

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA



INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES TIPO SOLAR FOTOVOLTAICO Y EÓLICO CON ELECTROLIZADORES EN SISTEMAS ON-GRID PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD E HIDRÓGENO VERDE EN LA REGIÓN DE VALPARAÍSO

ALEXIS VICENTE ALMONTES NÚÑEZ

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

**PROFESOR GUÍA: DR. ROBERTO LEIVA ILLANES
PROFESOR CORREFERENTE: DR. GERMÁN AMADOR DÍAZ**

07 de abril de 2025

Agradecimientos

Quiero expresar mi más profunda gratitud a mi familia, cuyo apoyo incondicional y amor han sido el pilar fundamental durante todo este proceso. A mis padres, por su constante aliento y sacrificio; a mis hermanos, por su comprensión y ánimo en los momentos difíciles. A mis amigos, por su paciencia y por esos momentos de alegría que me ayudaron a mantener el equilibrio. Un agradecimiento especial a mi fiel compañera de cuatro patas, Micha, cuya presencia silenciosa y cariño incondicional me brindaron consuelo y motivación durante las largas noches de estudio. Sin todos ustedes, este logro no habría sido posible. Gracias por creer en mí y ser parte de este viaje.

Resumen

La transición hacia fuentes de energías renovables y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero son desafíos cruciales para combatir el cambio climático. En este contexto, la integración de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) con sistemas de producción y almacenamiento de hidrógeno verde representa una solución prometedora. Este estudio evalúa la viabilidad técnica y económica de la integración de tecnologías solares fotovoltaicas y eólicas con electrolizadores para la producción de electricidad e hidrógeno verde en la región de Valparaíso, Chile.

La investigación se enfoca en cinco localidades clave dentro de la región: San Antonio, Concón, Los Andes, San Felipe y La Ligua. Estas ubicaciones fueron seleccionadas para capturar la diversidad geográfica y climática de la zona, abarcando áreas costeras, valles interiores y zonas precordilleranas. El estudio utiliza datos de radiación solar, velocidad del viento y características climáticas específicas de cada ubicación, obtenidos a través del Explorador Solar, una herramienta desarrollada por el Ministerio de Energía de Chile.

La metodología empleada se basa en el desarrollo de un modelo computacional que simula el funcionamiento de sistemas híbridos de generación energética. Este modelo, implementados en Python, incorpora ecuaciones para calcular la producción de energía solar y eólica, así como la generación de hidrógeno mediante electrólisis. Se evaluaron diversas configuraciones de sistemas, variando parámetros como el tipo y cantidad de paneles solares, turbinas eólicas, electrolizadores y celdas de combustible.

El estudio analiza ocho configuraciones principales, denominadas A-1 a A-5 y B-1, B-3 y B-5, que difieren en la combinación de tecnologías y capacidades instaladas. Estas configuraciones fueron diseñadas para plantas con capacidades totales de 29 (MW) a 35 (MW), incorporando variaciones en el tipo de paneles solares (monocristalinos vs policristalinos), capacidad de las turbinas eólicas (3.45 MW a 4.2 MW), y tipos de electrolizadores y celdas de combustible (PEM vs alcalinos).

Los resultados del análisis técnico-económico revelan diferencias en el rendimiento de las distintas configuraciones según su ubicación. La configuración A-5 en Concón emergió como la opción más eficiente y económicamente viable, con un Valor Actual Neto (VAN) de 24,2 millones USD y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 14,5 %. Esta configuración, que utiliza paneles solares monocristalinos y turbinas eólicas de 3.45 (MW), demostró una complementariedad óptima entre la generación solar y eólica, resultando en una producción de energía más estable y constante a lo largo del día y del año. En contraste, la configuración B-1 en San Antonio presentó los resultados menos favorables, con un VAN negativo de -18,6 millones USD y un TIR de apenas el 4 %. Este bajo rendimiento se atribuyó principalmente a una mayor dependencia de la energía solar (utilizando paneles policristalinos menos eficientes) y una menor capacidad de aprovechamiento de los recursos eólicos disponibles.

Abstract

The transition towards renewable energy sources and reducing greenhouse gas emissions are crucial challenges in combating climate change. In this context, integrating Non-Conventional Renewable Energy (NCRE) with green hydrogen production and storage systems represents a promising solution. This study evaluates the technical and economic feasibility of integrating photovoltaic solar and wind technologies with electrolyzers for the production of electricity and green hydrogen in the Valparaíso region, Chile.

The research focuses on five key locations within the region: San Antonio, Concón, Los Andes, San Felipe, and La Ligua. These locations were selected to capture the geographical and climatic diversity of the area, covering coastal areas, interior valleys, and pre-Andean zones. The study uses data on solar radiation, wind speed, and specific climatic characteristics for each location, obtained through the Solar Explorer, a tool developed by the Chilean Ministry of Energy.

The methodology employed is based on the development of computational models that simulate the operation of hybrid energy generation systems. These models, implemented in Python, incorporate equations to calculate solar and wind energy production, as well as hydrogen generation through electrolysis. Various system configurations were evaluated, varying parameters such as the type and number of solar panels, wind turbines, electrolyzers, and fuel cells.

The study analyzes eight main configurations, designated A-1 to A-5 and B-1, B-3, and B-5, which differ in the combination of technologies and installed capacities. These configurations were designed for plants with total capacities of 29 (MW), 31.5 (MW), and 35 (MW), incorporating variations in the type of solar panels (monocrystalline vs polycrystalline), wind turbine capacity (3.45 MW to 4.2 MW), and types of electrolyzers and fuel cells (PEM vs alkaline).

The results of the technical-economic analysis reveal differences in the performance of the various configurations according to their location. Configuration A-5 in Concón emerged as the most efficient and economically viable option, with a Net Present Value (NPV) of 24,2 million USD and an Internal Rate of Return (IRR) of 14,5 %. This configuration, which uses monocrystalline solar panels and 3.45 (MW) wind turbines, demonstrated optimal complementarity between solar and wind generation, resulting in more stable and constant energy production throughout the day and year. In contrast, configuration B-1 in San Antonio presented the least favorable results, with a negative NPV of -18,6 million USD and an IRR of only 4 %. This poor performance was mainly attributed to a greater dependence on solar energy (using less efficient polycrystalline panels) and a lower capacity to harness available wind resources.

Nomenclatura

Símbolo/Sigla	Significado
ERNC	Energía Renovable No Convencional
NOCT	Temperatura de operación de la celda PV
PV	Fotovoltaico
DNI	Radiación directa normal
GHI	Radiación global horizontal
PEM	Membrana de Intercambio de Protones
AWE	Electrolizador de Agua Alcalina
SOEC	Celda de Electrólisis de Óxido Sólido
PEMFC	Celda de Combustible de Membrana de Intercambio de Protones
AFC	Celda de Combustible Alcalina
LCOE	Costo Nivelado de Energía
LCOH2	Costo Nivelado de Hidrógeno
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
CAPEX	Gastos de Capital
OPEX	Gastos Operativos
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
PMM	Precio Medio de Mercado

Símbolo/Sigla	Significado
G_c	Radiación total en el plano inclinado, W/m ²
G_{ref}	Radiación en condiciones de referencia, W/m ²
P_{pv}	Potencia generada por los paneles solares, kW
N_{pv}	Cantidad de paneles solares, -
P_r	Potencia individual del panel solar, kW
η_{pv}	Eficiencia de los paneles solares, %
β_{ct}	Coeficiente de temperatura del panel solar, %/°C
T_{panel}	Temperatura en la superficie del panel solar, °C
T_{ref}	Temperatura a condiciones de referencia, °C
λ_s	Longitud estándar, °
λ_L	Longitud local, °
G_b	Radiación directa, W/m ²
G_d	Radiación difusa, W/m ²
G_r	Radiación reflejada, W/m ²
TSA	Tiempo solar aparente
TLE	Tiempo legal estándar
ET	Ecuación del tiempo
δ	Declinación solar, °
β	Inclinación del panel solar, °
θ	Ángulo de incidencia, °
Φ	Ángulo cenital solar, °
a	Altitud solar, °
P_{wind}	Potencia del viento, W
ρ	Densidad del aire, kg/m ³
D	Diámetro del rotor de la turbina eólica, m
v	Velocidad del viento, m/s
$P_{turbina}$	Potencia generada por la turbina eólica, W
C_p	Coeficiente de potencia, -
p	Presión atmosférica, Pa
M	Masa molar del aire, kg/mol
R	Constante universal de los gases, J/(mol K)
T_{amb}	Temperatura ambiente, K
g	Aceleración debido a la gravedad, m/s ²
h	Altitud sobre el nivel del mar, m
V_{H_2}	Producción de hidrógeno, m ³
P	Energía eléctrica disponible, kWh
η_e	Eficiencia del electrolizador, -
HHV_{H_2}	Poder calorífico superior del hidrógeno, kWh/Nm ³
P_{FC}	Potencia eléctrica generada por la celda de combustible, kW
$\dot{m}_{H_2}$	Flujo másico de hidrógeno consumido, kg/h
η_{FC}	Eficiencia de la celda de combustible, -

Índice

1	Introducción	1
1.1	Objetivos	2
1.1.1	Objetivo general	2
1.1.2	Objetivos específicos	2
2	Marco Teórico	3
2.1	Sistemas fotovoltaicos	3
2.2	Sistema eólico	4
2.3	Electrolizadores	5
2.4	Celdas de combustible	7
2.5	Descripción del área de estudio	9
3	Estado del arte	11
4	Metodología	13
4.1	Estructura del diseño a evaluar	13
4.2	Obtención y procesamiento de datos	15
4.3	Preparación y Procesamiento de datos	16
4.3.1	Importación de datos	16
4.4	Modelo computacional	17
4.5	Modelo algoritmo	19
4.5.1	Cálculo de generación total	20
4.5.2	Evaluación de las condiciones del sistema	21
4.5.3	Gestión del almacenamiento, producción e interacción con la red eléctrica	22
4.6	Calculadora	22
4.6.1	Descripción	22
4.6.2	Menú de cálculos	23
4.6.2.1	Sección Solar PV	23
4.6.2.2	Sección Eólica	24
4.6.2.3	Sección Mixto	25
4.6.2.4	Sección H2	25
4.6.2.5	Sección Excel	25
4.6.3	Resumen de resultados	27
4.7	Evaluación	28
4.8	Descripción puntos de estudio	32
5	Resultados	35
5.1	Análisis comparativo de las Configuraciones	35
5.1.1	Evaluación VAN y TIR	35
5.2	Perfiles de generación y almacenamiento de H ₂	36
5.2.1	Perfil con mejor desempeño	37
5.2.2	Perfil con desempeño intermedio	39

5.2.3	Perfil con desempeño más bajo	41
5.3	Análisis de Costos Nivelados	43
5.4	Comparación de CAPEX.....	45
6	Conclusiones y recomendaciones	46
Referencias		47
6.1	Resumen datos	52
Anexos		55

Índice de Figuras

1	Esquema de una celda de electrolizador del tipo PEM.....	5
2	Esquema sencillo de una celda de electrolizador del tipo IWE.....	6
3	Ilustración de la celda de combustible PEMFC.....	7
4	Ilustración de la celda de combustible del tipo alcalina.....	8
5	Diseño sistema de generación híbrido.....	14
6	Explorador Solar, descarga de datos.....	16
7	Diagrama simple código en Python.....	17
8	Diagrama de flujo simple del algoritmo utilizado.....	20
9	Menú sección Solar PV de la calculadora.....	24
10	Menú sección Eólica de la calculadora.....	25
11	Menú sección Mixto de la calculadora.....	26
12	Menú sección H2 de la calculadora.....	26
13	Comportamiento generación energético.....	27
14	Comportamiento en el almacenamiento y producción de H2.....	28
15	Evolución precio PMM SEN e Índice de crecimiento desde diciembre 2017 hasta julio 2024.....	31
16	Mapa que ilustra las ubicaciones de los puntos a estudiar.....	33
17	Indicadores VAN y TIR de las diferentes localidades y configuraciones.....	36
18	Comportamiento generación Opción A-5 ConCón.....	38
19	Comportamiento almacenamiento H2 Opción A-5 ConCón.....	38
20	Comportamiento generación Opción A-4 La Ligua.....	40
21	Comportamiento almacenamiento H2 Opción A-4 La Ligua.....	40
22	Comportamiento generación Opción B-1 San Antonio.....	42
23	Comportamiento almacenamiento H2 Opción B-1 San Antonio.....	42
24	Costos de nivelación energético y H2.....	44

Índice de Tablas

1	Diferentes tipos de paneles PV con sus respectivos valores de eficiencia (η_{pv}), NOCT y coeficiente de temperatura (β_p).....	3
2	Comparación de componentes energéticos.	30
3	Comparación de las diferentes configuraciones tecnológicas.....	31
4	CAPEX Concón Opción A-5 Planta	39
5	CAPEX La Ligua Opción A-4 Planta	41
6	CAPEX San Antonio Opción B-1 Planta	43
7	Costos de nivelación energético y H2 de diferentes proyectos.....	44

1. Introducción

Chile, es uno de los países que se ve afectado por el cambio climático de manera significativa. Entre los impactos observados se incluyen el aumento de las temperaturas, la reducción de las precipitaciones en algunas regiones, el derretimiento de los glaciares, el aumento del nivel del mar y la alteración de los patrones climáticos. Estos cambios tienen consecuencias directas en diversos aspectos de la sociedad chilena, como la agricultura, los recursos hídricos, la biodiversidad y la salud humana [1]. Si bien existen varias maneras de mitigar las problemáticas que se están presentando, una de ellas es la utilización de ERNC, debido a que es una opción sostenible que cuida y preserva el medio ambiente mientras al mismo tiempo se ayuda a impulsar la economía del país [2] [3]. Asimismo, las ERNC diversifican la matriz energética del país, permitiendo la entrada de nuevos competidores con nuevas tecnologías sustentables a costos más competitivos [4]. En Chile se han implementado una serie de políticas y marcos regulatorios que promueven el desarrollo de las ERNC. Entre estos, se destaca la Ley 20.257 [5], más conocida como la Ley de ERNC, el cual introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de ERNC. Donde se obliga a las empresas generadoras de electricidad, con capacidad instalada superior a 200 (MW), a comercializar un 10 % de energía proveniente de fuentes ERNC o de centrales hidroeléctricas con potencia inferior a 40.000 (kW), sean propios o contratados a partir del 1 de enero del año 2010. Perpetrando un aumento de un 5 % del año 2013, aumentando un 1 % al año 2014 hasta llegar a un 12 % al año 2020 con incrementos de 1.5 % a partir del año 2021, llegando a un 18 % al año 2024 así estableciendo un objetivo de que el 20 % de la electricidad producida en Chile provenga de fuentes renovables para el año 2025. Asimismo, la Ley 21.185 [6], promulgada en el año 2020, establece un objetivo de carbono neutral para Chile en el año 2050. Además, la Ley 20.571 [7] promueve la generación distribuida de energía renovable al permitir que los consumidores individuales generen su propia electricidad a partir de fuentes renovables y se venda el exceso en la red, donde se centra a los clientes regulados donde no supere los 2.000 (kW).

En la región de Valparaíso [8] el consumo energético es de aproximadamente 3.400 (MW), según reportes del ministerio de energía en el año 2019. El 90 % de las energías son convencionales y el 10 % restante son de energías no convencionales. Como se mencionó anteriormente, en la región de Valparaíso, las ERNC generan aproximadamente 398 (MW) [9], teniendo en cuenta que la capacidad total instalada es de 3.400 (MW) esta abastece alrededor de 2 millones de personas, quienes presentan un consumo eléctrico residencial promedio de 157 (*kWh/mes*) y un costo también aproximado de 25.000 pesos chilenos. La incorporación de ERNC en la matriz energética de la región ayudaría a impulsar la transición hacia fuentes de energías más limpias y sostenibles, lo cual resulta esencial en la lucha contra el cambio climático y la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles. Esta transición energética también podría generar importantes beneficios económicos y sociales, como la creación de empleos en el sector de las energías limpias y una mayor autonomía energética para la región [10]. Además, al adoptar fuentes de ERNC, se puede mejorar la calidad de vida de la población local al reducir la contaminación y los problemas de salud asociados a la misma.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

Evaluar la integración de tecnologías de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) del tipo solar PV y eólica con electrolizadores para la producción de electricidad e hidrógeno en la región de Valparaíso. Se consideran aspectos tecnológicos, económicos, normativos, y ambientales en los sistemas On-Grid, con el fin de fomentar la transición energética y el desarrollo de una calculadora para evaluar proyectos con estas tecnologías.

1.1.2. Objetivos específicos

- Evaluar el potencial de las Energías Renovables No Convencionales disponibles del tipo solar PV y eólica en la región de Valparaíso.
- Modelar sistemas solares PV, eólico y electrolizadores para evaluar su producción y rendimiento.
- Desarrollo de una calculadora para dimensionar y evaluar, tanto a nivel técnico como económico, proyectos de hidrógeno verde en instalaciones conectadas a la red (On-Grid).

2. Marco Teórico

En las últimas décadas, las tecnologías de energía solar fotovoltaica, energía eólica, electrolizadores y celdas de combustibles han experimentado un desarrollo significativo y han desempeñado un papel crucial en la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles y bajos en carbono. Estas tecnologías ofrecen soluciones prometedoras para abordar los desafíos asociados con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, la seguridad energética y el acceso a las energías limpias.

2.1. Sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos convierten la energía solar en electricidad mediante el uso de materiales semiconductores. Existen diferentes tipos de células PV, como los de silicio mono-cristalino (mono-Si), silicio poli-cristalino (poly-Si), silicio amorfo (a-Si), telururo de cadmio (CdTe) y cobre-indio-selenio (CIS) [11]. Cada tipo presenta diferentes eficiencias, temperaturas de operación (NOCT) y coeficientes de temperatura, tal como se muestra en la Tabla 1. Los avances en la tecnología PV han permitido incrementar la eficiencia de conversión, reducir los costos de fabricación y mejorar la durabilidad de los paneles solares.

Tabla 1: Diferentes tipos de paneles PV con sus respectivos valores de eficiencia (η_{pv}), NOCT y coeficiente de temperatura (β_p). [11]

PV type	η_{pv} (%)	NOCT (°C)	β_p (%/°C)
Mono-Si	13	45	-0,4
Poly-Si	11	45	-0,4
a-Si	5	50	-0,11
CdTe	7	46	-0,24
CIS	7,5	47	-0,36

La eficiencia de las celdas PV ha aumentado significativamente en las últimas décadas. Las celdas de silicio mono-cristalino y poli-cristalino, que dominan el mercado actual, han alcanzado eficiencias comerciales del 20 - 22 % y 16 - 18 %, respectivamente [12]. Además, se han desarrollado nuevas tecnologías, como las celdas perovskita y las celdas multiunión, que han logrado eficiencias récord superiores al 30 % en condiciones de laboratorio [13]. Estos avances han sido posibles debido a la mejora de los materiales, las técnicas de fabricación y la optimización de la estructura de las celdas.

Otro aspecto importante en la evolución de la tecnología PV es la reducción de los costos. En las últimas décadas, el costo de los módulos PV han disminuido drásticamente, pasando de alrededor de 100(USD/W) en la década de 1970 a menos de 0,5(USD/W) en la actualidad, donde durante el año 2010 al 2022 las celdas cristalinas se vio una reducción del precio entre el 88 % y 94 % [14]. Esta reducción de los costos se ha logrado gracias a las economías de escala, la automatización de los procesos de fabricación y la mejora de la eficiencia de las celdas. Como resultado, la energía solar se ha convertido en una

de las fuentes de energía más competitivas en términos de costos en muchas regiones del mundo. Además de los avances en eficiencia y costos, la tecnología PV también ha mejorado en términos de durabilidad y confiabilidad. Los módulos PV modernos tienen una vida útil de aproximadamente 30 años [15], con una degradación anual de la potencia de salida de alrededor del 0,5-1 % [16]. Se han desarrollado nuevos materiales y técnicas de encapsulamiento para proteger las células PV de la degradación causada por la exposición a la intemperie, la radiación UV y otros factores ambientales, tales como los materiales de polímeros avanzados [17]. Además, se han implementado sistemas de monitoreo y control avanzados para optimizar el rendimiento de los sistemas PV y detectar fallos de manera temprana [18].

2.2. Sistema eólico

La energía eólica ha experimentado un crecimiento exponencial en las últimas décadas, convirtiéndose en una de las fuentes de energía renovable más prometedoras y de rápido crecimiento a nivel mundial. Uno de los avances más notables ha sido el aumento del tamaño de las turbinas, el diámetro promedio del rotor de las turbinas eólicas ha aumentado de aproximadamente de 17(m) en la década de 1980 a más de 100(m) en la actualidad, con algunos modelos offshore superando los 200(m) [19]. Este aumento de tamaño ha permitido capturar más energía del viento y ha contribuido significativamente a la reducción del Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE) generada por la energía eólica.

Las mejoras en el diseño de las palas han sido fundamentales para este crecimiento. Los materiales compuestos avanzados, como la fibra de vidrio reforzada con carbono, han permitido la construcción de palas más largas, ligeras y resistentes. Además, los diseños aerodinámicos optimizados, incluyendo puntas de pala con formas especiales y dispositivos de control de flujo, han mejorado la eficiencia y reducido el ruido [20].

Así, en las turbinas eólicas modernas se han implementado sistemas de control, los cuales han evolucionado para maximizar la captura de energía y minimizar las cargas estructurales. Los controles de pitch individual de las palas permiten ajustar el ángulo de cada pala de forma independiente, optimizando el rendimiento y reduciendo las cargas asimétricas en el rotor [21]. El uso de sensores avanzados y tecnologías de Internet de las Cosas (IoT) ha permitido el desarrollo de sistemas de monitoreo en tiempo real y mantenimiento predictivo. Estos sistemas pueden detectar anomalías y predecir fallos antes de que ocurran, reduciendo los tiempos de inactividad y los costos de mantenimiento [22].

2.3. Electrolizadores

Los electrolizadores, son dispositivos cruciales para la producción de hidrógeno verde, debido a que descomponen el agua en hidrógeno y oxígeno mediante electricidad. Su evolución y la mejora continua que han presentado están impulsando la transición hacia una economía del hidrógeno más sostenible y eficiente. Los principales tipos de electrolizadores son:

1. **Electrolizadores de Membrana de Intercambio de Protones (PEM):** Los electrolizadores PEM utilizan una membrana polimérica sólida como electrolito, que permite el paso de protones (H^+) del ánodo al cátodo. En el ánodo, el agua se descompone en oxígeno, protones y electrones. Los protones atraviesan la membrana, mientras que los electrones fluyen a través de un circuito externo. En el cátodo, los protones y electrones se combinan para formar hidrógeno molecular, esto se puede apreciar en la Figura (1).

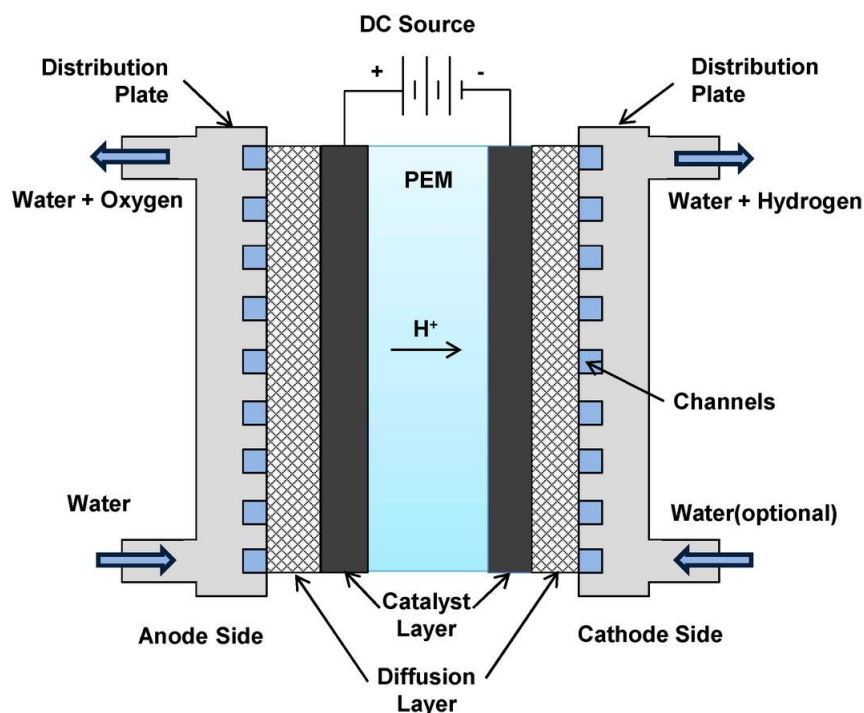


Figura 1: Esquema de una celda de electrolizador del tipo PEM. [23]

Los electrolizadores PEM operan típicamente a temperaturas entre $50 - 80(^{\circ}\text{C})$ y presiones de hasta $30 - 200(\text{bar})$ [24]. La densidad de corriente puede alcanzar valores de $0,6 - 2,0(\text{A}/\text{cm}^2)$, lo que permite una producción compacta y eficiente de hidrógeno, con una alta pureza de hidrógeno producido que ronda el 99,9 %, la eficiencia energética de estos sistemas pueden superar el 80 % los más modernos [25]. Estos han ganado terreno en aplicaciones que requieren flexibilidad operativa. Un ejemplo destacado es el proyecto *REPHYNE* en la refinería Shell Rheinland en Alemania, que utiliza un electrolizador PEM de $10(\text{MW})$ suministrado por ITM Power

[26]. Este es uno de los proyectos que demuestra la viabilidad de la integración de electrolizadores PEM a gran escala en procesos industriales.

2. **Electrolizadores de Agua Alcalina (AWE):** Los electrolizadores de agua alcalina utilizan una solución acuosa de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH) como electrolito. Los electrodos están separados por un diafragma poroso que permite el paso iónico hidroxilo (OH^-) [27]. En el cátodo, el agua se reduce para formar hidrógeno e iones hidroxilo, mientras que, en el ánodo, los iones hidroxilo se oxidan para producir oxígeno y agua, tal como se muestra en la Figura (2)

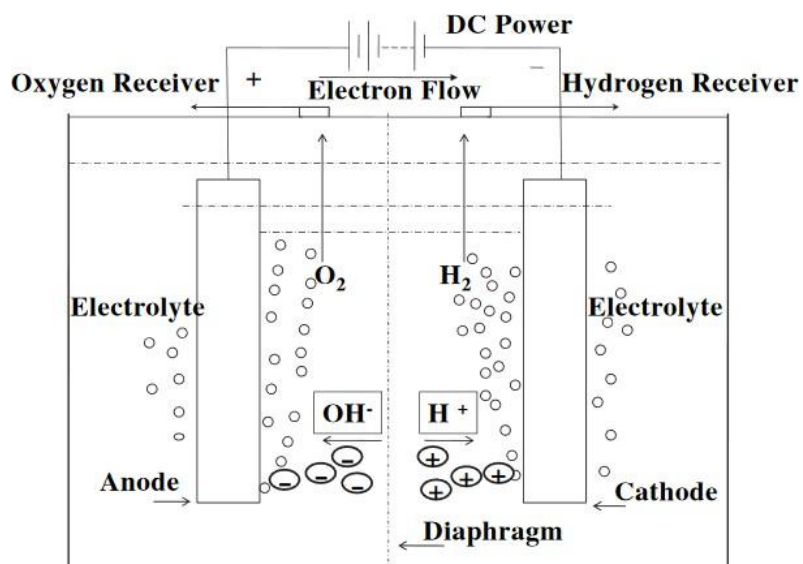


Figura 2: Esquema sencillo de una celda de electrolizador del tipo IWE. [27]

Estos tipos de electrolizadores operan típicamente a temperaturas entre $60 - 80(^{\circ}\text{C})$ y presiones de hasta $30(\text{bar})$ [28]. La densidad de corriente suele estar en el rango de $0,2-0,4(\text{A}/\text{cm}^2)$, lo que resulta en sistemas más grandes en comparación con los PEM para la misma cantidad de producción y al igual que la producción de hidrógeno, su pureza será ligeramente menor oscilando $99,5 - 99,9 \%$, pero manteniendo una vida útil mayor de $60.000(\text{h})$ [29].

Estos electrolizadores han sido ampliamente utilizados en la industria durante décadas. Un ejemplo es la planta Aswan en Egipto, que ha estado operando desde 1960 con una capacidad de $160(\text{MW})$ [30].

2.4. Celdas de combustible

Las celdas de combustible han emergido como una tecnología de conversión de energía altamente eficiente y limpia, experimentando un desarrollo significativo en las últimas décadas. Estos dispositivos electroquímicos convierten directamente la energía química de un combustible, típicamente hidrógeno, en electricidad, calor y agua, sin involucrar procesos de combustión. Su principio de funcionamiento, descubierto por William Grove en 1839, ha evolucionado hasta convertirse en una tecnología prometedora para diversas aplicaciones, desde la generación de energía estacionaria hasta el transporte y dispositivos portátiles [31]. Los diferentes tipos de celdas de combustible son:

- a) **Celdas de Combustible de Membrana de Intercambiador de Protón (PEMFC):** Estos tipos de celdas de combustible emplean una membrana polimérica y operan a temperaturas relativamente bajas tal como se muestra en la Figura (3), haciéndolas ideales para aplicaciones en transporte y sistemas portátiles. En el caso de las PEMFC, se ha logrado una reducción sustancial en la carga de platino utilizada como catalizador, pasando de $0,4(mg/cm^2)$ en 2005 a menos de $0,125(mg/cm^2)$ en 2021, sin comprometer el rendimiento [32]. Este logro se ha alcanzado mediante el desarrollo de aleaciones de platino con metales de transición, la nanoestructuración de catalizadores y el uso de soportes de carbono avanzados.

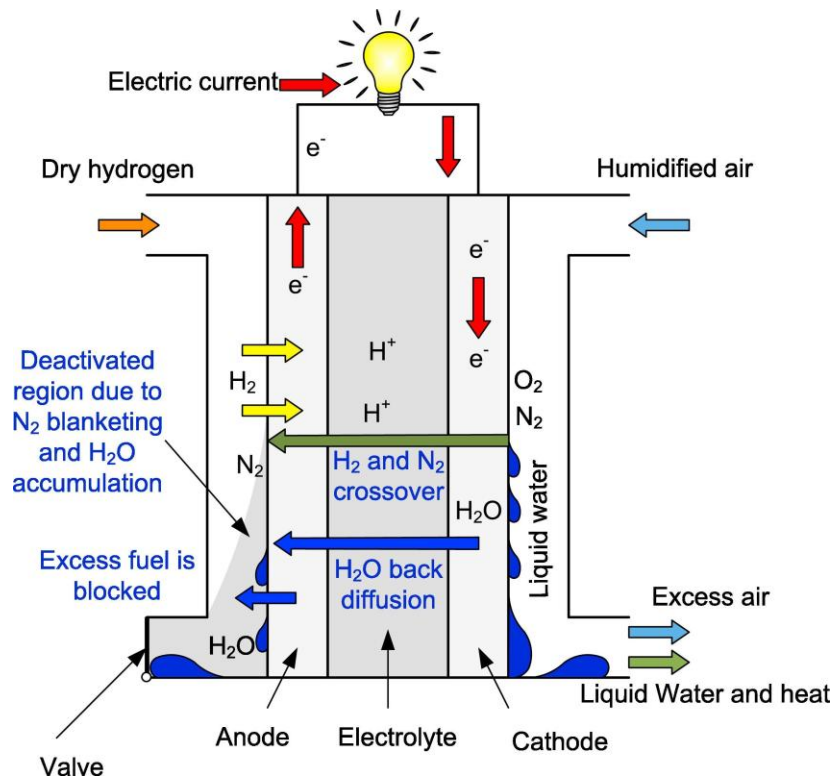


Figura 3: Ilustración de la celda de combustible PEMFC. [33]

Las membranas utilizadas en las PEMFC también han experimentado mejoras notables. Se han desarrollado membranas con mayor conductividad protónica y estabilidad, incluyendo membranas compuestas reforzadas con PTFE y membranas de polibenzimidazol dopadas con ácido fosfórico para operación a alta temperatura. Además, se han implementado estrategias avanzadas para el manejo del agua, crucial para el rendimiento de las PEMFC, como el diseño de capas de difusión de gases con gradientes de porosidad y sistemas de recirculación de agua integrados [34] [35].

- b) **Celdas de Combustible Alcalinas (AFC):** Estos dispositivos electroquímicos utilizan un electrolito alcalino, típicamente hidróxido de potasio (KOH), y operan a temperaturas relativamente bajas entre 60 y 90(°C) (Figura 4). Las AFC destacan por su alta eficiencia eléctrica, que puede alcanzar hasta un 70 %, superando a otros tipos de celdas de combustible [36]. Sin embargo, su principal desventaja es la sensibilidad al CO₂, que puede reaccionar con el electrolito formando carbonatos y reduciendo el rendimiento. Para abordar este problema, se han desarrollado electrolitos de membrana de intercambio aniónico (AEM) que son menos sensibles al CO₂ y permiten el uso de combustibles no puros [37]. En cuanto a los catalizadores, se han logrado avances significativos en la reducción del uso de metales preciosos, empleando aleaciones de níquel y hierro para el ánodo, y óxidos de manganeso para el cátodo, lo que disminuye los costos de producción [38]. Además, se han implementado técnicas de fabricación avanzadas, como la impresión 3D, para optimizar la estructura de los electrodos y mejorar el transporte de masa, lo que ha resultado en un aumento de la densidad de potencia [39].

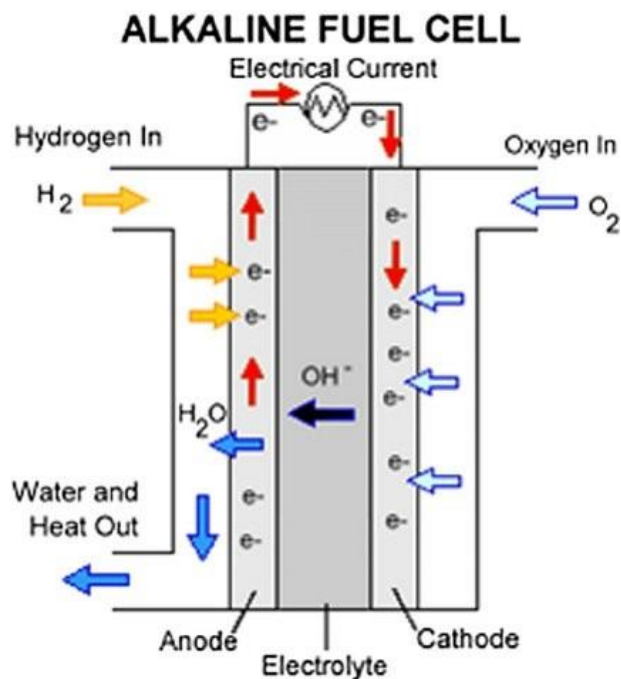


Figura 4: Ilustración de la celda de combustible del tipo alcalina. [40]

Las aplicaciones de las celdas de combustible se pueden ver como en el transporte ferroviario en donde ha adoptado estos tipos de tecnología, con el Alstom Coradia iLint operando comercialmente en Alemania desde 2018 como el primer tren de pasajeros del mundo impulsado por hidrógeno. En el sector marítimo, proyectos como el ferry HySeas III en Escocia están explorando el uso de celdas de combustible en embarcaciones de pasajeros y carga [41] [42].

Las celdas de combustible también han encontrado nichos en aplicaciones portátiles y especializadas. En el ámbito militar, se están utilizando sistemas PEMFC ligeros para alimentar equipos de comunicación en el campo y para propulsar vehículos no tripulados [43] [44].

2.5. Descripción del área de estudio

Encontraremos que la región de Valparaíso presenta una diversidad geográfica y climática que la convierte en un área de estudio particularmente interesante para la evaluación de potencial de ERNC. La región se extiende desde los 32° 02' y 33° 57' de latitud sur y entre los meridianos 70° y 72° [45], incluyendo territorios insulares como el Archipiélago de Juan Fernández y la Isla de Pascua. Encontraremos que la región se caracteriza por cuatro unidades de relieve principal:

- a) **Planicies litorales:** La franja costera que varía en lo ancho, desde pocos metros hasta varios kilómetros en ciertas zonas.
- b) **Cordillera de la costa:** Una cadena montañosa que corre de forma paralela a la costa, con alturas que pueden superar los 2000 metros sobre el nivel del mar.
- c) **Depresión intermedia:** Valle central entre la Cordillera de la Costa y la Cordillera de los Andes, que se caracteriza por la importancia agrícola e hídrico.
- d) **Cordillera de los Andes:** Cordillera que marca el límite oriental de la región, con alturas que pueden superar los 5000 metros de altura en ciertos puntos.

Esta variedad geográfica influye de forma significativa en las condiciones climáticas, creando microclimas y variaciones locales que son interesantes para el estudio del uso de diferentes tipos de tecnologías renovables. Climáticamente, la región de Valparaíso se caracteriza por un clima templado mediterráneo, con variaciones según la altitud y la distancia al mar [46]. Las principales características climáticas son:

- **Temperatura,** encontraremos que la temperatura media anual varía entre los 14(°C) en la costa y los 16(°C) en los valles interiores. En verano, las temperaturas máximas pueden superar los 30(°C) en los valles, mientras que en invierno, las mínimas pueden descender a cerca de 0(°C) en las zonas más cercanas a la Cordillera [47].
- **Precipitaciones,** El régimen de precipitaciones es del tipo mediterráneo, con lluvias concentradas en los meses de invierno (mayo a agosto). La cantidad de precipitaciones varía significativamente dentro de la región, pero encontramos que para el año 2021 la precipitación acumulada fue de 105(mm) [47].

- **Radiación solar**, en la región se recibe una radiación solar global horizontal promedio de entre 4,5 y 6,5($kWh\ dia/m^2$), con valores más altos en las zonas interiores y de mayor altitud [48].
- **Vientos**, los patrones de viento en la región son complejos debido a la topografía variada. Encontramos que los promedios mensuales son más fuertes en primavera y verano (septiembre a marzo), con promedios que pueden alcanzar entre los 6-8 (m/s) en la costa y entre los 4-6 (m/s) en el interior. Y se ven disminuidos en otoño e invierno (marzo a septiembre), los cuales disminuyen entre los 4-6 (m/s) en la costa y 2-4 (m/s) en el interior.

3. Estado del arte

En el estudio que se genera con Patil [49] de "Techno-economic analysis of solar, wind and biomass hybrid renewable energy systems in Bhorha village, India", se presenta una análisis técnico-económico de sistemas híbridos de energía renovables (HRES) para la electrificación rural en la India. Este trabajo es relevante para el campo de los sistemas de energía distribuidos, ya que, aborda desafíos de proporcionar acceso a energía limpia y asequible en áreas remotas. Utilizando *HOMER* con un enfoque multiobjetivo para evaluar seis configuraciones diferentes de HRES:

- a) Solar fotovoltaica + eólica con almacenamiento en baterías/supercapacitores
- b) Solar fotovoltaica + eólica + biomasa con almacenamiento
- c) Solar fotovoltaica + eólica + biomasa + diésel con almacenamiento
- d) Solar fotovoltaica + eólica + biomasa + diésel sin almacenamiento
- e) Solar fotovoltaica + eólica + diésel con almacenamiento
- f) Solar fotovoltaica + eólica + diésel sin almacenamiento

Lo anterior permite una comparación de múltiples configuraciones, considerando factores técnicos, económicos y ambientales. Destacando la integración de fuentes de energía renovables como solar fotovoltaica, eólica y biomasa, junto con sistemas de almacenamiento con baterías y supercapacitores. Donde la configuración óptima consiste en caso c, con 91,5(kW) de energía solar PV, 30(kW) de turbina eólica, 5(kW) de generador de biogás, un generador diésel de 50(kW), un banco de baterías de 280(kWh) de capacidad nominal y un convertidor de 38,8(kW).

Se destaca la importancia de considerar las condiciones locales y la disponibilidad de recursos. Por ejemplo, encontraron que "la energía solar es el principal recurso disponible en el lugar y el recurso de biomasa también depende de ella". Así también la importancia del almacenamiento de energía, comparando el rendimiento de las baterías y los supercapacitores, donde este último entra en juego cuando el nivel de las baterías se vuelve entre 0 – 40 % y se presenta como un fuerte respaldo de almacenamiento de energía.

Para el caso de Toudefallah y Stathopoulos [50] "Techno-economic optimization of hybrid renewable energy system for islands application", se presenta un análisis sobre la optimización de sistemas híbridos de energía renovable para la aplicación en islas, centrándose específicamente en el caso de la isla Tilos en Grecia. Empleando un enfoque de optimización multi-objetivo utilizando un algoritmo genético (MOGA) para evaluar diferentes configuraciones de sistemas que incluyen la energía solar PV, eólica, biomasa y almacenamiento con baterías. Un aspecto del estudio es la consideración de tres resoluciones temporales diferentes para los datos de entrada: minuto a minuto, cada 15 minutos y horaria. Esto permite evaluar el impacto de la resolución temporal en los resultados de la optimización, un aspecto frecuentemente pasado por otros estudios.

El modelo considera tres funciones clave: el coste nivelado de la electricidad, el ratio de energía renovable y el beneficio. Se analizan cuatro escenarios diferentes que varían en cuanto a la combinación de tecnologías consideradas. Un aspecto importante es que la resolución temporal de los datos de entrada tiene un impacto considerable en los resultados de la optimización. Específicamente, el uso de datos horarios tiende a producir resultados más optimistas en comparación con los datos de mayor resolución. Así, la configuración que presenta un LCOE más rentable de 0,0926 (*USD/kWh*) incluye 160(*kW*) de energía solar PV, 800(*kW*) de turbina eólica y 100(*kW*) de la microturbina a gas.

Se observa que en el estudio realizado por Megapthche [51] "Multi-dimensional analysis in optimal sizing of hybrid renewable energy systems for green energy growth in Garoua, Cameroon: From techno-economic and social models to policies", se realiza un análisis multidimensional para el dimensionamiento óptimo de sistemas HRES en Garoua, Cameroun, considerando también los aspectos técnicos, económicos y sociales. En este estudio se presentan tres configuraciones: fotovoltaica-eólica-batería, fotovoltaica-eólica-hidrógeno y fotovoltaica-eólica-batería-hidrógeno, utilizando también el algoritmo MOGA para la optimización multiobjetivo y mono-objetivo, con la evaluación técnica mediante diagramas de Sankey para visualizar diagramas de flujos de energía y el análisis de sensibilidad de la eficiencia de electrolizadores de celdas de combustibles. Así, se presenta que la configuración fotovoltaica-eólica-batería-hidrógeno presenta los mejores resultados técnicos y la configuración fotovoltaica-eólica-batería presentó la opción la económica con un $LCOE = 0,0727(USD/kWh)$.

4. Metodología

En este apartado se detalla el enfoque en la Integración de Energías Renovables No Convencionales del tipo solar fotovoltaico y eólico con electrolizadores en sistemas On-Grid para la generación de electricidad e hidrógeno verde en la región de Valparaíso.

El enfoque metodológico se basa en cuatro pilares fundamentales:

- a)* **Análisis del potencial energético renovable**, donde se realiza una evaluación de los recursos solares y eólicos disponibles en la región, utilizando datos históricos para determinar el potencial de generación de energía renovable en los seis puntos de estudio seleccionados.
- b)* **Modelado y simulación de sistemas**, se desarrollan modelos matemáticos y computacionales para simular el funcionamiento de los sistemas solar PV, eólicos y la integración de ambos en un sistema híbrido. Estos modelos incluyen la incorporación de electrolizadores para la producción de hidrógeno verde.
- c)* **Desarrollo de software**, se crea un programa personalizado, que implementa los modelos desarrollados y permite realizar cálculos, análisis y optimizaciones de los sistemas energéticos propuestos.
- d)* **Análisis técnico-económico y ambiental**, donde se evalúan los aspectos técnicos, económicos y ambientales de los sistemas propuestos, considerando factores como eficiencias, costo, rentabilidad e impacto ambiental.

4.1. Estructura del diseño a evaluar

Así se prepara el diseño y la conceptualización del sistema de generación de energía híbrido, combinando tecnologías solares PV y eólicas con electrolizadores para la producción de electricidad e hidrógeno verde. Para tener una representación visual y comprensible del sistema, se elaboró un diagrama que ilustra los componentes principales y las interacciones entre ellos. Este diagrama, representado en la Figura 5, sirve como guía para comprender el flujo de energía y los procesos involucrados en la generación de electricidad e hidrógeno verde.

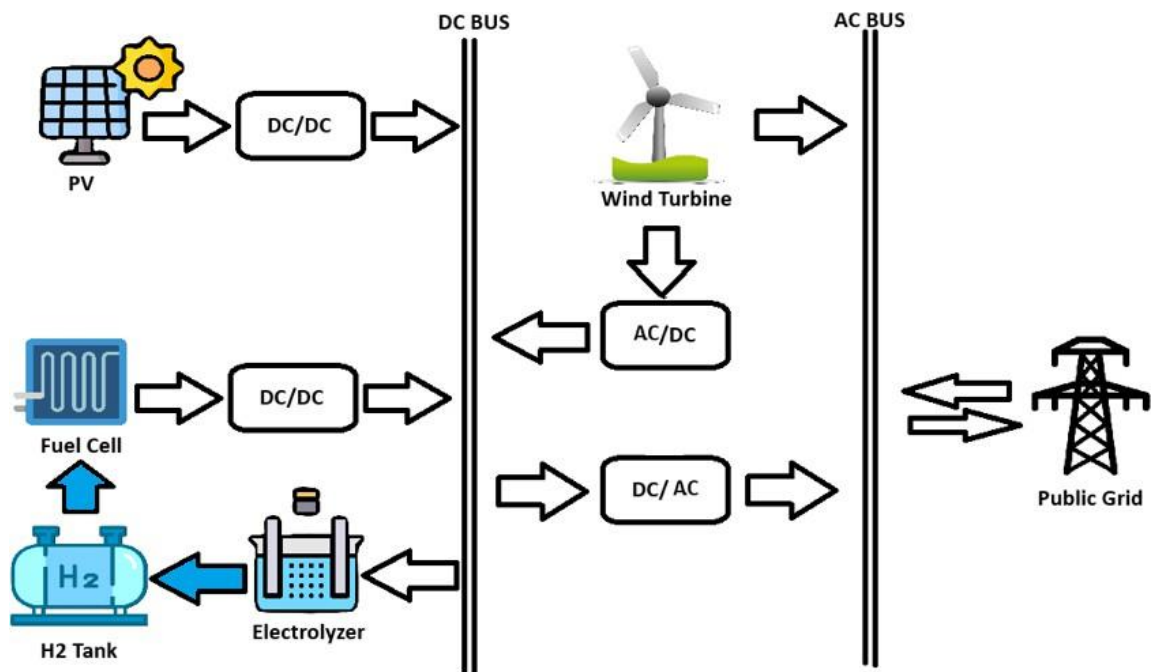


Figura 5: Diseño sistema de generación híbrido. [Elaboración propia]

Analizando la Figura 5, se aprecia el diseño conceptual de un sistema de generación híbrido el cuál combina diferentes tipos de tecnologías de energía renovable, específicamente energía solar PV y energía eólica, con electrolizadores para la producción de electricidad e hidrógeno verde. El sistema combina paneles solares PV y turbinas eólicas, cuyas corrientes se convierten a través de convertidores DC/DC y AC/DC, donde se indica con las flechas blancas. Se alimenta un electrolizador, que utiliza la electricidad generada para producir hidrógeno, el cual es almacenado en un tanque y posteriormente utilizado por una celda de combustible para generar más electricidad cuando se requiere. El flujo de hidrógeno se representa mediante las flechas celestes. Siendo un diseño básico que busca aprovechar los recursos renovables disponibles en la región, para generar energía limpia y sostenible, al mismo tiempo que contribuye a la descarbonización del sector energético y a la mitigación del cambio climático.

4.2. Obtención y procesamiento de datos

La obtención y procesamiento de datos constituye a la base del estudio. El enfoque se centra en la recopilación de datos de los recursos solares y eólicos, así como información del sector eléctrico.

Para llevar a cabo la tarea de recopilación de datos, recurriremos a la herramienta del Explorador Solar [52], el cuál es una plataforma en línea que nos ofrece los recursos y funcionalidades relacionadas con la energía solar y eólica. Entre todas las opciones que nos brinda el Explorador Solar, nos enfocaremos específicamente en la función de obtención de recursos solares y eólicos. Esta característica nos permite contrastar y analizar los datos de radiación solar y velocidad del viento en diferentes ubicaciones geográficas dentro de Chile, lo cual es esencial para evaluar el potencial de generación de energía renovable en un sitio determinado. El proceso de recolección de datos se llevó a cabo de la siguiente manera:

- **Selección de puntos de estudio:** Identificamos cinco localidades clave en la región de Valparaíso que representan la diversidad geográfica y climática del área: San Antonio, Concón, Los Andes, San Felipe y La Ligua. Estas ubicaciones fueron seleccionadas para capturar la variabilidad de condiciones que podrían afectar el rendimiento de los sistemas de ERNC.
- **Extracción de datos del Explorador Solar:** Para cada una de las localidades seleccionadas, descargamos archivos CSV de Datos Horarios del Explorador Solar. Estos archivos contienen información sobre:
 - Radiación solar (directa, difusa y global)
 - Velocidad y dirección del viento
 - Temperatura ambiente
 - Presión atmosférica
- **Datos del sector eléctrico:** Complementamos la información de recursos renovables con datos del sector eléctrico, obtenidos directamente de fuentes oficiales como el Coordinador Eléctrico Nacional. Estos datos incluyen:
 - Demanda energética del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
 - Generación total de energía del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
 - Costos marginales de energía en el mercado eléctrico.
- **Procesamiento y normalización de datos:** Dado el volumen y la complejidad de los datos recopilados, fue necesario un proceso de normalización y preprocesamiento. Para facilitar este proceso y optimizar nuestro flujo de trabajo, convertimos los archivos CSV originales a formato Excel. Esta conversión no solo mejoró la manipulación de los datos sino que también nos permitió realizar una verificación inicial de la integridad y consistencia de la información.

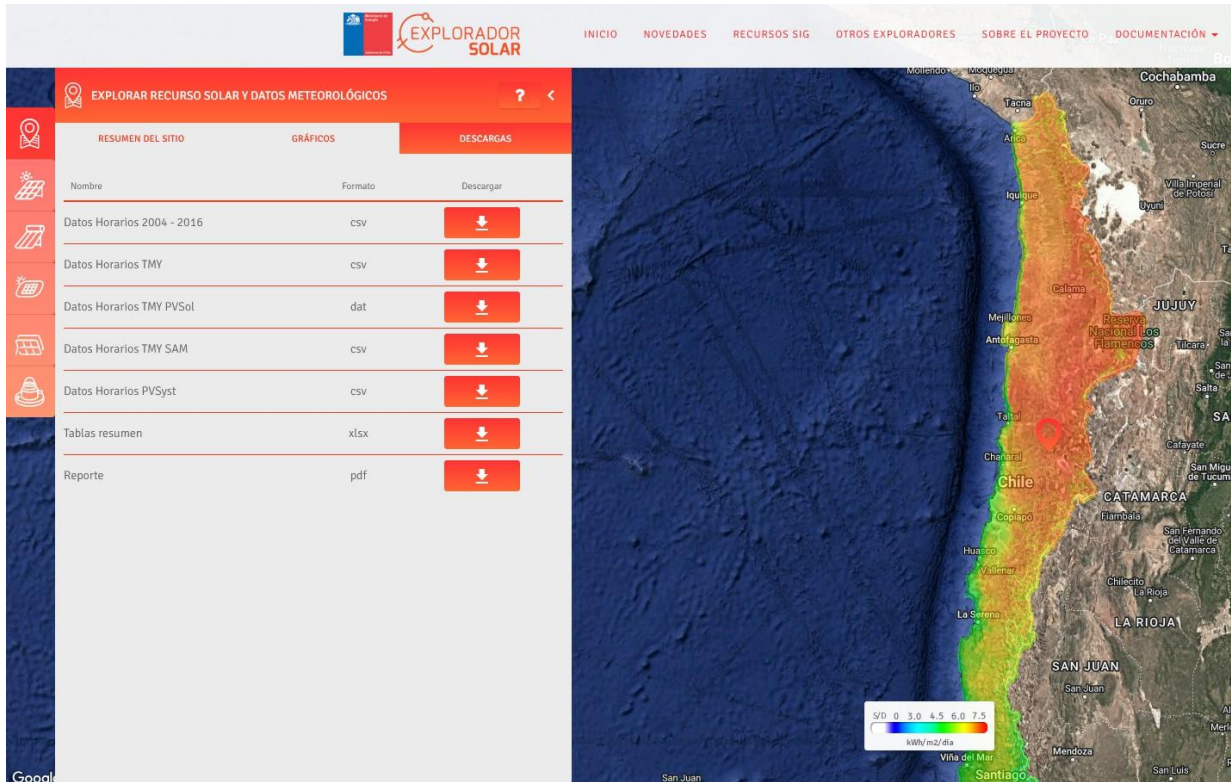


Figura 6: Explorador Solar, descarga de datos. [52]

Sin embargo, para facilitar un manejo más eficiente y una manipulación más intuitiva de los datos, es recomendable convertir este archivo CSV en un formato de archivo Excel. Este proceso de conversión no solo optimiza el flujo de trabajo, sino que también asegura que los datos estén preparados para un análisis más profundo y una interpretación más precisa, lo cual es crucial para cualquier proyecto que dependa de la precisión y la profundidad del análisis de datos solares.

4.3. Preparación y Procesamiento de datos

Para modelar el sistema que se presenta en la Figura [5], utilizaremos Python. Este nos ayudará en la creación de una aplicación de escritorio de fácil uso para la realización de diferentes tipos de estudios.

4.3.1. Importación de datos

Para el análisis y importación de datos, se utilizará principalmente la biblioteca Pandas [53], el cual nos facilitará el análisis y manipulación de datos. Proporcionando estructuras de datos flexibles y eficientes para trabajar con datos estructurados. El principal uso de esta biblioteca es por su capacidad de manejar datos tubulares, es decir, datos organizados en filas y columnas. La estructura de datos central es el

DataFrame, que representa una tabla bidimensional mutable. Cada columna de un *DataFrame* puede contener diferentes tipos de datos, tales como números, cadenas de texto, fechas, etc. Así también facilita el uso de lectura y escritura de datos desde y hacia diversos formatos de archivos, como CSV, Excel, SQL y JSON (debido a problemas, no se utiliza el formato CSV en el código).

4.4. Modelo computacional

Tras establecer el diseño conceptual del sistema de generación híbrido en la Figura 5, se procede a desarrollar un modelo computacional para simular su funcionamiento. Este modelo se implementa utilizando el lenguaje de programación Python [54], aprovechando su amplia gama de bibliotecas y herramientas para el análisis de datos, la simulación y la visualización.

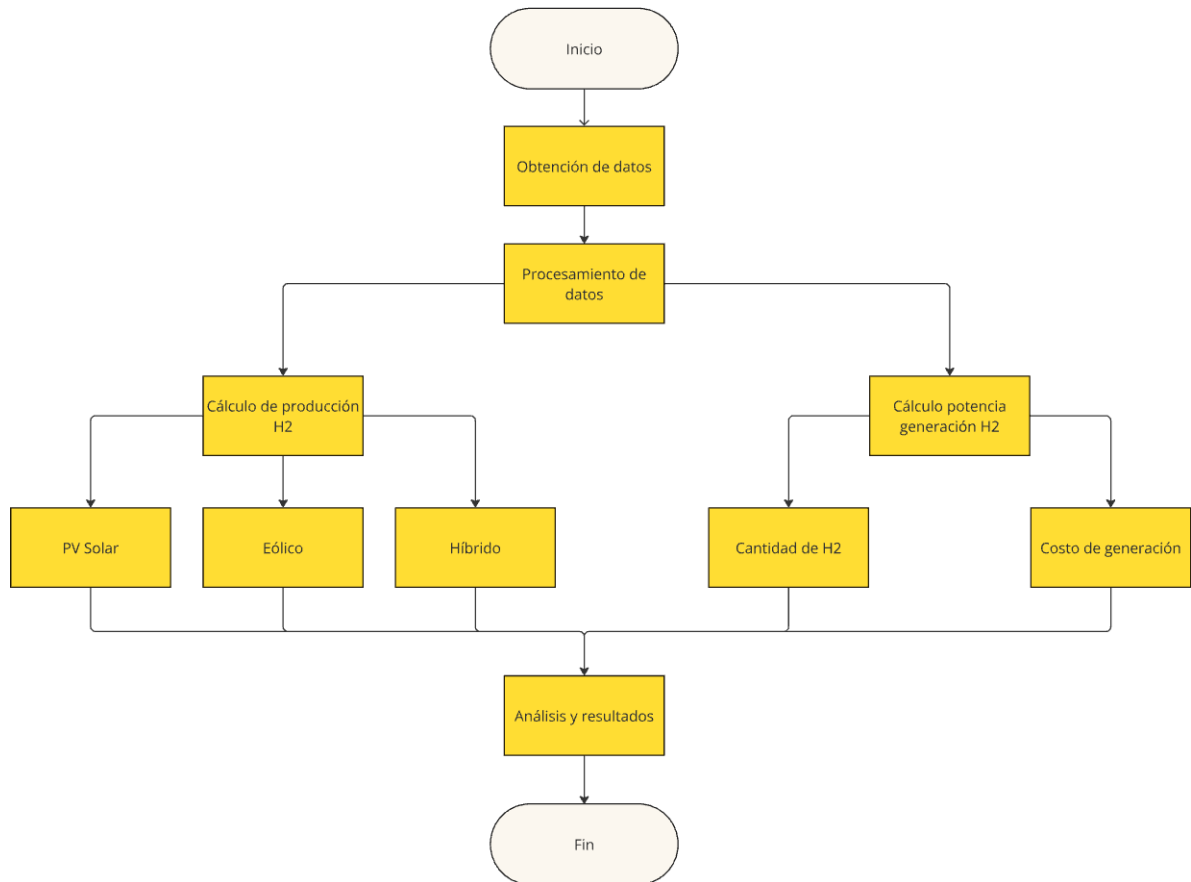


Figura 7: Diagrama simple código en Python. [Elaboración Propia]

La Figura 7 presenta un diagrama simplificado del código en Python utilizado para modelar y simular el sistema híbrido. Este código sigue una estructura modular y

secuencial, con diferentes etapas que abarcan desde la entrada y preprocesamiento de datos hasta la visualización de resultados.

El proceso comienza con la obtención y procesamiento de datos, utilizando principalmente la biblioteca Pandas para la manipulación eficiente de grandes conjuntos de datos. Los datos de entrada, que incluyen información sobre radiación solar, velocidad del viento, y características técnicas de los equipos, se extraen de archivos Excel generados a partir de la herramienta Explorador Solar.

Una vez procesados los datos, el modelo procede a calcular la producción de energía y la generación de hidrógeno. Este cálculo se realiza de manera diferenciada para los sistemas solares fotovoltaicos y eólicos, antes de combinarlos en un análisis híbrido. Para el sistema solar fotovoltaico, el modelo utiliza ecuaciones que consideran la eficiencia del panel, la radiación solar incidente, y las condiciones ambientales como la temperatura. La potencia generada por los paneles solares [55] se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$P_{pv} = N_{pv} P_r \eta_{pv} \left(\frac{G_c}{G_{ref}} \right) [1 + \beta_{ct} (T_{panel} - T_{ref})] \quad (1)$$

Donde P_{pv} es la potencia generada por los paneles solares en (kW), N_{pv} es la cantidad de paneles que posee el sistema, P_r es la potencia generada por cada panel solar, η_{pv} la eficiencia del panel solar en %, G_c es la radiación global en el plano inclinado en (W/m^2), G_{ref} es la radiación en condiciones de referencia ($G_{ref} = 1000(W/m^2)$), β_{ct} es el coeficiente de temperatura del panel solar en ($\%/^{\circ}C$), T_{ref} es la temperatura a condiciones de referencias ($T_{ref} = 25(^{\circ}C)$) y T_{panel} es la temperatura superficial del panel solar en ($^{\circ}C$).

Para el sistema eólico, el modelo calcula la potencia disponible en el viento y la convierte en energía eléctrica considerando la eficiencia de la turbina. Las ecuaciones principales para la potencia eólica son:

$$P_{wind} = 0,5 \cdot \rho \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot v^3 \quad (2)$$

Donde P_{wind} es la potencia del viento en (W), ρ es la densidad del aire en (kg/m^3), D es el diámetro del rotor de la turbina eólica en (m) y v es la velocidad del viento en (m/s).

Así, para saber la potencia generada por la turbina eólica:

$$P_{turbina} = P_{wind} C_p \quad (3)$$

Donde C_p es el coeficiente de potencia, que representa la eficiencia de la turbina eólica para convertir la energía del viento en energía mecánica.

La suma de ambos sistemas de generación calculados combina los resultados de ambos sistemas para proporcionar una evaluación completa del potencial de generación

híbrida. Esta función no solo suma las producciones individuales, sino que también considera las interacciones entre ambos sistemas y su impacto en la producción total de energía.

Utilizando la energía generada por los sistemas renovables, el modelo estima la cantidad de hidrógeno que puede producirse mediante electrólisis. La ecuación fundamental para este cálculo es:

$$V_{H_2} = \frac{P \cdot \eta_e}{HHV_{H_2}} \quad (4)$$

Donde, V_{H_2} es la producción de hidrógeno en (m^3/h), P es la energía eléctrica disponible en (kW), η_e es la eficiencia del electrolizador, que representa la fracción de energía eléctrica convertida en energía química en forma de hidrógeno y HHV_{H_2} es el poder calorífico superior del hidrógeno en (kWh/Nm^3).

Lo anterior permite evaluar la producción de hidrógeno al considerar diferentes tipos de electrolizadores, como los de membrana de intercambio de protones (PEM), alcalinos y de óxido sólido (SOEC), cada uno con sus respectivas eficiencias. Esto facilita una comparación tecnológica que contribuye a determinar la opción más adecuada según las necesidades energéticas y económicas.

4.5. Modelo algoritmo

El modelo del algoritmo desarrollado para la integración de Energías Renovables No Convencionales del tipo solar fotovoltaico y eólico con electrolizadores se basa en el enfoque que considera múltiples variables y condiciones del sistema eléctrico, buscando optimizar la generación de energía renovable, la producción de hidrógeno verde y la interacción con la red eléctrica nacional.

Se desarrolla un diagrama de flujo el cuál se representa en la Figura (8). Esta función toma como entrada diversos parámetros que permiten personalizar el análisis según las condiciones específicas del proyecto y las preferencias del usuario. Se realiza un análisis hora por hora a lo largo del período especificado, permitiendo capturar las variaciones diarias y estacionales en la generación renovable, la demanda energética y los precios de la electricidad. Esta granularidad temporal ayuda a una mejor evaluación del sistema, ya que considera la naturaleza intermitente de las fuentes renovables y la variabilidad del mercado eléctrico. Este modelo considera ciertas técnicas y operaciones, como:

- Eficiencias variables de los electrolizadores y celdas de combustible según el tipo seleccionado.
- Límites de capacidad de los sistemas de generación renovable y de producción de hidrógeno.
- Tiempos de arranque y parada de los sistemas de electrólisis y celdas de combustible.

- Variaciones en la eficiencia de los sistemas según su nivel de carga.

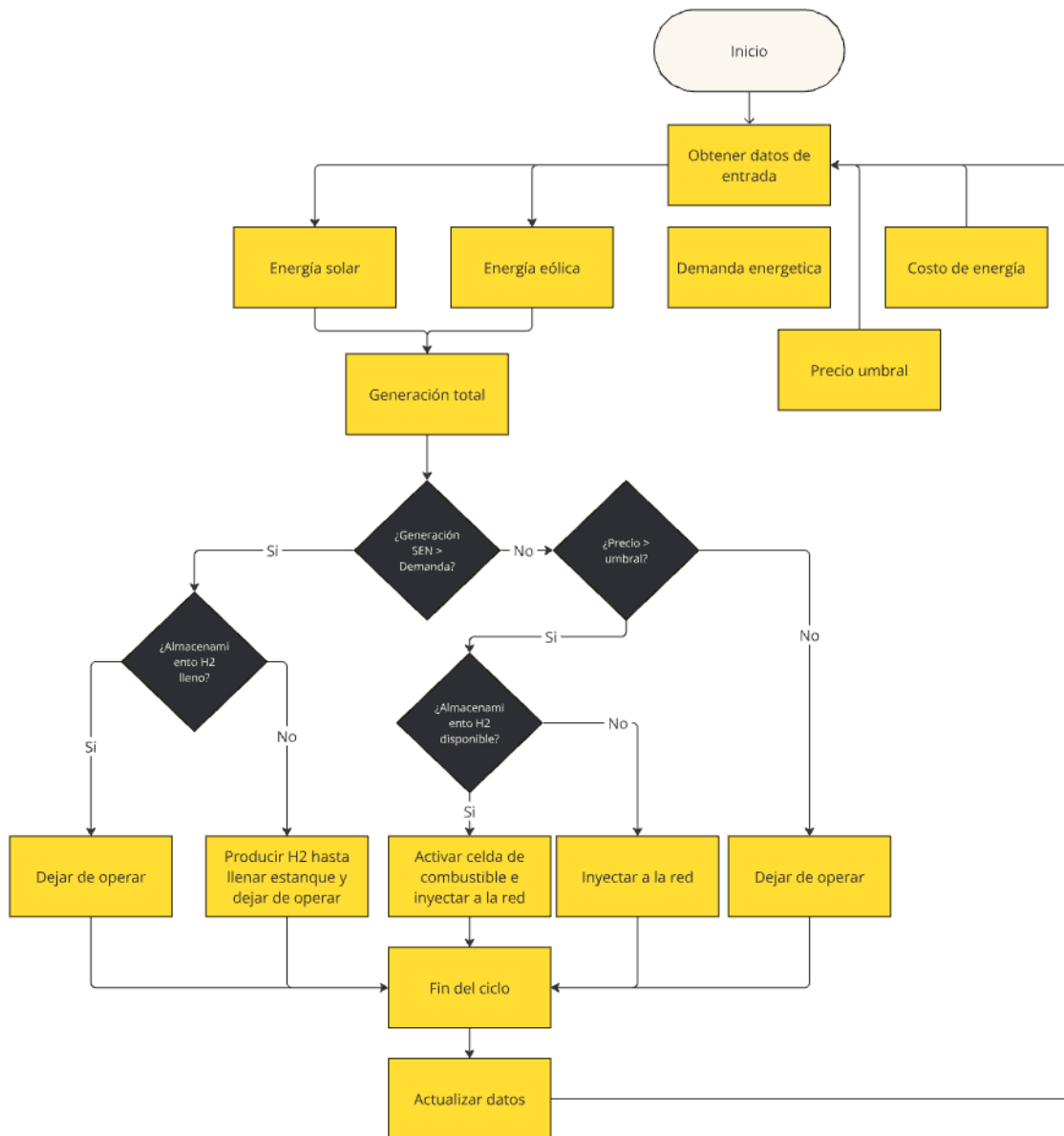


Figura 8: Diagrama de flujo simple del algoritmo utilizado. [Elaboración Propia]

4.5.1. Cálculo de generación total

El algoritmo calcula la generación total de energía renovable sumando la producción de energía solar fotovoltaica y la energía eólica. Esta suma representa la cantidad total de energía renovable disponible en cada intervalo de tiempo del análisis.

4.5.2. Evaluación de las condiciones del sistema

El núcleo del algoritmo consiste en una serie de evaluaciones condicionales que determinan las acciones a tomar en cada intervalo de tiempo. Estas evaluaciones se realizan en un bucle que itera sobre cada fila, representando cada hora del período de análisis.

- a) **Evaluación del balance energético:** La primera condición que se evalúa es si la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es mayor que la demanda energética. Esta condición es crucial para determinar si hay un exceso de energía en el sistema, lo que podría favorecer la producción de hidrógeno verde.
- b) **Evaluación del almacenamiento de hidrógeno:** Si hay un exceso de energía en el sistema, el algoritmo procede a evaluar el estado del almacenamiento de hidrógeno. Se verifica si el almacenamiento está cerca de su capacidad máxima (considerado lleno al 95 % de su capacidad). Esta evaluación es fundamental para decidir si se debe continuar con la producción de hidrógeno o si es necesario detener la operación para evitar el exceso de almacenamiento.
- c) **Producción de hidrógeno:** En caso de que haya exceso de energía y capacidad de almacenamiento disponible, el algoritmo calcula la cantidad de hidrógeno que se puede producir con el exceso de energía renovable. Se utiliza una celda de combustible la cual se define de manera similar a la eficiencia del electrolizador. Sin embargo, en este caso, representa la relación entre la energía producida y la energía química contenida en el hidrógeno consumido, lo cual se representa por la ecuación [56]:

$$P_{FC} = \dot{m}_{H_2} \cdot \eta_{FC} \cdot HHV_{H_2} \quad (5)$$

Donde, P_{FC} es la potencia eléctrica generada por la celda de combustible en (kW), $\dot{m}_{H_2}$ es el flujo másico de hidrógeno consumido en (kg/h) y η_{FC} es la eficiencia de la celda de combustible.

- d) **Evaluación del precio de la electricidad:** Si la generación del SEN no supera la demanda, el algoritmo evalúa el precio de la electricidad. Esta evaluación compara el precio actual de la electricidad con un precio umbral definido por el usuario. Esta comparación es crucial para determinar la estrategia más rentable: producir hidrógeno, vender energía a la red, o utilizar el hidrógeno almacenado para generar electricidad.
- e) **Uso de la celda de combustible:** En condiciones de precio alto de electricidad y disponibilidad suficiente de hidrógeno almacenado, el algoritmo considera la activación de la celda de combustible para generar electricidad y venderla a la red. Este proceso implica calcular la potencia que puede generar la celda de combustible basándose en el flujo de hidrógeno disponible y la eficiencia de la celda.

4.5.3. Gestión del almacenamiento, producción e interacción con la red eléctrica

En cada paso temporal, se actualiza el nivel de almacenamiento de hidrógeno basándose en las decisiones tomadas. Cuando hay exceso de energía renovable y capacidad de almacenamiento disponible, se calcula la cantidad de hidrógeno producido y se añade al almacenamiento. En caso de activar la celda de combustible para generar electricidad, se reduce el nivel de almacenamiento en función del hidrógeno utilizado. Este seguimiento del nivel de almacenamiento ayuda para mantener la operación dentro de los límites de capacidad y optimizar el uso del hidrógeno producido.

También se toma decisiones sobre cómo utilizar la energía producida. En situaciones de exceso de generación respecto a la demanda, se prioriza la producción de hidrógeno si hay capacidad de almacenamiento disponible. Cuando el almacenamiento está cerca de su capacidad máxima, se considera la inyección del exceso de energía a la red. Por otro lado, en escenarios donde la generación es menor que la demanda, el algoritmo evalúa si es más beneficioso activar la celda de combustible para generar electricidad o comprar energía de la red, basándose en los precios actuales del mercado. Dado a las fluctuaciones de precios en el mercado eléctrico que son dinámica. Cuando el precio de la electricidad supera el umbral definido y hay suficiente hidrógeno almacenado, se activa la celda de combustible para generar electricidad y venderla a la red, maximizando los ingresos. En períodos de precios bajos, se puede optar por reducir la inyección a la red y aumentar la producción de hidrógeno, almacenando energía en forma de hidrógeno para su uso futuro.

4.6. Calculadora

4.6.1. Descripción

Como se mencionó anteriormente, la calculadora estima la generación de ERNC en cualquier sector de Chile. En este caso en particular, la evaluación se realiza para la región de Valparaíso. Dado que el código está escrito en Python, este nos permite modelar la generación de ERNC y la producción de hidrógeno considerando las fuentes mixtas como solar PV y eólica.

El desarrollo de la calculadora se basó en la integración de múltiples bibliotecas de Python, cada una con funciones específicas para la calculadora. Pandas se utilizó para la manipulación eficiente de datos, mientras que Matplotlib permite la generación de gráficos dinámicos a partir de las listas de datos. La interfaz gráfica se implementó con Tkinter, proporcionando una experiencia de usuario intuitiva y amigable. NumPy aportó sus capacidades de cálculos numéricos y análisis de datos, y Excel se empleó como herramienta de almacenamiento y presentación de los resultados de los cálculos.

La calculadora se compone de 5 secciones más el dashboard, el cual se muestra el resumen de los resultados obtenidos. Las secciones son:

- a) Solar PV
- b) Eólica
- c) Mixto
- d) H2
- e) EXCEL

4.6.2. Menú de cálculos

Cada sección de la calculadora entrega valores dependiendo de lo que se busque calcular, donde se tendrá que subir para cada caso un EXCEL que se obtiene de la página del Explorador Solar. Por lo anterior es que se describen las secciones que componen la calculadora.

4.6.2.1 Sección Solar PV

Para estimar la producción de energía solar (ver Figura 9) en un sector específico, el proceso requiere la recopilación de cuatro datos principales y la descarga previa del archivo Excel desde el Explorador Solar. La metodología de cálculo comienza con la selección y carga del archivo Excel, donde el usuario importará el archivo de datos correspondiente al sector a analizar.

Posteriormente, se procede a la configuración de los paneles solares, momento en el cual se deberá especificar el tipo de panel entre diversas tecnologías, como mono-cristalinos, poli-cristalinos, silicio amorfo, telururo de cadmio y cobre-indio-selenio. Esta selección es importante para determinar las características de conversión energética del sistema.

El siguiente paso implica ingresar las especificaciones técnicas de los paneles, donde el usuario determinará la potencia nominal de cada panel solar en watts y la cantidad total de paneles a considerar. Estos datos permitirán calcular la capacidad potencial de generación energética del sistema.

Finalmente, se procede a la selección del electrolizador (del tipo PEM, Alcalino y SOEC), eligiendo el tipo más adecuado para la evaluación del sistema. Una vez completados todos estos pasos, la herramienta calculará automáticamente los resultados, que se mostrarán de manera clara y detallada en el recuadro de la interfaz, proporcionando al usuario una visión completa de la producción de energía solar esperada.

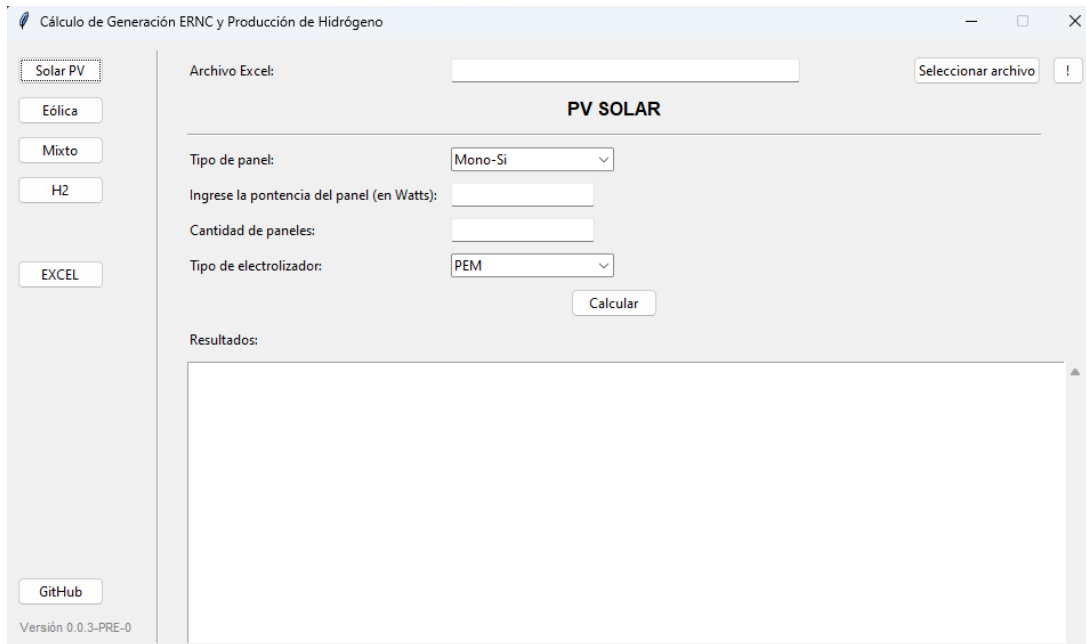


Figura 9: Menú sección Solar PV de la calculadora.

4.6.2.2 Sección Eólica

Para estimar la producción de energía eólica (ver Figura 10), se requiere un proceso que involucra la recopilación de cinco parámetros fundamentales y la descarga previa de un archivo Excel, siguiendo una estructura similar a la empleada en la estimación de energía solar.

La configuración del sistema eólico demanda la incorporación de ciertos datos técnicos que caracterizan el rendimiento de la turbina. En primer lugar, se debe especificar la velocidad mínima de activación, un parámetro que varía según las especificaciones de cada turbina eólica. Seguidamente, se requiere ingresar el diámetro del rotor, una medida que influye directamente en la capacidad de captura del viento y, por ende, en la eficiencia energética.

Complementariamente, el usuario deberá definir la máxima potencia generable por cada turbina, proporcionando un indicador claro de su capacidad nominal. La cantidad total de turbinas a implementar es otro dato fundamental que permitirá calcular la producción energética global del sistema. Como paso final, se seleccionará el tipo de electrolizador.

Una vez completados estos pasos, la herramienta realizará los cálculos correspondientes y desplegará los resultados de manera inmediata en el recuadro de la interfaz, ofreciendo una visualización detallada de la producción de energía eólica estimada.

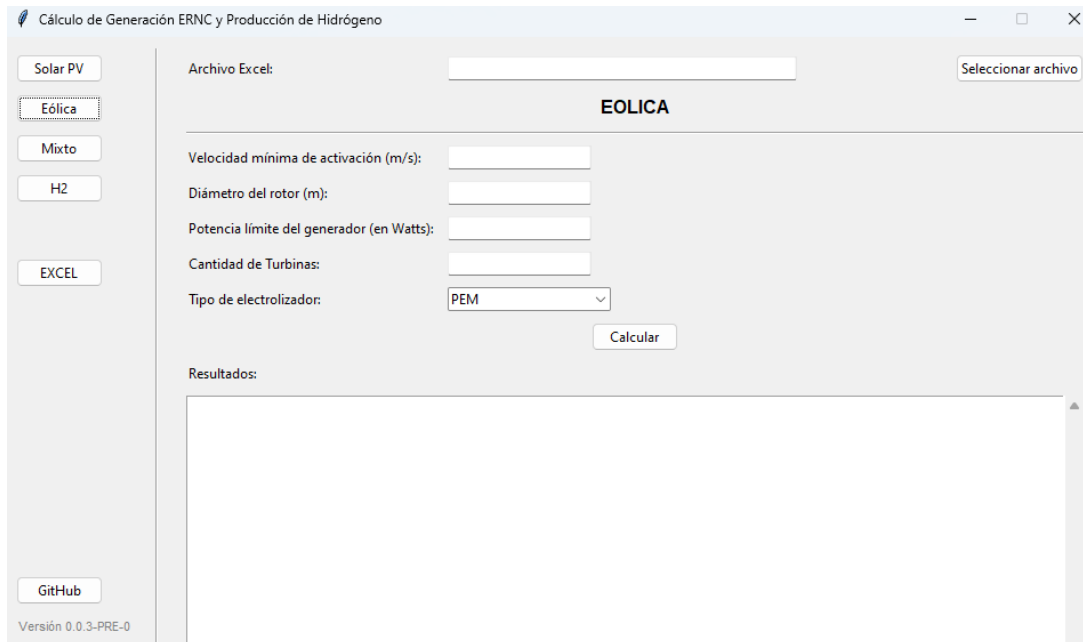


Figura 10: Menú sección Eólica de la calculadora.

4.6.2.3 Sección Mixto

La producción de energía mixta (ver Figura 11) representa un enfoque que integra los sistemas de generación solar y eólica. Esta sección combina los parámetros de ambas tecnologías, permitiendo una estimación energética conjunta de estas utilizando las secciones anteriores.

4.6.2.4 Sección H2

La sección dedicada a la generación de H2 (ver Figura 12) permite calcular la potencia requerida y el costo asociado a la producción de este sector energético. El proceso de estimación se basa en cuatro variables que determinan la viabilidad técnica y económica del proyecto.

La primera variable es la cantidad de hidrógeno que se pretende producir, la cual establece el volumen objetivo de generación. Seguidamente, se incorpora el precio actual de la electricidad. El tercer parámetro considera el porcentaje de potencia proveniente de fuentes de ERNC y la red eléctrica. Finalmente, la selección del tipo de electrolizador completa la configuración, definiendo la tecnología específica que transformará la energía eléctrica en hidrógeno.

4.6.2.5 Sección Excel

Esta sección implementa una funcionalidad para el registro y seguimiento de los datos generados: un botón que genera un archivo Excel con el historial completo de

Cálculo de Generación ERNC y Producción de Hidrógeno

Archivo Excel: [Seleccionar archivo](#)

PV SOLAR

Tipo de panel:

Ingrese la potencia del panel (en Watts):

Cantidad de paneles:

EOLICA

Velocidad mínima de activación (m/s):

Diámetro del rotor (m):

Potencia límite del generador (en Watts):

Cantidad de Turbinas:

Tipo de electrolizador: Potencia Nominal Electrolizador (en Watts):

Máxima producción H2 (L/h):

[Calcular](#) [Download](#) [Avanzado](#)

Resultados:

GitHub

Versión 0.0.3-PRE-0

Figura 11: Menú sección Mixto de la calculadora.

Cálculo de Generación ERNC y Producción de Hidrógeno

Potencia Necesaria para Generación H2

Cantidad de H2 a producir:

Precio electricidad:

Porcentaje de potencia entregada (%):

Tipo de electrolizador:

[Calcular](#)

GitHub

Versión 0.0.3-PRE-0

Figura 12: Menú sección H2 de la calculadora.

los cálculos realizados. La herramienta no solo genera un registro, sino que también documenta la evolución temporal de los parámetros estudiados, proporcionando una trazabilidad de los resultados obtenidos en cada estimación de producción energética.

El archivo Excel resultante actúa como un repositorio que captura la información generada por la calculadora.

4.6.3. Resumen de resultados

El resumen de los cálculos realizados por la calculadora se presenta en el Anexo 6.1, donde se detallan los resultados numéricos. Las Figura 13 y 14 ofrecen una representación gráfica de estos resultados (para este caso global).

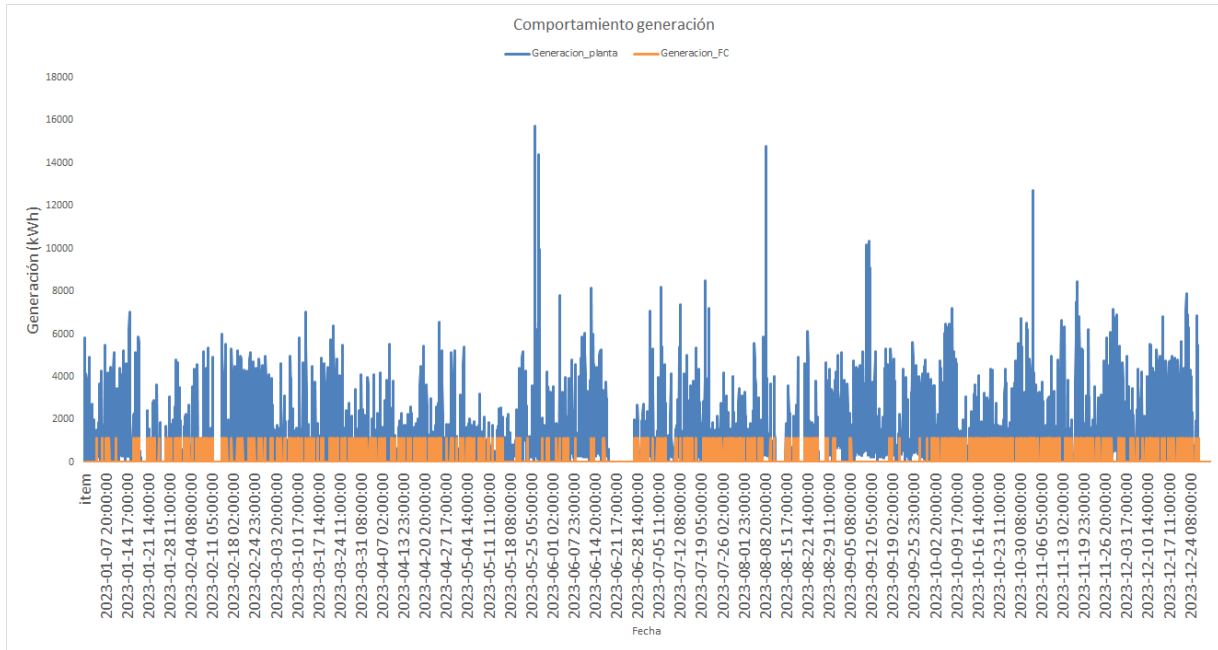


Figura 13: Comportamiento generación energético.

Los gráficos ilustran la evolución de la producción energética y la producción/ utilización de H2 bajo tres perspectivas temporales. En primer lugar, se presenta un análisis global que abarca el año completo de evaluación. Seguidamente, se muestra un análisis mensual centrado específicamente en el mes de noviembre. Finalmente, se incluye la representación de un día típico correspondiente al día 18-06, que permite visualizar el comportamiento en un periodo más reducido.

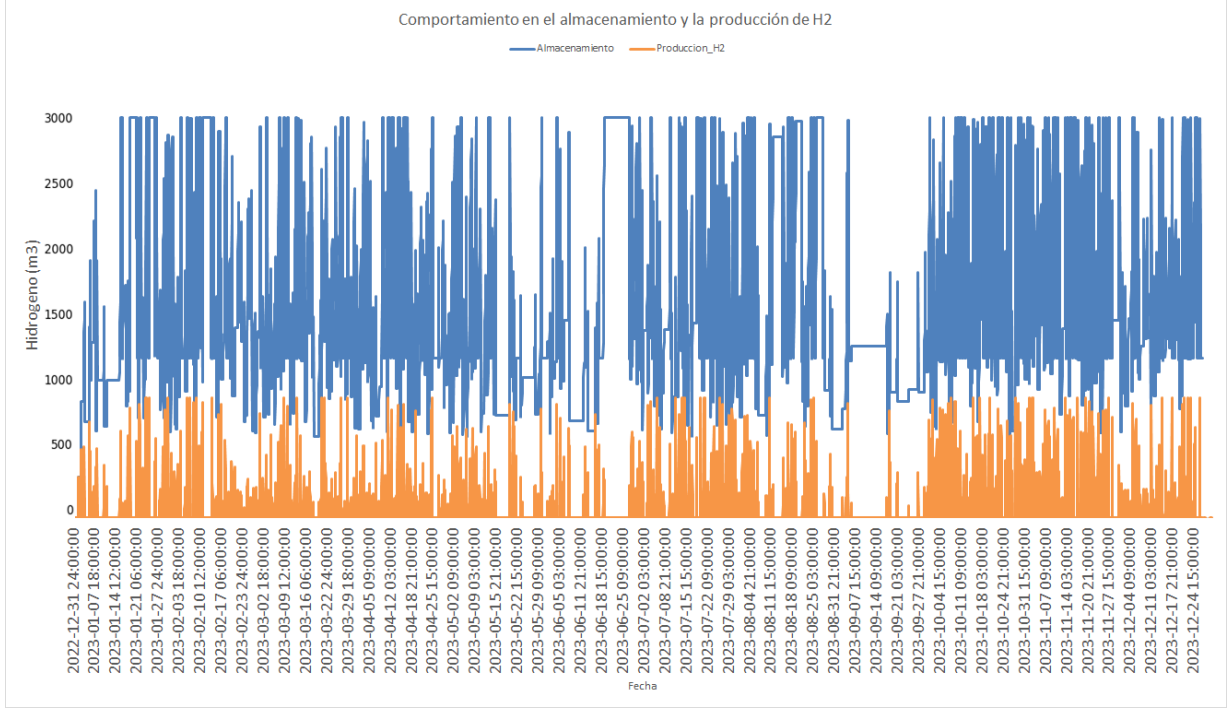


Figura 14: Comportamiento en el almacenamiento y producción de H2.

4.7. Evaluación

El análisis técnico-económico evalúa la viabilidad y sostenibilidad del proyecto a largo plazo. Se consideran aspectos como el rendimiento, eficiencia y confiabilidad del sistema, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento, y los ingresos generados por la venta de electricidad e hidrógeno. Para obtener una proyección de los costos de producción de energía y evaluar la viabilidad económica del proyecto de integración de energías renovables no convencionales con producción de hidrógeno, se emplean diversas métricas y metodologías de análisis financiero. El Costo Nivelado de Energía (LCOE) se utiliza como indicador principal para comparar diferentes tecnologías de generación eléctrica. Este se calcula considerando todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto en relación con la energía total producida, expresado como:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (6)$$

Donde $CAPEX$ representa la inversión inicial, $OPEX_t$ los costos de operación y mantenimiento en el año t , E_t la energía producida en el año t y r la tasa de descuento.

En el contexto de la producción de hidrógeno, el costo se evalúa considerando tanto los aspectos energéticos como los equipos específicos requeridos:

$$LCOH = \frac{CAPEX_{electrolizador} + \sum \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum \frac{H_t}{(1+r)^t}} \quad (7)$$

Esta fórmula incorpora los costos de capital del electrolizador ($CAPEX_{electrolizador}$), la capacidad anual de producción, la vida útil del equipo y los costos operativos asociados ($OPEX_{electrolizador}$)

Para evaluar la rentabilidad global del proyecto, se utiliza el Valor Actual Neto (VAN), que considera los flujos de caja futuros descontados a una tasa determinada:

$$VAN = -I_0 + \sum \frac{FC_t}{(1-r)^t} \quad (8)$$

Donde I_0 es la inversión inicial y FC_t representa el flujo de caja en el año t . Complementariamente, la Tasa Interna de Retorno (TIR) se calcula para determinar la tasa de rentabilidad del proyecto. La TIR se define como la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero:

$$-I_0 + \sum \frac{FC_t}{(1-r)^t} = 0 \quad (9)$$

La evaluación económica del proyecto se realiza considerando varios factores para obtener una proyección realista de los costos y beneficios a lo largo de la vida útil del sistema. Comenzando con los equipos que se irá a trabajar (Tabla 2) los cuales se pueden encontrar en el mercado. Se establece un horizonte de evaluación de 20 años, que es típico para proyectos de energías renovables.

Un aspecto es la degradación de los equipos, que se estima en un 0.5 % anual en promedio. Esto afecta principalmente a los paneles solares y turbinas eólicas, cuya eficiencia y producción disminuyen gradualmente con el tiempo debido al desgaste y factores ambientales. Esta tasa de degradación se aplica a la generación anual de energía, lo que impacta directamente en los ingresos proyectados.

Para la evaluación de la producción energética, se utiliza como referencia el día 18 de junio como día característico, debido a la alta generación observada en San Antonio durante este período. Esto permite capturar un escenario favorable de producción, aunque es importante notar que la generación puede variar significativamente a lo largo del año. Adicionalmente, se considera noviembre como el mes característico para la evaluación.

En cuanto a los costos operativos, se aplica un aumento anual del 3 % para reflejar la inflación y el incremento gradual en los costos de mantenimiento y operaciones, junto con un aumento de un 0.328 % del índice de crecimiento anual del precio PMM SEN (Figura 15), con un costo del mes de junio 104,49(CLP/kWh) y en consecuencia 0,109(USD/kWh) (con valor del dolar de 956(CLP)).

Para evaluar la viabilidad y el rendimiento del proyecto se desarrolló diversas configuraciones del sistema, el cual viene dado para plantas de 29, 35(MW) y 31, 5(MW), donde se presenta cada configuración en el Cuadro 3.

Tabla 2: Comparación de componentes energéticos. [58]

Componentes	Potencia nominal	Eficiencia	Costo inicial	Costo de mantenimiento	Tiempo de vida
PV monocristilino	500 (W)	13 %	874 (USD/kW)	9 (USD/kW)	20 años
PV policristilino	260 (W)	11 %	715 (USD/kW)	9 (USD/kW)	20 años
Turbina	4,2 (MW)	-	1534 (USD/kW)	9 (USD/kW)	20 años
Turbina	3,45 (MW)	-	1534 (USD/kW)	9 (USD/kW)	20 años
PEM	174 (kW)	75 %	950 (USD/kW)	9 (USD/kW)	10 años
AWE	100 (kW)	65 %	800 (USD/kW)	9 (USD/kW)	10 años
PEMFC	5 (kW)	40 %	1800 (USD/kW)	9 (USD/kW)	10 años
AFC	3,33 (kW)	50 %	1100 (USD/kW)	9 (USD/kW)	10 años
Estanque	3000 (m ³)	-	450 (USD/m ³)	-	-

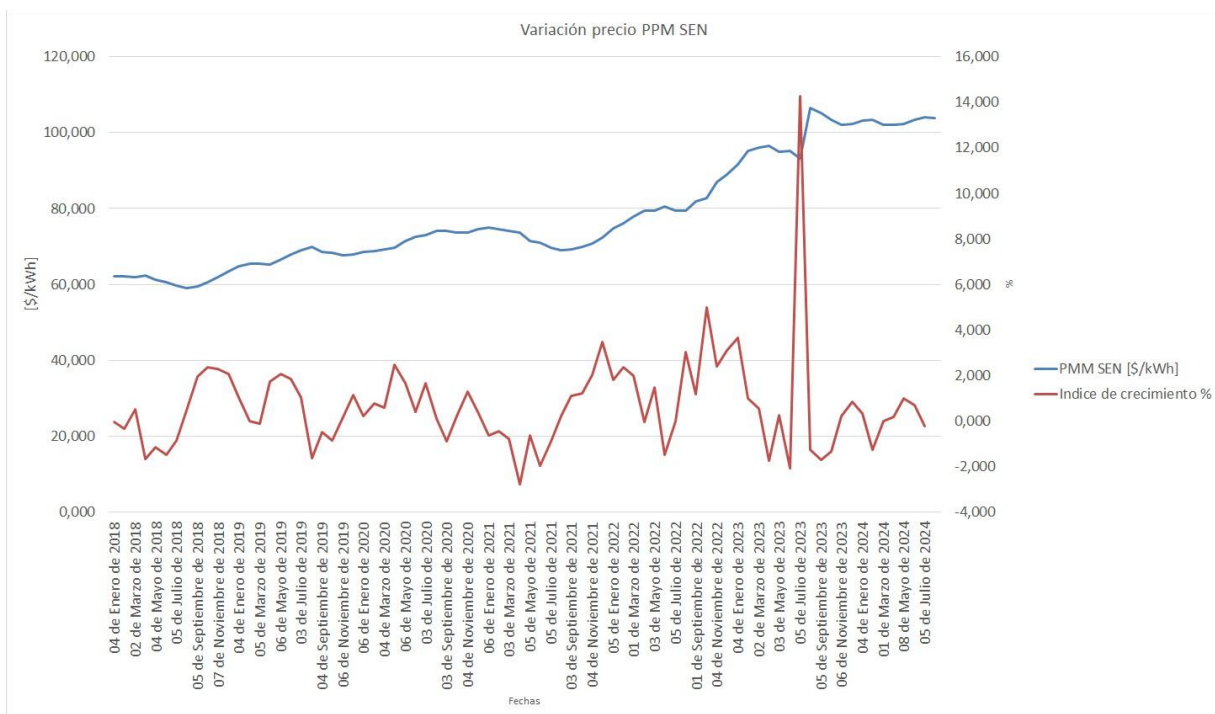


Figura 15: Evolución precio PMM SEN e Índice de crecimiento desde diciembre 2017 hasta julio 2024. [57]

Tabla 3: Comparación de las diferentes configuraciones tecnológicas.

Tecnología	Potencia unitaria	Cantidad	Tipo tecnología	Configuración									
				A-1	A-2	A-3	A-4	A-5	B-1	B-2	B-3	B-5	
Solar	500 (W)	6000	monocristalino	X	X	X	X	X					
Solar	260 (W)	11539	policristalino						X	X	X	X	
Eólica	4,2 (MW)	6	Onshore	X	X	X	X		X	X	X		
Eólica	3,45 (MW)	8	Onshore					X				X	
Electrolizador	174 (kW)	30	PEM	X			X	X	X		X	X	
Electrolizador	100 (kW)	40	Alcalino		X	X				X			
FC	5 (kW)	230	PEMFC	X	X				X	X			
FC	3,33 (kW)	270	AFC			X	X	X			X	X	
Estanque	-	3000 (m³)	-	X	X	X	X	X	X	X	X	X	

El dimensionamiento de la planta ERNC se basa en un criterio que toma en cuenta diversos factores, incluyendo proyectos similares en la región y las características específicas del área donde se planea la instalación.

Para la planta solar, se considera un promedio de 3 (MW) de capacidad instalada. Este dimensionamiento se fundamenta en el análisis de plantas solares existentes en

la región [59]. Estas instalaciones han demostrado ser eficientes y económicamente viables en condiciones similares de radiación solar y topografía.

En cuanto a la planta eólica, se proyecta una capacidad de aproximadamente 25 (MW). Este dimensionamiento se basa cerca de la mitad de la potencia de un proyecto eólico de referencia [60]. La decisión de utilizar la mitad de la capacidad de un proyecto existente permite una mayor flexibilidad en la implementación y reduce los riesgos asociados con una inversión inicial más grande.

4.8. Descripción puntos de estudio

Tal como se muestra en la Figura (16), se presentan los seis puntos de estudios que representan la diversidad geográfica y climática de la región de Valparaíso, abarcando desde la insular Isla de Pascua hasta zonas costeras, valles interiores y áreas precordillera.

- a) **San Antonio (33.61°S, 71.53°O):** San Antonio, importante puerto en la costa central de Chile, ofrece un escenario interesante para la implementación de energías renovables. Su clima mediterráneo costero se caracteriza por temperaturas moderadas, con un promedio anual de alrededor de (14°C). La ciudad recibe una radiación solar global horizontal promedio de aproximadamente 4.8 (kWh/m²/día), con una marcada variación estacional. Los recursos eólicos en San Antonio son considerables, con velocidades de viento promedio de 6-8 (m/s), particularmente favorables en las zonas costeras y elevadas cercanas. La presencia del puerto ofrece oportunidades únicas para la integración de energías renovables en operaciones marítimas y logísticas, potencialmente reduciendo la huella de carbono de estas actividades. Además, la proximidad a centros industriales y urbanos hace de San Antonio un punto estratégico para la producción de hidrógeno verde, que podría ser utilizado tanto en aplicaciones industriales como en el transporte marítimo.
- b) **Concón (32.95°S, 71.46°O):** Concón presenta un microclima particular dentro de la región de Valparaíso. Su ubicación costera le confiere temperaturas moderadas durante todo el año, con un promedio anual de alrededor de 15°C). La ciudad recibe una radiación solar global horizontal promedio de aproximadamente 4.7 (kWh/m²/día), ligeramente inferior a otras zonas de la región debido a la influencia marítima y la ocasional presencia de niebla costera. Los recursos eólicos en Viña del Mar son moderados, con velocidades de viento promedio de 5-7 (m/s), siendo más intensos en las zonas altas y expuestas de la ciudad. El carácter turístico y residencial de Viña del Mar presenta oportunidades únicas para la implementación de sistemas de energía renovable distribuida, como instalaciones solares en edificios y hoteles. Además, la cercanía a centros universitarios y de investigación ofrece posibilidades de colaboración en proyectos piloto y desarrollo de nuevas tecnologías en energías renovables y producción de hidrógeno verde.

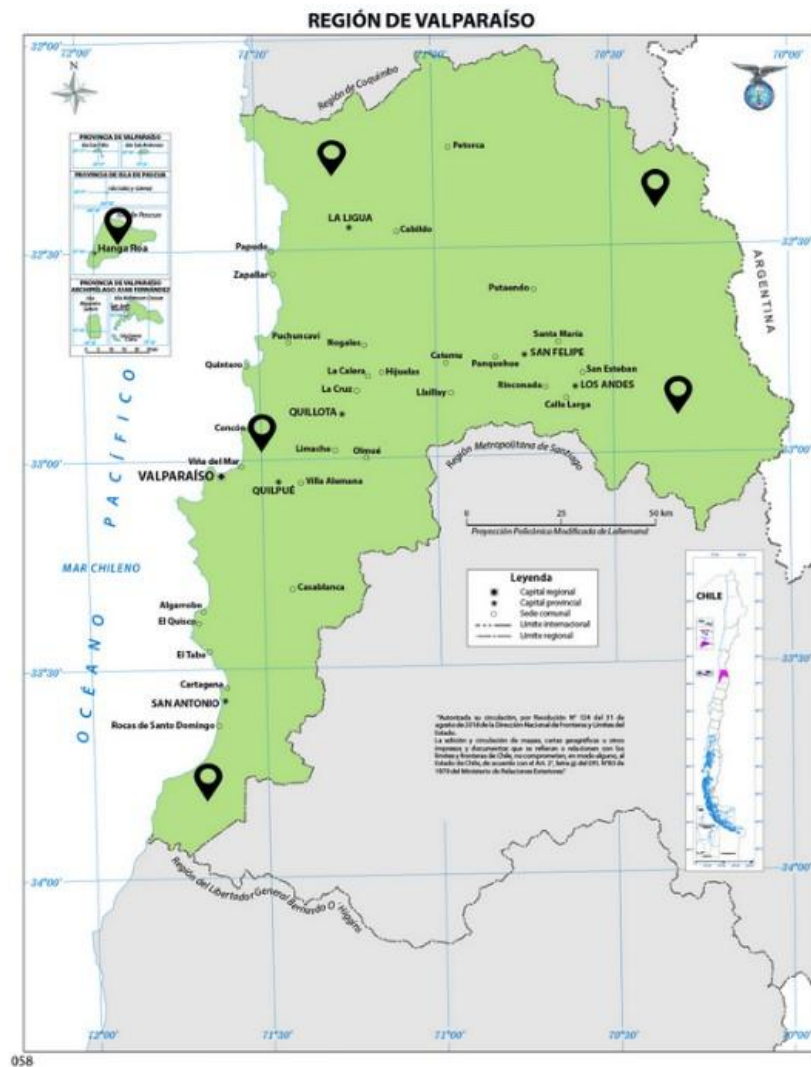


Figura 16: Mapa que ilustra las ubicaciones de los puntos a estudiar. [61]

- c) **Los Andes (32.79°S, 70.45°O):** Los Andes, ubicada en el valle del Aconcagua al pie de la Cordillera de los Andes, presenta condiciones geográficas y climáticas distintivas. Su clima mediterráneo interior se caracteriza por mayores amplitudes térmicas, con temperaturas que pueden oscilar entre los 0(°C) en invierno y superar los 30(°C) en verano. La ciudad recibe una radiación solar global horizontal promedio de aproximadamente 5.2 (kWh/m²/día), beneficiándose de cielos despejados y alta altitud. Los recursos eólicos en Los Andes son moderados a bajos en el valle, con velocidades de viento promedio de 3-5 m/s, aunque aumentan significativamente en las zonas montañosas circundantes. La topografía montañosa ofrece oportunidades para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos de pequeña escala, complementando otras formas de energía renovable. La presencia de industrias mineras y agrícolas en la zona presenta un potencial significativo para la aplicación de energías renovables y la producción de hidrógeno verde en procesos industriales, contribuyendo a la descarbonización de estos sectores económicos clave.
- d) **San Felipe (32.38°S, 70.32°O):** San Felipe, situada en el corazón del Valle del Aconcagua, presenta condiciones favorables para el desarrollo de energías renovables. Su clima mediterráneo continental se caracteriza por veranos cálidos y secos e inviernos frescos, con una temperatura media anual de alrededor de 16°C. La ciudad recibe una radiación solar global horizontal promedio de aproximadamente 5.3 (kWh/m²/día), beneficiándose de numerosos días despejados a lo largo del año. Los recursos eólicos en San Felipe son moderados, con velocidades de viento promedio de 4-6 (m/s), aunque pueden ser más intensos en las áreas elevadas circundantes. La importante actividad agrícola de la zona ofrece oportunidades únicas para la integración de energías renovables en sistemas de riego y procesamiento agrícola. Además, la presencia de industrias agroalimentarias presenta un potencial significativo para la implementación de sistemas de cogeneración y el uso de biomasa residual agrícola como fuente de energía renovable, contribuyendo a una economía circular en el sector agroindustrial.
- e) **La Ligua (32.28°S, 71.40°O):** La Ligua, ubicada en la zona norte de la región de Valparaíso, presenta un clima de transición entre mediterráneo y semiárido. La ciudad experimenta temperaturas moderadas, con un promedio anual de alrededor de 15(°C), y una marcada oscilación térmica diaria. La Ligua recibe una radiación solar global horizontal promedio de aproximadamente 5.0 (kWh/m²/día), con condiciones particularmente favorables para la energía solar durante los meses de verano. Los recursos eólicos en La Ligua son moderados a buenos, con velocidades de viento promedio de 5-7 (m/s), siendo más intensos en las zonas costeras cercanas y en las elevaciones circundantes. La ciudad y sus alrededores han enfrentado desafíos relacionados con la escasez hídrica, lo que hace especialmente relevante la implementación de tecnologías de energía renovable para la desalinización de agua de mar y el bombeo de agua. Además, la presencia de pequeñas y medianas industrias, particularmente en el sector textil, ofrece oportunidades para la integración de sistemas de energía renovable en procesos productivos.

5. Resultados

Los resultados se estructuran en torno a las opciones de evaluación presentadas anteriormente (A-1 a A-5 y B-1, B-3 y B-5), abarcando cinco localidades en la región: San Antonio, Concón, Los Andes, San Felipe y La Ligua. Cada configuración ha sido analizada considerando factores críticos como la generación anual de energía, generación en un día característico, generación en un mes característico, producción de hidrógeno, costos de operación y mantenimiento, y los indicadores claves financieros como el VAN y el TIR. El objetivo es determinar la mejor opción, considerando tanto la eficiencia energética como la viabilidad económica. El análisis se estructura en torno a los siguientes parámetros:

- Generación energética anual
- Capacidad de producción de hidrógeno
- Costos operativos y de mantenimiento
- Rendimiento financiero (VAN y TIR)
- Perfiles de generación diarios y mensuales
- Costos nivelados de energía (LCOE) e hidrógeno (LCOH)

5.1. Análisis comparativo de las Configuraciones

Este primer análisis permite la identificación de las opciones más prometedoras y las menos favorables, sentando las bases para un análisis más detallado de las configuraciones seleccionadas. Dada la complejidad y el alcance del estudio, que abarca múltiples localidades y configuraciones, se generó una cantidad considerable de datos, incluyendo numerosas gráficas, tablas comparativas y flujos de caja detallados, lo cual no hace viable colocar todas juntas en esta sección. Por esta razón, es que se optó un enfoque estratégico. Inicialmente, realizamos simulaciones completas para cada escenario, generando los flujos de caja. A partir de los flujos de caja y los correspondientes CAPEX para cada localidad y configuración, extraemos los indicadores financieros clave: VAN y TIR. Así, este enfoque nos permite destilar la cantidad de datos en métricas comparables, facilitando la identificación de las configuraciones más prometedoras para cada locación.

5.1.1. Evaluación VAN y TIR

En esta sección, se presentan los resultados del VAN y la TIR para todas las configuraciones evaluadas en cada una de las cinco localidades, tal como se presenta en el Gráfico (17). Al centrarnos en estos indicadores financieros, podemos realizar una evaluación de la viabilidad de cada posible proyecto.

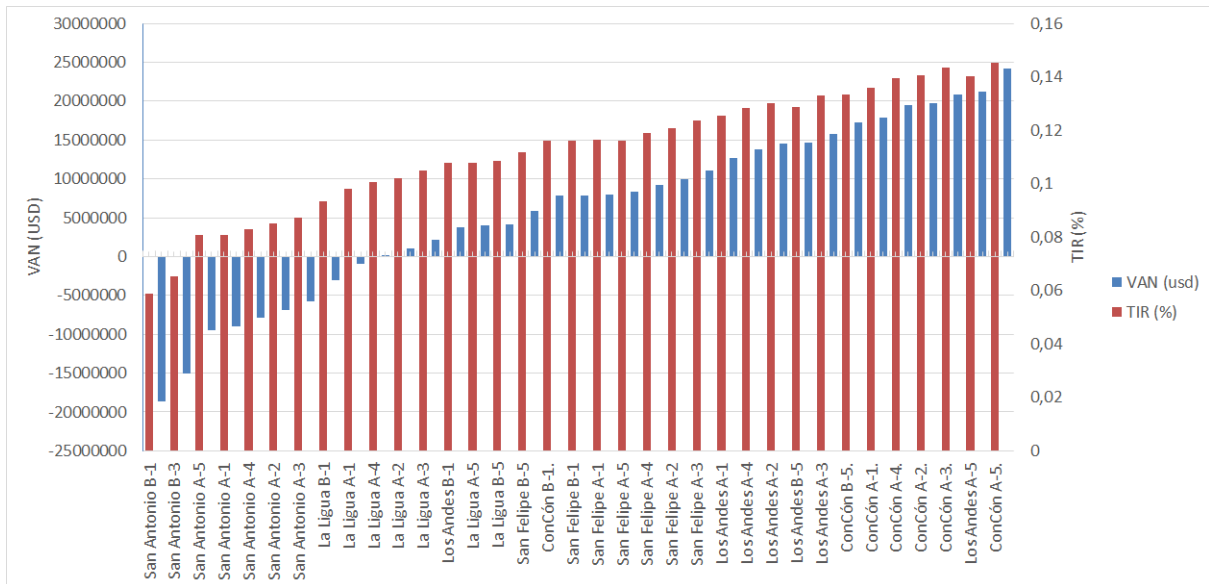


Figura 17: Indicadores VAN y TIR de las diferentes localidades y configuraciones.

5.2. Perfiles de generación y almacenamiento de H₂

Para la selección de las configuraciones a analizar en detalle, nos basamos en el Gráfico (17), que ofrece una visión integral del desempeño financiero de todas las opciones evaluadas. Este enfoque nos permite identificar tres configuraciones clave que representan el espectro completo de rendimiento del proyecto: el perfil con el mejor desempeño económico, una opción intermedia que refleja un equilibrio entre costos y beneficios, y la configuración menos favorable. Esta selección nos permite examinar los factores que influyen en el éxito, la viabilidad y los desafíos potenciales de cada escenario, proporcionando así una comprensión de las diversas posibilidades.

Observando el gráfico, podemos observar las siguientes tendencias:

- **Variación por locación:** Es evidente que el desempeño de cada configuración varía según su ubicación. Esto subraya la importancia de considerar las condiciones locales específicas al momento de planificar un proyecto de ERNC.
- **Desempeño destacado:** La configuración A-5 en Concón muestra un VAN más alto y una TIR atractiva, lo que la posiciona como la opción más prometedora en términos financieros.

- **Rendimiento consistente:** Las configuraciones de la serie A tienden a tener un mejor desempeño en general en comparación con las de serie B. Esto sugiere que las características técnicas de la serie A (como el uso de paneles solares monocristalinos) podrían ser más adecuadas para las condiciones de la región.
- **Desempeño variable en B-1:** La configuración B-1 muestra un rendimiento particularmente bajo en San Antonio, pero mejora significativamente en otras localidades como Los Andes. Esto resalta cómo una misma configuración puede tener resultados muy diferentes dependiendo de las condiciones locales.
- **Influencia de la tecnología:** Las configuraciones que utilizan turbinas eólicas de mayor capacidad (como la A-5 con turbinas de 3.45 (MW)) tienden a mostrar mejores resultados financieros, especialmente en ubicaciones costeras donde los recursos eólicos son más abundantes.
- **Desempeño en zonas interiores:** Las localidades interiores como Los Andes y San Felipe muestran patrones de desempeño diferentes a las zonas costeras, con algunas configuraciones (como la B-5) teniendo un mejor rendimiento relativo en estas áreas.

5.2.1. Perfil con mejor desempeño

La configuración A-5 en Concón emerge como la opción con el mejor desempeño financiero, lo cual se refleja en sus perfiles de generación y almacenamiento de hidrógeno. Analizando las Figuras (18 y 19), observamos patrones que explican este rendimiento superior.

En la Figura (18), el perfil de generación muestra una complementariedad notable entre la energía solar y eólica. Durante las horas diurnas, la generación solar domina, alcanzando picos alrededor del mediodía. Por otro lado, la generación eólica muestra una tendencia a ser más fuerte durante la noche y las primeras horas de la mañana. Esta complementariedad resulta en una producción de energía más estable y constante a lo largo del día.

La generación total muestra fluctuaciones estacionales, con mayor producción durante los meses de verano (diciembre a febrero) debido a la mayor radiación solar. Sin embargo, la contribución eólica ayuda a mantener niveles significativos de generación incluso en los meses de invierno. La Figura (19) ilustra cómo esta generación se traduce en almacenamiento de hidrógeno. Observamos ciclos diarios de acumulación y uso, con incrementos durante las horas de alta generación y disminuciones en períodos de baja producción o alta demanda. La capacidad de almacenamiento parece ser adecuada para manejar estas fluctuaciones diarias, manteniendo un nivel de reserva constante.

En el sistema se refleja la capacidad de mantener un nivel de almacenamiento relativamente estable a lo largo del año, a pesar de las variaciones estacionales en la generación. Esto sugiere un buen equilibrio entre producción, almacenamiento y uso del hidrógeno.

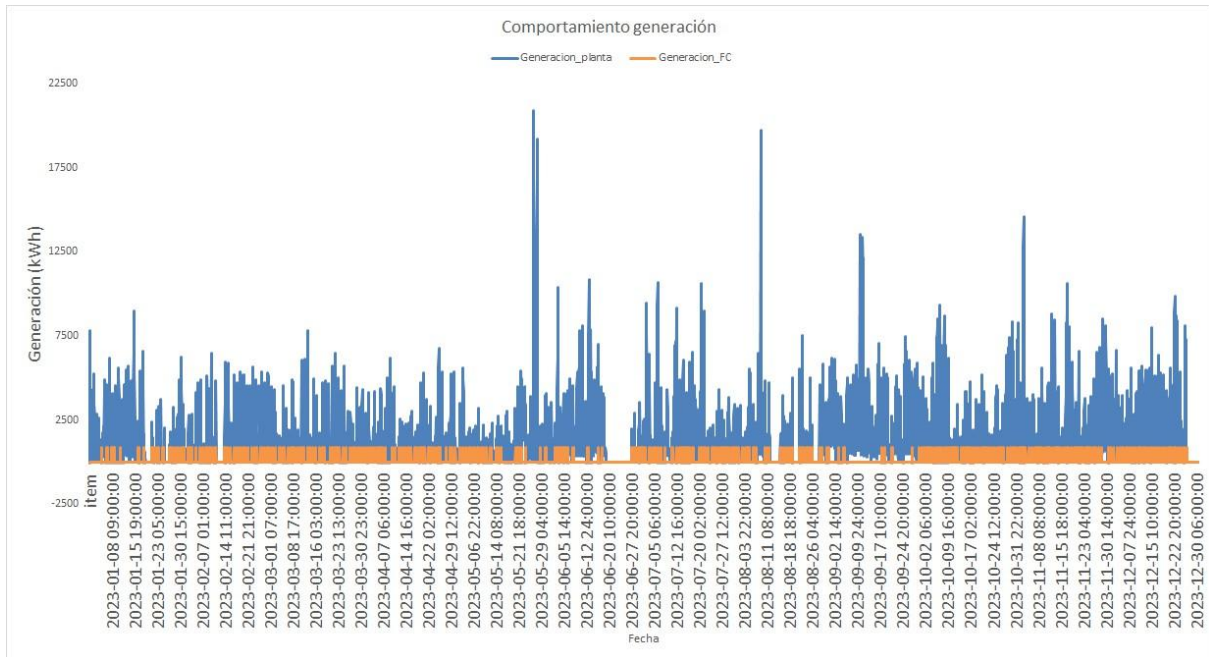


Figura 18: Comportamiento generación Opción A-5 ConCón.

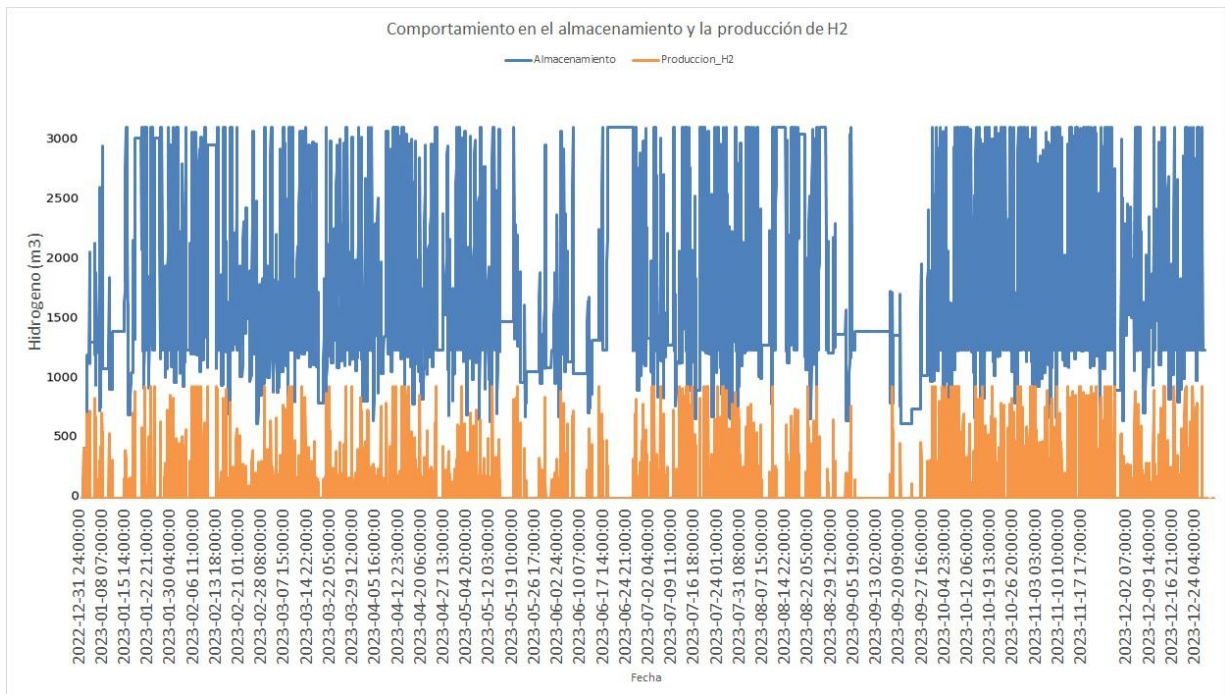


Figura 19: Comportamiento almacenamiento H2 Opción A-5 ConCón.

Tabla 4: CAPEX Concón Opción A-5 Planta

Descripción	Subdescripción	Potencia (kW)	Cantidad	Precio (USD/kW o USD/m ³)	Coste (USD)
Central Generadora	Generación eólica	3.450	8	1.534	42.338.400,00
	Generación solar	0,5	6.000	874	2.622.000,00
	Generación FC	3,33	270	1.100	989.010,00
Central H2	Electrolizador	174	30	950	4.959.000,00
Almacenamiento	Estanque (m ³)	-	3.000	600	1.800.000,00
Obras Civiles	Generación eólico (30 %)	-	-	-	12.701.520,00
	Generación solar (50 %)	-	-	-	1.311.000,00
	Generación FC (15 %)	-	-	-	148.351,50
	Electrolizadores (15 %)	-	-	-	743.850,00
	Almacenamiento (15 %)	-	-	-	180.000,00
	Terreno	-	87,41	-	8.959.320,00
Coste inversión total					76.752.451,50

5.2.2. Perfil con desempeño intermedio

La configuración A-4 en La Ligua representa un caso de rendimiento intermedio. Analizando la Figura (20), notamos que el perfil de generación muestra una dependencia significativa de la energía solar, con picos pronunciados durante las horas de luz diurna. La contribución eólica, aunque presente, parece ser menos dominante que en el caso de Concón. Esto podría atribuirse a la ubicación más interior de La Ligua, donde los vientos podrían ser menos constantes o fuertes.

Las fluctuaciones estacionales son más evidentes en este perfil, con una marcada diferencia entre la generación de verano e invierno. Esto sugiere que el sistema podría enfrentar desafíos para mantener una producción constante durante todo el año, lo que podría afectar su eficiencia global y rentabilidad.

La Figura (21) muestra el perfil de almacenamiento de hidrógeno correspondiente. Observamos ciclos de carga y descarga más pronunciados que en el caso de Concón, lo que indica una mayor variabilidad en la producción y demanda. El sistema parece operar cerca de su capacidad máxima de almacenamiento durante los períodos de alta generación, lo que podría limitar su capacidad para aprovechar plenamente los excedentes de energía en ciertos momentos.

Comparado con el perfil de mejor desempeño, este sistema muestra una mayor sensibilidad a las variaciones diarias y estacionales. Esto podría explicar su rendimiento financiero intermedio, ya que la menor estabilidad en la producción y almacenamiento podría traducirse en una eficiencia operativa reducida y potencialmente mayores costos de mantenimiento.

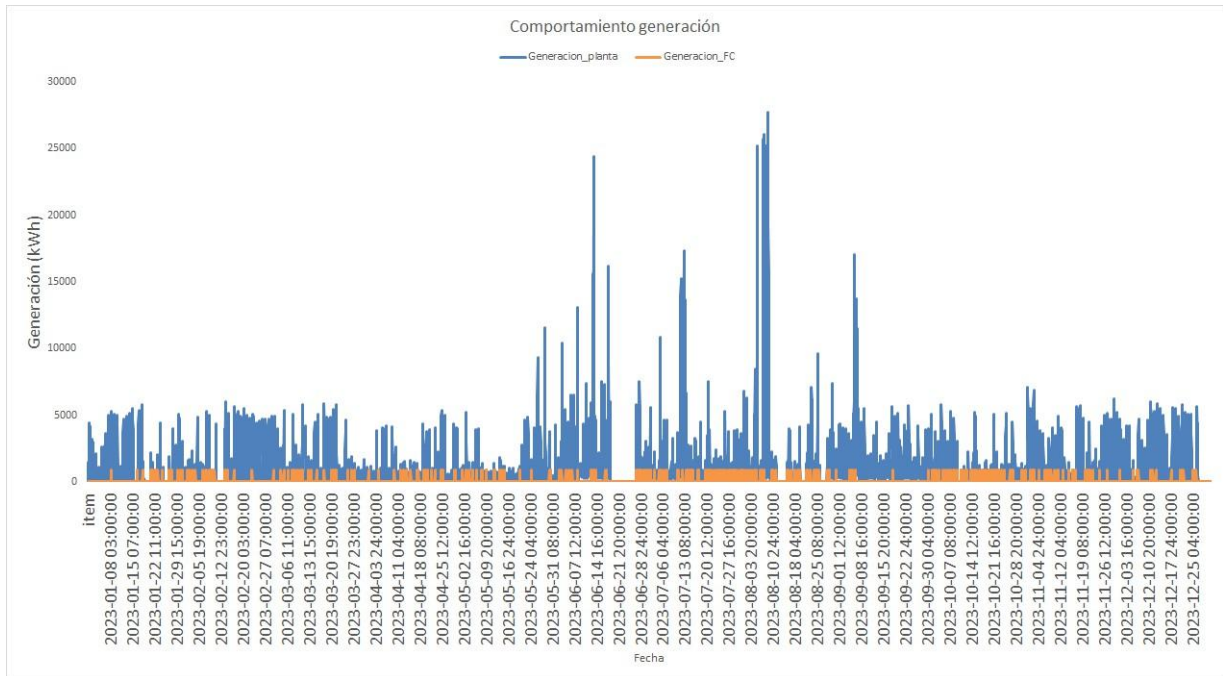


Figura 20: Comportamiento generación Opción A-4 La Liga.

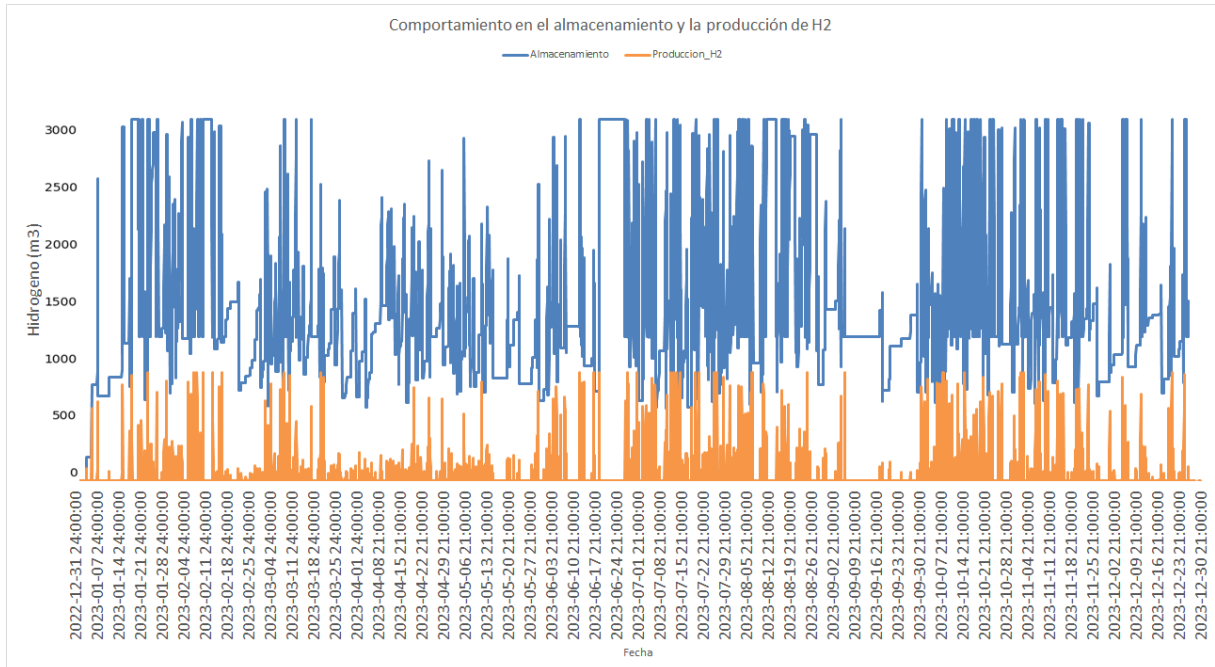


Figura 21: Comportamiento almacenamiento H2 Opción A-4 La Liga.

Tabla 5: CAPEX La Ligua Opción A-4 Planta

Descripción	Subdescripción	Potencia (kW)	Cantidad	Precio (USD/kW o USD/m³)	Coste (USD)
Central Generadora	Generación eólica	4.200	6	1.534	38.656.800,00
	Generación solar	0,5	6.000	874	2.622.000,00
	Generación FC	3,33	270	1.100	989.010,00
Central H2	Electrolizador	174	30	950	4.959.000,00
Almacenamiento	Estanque (m³)	-	3.000	450	1.350.000,00
Obras Civiles	Generación eólico (30 %)	-	-	-	11.597.040,00
	Generación solar (50 %)	-	-	-	1.311.000,00
	Generación FC (15 %)	-	-	-	148.351,50
	Electrolizadores (15 %)	-	-	-	743.850,00
	Almacenamiento (15 %)	-	-	-	135.000,00
	Terreno	-	80,50	-	8.250.840,00
Coste inversión total					70.762.891,50

5.2.3. Perfil con desempeño más bajo

La configuración B-1 en San Antonio se presenta como la opción con el rendimiento más bajo entre las analizadas, proporcionando importantes lecciones sobre los factores que pueden limitar la eficacia de un sistema de energía renovable e hidrógeno. Examinando la Figura (22), se observa un perfil de generación con una fuerte dependencia de la energía solar, evidenciada por picos pronunciados durante las horas diurnas. La contribución eólica parece ser menos significativa y más variable que en las otras configuraciones analizadas. Esta predominancia solar podría explicarse por el uso de paneles solares policristalinos que, aunque son más económicos, tienden a ser menos eficientes que los monocristalinos utilizados en otras configuraciones.

Las fluctuaciones estacionales son muy marcadas, con una producción significativamente menor durante los meses de invierno. Esto sugiere que el sistema podría tener dificultades para mantener una producción estable a lo largo del año, lo que afectaría negativamente su rentabilidad y eficiencia operativa.

La Figura (23) muestra el perfil de almacenamiento de hidrógeno, que refleja las inconsistencias en la generación. Se observan ciclos de carga y descarga más erráticos, con períodos en los que el almacenamiento se acerca a niveles críticos bajos. Esto indica que el sistema podría tener dificultades para mantener un suministro constante de hidrógeno, especialmente durante períodos de baja generación.

La ubicación en San Antonio, a pesar de ser costera, no parece ofrecer las condiciones óptimas para esta configuración específica. Es posible que factores locales como patrones de viento irregulares o períodos de nubosidad afecten negativamente el rendimiento del sistema.

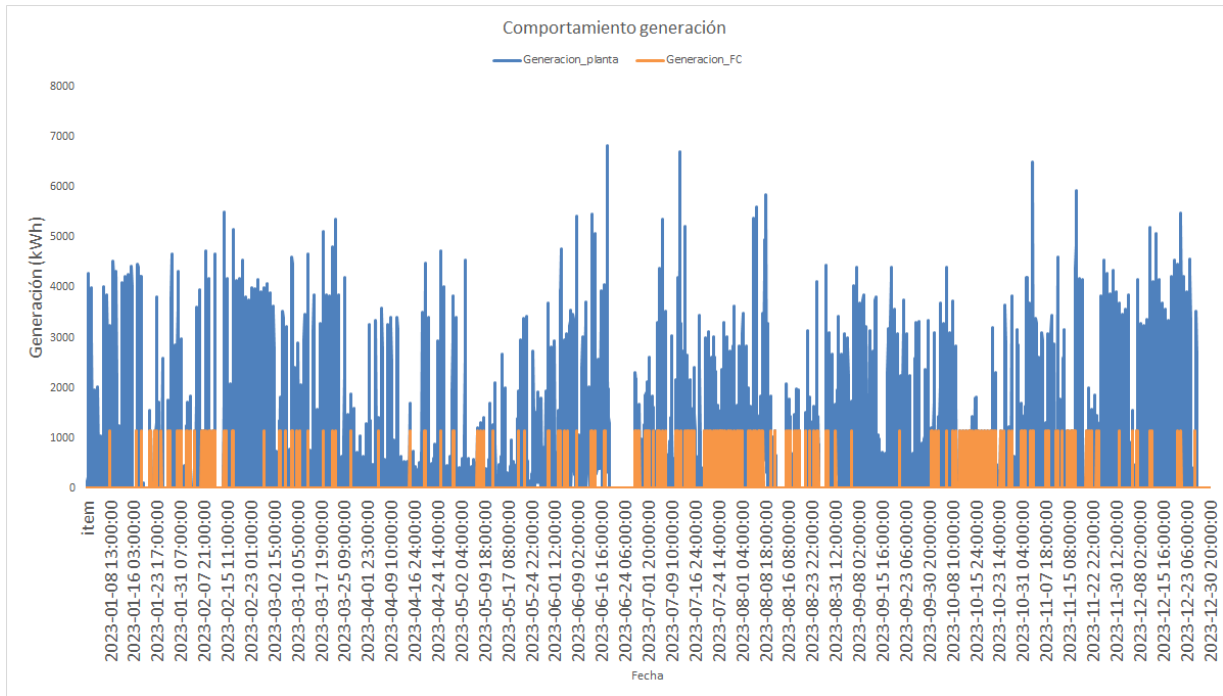


Figura 22: Comportamiento generación Opción B-1 San Antonio.

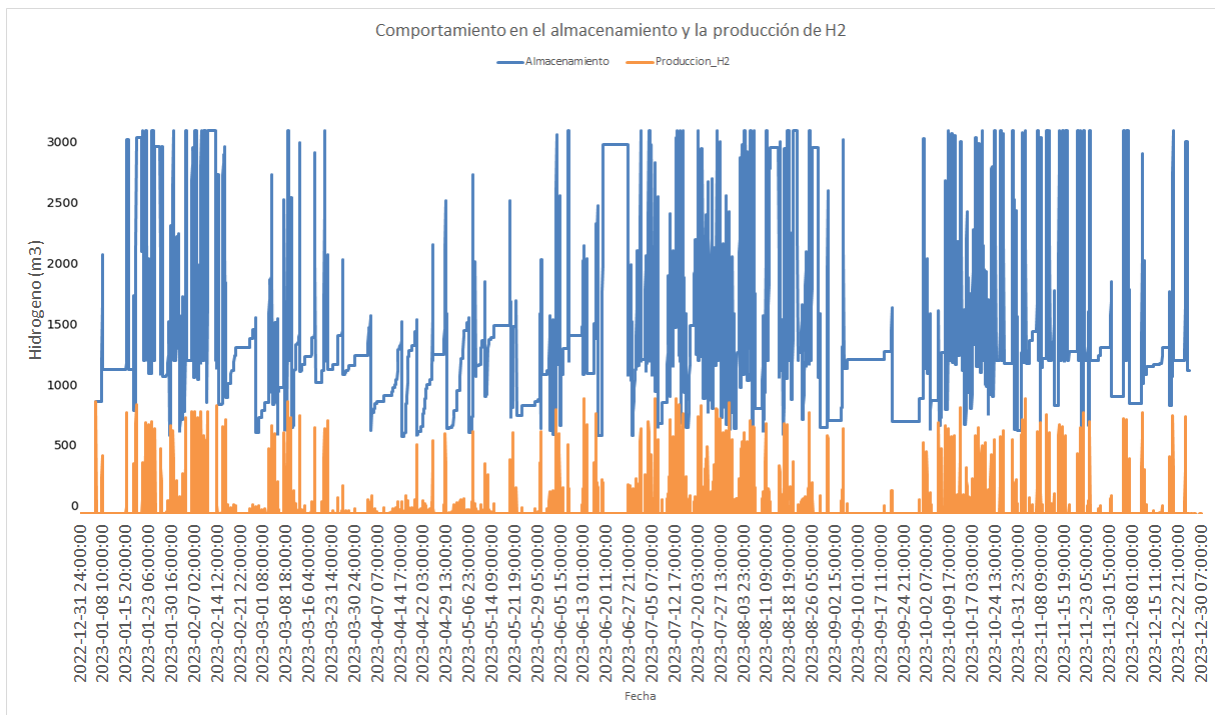


Figura 23: Comportamiento almacenamiento H2 Opción B-1 San Antonio.

Tabla 6: CAPEX San Antonio Opción B-1 Planta

Descripción	Subdescripción	Potencia (kW)	Cantidad	Precio (USD/kW o USD/m³)	Coste (USD)
Central Generadora	Generación eólica	4.200	6	1.534	38.656.800,00
	Generación solar	0,26	11.539	715	2.145.100,10
	Generación FC	5	230	1.800	2.070.000,00
Central H2	Electrolizador	174	30	950	4.959.000,00
Almacenamiento	Estanque (m³)	-	3.000	450	1.350.000,00
Obras Civiles	Generación eólico (30 %)	-	-	-	11.597.040,00
	Generación solar (50 %)	-	-	-	1.072.550,05
	Generación FC (15 %)	-	-	-	310.500,00
	Electrolizadores (15 %)	-	-	-	743.850,00
	Almacenamiento (15 %)	-	-	-	135.000,00
	Terreno	-	88,42	-	9.062.715,77
Coste inversión total					72.102.555,92

5.3. Análisis de Costos Nivelados

El Gráfico (24) presenta una comparación del Costo Nivelado de Energía (LCOE) y el Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) para las diferentes configuraciones evaluadas. Es fundamental realizar un análisis que permita comprender la eficiencia económica de cada opción a largo plazo.

Se presenta que la configuración A-5 en Concón, que mostró el mejor desempeño financiero general, también presenta uno de los LCOE más bajos. Esto indica una alta eficiencia en la generación de energía, probablemente debido a la combinación óptima de energía solar y eólica. Su LCOH también es competitivo, sugiriendo una producción de hidrógeno costo-efectiva en comparación a las otras configuraciones evaluadas.

En contraste, la opción B-1 en San Antonio muestra los costos nivelados más altos tanto para energía como para hidrógeno. Esto se alinea con su bajo rendimiento financiero y refleja la menor eficiencia en la generación y conversión de energía.

Las configuraciones intermedias, como A-4 en La Ligua, presentan costos nivelados que se sitúan entre estos extremos. Esto subraya cómo las variaciones en el diseño del sistema y las condiciones locales impactan directamente en la economía de la producción de energía e hidrógeno. Es notable que las configuraciones con mayor capacidad eólica tienden a tener LCOE más bajos, lo que sugiere que la energía eólica podría ser particularmente costo-efectiva en la región.

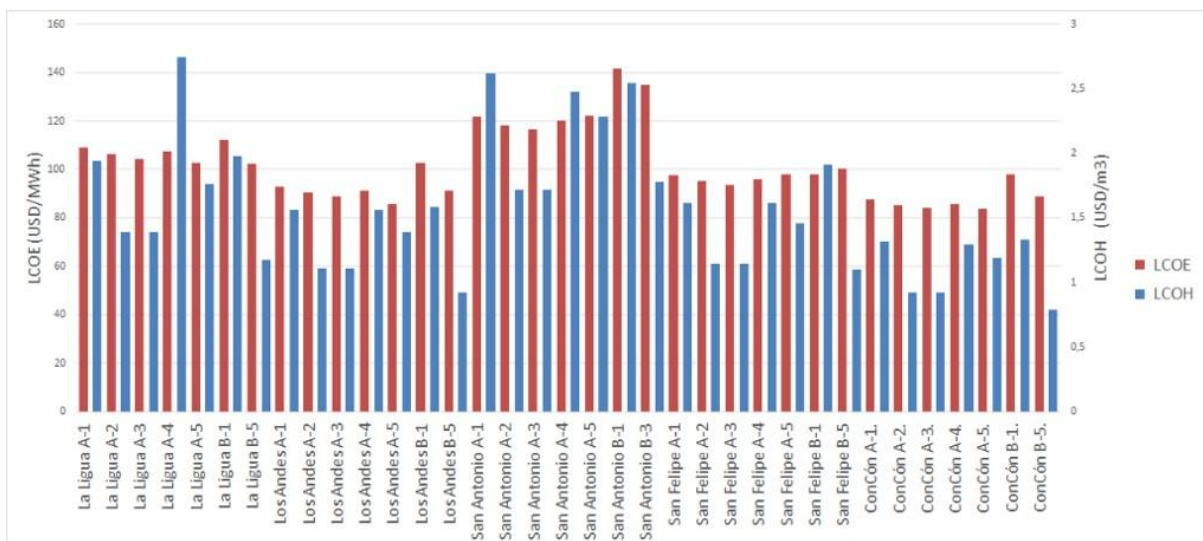


Figura 24: Costos de nivelación energético y H2.

Si se analizan los resultados obtenidos con otros trabajos de investigación:

Tabla 7: Costos de nivelación energético y H2 de diferentes proyectos.

Estudio / ref	LCOE (USD/MWh)	LCOH (USD/kg)
Concón Opción A-5	83.58	13.37
Concón Opción A-5	88.9	8.87
Renaudineau [62]	-	6.86
Behar [63]	44.26	-
Macía [64]	59.55	-

El análisis revela que la configuración A-5 en Concón presenta un LCOE notablemente alto en comparación con dos estudios (Behar y Macía) realizados en la región de Valparaíso. Estas variaciones pueden atribuirse a la implementación de diversas tecnologías y dependiendo del sector en donde se realizó el estudio en la región. Ahora considerando el análisis de LCOH, el estudio que realizó Renaudineau se presenta como la opción más rentable en comparación a las configuraciones que se estudiaron, esto debido al uso exclusivo de la energía solar, lo que provoca la reducción del LCOH.

5.4. Comparación de CAPEX

Analizando las tablas de CAPEX (Tablas 4, 5 y 6) para las tres configuraciones seleccionadas, se revelan diferencias en la estructura de costos iniciales:

- La configuración A-5 en Concón (Tabla 4) muestra la inversión inicial más alta, principalmente debido al mayor número de turbinas eólicas de gran capacidad. Sin embargo, este alto CAPEX se justifica por su superior rendimiento financiero a largo plazo.
- La opción A-4 en La Ligua (Tabla 5) presenta un CAPEX intermedio, con un balance entre inversión en tecnología solar y eólica. Esta configuración equilibrada podría explicar su desempeño financiero moderado.
- La configuración B-1 en San Antonio (Tabla 6) tiene un CAPEX comparable al de A-4, pero con una distribución diferente de costos, favoreciendo más la tecnología solar. Esta estructura de costos, aparentemente menos equilibrada, podría contribuir a su rendimiento financiero inferior.

Es notable que los costos de las obras civiles y el terreno varían entre las ubicaciones, reflejando las diferencias en las condiciones locales y los requerimientos específicos de cada sitio. También se puede considerar que el costo de los terrenos por hectáreas es relativamente alto, esto debido a las altas demandas que se han producido en los últimos años.

6. Conclusiones y recomendaciones

El estudio ha permitido evaluar distintos tipos de configuraciones de generación energética a partir de la energía solar y eólica, combinadas con sistemas de almacenamiento de hidrógeno, para su posible implementación en cinco localidades en la región de Valparaíso.

La investigación ha revelado que la configuración A-5 en Concón emerge como la opción más eficiente y económicamente viable, destacándose con un VAN de 24,2 millones USD y una TIR del 14,5 %. Esto da a conocer la importancia de la ubicación geográfica y la combinación adecuada de tecnologías en el éxito de los proyectos del tipo ERNC. En particular, las tecnologías basadas en los paneles monocristalinos y las turbinas eólicas de 4, 2 (MW) demostraron, en general, un rendimiento superior en términos de generación energética y estabilidad operacional. No obstante, estas últimas aportan una ventaja adicional al reducir en promedio Los Costos Nivelados en un 3 % en comparación con las turbinas de 3, 45 (MW).

Una observación generada en el estudio es que, las configuraciones sin capacidad eólica tenderían a presentar LCOE y LCOH más bajos. Esto sugiere que la energía solar podría ser particularmente costo-efectiva en la región de Valparaíso, ofreciendo un rendimiento de generación hasta tres veces más en comparación con la generación eólica. Sin embargo, hay dos puntos que debemos de tener en consideración. El primero, en ninguna de las configuraciones se ha considerado el coste del traslado del agua para el electrolizador y la desalinización en caso de utilizar agua de mar, lo cual vendría a ser coste aún mayor en el CAPEX para las configuraciones que están más lejos de la costa pudiendo aumentar hasta el doble con solo la instalación de las tuberías. Segundo, es relevante destacar que el modelo correspondiente a la configuración A-5 de Concón registra incrementos del 22 % en LCOE y del 48 % en el LCOH respecto a otros estudios que se realizaron en la región.

Es importante mencionar la realización de un análisis más detallado con las condiciones microclimáticas de cada ubicación potencial, dado que en el estudio se reveló variaciones en el rendimiento entre diferentes localidades. Considerar la inclusión de sistemas de almacenamiento de energía adicional, como baterías, para mejorar la estabilidad y eficiencia del sistema. Analizar más detalladamente los costos asociados con la infraestructura de agua necesario para los electrolizadores, especialmente en ubicaciones alejadas de la costa.

El estudio ha cumplido con los objetivos principales, proporcionando una evaluación del potencial de las ERNC en la región de Valparaíso, desarrollando modelos para sistemas solares PV, eólicos y electrolizadores e implementando una calculadora para poder dimensionar y evaluar proyectos de hidrógeno verde. Estas herramientas y análisis contribuyen al campo de estudio, ofreciendo una metodología para evaluar la viabilidad técnica y económica de sistemas híbridos de energía renovable con almacenamiento de hidrógeno en contextos regionales específicos.

Referencias

- [1] Cambio Climático, “Cambio climático.” <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/>.
- [2] Beneficios de nuestra energía, “Los beneficios de generar nuestra energía.” <https://www.energia.gob.cl/noticias/los-rios/los-beneficios-de-generar-nuestra-energia>.
- [3] Solcor Chile, “Qué son las ERNC.” <https://solcorchile.com/ernc-energias-renovables-no-convencionales/>.
- [4] Beneficios económicos de las ERNC, “Beneficios economicos de las energias renovables No-Convencionales en chile.” <https://www.nrdc.org/sites/default/files/chile-ncrc-IB-sp.pdf>.
- [5] Biblioteca del Congreso Nacional Ley 20.257, “Biblioteca del congreso nacional ley 20.257.” <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=270212&idVersion=2013-10-22&idParte=8021629>.
- [6] Biblioteca del Congreso Nacional Ley 21.185, “Biblioteca del congreso nacional ley 21.185.” <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1138181&tipoVersion=0>.
- [7] Energia gob, “Modificación ley 20.571.” <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/modificaciones-la-ley-20571-de-generacion-distribuida>.
- [8] CNE, “Reporte mensual ERNC.” https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/04/RMensual_ERNC_v202304.pdf, 2023.
- [9] E. Regional, “Región de valparaíso.” <https://energiaregion.cl/region/VALPO>.
- [10] CNE, “Sector energético mensual.” https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/03/RMensual_v202303.pdf, 2023.
- [11] Cases Textbook RETscreen, “Clean energy project analysis.” <https://msessd.ioe.edu.np/wp-content/uploads/2017/04/Textbook-clean-energy-project-analysis.pdf>.
- [12] M. A. Green, E. D. Dunlop, M. Yoshita, N. Kopidakis, K. Bothe, G. Siefer, and X. Hao, “Solar cell efficiency tables (Version 63),” *Progress in photovoltaics*, vol. 32, pp. 3–13, 11 2023.
- [13] “Best Research-Cell Efficiency Chart.” <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>.
- [14] “Renewable Power Generation Costs in 2022.” <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>, 8 2023.

- [15] Amm, "2030: PANELES SOLARES Y SU VIDA ÚTIL - amm - Revista Digital." <https://rd.amm.org.gt/2020/08/08/2030-paneles-solares-y-su-vida-util/>, 8 2020.
- [16] L. Micheli, M. Theristis, D. L. Talavera, F. Almonacid, J. S. Stein, and E. F. Fernández, "Photovoltaic cleaning frequency optimization under different degradation rate patterns," *Renewable energy*, vol. 166, pp. 136–146, 4 2020.
- [17] S. K. Gaddam, R. Pothu, and R. Boddula, "Advanced polymer encapsulates for photovoltaic devices A review," *Journal of materiomics*, vol. 7, pp. 920–928, 9 2021.
- [18] V. Beránek, T. Olšan, M. Libra, V. Poulek, J. Sedláček, M.-Q. Dang, and I. I. Tyukhov, "New Monitoring System for Photovoltaic Power Plants' Management," *Energies*, vol. 11, p. 2495, 9 2018.
- [19] P. Veers, K. Dykes, E. Lantz, S. Barth, C. L. Bottasso, O. Carlson, A. Clifton, J. Green, P. Green, H. Holttinen, D. Laird, V. Lehtomäki, J. K. Lundquist, J. Manwell, M. Marquis, C. Meneveau, P. Moriarty, X. Munduate, M. Muskulus, J. Naughton, L. Pao, J. Paquette, J. Peinke, A. Robertson, J. S. Rodrigo, A. M. Sempreviva, J. C. Smith, A. Tuohy, and R. Wiser, "Grand challenges in the science of wind energy," *Science*, vol. 366, 10 2019.
- [20] P. J. Schubel and R. J. Crossley, "Wind Turbine Blade Design," *Energies*, vol. 5, pp. 3425–3449, 9 2012.
- [21] E. A. Bossanyi, "Individual Blade Pitch Control for Load Reduction," *Wind energy*, vol. 6, pp. 119–128, 10 2002.
- [22] W. Yang, R. Court, and J. Jiang, "Wind turbine condition monitoring by the approach of SCADA data analysis," *Renewable energy*, vol. 53, pp. 365–376, 5 2013.
- [23] S. Sood, O. Prakash, M. Boukerdja, J.-Y. Dieulot, B. Ould-Bouamama, M. Bressel, and A.-L. Gehin, "Generic Dynamical Model of PEM Electrolyser under Intermittent Sources," *Energies*, vol. 13, p. 6556, 12 2020.
- [24] U. Babic, M. Suermann, F. N. Büchi, L. Gubler, and T. J. Schmidt, "Critical Review – Identifying Critical Gaps for Polymer Electrolyte Water Electrolysis Development," *Journal of the Electrochemical Society*, vol. 164, pp. F387–F399, 1 2017.
- [25] A. Buttler and H. Spliethoff, "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review," *Renewable sustainable energy reviews*, vol. 82, pp. 2440–2454, 2 2018.
- [26] "Shell starts up Europe's largest PEM green hydrogen electrolyser | Shell Global." <https://www.shell.com/news-and-insights/newsroom/news-and-media-releases/2021/shell-starts-up-europes-largest-pem-green-hydrogen-electrolyser.html>.

- [27] K. Zeng and D. Zhang, "Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications," *Progress in energy and combustion science*, vol. 36, pp. 307–326, 6 2010.
- [28] A. Ursua, L. M. Gandia, and P. Sanchis, "Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends," *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, pp. 410–426, 2 2012.
- [29] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. M. Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert, and T. Kolb, "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review," *Renewable energy*, vol. 85, pp. 1371–1390, 1 2016.
- [30] "Egypt green ammonia project in the Suez Canal Economic Zone: GFSE - Global Forum on Sustainable Energy."
- [31] R. O'Hayre, S. Cha, W. Colella, and F. B. Prinz, *Fuel cell Fundamentals*. 4 2016.
- [32] M. K. Debe, "Electrocatalyst approaches and challenges for automotive fuel cells," *Nature*, vol. 486, pp. 43–51, 6 2012.
- [33] J. C. Kurnia, A. P. Sasmito, and T. Shamim, "Advances in proton exchange membrane fuel cell with dead-end anode operation: A review," *Applied energy*, vol. 252, p. 113416, 10 2019.
- [34] S. Holdcroft, "Fuel Cell Catalyst Layers: A Polymer Science Perspective," *Chemistry of Materials*, vol. 26, pp. 381–393, 7 2013.
- [35] K. Jiao and X. Li, "Water transport in polymer electrolyte membrane fuel cells," *Progress in energy and combustion science*, vol. 37, pp. 221–291, 6 2011.
- [36] A. Kirubakaran, S. Jain, and R. Nema, "A review on fuel cell technologies and power electronic interface," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 2430–2440, 12 2009.
- [37] J. R. Varcoe, P. Atanassov, D. R. Dekel, A. M. Herring, M. A. Hickner, P. A. Kohl, A. R. Kucernak, W. E. Mustain, K. Nijmeijer, K. Scott, T. Xu, and L. Zhuang, "Anion-exchange membranes in electrochemical energy systems," *Energy Environmental Science*, vol. 7, pp. 3135–3191, 1 2014.
- [38] X. Li, B. N. Popov, T. Kawahara, and H. Yanagi, "Non-precious metal catalysts synthesized from precursors of carbon, nitrogen, and transition metal for oxygen reduction in alkaline fuel cells," *Journal of Power Sources*, vol. 196, pp. 1717–1722, 2 2011.
- [39] Z. Liu, S. D. Sajjad, Y. Gao, H. Yang, J. J. Kaczur, and R. I. Masel, "The effect of membrane on an alkaline water electrolyzer," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, pp. 29661–29665, 12 2017.
- [40] H. Vaghari, H. Jafarizadeh-Malmiri, A. Berenjian, and N. Anarjan, "Recent advances in application of chitosan in fuel cells," *Sustainable Chemical Processes*, vol. 1, 9 2013.
- [41] theresa.cede@alstomgroup.com, "World's first hydrogen train Coradia iLint honoured," 1 2021.

- [42] "How hydrogen can help decarbonise the maritime sector." https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/How-hydrogen-can-help-decarbonise-the-maritime-sector_final.pdf.
- [43] Q. Hassan, I. D. J. Azzawi, A. Z. Sameen, and H. M. Salman, "Hydrogen Fuel Cell Vehicles: Opportunities and Challenges," *Sustainability*, vol. 15, p. 11501, 7 2023.
- [44] *PEM Fuel Cells: Theory and practice*. Barbir. F, 2 ed., 2017.
- [45] B. Del Congreso Nacional Siit, "Región de Valparaíso." <https://www.bcn.cl/siit/nuestropais/region5>.
- [46] B. Del Congreso Nacional Siit, "Clima y vegetación Región de Valparaíso." <https://www.bcn.cl/siit/nuestropais/region5/clima.htm/>.
- [47] "Servicios Climáticos, Reporte." <https://climatologia.meteochile.gob.cl/application/publicaciones/reporteClimatologico>.
- [48] "Norma técnica que determina algoritmo para la verificación de la contribución solar mínima de los sistemas solares térmicos acogidos a la franquicia tributaria de la Ley No 20.365." https://eventos.cmm.uchile.cl/metrosolar2014/wp-content/uploads/sites/11/2014/01/Norma_Tecnica_Actualizada9.pdf.
- [49] A. A. Patil, R. Arora, R. Arora, and S. Sridhara, "Techno-Economic Analysis of Solar, Wind and Biomass Hybrid Renewable Energy Systems in Bhorha Village, India," *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, p. 106362, 10 2024.
- [50] M. Toudefallah and P. Stathopoulos, "Techno-Economic Optimization of Hybrid Renewable Energy System for Islands Application," *Sustainable Futures*, p. 100281, 8 2024.
- [51] C. A. M. Megaptche, S. Waita, H. Kim, P. M. Musau, and B. O. Aduda, "Multi-dimensional analysis in optimal sizing of hybrid renewable energy systems for green energy growth in Garoua, Cameroon: From techno-economic and social models to policies," *Energy Conversion and Management*, vol. 315, p. 118804, 7 2024.
- [52] "Explorador solar." <https://solar.minenergia.cl/inicio>.
- [53] "Pandas - Python Data Analysis Library." <https://pandas.pydata.org/>.
- [54] "Welcome to Python.org." <https://www.python.org/>.
- [55] C. A. W. Ngouleu, Y. W. Koholé, F. C. V. Fohagui, and G. Tchuen, "Techno-economic analysis and optimal sizing of a battery-based and hydrogen-based standalone photovoltaic/wind hybrid system for rural electrification in cameroon based on meta-heuristic techniques," *Energy Conversion and Management*, vol. 280, 3 2023.
- [56] C. Varlese, A. Ferrara, C. Hametner, and P. Hofmann, "Experimental validation of a predictive energy management strategy for agricultural fuel cell electric tractors," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 77, pp. 1–14, 6 2024.

- [57] C. E. Nacional, "Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)." https://www.coordinador.cl/?jav_iWebAncho=1920, 7 2024.
- [58] "INFORME DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN y ALMACENAMIENTO."
- [59] C. González, "Conozca los 11 proyectos fotovoltaicos que se desarrollan en la región de Valparaíso - Epicentro Chile," 7 2018.
- [60] P. M. Cabello, "Proyectan primer parque eólico para la región de Valparaíso - Reporte Minero | El portal de minería en Chile," 5 2020.
- [61] "Mapa región de Valparaíso (color)." <https://www.curriculumnacional.cl/portal/Educacion-General/Historia-Geografia-y-Ciencias-Sociales-1-basico/HI01-OA-09/132539:Mapa-region-de-Valparaiso-color>.
- [62] H. Renaudineau, N. Vergara-Rosales, A. M. Llor, and S. Kouro, "Green hydrogen production from off-grid photovoltaic: An assessment on optimal sizing," *Renewable Energy*, p. 122794, 3 2025.
- [63] O. Behar, D. Sbarbaro, and L. Moran, "Which is the most competitive solar power technology for integration into the existing copper mining plants: Photovoltaic (PV), Concentrating Solar Power (CSP), or hybrid PV-CSP?," *Journal of Cleaner Production*, vol. 287, p. 125455, 12 2020.
- [64] Y. M. Macía, P. R. Machuca, A. A. R. Soto, and R. C. Campos, "Green Hydrogen Value Chain in the Sustainability for Port Operations: Case Study in the Region of Valparaiso, Chile," *Sustainability*, vol. 13, p. 13681, 12 2021.

Anexos

6.1. Resumen datos

Resultados de la seccion Mixto:

Resultados PV Solar:

Datos :

Eficiencia del panel : 0.13

Latitud : -32.96

Longitud : -71.46

Produccion de Energia por mes (kWh/mes):

Mes

1	8496075.72
2	7095057.16
3	6801265.40
4	5282700.25
5	3910626.42
6	3771194.40
7	3731691.97
8	3963773.42
9	4113485.82
10	5427851.99
11	7020448.88
12	8000431.90

Name: P_pv total , dtype: object

Produccion de hidrogeno por mes para el electrolizador PEM en m3:

Mes

1	1800016.04
2	1503190.08
3	1440946.06
4	1119216.16
5	828522.55
6	798981.87
7	790612.71
8	839782.50
9	871501.23
10	1149968.64
11	1487383.24
12	1695006.76

Name: P_pv total , dtype: object

Produccion de hidrogeno por mes para el electrolizador PEM en kg:
Mes

1	161686.29
2	135023.92
3	129432.86
4	100533.50
5	74421.97
6	71768.48
7	71016.72
8	75433.39
9	78282.53
10	103295.84
11	133604.08
12	152253.84

Name: P_pv total , dtype: object

Resultados Eolica:

Datos :

Altura : 152 m

Potencia del viento (Potencia_wind):

53	57812.78
54	89107.50
55	81237.32
56	51231.01
63	78027.66

	...
113983	239716.83
113984	299316.92
113985	221188.71
113986	155979.74
113987	73296.68

Name: Potencia_wind , Length : 37567 , dtype: object

Potencia limite del generador (Individual):

53	57812.78
54	89107.50
55	81237.32
56	51231.01
63	78027.66

	...
113983	239716.83

113984	299316.92
113985	221188.71
113986	155979.74
113987	73296.68

Name: Potencia_limite , Length: 37567, dtype: object

Produccion de Energia por mes (kWh/mes):

Mes

1	2568059.71
2	2012031.74
3	1671873.76
4	2082978.03
5	1992232.95
6	2540335.81
7	2824069.79
8	3235119.26
9	5191979.33
10	5461462.14
11	4924650.54
12	3931716.93

Name: P_eolica total , dtype: object

Produccion de hidrogeno por mes para el electrolizador PEM en m3:

Mes

1	544080.45
2	426277.91
3	354210.54
4	441308.90
5	422083.25
6	538206.74
7	598319.87
8	685406.62
9	1099995.62
10	1157089.44
11	1043358.17
12	832990.87

Name: P_eolica total , dtype: object

Produccion de hidrogeno por mes para el electrolizador PEM en kg:

Mes

1	48871.98
2	38290.38
3	31816.93
4	39640.54
5	37913.59

6	48344.38
7	53744.03
8	61566.59
9	98807.02
10	103935.46
11	93719.56
12	74823.34

Name: P_eolica total, dtype: object