, A., Ali, M., Al-Murisi, M., Shehata, N., Hai, A., Radwan, A., Wilberforce, T., Chae, K.-J., and Taha, E. (2023). Recent progress in green ammonia: Production, applications, assessment; barriers, and its role in achieving the sustainable development goals. *Energy Conversion and Management*, 277. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116594>.
- Pfenninger, S. and Staffell, I. (2016a). Long-term patterns of european pv output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*, 114.
- Pfenninger, S. and Staffell, I. (2016b). Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*, 114.
- Press Information Bureau (PIB), G. (2025). SECI conducts first-ever auction for procurement of Green Ammonia under National Green Hydrogen Mission. <https://www.pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=2153006®=3&lang=2>.
- PV Education (2024). Solar cell structure. <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/solar-cell-structure>.
- Qihan, H. (2025). Rechargeable batteries for renewable energy: Current status, technical challenges, and future directions. *Innovations in Energy Storage and Renewable Energy Technologies*, 606. DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202560602004>.
- Schmidhalter, I., Mussati, M. C., Mussati, S. F., Marcovecchio, M. G., and Aguirre, P. A. (2025). Optimal green ammonia system design for minimum levelized costs in southern argentina. *International Journal of Hydrogen Energy*, 121. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.03.317>.
- Sebbahi, S., Assila, A., Alaoui, A., Laasri, S., Kaya, S., Kebir, E., Rachidi, S., and Hajjaji, A. (2024). A comprehensive review of recent advances in alkaline water electrolysis for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 82. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.428>.

- Singh, C. P. and Saraf, D. N. (1979). Simulation of ammonia synthesis reactors. *Industrial Engineering Chemistry Process Design and Development*, 18. DOI: <https://doi.org/10.1021/i260071a002>.
- Smith, B. L., Woodhouse, M., Horowitz, K. A. W., Silverman, T. J., Zuboy, J., and Margolis, R. M. (2021). Photovoltaic (pv) module technologies: 2020 benchmark costs and technology evolution framework results. Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL). <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/78173.pdf>.
- S&P Global (2024). The ammonia market today and a bridge to the future.
- Statista (2024a). Global ammonia demand 2021-2050. <https://www-statista-com/statistics/1345802/forecast-value-global-ammonia-demand/>.
- Statista (2024b). Global ammonia production by country. <https://www-statista-com/statistics/1266244/global-ammonia-production-by-country/>.
- Steer (2020). Actualización de modelo de costos de transporte de carga para el análisis de costos logísticos: Informe final. Technical report, Subsecretaría de Transportes, Observatorio Logístico.
- Strang, G. and Herman, E. J. (2016). *Calculus, Volume 1*. OpenStax, Rice University, Houston, TX. <https://openstax.org/details/books/calculus-volume-1>.
- Topsoe (2024). World’s first of its kind green ammonia plant inaugurated by skovgaard energy, vestas, and topsoe. <https://www.topsoe.com/press-releases/worlds-first-of-its-kind-green-ammonia-plant-inaugurated-by-skovgaard-energy-vestas-and-topsoe>.
- U.S. Department of Energy (2022). *Wind Energy: Design and Fundamentals*. U.S. Department of Energy.
- Wang, C., Walsh, S. D., Longden, T., Palmer, G., Lutalo, I., and Dargaville, R. (2023). Optimising renewable generation configurations of off-grid green ammonia production systems considering haber-bosch flexibility. *Energy Conversion and Management*, 280. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116790>.