



UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
Departamento de Ingeniería Mecánica



**ANÁLISIS TÉCNICO ECÓNOMICO Y AMBIENTAL DE LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO
VERDE SOLAR A PARTIR DE AGUAS RESIDUALES TRATADAS EN COQUIMBO**

Tesis presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción para
optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería con Mención en Ingeniería Mecánica

Por: Thobías Adolfo Lisboa Campos
Profesora Guía: Einara Blanco Machín

Concepción, Chile 2024

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento.

Tabla de Contenido

CAPÍTULO 1	1
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Identificación y cuantificación del problema/oportunidad	1
1.2 Revisión bibliográfica o estado del arte	3
1.3 Solución propuesta	5
1.4 Hipótesis y objetivos	5
1.4.1 Hipótesis	5
1.4.2 Objetivos	5
1.5 Metodología	6
2 MATERIALES Y MÉTODOS	8
2.1 Marco teórico	8
2.1.1 Electrolizador	8
2.1.2 Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno	10
2.1.3 Utilización de energías renovables para la producción de hidrógeno	13
2.1.4 Costo nivelado del Hidrógeno (LCOH)	15
2.1.5 Aguas residuales en Coquimbo.....	15
2.2 Casos de estudio	16
2.2.1 Electrolizadores PEM y paneles fotovoltaicos	17
2.2.2 Caso 1 en emisario submarino Coquimbo.....	18
2.2.3 Caso 2 en planta de tratamiento de aguas residuales Algarrobito	20
2.2.4 Caso 3 en planta de tratamiento de aguas residuales Peralillo	21
2.3 Tratamientos de agua	21
2.4 Análisis de ciclo de vida	21
2.4.1 Definición de objetivos y alcances.....	22
2.4.2 Análisis de inventario	22
2.4.3 Evaluación de impacto	23
CAPÍTULO 3	24
3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	24
3.1 Producción diaria promedio de energía eléctrica.....	24
3.2 Producción anual de hidrógeno verde	25
3.2.1 Costos sistemas de tratamiento de aguas.....	26
3.2.2 Costos sistemas PEM – PV.....	27
3.2.3 Parámetros de los sistemas a evaluar.....	27

3.2.4	Resultados modelo económico	28
3.3	Análisis ambiental	29
3.3.1	Resultados ambientales	30
CAPÍTULO 4		35
4	CONCLUSIONES.....	35
Bibliografía		37
ANEXOS		42
4.1	Panel fotovoltaico seleccionado	42
4.2	Electrolizadores seleccionados	43
4.3	Ajuste de curvas CAPEX y OPEX PTAS.....	44
4.4	Producción de hidrógeno anual y horas de funcionamiento	45
4.5	Flujos de caja.....	48
4.6	Flujos de caja descontados.....	51
4.7	Resultados análisis de ciclo de vida.....	53
4.8	Factores de normalización ReCiPe	54
4.9	Planillas de cálculo del modelo económico	54

Índice de Tablas

Tabla 1: Diferencias generales entre tecnologías PEM y AWE.....	3
Tabla 2: Elementos de mayor impacto en LCOH (Yates et al., 2020)	4
Tabla 3: Capacidad de ERNC en Chile a mayo del 2024.....	15
Tabla 4: Datos geográficos de los casos de estudio	17
Tabla 5: Flujos máxicos involucrados	19
Tabla 6: Consumo eléctrico tratamientos de agua.....	21
Tabla 7: Producción anual de hidrógeno verde y horas de funcionamiento del electrolizador	25
Tabla 8: Parámetros de los sistemas de generación de hidrógeno verde a evaluar.....	27
Tabla 9: Resultados LCOH sistemas evaluados.....	28
Tabla 10: Inventario para el análisis de ciclo de vida	30
Tabla 11: Resultados impactos ambientales intermedios ReCiPe 2016	31
Tabla 12: Resultados categorías de impacto intermedio normalizados ReCiPe	34
Tabla 13: Resultados PTAS y PTOI	44
Tabla 14: Producción anual caso 1.....	45
Tabla 15: Producción anual caso 2.....	46
Tabla 16: Producción anual caso 3.....	47
Tabla 17: Flujo de caja caso 1.....	48
Tabla 18: Flujo de caja caso 2.....	49
Tabla 19: Flujo de caja caso 3.....	50
Tabla 20: Flujo de caja descontado caso 1.....	51
Tabla 21: Flujo de caja descontado caso 2.....	52
Tabla 22: Flujo de caja descontado caso 3.....	53
Tabla 23: Resultados ambientales por kilogramo de hidrógeno verde producido	53
Tabla 25: Factores de normalización ReCiPe.....	54

Índice de Figuras

Figura 1: Esquema módulos electrolíticos con configuración monopolar (a) y bipolar (b) (Ursúa et al., 2012)	8
Figura 2: Esquema electrolizador alcalino (Gerloff, 2021)	9
Figura 3: Esquema electrolizador PEM (Gerloff, 2021).....	10
Figura 4: Métodos de almacenamiento de hidrógeno.	11
Figura 5: Compresión de hidrógeno en multietapas (Cancino, 2021)	12
Figura 6: Potencial energético renovable en Chile (Ministerio de Energía, 2020)	13
Figura 7: Capacidad instalada de ERNC en Chile del 2011 al 2021 (Statista, 2022)	14
Figura 8: Ubicación sistemas a evaluar en la región de Coquimbo	17
Figura 9: Esquema caso 1.....	19
Figura 10: Esquema caso 2 y 3	20
Figura 11: Relación de sobredimensionamiento PV/PEM.....	24
Figura 12: Generación energía eléctrica promedio por día para cada caso.	25
Figura 13: Contribución total planta fotovoltaica y electrolítica.....	32
Figura 14: Contribución total planta fotovoltaica y electrolítica hasta el 10%.	32
Figura 15: Contribución insumos de la planta de electrólisis.....	33
Figura 16: Panel PV seleccionado.....	42
Figura 17: Datos electrolizadores NEL serie M.....	43
Figura 18: Curva de ajuste para análisis económico PTAS	44

Resumen

La región de Coquimbo es una de las más afectadas por la escasez hídrica, pero presenta un alto volumen de aguas residuales descargadas a ríos, esteros o mares y niveles alentadores de radiación solar. De esta manera, se propone evaluar sistemas de generación de hidrógeno verde mediante electrólisis de aguas residuales tratadas y con un suministro de energía eléctrica por paneles fotovoltaicos. Se analizan 3 casos de generación de hidrógeno verde con distintas fuentes de aguas residuales y su respectivo tratamiento para contar con la calidad mínima requerida para la electrólisis; el primero consiste en utilizar las aguas del emisario submarino Coquimbo, el segundo y el tercero de una planta de tratamiento de aguas servidas en Algarrobito y Peralillo. Así, se logra obtener un costo nivelado del hidrógeno de 3,42, 4,36 y 3,22 USD/kgH_2 para los 3 casos respectivos, lo que es considerado un hidrógeno competitivo para la región de estudio según otras referencias estudiadas. La optimización del factor de sobredimensionamiento de la planta fotovoltaica en relación con la de electrólisis resulta en 1,4, 1,3 y 1,2 para el caso 1, 2 y 3 respectivamente. Además, el costo nivelado del hidrógeno puede ser reducido si se toman otras proyecciones económicas más favorables de los costos de inversión y operación/mantenimiento de las plantas de electrólisis fotovoltaica. Por otro lado, se realiza un análisis ambiental mediante la metodología del análisis de ciclo de vida que demuestra un aporte cercano al 90% de la carga ambiental que proviene del suministro eléctrico y el restante por el sistema de electrólisis PEM, las emisiones de CO_2 equivalente son de 2.1 kg por kg de hidrógeno lo que demuestra una viabilidad ambiental para el caso propuesto si se compara con el reformado del metano con y sin captura de dióxido de carbono.

Palabras claves: hidrógeno verde, aguas residuales, análisis de ciclo de vida.

NOMENCLATURA

d	:	Tasa de descuento [%]
G	:	Irradiación [$W/día$]
I	:	Irradiancia [W/m^2]
$\dot{m}$	:	Flujo másico [kg/s]
n	:	Tiempo de evaluación [años]
P	:	Potencia del módulo fotovoltaico [W]
PH	:	Producción de hidrógeno [kg]
PR	:	Pérdidas por temperatura [%/°C]
S	:	Costos del sistema [USD]
T	:	Temperatura [°C]

Acrónimos

AWE	:	Electrólisis de agua alcalina (<i>Alkaline water electrolysis</i>)
BOP	:	Balance de planta (<i>Balance of plant</i>)
CAPEX	:	Costos de inversión (<i>Capital expenditure</i>)
CSP	:	Concentradores solares de potencia
ELEC	:	Electrolizador
LCA	:	Análisis de ciclo de vida (<i>Life cycle assesment</i>)
LCOH	:	Costo nivelado del hidrógeno (<i>Levelized cost of hydrogen</i>)
OPEX	:	Costos de operación (<i>Operation expenditure</i>)
PEM	:	Membrana de intercambio de protones (<i>Proton exchange membrane</i>)
PTAS	:	Plantas de tratamiento de aguas servidas
PTOI	:	Plantas de tratamiento de ósmosis inversa
PV	:	Fotovoltaico (<i>Photovoltaic</i>)
SAT	:	Seguimiento de un eje (<i>Single axis tracking</i>)
SOE	:	Electrólisis de óxido sólido (<i>Solid oxide electrolysis</i>)
USD	:	Dólares estadounidenses (<i>United states dollar</i>)

CAPÍTULO 1

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Identificación y cuantificación del problema/oportunidad

El 80% de la demanda energética mundial es provista mediante combustibles fósiles, los cuales producen gases de efecto invernadero que están directamente relacionados con el calentamiento global (Chakik et al., 2017). Además, las reservas naturales son limitadas y la contaminación por estos combustibles fósiles perjudica el medio ambiente. De esta forma, el fomento de la transición de los sistemas energéticos de todo el mundo hacia una generación de energía más eficiente y libre de carbono es cada vez mayor (Jovan et al., 2021; Medeiros EF, 2020).

El hidrógeno es un vector energético que tiene las ventajas de poder ser producido de forma no contaminante. Sin embargo, este elemento es obtenido principalmente (cercano al 96%) mediante el proceso de reforma del gas natural, la industria petrolera y la gasificación del carbón (IRENA 2019). Por lo que, a pesar de las ventajas que presenta el hidrógeno, los métodos más utilizados para su obtención presentan emisiones de alto contenido de CO₂ (Chen et al., 2020; Jeongdong Kim et al., 2022). En cambio, una pequeña parte del hidrógeno se produce mediante la electrólisis del agua, donde se utiliza energía eléctrica para romper los enlaces, obteniendo oxígeno e hidrógeno por separado, de modo que si al proceso se le da un suministro eléctrico mediante fuentes de energía renovables (eólica, solar, biomasa, entre otros) se produce hidrógeno denominado verde.

Actualmente, hay 3 principales tipos de tecnologías para la electrólisis que se utilizan para la producción de hidrógeno verde. Primero, se tiene la electrólisis de membrana polimérica protónica (PEM): En donde, el agua es electroquímicamente separada; el hidrógeno en el cátodo y el oxígeno en el ánodo. En este tipo de electrólisis, el electrolito es una membrana polimérica sólida que es capaz de conducir a los iones de hidrógeno. En segundo lugar, se tiene la electrólisis alcalina (AWE); que se basa en la inmersión de dos electrodos separados por un diafragma en un electrolito líquido alcalino que conduce aniones. Por último, se tiene la electrólisis de óxido sólido (SOE); la cual consiste en una celda de combustible de óxido sólido que funciona en modo regenerativo para lograr la electrólisis del agua, esto mediante el uso de un electrolito de óxido sólido o cerámico (Shiva Kumar & Himabindu, 2019; Vásquez & Salinas, 2018).

Por otro lado, uno de los inconvenientes que tiene el hidrógeno verde es su alta densidad energética en condiciones normales de presión y temperatura, por lo que sus dos principales métodos de almacenamiento se limitan a; almacenaje de gas a alta presión (700 bar) o a un almacenaje de gas licuado a una temperatura de -252 °C. En contraste, también existen métodos en desarrollo como almacenar hidrógeno en metales capaces de absorberlo (hidruros metálicos) (Ladislao, 2020) o almacenar el hidrógeno mediante compuestos químicos como el amoníaco o el metanol, y de esta forma, aprovechar su infraestructura existente.

Chile vive un momento trascendental en su historia, entre el 2010 y el 2019 quintuplicó su capacidad de energía eólica y solar. Además, el país destaca mundialmente por sus niveles de radiación solar en la zona norte y por sus vientos en la zona austral. Así, se crea la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde en Chile, que para el 2030 espera que el país sea el productor principal y más barato de hidrógeno verde en todo el mundo, y para el 2050, un tamaño de mercado de 33 billones de USD, lo cual es similar al mercado actual del cobre en Chile (Generadoras de Chile, 2021).

El hidrógeno puede ser utilizado en el transporte, siendo utilizado como combustible para vehículos que utilicen celdas de combustible (Toyota Mirai, Honda Clarity, entre otros). También puede ser utilizado como medio de almacenamiento de energía o ser inyectado directamente en redes de gas, además, se puede utilizar en una serie de procesos industriales; químicos, metalúrgicos y electrónicos (Statista, 2022). Chile busca activar la industria y desarrollar la exportación de hidrógeno verde entre los años 2020-2025 según la estrategia nacional de hidrógeno verde (Ministerio de Energía, 2020). Para ello, se pretende aplicar el hidrógeno en; refinerías, amoniaco doméstico, camiones mineros CAEX, buses de larga autonomía, inyección en redes de gas (hasta 20%) y en camiones pesados de ruta.

El uso de agua es un tema fundamental para tener en consideración, pues el consumo de agua ha aumentado a más del doble de la tasa de crecimiento de la población en los últimos 100 años (UNESCO, 2018). En este sentido, el alto uso de agua dulce en el sector industrial, el aumento de la población y la demanda de energía ha convertido a la escasez de agua en un grave problema para varios países (Shatat et al., 2013). La región de Coquimbo y sus habitantes son parte del extenso territorio de Chile enormemente afectado por los recurrentes ciclos de escasez hídrica y según la radiografía del agua realizada por la fundación Chile (Maureira et al., 2018), de las 9 cuencas más afectadas por el país, 4 se encuentran en la región de Coquimbo. Por otro lado, se afirma que el 80 % de las aguas residuales retornan al ecosistema sin ser tratadas o utilizadas y, en Chile, menos del 1% del total de aguas urbanas y rurales que se producen al año se están reutilizando, que con una escasez como la recién descrita, no es posible que no se tomen acciones para hacerlas productivas.

Las aguas residuales pueden ser sometidas a distintos tratamientos según el uso requerido, no obstante, en Chile se descargan aguas residuales tratadas al mar mediante emisarios submarinos o a ríos o esteros mediante plantas de tratamiento urbanas o rurales y se estima que solo en emisarios submarinos ubicados en Valparaíso y Coquimbo se cuenta con una descarga de $4 \text{ m}^3/\text{s}$ lo que equivale a llenar 138 piscinas olímpicas de 2500 m^3 por día (Fundación Chile, 2018). De esta forma, se cuenta con un gran potencial de reúso de aguas residuales en Coquimbo, las cuales podrían ser utilizadas para electrólisis si se contara con una fuente de información que defina los tratamientos, disponibilidades y ventajas; según las tecnologías y zonas climáticas. Además, el evitar realizar descargas de aguas residuales a mares o ríos es una excelente oportunidad para disminuir el impacto ambiental que producen.

1.2 Revisión bibliográfica o estado del arte

En cuanto a las tecnologías de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis de aguas residuales, en su mayoría, se tienen investigaciones relacionadas a la remoción de contaminantes y producción de hidrógeno verde mediante métodos biológicos. En la literatura se encuentran principalmente las siguientes técnicas; fermentación oscura (Liu et al., 2005), pilas de combustible microbianas (B. Zhang et al., 2014), la fotofermentación (Eroğlu et al., 2006), entre otros. Sin embargo, estos métodos biológicos suelen enfrentar desafíos significativos, como una baja tasa de conversión y una gran dificultad para lograr una estabilidad en el proceso.

Se presentan diversos métodos de producción de hidrógeno verde con aguas residuales tratadas para electrolizadores alcalinos (Pathak et al., 2020; Yarimtepe et al., 2019), y también con electrolizadores PEM. Así, en (Coskun et al., 2011), se realiza un análisis energético de la producción de hidrógeno obtenido por aguas residuales comparando la electrólisis PEM y la electrólisis alcalina. El análisis demuestra que la electrólisis PEM logra una mayor eficiencia y estabilidad en el proceso. Además, sus resultados muestran que ciudades con altas temperaturas climáticas permiten lograr una mayor eficiencia energética del sistema de producción. En (Gallardo et al., 2021) se realiza un estudio comparativo de las tecnologías AWE y PEM y su potencial en Chile para la generación de hidrógeno verde. Se muestra como los sistemas AWE, en comparación a los de tipo PEM, tienen una mayor madurez tecnológica debido a su antigüedad, lo que permite obtener sistemas más económicos, con mayor vida útil y potencia, entre otras características. No obstante, la tecnología PEM presenta una característica fundamental para su acople con fuentes de energía renovables, pues cuenta con un mayor rango de carga permitiendo una rápida respuesta a condiciones de operación dinámicas, en Tabla 1 se presentan las principales diferencias de ambas tecnologías. Además, los sistemas PEM cuentan con un gran potencial de reducción de costos, esto debido a un gran interés en la comunidad científica por lograr mayores avances tecnológicos y a la formación de economías de escala en el mediano corto plazo (Galitskaya & Zhdaneev, 2022; Yates et al., 2020).

Tabla 1: Diferencias generales entre tecnologías PEM y AWE

	Electrolizador Alcalino	Electrolizador PEM
Electrolito	20-30% KOH	Membrana ácida
Portador de carga	OH^-	H^+
Temperatura	60-100 °C	50-90 °C
Voltaje de celda	1.8-2.5 V	1.8-2.2 V
Densidad de corriente	$0.2-0.5 A \cdot cm^{-2}$	$0.6-2.5 A \cdot cm^{-2}$
Catalizador	Ni, Co, Fe	Pt, Ir, Ru
Presión	1-200 bar	0-80 bar
Pureza del H_2	99.5%	99.999%
Voltaje del stack	18-522 V	4-125V
Corriente del stack	60-5250 A	9-75 A

Eficiencia del sistema	Hasta 76.5%	Hasta 75%
Rango de carga	15-100%	0-100%
Producción	$1-3880 \text{ Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$	$0.22-413 \text{ Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$
Consumo de energía stack	$4.17-5.9 \text{ kWh} \cdot \text{Nm}^3$	$4.2-5.6 \text{ kWh} \cdot \text{Nm}^3$
Consumo de energía sistema	$3.8-5.4 \text{ kWh} \cdot \text{Nm}^3 \cdot \text{H}_2$	$4.53-7.3 \text{ kWh} \cdot \text{Nm}^3 \cdot \text{H}_2$
Área celda	$\leq 4 \text{ m}^2$	$\leq 300 \text{ cm}^2$
Duración	$< 90000\text{h}$	$< 60000\text{h}$

En un estudio anterior (Pineda, 2009) se realiza un análisis técnico económico de una planta de hidrógeno verde por tecnología AWE destinada a la producción de amoníaco para nitrato de amonio y se compara con un proceso de reformado del gas. Se elige el sector de Calama por su alta radiación solar y se evalúan indicadores económicos como el VAN y el TIR, para un proyecto de 20 años con una tasa de descuento del 9%. Los resultados demuestran que el proyecto de hidrógeno verde es factible y posee un VAN mayor al reformado, mientras que, con respecto al TIR, se obtiene uno levemente inferior debido a los altos costos de inversión de una planta electrolizadora. (Saenz, 2020) realiza una evaluación técnico económico de dos plantas electrolizadoras tipo PEM de 3,5 MW y 150 MW, para esto se utiliza el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) y se evalúa en la herramienta H2A, luego, se realiza un análisis sensibilidad determinando que la eficiencia y el costo de la tecnología PEM son las variables más determinantes en el precio final de producción. En (Yates et al., 2020) se desarrolla un modelo para evaluar el LCOH de tecnologías de electrolisis en distintas localidades del mundo y presentan los elementos que más impactan el LCOH, Tabla 2, así se explican las grandes diferencias de LCOH encontradas en la literatura, rondando actualmente entre 2 a 10 USD/kgH_2 aproximadamente (Gallardo et al., 2021). Además, se presenta un LCOH promedio para Calama de 3.6 USD/kgH_2 . En (Ladislaio, 2020) se evalúa la factibilidad de utilizar hidrógeno verde en vez de combustibles fósiles, esto mediante un horizonte de evaluación de 20 años y una tasa de endeudamiento del 5%, así, se calcula LCOH y se demuestra la factibilidad para utilizar el hidrógeno en redes de cañería de gas, combustible en minería y como amoníaco para producción de explosivos en Chile.

Tabla 2: Elementos de mayor impacto en LCOH (Yates et al., 2020)

Parámetro	Unidad	Rango de entrada (percentil 10 al 90)	Varianza (%)
Tamaño electrolizador		2 – 5 (100kW – 100MW)	46
Eficiencia electrolizador	$\text{kWh}/\text{kg H}_2$	50-58	19
PV CAPEX (1MW)	$\$/\text{kW}$	682-886	15

HElec CAPEX (1MW)	$\$/kW$	682-886	6
PV OPEX	$\$/kW/año$	6.82-13.6	3
OPEX Electrolizador	$\$/kW/año$	13.6-20.5	1

En la literatura se encuentran diversos estudios ambientales que analizan mediante un análisis de ciclo de vida sistemas de generación de hidrógeno verde con energías renovables y electrolizadores tipo PEM (Barei et al., 2019; Delpierre et al., 2021; Sharma et al., 2020; J. Zhang et al., 2022). Estos estudios presentan una buena base de datos para construir el inventario de evaluación ambiental, no obstante, se centran en sistemas no mayores a 1 MW en potencia del electrolizador. De esta forma, para lograr un escalamiento correcto a la potencia de estudio de este trabajo, se utiliza la expresión definida por (Gerloff, 2021) que utiliza las economías de escala y mejoras tecnológicas para realizar un correcto escalamiento de los inventarios del tipo PEM.

1.3 Solución propuesta

Si bien la región de Coquimbo presenta niveles de estrés hídrico preocupantes, los niveles de radiación solar son alentadores (Molina et al., 2017). En este sentido, y dado el desarrollo actual de cada una de las tecnologías presentadas, la producción de hidrógeno mediante electrólisis con energía solar representa una excelente oportunidad en el mediano plazo, especialmente en zonas no interconectadas (Gallardo et al., 2021; Lache, 2015), lo que acompañado de la utilización de aguas residuales es una excelente forma de aprovechar los recursos disponibles y contribuir en tecnologías que fomentan una transición energética libre de emisiones de carbono. Además, como se mencionó anteriormente, Chile es un país que da un aprovechamiento mínimo a las aguas residuales, por lo que analizar su potencial es extremadamente importante para un futuro sostenible. De esta forma, este proyecto busca evaluar la factibilidad técnica, económica y ambiental de un sistema de producción de hidrógeno verde con paneles fotovoltaicos, mediante electrólisis PEM en, al menos, tres escenarios distintos de la región de Coquimbo tomando datos de 3 estaciones meteorológicas y su respectiva disponibilidad de agua residual y tratamientos. Finalmente, se analiza ambientalmente el mejor caso técnico económico mediante la metodología del análisis de ciclo de vida con parámetros chilenos para el acero y concreto, lo que permite realizar una evaluación centrada en la zona norte de Chile y dejar un paso a paso para otros autores que busquen evaluar ambientalmente proyectos de hidrógeno verde PV.

1.4 Hipótesis y objetivos

1.4.1 Hipótesis

La generación de hidrógeno verde solar a través de la electrólisis de aguas residuales tratadas es una alternativa tecnológica, económica y ambientalmente viable para su utilización en la región de Coquimbo.

1.4.2 Objetivos

1.4.2.1 Objetivo general

Evaluar la factibilidad técnica, económica y ambiental de un sistema electrolítico de producción de hidrógeno verde a partir de aguas residuales tratadas utilizando energía solar.

1.4.2.2 Objetivos específicos

Con fin de dar cumplimiento al objetivo general, se definen los siguientes objetivos específicos:

OE1: Desarrollar base de datos climáticos y disponibilidad del recurso hídrico residual con tratamiento para 3 localidades.

OE2: Dimensionar los casos de estudio para las 3 localidades seleccionadas; emisario submarino en Coquimbo, plantas de tratamiento en Algarrobito y Peralillo.

OE3: Evaluar los 3 casos de generación de hidrógeno verde con datos y parámetros respectivos para cada localidad.

OE4: Analizar económicamente los 3 casos propuestos de generación de hidrógeno verde solar en sus respectivas localidades.

OE5: Analizar ambientalmente el mejor caso técnico-económico.

1.5 Metodología

Se deben localizar diversas plantas de tratamiento de aguas servidas (PTAS) ubicadas en la región de Coquimbo para poder seleccionar 3 de ellas que descarguen las aguas tratadas al mar, ríos o esteros. Por otro lado, se debe tener en cuenta la posibilidad de que las PTAS se ubiquen en una latitud geográfica similar para evaluar de la mejor forma el recurso solar. Así, se procede a obtener los datos de radiación solar, velocidad del viento y temperatura ambiente para un año típico de las 3 localidades en estudio, esto mediante los datos entregados por el modelo de (Molina et al., 2017). Además, se necesita presentar los caudales disponibles de aguas residuales de las localidades seleccionadas.

Luego, se definen los tratamientos de aguas residuales que se deben implementar para cada sistema propuesto. De esta manera, se pueden obtener los caudales disponibles para realizar el proceso de electrólisis. Posteriormente, se continúa utilizando el modelo de (Yates et al., 2020) definiendo la potencia del electrolizador que permitirá dimensionar la mejor configuración para el sistema fotovoltaico. Los sistemas propuestos se evalúan en las 3 localidades seleccionadas, ingresando los datos de los años típicos construidos para dimensionar adecuadamente la mejor relación entre la potencia de electrólisis y la potencia fotovoltaica necesaria para cada zona en estudio. De esta manera, se definen todos los parámetros de los casos a evaluar con el fin de obtener; niveles de producción de hidrógeno, horas de operación por año del electrolizador, consumo de agua, entre otros.

Se continua con el análisis técnico económico en un horizonte de 20 años. Para estimar los costos del agua tratada, se han utilizado datos específicos de plantas de tratamiento de aguas residuales

en la zona norte de Chile. Estos datos han permitido determinar los costos de inversión, así como los costos de operación y mantenimiento necesarios para definir el costo específico de cada metro cúbico de agua tratada. Posteriormente, se obtiene el costo del hidrógeno mediante los costos capitales y operacionales de todo el sistema PV/PEM. Así, se obtiene el costo nivelado del hidrógeno (LCOH), por sus siglas en inglés, determinando la relación entre los costos totales descontados y la producción total de hidrógeno descontada que se puede ver en la ecuación (1), notar en dicha expresión que Y equivale a el número de años de operación del sistema, S_n son los costos del sistema en el año n , d es la tasa de descuento y PH_n es la producción de hidrógeno verde en el año n . Finalmente, se comparan los costos del hidrógeno obtenidos con otros estudiados en la literatura para sistemas similares ubicados en Chile.

$$LCOH = \frac{\sum_{n=0}^Y S_n \cdot (1 - d)^n}{\sum_{n=0}^Y PH_n \cdot (1 - d)^n} \quad (1)$$

A continuación, se procede a realizar un análisis ambiental con la metodología del análisis de ciclo de vida para el mejor caso técnico-económico. Para esto, se utiliza el software SimaPro v9.1.1.7 con la base de datos de EcolInvent v3.3, así, se construye el inventario con el modelo de (Sharma et al., 2020) y se realiza un escalamiento de todos los materiales principales que se utilizan en una planta de hidrógeno verde. Finalmente, se procede a evaluar los impactos ambientales intermedios del modelo ReCiPe 2016.

CAPÍTULO 2

2 MATERIALES Y MÉTODOS

2.1 Marco teórico

El hidrógeno verde puede ser producido mediante distintos procesos de generación y tipos de energías renovables. Por otro lado, parte de las aguas residuales en Chile reciben diversos tratamientos que podrían ser aprovechados para obtener un menor costo del recurso hídrico. A continuación, se presentará en detalle todos los factores involucrados en el proceso de generación de hidrógeno verde que serán útiles para el desarrollo de este trabajo.

2.1.1 Electrolizador

Es un aparato capaz de separar las moléculas del agua en hidrógeno y oxígeno, esto mediante una reacción electroquímica. El elemento básico que conforma a un electrolizador es la celda electrolítica (*cell*), la cual consiste en: los electrodos, el electrolito y el diafragma. La conexión de estas celdas puede ser en serie o en paralelo para dar forma a un módulo electrolítico (*stack*), ver Figura 1. Si la conexión es en paralelo se tiene una configuración monopolar o unipolar, porque cada electrodo tiene solo una polaridad, por otro lado, si la conexión es en serie se tiene una configuración bipolar, en donde todos los electrodos presentan dos polaridades a excepción del primer y último electrodo (Ursúa et al., 2012).

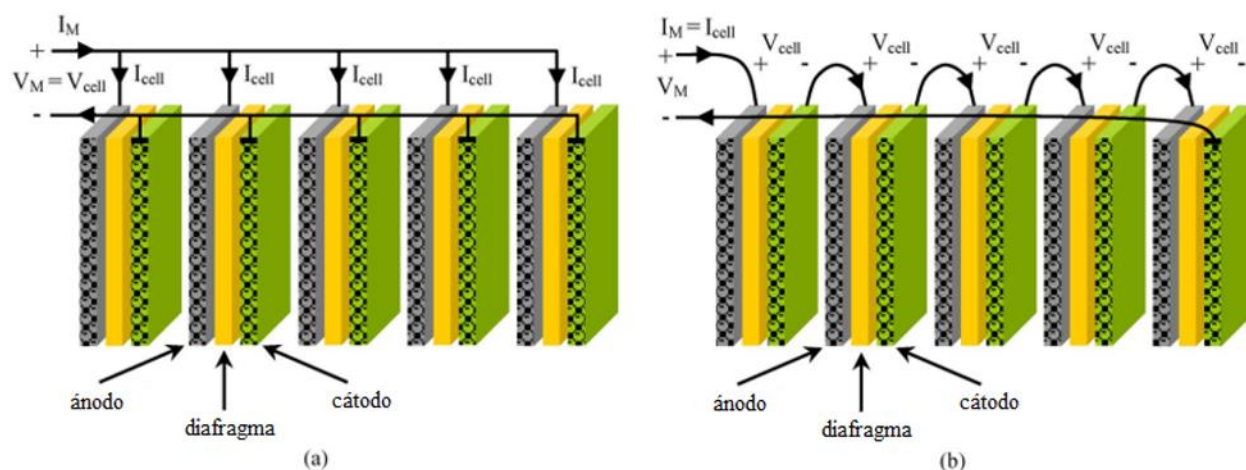


Figura 1: Esquema módulos electrolíticos con configuración monopolar (a) y bipolar (b) (Ursúa et al., 2012)

En donde, V_{cell} e I_{cell} son el voltaje y corriente de la celda respectivamente y V_M e I_M son del módulo electrolítico. Así, en una configuración monopolar $V_M = V_{cell}$, mientras que en una

configuración bipolar $I_M = I_{cell}$. Existen tres principales tipos de electrolizadores que se diferencian principalmente en el tipo de electrolito utilizado: AWE, PEM y SOE. No obstante, actualmente solo los electrolizadores alcalinos y PEM son comercializados, esto debido a que los de óxido sólido aún se encuentran en etapa de desarrollo.

2.1.1.1 Electrolizador Alcalino (AWE)

Consiste en la inmersión de dos electrodos en un electrolito acuoso, comúnmente hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH) que es capaz de conducir aniones OH^- . Se utiliza un diafragma entre los electrodos para que se logre una correcta separación de gases en el proceso, obteniéndose hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo, ver Figura 2. Operan con temperaturas entre $60 - 80^\circ C$ y con una densidad de corriente de $0,2 - 0,4 A/cm^2$, mientras que la presión de operación no supera los 30 bar. Es una tecnología madura y pueden llegar a tamaños de 2 y 3 MW, no obstante, es de poca flexibilidad debido a sus tiempos de partida en frío que no se complementan de la mejor forma con los mecanismos de producción de energías renovables (Pozio et al., 2021; Yates et al., 2020).

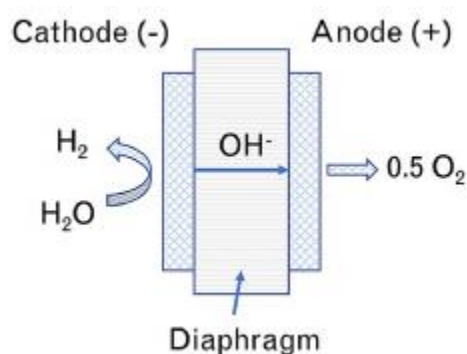


Figura 2: Esquema electrolizador alcalino (Gerloff, 2021)

Los electrodos deben ser resistentes a la corrosión y tener una buena conductividad eléctrica, por otro lado, el diafragma debe tener una baja resistencia eléctrica. Para dar cumplimiento a estos requisitos, generalmente se utilizan ánodos de Níquel (Ni), Cobalto (Co) o Hierro (Fe), mientras que el cátodo de Níquel con Platino con Carbón activado (Ni, C-Pt). El diafragma suele ser de óxido de Níquel (NiO).

El hidrógeno generado logra tener una pureza del 99,5% en promedio y con posibilidad de aumento al utilizar sistemas como secadores y removedores de oxígeno. Por último, requieren de agua pura con una conductividad eléctrica menor a $5 \mu S/cm$.

2.1.1.2 Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM)

Se basa en la utilización de una membrana polimérica sólida ácida que es capaz de conducir a iones de hidrógeno H^+ , así los iones se pueden mover del ánodo cargado positivamente hacia el cátodo cargado negativamente para formar hidrógeno, ver Figura 3. Operan con temperaturas

entre 50-80 °C y con densidades de corriente 0.6 - 2.0 A/cm². Soportan presiones hasta 200 bar y se presentan desde capacidades de 150 kW a más de 2 MW. Este tipo de electrolizadores se adaptan muy bien a las fluctuaciones de potencia, pero utilizan electrodos de metales nobles como el platino o el iridio lo que incrementa los costos de inversión en comparación con la tecnología AWE.

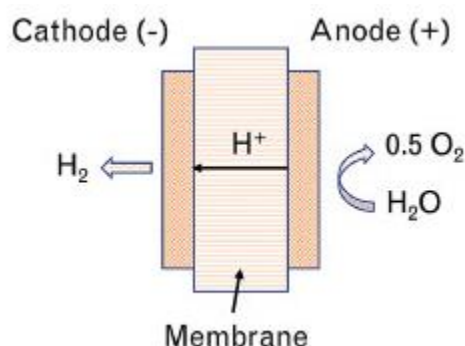


Figura 3: Esquema electrolizador PEM (Gerloff, 2021)

Estos electrolizadores son capaces de generar hidrógeno verde con una pureza del 99,9% sin la necesidad de más procesos, no obstante, requieren de una conductividad eléctrica del agua menor a 1 $\mu S/cm$.

2.1.2 Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno

El hidrógeno es el combustible que tiene mayor energía por unidad de masa, no obstante, a temperatura ambiente tiene una baja densidad energética por unidad de volumen por lo que requiere un aporte de energía para comprimirlo a altas presiones. En estado gaseoso es incoloro e inodoro y al combustionar produce una llama invisible a plena luz del día dificultando la detección de fugas. Además, el hidrógeno debe estar disponible para su utilización en distintos lugares y momentos, por lo que se debe contar con sistemas de almacenamiento que aseguren un correcto manejo del hidrógeno. En la Figura 4 se presentan las principales formas de almacenar al hidrógeno.

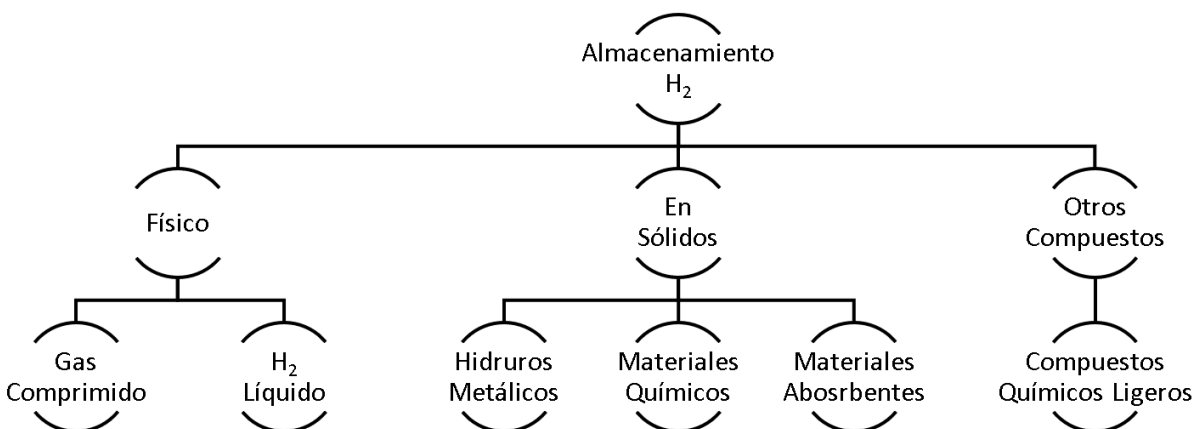


Figura 4: Métodos de almacenamiento de hidrógeno.

2.1.2.1 Almacenamiento físico

Las formas físicas existentes son: el uso de tanques o estructuras similares para almacenar, inyección de hidrógeno a redes de gas existentes y almacenamiento bajo tierra. Los tanques o estructuras de almacenamiento son elementos que permiten almacenar al hidrógeno en estado gaseoso a 700 bar o en estado líquido a temperaturas inferiores a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$. Por otro lado, la inyección a redes de gas existentes es una gran alternativa por su infraestructura existente, pudiendo almacenar un contenido de hidrógeno de hasta 20% en volumen. También puede aprovecharse alguna formación geológica bajo tierra, siempre y cuando sea hermética, se encuentre cerca del lugar de producción y no presente alta contaminación de compuestos orgánicos e inorgánicos (Vásquez & Salinas, 2018).

2.1.2.1.1 Compresión

Se realiza para almacenar una mayor cantidad de gas en un mismo volumen. En (Jiménez, 2020) se señala que se puede entender el proceso de compresión del hidrógeno para su almacenamiento como adiabático. No obstante, otros autores aseguran que dicha consideración puede inducir errores significativos (Tzimas et al., 2003). Además, el enfriar el gas mientras se comprime se logra reducir considerablemente el trabajo requerido para la compresión. Por lo que a mayor número de etapas de compresión mayor es la eficiencia del proceso, debido a que se tienden a utilizar enfriadores de gases (*intercooler*) entre las etapas de compresión. En Figura 5 se puede notar como a mayor número de etapas de compresión menor es la cantidad de trabajo eléctrico requerido y como la presión de aspiración también juega un rol relevante en el proceso.

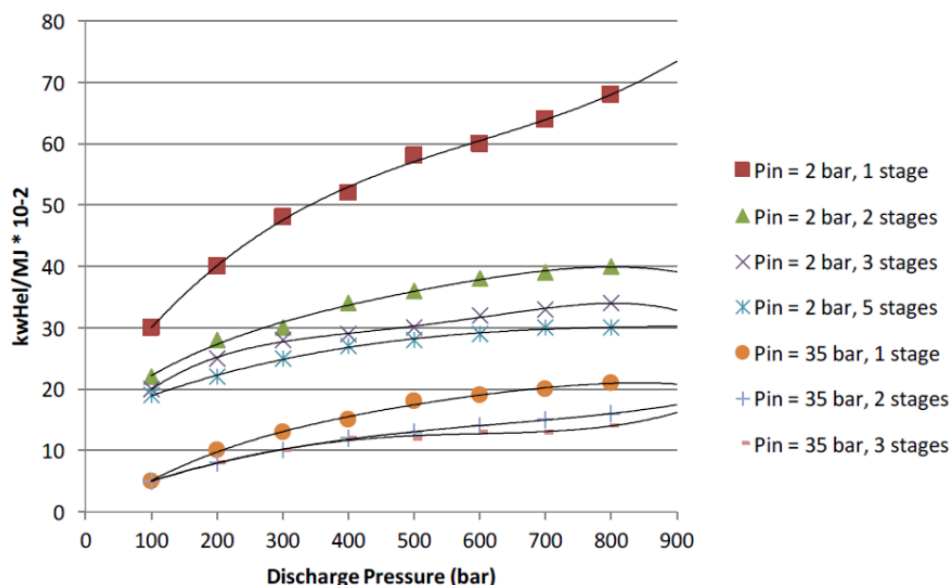


Figura 5: Compresión de hidrógeno en multietapas (Cancino, 2021)

2.1.2.1.2 Licuefacción

El proceso de licuefacción del hidrógeno se basa en extraer el calor del gas en múltiples etapas. Para esto, se utilizan una serie de intercambiadores de calor y compresores que permiten llevar a cabo el cambio de estado de fase de gas a líquido. Los ciclos de compresión del hidrógeno están divididos en dos grupos; ciclo de Claude y ciclo de Linde-Hampson. El primero, utiliza expansores, mientras que el segundo válvulas de expansión. El ciclo de Linde-Hampson es el más sencillo y también se conoce como ciclo de Joule-Thompson, no obstante, el ciclo consume más energía con respecto al ciclo de licuefacción de Claude (Cancino, 2021).

2.1.2.2 Almacenamiento en sólidos

El almacenamiento en sólidos se distingue por una mayor seguridad y eficiencia. Principalmente se utilizan los siguientes materiales: carbono, hidruros recargables, hidruros químicos e hidruros químicos térmicos. Si se compara con el almacenamiento físico, tiene mayores beneficios en cuanto a operar con menores presiones, potencial de menor volumen y mayor pureza de hidrógeno producido (Vásquez & Salinas, 2018). No son particularmente útiles para aplicaciones móviles, sino más bien para aplicaciones estacionarias aisladas (González, 2015).

2.1.2.3 Almacenamiento en otros compuestos

El metano (CH_4) y el amoníaco (NH_3) son sustancias que podrían ayudar a disminuir los problemas asociados a la baja densidad volumétrica del hidrógeno. Con respecto al metano sintetizado a partir de dióxido de carbono e hidrógeno, se puede utilizar directamente como

combustible y presenta las ventajas de contar con alta infraestructura para su utilización. En el caso del amoniaco se tiene una gran competitividad de costos con respecto a combustibles fósiles y también presenta una infraestructura avanzada para su utilización en almacenamiento y transporte (Vásquez & Salinas, 2018).

2.1.3 Utilización de energías renovables para la producción de hidrógeno

Como se mencionó anteriormente el hidrógeno requiere ser producido mediante fuentes de energía renovables para ser denominado hidrógeno verde. Chile posee un potencial energético renovable que equivale a 70 veces la demanda de Chile, ver Figura 6.

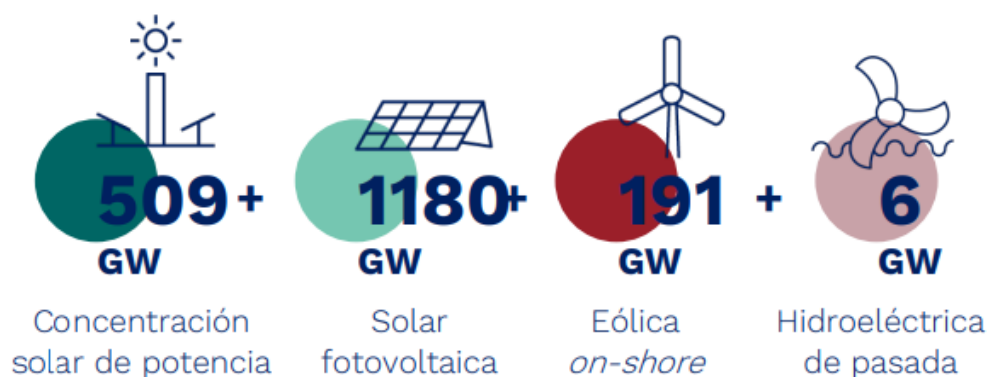


Figura 6: Potencial energético renovable en Chile (Ministerio de Energía, 2020)

Chile posee la ventaja de que los vientos del extremo austral soplan con la misma energía en tierra que mar adentro, además la generación solar de la zona central es más competitiva que la generación eléctrica con energía fósil y distintas fuentes aseguran que el norte de Chile presenta los niveles de radiación más altos del planeta (Ministerio de Energía, 2020).

Los sistemas de generación de energía renovable suelen presentar fluctuaciones de energía que se complementan muy bien con el uso de electrolizadores tipo PEM y posteriormente al almacenamiento del hidrógeno, permitiendo almacenar los excedentes para suplir correctamente los procesos de alta demanda y baja demanda de energía, y de esta forma generar un equilibrio entre la producción y el consumo.

2.1.3.1 Energía solar fotovoltaica

Los paneles fotovoltaicos (PV por sus siglas en inglés) son un sistema de conversión directa de energía que utiliza los fotones de la radiación electromagnética del sol para realizar un efecto fotoeléctrico que produce energía eléctrica. Los paneles solares fotovoltaicos están compuestos por una serie de celdas solares, éstas son las encargadas de recibir la radiación solar y producir una diferencia de potencial eléctrico entre ambas caras, lo que permite que los electrones se muevan de un lugar a otro generando corriente eléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos se dividen generalmente en 2 grandes grupos; los que se conectan directamente a la red eléctrica (*on-grid*) y los que no se conectan a la red eléctrica (*off-grid*). Ambos sistemas requieren de dispositivos distintos para su correcto funcionamiento, pero el principio es el mismo. Además, cada configuración depende de las condiciones de operación de cada sistema.

Un conjunto de celdas fotovoltaicas compone a un módulo fotovoltaico o panel solar y pueden conectarse en serie o paralelo dependiendo de los requerimientos. Por lo general, se utilizan materiales semiconductores y esta tecnología permite aplicaciones a nivel doméstico como también a niveles industriales.

2.1.3.2 Capacidad total instalada de energías renovables en Chile

Chile presenta una infraestructura actual para la generación de electricidad renovable que va en aumento cada año, Figura 7. Se puede notar que en los últimos 10 años se duplicó la capacidad instalada de energía renovable y que solo del 2020 al 2021 hubo un aumento de más de 2200 MW en solo un año.

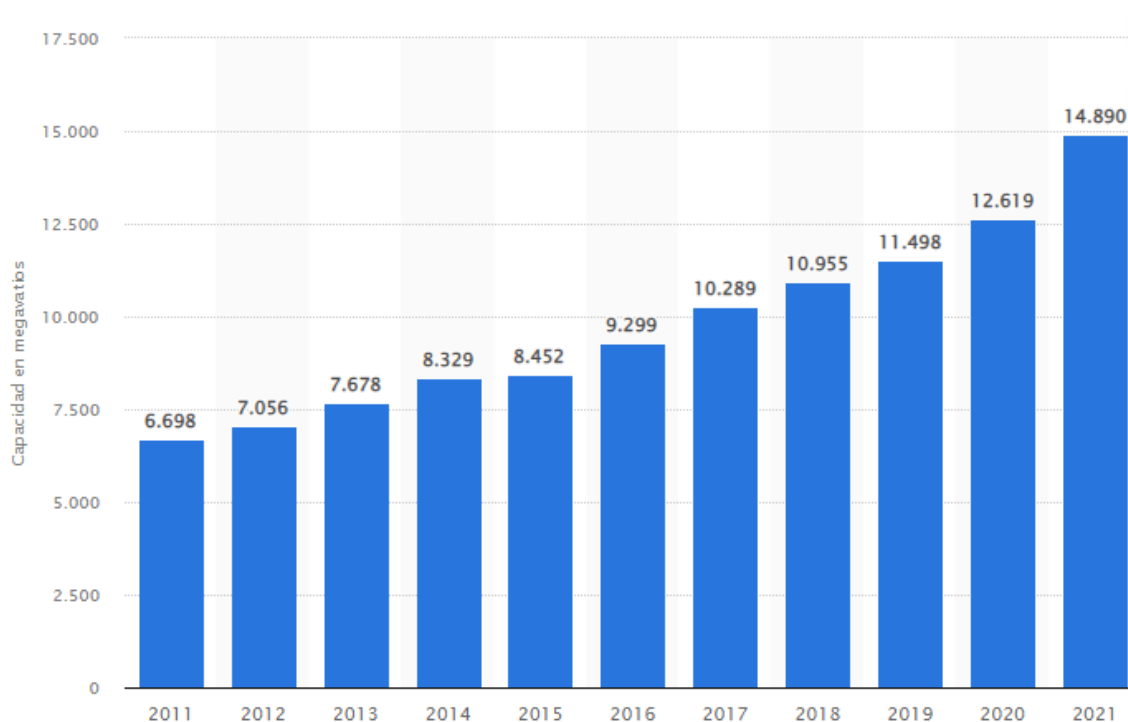


Figura 7: Capacidad instalada de ERNC en Chile del 2011 al 2021 (Statista, 2022)

A mayo de 2024, Chile cuenta con una capacidad instalada eléctrica total de 35.331 MW, en donde, el 66,4% corresponde a ERNC; 28,7% solar, 21% hidráulica, 14,3% eólica, 2,2% biomasa y 0,3% geotérmica (Coordinador Eléctrico Nacional, 2024). Así, se presenta en la Tabla 3 la capacidad total instalada de ERNC en Chile.

Tabla 3: Capacidad de ERNC en Chile a mayo del 2024.

	Capacidad 2024 (MW)
Hidráulica	7404,2
Solar	10139,2
Eólica	5057,8
Biomasa	777,3
Geotérmica	94,9

2.1.4 Costo nivelado del Hidrógeno (LCOH)

El LCOH es el indicador más utilizado para evaluar la competitividad de proyectos de producción de hidrógeno, ya que permite realizar comparaciones entre distintas formas de producción incluyendo aspectos de diseño como el dimensionamiento de equipos y la ubicación. En este estudio, el LCOH se calcula para determinar el costo total de producción de hidrógeno verde durante el horizonte de evaluación de 20 años, se utiliza la ecuación (1), que representa el cociente entre los costos totales descontados del sistema y la producción total descontada de hidrógeno verde.

Al comparar el LCOH obtenido con los valores reportados en la literatura, se puede determinar la competitividad y el impacto potencial de estos proyectos en el mercado energético chileno. Incluso comparándolo con otros métodos de producción de hidrógeno más convencionales como el reformado del gas natural. Así, los valores de LCOH reportados en este estudio pueden ser de gran utilidad en otros estudios y en las políticas internas de hidrógeno verde de Chile.

2.1.5 Aguas residuales en Coquimbo

En la región de Coquimbo hay dos empresas que cuentan con plantas de tratamiento de aguas residuales, Aguas del Valle cuenta con 22 plantas de tratamiento de aguas residuales y ESSI S.A con solo una. Ambas cumplen con la normativa chilena DS90, que regula los contaminantes presentes para descargas en fuentes naturales de agua y la norma NCh1333 para la calidad del agua utilizada en riego. Estas plantas realizan tratamientos primarios, secundarios y terciarios, dependiendo la fuente a la que será descargada, tales como; mar, ríos o esteros.

Inicialmente, se realiza el tratamiento primario que consiste en procesos físicos que permiten la remoción de sólidos, arenas y grasas. Luego, está el tratamiento secundario que consiste en la degradación de materia orgánica mediante procesos biológicos que logren reducir la demanda de oxígeno disuelto. En Coquimbo se cuenta con sistemas de lodos activados, lagunas aireadas, lagunas facultativas y lombrifiltros. Finalmente, se puede realizar un tratamiento terciario que en este caso sólo consiste en la desinfección del agua mediante gas cloro para luego ser descargada

en ríos y esteros, a excepción de algunas aguas utilizadas en riego con solo tratamiento secundario y al efluente descargado al mar mediante emisarios submarinos que solo cuentan con tratamiento primario.

Es importante destacar que este estudio se centra en la utilización de caudales de aguas residuales ya tratadas en plantas específicas de la región de Coquimbo. El enfoque principal radica en implementar los tratamientos necesarios para asegurar que el agua cumpla con las características mínimas requeridas para llevar a cabo la electrólisis tipo PEM. Este proceso de tratamiento de aguas residuales se aborda como una caja negra, en específico, solo se consideran las limitaciones técnicas y los costos eléctricos y económicos, sin entrar en detalle en el proceso químico-biológico de descontaminación ni desinfección del agua residual y guiándose por los valores reportados en la literatura para estudios similares (Al-Bazedi et al., 2016; Simoes et al., 2021; Valladares Linares et al., 2014). Por lo tanto, en caso de seleccionar un emisario submarino se requerirá añadir un tratamiento secundario y terciario, y en caso de ser una planta de tratamiento de aguas servidas (PTAS), solo añadir el tratamiento terciario.

2.2 Casos de estudio

Se realiza un análisis de las plantas de tratamiento de aguas residuales que realizan una descarga del efluente a ríos, mares o esteros, y no así plantas que utilizan el recurso para riego u otras aplicaciones. Se busca que las plantas de tratamiento se encuentren favorablemente en la misma latitud geográfica lo que permite realizar una correcta comparación del recurso solar. Además, debe haber disponibilidad de espacio para ampliar las plantas de tratamiento de aguas como las plantas de generación de energía.

Según las recomendaciones de (Simoes et al., 2021), para todos los caudales que se presentarán a continuación, se pueden asumir las siguientes pérdidas; 10% por evaporaciones, 25% para limpieza, 10% para evitar riesgos de escasez y 25% en el proceso de osmosis inversa. Así, se cuenta con un aproximado del 75% de pérdidas de agua con respecto a la cantidad disponible inicialmente. Debido a esto, se deben dimensionar las plantas de tratamiento para el caudal inicial, y posteriormente dimensionar las plantas electrolizadoras para el caudal post pérdidas.

Los 3 casos que se proponen para la generación de hidrógeno verde solar mediante el uso de aguas residuales tratadas se detallan a continuación y se presenta la radiación global horizontal diaria promediada para un año típico construido con datos del 2003 al 2015 (Molina et al., 2017), la ubicación geográfica y sus coordenadas en Figura 8 y Tabla 4 respectivamente.



Figura 8: Ubicación sistemas a evaluar en la región de Coquimbo

Tabla 4: Datos geográficos de los casos de estudio

	Latitud [°]	Longitud [°]	Altura [m.s.n.m]	Radiación Global Horizontal [kWh/m ² /día]
Caso 1	-29.953	-71.361	10	4.8
Caso 2	-29.938	-71.142	111	5.4
Caso 3	-30.034	-70.650	684	6.3

2.2.1 Electrolizadores PEM y paneles fotovoltaicos

Si bien se revisan distintos fabricantes de electrolizadores (Thyssenkrupp, Siemens y NEL) que presentan condiciones de operación muy similares. En esta ocasión, se seleccionan los electrolizadores PEM de la serie M del fabricante neerlandés NEL que presenta potencias de entrada de 10 a 22 MW por unidad y pueden escalarse a la potencia que se requiera para proyectos de mayor envergadura (caso 1 y caso 3), Anexo 4.2. Esta característica es fundamental para lograr las potencias de electrólisis que se presentan en este estudio. Además, estos electrolizadores pueden comenzar a producir hidrógeno desde un 10% de su capacidad, por lo que, si la energía producida por la planta fotovoltaica es inferior a ese nivel, no se generará hidrógeno y se desperdiciará la energía que no se utiliza en los tratamientos de agua.

En cuanto a las plantas fotovoltaicas, se sigue el modelo de (Yates et al., 2020), por lo que se realiza un sobredimensionamiento con el fin de obtener el mayor factor de capacidad del electrolizador, ya que, como no hay una forma de compensar la electricidad cuando no hay suficiente energía solar para hacer funcionar el electrolizador, solo se puede aumentar el factor de capacidad del electrolizador al aumentar el tamaño (potencia) de la planta fotovoltaica. Así, se define la relación de sobredimensionamiento PV/PEM, la cual al aumentar permite obtener un

mayor factor de capacidad del electrolizador a cambio de un mayor LCOH, debido a esto se debe ajustar cada relación para cada caso específico. Por último, se considera una instalación de paneles fotovoltaicos con un seguimiento solar, SAT por sus siglas en inglés (*single axis tracking*), en el eje norte-sur. Se seleccionan paneles fotovoltaicos disponibles comercialmente del fabricante chino Trinasolar denominados VERTEX TSM-DE21, que cuentan con una potencia de 670 W, un coeficiente de temperatura de $0.4 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$, una temperatura de operación de 45°C y una degradación anual de $0.5 \text{ } \%$, factores importantes que se incluyen en el modelo de energía solar utilizado en este trabajo, Anexo 4.1. Para obtener la energía eléctrica generada por parte del sistema fotovoltaico se utiliza la ecuación (2).

$$E_h = \frac{G_{SAT} * P_{PV} * PR}{G_{CEM}} \quad (2)$$

En la ecuación (2), G_{SAT} es la irradiancia que existe en el plano de los módulos fotovoltaicos (plano SAT), la cual se calcula mediante los datos de radiación del explorador solar para la inclinación correspondiente, G_{CEM} es una constante de valor $1 \text{ kW}/\text{m}^2$, P_{PV} corresponde a la potencia del sistema fotovoltaico y PR está relacionado con las pérdidas por temperatura, las cuales son indicadas por el fabricante del panel. No obstante, la expresión utilizada para obtener la temperatura de operación del panel se muestra en la ecuación (3), la cual depende de la temperatura nominal de operación, la temperatura ambiente y la irradiancia solar.

$$T_{op} = T_a + (T_{op,N} - 20^{\circ}\text{C}) * \frac{I}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \quad (3)$$

2.2.2 Caso 1 en emisario submarino Coquimbo

Se desea evaluar la posibilidad de utilizar el agua descargada por el emisario submarino Coquimbo mediante la implementación de una planta de electrólisis para la generación de hidrógeno verde solar. El emisario submarino cuenta con una planta de tratamiento que solo realiza un pretratamiento del agua y una remoción de grasas y según (Godoy, 2021) cuenta con un caudal medio de descarga de 492 l/s .

Se plantea la ampliación de la planta de tratamiento para contar con una unidad de tratamiento secundario mediante lodos activados, tecnología muy común en Chile y en la región de Coquimbo, y otra unidad de tratamiento terciario por ósmosis inversa, ambas se dimensionan para un caudal inicial de 500 l/s . Luego, contando las pérdidas previamente descritas, se contará con un caudal final aproximado de 125 l/s para realizar electrólisis. Equivalente a contar con un volumen cercano a los 10.800 m^3 de aguas residuales por día, lo que permite dimensionar una planta electrolizadora y fotovoltaica de gran escala para su evaluación.

Al tomar en cuenta los electrolizadores M5000 de NEL, se encuentra por catálogo una eficiencia de conversión de electricidad a hidrógeno de 50 kWh/kgH_2 y un consumo de agua de $0.011 \text{ m}^3/\text{kgH}_2$.

Para la planta fotovoltaica se deben considerar la cantidad de horas diarias de sol para generar la energía eléctrica necesaria para el electrolizador, el cual necesita como mínimo un 10% de su potencia de entrada. De esta forma, se analizan las horas de sol con datos de la red agroclimática nacional y del explorador solar; resultando en un total aproximado de 4.300 horas de sol al año. Por lo tanto, se propone una planta de generación de gran escala con una potencia total de electrolisis de 2500 MW, capaz de generar más de 120.000 toneladas de hidrógeno verde por año, lo que cumpliría en un 48% la meta de la estrategia nacional de hidrógeno verde de 250.000 toneladas para el año 2025 (Ministerio de Energía, 2020). Se puede visualizar la Figura 9, en donde se presenta un esquema de los sistemas propuestos; las flechas de color azul representan el flujo del agua, la de color amarillo la energía solar y eléctrica, la flecha verde representa al gas hidrógeno y la gris al oxígeno. Por último, se presenta el detalle de los flujos másicos involucrados en el sistema en Tabla 5.

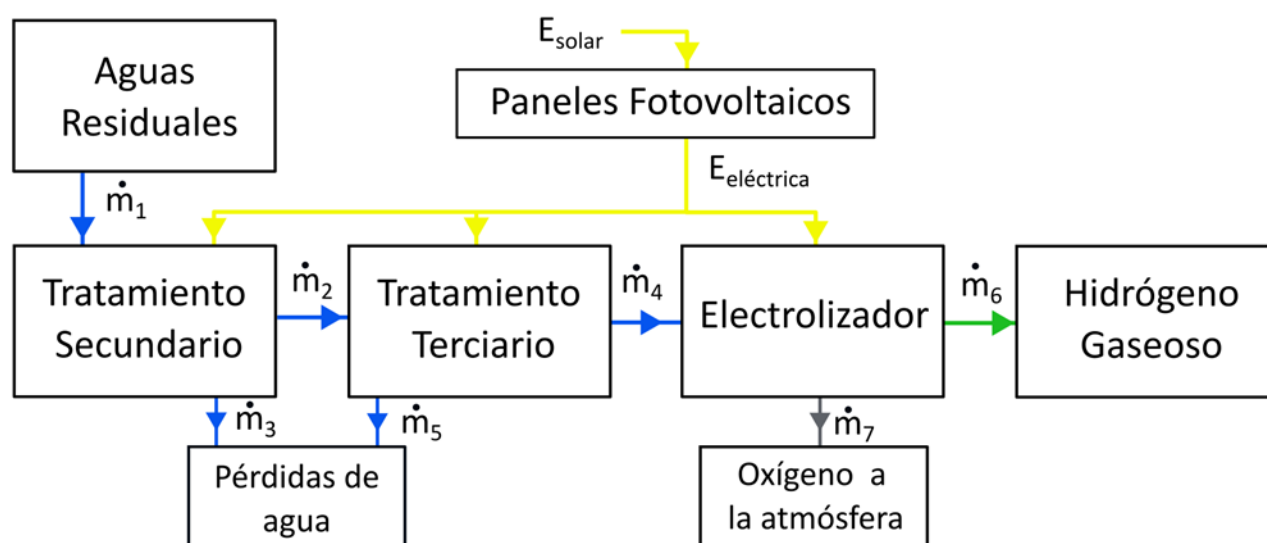


Figura 9: Esquema caso 1

Tabla 5: Flujos másicos involucrados

	Flujo másico [kg/h]
$\dot{m}_1$	Agua con primer tratamiento
$\dot{m}_2$	Agua con segundo tratamiento
$\dot{m}_3$	Pérdidas de agua
$\dot{m}_4$	Agua con tercer tratamiento
$\dot{m}_5$	Pérdidas de agua
$\dot{m}_6$	Hidrógeno

$\dot{m}_7$	Oxígeno
-------------	---------

2.2.3 Caso 2 en planta de tratamiento de aguas residuales Algarrobito

Se evaluará otro caso de generación de hidrógeno verde a un costado de la PTAS Algarrobito que se ubica en la comuna de La Serena. Dicha planta realiza pretratamiento del agua, y a diferencia del caso 1, la planta cuenta con una unidad de tratamiento secundario mediante el proceso de lodos activados y de tratamiento terciario de desinfección utilizando gas cloro o luz ultravioleta. Finalmente, el agua tratada es descargada al río Elqui con un caudal medio de 1.12 l/s (Declaración Impacto Ambiental PTAS Algarrobito, 2000).

Se propone ampliar la PTAS Algarrobito para que cuente con una unidad de tratamiento terciario de ósmosis inversa, que sea capaz de tratar un caudal aproximado de 1.2 l/s. Así, luego de las pérdidas estimadas se podría contar con un caudal final para generar hidrógeno verde de 0.3 l/s aproximadamente. Se propone utilizar el electrolizador M2000 de NEL, el cual presenta por catálogo una eficiencia de conversión de electricidad a hidrógeno de 50 kWh/kgH₂ y un consumo de agua de 0.011 m³/kgH₂.

Luego, contando que en la localidad hay cerca de 4300 horas de sol al día, por lo que se plantea una potencia de electrolizador de 10 MW capaz de generar una cifra del orden de 500 toneladas de hidrógeno verde por año. Finalmente, se presenta un esquema en Figura 10, la cual utiliza la misma simbología presentada en Figura 9 y en Tabla 5.

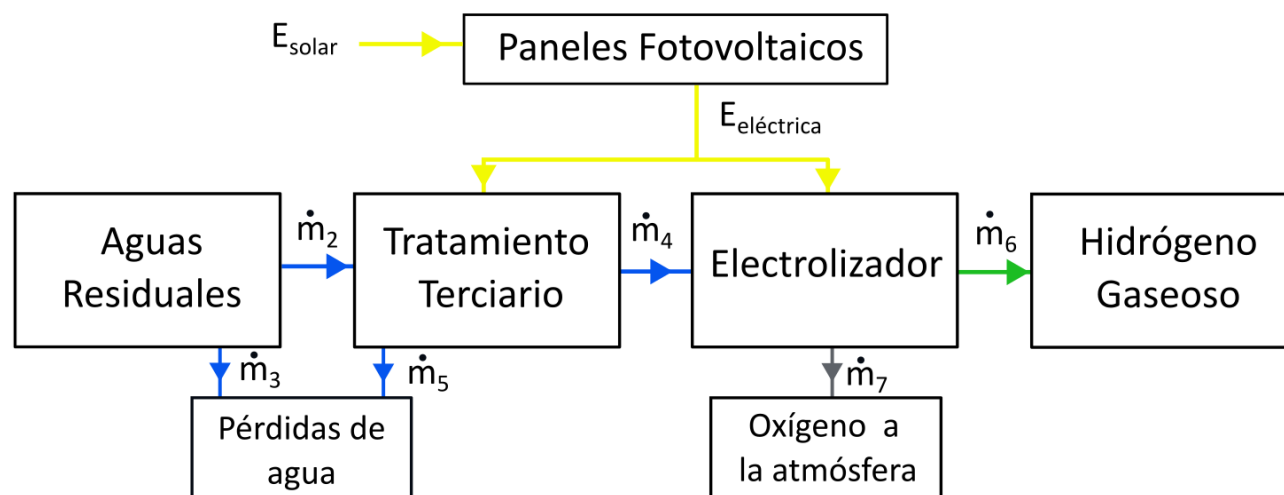


Figura 10: Esquema caso 2 y 3

2.2.4 Caso 3 en planta de tratamiento de aguas residuales Peralillo

En Peralillo también se cuenta con una PTAS que se ubica en la comuna de Vicuña. La planta cuenta con sistema de pretratamiento, tratamiento secundario mediante lodos activados y desinfección mediante gas cloro o luz ultravioleta, finalmente, las aguas tratadas son descargadas al río Elqui con un caudal medio de 4.7 l/s (Declaración Impacto Ambiental PTAS Peralillo, 2000).

Se plantea realizar un sistema similar al planteado en el inciso 2.2.2, realizando una ampliación de la planta para realizar el proceso de ósmosis inversa, pero para un caudal aproximado de 5 l/s. Así, luego del tratamiento y asumiendo las pérdidas previamente descritas, se podría contar con un caudal de agua tratada para electrolizar de 1.25 l/s. Se utiliza el electrolizador de NEL M5000 utilizado también para el sistema 1, así, considerando las 4300 horas aproximadas de luz solar se propone una planta de electrolisis de 60 MW capaz de generar cerca de 3000 toneladas de hidrógeno verde por año. El esquema de la planta propuesta puede visualizarse en Figura 10, notar que el sistema propuesto cuenta con el mismo esquema que el caso 2.

2.3 Tratamientos de agua

Los sistemas de tratamiento de aguas requerirán distintos consumos de energía eléctrica según sea necesario. En el caso 1, se requiere una unidad de tratamiento secundario, no obstante, este tratamiento es de carácter biológico y se señala en la literatura que tiene un consumo inferior a 0,05 kWh/m³ (Simoes et al., 2021), de modo que se usará dicha condición como la más desfavorable. En cambio, la ósmosis inversa consume un estimado de 4 kWh/m³ (Al-Bazedí et al., 2016; Jungbin Kim et al., 2019) y será utilizada en todos los casos de estudio presentados. De esta manera, se expone la tabla 4 con el detalle del agua residual a tratar y el consumo eléctrico de los tratamientos por caso de estudio.

Tabla 6: Consumo eléctrico tratamientos de agua

	Agua por tratar [m ³ /día]	Consumo tratamientos [kWh/m ³]	Consumo eléctrico tratamientos [MWh/día]
Caso 1	43200	4,05	174.96
Caso 2	104	4	0.42
Caso 3	432	4	1.73

2.4 Análisis de ciclo de vida

En este trabajo, se emplea la metodología del análisis de ciclo de vida (LCA, por sus siglas en inglés) conforme a las normas ISO 14040 y 14044. Un LCA es una herramienta ampliamente

utilizada en análisis de impactos ambientales potenciales de un sistema técnico (tecnósfera) y su entorno.

Según las normativas mencionadas en el párrafo anterior, un LCA se divide en cuatro etapas:

- Definición de objetivos y alcance
- Análisis de inventario
- Evaluación de impacto
- Interpretación

2.4.1 Definición de objetivos y alcances

Este LCA tiene como objetivo identificar los impactos ambientales del hidrógeno verde generado en Peralillo, Coquimbo. El estudio abarca la celda (*stack*) y el balance de planta (BOP) del sistema de generación de hidrógeno verde solar con suministro de aguas residuales tratadas. Se considera un análisis de la cuna a la puerta (*cradle to gate*), es decir, no se consideran las etapas postproductivas (almacenamiento, transporte, entre otros).

La unidad funcional se fija como un 1 kg de hidrógeno gas y se utilizarán todos los parámetros técnicos de la sección 2.2. Además, se utilizarán datos de declaraciones ambientales de producto de Acero CAP y cementos Biobío, esto con el fin de modificar los parámetros de la base de datos de Ecoinvent con datos locales y, de esta forma, obtener resultados representativos para la zona de estudio. Por último, es importante señalar que solo se consideran los insumos con mayor presencia en las plantas (fotovoltaica y electrolítica) para lograr converger.

2.4.2 Análisis de inventario

Para el análisis de inventario se deben cuantificar todas las entradas y salidas de materiales y energía del sistema evaluado. Con el fin de obtener los flujos de materia y energía, se deben obtener los flujos elementales que se realizan obteniendo todo el uso de materias y dividiendo por la cantidad de hidrógeno producido durante toda la vida útil.

Se utilizan los datos técnicos que se obtienen del análisis de esa área y se construye el inventario siguiendo el trabajo de (Sharma et al., 2020) que se basa en el inventario de (Bareiß et al., 2019) y es para una planta de electrólisis PEM de 1 MW. Luego, se debe escalar el inventario para cada caso de estudio con el fin de ajustarse a los requerimientos específicos de cada circunstancia, no obstante, este escalamiento no sigue una tendencia lineal y se debe realizar con la expresión presentada en la ecuación (4), con b siendo el factor de escalamiento, C_1 es la masa conocida del componente 1, C_2 es la masa desconocida del componente 2, X_1 es la capacidad de planta, equipo o componente 1 y X_2 es la capacidad de planta, equipo o componente 2. Así, se utiliza un factor de escalamiento de 0.88 para el *stack* y de 0.7 para el balance de planta (BOP), que son los parámetros que más se ajustan para proyectos de mayor magnitud según lo definido en (Gerloff, 2021).

$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{X_2}{X_1}\right)^b \quad (4)$$

2.4.3 Evaluación de impacto

Para evaluar los impactos ambientales potenciales del sistema en estudio se utiliza el modelo ReCiPe midpoint 2016. Es importante señalar que solo se utilizarán los impactos intermedios debido a que los impactos finales presentan muchas desviaciones que no permiten obtener resultados característicos y de información fidedigna que permitan tomar decisiones. Esto se debe principalmente a que los impactos finales consideran suposiciones que no se alinean con un análisis como el que se lleva a cabo en este trabajo.

La operación de la planta PEM incluye la electricidad y el suministro de agua desionizada y tratada por ósmosis inversa. La planta opera dependiendo las condiciones climáticas para generar electricidad con los paneles PV teniendo una media de 12 horas diarias. Los datos utilizados son de una base de datos argentina para un sistema de 65 MW, los cuales presentan condiciones similares a una planta chilena (El Romeral), no obstante, la planta argentina si está dentro de la base de datos de Ecoinvent, permitiendo tener un estudio mucho más fidedigno y con datos de una sola base.

Las categorías de impacto del modelo ReCiPe son variadas y están enfocadas a diversos análisis. En este caso, solo algunos impactos son relevantes para realizar el análisis ambiental, por lo tanto, se tomarán en consideración únicamente los siguientes:

- Cambio climático
- Agotamiento de la capa de ozono
- Acidificación terrestre
- Eutrofización de agua dulce
- Eutrofización marina
- Formación de oxidantes fotoquímicos
- Consumo de agua
- Agotamiento de recursos metálicos
- Agotamiento de recursos fósiles

CAPÍTULO 3

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados del análisis técnico económico de los 3 casos de estudio y se procede a seleccionar el mejor de ellos para realizar su evaluación ambiental centrada en un análisis del ciclo de vida. Finalmente, se procede a analizar y discutir los resultados para generar propuestas y mejoras para otras investigaciones que se realicen en la misma área.

3.1 Producción diaria promedio de energía eléctrica

Se presentan los resultados de producción de energía eléctrica por medio de los paneles fotovoltaicos para cada caso. Se debe tener en consideración que se realiza una optimización de la relación de potencias de los sistemas PV/PEM para obtener el menor LCOH, esto se presenta en Figura 11. Así, se puede notar que esta relación tiene un valor de 1,4 1,3 y 1,2 para los casos 1, 2 y 3 respectivamente. Por lo que la potencia fotovoltaica instalada para el caso 1 es 3500 MW, para el caso 2 es de 13 MW y el caso 3 un total de 72 MW. Estas instalaciones son capaces de suministrar la energía necesaria para las unidades de tratamiento de aguas y los electrolizadores. Los resultados de producción eléctrica diaria promedio son graficados y presentados en Figura 12.

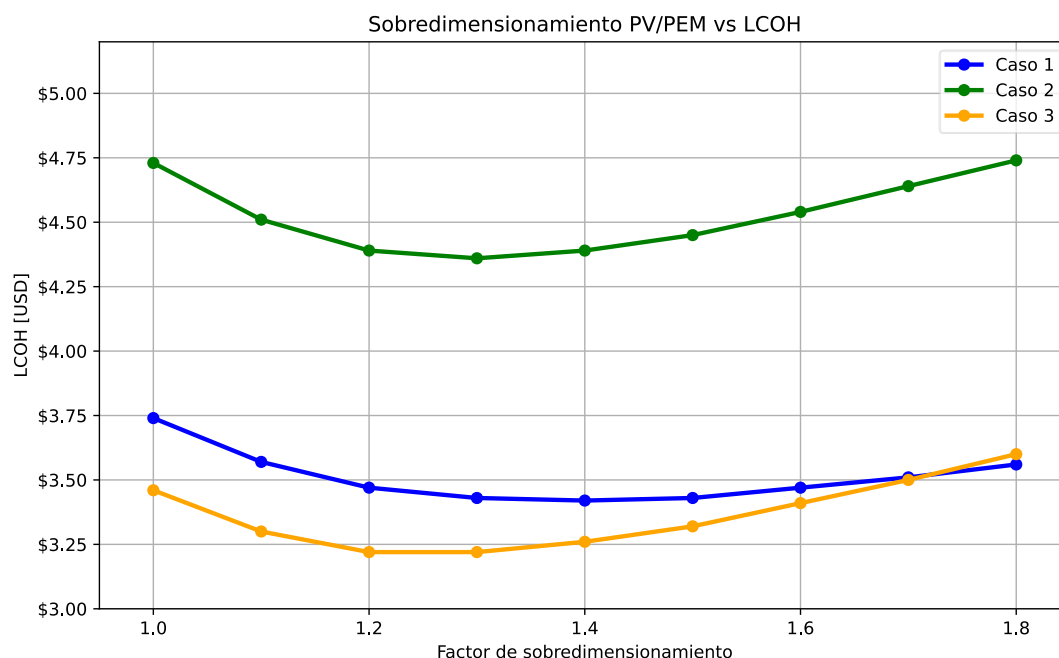


Figura 11: Relación de sobredimensionamiento PV/PEM

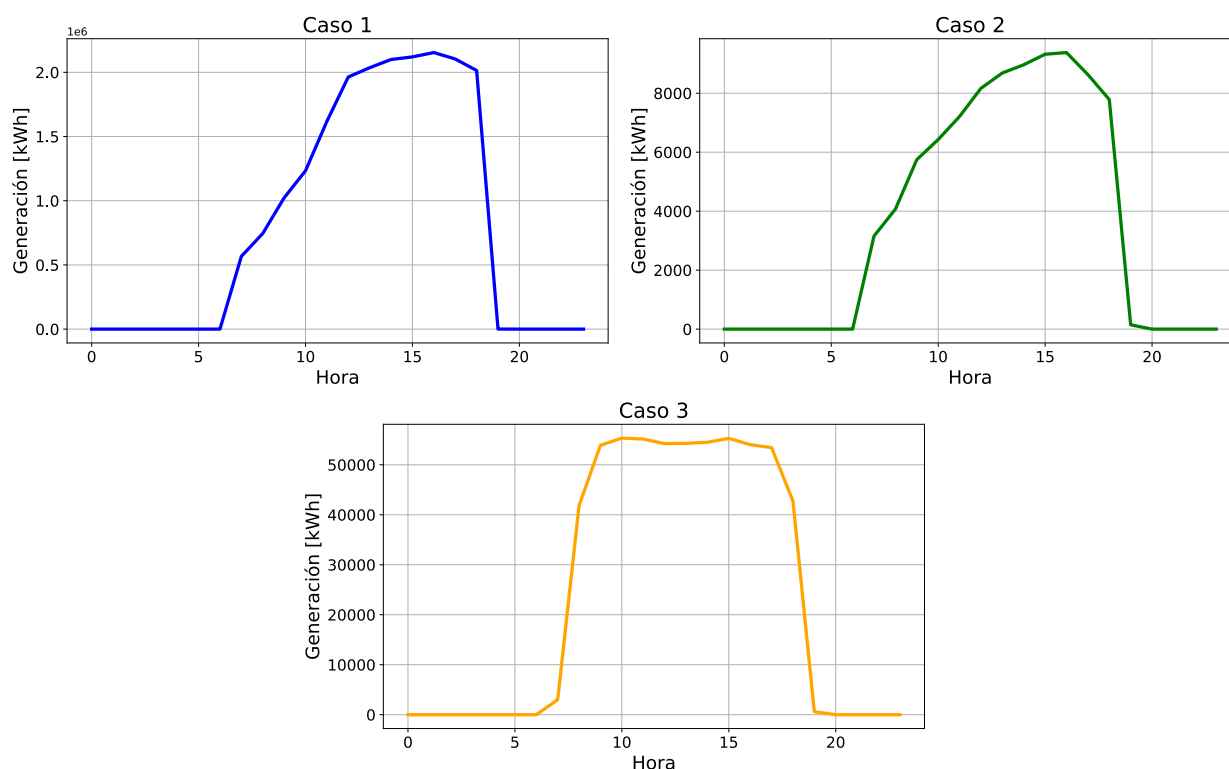


Figura 12: Generación energía eléctrica promedio por día para cada caso.

3.2 Producción anual de hidrógeno verde

La producción anual de hidrógeno verde de los 3 casos estudiados durante 20 años y la cantidad de horas de funcionamiento anual del electrolizador son presentados en Tabla 7. Se debe tener en cuenta que hay una disminución en la producción anual de hidrógeno debido a la degradación del electrolizador y sus componentes, la cual es de un 0,5 % al año.

Tabla 7: Producción anual de hidrógeno verde y horas de funcionamiento del electrolizador

	Caso 1		Caso 2		Caso 3	
Año	Producción H₂ [kg]	Tiempo funcionamiento Elec. [hr]	Producción H₂ [kg]	Tiempo funcionamiento Elec. [hr]	Producción H₂ [kg]	Tiempo funcionamiento Elec. [hr]
1	113.917.477	3.329	511.922	3.361	3.567.118	3.432
2	113.272.390	3.319	509.657	3.356	3.553.944	3.425
3	112.636.475	3.313	507.236	3.349	3.540.424	3.420
4	111.986.573	3.307	504.743	3.344	3.526.528	3.417
5	111.323.246	3.301	502.155	3.338	3.511.930	3.414

6	110.647.856	3.294	499.463	3.333	3.496.643	3.412
7	109.970.560	3.288	496.624	3.328	3.480.461	3.409
8	109.279.072	3.281	493.669	3.323	3.463.063	3.404
9	108.564.176	3.272	490.586	3.317	3.444.784	3.399
10	107.838.078	3.264	487.465	3.313	3.425.865	3.396
11	107.125.720	3.261	484.279	3.309	3.405.968	3.393
12	106.362.068	3.252	480.928	3.300	3.385.439	3.392
13	105.592.184	3.245	477.578	3.297	3.363.270	3.389
14	104.792.278	3.235	473.994	3.291	3.339.382	3.387
15	104.007.808	3.230	470.185	3.283	3.313.344	3.385
16	103.185.635	3.220	466.150	3.274	3.285.085	3.381
17	102.367.081	3.213	461.931	3.267	3.254.383	3.377
18	101.524.957	3.203	457.541	3.264	3.220.509	3.373
19	100.665.482	3.192	452.647	3.259	3.184.064	3.370
20	99.803.177	3.183	447.292	3.251	3.146.540	3.367

3.2.1 Costos sistemas de tratamiento de aguas

Para realizar una estimación del costo del agua por metro cúbico para los sistemas de tratamiento de aguas propuestos, se utilizan los CAPEX y OPEX para determinar los gastos anuales de las plantas de tratamiento, ya sea de ósmosis inversa o de lodos activados, luego, se puede obtener el precio de cada metro cúbico de agua residual tratada para cada caso de estudio.

3.2.1.1 Costos de inversión para plantas de tratamiento de aguas

Con la información disponible en Aguas del Valle S.A, Aguas Andinas, (Godoy, 2021; Mason, 2017); sobre los costos de inversión de distintas plantas de tratamiento de lodos activados en Chile, así, se crea una gráfica para ajustar una curva que permita obtener el CAPEX de una PTAS de lodos activados en función del caudal de diseño (Q_d), esta regresión se presenta a continuación en (5).

$$CAPEX_{PTAS} = 48.676 \cdot Q_d + 284.782 \quad (5)$$

Por otro lado, los costos de inversión de una planta de tratamiento de ósmosis inversa (PTOI) se definen según lo expresado por (Kaya et al., 2019), en donde, el costo específico promedio de una PTOI es de 800 USD/m³/día.

3.2.1.2 Costos de operación para plantas de tratamiento de aguas

En cuanto a los gastos OPEX de plantas de tratamiento, se toman como base los costos entregados en (Godoy, 2021) y por un estudio tarifario de Agua Advise, fijando el valor de los

costos de operación y mantenimiento de una PTOI en $0.7 \text{ USD}/\text{m}^3$ y en $0.2 \text{ USD}/\text{m}^3$ para PTAS de lodos activados.

De esta manera, el CAPEX de la PTAS para el caso 1, el cual será el único que deberá adicionar el tratamiento de lodos activados, es de un total de \$ 25.622.782 y el OPEX de \$ 3.153.600 anual. El tratamiento de ósmosis inversa es requerido para todos los casos y tiene un CAPEX de \$ 34.560.000, \$ 82.944, \$ 345.600 y un OPEX de \$ 11.037.600, \$26.490 y \$ 110.376 para los sistemas 1, 2 y 3 respectivamente. Finalmente, teniendo en consideración el volumen anual a tratar por cada sistema de tratamiento, los costos asociados al agua disponible para electrolizar son de 4,65, 2,89 y 2,89 USD/m^3 para el caso 1, 2 y 3 respectivamente.

3.2.2 Costos sistemas PEM – PV

Los costos de inversión, mantenimiento y operación de electrolizadores tipo PEM presentan diversos rangos y proyecciones. Para esta ocasión, se asumen los costos que tendrán estos sistemas mediante los valores presentados en (FCH JU 2017; Gallardo et al., 2021; Yates et al., 2020) para el año 2025. Los CAPEX están en el rango de 700 a 1100 USD/kW y OPEX de 14 a 20 $\text{USD}/\text{kW}/\text{año}$ dependiendo la potencia del electrolizador.

Respecto a los costos de los sistemas fotovoltaicos, en (IRENA, 2022) se presenta el costo promedio mundial de inversión de 858 USD/kW . Por otro lado, para proyectos evaluados específicamente en el norte de Chile se encuentran valores en el rango de 740 a 1100 USD/kW . Los costos referidos a operación y mantenimiento se encuentran en el rango de 13 a 18 $\text{USD}/\text{kW}/\text{año}$ (Armijo & Philibert, 2020; Gallardo et al., 2021; IRENA, 2022).

3.2.3 Parámetros de los sistemas a evaluar

Todos los parámetros por introducir en el modelo utilizado se presentan en la Tabla 8. Se puede notar que algunos son fijos para todos los sistemas, como el caso de la tasa de descuento que se asume según la tasa definida por (Comisión Nacional de Energía Chile, 2022) de un 7 % para el cuatrienio 2024-2027. También, se consideran como parámetros fijos; la duración del *stack*, el consumo de agua y energía, el costo de reemplazo, la degradación anual y los años de operación.

Tabla 8: Parámetros de los sistemas de generación de hidrógeno verde a evaluar

Parámetro	Unidad	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
Parámetros del electrolizador				
Potencia nominal	MW	2500	10	60
CAPEX	USD/kW	700	900	800
OPEX	$\text{USD}/\text{kW}/\text{año}$	14	17	15
Costo agua	USD/m^3	4,65	2,89	2,89

Consumo agua	$m^3/kg H_2$	0,011	0,011	0,011
Potencia consumida	kWh_e/kg	50	50	50
Degradación anual	$\%/año$	0,7	0,7	0,7
Duración del <i>stack</i>	<i>horas</i>	70000	70000	70000
Costo de reemplazo	$\% del CAPEX$	0,4	0,4	0,4

Parámetros del sistema PV

Relación PV-Electrolizador		1,4	1,3	1,2
CAPEX	USD/kW	750	900	850
OPEX	$USD/kW/año$	13	16	15
Degradación anual	$\%/año$	0,5	0,5	0,5

Parámetros generales

Años de operación	<i>años</i>	20	20	20
Tasa de descuento	$\%$	7	7	7

3.2.4 Resultados modelo económico

A continuación, se presentan los resultados obtenidos por el modelo de (Yates et al., 2020). Se obtiene un LCOH \$ 3,42, \$ 4,36, y \$ 3,22 para los casos 1, 2 y 3 respectivamente. Dado que el modelo utiliza como método de valorización el análisis descontado de flujos de caja, se obtiene el impacto de cada parte de los sistemas de generación de hidrógeno verde propuestos, Tabla 9. Además, para obtener la producción de hidrógeno descontada se utiliza la ecuación (6), que tiene en cuenta los años de operación n y la tasa de descuento d , notar que para los CAPEX y OPEX descontados, como también el agua descontada, utilizan la misma expresión de la ecuación (5) pero cambiando la producción de hidrógeno por la variable a analizar.

$$Producción H_2 (desc) = \frac{Producción H_2}{(1 + d)^n} \quad (6)$$

Tabla 9: Resultados LCOH sistemas evaluados

Caso	Producción kgH_2 (desc)	CAPEX PV \$ (desc)	CAPEX Elec \$ (desc)	OPEX PV \$ (desc)	OPEX Elec \$ (desc)	Agua \$ (desc)	LCOH \$
1	1.153.136.269	1,57	1,06	0,42	0,32	0,05	3,42
2	5.201.081	2,00	1,56	0,42	0,35	0,03	4,36
3	35.723.789	1,45	1,14	0,33	0,27	0,03	3,22

De la Tabla 9, se puede desprender notoriamente que el LCOH para cada sistema se ve dominando mayoritariamente por el CAPEX del sistema PV, esto se debe, tal y como se señala en el modelo, a la relación de sobredimensionamiento PV/PEM que en estos sistemas estuvo en

el rango de 1,2 a 1,4. En consecuencia, el sistema fotovoltaico es el de mayor potencia, resultando en un aporte cercano al 45% del LCOH. No obstante, a pesar de que los costos CAPEX del sistema 1 son inferiores al sistema 3, éste último presenta un menor LCOH, esto es debido al factor de capacidad de cada electrolizador. Ya que, los sistemas evaluados son del tipo “*off grid*”, cada sistema posee un distinto factor de capacidad del electrolizador según el factor de sobredimensionamiento PV/PEM ajustado. Al realizar el ajuste del factor de sobredimensionamiento, se obtienen los valores expuestos en Tabla 8 para cada caso. Así, el factor de capacidad para el caso 1, 2 y 3 es de 37,2%, 37,8 % y 38,78% en orden respectivo, esto en concordancia con la insolación global promedio de las 3 localidades, de 4,74, 5,39 y 6,23 $kWh/m^2/día$. Por lo tanto, los sistemas son altamente dependientes de su ubicación, pues sectores con mayor radiación solar son capaces de generar un hidrógeno verde más barato.

Se debe considerar que para todos los costos de los sistemas se buscó utilizar los datos más representativos para el tipo de proyecto y localidad. Si bien se obtiene un precio del hidrógeno verde dentro de lo esperado, existen otras proyecciones de costos CAPEX y OPEX que obtienen un LCOH por debajo de los \$ 3,0 en Chile, dichos sistemas son estudiados en zonas de mayor radiación anual como Antofagasta y Atacama, por lo que resultan en un menor factor de sobredimensionamiento PV/PEM y en consecuencia en un mayor factor de capacidad del electrolizador (Tractebel, 2018; Armijo & Philibert, 2020; Gallardo et al., 2021). Entonces, se debe considerar que el caso 3 es el más competitivo económicamente, seguido por el caso 1 y finalmente por el caso 2 que es el menos competitivo por su elevado coste de producción (sobre los 4 dólares estadounidenses por kilogramo de hidrógeno).

Uno de los resultados más relevantes es el aporte de los costos asociados al agua, pues en los sistemas de electrólisis propuestos no hay un impacto que se puede considerar como relevante en el LCOH. Por lo tanto, a pesar de requerir ampliar las PTAS estudiadas, los costos de inversión asociados a tal acondicionamiento de las plantas no presentan un aporte mayor al 1,5 % del LCOH. Esto permite afirmar que las aguas residuales tratadas son una alternativa real y viable técnica y económicamente para su utilización en la electrólisis PEM, lo que permite dar un aprovechamiento a las aguas residuales. Además, considerando que este estudio no toma en cuenta los procesos postproductivos, si se utiliza una celda de combustible para la generación de energía eléctrica mediante hidrógeno verde, se obtiene agua como uno de los productos de dicha reacción química, lo que disminuye el uso de agua de los casos de estudio.

En cuanto a la tasa de descuento, se utiliza la mínima que recomienda la Comisión Nacional de Energía de Chile de un 7 %. No obstante, si se evalúa el proyecto con una tasa de descuento mayor, evidentemente se obtiene un LCOH más elevado. Por lo que, para este parámetro se obtienen los menores costos posibles según las proyecciones chilenas.

3.3 Análisis ambiental

El análisis ambiental se centra en el caso 3 de estudio por ser la alternativa más viable técnica y económicamente. Así, todos los datos técnicos necesarios para el análisis ambiental son extraídos del análisis realizado en la sección 3.2. Se recalca que este estudio tiene un enfoque

de la cuna a la puerta, por lo que el análisis no considera los procesos post producción de hidrógeno (almacenamiento, transporte, entre otros).

Para la planta de electrólisis se utiliza como base el trabajo de (Sharma et al., 2020), que consideran la construcción y operación del “*stack*” y del BOP. Para esto, se utiliza un factor de escalamiento b de 0,88 para el *stack* y de 0,7 para el balance de planta (BOP) en la ecuación (4). Es relevante notar que el escalamiento no es lineal. Así, el inventario de insumos y energía se basa en el inventario de (Bareiß et al., 2019; J. Zhang et al., 2022), la cual queda representada en Tabla 10 con sus respectivos flujos elementales, es decir, la cantidad necesaria para la producción de cada kilogramo de hidrógeno verde.

Tabla 10: Inventario para el análisis de ciclo de vida

Material	Valor	Unidad
Electricidad PV	50	<i>kWh</i>
Acero	$3,88 \cdot 10^{-3}$	<i>kg</i>
Cobre	$1,53 \cdot 10^{-3}$	<i>kg</i>
Aluminio	$2,73 \cdot 10^{-4}$	<i>kg</i>
Titanio	$2,85 \cdot 10^{-4}$	<i>kg</i>
Polietileno	$7,76 \cdot 10^{-5}$	<i>kg</i>
Concreto	$1,45 \cdot 10^{-3}$	<i>kg</i>
Iridio	$4,05 \cdot 10^{-7}$	<i>kg</i>
Platino	$4,05 \cdot 10^{-8}$	<i>kg</i>

Como se puede notar en la zona inferior de la Tabla 10, la contribución másica de iridio y platino es ínfima por lo que no se considerará en este estudio (Gerloff, 2021). Por otro lado, la membrana polimérica se modela como una membrana plástica debido a que no existe el Nafion en la base de datos. Además, los insumos y energía son tomados todos desde la base de Ecoinvent 3.3 y corregidos con datos nacionales para acero y hormigón (concreto) según las declaraciones ambientales de productos de cementos Biobío y CAP aceros, ambas presentes en la región de Coquimbo.

3.3.1 Resultados ambientales

A continuación, en la Tabla 11 se presentan los resultados obtenidos de la evaluación ambiental con las categorías de impacto ambiental intermedio del modelo ReCiPe 2016. Es relevante recordar que no se pueden comparar estas categorías entre si mientras no se realice una normalización de los resultados.

Tabla 11: Resultados impactos ambientales intermedios ReCiPe 2016

Categorías de impacto intermedio	Unidad	Valor
Cambio climático	<i>kg de CO₂ eq</i>	2,1
Agotamiento de la capa de ozono	<i>kg de CFC 11 eq</i>	$2,6 \cdot 10^{-7}$
Acidificación terrestre	<i>kg SO₂ eq</i>	$1,3 \cdot 10^{-2}$
Eutrofización de agua dulce	<i>kg P eq</i>	$1,4 \cdot 10^{-3}$
Eutrofización marina	<i>kg N eq</i>	$8,3 \cdot 10^{-4}$
Formación de oxidantes fotoquímicos	<i>kg NVMOC</i>	$9,2 \cdot 10^{-3}$
Consumo de agua	<i>m³</i>	$7,0 \cdot 10^{-2}$
Agotamiento de recursos metálicos	<i>kg Fe eq</i>	1,1
Agotamiento de recursos fósiles	<i>kg oil eq</i>	0,6

La Figura 13 presenta el aporte del sistema electrolítico y de la planta fotovoltaica en las categorías de impacto intermedio estudiadas. Se puede notar que cerca del 90% de la contribución en cada categoría corresponde al sistema fotovoltaico, debido a esto y con el fin de mejorar el análisis, se presenta la Figura 14 que muestra un acercamiento para el rango de 0 a 10%. Así, se logra destacar que el sistema electrolítico presenta un aporte superior al 5% en solo 3 categorías; acidificación terrestre, agotamiento de recursos metálicos eutrofización de agua dulce, ésta última llegando casi a un 8% siendo la de mayor impacto. Esto se debe principalmente al volumen de cobre, acero y titanio utilizado en la planta de electrólisis. Sin embargo, a pesar de que se requiere un volumen de agua superior a los 10 litros para generar 1 kg H₂, este uso no tiene un aporte significativo en la categoría intermedia de consumo de agua. Por otro lado, si bien una planta fotovoltaica es considerada una energía renovable que no presenta emisiones en su funcionamiento, si arrastra la carga ambiental relacionada a los procesos previos a la operación; fabricación de los paneles de silicio y soportes de metal, manufactura y puesta en marcha.

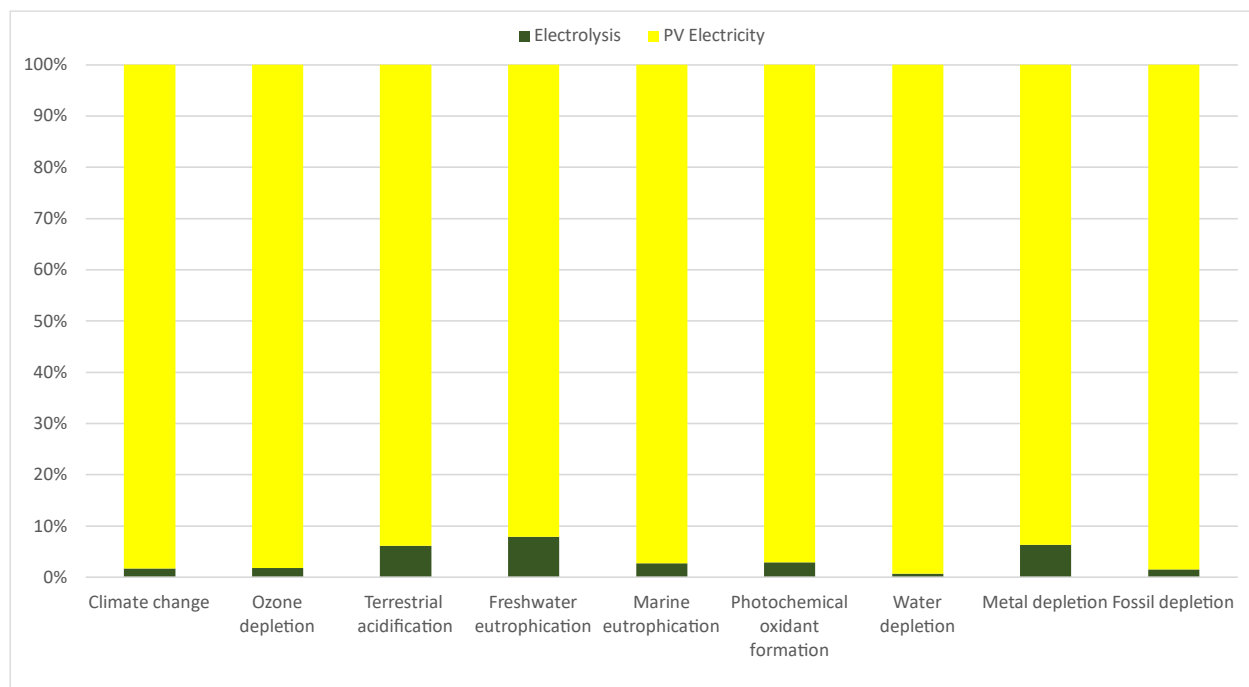


Figura 13: Contribución total planta fotovoltaica y electrolítica

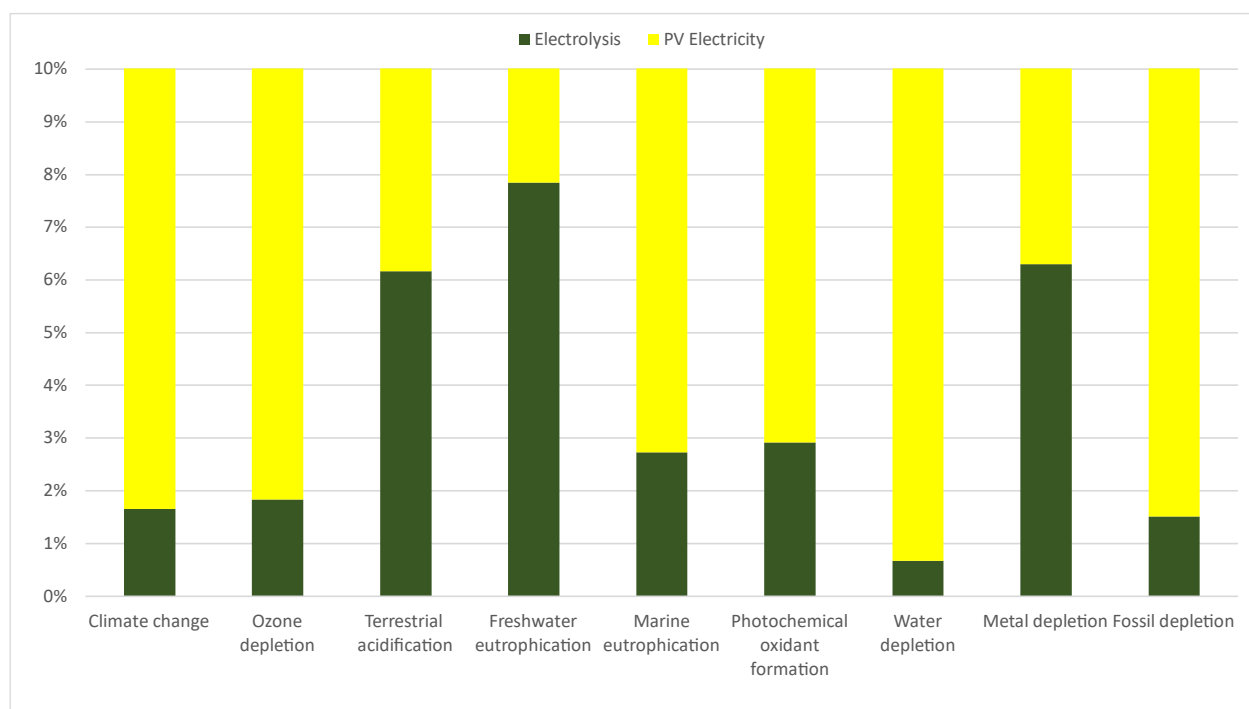


Figura 14: Contribución total planta fotovoltaica y electrolítica hasta el 10%.

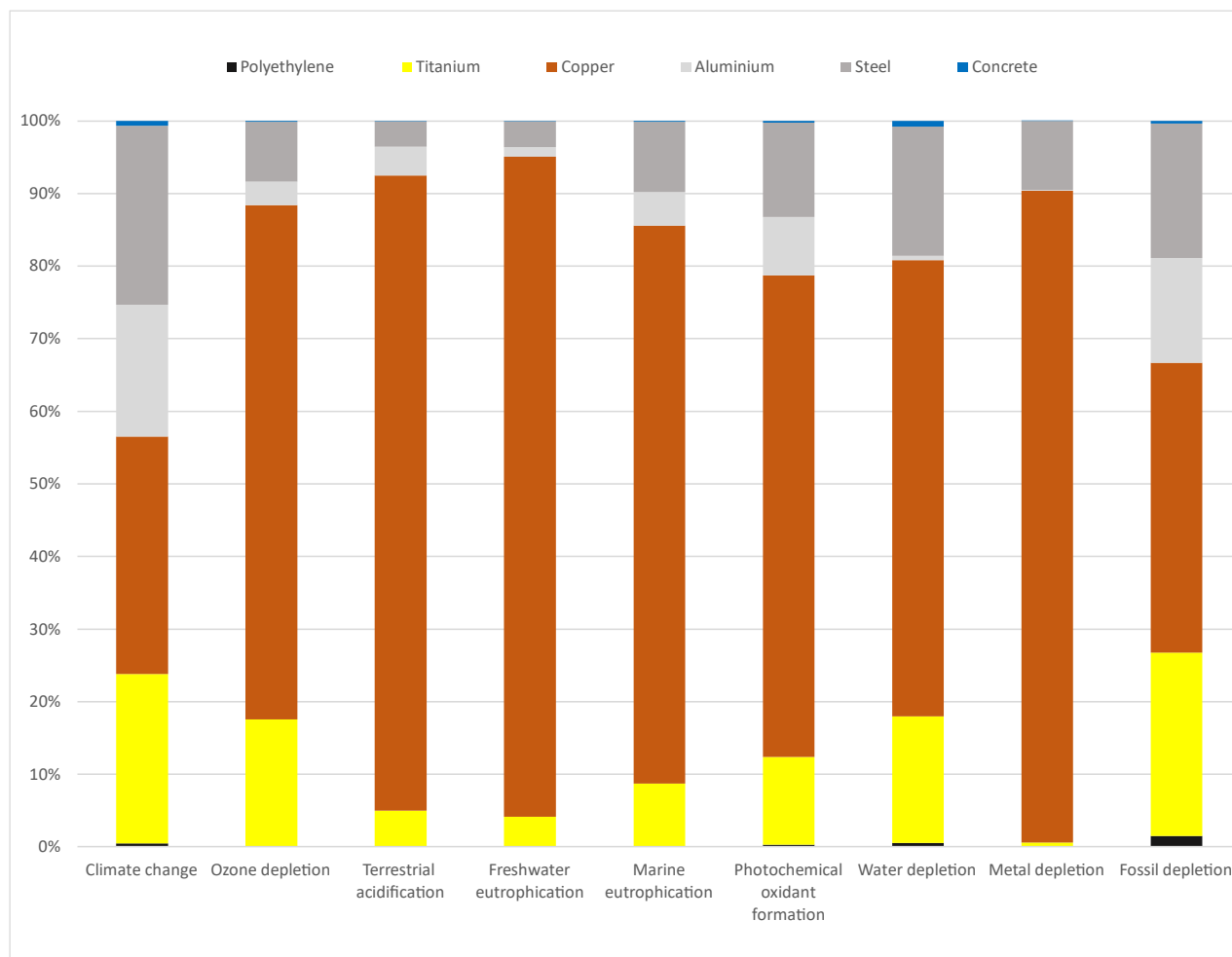


Figura 15: Contribución insumos de la planta de electrólisis

Para analizar más en profundidad los impactos del perfil ambiental del sistema electrolítico, se grafican los aportes de cada insumo dentro de la planta de electrólisis. En la Figura 15, se puede notar que el cobre es el insumo que más contribuye en el perfil ambiental, seguido por el titanio y el acero; los cuales presentan una gran similitud en su contribución en los impactos estudiados. Por otra parte, el concreto, el polietileno y el aluminio son los insumos que menor aporte presentan en todas las categorías de impacto intermedio sujetas a análisis. Esto es debido principalmente al volumen de materiales utilizados, pues el cobre y el acero son los metales de mayor utilización en la construcción de la planta de electrólisis.

De esta forma, los resultados obtenidos se condicen con la literatura, ya que, en el trabajo de (BareiB et al., 2019; Sharma et al., 2020; J. Zhang et al., 2022), la planta fotovoltaica es la que presenta el principal aporte del perfil ambiental del sistema en estudio. Por lo tanto, si bien el método de producción de energía fotovoltaica es un proceso que no emite contaminantes en su operación, si presenta una carga ambiental arrastrada de sus procesos previos; fabricación y construcción. De todas formas, las emisiones de dióxido de carbono equivalente de $2,1 \text{ kg/kgH}_2$,

son inferiores a otros métodos de producción de hidrógeno convencionales; como el reformado del metano con vapor, con y sin captura de CO_2 , la cual tiene unas emisiones de dióxido de carbono equivalente de 3,7 y 11,3 $kg\ CO_2$ respectivamente (Bhandari et al., 2014).

Por último, para saber que categoría es la que más impacto genera se debe realizar una normalización de los resultados y para esto se utilizan los factores de normalización (*Normalization Weighting Set*) del modelo ReCiPe, las cuales se encuentran disponibles en anexo 4.8. De esta manera, al aplicar dichos factores, se obtienen los resultados exhibidos en la Tabla 12 en forma adimensional. Es relevante notar que las 3 categorías que presentan un mayor impacto, en orden descendente, son; eutrofización de agua dulce, agotamiento de recursos fósiles y acidificación terrestre. No obstante, la eutrofización de agua dulce presenta un orden de magnitud superior a las 2 otras categorías. Finalmente, hay 2 categorías que presentan un muy bajo impacto en comparación a las otras; agotamiento de recursos metálicos y agotamiento de la capa de ozono.

Tabla 12: Resultados categorías de impacto intermedio normalizados ReCiPe

Categorías de impacto intermedio	Valor
Cambio climático	$2,6 \cdot 10^{-4}$
Agotamiento de la capa de ozono	$4,3 \cdot 10^{-6}$
Acidificación terrestre	$3,2 \cdot 10^{-4}$
Eutrofización de agua dulce	$2,1 \cdot 10^{-3}$
Eutrofización marina	$1,8 \cdot 10^{-4}$
Formación de oxidantes fotoquímicos	$1,6 \cdot 10^{-4}$
Consumo de agua	$2,6 \cdot 10^{-4}$
Agotamiento de recursos metálicos	$9,3 \cdot 10^{-6}$
Agotamiento de recursos fósiles	$6,1 \cdot 10^{-4}$

CAPÍTULO 4

4 CONCLUSIONES

Mediante el análisis realizado en este trabajo se concluye que los sistemas de generación de hidrógeno verde solar mediante energía solar fotovoltaica y aguas residuales son una alternativa real para dar aprovechamiento al recurso solar e hídrico no utilizado en la región de Coquimbo. Además, los equipos tecnológicos necesarios para los sistemas propuestos existen en el mercado actual y los fabricantes señalan posibles mejoras tecnológicas y reducciones económicas en el corto plazo que aumentan la factibilidad técnica económica de los sistemas planteados.

Se expone el gran potencial de reúso de las aguas residuales que tiene la región de Coquimbo para la generación de hidrógeno verde mediante el proceso de electrólisis, incluso considerando que existe una pérdida aproximada del 75% del agua residual inicial luego de ser sometida los tratamientos necesarios para cumplir con la calidad exigida para la electrólisis PEM. No obstante, se debe tener en cuenta que el consumo total de este recurso podría alterar el ecosistema y el ciclo del agua, sobre todo en algunas plantas de tratamiento de aguas residuales que destinan el agua final para el sector agrícola y ganadero. Es muy importante recalcar que, en todos los sistemas propuestos, el costo del agua es poco relevante, presentando un bajísimo aporte al LCOH de cada sistema. Es por esto, que este estudio permite afirmar que el uso de las aguas residuales en Coquimbo para hidrógeno verde es algo viable, posible y realizable. Por lo que, en los próximos años se podrían realizar proyectos similares a los evaluados en este trabajo para la producción de hidrógeno verde competitivo y aportar a la producción y proyección del mercado del hidrógeno verde establecida por la estrategia nacional de hidrógeno verde (Ministerio de Energía, 2020).

Los sistemas propuestos presentan una alta dependencia a la cantidad de radiación solar de cada ubicación, obteniendo un LCOH mucho más competitivo en zonas donde se presenta una alta radiación solar; gracias a un mayor factor de capacidad del electrolizador, resultando en más horas de funcionamiento y, por lo tanto, en un mayor volumen de hidrógeno generado. Esto es un factor clave en estos sistemas, ya que, solo la ubicación de la planta fotovoltaica presenta una contribución importante al LCOH. De esta manera, se podrían incluso obtener menores costos de los sistemas propuestos en este trabajo si no se considera una planta de generación de hidrógeno verde solar en el mismo lugar donde se ubican las PTAS.

El LCOH más competitivo se obtuvo para el sistema 3, localidad de Peralillo, con un precio de \$ 3,22, esto se debe principalmente a que es una PTAS que está ubicada en un sector de mayor radiación solar, en comparación a los otros sistemas propuestos. En segundo lugar, se obtuvo el LCOH del sistema 1 de \$ 3,42 y, por último, el sistema 2 resultó ser el menos viable debido a sus altos costos de inversión y poca producción de hidrógeno. Sin embargo, todos estos costos podrían ser reducidos si se considera, principalmente, una reducción futura del CAPEX de los

sistemas PV y PEM, así se puede bajar la brecha de los \$ 3 como se puede apreciar en (Tractebel, 2018; Armijo & Philibert, 2020; Gallardo et al., 2021)). Por otro lado, los costos de todos los sistemas planteados podrían compararse con casos “*on grid*” para analizar si una venta de excedentes de energía y el uso de la red eléctrica en horas donde no se cuenta con la energía solar suficiente para electrolizar el agua podría eventualmente presentar mayores producciones de hidrógeno y un LCOH más bajo y competitivo.

En cuanto al análisis de ciclo de vida, el perfil ambiental del hidrógeno verde solar a partir de aguas residuales está determinando, principalmente, por el suministro de energía eléctrica para realizar la electrólisis. En este caso de estudio, la planta fotovoltaica presenta cerca del 90% de los aportes ambientales en todas las categorías de impacto intermedio sujetas a análisis. Sin embargo, estas cargas son arrastradas por los procesos de fabricación, montaje y puesta en marcha de la planta fotovoltaica y, no están relacionadas al proceso de generación de energía eléctrica como tal. De esta forma, los resultados obtenidos se condicen con la literatura (Sharma et al., 2020; J. Zhang et al., 2022). Además, al normalizar las categorías de impacto intermedio y compararlas entre sí, la que más impacta al medio ambiente es la eutrofización de agua dulce, mientras que la que menor impacto tiene es el agotamiento de la capa de ozono.

El sistema de electrólisis presenta una baja carga ambiental en todas las categorías de impacto intermedio, no obstante, si presenta un mayor aporte en las categorías; acidificación terrestre, eutrofización de agua dulce y agotamiento de recursos metálicos. En dicho perfil ambiental, el cobre, el acero y el titanio son los principales responsables de los resultados explicados, similar al análisis de (BareiB et al., 2019).

Finalmente, con todos los antecedentes expuestos se confirma la hipótesis, ya que, es viable técnica, económica y ambientalmente la posibilidad de generar hidrógeno verde solar a partir de la electrólisis de aguas residuales tratadas en la región de Coquimbo. Así, se presentan tres factores claves para lograr obtener el LCOH más bajo posible: primero, la correcta ubicación de las plantas fotovoltaicas en zonas de alta radiación solar, en segundo lugar, la selección de la fuente de aguas residuales, en busca de no generar un impacto medioambiental y, por último, un esperado desarrollo tecnológico y económico en un futuro cercano de las tecnologías involucradas en los procesos.

Bibliografía

- Al-Bazedi, G. A., El-Sayed, M. M. & Abdel-Fatah, M. A. (2016). Comparison between Reverse Osmosis Desalination Cost Estimation Trends. *Journal of Scientific and Engineering Research*, 56(5), 56–62.
- Armijo, J. & Philibert, C. (2020). Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(3), 1541–1558. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.028>
- BareiB, K., de la Rua, C., Möckl, M. & Hamacher, T. (2019). Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. *Applied Energy*, 237, 862–872. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.001>
- Bhandari, R., Trudewind, C. A. & Zapp, P. (2014). Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis - A review. In *Journal of Cleaner Production* (Vol. 85, pp. 151–163). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.07.048>
- Cancino, R. (2021). Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile. Memoria de título. Universidad de Chile.
- Chakik, F. ezzahra, Kaddami, M. & Mikou, M. (2017). Effect of operating parameters on hydrogen production by electrolysis of water. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(40), 25550–25557. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2017.07.015>
- Chen, C., Bai, Q., Liu, J., Wang, Z. & Cen, K. (2020). Characteristics and anode reaction of organic wastewater-assisted coal electrolysis for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(41), 20894–20903. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.05.231>
- Comisión Regional del Medio Ambiente, Región de Coquimbo & Chile. (2000). Declaración Impacto Ambiental PTAS Algarrobito. https://seia.sea.gob.cl/archivos/DIA/2014062401/DIA_2409_DOC_2129589055.pdf
- Comisión Regional del Medio Ambiente, Región de Coquimbo & República de Chile. (2000). Declaración Impacto Ambiental PTAS Peralillo. https://seia.sea.gob.cl/archivos/DIA/2014062401/DIA_2407_DOC_2129589095.pdf
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2024). Informe Mensual SEN Junio 2024. Recuperado el 1 de agosto de 2024. <https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/2024-informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/>
- Coskun, C., Akyuz, E., Oktay, Z. & Dincer, I. (2011). Energy analysis of hydrogen production using biogas-based electricity. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(17), 11418–11424. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2010.12.125>
- Delpierre, M., Quist, J., Mertens, J., Prieur-Vernat, A. & Cucurachi, S. (2021). Assessing the environmental impacts of wind-based hydrogen production in the Netherlands using ex-ante LCA and scenarios analysis. *Journal of Cleaner Production*, 299. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126866>

- Eroğlu, E., Eroğlu, I., Gündüz, U., Türker, L. & Yücel, M. (2006). Biological hydrogen production from olive mill wastewater with two-stage processes. *International Journal of Hydrogen Energy*, 31(11), 1527–1535. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2006.06.020>
- Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (2017). Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for European Regions and Cities, FCH JU 2017.
- Fundación Chile. (2018). Claves para la gestión de aguas residuales. Recuperado 7 de junio de 2023 de <https://fch.cl/publicacion/claves-para-la-gestion-de-aguas-residuales/>
- Galitskaya, E. & Zhdanev, O. (2022). Development of electrolysis technologies for hydrogen production: A case study of green steel manufacturing in the Russian Federation. *Environmental Technology and Innovation*, 27. <https://doi.org/10.1016/j.eti.2022.102517>
- Gallardo, F. I., Monforti Ferrario, A., Lamagna, M., Bocci, E., Astiaso Garcia, D. & Baeza-Jeria, T. E. (2021). A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(26), 13709–13728. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.050>
- Generadoras de Chile. (2021). Hidrógeno verde, energías renovables y generación de energía en Chile. Recuperado el 26 de julio de 2023. <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- Gerloff, N. (2021). Comparative Life-Cycle-Assessment analysis of three major water electrolysis technologies while applying various energy scenarios for a greener hydrogen production. *Journal of Energy Storage*, 43, 102759. <https://doi.org/10.1016/J.EST.2021.102759>
- Godoy, J. (2021). Análisis de disponibilidad de fuentes de agua en la zona centro-norte de Chile: potencial reúso de aguas servidas en el sector agrícola y minero. Memoria de título. Universidad de Chile.
- González, A. (2015). Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno. Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial España.
- IRENA. Hydrogen. (2019). A renewable energy perspective. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Jiménez, F. (2020). Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil. Memoria de título. Universidad de Chile.
- Jovan, D. J., Dolanc, G. & Pregelj, B. (2021). Cogeneration of green hydrogen in a cascade hydropower plant. *Energy Conversion and Management*: X, 10, 100081. <https://doi.org/10.1016/J.ECMX.2021.100081>
- Kaya, A., Evren Tok, M. & Koc, M. (2019). A levelized cost analysis for solar-energy-powered sea water desalination in the Emirate of Abu Dhabi. *Sustainability (Switzerland)*, 11(6). <https://doi.org/10.3390/su11061691>

- Kim, Jeongdong, Qi, M., Kim, M., Lee, J., Lee, I. & Moon, I. (2022). Biogas reforming integrated with PEM electrolysis via oxygen storage process for green hydrogen production: From design to robust optimization. *Energy Conversion and Management*, 251, 115021. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2021.115021>
- Kim, Jungbin, Park, K., Yang, D. R. & Hong, S. (2019). A comprehensive review of energy consumption of seawater reverse osmosis desalination plants. *Applied Energy*, 254, 113652. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2019.113652>
- Lache, A. (2015). Producción de hidrógeno a partir de energía solar. Panorama en Colombia. Universidad de América, Bogotá. Revista Elementos N°5.
- Ladislao, F. (2020). Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil. Memoria de título. Universidad de Chile.
- Liu, H., Grot, S. & Logan, B. E. (2005). Electrochemically Assisted Microbial Production of Hydrogen from Acetate. *Environmental Science and Technology*, 39(11), 4317–4320. <https://doi.org/10.1021/ES050244P>
- Mason, S. (2017). Análisis de factibilidad sobre la reutilización de las aguas servidas de Alto Hospicio e Iquique en la minería del cobre de la I región de Tarapacá. Memoria de Título. Universidad Técnica Federico Santa María Santiago de Chile.
- Maureira, H., Jaramillo, C. & de Souza, R. (2018). Radiografía del agua (María Laura Martínez, Ed.). Recuperado el 3 de abril de 2023. <https://fch.cl/wp-content/uploads/2019/12/resumen-radiografia-del-agua-1.pdf>
- Medeiros, E. F. (2010). Hidrogênio energético no Brasil: subsidios para políticas de competitividade 2010-2025. Centro de Gestão e Estudos Energéticos (CGEE), Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, CGEE: Brasília
- Ministerio de Energía. (2020). Estrategia nacional de hidrógeno verde. Recuperado 8 de septiembre de 2023, de https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- Molina, A., Falvey, M. & Rondanelli, R. (2017). A solar radiation database for Chile. *Scientific Reports*, 7(1). <https://doi.org/10.1038/S41598-017-13761-X>
- Pathak, A. K., Kothari, R., Tyagi, V. V. & Anand, S. (2020). Integrated approach for textile industry wastewater for efficient hydrogen production and treatment through solar PV electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(48), 25768–25782. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2020.03.079>
- Pineda, D. (2009). Evaluación técnico económica de una planta de producción de hidrógeno mediante electrólisis de agua utilizando energía eléctrica producida con celdas fotovoltaicas de alta eficiencia. Memoria de título. Universidad de Chile.
- Pozio, A., Monteleone, G. & Nigliaccio, G. (2021). Development perspectives on low-temperature electrolysis. <https://doi.org/10.12910/EAI2021-014>

- Saenz, C. (2020). Análisis técnico económico de tecnología de electrolisis tipo PEM para producción de hidrógeno en Colombia. Memoria de título. Universidad de los Andes. Colombia.
- Sharma, H., Mandil, G., Zwolinski, P., Cor, E., Mugnier, H. & Monnier, E. (2020a). Integration of life cycle assessment with energy simulation software for polymer exchange membrane (PEM) electrolysis. *Procedia CIRP*, 90, 176–181. <https://doi.org/10.1016/j.procir.2020.02.139>
- Shatat, M., Worall, M. & Riffat, S. (2013). Opportunities for solar water desalination worldwide: Review. *Sustainable Cities and Society*, 9, 67–80. <https://doi.org/10.1016/J.SCS.2013.03.004>
- Shiva Kumar, S. & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), 442–454. <https://doi.org/10.1016/J.MSET.2019.03.002>
- Simoës, S. G., Catarino, J., Picado, A., Lopes, T. F., di Berardino, S., Amorim, F., Gírio, F., Rangel, C. M. & Ponce de Leão, T. (2021). Water availability and water usage solutions for electrolysis in hydrogen production. *Journal of Cleaner Production*, 315. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128124>
- Statista. (2022). Capacidad instalada total de energía renovable en Chile en 2021. Recuperado el 8 de septiembre de 2023. <https://es.statista.com/estadisticas/1235900/capacidad-instalada-total-energia-renovable-chile/>
- Tractebel. (2018). Oportunidades para el desarrollo de una industria de hidrógeno solar en las regiones de Antofagasta y Atacama: Innovación para un sistema energético 100% Renovable. CORFO
- Tzimas, E., Filiou, C., Peteves, S. D. & Veyret, J. B. (2003). Hydrogen storage: State-of-art and Future Perspectives, Petten, The Netherlands Official Publications of the European Communities. http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/111111111/6013/1/EUR_20995_EN.pdf
- UNESCO. (2018). The United Nations world water development report 2018: nature-based solutions for water. UNESCO, 1–139.
- Ursúa, A., Gandía, L. M. & Sanchis, P. (2012). Hydrogen production from water electrolysis: Current status and future trends. *Proceedings of the IEEE*, 100(2), 410–426. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2156750>
- Valladares Linares, R., Li, Z., Sarp, S., Bucs, S. S., Amy, G. & Vrouwenvelder, J. S. (2014). Forward osmosis niches in seawater desalination and wastewater reuse. In *Water Research* (Vol. 66, pp. 122–139). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.watres.2014.08.021>
- Vásquez, R. & Salinas, F. (2018). Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. Ministerio de Energía Chile.

- Yarimtepe, C. C., Türen, B. & Oz, N. A. (2019). Hydrogen production from municipal wastewaters via electrohydrolysis process. *Chemosphere*, 231, 168–172. <https://doi.org/10.1016/J.CHEMOSPHERE.2019.04.220>
- Yates, J., Daiyan, R., Patterson, R., Egan, R., Amal, R., Ho-Baille, A. & Chang, N. L. (2020). Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis. *Cell Reports Physical Science*, 1(10). <https://doi.org/10.1016/j.xcrp.2020.100209>
- Yodwong, B., Guilbert, D., Phattanasak, M., Kaewmanee, W., Hinaje, M. & Vitale, G. (2020). AC DC converters for electrolyzer applications: State of the art and future challenges. In *Electronics (Switzerland)* (Vol. 9, Issue 6).
- Zhang, B., Wen, Z., Ci, S., Chen, J. & He, Z. (2014). Nitrogen-doped activated carbon as a metal free catalyst for hydrogen production in microbial electrolysis cells. *RSC Advances*, 4(90), 49161–49164. <https://doi.org/10.1039/C4RA08555H>
- Zhang, J., Ling, B., He, Y., Zhu, Y. & Wang, Z. (2022). Life cycle assessment of three types of hydrogen production methods using solar energy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(30), 14158–14168. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.150>

ANEXOS

4.1 Panel fotovoltaico seleccionado

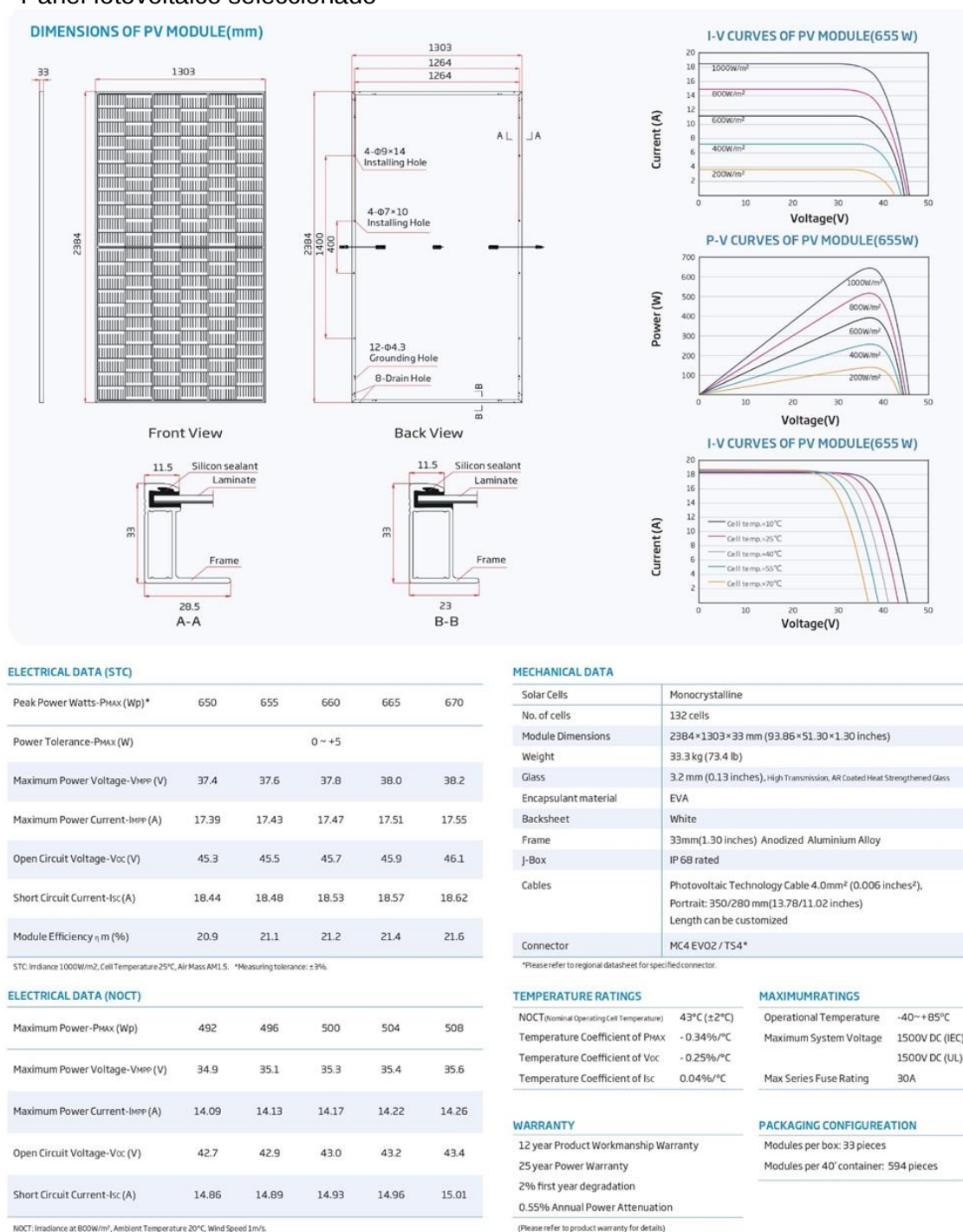


Figura 16: Panel PV seleccionado

4.2 Electrolizadores seleccionados

Large Scale Hydrogen Plants

nel•

M2000	M3000	M4000	M5000
1,968 Nm ³ /h	2,952 Nm ³ /h	3,936 Nm ³ /h	4,920 Nm ³ /h
4,247 kg/24 h	6,371 kg/24 h	8,495 kg/24 h	10,618 kg/24 h
10 to 100%	10 to 100%	10 to 100%	10 to 100%
4.5 kWh/Nm ³	4.5 kWh/Nm ³	4.5 kWh/Nm ³	4.5 kWh/Nm ³
99.9995%	99.9995%	99.9995%	99.9995%
< 1 ppm v	< 1 ppm v	< 1 ppm v	< 1 ppm v
< 5 ppm v	< 5 ppm v	< 5 ppm v	< 5 ppm v
30 barg	30 barg	30 barg	30 barg
Depends on configuration	Depends on configuration	Depends on configuration	Depends on configuration
NA	NA	NA	NA
NA	NA	NA	NA
10 to 40°C	10 to 40°C	10 to 40°C	10 to 40°C
Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane	Proton Exchange Membrane
0.9 l/Nm ³	0.9 l/Nm ³	0.9 l/Nm ³	0.9 l/Nm ³

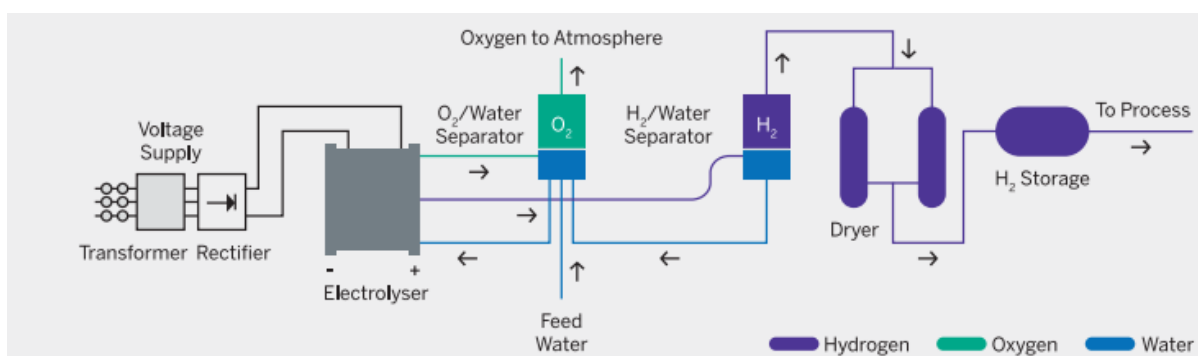


Figura 17: Datos electrolizadores NEL serie M

4.3 Ajuste de curvas CAPEX y OPEX PTAS

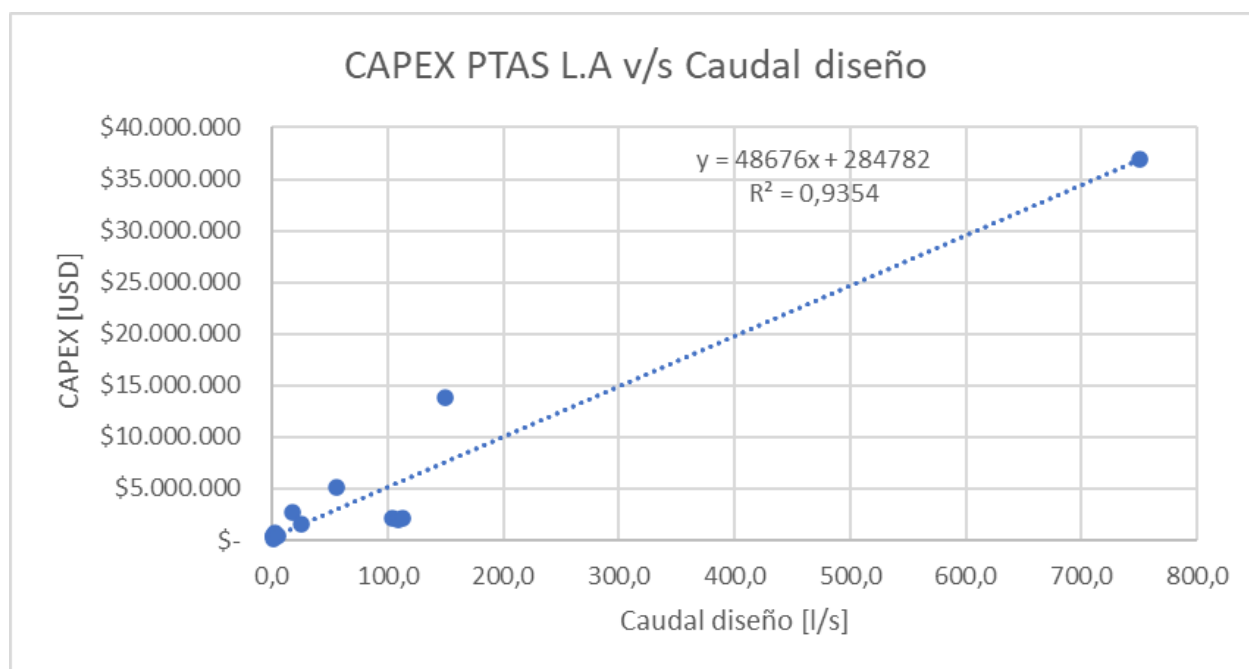


Figura 18: Curva de ajuste para análisis económico PTAS

Primero, se obtiene la curva utilizando distintos valores de referencia encontrados en la literatura por empresas dedicadas al rubro. Se puede notar en la Figura 18 la función que finalmente se utiliza para el cálculo del CAPEX PTAS. Por otro lado, también se presenta los valores obtenidos para CAPEX y OPEX de cada sistema en Tabla 13. Así, se logra determinar el costo por metro cúbico de agua residual tratada lista para electrolizar.

Tabla 13: Resultados PTAS y PTOI

Caso	Caudal [l/s]	CAPEX PTAS [USD]	CAPEX PTOI [USD]	OPEX PTAS [USD]	OPEX PTOI [USD]	Costo Agua [USD/M3]
1	500	24.622.782	34.560.000	3.153.600	11.037.600	4,65
2	1,2	0	82.944	0	26.490,24	2,89
3	5	0	345.600	0	110.376	2,89

4.4 Producción de hidrógeno anual y horas de funcionamiento

Tabla 14: Producción anual caso 1.

	From anual H2 production calc		Stack replacement calculations		
Year	H2 production	Elec running time	Elec cumulative running time	Cumulative stack usage	Proportional stack replacement
	kg H2	Hours	Hours		
0					
1	113917477	3329	3329	0.0475	-
2	113272390	3319	6648	0.0949	-
3	112636475	3313	9961	0.1423	-
4	111986573	3307	13268	0.1895	-
5	111323246	3301	16569	0.2367	-
6	110647856	3294	19863	0.2837	-
7	109970560	3288	23151	0.3307	-
8	109279072	3281	26432	0.3776	-
9	108564176	3272	29704	0.4243	-
10	107838078	3264	32968	0.4709	-
11	107125720	3261	36229	0.5175	-
12	106362068	3252	39481	0.5640	-
13	105592184	3245	42726	0.6103	-
14	104792278	3235	45961	0.6565	-
15	104007808	3230	49191	0.7027	-
16	103185635	3220	52411	0.7487	-
17	102367081	3213	55624	0.7946	-
18	101524957	3203	58827	0.8403	-
19	100665482	3192	62019	0.8859	-
20	99803177	3183	65202	0.9314	-

Tabla 15: Producción anual caso 2.

	From anual H2 production calc		Stack replacement calculations		
Year	H2 production	Elec running time	Elec cumulative running time	Cumulative stack usage	Proportional stack replacement
	kg H2	Hours	Hours		
0					
1	511922	3361	3361	0.0480	-
2	509657	3356	6717	0.0960	-
3	507236	3349	10066	0.1438	-
4	504743	3344	13410	0.1916	-
5	502155	3338	16748	0.2393	-
6	499463	3333	20081	0.2869	-
7	496624	3328	23409	0.3344	-
8	493669	3323	26732	0.3819	-
9	490586	3317	30049	0.4293	-
10	487465	3313	33362	0.4766	-
11	484279	3309	36671	0.5239	-
12	480928	3300	39971	0.5710	-
13	477578	3297	43268	0.6181	-
14	473994	3291	46559	0.6651	-
15	470185	3283	49842	0.7120	-
16	466150	3274	53116	0.7588	-
17	461931	3267	56383	0.8055	-
18	457541	3264	59647	0.8521	-
19	452647	3259	62906	0.8987	-
20	447292	3251	66157	0.9451	-

Tabla 16: Producción anual caso 3.

	From anual H2 production calc		Stack replacement calculations		
Year	H2 production	Elec running time	Elec cumulative running time	Cumulative stack usage	Proportional stack replacement
	kg H2	Hours	Hours		
0					
1	3567118	3432	3432	0.0490	-
2	3553944	3425	6857	0.0980	-
3	3540424	3420	10277	0.1468	-
4	3526528	3417	13694	0.1956	-
5	3511930	3414	17108	0.2444	-
6	3496643	3412	20520	0.2931	-
7	3480461	3409	23929	0.3418	-
8	3463063	3404	27333	0.3905	-
9	3444784	3399	30732	0.4390	-
10	3425865	3396	34128	0.4875	-
11	3405968	3393	37521	0.5360	-
12	3385439	3392	40913	0.5845	-
13	3363270	3389	44302	0.6329	-
14	3339382	3387	47689	0.6813	-
15	3313344	3385	51074	0.7296	-
16	3285085	3381	54455	0.7779	-
17	3254383	3377	57832	0.8262	-
18	3220509	3373	61205	0.8744	-
19	3184064	3370	64575	0.9225	-
20	3146540	3367	67942	0.9706	-

4.5 Flujos de caja

Tabla 17: Flujo de caja caso 1

Annual Costs							
Year	PV Capex	Elec Capex	PV Opex	Elec Opex	Stack Replac ement	Water	Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
0	1807014542	1223367224	-	-	-	-	3030381766
1	-	-	45500000	35000000	-	5826879	86326879
2	-	-	45500000	35000000	-	5793883	86293883
3	-	-	45500000	35000000	-	5761356	86261356
4	-	-	45500000	35000000	-	5728113	86228113
5	-	-	45500000	35000000	-	5694184	86194184
6	-	-	45500000	35000000	-	5659638	86159638
7	-	-	45500000	35000000	-	5624994	86124994
8	-	-	45500000	35000000	-	5589625	86089625
9	-	-	45500000	35000000	-	5553058	86053058
10	-	-	45500000	35000000	-	5515918	86015918
11	-	-	45500000	35000000	-	5479481	85979481
12	-	-	45500000	35000000	-	5440420	85940420
13	-	-	45500000	35000000	-	5401040	85901040
14	-	-	45500000	35000000	-	5360125	85860125
15	-	-	45500000	35000000	-	5319999	85819999
16	-	-	45500000	35000000	-	5277945	85777945
17	-	-	45500000	35000000	-	5236076	85736076
18	-	-	45500000	35000000	-	5193002	85693002
19	-	-	45500000	35000000	-	5149039	85649039
20	-	-	45500000	35000000	-	5104933	85604933
Total Cost	-	-	910000000	700000000	-	109709706	1719709706

Tabla 18: Flujo de caja caso 2.

Annual Costs							
Year	PV Capex	Elec Capex	PV Opex	Elec Opex	Stack Replaceme nt	Water	Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
0	10404342	8100000	-	-	-	-	18504342
1	-	-	208000	170000	-	16274	394274
2	-	-	208000	170000	-	16202	394202
3	-	-	208000	170000	-	16125	394125
4	-	-	208000	170000	-	16046	394046
5	-	-	208000	170000	-	15964	393964
6	-	-	208000	170000	-	15878	393878
7	-	-	208000	170000	-	15788	393788
8	-	-	208000	170000	-	15694	393694
9	-	-	208000	170000	-	15596	393596
10	-	-	208000	170000	-	15497	393497
11	-	-	208000	170000	-	15395	393395
12	-	-	208000	170000	-	15289	393289
13	-	-	208000	170000	-	15182	393182
14	-	-	208000	170000	-	15068	393068
15	-	-	208000	170000	-	14947	392947
16	-	-	208000	170000	-	14819	392819
17	-	-	208000	170000	-	14685	392685
18	-	-	208000	170000	-	14545	392545
19	-	-	208000	170000	-	14390	392390
20	-	-	208000	170000	-	14219	392219
Total Cost	-	-	4160000	3400000	-	307602	7867602

Tabla 19: Flujo de caja caso 3

Annual Costs							
Year	PV Capex	Elec Capex	PV Opex	Elec Opex	Stack Replace ment	Water	Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
0	54317032	39799489	-	-	-	-	94116521
1	-	-	1170000	900000	-	113399	2183399
2	-	-	1170000	900000	-	112980	2182980
3	-	-	1170000	900000	-	112550	2182550
4	-	-	1170000	900000	-	112108	2182108
5	-	-	1170000	900000	-	111644	2181644
6	-	-	1170000	900000	-	111158	2181158
7	-	-	1170000	900000	-	110644	2180644
8	-	-	1170000	900000	-	110091	2180091
9	-	-	1170000	900000	-	109510	2179510
10	-	-	1170000	900000	-	108908	2178908
11	-	-	1170000	900000	-	108276	2178276
12	-	-	1170000	900000	-	107623	2177623
13	-	-	1170000	900000	-	106918	2176918
14	-	-	1170000	900000	-	106159	2176159
15	-	-	1170000	900000	-	105331	2175331
16	-	-	1170000	900000	-	104433	2174433
17	-	-	1170000	900000	-	103457	2173457
18	-	-	1170000	900000	-	102380	2172380
19	-	-	1170000	900000	-	101221	2171221
20	-	-	1170000	900000	-	100029	2170029
Total Cost	-	-	23400000	18000000	-	2158819	43558819

4.6 Flujos de caja descontados

Tabla 20: Flujo de caja descontado caso 1

Discounted Analysis								
Year	H2 Production	PV Capex	Elec Capex	PV Opex	Elec Opex	Stack Replace	Water	Total
	kg H2 (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)
0	-	1807014542	1223367224	-	-	-	-	3030381766
1	106464932	-	-	42523364	32710280	-	5445681	80679326
2	98936493	-	-	39741462	30570355	-	5060602	75372419
3	91944915	-	-	37141553	28570426	-	4702982	70414962
4	85434020	-	-	34711732	26701332	-	4369950	65783015
5	79371936	-	-	32440871	24954516	-	4059875	61455262
6	73729339	-	-	30318571	23321978	-	3771256	57411805
7	68484138	-	-	28335113	21796241	-	3502964	53634318
8	63601415	-	-	26481414	20370319	-	3253212	50104945
9	59051719	-	-	24748985	19037681	-	3020495	46807162
10	54819411	-	-	23129893	17792225	-	2804013	43726131
11	50894658	-	-	21616722	16628248	-	2603262	40848232
12	47226030	-	-	20202544	15540419	-	2415611	38158574
13	43817002	-	-	18880882	14523756	-	2241240	35645878
14	40640252	-	-	17645684	13573603	-	2078749	33298037
15	37697216	-	-	16491294	12685611	-	1928213	31105117
16	34952545	-	-	15412424	11855711	-	1787823	29055958
17	32406796	-	-	14404135	11080104	-	1657608	27141846
18	30037571	-	-	13461808	10355237	-	1536422	25353467
19	27834845	-	-	12581129	9677792	-	1423752	23682673
20	25791037	-	-	11758065	9044665	-	1319212	22121941
Total Discounted	1153136269	1807014542	1223367224	482027648	370790499	-	58982920	3942182833
LCOH		1.57	1.06	0.42	0.32	-	0.05	3.42

Tabla 21: Flujo de caja descontado caso 2

Discounted Analysis								
Year	H2 Production	PV Capex	Elec Capex	PV Opex	Elec Opex	Stack Replace	Water	Total
	kg H2 (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)
0	-	10404342	8100000	-	-	-	-	18504342
1	478432	-	-	194393	158879	-	15209	368480
2	445154	-	-	181675	148485	-	14151	344311
3	414056	-	-	169790	138771	-	13163	321723
4	385066	-	-	158682	129692	-	12241	300616
5	358030	-	-	148301	121208	-	11382	280891
6	332813	-	-	138599	113278	-	10580	262457
7	309273	-	-	129532	105867	-	9832	245231
8	287320	-	-	121058	98942	-	9134	229133
9	266847	-	-	113138	92469	-	8483	214090
10	247802	-	-	105737	86419	-	7878	200034
11	230077	-	-	98819	80766	-	7314	186899
12	213538	-	-	92354	75482	-	6788	174625
13	198178	-	-	86313	70544	-	6300	163157
14	183823	-	-	80666	65929	-	5844	152439
15	170417	-	-	75389	61616	-	5418	142422
16	157901	-	-	70457	57585	-	5020	133061
17	146236	-	-	65847	53818	-	4649	124314
18	135370	-	-	61540	50297	-	4303	116140
19	125161	-	-	57514	47006	-	3979	108499
20	115589	-	-	53751	43931	-	3675	101357
Total Discounted	5201081	10404342	8100000	2203555	1800982	-	165342	22674222
LCOH		2.00	1.56	0.42	0.35	-	0.03	4.36

Tabla 22: Flujo de caja descontado caso 3

Discounted Analysis								
Year	H2 Production	PV Capex	Elec Capex	PV Opex	Elec Opex	Stack Replace	Water	Total
	kg H2 (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)	\$ (disc)
0	-	54317032	39799489	-	-	-	-	94116521
1	3333755	-	-	1093458	841121	-	105980	2040560
2	3104152	-	-	1021923	786095	-	98681	1906699
3	2890041	-	-	955069	734668	-	91874	1781611
4	2690371	-	-	892587	686606	-	85527	1664720
5	2503958	-	-	834194	641688	-	79601	1555482
6	2329961	-	-	779620	599708	-	74069	1453398
7	2167456	-	-	728617	560475	-	68903	1357995
8	2015534	-	-	680951	523808	-	64074	1268833
9	1873734	-	-	636402	489540	-	59566	1185509
10	1741536	-	-	594769	457514	-	55363	1107646
11	1618151	-	-	555859	427584	-	51441	1034883
12	1503175	-	-	519494	399611	-	47786	966891
13	1395637	-	-	485508	373468	-	44367	903344
14	1295070	-	-	453746	349036	-	41170	843952
15	1200908	-	-	424062	326201	-	38177	788440
16	1112772	-	-	396319	304861	-	35375	736556
17	1030254	-	-	370392	284917	-	32752	688061
18	952832	-	-	346161	266278	-	30291	642729
19	880420	-	-	323515	248857	-	27989	600361
20	813126	-	-	302350	232577	-	25849	560777
Total Discounted	36452846	54317032	39799489	12394997	9534613	-	1158836	117204966
LCOH		1.49	1.09	0.34	0.26	-	0.03	3.22

4.7 Resultados análisis de ciclo de vida

Tabla 23: Resultados ambientales por kilogramo de hidrógeno verde producido

		Polyethylene 1 kg H2	Titanium 1 kg H2	Copper, cathode 1kg H2	Aluminium 1kg H2	PV, Arg. 1kg H2	Steel 1 kg H2	Concrete 1 kg H2
Climate change	kg CO2 eq	1.7.E-04	8.0.E-03	1.1.E-02	6.3.E-03	2.0.E+00	8.5.E-03	2.2.E-04
Ozone depletion	kg CFC-11 eq	4.8.E-12	8.2.E-10	3.3.E-09	1.5.E-10	2.5.E-07	3.9.E-10	6.7.E-12
Terrestrial acidification	kg SO2 eq	7.1.E-07	3.9.E-05	7.0.E-04	3.2.E-05	1.2.E-02	2.8.E-05	6.4.E-07
Freshwater eutrophication	kg P eq	4.6.E-08	4.5.E-06	9.9.E-05	1.4.E-06	1.3.E-03	3.9.E-06	3.9.E-08
Marine eutrophication	kg N eq	3.1.E-08	1.9.E-06	1.7.E-05	1.0.E-06	8.1.E-04	2.2.E-06	3.1.E-08
Photochemical oxidant formation	kg NMVOC	8.5.E-07	3.2.E-05	1.8.E-04	2.2.E-05	8.9.E-03	3.5.E-05	6.3.E-07
Water depletion	m ³	2.5.E-06	8.2.E-05	3.0.E-04	3.0.E-06	7.0.E-02	8.4.E-05	3.6.E-06
Metal depletion	kg Fe eq	7.7.E-06	4.2.E-04	6.3.E-02	9.5.E-05	1.0.E+00	6.6.E-03	1.1.E-05
Fossil depletion	kg oil eq	1.4.E-04	2.3.E-03	3.6.E-03	1.3.E-03	5.9.E-01	1.7.E-03	3.4.E-05

4.8 Factores de normalización ReCiPe

Tabla 24: Factores de normalización ReCiPe

Categorías de impacto intermedio	Valor
Cambio climático	$1,25 \cdot 10^{-4}$
Agotamiento de la capa de ozono	$1,67 \cdot 10^1$
Acidificación terrestre	$2,44 \cdot 10^{-2}$
Eutrofización de agua dulce	1,54
Eutrofización marina	$2,1 \cdot 10^{-1}$
Formación de oxidantes fotoquímicos	$1,76 \cdot 10^{-2}$
Consumo de agua	$3,75 \cdot 10^{-3}$
Agotamiento de recursos metálicos	$8,33 \cdot 10^{-6}$
Agotamiento de recursos fósiles	$1,02 \cdot 10^{-3}$

4.9 Planillas de cálculo del modelo económico

Para acceder a las planillas de cálculo utilizadas en este trabajo, [presione aquí](#).