



**UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**DEPARTAMENTO INGENIERÍA MECÁNICA**



**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA GENERACIÓN DE  
HIDRÓGENO VERDE SOLAR A PARTIR DE AGUAS RESIDUALES EN  
COQUIMBO**

POR

**Thobías Adolfo Lisboa Campos**

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción para  
optar al título profesional de Ingeniero Civil Mecánico

Profesor Guía:  
Dra. Einara Blanco Machin

Marzo 2023  
Concepción (Chile)

© 2023 Thobías Adolfo Lisboa Campos

© 2023 Thobías Adolfo Lisboa Campos

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

## 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, el costo del agua residual tratada presenta un aporte mínimo en el costo nivelado del hidrógeno, por lo que se confirma la viabilidad de utilizar este recurso para la electrólisis.

**Palabras clave: hidrógeno verde, aguas residuales, energía solar fotovoltaica.**

## Abstract

Even though it has a high volume of wastewater discharged into rivers, estuaries or seas and increases levels of solar radiation, the Coquimbo region is one of the most affected by water scarcity. Thus, it is proposed to evaluate green hydrogen generation systems by electrolysis of treated wastewater and with an electric power supply by photovoltaic panels. Three green hydrogen generation systems are dimensioned with different sources of wastewater and their respective treatment to have the minimum quality required for electrolysis; the first one consists of using water from the Coquimbo submarine outfall, the second and third from a sewage treatment plant in Algarrobito and Peralillo. Moreover, a levelized cost of 3,42, 4,36 and 3.22  $USD/kgH_2$  is obtained for the 3 systems proposed which, according to the references studied, is considered a competitive hydrogen for this area. The optimization of the PV oversize in relation to the electrolysis plant results in 1.4, 1.3 and 1.2 for case 1, 2 and 3 respectively. In addition, the levelized cost of hydrogen can be reduced considerably if favourable economic projections of capital expenditures and operation expenditures of the PV/PEM plants are taken. On the other hand, the cost of treated wastewater presents a minimal contribution in the levelized cost of the hydrogen, thus confirming the feasibility of using this resource for electrolysis.

**Keywords:** green hydrogen, PV solar, wastewater.

## Tabla de Contenidos

Tabla de Contenidos .....	iii
Lista de Tablas .....	v
Lista de Figuras .....	vi
Acrónimos.....	vii
<b>CAPÍTULO 1: Introducción .....</b>	<b>1</b>
1.1 Hipótesis .....	5
1.2 Objetivos.....	5
1.3 Metodología.....	5
<b>CAPÍTULO 2: Marco Teórico.....</b>	<b>8</b>
2.1 Electrolizador.....	8
2.2 Tecnologías de almacenamiento de hidrógeno.....	11
2.3 Utilización de energías renovables para la producción de hidrógeno.....	13
2.4 Aguas residuales en Coquimbo.....	15
<b>CAPITULO 3: Casos de Estudio .....</b>	<b>17</b>
3.1 Caso 1 en emisario submarino Coquimbo.....	19
3.2 Caso 2 en planta de tratamiento de aguas residuales Algarrobito .....	21
3.3 Caso 3 en planta de tratamiento de aguas residuales Peralillo .....	21
<b>CAPÍTULO 4: Resultados producción y consumo .....</b>	<b>23</b>
4.1 Consumo eléctrico de los tratamientos de aguas .....	23
4.2 Producción diaria promedio de energía eléctrica.....	23
4.3 Producción anual de hidrógeno verde .....	25
<b>CÁPITULO 5: Análisis económico .....</b>	<b>27</b>
5.1 Costos sistemas de tratamiento de aguas.....	27
5.2 Costos sistemas PEM – PV .....	28
5.3 Parámetros de los sistemas a evaluar .....	28
5.4 Resultados modelo económico .....	29
<b>CÁPITULO 5: Conclusiones .....</b>	<b>31</b>
Referencias.....	33
Anexos .....	36
7.1 Panel fotovoltaico seleccionado.....	36

7.2 Electrolizadores seleccionados .....	37
7.3 Ajuste de curvas CAPEX y OPEX PTAS .....	37
7.4 Relación de sobredimensionamiento para los sistemas propuestos .....	38
7.5 Producción de hidrógeno anual y horas de funcionamiento.....	41
7.6 Flujos de caja .....	44
7.7 Flujos de caja descontados .....	47
7.8 Planillas de cálculo del modelo económico.....	49

## Lista de Tablas

Tabla 1: Diferencias generales entre tecnologías PEM y AWE .....	3
Tabla 2: Elementos de mayor impacto en LCOH .....	4
Tabla 3: Capacidad de ERNC en Chile al 2022.....	15
Tabla 4: Datos geográficos de los sistemas a evaluar .....	18
Tabla 5: Flujos máxicos involucrados .....	20
Tabla 6: Consumo eléctrico de tratamientos de agua.....	23
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 .....	28
Tabla 9: Resultados LCOH sistemas evaluados.....	29
Tabla 10: Costos asociados al agua tratada .....	38
Tabla 11: Producción anual de hidrógeno verde sistema 1 .....	41
Tabla 12: Producción anual de hidrógeno verde sistema 2 .....	42
Tabla 13: Producción anual hidrógeno verde sistema 3 .....	43
Tabla 14: Flujos de caja sistema 1.....	44
Tabla 15: Flujos de caja sistema .....	45
Tabla 16: Flujos de caja sistema 3.....	46
Tabla 17: Flujos de caja descontados sistema 1 .....	47
Tabla 18: Flujos de caja descontados sistema 2.....	48
Tabla 19: Flujos de caja descontados sistema 3.....	49

## Lista de Figuras

Figura 1: Esquema con parámetros de entrada y salida del modelo a utilizar .....	7
Figura 2: Esquema módulos electrolíticos con configuración monopolar (a) y bipolar (b).....	8
Figura 3: Esquema electrolizador alcalino .....	9
Figura 4: Esquema electrolizador PEM.....	10
Figura 5: Esquema electrolizador SOE .....	10
Figura 6: Métodos de almacenamiento de hidrógeno.....	11
Figura 7: Compresión de hidrógeno en multietapas .....	12
Figura 8: Potencial energético renovable en Chile.....	13
Figura 9: Capacidad instalada de ERNC en Chile del 2011 al 2021.....	15
Figura 10: Ubicación sistemas a evaluar región de Coquimbo .....	18
Figura 11: Esquema sistema 1 .....	20
Figura 12: Esquema de sistemas 2 y 3.....	21
Figura 14: Producción de energía eléctrica diaria promedio Caso 1.....	24
Figura 15: Producción de energía eléctrica diaria promedio Caso 2.....	24
Figura 16: Producción de energía eléctrica diaria promedio Caso 3.....	25
Figura 17: Panel fotovoltaico seleccionado .....	36
Figura 18: Parámetros y datos de los electrolizadores NEL serie M .....	37
Figura 19: Esquema de los electrolizadores PEM de NEL.....	37
Figura 20: Ajuste curva CAPEX PTAS .....	38
Figura 21: Relación PV/PEM sistema 1 .....	39
Figura 22: Relación PV/PEM sistema 2 .....	39
Figura 23: Relación PV/PEM sistema 3 .....	40



## 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 [%/ $^{\circ}C$ ]
$S$	:	Costos del sistema [ $USD$ ]
$T$	:	Temperatura [ $^{\circ}C$ ]

## Acrónimos

AWE	:	Electrólisis de agua alcalina ( <i>Alkaline water electrolysis</i> )
CAPEX	:	Costos de inversión ( <i>Capital expenditure</i> )
CSP	:	Concentradores solares de potencia
ELEC	:	Electrolizador
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: Introducción

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 (Medeiros 2010; Jovan et al., 2021).

El hidrógeno es un combustible y un medio de almacenamiento de energía que tiene las ventajas de poder ser producido de forma no contaminante. Sin embargo, este elemento es obtenido principalmente (cerca 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 CO<sub>2</sub> (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  $H^+$ . 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  $OH^-$ . 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 [(Vásquez & Salinas, 2018), (Shiva Kumar & Himabindu, 2019)].

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  $2500\text{m}^3$  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.

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 (Zhang et al., 2014), la fotofermentación (Eroğlu et al., 2006), entre otros. Sin embargo, estos métodos biológicos presentan 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; Yarımtepe 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**

	<b>Electrolizador Alcalino</b>	<b>Electrolizador PEM</b>
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%
Consumo de energía stack	$4.17-5.9 kWh \cdot Nm^3$	$4.2-5.6 kWh \cdot Nm^3$
Consumo de energía sistema	$3.8-5.4 kWh \cdot Nm^3 \cdot H_2$	$4.53-7.3 kWh \cdot Nm^3 \cdot H_2$

Área celda	$\leq 4 m^2$	$\leq 300 cm^2$
Duración	$< 90000h$	$< 60000h$

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 3,5MW y 150MW, 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<sub>2</sub> aproximadamente (Gallardo et al., 2021). Además, se presenta un LCOH promedio para Calama de 3.6 USD/kgH<sub>2</sub>. En (Ladislao, 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 entrada (percentil 10 al 90)	Varianza (%)
Tamaño electrolizador		2 – 5 (100kW – 100MW)	46
Eficiencia electrolizador	<i>kWh/kg H<sub>2</sub></i>	50-58	19
PV CAPEX (1MW)	<i>\$/kW</i>	682-886	15
HElec CAPEX (1MW)	<i>\$/kW</i>	682-886	6
PV OPEX	<i>\$/kW/año</i>	6,82-13,6	3
OPEX Electrolizador	<i>\$/kW/año</i>	13,6-20,5	1

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 y económica de un sistema de producción de hidrógeno verde, 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 tratada. La energía eléctrica será suministrada por paneles fotovoltaicos.

## **1.1 Hipótesis**

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

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo general**

Evaluar la factibilidad técnica y económica de un sistema electrolítico de producción de hidrógeno a gran escala a partir de aguas residuales utilizando energía solar fotovoltaica.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

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

OE1: Definir 3 localidades según disponibilidad de agua residual tratada.

OE2: Dimensionar los 3 casos a evaluar.

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.

## **1.3 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 deben ser evaluados en las 3 localidades seleccionadas utilizando el modelo de (Yates et al., 2020), el cual, ingresando los datos de los años típicos construidos permite dimensionar adecuadamente la mejor relación entre la potencia de electrólisis y la potencia fotovoltaica necesaria para cada zona en estudio. De esta manera, se pueden definir 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 y diversos costos asociados a los sistemas que serán detallados en el análisis económico.

Se continúa con el modelo descrito anteriormente para realizar el análisis técnico económico en un horizonte de 20 años. Para los costos del agua, se utilizan referencias de la literatura para determinar los costos de inversión y operación/mantenimiento para calcular el costo específico de cada metro cúbico de agua. Posteriormente, se utiliza el modelo económico que 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  $n$ , la Figura 1 muestra con mayor detalle el funcionamiento del modelo. Finalmente, se comparan los costos del hidrógeno obtenidos con otros estudiados en la literatura para sistemas similares ubicados en Chile. En la Figura 1 se puede apreciar un esquema del modelo que muestra los parámetros de entrada y salida que se obtienen con el modelo.

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

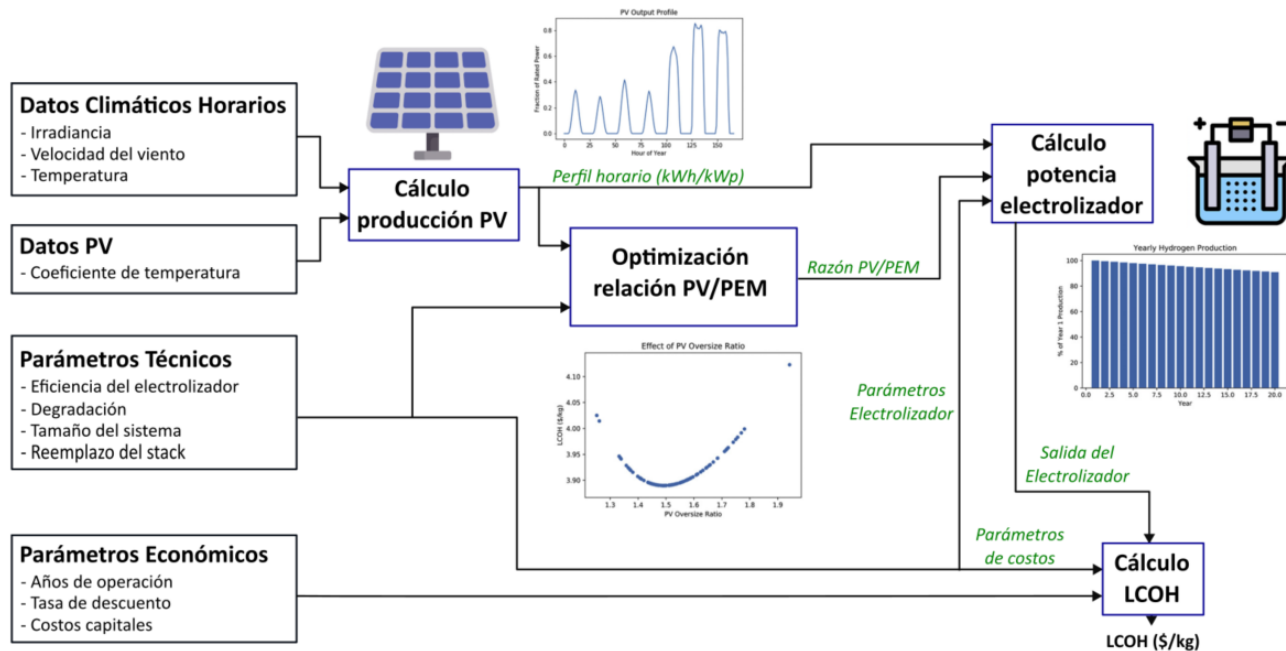


Figura 1: Esquema con parámetros de entrada y salida del modelo a utilizar



## CAPÍTULO 2: 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 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 2. 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).

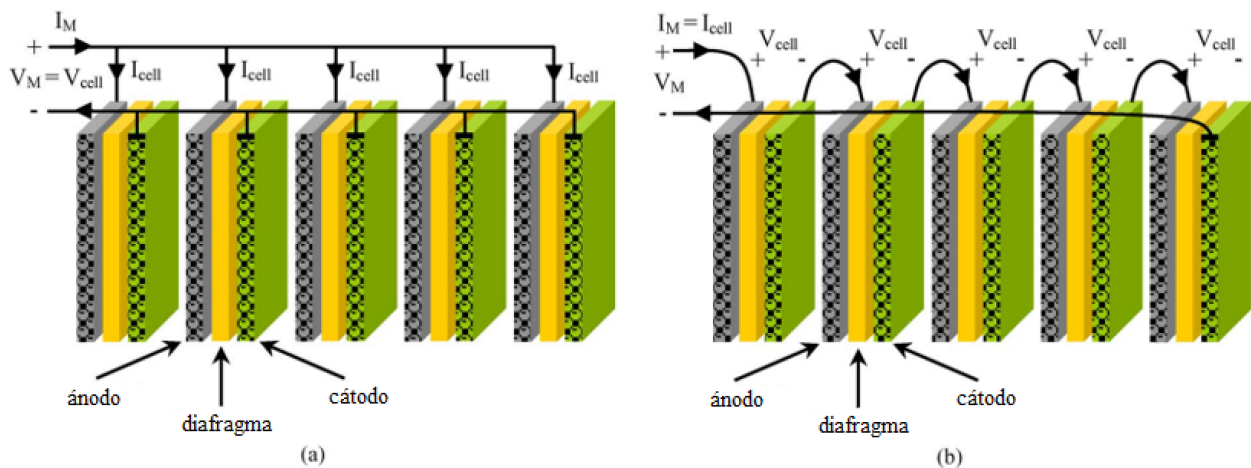


Figura 2: Esquema módulos electrolíticos con configuración monopolar (a) y bipolar (b) (Ursúa et al., 2012)

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 investigativa.

### 2.1.1 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 3. 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 30bar. Es una tecnología madura con capacidades sobre los 5MW, no obstante, son 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).

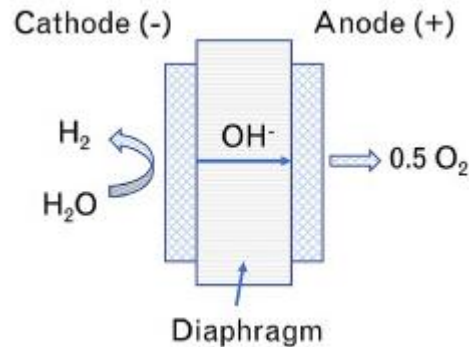


Figura 3: Esquema electrolizador alcalino (Gerloff, 2021)

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  $5 \mu S/cm$ .

### 2.1.2 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 4). Operan con temperaturas entre  $50 - 80^\circ C$  y con densidades de corriente  $0.6 - 2.0 A/cm^2$ . Soportan presiones hasta 200 bar y se presentan

generalmente en el comercio en potencias desde 150kW a más de 2MW. Este tipo de electrolizador se adapta 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.

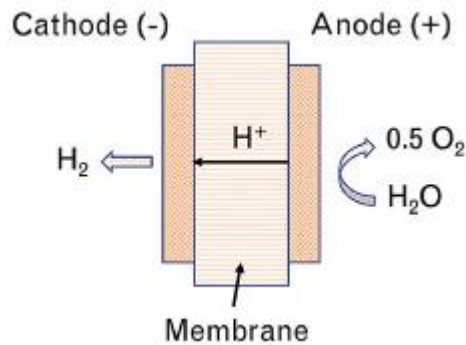


Figura 4: Esquema electrolizador PEM (Gerloff, 2021)

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  $1 \mu S/cm$ .

### 2.1.3 Electrolizador de óxido sólido (SOE)

Se utiliza un óxido sólido cerámico, generalmente óxido de zirconio ( $ZrO_2$ ) con óxido de itria ( $Y_2O_3$ ), por el cual se transporta el ion  $O^{2-}$  desde el cátodo hacia el ánodo para lograr la producción de gases, Figura 5. Operan a temperaturas entre  $650 - 1000^\circ C$  y con densidades de corriente  $0.3 - 2.0 A/cm^2$ . Trabajan con presiones de 25 bar y demuestran un gran potencial debido a que el uso de altas temperaturas disminuye la cantidad de energía eléctrica requerida. Sin embargo, esta tecnología aún se encuentra bajo etapa de investigación y desarrollo, pero promete ser una gran alternativa para el futuro.

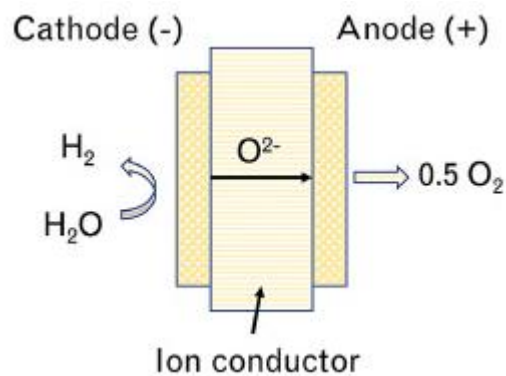


Figura 5: Esquema electrolizador SOE (Gerloff, 2021)

## 2.2 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 6 se presentan las principales formas de almacenar al hidrógeno.

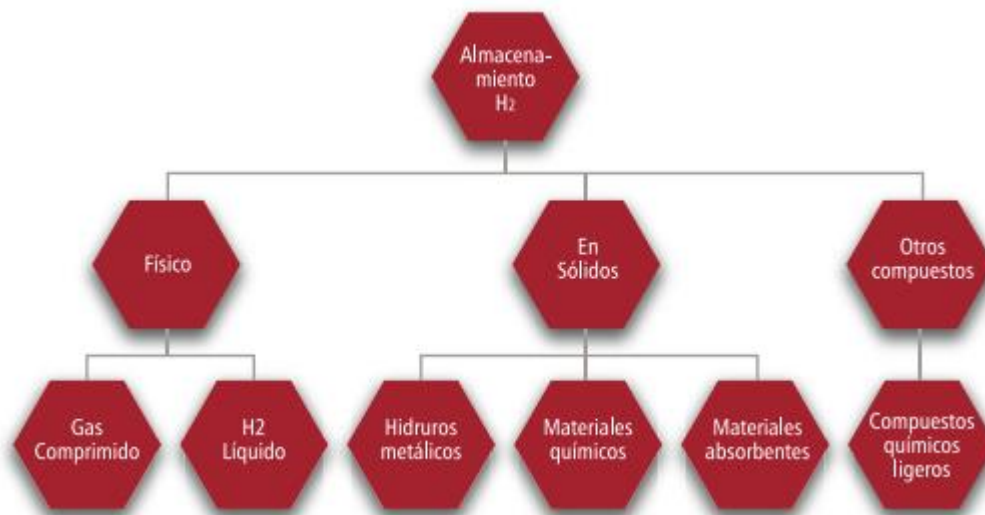


Figura 6: Métodos de almacenamiento de hidrógeno (Vásquez & Salinas, 2018)

### 2.2.1 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  $700\text{bar}$  o en estado líquido a temperaturas inferiores a  $-253^{\circ}\text{C}$ . 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).

#### 2.2.1.1 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 la Figura 7 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.

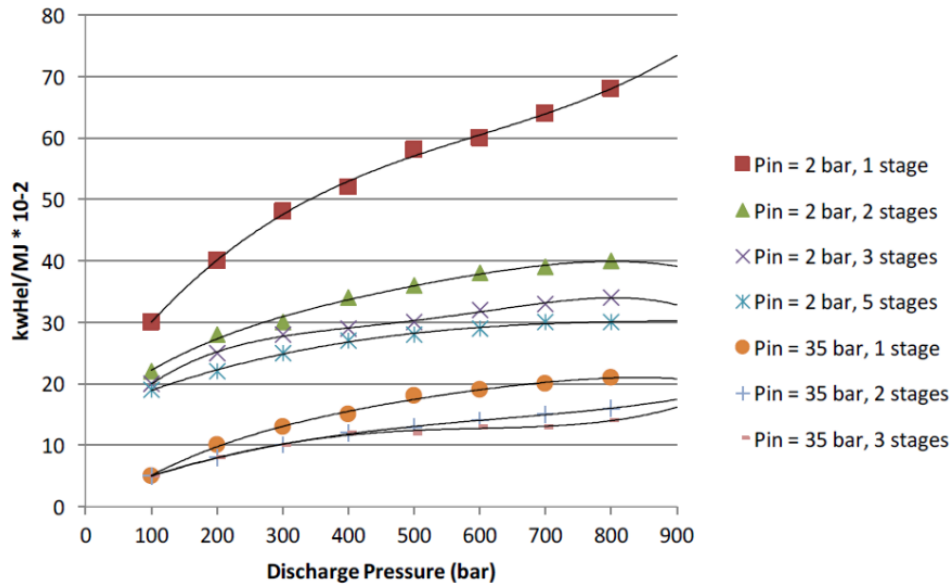


Figura 7: Compresión de hidrógeno en multietapas (Cancino, 2021)

### 2.2.1.2 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).

### 2.2.2 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).

### 2.2.3 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 amoníaco 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).

### 2.3 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 8.

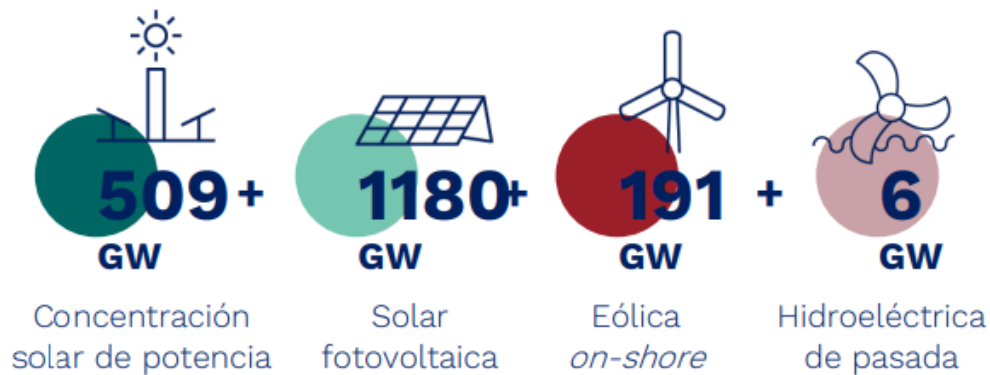


Figura 8: Potencial energético renovable en Chile (Ministerio de Energía, 2020).

Chile posee la ventaja de que los vientos del extremo austral pueden ser aprovechados en mar y en tierra con un enorme, 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 y posteriormente al almacenamiento del hidrógeno, permitiendo almacenar correctamente los excedentes para suplir correctamente los procesos de alta y baja demanda de energía, y de esta forma generar un equilibrio entre la producción y el consumo.

### **2.3.1 Energía solar fotovoltaica**

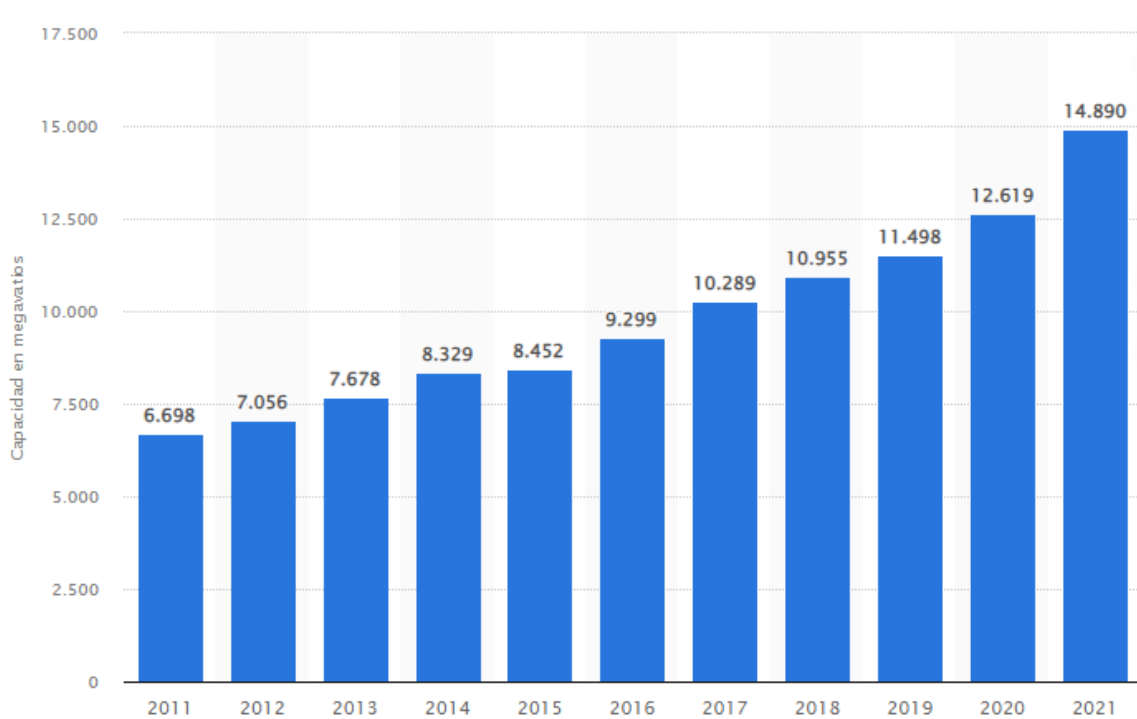
Los paneles fotovoltaicos (PV) son un sistema de conversión directa de energía que utiliza los fotones de la radiación electromagnética del sol para realizar un efecto fotoeléctrico que produce energía eléctrica. Los paneles solares fotovoltaicos están compuestos por una serie de celdas solares, éstas 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.

### **2.3.2 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 9. 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 9: Capacidad instalada de ERNC en Chile del 2011 al 2021 (Statista, 2022)**

A marzo de 2022, Chile cuenta con una capacidad instalada eléctrica total de 31706 MW, en donde, el 57,4% corresponde a ERNC; 23,3% hidráulica, 20% solar, 12% eólico, 1,9% biomasa y 0,2% geotérmica (*Generadoras de Chile, 2021*). Así, se presenta en la Tabla 3 la capacidad total instalada de ERNC.

**Tabla 3: Capacidad de ERNC en Chile al 2022**

	Capacidad 2022 (MW)
Hidráulica	7387.5
Solar	6341.2
Eólica	3804.7
Biomasa	602.4
Geotérmica	63.4

## 2.4 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.



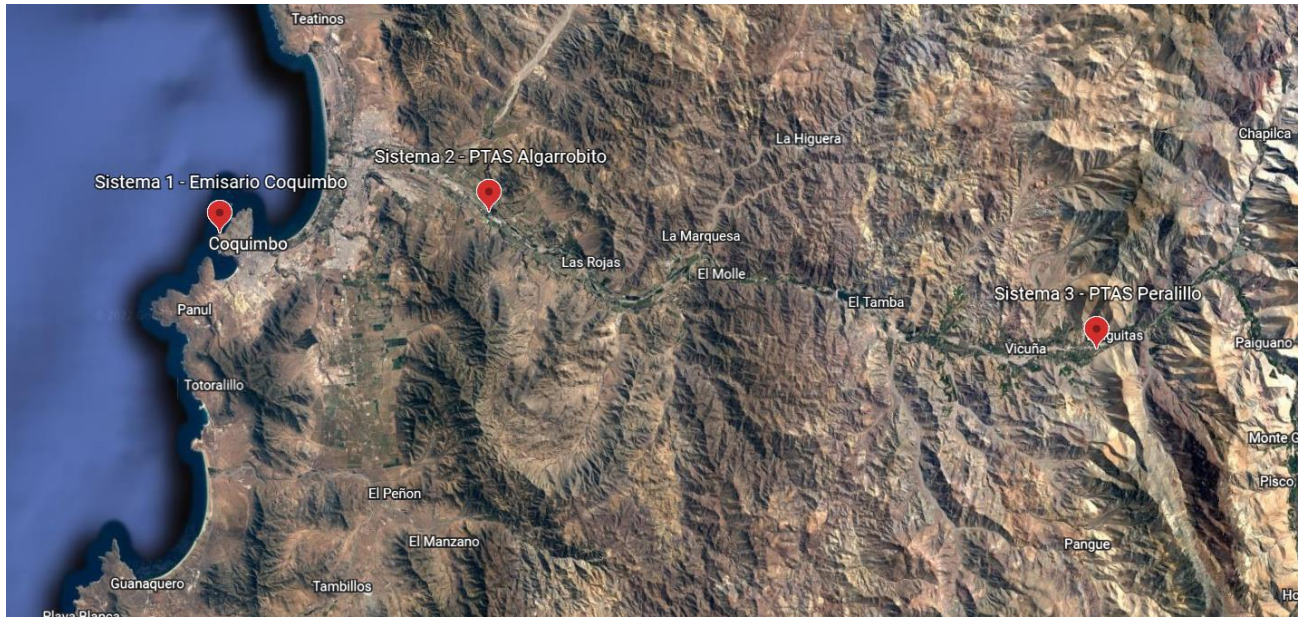
Inicialmente, se realiza el tratamiento primario que consiste en procesos físicos que permiten la remoción de sólidos, arenas y grasas. Luego, está el tratamiento secundario que consiste en la degradación de materia orgánica mediante procesos biológicos que logren reducir la demanda de oxígeno disuelto. 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.

### **CAPITULO 3: Casos de Estudio**

Se evaluarán 3 casos distintos para la generación de hidrógeno verde mediante la utilización de aguas residuales tratadas, a los cuales se les deberá agregar tratamientos para que cumplan con la calidad del agua requerida en la electrólisis PEM (Desionizada ISO 3596 grado 2). Se busca analizar plantas de tratamiento que descarguen el efluente tratado al mar, esteros o ríos, y no así PTAS que utilizan el recurso para riego, además, se buscan PTAS que estén favorablemente en la misma latitud para realizar una correcta comparación del recurso solar. El proceso de desionizado del agua no se considera debido a que los fabricantes de electrolizadores PEM revisados incluyen un desionizador como parte del sistema. En cambio, el proceso de ósmosis inversa se deberá adicionar como una ampliación a la PTAS en todos los casos para cumplir con los requerimientos.

Según las recomendaciones de (Simoes et al., 2021), para todos los caudales que se presentarán a continuación, se pueden asumir las siguientes pérdidas posterior a los procesos de tratamiento; 10% por evaporaciones, 25% para limpieza, 10% para evitar riesgos de escasez y 25% en el proceso de ósmosis inversa. Así, se cuenta con un 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, además, se presenta la ubicación geográfica y coordenadas en Figura 10 y Tabla 4 respectivamente.



**Figura 10: Ubicación sistemas a evaluar región de Coquimbo (Elaboración propia en Google Earth)**

**Tabla 4: Datos geográficos de los sistemas a evaluar**

	<b>Latitud [°]</b>	<b>Longitud [°]</b>	<b>Altura [m.s.n.m]</b>	<b>Radiación Global Horizontal [kWh/m<sup>2</sup>/día]</b>
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

Se revisan los principales electrolizadores de tipo PEM disponibles en el mercado actual y se encuentran los 3 siguientes fabricantes; NEL, Siemens y Thyssenkrupp que presentan bastante información sobre sus unidades electrolizadoras. Específicamente, se trabajan con los datos de los electrolizadores PEM de NEL serie M que presentan una potencia de entrada de 10 a 22 MW por cada unidad y puede escalarse a la potencia que se requiera para proyectos de gran escala, Anexo 7.2. Además, estos electrolizadores pueden producir hidrógeno a un 10% de su capacidad, por lo que, si la energía producida por el sistema fotovoltaico es menor a ese nivel, no se generará hidrógeno desperdiciando la energía.

En cuanto a las plantas fotovoltaicas, el modelo a utilizar de (Yates et al., 2020) 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 aumentando el tamaño 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, el modelo considera una instalación de paneles fotovoltaicos con un seguimiento solar, SAT por sus siglas en inglés (*single axis tracking*), en el eje norte-sur. Los paneles fotovoltaicos que se pretenden utilizar son del fabricante Vertex y se denominan TSM-DE21, que cuentan con una potencia de 670 W, un coeficiente de temperatura de 0.4 %/°C, una temperatura de operación de 45 °C y una degradación anual de 0,5 %, Anexo 7.1. Para obtener la energía eléctrica generada por hora por parte del sistema fotovoltaico el modelo se basa en 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 solar del explorador solar para la inclinación correspondiente.  $G_{CEM}$  es una constante de valor 1 kW/m<sup>2</sup>,  $P_{PV}$  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 ecuación (3), La cual depende de la temperatura nominal de operación del panel, la temperatura ambiente y la irradiancia solar

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

### 3.1 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. Dicha planta 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 y otra unidad de tratamiento terciario por ósmosis inversa, ambas para un caudal de 500 l/s. Luego, contando las pérdidas previamente descritas, se contará con un caudal disponible aproximado de 125 l/s para realizar electrólisis. De esta forma, se tendrá un

volumen de  $10800 \text{ m}^3$  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  $50 \text{ kWh/kgH}_2$  y un consumo de agua de  $0.011 \text{ m}^3/\text{kgH}_2$ . Luego, se debe 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 obtiene a través del explorador solar que hay cerca de 4300 horas de sol al año en la localidad, por lo que se propone una potencia total de la planta de electrolisis de  $2500 \text{ MW}$ , 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 11, 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.

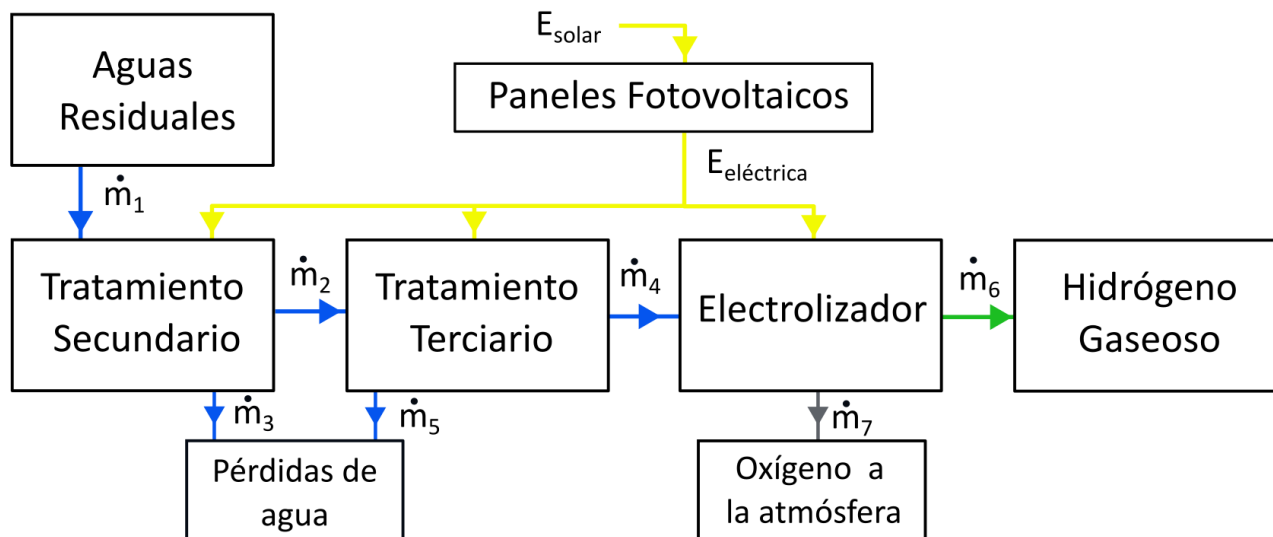


Figura 11: Esquema sistema 1

Tabla 5: Flujos másicos involucrados

	Flujo másico [ $\text{kg/h}$ ]
$\dot{m}_1$	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

### 3.2 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  $1.12 \text{ l/s}$  (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  $1.2 \text{ l/s}$ . Así, luego de las pérdidas estimadas se podría contar con un caudal final para generar hidrógeno verde de  $0.3 \text{ l/s}$  aproximadamente. Se propone utilizar el electrolizador M2000 de NEL, el cual presenta por catálogo una eficiencia de conversión de electricidad a hidrógeno de  $50 \text{ kWh/kgH}_2$  y un consumo de agua de  $0.011 \text{ m}^3/\text{kgH}_2$ . 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  $10 \text{ MW}$  capaz de generar una cifra del orden de 500 toneladas de hidrógeno verde por año. Finalmente, se presenta un esquema en Figura 12 la misma simbología presentada en Figura 11 y en Tabla 5.

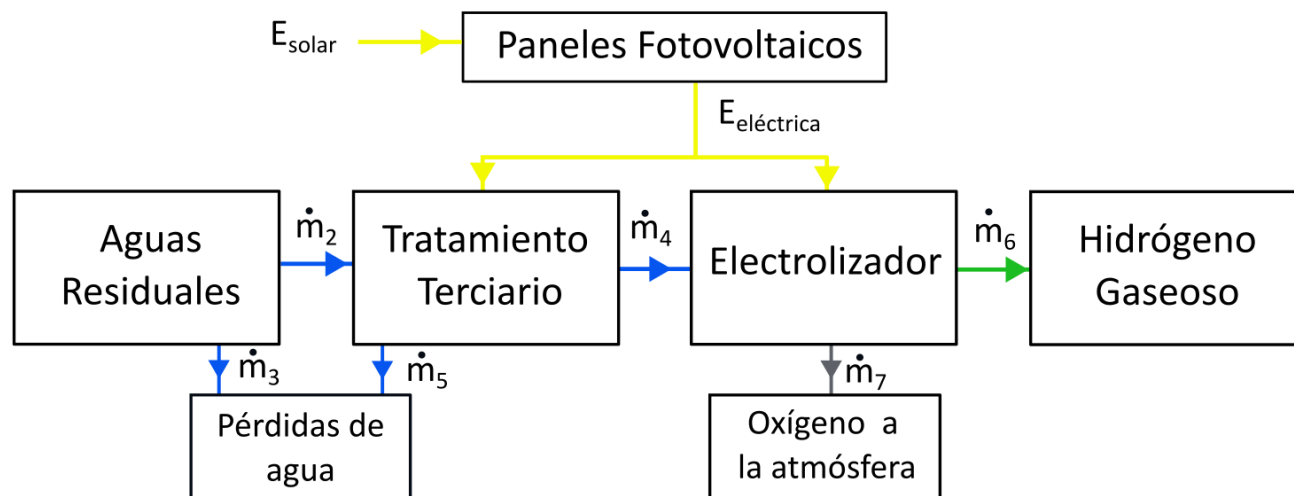


Figura 12: Esquema de sistemas 2 y 3

### 3.3 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 3.2, 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 12, notar que el sistema propuesto cuenta con el mismo esquema que el caso 2.

## CAPÍTULO 4: Resultados producción y consumo

En este capítulo se presenta el consumo eléctrico asociado a cada caso de estudio y sus respectivos resultados de producción de hidrógeno verde. Además, se incluyen los resultados de la generación de electricidad diaria promedio.

### 4.1 Consumo eléctrico de los tratamientos de aguas

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  $0,05 \text{ kWh/m}^3$  (Simoes et al., 2021). De modo que se utilizará dicho valor como condición más desfavorable. En cuanto al tratamiento de ósmosis inversa, los 3 casos requerirán el proceso que consume un estimado de  $4 \text{ kWh/m}^3$  (Jungbin Kim et al., 2019). Por otro lado, los electrolizadores presentan un consumo por catálogo de  $50 \text{ kWh/kgH}_2$  y son capaces de producir hidrógeno, como mínimo, al 10% de su capacidad, por lo que no consumirán energía eléctrica ni producirán hidrógeno si la alimentación eléctrica está por debajo de dicho nivel. En Tabla 6 se presentan los respectivos consumos eléctricos de los sistemas de tratamiento de aguas para cada caso.

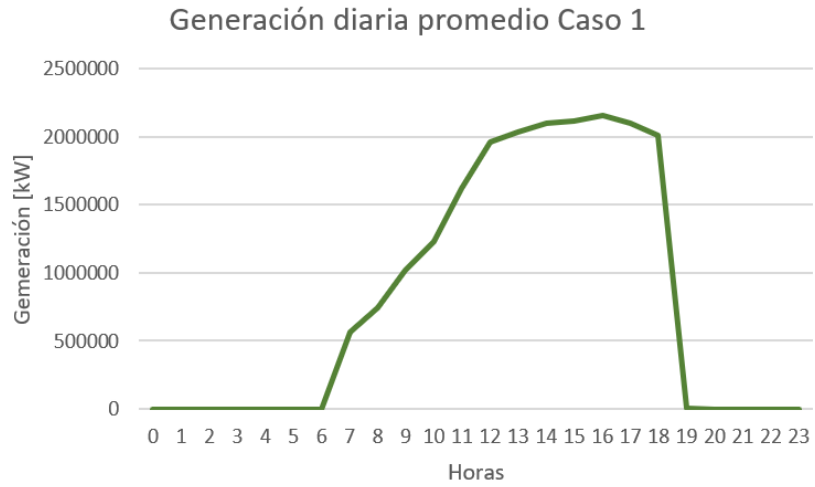
**Tabla 6: Consumo eléctrico de tratamientos de agua**

	Agua por tratar [ $\text{m}^3/\text{día}$ ]	Consumo tratamientos [ $\text{kWh/m}^3$ ]	Consumo eléctrico tratamientos [ $\text{kWh/día}$ ]
Caso 1	10.800	4,05	43.740
Caso 2	104	4	416
Caso 3	432	4	1728

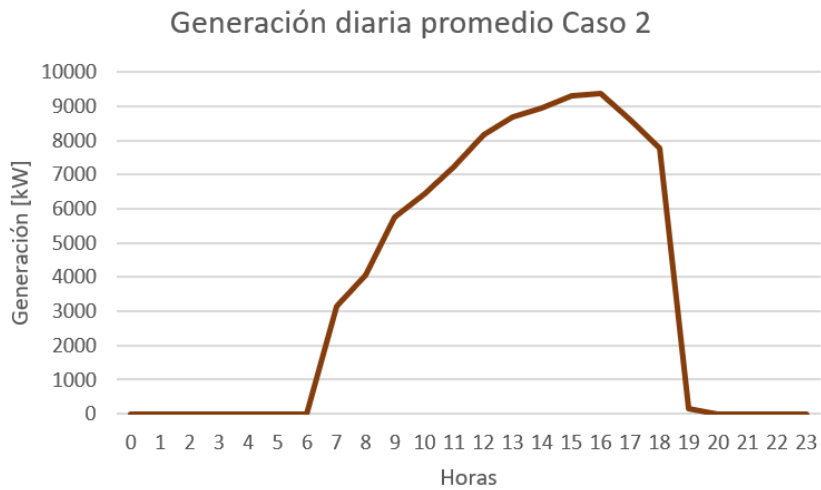
### 4.2 Producción diaria promedio de energía eléctrica

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 detalle en Anexo 7.4. Así, 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  $3500 \text{ MW}$ , para el caso 2 es de  $13 \text{ MW}$  y el caso 3 un total de  $72 \text{ MW}$ . 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 13, Figura 14 y Figura 15 respectivamente.

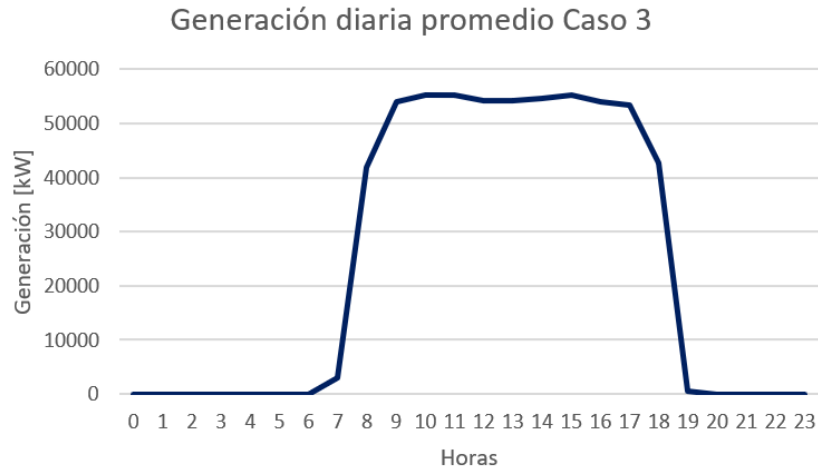




**Figura 13: Producción de energía eléctrica diaria promedio Caso 1**



**Figura 14: Producción de energía eléctrica diaria promedio Caso 2**



**Figura 15: Producción de energía eléctrica diaria promedio Caso 3**

### 4.3 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**

Año	Caso 1		Caso 2		Caso 3	
	Producción $H_2$ [kg]	Tiempo funcionamiento Elec. [hr]	Producción $H_2$ [kg]	Tiempo funcionamiento Elec. [hr]	Producción $H_2$ [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

## CÁPITULO 5: Análisis económico

En este capítulo se presentan los criterios utilizados para definir los costos de los sistemas de generación de hidrógeno verde solar. Además, se presentan los parámetros introducidos en el modelo económico y sus respectivos resultados.

### 5.1 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.

#### 5.1.1 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 (4)

$$CAPEX_{PTAS} = 48.676 \cdot Q_d + 284.782 \quad (4)$$

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  $800 \text{ USD}/\text{m}^3/\text{día}$ .

#### 5.1.2 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 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 sistema 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 sistemas 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 sistema 1, 2 y 3 respectivamente.

## 5.2 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  $USD/kW/año$  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  $USD/kW/año$  (Armijo & Philibert, 2020; Gallardo et al., 2021; IRENA, 2022). Cabe destacar que el modelo utilizado en este trabajo permite dimensionar el sistema fotovoltaico en base a las características geográficas locales de la zona de estudio y serán abordados más adelante.

## 5.3 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 considera la duración del *stack* como fija para todos los casos.

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

Parámetro	Unidad	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
<b>Parámetros del electrolizador</b>				
Potencia nominal	$MW$	2500	10	60
CAPEX	$USD/kW$	700	900	800
OPEX	$USD/kW/año$	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>	horas	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	años	20	20	20
Tasa de descuento	%	7	7	7

## 5.4 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 sistemas 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 (5), 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.

$$Producción H_2 (desc) = \frac{Producción H_2}{(1 + d)^n} \quad (5)$$

**Tabla 9: Resultados LCOH sistemas evaluados**

	Producción <i>kg/H<sub>2</sub></i> (desc)	CAPEX PV \$ (desc)	CAPEX Elec \$ (desc)	OPEX PV \$ (desc)	OPEX Elec \$ (desc)	Agua \$ (desc)	LCOH \$
Sistema 1	1.153.136.269	1,57	1,06	0,42	0,32	0,05	3,42
Sistema 2	5.201.081	2,00	1,56	0,42	0,35	0,03	4,36
Sistema 3	35.723.789	1,45	1,14	0,33	0,27	0,03	3,22

De la Tabla 8, se puede desprender notoriamente que el LCOH para cada sistema se ve dominado 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 1,3 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, el sistema 3 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 electrolizado 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 sistema 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 sistema 3 es el más competitivo económicamente, seguido por el sistema 1 y finalmente por el sistema 2 que no presenta competitividad alguna por su elevado coste de producción.

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 tanto, a pesar de requerir ampliar las PTAS estudiadas, los costos de inversión asociados a tal acondicionamiento de las plantas no presentan una contribución mayor al 1.5 % del LCOH. Esto permite afirmar que las aguas residuales tratadas son una alternativa real y viable para su utilización en la electrólisis, lo que permite dar un aprovechamiento a las aguas residuales que no son destinadas a ni un fin productivo.

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.

## CÁPITULO 5: 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.

Finalmente, con todos los antecedentes expuestos se confirma la hipótesis, ya que, es viable técnica y económicamente 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.

## Referencias

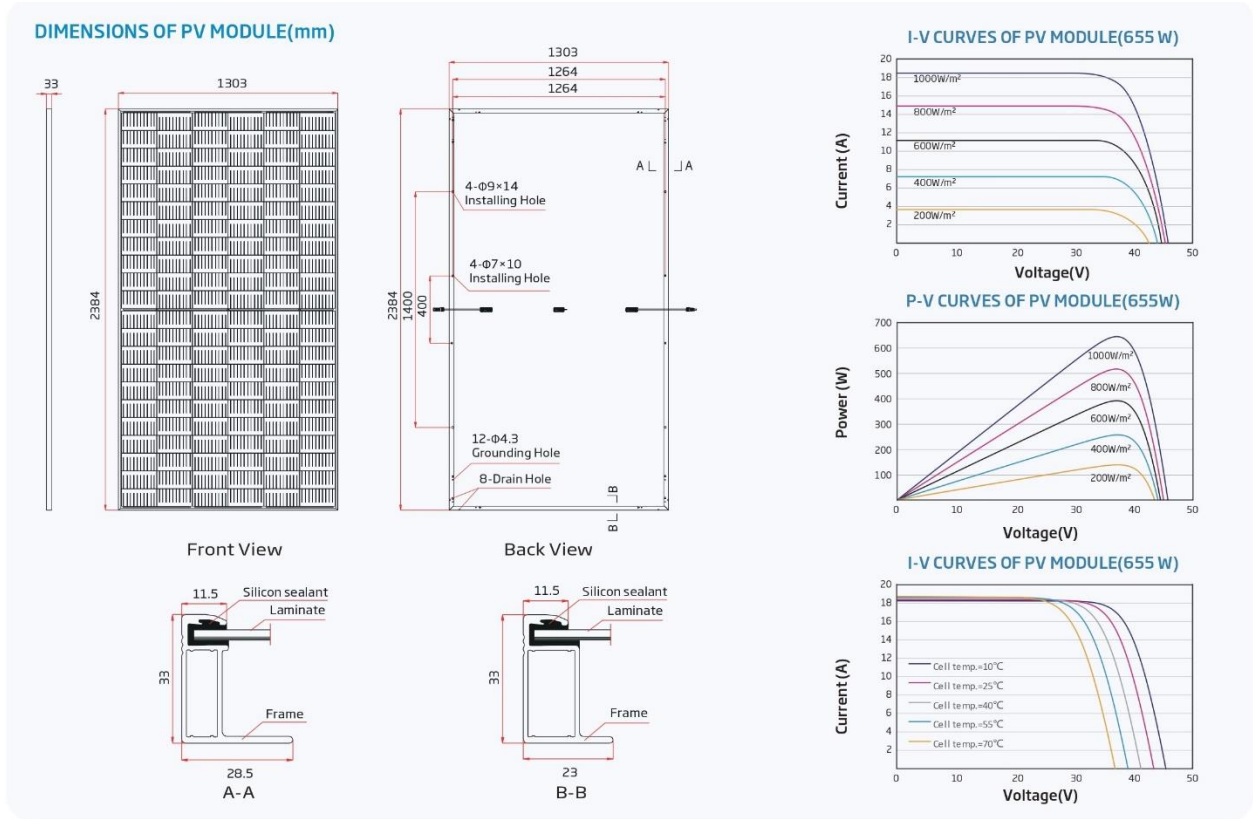
- Cancino, R. (2021). Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile. Memoria de título. Universidad de Chile.
- Chakik, F., ezzahra, Kaddami, M. & Mikou, M. (2017). Effect of operating parameters on hydrogen production by electrolysis of water. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(40), 25550–25557.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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 el 10 de julio de 2022. <https://fch.cl/publicacion/claves-para-la-gestion-de-aguas-residuales/>
- Galitskaya, E. & Zhdaneev, 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.
- 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.
- Generadoras de Chile. (2021). Hidrógeno verde, energía renovables y generación de energía en Chile. Recuperado el 18 de noviembre de 2022. <http://generadoras.cl/tipos-energia/hidrogeno-verde>
- 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.
- 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.

- IRENA (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*, 10(12):100081.
- Kim, J., 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.
- 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.
- Lisboa, T. (2022). Estudio comparativo de las tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno verde en Chile. Proyecto de ingeniería mecánica. Universidad de Concepción.
- Liu, H., Grot, S. & Logan, B. E. (2005). Electrochemically Assisted Microbial Production of Hydrogen from Acetate. *Environmental Science and Technology*, 39(11), 4317–4320.
- Escenarios Hídricos 2030. (2018). Radiografía del agua: Brecha y riesgo hídrico en Chile. Fundación Chile. <https://fch.cl/wp-content/uploads/2019/12/resumen-radiografia-del-agua-1.pdf>
- Medeiros, E. F. (2010). Hidrogênio energético no Brasil: subsídios 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. [https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia\\_nacional\\_de\\_hidrogeno\\_verde\\_-\\_chile.pdf](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.
- 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.
- 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.

- 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.
- Shatat, M., Worall, M. & Riffat, S. (2013). Opportunities for solar water desalination worldwide: Review. *Sustainable Cities and Society*, 9, 67–80.
- Shiva Kumar, S. & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), 442–454.
- Statista. (2022). Capacidad instalada total de energía renovable en Chile en 2021. Recuperado el 2 de julio de 2022. <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.
- 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.
- Vásquez, R. & Salinas, F. (2018). Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. Ministerio de Energía Chile.
- Yarımtepe, C. C., Türen, B. & Oz, N. A. (2019). Hydrogen production from municipal wastewaters via electrohydrolysis process. *Chemosphere*, 231, 168–172.
- 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).
- 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)

# Anexos

## 7.1 Panel fotovoltaico seleccionado



**ELECTRICAL DATA (STC)**

Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	650	655	660	665	670
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%.

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	492	496	500	504	508
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	33.3 kg (73.4 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.04%/°C

**MAXIMUM RATINGS**

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

**WARRANTY**

12 year Product Workmanship Warranty  
25 year Power Warranty  
2% first year degradation  
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

Modules per box: 33 pieces  
Modules per 40' container: 594 pieces

**Figura 16: Panel fotovoltaico seleccionado**

## 7.2 Electrolizadores seleccionados

# Large Scale Hydrogen Plants

M2000	M3000	M4000	M5000
1,968 Nm <sup>3</sup> /h	2,952 Nm <sup>3</sup> /h	3,936 Nm <sup>3</sup> /h	4,920 Nm <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup>	4.5 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.5 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.5 kWh/Nm <sup>3</sup>
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 <sup>3</sup>	0.9 l/Nm <sup>3</sup>	0.9 l/Nm <sup>3</sup>	0.9 l/Nm <sup>3</sup>

Figura 17: Parámetros y datos de los electrolizadores NEL serie M

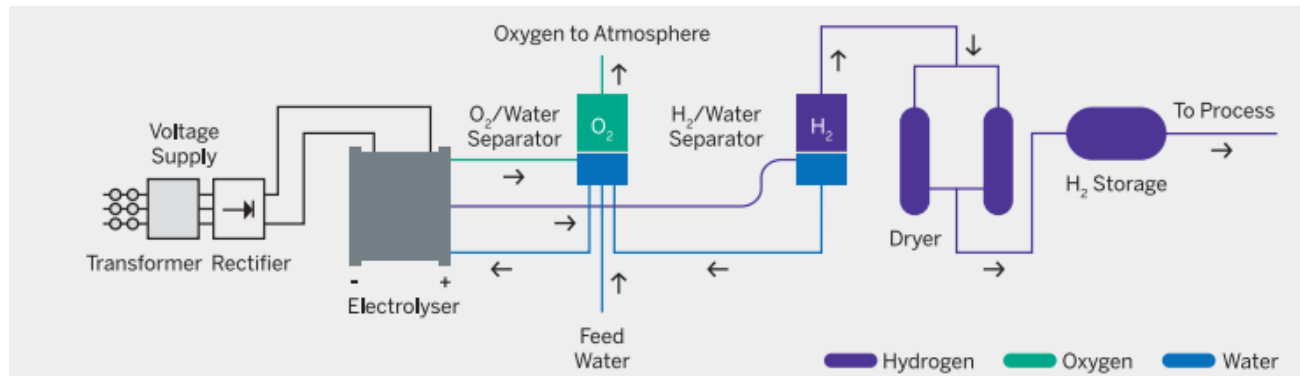
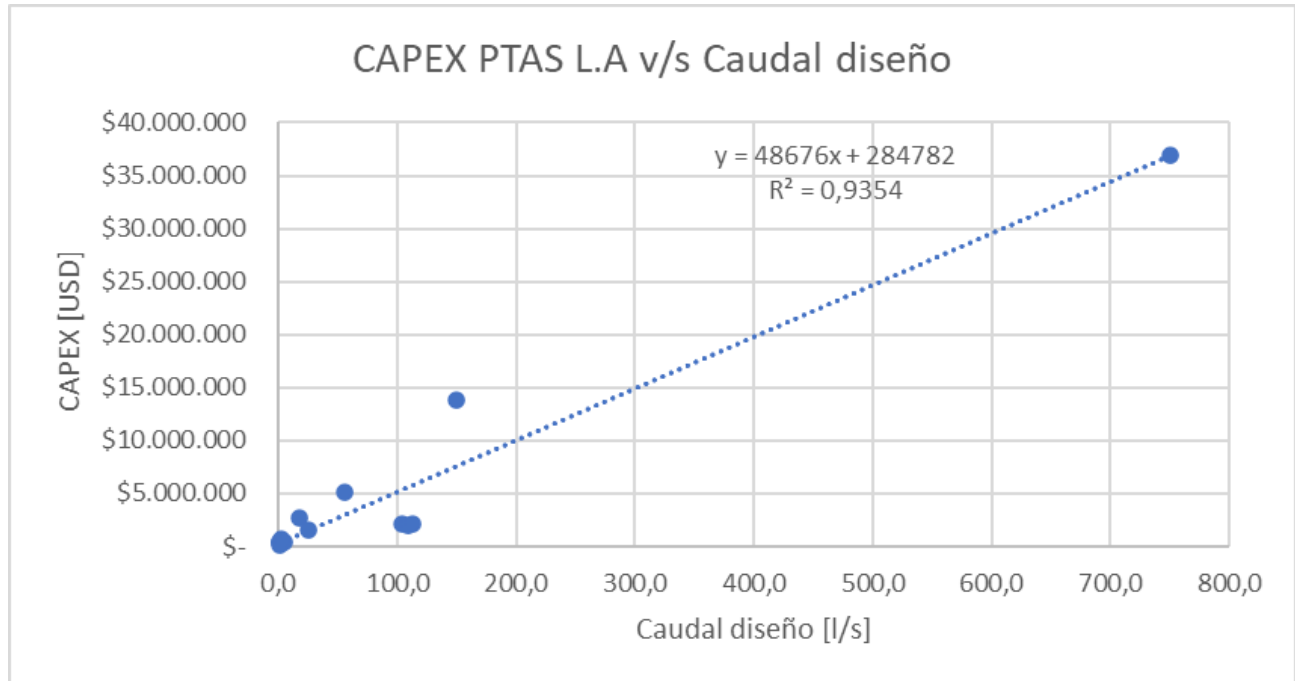


Figura 18: Esquema de los electrolizadores PEM de NEL

## 7.3 Ajuste de curvas CAPEX y OPEX PTAS



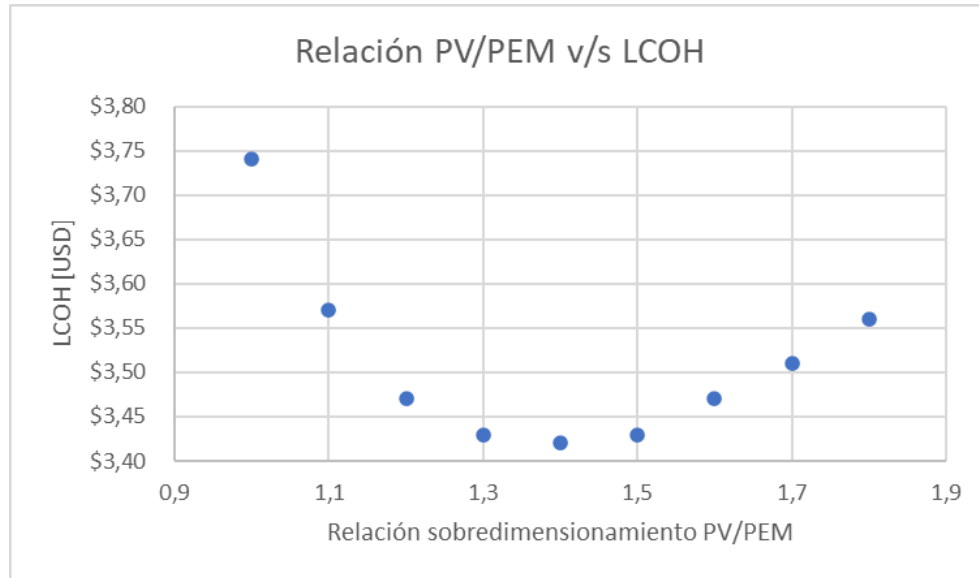
**Figura 19: Ajuste curva CAPEX PTAS (Elaboración propia)**

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 19 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 10. Así, se logra determinar el costo por metro cúbico de agua residual tratada lista para electrolizar.

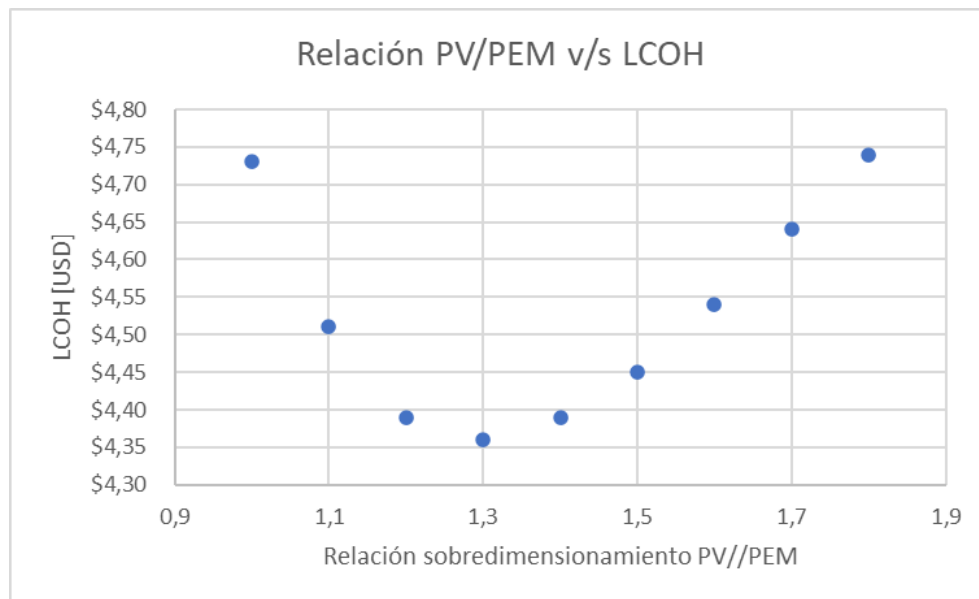
**Tabla 10: Costos asociados al agua tratada**

Sistema	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

#### 7.4 Relación de sobredimensionamiento para los sistemas propuestos

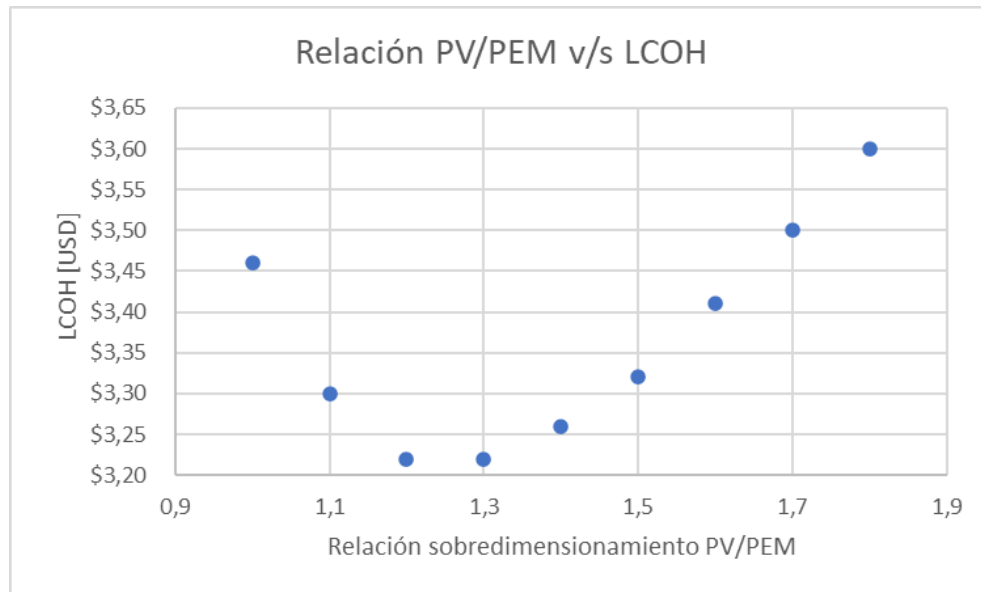


**Figura 20: Relación PV/PEM sistema 1**



**Figura 21: Relación PV/PEM sistema 2**





**Figura 22: Relación PV/PEM sistema 3**

## 7.5 Producción de hidrógeno anual y horas de funcionamiento

**Tabla 11: Producción anual de hidrógeno verde sistema 1**

Year	From annual H2 production Calc		Stack Replacement Calculations		
	H2 production kg H2	Elec running time Hours	Elec cumulativ e running time Hours	Cumulativ e stack usage	Proportio nal stack replacem ent
0					
1	113.917.477	3.329	3329	0,047557	-
2	113.272.390	3.319	6648	0,094971	-
3	112.636.475	3.313	9961	0,1423	-
4	111.986.573	3.307	13268	0,189543	-
5	111.323.246	3.301	16569	0,2367	-
6	110.647.856	3.294	19863	0,283757	-
7	109.970.560	3.288	23151	0,330729	-
8	109.279.072	3.281	26432	0,3776	-
9	108.564.176	3.272	29704	0,424343	-
10	107.838.078	3.264	32968	0,470971	-
11	107.125.720	3.261	36229	0,517557	-
12	106.362.068	3.252	39481	0,564014	-
13	105.592.184	3.245	42726	0,610371	-
14	104.792.278	3.235	45961	0,656586	-
15	104.007.808	3.230	49191	0,702729	-
16	103.185.635	3.220	52411	0,748729	-
17	102.367.081	3.213	55624	0,794629	-
18	101.524.957	3.203	58827	0,840386	-
19	100.665.482	3.192	62019	0,885986	-
20	99.803.177	3.183	65202	0,931457	-

**Tabla 12: Producción anual de hidrógeno verde sistema 2**

	From annual 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	511.922	3.361	3361	0,048014	-
2	509.657	3.356	6717	0,095957	-
3	507.236	3.349	10066	0,1438	-
4	504.743	3.344	13410	0,191571	-
5	502.155	3.338	16748	0,239257	-
6	499.463	3.333	20081	0,286871	-
7	496.624	3.328	23409	0,334414	-
8	493.669	3.323	26732	0,381886	-
9	490.586	3.317	30049	0,429271	-
10	487.465	3.313	33362	0,4766	-
11	484.279	3.309	36671	0,523871	-
12	480.928	3.300	39971	0,571014	-
13	477.578	3.297	43268	0,618114	-
14	473.994	3.291	46559	0,665129	-
15	470.185	3.283	49842	0,712029	-
16	466.150	3.274	53116	0,7588	-
17	461.931	3.267	56383	0,805471	-
18	457.541	3.264	59647	0,8521	-
19	452.647	3.259	62906	0,898657	-
20	447.292	3.251	66157	0,9451	-

**Tabla 13: Producción anual hidrógeno verde sistema 3**

Year	From annual H2 production Calc		Stack Replacement Calculations		
	H2 production kg H2	Elec running time Hours	Elec cumulativ e running time Hours	Cumulativ e stack usage	Proportio nal stack replacem ent
0					
1	3.567.118	3.432	3432	0,049029	-
2	3.553.944	3.425	6857	0,097957	-
3	3.540.424	3.420	10277	0,146814	-
4	3.526.528	3.417	13694	0,195629	-
5	3.511.930	3.414	17108	0,2444	-
6	3.496.643	3.412	20520	0,293143	-
7	3.480.461	3.409	23929	0,341843	-
8	3.463.063	3.404	27333	0,390471	-
9	3.444.784	3.399	30732	0,439029	-
10	3.425.865	3.396	34128	0,487543	-
11	3.405.968	3.393	37521	0,536014	-
12	3.385.439	3.392	40913	0,584471	-
13	3.363.270	3.389	44302	0,632886	-
14	3.339.382	3.387	47689	0,681271	-
15	3.313.344	3.385	51074	0,729629	-
16	3.285.085	3.381	54455	0,777929	-
17	3.254.383	3.377	57832	0,826171	-
18	3.220.509	3.373	61205	0,874357	-
19	3.184.064	3.370	64575	0,9225	-
20	3.146.540	3.367	67942	0,9706	-

## 7.6 Flujos de caja

Tabla 14: Flujos de caja sistema 1

Annual Costs							
Year	PV Capex	Elec Capex	PV Opex	Elec Opex	Stack replacement	Water	Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
0	\$ 1.301.050.470	1,049E+09	-	-	-	-	2.349.650.948
1	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.826.879	86.326.879
2	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.793.883	86.293.883
3	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.761.356	86.261.356
4	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.728.113	86.228.113
5	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.694.184	86.194.184
6	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.659.638	86.159.638
7	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.624.994	86.124.994
8	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.589.625	86.089.625
9	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.553.058	86.053.058
10	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.515.918	86.015.918
11	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.479.481	85.979.481
12	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.440.420	85.940.420
13	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.401.040	85.901.040
14	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.360.125	85.860.125
15	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.319.999	85.819.999
16	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.277.945	85.777.945
17	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.236.076	85.736.076
18	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.193.002	85.693.002
19	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.149.039	85.649.039
20	-	-	45.500.000	35.000.000	-	5.104.933	85.604.933
Total Cost	-	-	910.000.000	700.000.000	-	109.709.706	1.719.709.706

Tabla 15: Flujos de caja sistema

Annual Costs							
Year	PV Capex	Elec Capex	PV Opex	Elec Opex	Stack replacem ent	Water	Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
0	10404342	8100000	-	-	-	-	18.504.342
1	-	-	208.000	170.000	-	16.274	394.274
2	-	-	208.000	170.000	-	16.202	394.202
3	-	-	208.000	170.000	-	16.125	394.125
4	-	-	208.000	170.000	-	16.046	394.046
5	-	-	208.000	170.000	-	15.964	393.964
6	-	-	208.000	170.000	-	15.878	393.878
7	-	-	208.000	170.000	-	15.788	393.788
8	-	-	208.000	170.000	-	15.694	393.694
9	-	-	208.000	170.000	-	15.596	393.596
10	-	-	208.000	170.000	-	15.497	393.497
11	-	-	208.000	170.000	-	15.395	393.395
12	-	-	208.000	170.000	-	15.289	393.289
13	-	-	208.000	170.000	-	15.182	393.182
14	-	-	208.000	170.000	-	15.068	393.068
15	-	-	208.000	170.000	-	14.947	392.947
16	-	-	208.000	170.000	-	14.819	392.819
17	-	-	208.000	170.000	-	14.685	392.685
18	-	-	208.000	170.000	-	14.545	392.545
19	-	-	208.000	170.000	-	14.390	392.390
20	-	-	208.000	170.000	-	14.219	392.219
Total Cost	-	-	4.160.000	3.400.000	-	307.602	7.867.602

Tabla 16: Flujos de caja sistema 3

Annual Costs							
Year	PV Capex	Elec Capex	PV Opex	Elec Opex	Stack replacem ent	Water	Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
0	54317032	39799489	-	-	-	-	94.116.521
1	-	-	1.170.000	900.000	-	113.399	2.183.399
2	-	-	1.170.000	900.000	-	112.980	2.182.980
3	-	-	1.170.000	900.000	-	112.550	2.182.550
4	-	-	1.170.000	900.000	-	112.108	2.182.108
5	-	-	1.170.000	900.000	-	111.644	2.181.644
6	-	-	1.170.000	900.000	-	111.158	2.181.158
7	-	-	1.170.000	900.000	-	110.644	2.180.644
8	-	-	1.170.000	900.000	-	110.091	2.180.091
9	-	-	1.170.000	900.000	-	109.510	2.179.510
10	-	-	1.170.000	900.000	-	108.908	2.178.908
11	-	-	1.170.000	900.000	-	108.276	2.178.276
12	-	-	1.170.000	900.000	-	107.623	2.177.623
13	-	-	1.170.000	900.000	-	106.918	2.176.918
14	-	-	1.170.000	900.000	-	106.159	2.176.159
15	-	-	1.170.000	900.000	-	105.331	2.175.331
16	-	-	1.170.000	900.000	-	104.433	2.174.433
17	-	-	1.170.000	900.000	-	103.457	2.173.457
18	-	-	1.170.000	900.000	-	102.380	2.172.380
19	-	-	1.170.000	900.000	-	101.221	2.171.221
20	-	-	1.170.000	900.000	-	100.029	2.170.029
Total Cost	-	-	23.400.000	18.000.000	-	2.158.819	43.558.819

## 7.7 Flujos de caja descontados

Tabla 17: Flujos de caja descontados sistema 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	-	1.807.014.542	1.223.367.224	-	-	-	-	3.030.381.766
1	106.464.932	-	-	42.523.364	32.710.280	-	5.445.681	80.679.326
2	98.936.493	-	-	39.741.462	30.570.355	-	5.060.602	75.372.419
3	91.944.915	-	-	37.141.553	28.570.426	-	4.702.982	70.414.962
4	85.434.020	-	-	34.711.732	26.701.332	-	4.369.950	65.783.015
5	79.371.936	-	-	32.440.871	24.954.516	-	4.059.875	61.455.262
6	73.729.339	-	-	30.318.571	23.321.978	-	3.771.256	57.411.805
7	68.484.138	-	-	28.335.113	21.796.241	-	3.502.964	53.634.318
8	63.601.415	-	-	26.481.414	20.370.319	-	3.253.212	50.104.945
9	59.051.719	-	-	24.748.985	19.037.681	-	3.020.495	46.807.162
10	54.819.411	-	-	23.129.893	17.792.225	-	2.804.013	43.726.131
11	50.894.658	-	-	21.616.722	16.628.248	-	2.603.262	40.848.232
12	47.226.030	-	-	20.202.544	15.540.419	-	2.415.611	38.158.574
13	43.817.002	-	-	18.880.882	14.523.756	-	2.241.240	35.645.878
14	40.640.252	-	-	17.645.684	13.573.603	-	2.078.749	33.298.037
15	37.697.216	-	-	16.491.294	12.685.611	-	1.928.213	31.105.117
16	34.952.545	-	-	15.412.424	11.855.711	-	1.787.823	29.055.958
17	32.406.796	-	-	14.404.135	11.080.104	-	1.657.608	27.141.846
18	30.037.571	-	-	13.461.808	10.355.237	-	1.536.422	25.353.467
19	27.834.845	-	-	12.581.129	9.677.792	-	1.423.752	23.682.673
20	25.791.037	-	-	11.758.065	9.044.665	-	1.319.212	22.121.941
Total Discounted	1.153.136.269	1.807.014.542	1.223.367.224	482.027.648	370.790.499	-	58.982.920	3.942.182.833
LCOH		1,57	1,06	0,42	0,32	-	0,05	3,42



Tabla 18: Flujos de caja descontados sistema 2

Discounted Analysis								
	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	-	10.404.342	8.100.000	-	-	-	-	18.504.342
1	478.432	-	-	194.393	158.879	-	15.209	368.480
2	445.154	-	-	181.675	148.485	-	14.151	344.311
3	414.056	-	-	169.790	138.771	-	13.163	321.723
4	385.066	-	-	158.682	129.692	-	12.241	300.616
5	358.030	-	-	148.301	121.208	-	11.382	280.891
6	332.813	-	-	138.599	113.278	-	10.580	262.457
7	309.273	-	-	129.532	105.867	-	9.832	245.231
8	287.320	-	-	121.058	98.942	-	9.134	229.133
9	266.847	-	-	113.138	92.469	-	8.483	214.090
10	247.802	-	-	105.737	86.419	-	7.878	200.034
11	230.077	-	-	98.819	80.766	-	7.314	186.899
12	213.538	-	-	92.354	75.482	-	6.788	174.625
13	198.178	-	-	86.313	70.544	-	6.300	163.157
14	183.823	-	-	80.666	65.929	-	5.844	152.439
15	170.417	-	-	75.389	61.616	-	5.418	142.422
16	157.901	-	-	70.457	57.585	-	5.020	133.061
17	146.236	-	-	65.847	53.818	-	4.649	124.314
18	135.370	-	-	61.540	50.297	-	4.303	116.140
19	125.161	-	-	57.514	47.006	-	3.979	108.499
20	115.589	-	-	53.751	43.931	-	3.675	101.357
Total Discounted	5.201.081	10.404.342	8.100.000	2.203.555	1.800.982	-	165.342	22.674.222
LCOH		2,00	1,56	0,42	0,35	-	0,03	4,36

**Tabla 19: Flujos de caja descontados sistema 3**

Discounted Analysis								
	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	-	54.317.032	39.799.489	-	-	-	-	94.116.521
1	3.333.755	-	-	1.093.458	841.121	-	105.980	2.040.560
2	3.104.152	-	-	1.021.923	786.095	-	98.681	1.906.699
3	2.890.041	-	-	955.069	734.668	-	91.874	1.781.611
4	2.690.371	-	-	892.587	686.606	-	85.527	1.664.720
5	2.503.958	-	-	834.194	641.688	-	79.601	1.555.482
6	2.329.961	-	-	779.620	599.708	-	74.069	1.453.398
7	2.167.456	-	-	728.617	560.475	-	68.903	1.357.995
8	2.015.534	-	-	680.951	523.808	-	64.074	1.268.833
9	1.873.734	-	-	636.402	489.540	-	59.566	1.185.509
10	1.741.536	-	-	594.769	457.514	-	55.363	1.107.646
11	1.618.151	-	-	555.859	427.584	-	51.441	1.034.883
12	1.503.175	-	-	519.494	399.611	-	47.786	966.891
13	1.395.637	-	-	485.508	373.468	-	44.367	903.344
14	1.295.070	-	-	453.746	349.036	-	41.170	843.952
15	1.200.908	-	-	424.062	326.201	-	38.177	788.440
16	1.112.772	-	-	396.319	304.861	-	35.375	736.556
17	1.030.254	-	-	370.392	284.917	-	32.752	688.061
18	952.832	-	-	346.161	266.278	-	30.291	642.729
19	880.420	-	-	323.515	248.857	-	27.989	600.361
20	813.126	-	-	302.350	232.577	-	25.849	560.777
Total Discounted	36.452.846	54.317.032	39.799.489	12.394.997	9.534.613	-	1.158.836	117.204.966
LCOH		1,49	1,09	0,34	0,26	-	0,03	3,22

## 7.8 Planillas de cálculo del modelo económico

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