

**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**  
**SANTIAGO-CHILE**



**EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA PARA  
PRODUCCIÓN CONJUNTA DE ELECTRICIDAD  
E HIDRÓGENO VERDE CON TECNOLOGÍAS  
HÍBRIDAS DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE  
POTENCIA (CSP) Y FOTOVOLTAICAS (PV)  
ACOPLADAS A ELECTROLIZADORES PEM.**

**GUILLERMO FELIPE HERRERA TUÑÓN**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO**

**PROFESOR GUÍA : DR. ING. ROBERTO LEIVA-ILLANES**  
**PROFESOR CORREFERENTE : DR. ING. GERMAN AMADOR-DIAZ**

**Marzo 2024**

A mis padres, a mí hermano Nicolás,  
por siempre estar.  
All things must pass.

# Resumen

El hidrógeno verde emerge como un destacado vector energético para aportar a la des-carbonización del planeta, y Chile se posiciona con el potencial de liderar su producción gracias a su abundante recurso solar. Sin embargo, el costo del hidrógeno producido mediante energía solar sigue siendo elevado debido a los altos costos de inversión, la limitada cantidad de horas de operación y el precio de la energía solar en sí. En ese contexto, en este trabajo se realiza un análisis técnico económico de la integración de la producción de hidrógeno a partir de energía solar en el norte de Chile, se selecciona una planta CSP de 19,9 [MW] y una planta PV de 20 [MW]. El enfoque metodológico es a partir del análisis de la producción mediante cuatro alternativas: empleando únicamente una planta PV, una planta CSP, un caso híbrido, y otro caso que combina ambas tecnologías al máximo de su capacidad. Para las primeras tres alternativas se integra una planta PEM de 18 [MW], mientras que para el último caso una de 35 [MW]. Con la elección de estas configuraciones se busca evaluar económicamente el potencial de producción de hidrógeno utilizando casos representativos de los factores que afectan el costo de producir el hidrógeno verde. Para este análisis, y a modo de obtener resultados acordes al estado actual de la tecnología se emplean modelos de plantas en estado operacional para la planta CSP y PV, para la planta de electrólisis PEM se realiza un modelo del stack de este mismo, esto con el fin de obtener una producción de hidrógeno acorde a lo establecido por los desarrolladores de estos equipos. Para la creación de los modelos de las plantas solares se utiliza el software SAM, mientras que para la planta de electrólisis PEM y la integración de los modelos el lenguaje de programación Python. La evaluación económica tiene como objetivo calcular el costo nivelado del hidrógeno (LCOH). Se consideran dos escenarios temporales: uno correspondiente al año 2024 y otro proyectado para el año 2030. De los resultados se obtiene un mínimo LCOH de 5,76 [USD/kg H<sub>2</sub>] y un máximo de 6,63 [USD/kg H<sub>2</sub>] para el escenario actual, mientras que para el escenario 2030 los valores rondan entre 2,86 y 4,26 [USD/kg H<sub>2</sub>]. Los resultados muestran una buena referencia para la toma de decisiones para políticas de producción de hidrógeno solar.

# Índice general

Introducción	2
Objetivos . . . . .	4
Objetivo general . . . . .	4
Objetivos específicos . . . . .	4
Alcance . . . . .	4
1. Antecedentes	5
1.1. Hidrógeno como vector energético . . . . .	5
1.1.1. Producción de hidrógeno . . . . .	6
1.1.2. Electrólisis . . . . .	7
1.1.3. Balance de planta . . . . .	9
1.1.4. Economía del hidrógeno . . . . .	11
1.1.5. Estrategia nacional de hidrógeno verde . . . . .	12
1.2. Energía solar . . . . .	13
1.2.1. Solar fotovoltaica PV . . . . .	15
1.2.2. Concentración solar de potencia (CSP) . . . . .	17
1.2.3. Hibridación CSP+PV . . . . .	20
2. Estado del arte	21
3. Metodología	25
3.1. Software utilizados . . . . .	27
3.1.1. System Advisor Model (SAM) . . . . .	27
3.1.2. Python . . . . .	28
3.2. Lugar de estudio . . . . .	28
3.3. Planta de concentración solar de potencia (CSP) . . . . .	29
3.4. Planta Fotovoltaica Adrar Solar PV park . . . . .	30

3.5.	Planta de electrólisis PEM . . . . .	32
3.5.1.	Compresión hidrógeno . . . . .	34
3.6.	Casos de estudio . . . . .	35
3.7.	Evaluación económica . . . . .	37
3.7.1.	Costo Nivelado de Energía . . . . .	37
3.7.2.	Costo nivelado de hidrógeno . . . . .	39
4.	Resultados y discusión . . . . .	41
4.1.	Validación modelos . . . . .	41
4.1.1.	Electrolizador PEM . . . . .	41
4.1.2.	Modelo planta CSP . . . . .	44
4.1.3.	Modelo planta PV . . . . .	44
4.2.	Resultados técnicos . . . . .	46
4.2.1.	Caso 1: PV acoplado a planta PEM 18 MW . . . . .	46
4.2.2.	Caso 2: CSP acoplado a planta PEM 18 MW . . . . .	49
4.2.3.	Caso 3: CSP + PV híbrido acoplado a planta PEM de 18 MW . . . . .	52
4.2.4.	Caso 4: CSP + PV acoplado a planta PEM de 35 MW . . . . .	55
4.2.5.	Comparación de casos . . . . .	57
4.3.	Resultados económicos . . . . .	57
4.3.1.	Costo nivelado de energía (LCOE) . . . . .	57
4.3.2.	Costo nivelado de hidrógeno (LCOH) . . . . .	58
4.3.3.	Análisis de sensibilidad . . . . .	61
	Conclusiones . . . . .	63
	Anexos . . . . .	74
	Anexo A. Simulación SAM CSP . . . . .	74
	Anexo B. Simulación SAM PV . . . . .	77
	Anexo C. Códigos Python . . . . .	79

# Índice de figuras

1.1. Esquemas de funcionamiento de electrólisis ALK, PEM y SOE. . . . .	7
1.2. BOP de una planta de electrólisis PEM. . . . .	10
1.3. LCOH en función de las horas de carga completa para diferente CA- PEX y costos de electricidad . . . . .	12
1.4. Componentes de la radiación solar. . . . .	14
1.5. Promedio de radiaciones anuales en Chile. . . . .	15
1.6. Esquema planta PV. . . . .	16
1.7. Tecnologías de concentración solar. . . . .	17
1.8. Esquema de una planta Cilindro Parabólico . . . . .	18
1.9. Esquema de una planta de Torre solar. . . . .	19
1.10. Planta Híbrida Cerro Dominador. . . . .	20
3.1. Configuración del sistema PV acoplado a planta PEM . . . . .	25
3.2. Configuración del sistema CSP acoplado a planta PEM . . . . .	26
3.3. Configuración del sistema CSP y PV acoplado a planta PEM . . . . .	26
3.4. Diagrama de flujo de la metodología utilizada . . . . .	27
3.5. Planta concentración solar Gemasolar . . . . .	29
3.6. Planta fotovoltaica Adrar Solar . . . . .	31
3.7. Algoritmo para la obtención de la operación del electrolizador. . . . .	37
4.1. Comparación del modelo de electrolizador. . . . .	42
4.2. Eficiencia del electrolizador. . . . .	43
4.3. Validación modelo PV. . . . .	45
4.4. Perfil de generación planta CSP. . . . .	46
4.5. Perfil de generación diaria planta PV en verano. . . . .	47
4.6. Perfil de generación diaria planta CSP en invierno. . . . .	47
4.7. Producción mensual de hidrógeno para el caso 1. . . . .	48

4.8. Perfil de generación planta CSP. . . . .	49
4.9. Perfil de generación diaria planta CSP en verano. . . . .	50
4.10. Perfil de generación diaria planta CSP en invierno. . . . .	50
4.11. Producción mensual de hidrógeno para el caso 2. . . . .	51
4.12. Perfil de generación planta híbrida CSP-PV. . . . .	52
4.13. Perfil de generación diaria planta CSP + PV en verano. . . . .	52
4.14. Perfil de generación diaria planta CSP + PV en invierno. . . . .	53
4.15. Producción mensual de hidrógeno para el caso 3. . . . .	54
4.16. Perfil de generación planta CSP + PV. . . . .	55
4.17. Perfil de generación diaria planta CSP + PV en verano. . . . .	55
4.18. Perfil de generación diaria planta CSP + PV en invierno. . . . .	56
4.19. Producción mensual de hidrógeno para el caso 4. . . . .	56
4.20. Desglose del costo nivelado de hidrógeno. . . . .	59
4.21. Análisis de sensibilidad para el año 2024. . . . .	61
4.22. Análisis de sensibilidad para el año 2030. . . . .	62
A1. Parámetros en SAM: System Design . . . . .	74
A2. Parámetros en SAM: Heliostat field . . . . .	75
A3. Parámetros en SAM: Power Cycle . . . . .	75
A4. Parámetros en SAM: Thermal Storage . . . . .	76
B1. Parámetros en SAM: Module. . . . .	77
B2. Parámetros en SAM: Inverter. . . . .	77
B3. Parámetros en SAM: AC sizing. . . . .	78
B4. Parámetros en SAM: DC sizing. . . . .	78

# Índice de tablas

1.1. Poderes caloríficos de distintos combustibles. . . . .	5
1.2. Comparación de diferentes electrolizadores. . . . .	8
3.1. Características lugar de estudio. . . . .	29
3.2. Parámetros de diseño Gemasolar . . . . .	30
3.3. Parámetros de diseño Adrar Solar . . . . .	31
3.4. Estructura de costos de la planta CSP. . . . .	38
3.5. Estructura de costos de la planta PV . . . . .	39
3.6. Parámetros económicos utilizados para el cálculo del LCOE . . . . .	39
3.7. Estructura de costos de la planta PEM. . . . .	40
4.1. Parámetros utilizados en el modelo de la celda PEM . . . . .	41
4.2. Dimensiones del Stack de 1 MW . . . . .	42
4.3. Comparativa Producción H <sub>2</sub> [kg/día]. . . . .	43
4.4. Validación de resultados del modelo CSP. . . . .	44
4.5. Validación modelo PV. . . . .	45
4.6. Producción de hidrógeno y toneladas equivalentes de CO <sub>2</sub> . . . . .	57
4.7. Resultados del costo nivelado de electricidad. . . . .	57
4.8. Comparación de resultados LCOH. . . . .	58

# Glosario

- PEM : Electrolizador de Membrana de Intercambio de Protones.
- ALK : Electrolizador alcalino.
- SOEC : Electrolizador de oxido solido.
- CSP : Planta de concentración solar de potencia.
- PV : Planta fotovoltaica.
- TES : Sistema de almacenamiento térmico.
- CAPEX : Gastos de capital.
- O&M : Operación y mantenimiento.
- Off Grid : Sistema no conectado a la red electrica.
- Mt : Megatón.
- Kt : Kilotón.
- tCo2 : Toneladas de CO2.

# Introducción

En el contexto global con un planeta con una crisis climática, la creciente demanda global de energía y el agotamiento acelerado de los combustibles fósiles [1], la importancia de abordar esta problemática ha sido reconocida en los últimos años a nivel internacional. Ejemplo de esto es el “Acuerdo de París” firmado por 190 países en 2015 [2], este plan que busca reducir el aumento de calentamiento global de 2 °C a menos de 1.5 °C. También, otras políticas climáticas han sido añadidas al horizonte, como el caso de “Net Zero”, la que indaga en la reducción de las emisiones de carbono para el 2050 [3]. Estos acuerdos tienen como objetivo abordar la principal causa del cambio climático y la degradación de la capa de ozono, que proviene de la emisión excesiva de gases de efecto invernadero. Por este motivo, la comunidad científica ha dispuesto sus esfuerzos en plantear cambios en la matriz energética, pasando de una matriz basada en combustibles fósiles hacia una basada en energías renovables [4].

Es en este escenario, en que el hidrógeno ha sido señalado como pilar fundamental para afrontar los acuerdos y desafíos de des-carbonización de la matriz energética. Este elemento es un portador de energía que puede ser producido, almacenado y distribuido en distintas formas. Su alto poder calorífico comparado con los combustibles tradicionales lo avalan como el combustible del futuro [5].

Otro beneficio clave del hidrógeno es que puede ser producido en cualquier momento vía electrólisis. Mediante un electrolizador se hace circular corriente continua para separar el agua en hidrógeno y oxígeno. Cuando en este electrolizador se circula corriente de fuentes renovables se llama “hidrógeno verde”. Cumpliendo así dos condiciones que hacen al hidrógeno el futuro de la matriz energética, su utilización como combustible así como su producción son sostenibles en el tiempo.

Una de las grandes barreras que presenta la producción de este vector vía electrólisis

es su elevado costo de producción. La industria y la investigación se han centrado en reducir el gasto de capital (CAPEX) y aumentar la escala de las plantas de electrólisis para disminuir el costo nivelado del hidrógeno (LCOH). Aún así, la mayor parte de los costos anualizados en estos proyectos sigue proviniendo del costo de electricidad [6].

En esta línea, Chile ha sido señalado como un potencial agente para la producción de hidrógeno verde, gracias a sus altos valores de radiación en el norte del país, es posible producir energía solar a bajo costo. Para aprovechar este recurso solar, existen dos tipos principales de generación a partir de tecnologías solares: fotovoltaica (PV) y solar térmica de concentración (CSP). La primera de ellas, mediante las celdas fotovoltaicas transforman la radiación en energía. A pesar de sus bajos costos de instalación, el almacenamiento de energía eléctrica sigue siendo costoso, lo que hace su producción intermitente y limitada a las fluctuaciones del recurso solar. Por otro lado, una planta de concentración solar, utiliza helióstatos para concentrar la radiación sobre una superficie pequeña, la existencia de un fluido térmico en esa superficie permite alcanzar altas temperaturas para alimentar un ciclo Rankine con energía térmica. Una ventaja de esta tecnología en contraste con la fotovoltaica, es la posibilidad de integrar un sistema de almacenamiento térmico (TES) a bajo costo, permitiendo tener un control en el despacho de la energía y un mayor factor de planta.

En base a lo anterior, en este trabajo se propone un modelo de generación de hidrógeno vía electrólisis alimentada de manera Off Grid por una planta CSP + TES y una planta PV. A partir del análisis, se busca obtener un mayor entendimiento de los costos asociados al costo nivelado de hidrógeno.

# Objetivos

## Objetivo general

Evaluar la producción de hidrógeno mediante tecnología de electrolisis integrada a distintas configuraciones utilizando tecnología fotovoltaica y de concentración solar de potencia. Se evalúan aspectos técnicos como económicos a partir de un modelo que integra las tres tecnologías.

## Objetivos específicos

- Diseñar planta de producción de hidrógeno con tecnología PEM acorde con los fenómenos que ocurren dentro del stack del electrolizador.
- Elaborar modelos tecno-económicos para las plantas CSP y PV acordes al estado actual de la tecnología.
- Determinar el costo nivelado de hidrógeno (LCOH) y el costo nivelado de energía (LCOE) para el escenario actual y su proyección para un escenario futuro para las configuraciones analizadas.

## Alcance

- Utilización de electrolizadores PEM para la producción de hidrógeno.
- La evaluación económica incluye costo de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX), junto con el LCOE y LCOH como indicador económicos.
- Para la tecnología CSP se evalúa la tecnología tipo torre.
- El análisis en la cadena de valor del hidrógeno en este trabajo se enfoca en las primeras tres etapas: fuente de energía, producción y almacenamiento.

# Capítulo 1

## Antecedentes

### 1.1. Hidrógeno como vector energético

Para poder llegar a las metas establecidas por el “Acuerdo de París”, el sistema energético global se debe transformar para reducir las emisiones de carbono. A pesar de que aumentando la oferta de producción a partir de energías renovables, se puede llegar a reducir más del 75 % de emisiones de carbono, no todo proceso emisor de carbono puede ser electrificado, como el caso del sector de aviación o de almacenamiento de energía, sectores donde se necesita una alta densidad energética [7]. Es en esta línea, que el hidrógeno gracias a sus características como combustible se espera que tome un rol fundamental en la descarbonización del planeta [8]. Es uno de los combustibles más eficientes debido a su alto poder calorífico en contraste con los combustibles tradicionales, esto se puede apreciar con más detalle en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1: Poderes caloríficos de distintos combustibles [5].

<b>Combustible</b>	PCI [MJ/kg]	PCS [MJ/kg]
Hidrógeno gaseoso	119,96	141,88
Gas natural	47,13	52,21
Diesel	43,44	46,52
Carbón	22,73	23,9

Gracias a su versatilidad como vector energético, el hidrógeno verde puede actuar como agente de cambio en los sectores difíciles de des-carbonizar, como el caso de transportes terrestres, aéreos y acuáticos [9].

Si bien a lo largo de la historia, el hidrógeno ha sido principalmente utilizado como materia prima en diversas industrias, como en la química para la fabricación de amoníaco, metanol y otros productos químicos, en la petroquímica para el refinado del petróleo, y en la metalurgia para la obtención de acero, el desafío con este vector es el desarrollo de una economía alrededor de él, esto con la finalidad de cumplir con las estimaciones de que el hidrógeno y sus derivados conllevará el 14 % de la demanda de energía en 2050 [7][10].

### 1.1.1. Producción de hidrógeno

Actualmente, la producción global de hidrógeno alcanzó una cifra de 95 millones de toneladas, siendo el 83 % de esta producida a partir de combustibles fósiles, seguido por la producción vía reformado de petróleo y gasolina con el 16 % . La producción de hidrógeno mediante estas vías se conoce como hidrógeno gris y emite alrededor de 1,2 Mt de CO<sub>2</sub> al año [7]. La producción de hidrógeno sin emisiones de carbono corresponde al 0,7 % de la producción total, donde la gran parte corresponde a producción mediante combustible fósil con captura de carbono. El hidrógeno producido desde toda su cadena de valor sin emisión de carbono es de 0,1 Megatoneladas, siendo esta vía de producción a través de la separación del agua [10].

Cuando se habla de separación del agua, se refiere a la reacción llamada hidrólisis. Esta reacción endotérmica ( $\Delta H_{298[K]} = 285,84 \text{ [kJ/mol]}$ ) y no espontánea ( $\Delta G_{298[K]} = 237,21 \text{ [kJ/mol]}$ ) separa el agua en oxígeno e hidrógeno [11]. La reacción general está dada por la siguiente ecuación.



En esta reacción, energía eléctrica y/o térmica pueden ser utilizadas para impulsar la disociación. A pesar de que existen diferentes tecnologías que permiten la división del agua (electrólisis, fotólisis, termólisis, entre otros), la electrólisis es la más prometedora y en etapa comercial [12][13].

## 1.1.2. Electrólisis

La electrólisis consiste en la aplicación de corriente eléctrica al agua con el fin de romper los enlaces que componen la molécula. La corriente circula a través de un ánodo y un cátodo de un dispositivo llamado electrolizador. Los electrones son tomados o liberados por los iones en la superficie de los electrodos, generando un sistema trifásico de gas-líquido-sólido. La semirreacción de reducción tiene lugar en el cátodo. Los electrones fluyen hacia este electrodo desde el circuito externo y lo polarizan negativamente. La semirreacción de oxidación ocurre en el otro electrodo, llamado ánodo. Los electrones abandonan el ánodo hacia el circuito externo, polarizándolo positivamente. En consecuencia, se genera hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo [14]. Debido a la necesidad de aplicación de corriente para la reacción, su integración con diferentes tecnologías de generación de energía renovable presenta una ventaja para la producción de hidrógeno sin fuentes de carbono [15][16].

Actualmente, si bien existen distintas tecnologías de electrólisis, como el caso de los electrolizadores de membrana de intercambio de aniones (AEM) o electrolizadores de alta temperatura, las tres principales tecnologías de electrolizadores son: electrolizadores alcalinos (ALK), electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) y los electrolizadores de óxido sólido (SOE). En la Figura 1.1 se muestran los diagramas simplificados de cada tipo de electrólisis. En la Tabla 1.2 precedente se hace una comparativa entre estos mismos.

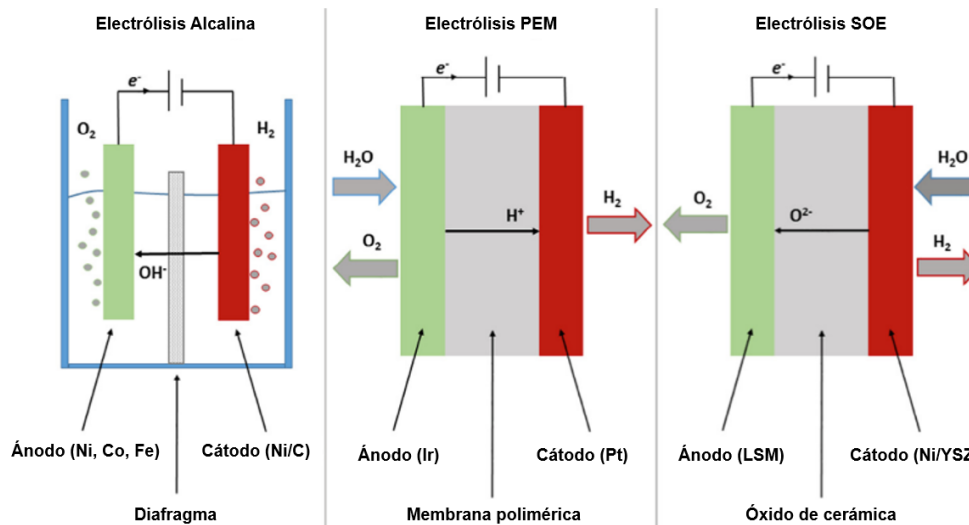


Figura 1.1: Esquemas de funcionamiento de electrólisis ALK, PEM y SOE [13].

Tabla 1.2: Comparación de diferentes electrolizadores [13][17][18].

Parámetro	ALK	PEM	SOE
Presión celda	<30 [bar]	<35 [bar]	1 [bar]
Temperatura de operación	70-90 °C	50-80 °C	700-850 °C
Reacción anódica	$4OH^- \rightarrow 2H_2O + O_2 + 4e^-$	$2H_2O \rightarrow O_2 + 4H^+ + 4e^-$	$O^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$
Reacción catódica	$2H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^- + 2H_2$	$4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2$	$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$
Eficiencia	60-80	80	100
Aplicabilidad	Comercial	Comercial	Laboratorio
Electrolito	KOH/NaOH	Electrolito polimérico sólido (PFSA)	Zirconio estabilizado de Itrio (YSZ)
Área electrodo	10000-30000 [ $cm^2$ ]	1500 [ $cm^2$ ]	200 [ $cm^2$ ]
Vida útil stack	60000 [h]	50000-80000 [h]	20000 [h]

### Electrolizadores alcalinos (ALK)

Los electrolizadores alcalinos o ALK (Alkaline Water Electrolysis) son la tecnología con mayor capacidad instalada actualmente (60 %) [10]. Su principal ventaja es su bajo costo de capital mayormente debido a sus materiales constructivos. En los electrodos, cobalto (Co), hierro (Fe) y níquel (Ni) son utilizados por su gran actividad y estabilidad, mientras que en los cátodos, están conformados generalmente por aleaciones de carbono y níquel [13]. Las limitantes que presenta este electrolizador es su baja presión de operación y su baja densidad de corriente [19]. Además, al acoplarla a una fuente de energía renovable, esta no tiene la capacidad de flexibilidad para seguir los cambios en la variabilidad inherente de la fuente, resultando una limitación en la viabilidad con el acoplamiento con este tipo de tecnologías [20].

### Electrolizadores de óxido sólido (SOE)

Los electrolizadores de óxido sólido o SOE por sus siglas en inglés (Solid Oxide Electrolyzer) es una tecnología aún en escala de laboratorio, pero se presenta como una alternativa atractiva dado que su alta eficiencia gracias a su altas temperaturas de operación, además de la posible utilización de calor residual para su utilización [21] [22]. El principal obstáculo para la aplicación industrial de esta tecnología es su limitada estabi-

lidad a largo plazo, esto a causa de la delaminación del ánodo producto del electrolito, lo que provoca la reducción del área electroquímicamente activa y un aumento de las pérdidas óhmicas [13][14].

### **Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)**

Los electrolizadores PEM, por sus siglas en inglés (Polymer Electrolyte Membrane) utilizan un electrolito formado por una membrana delgada de polímero, esta membrana permite la conducción del protón de hidrógeno ( $H^+$ ) gracias a que esta membrana esta compuesta de grupos funcionales de ácido sulfónico ( $-SO_3OH$ ). Esta membrana destaca por su alta eficiencia, alta estabilidad oxidativa y buena durabilidad [14].

Los electrolizadores PEM son capaces de operar a densidades de corriente mucho más altas en comparación con los alcalinos, aunque debido a estas altas densidades de corriente se requieren materiales muy específicos como el platino, el iridio y el rutenio, lo que elevan su costo de producción [23]. Por otro lado, al acoplarla con una fuente de energía renovable, está tiene una respuesta dinámica frente a las fluctuaciones [24]. A pesar de que en la literatura existen evaluaciones acopladas a fuentes renovables en las tres tecnologías, estudios indican que el electrolizador PEM conllevará la basta mayoría de producción de hidrógeno verde en el mercado [10]. Además, con las ventajas que representa esta tecnología acoplada a fuentes renovables se opta por un electrolizador PEM para este trabajo.

#### **1.1.3. Balance de planta**

Si bien el electrolizador es el dispositivo completo diseñado para llevar a cabo el proceso de electrólisis del agua, este incluye varios componentes, como las conexiones eléctricas, los sistemas de alimentación de agua, los sistemas de control y el stack. Este último corresponde al “corazón” del sistema, y consta de un conjunto de celdas apiladas unas sobre otras, en cada una de estas celdas existe un electrodo anódico y un electrodo catódico separados por un electrolito, en estas celdas ocurre la reacción de electrólisis y se produce el hidrógeno. El stack suele estar diseñado de manera modular, lo que permite una fácil escalabilidad y adaptación a diferentes requerimientos de producción de hidrógeno.

Pese a que el stack es el eje principal de una planta de electrólisis, es necesario una

serie de equipos para el correcto funcionamiento del sistema y para la obtención de los gases en condiciones óptimas. Este conjunto de sistemas se llama balance de planta (BoP). En la Figura 1.2 se aprecia los distintos componentes de la planta.

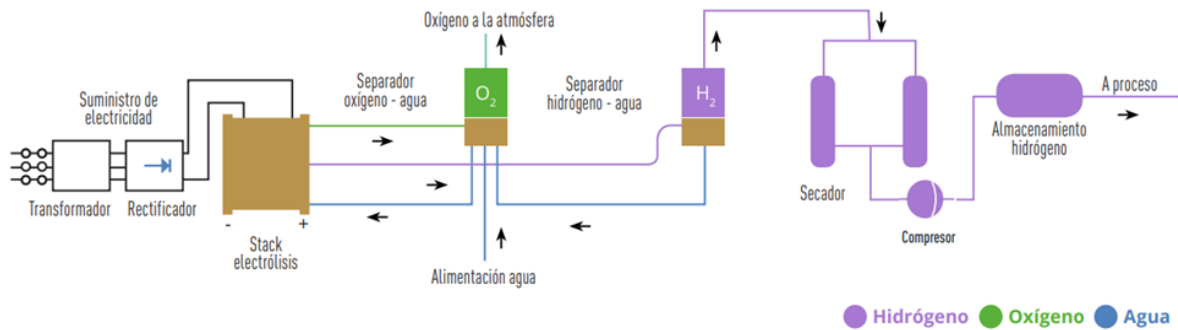


Figura 1.2: BOP de una planta de electrólisis PEM [25].

Los sistemas que se desprenden en la Figura 1.2 se describen a continuación:

- Sistema de acondicionamiento de la energía eléctrica: Encargado por el transformador y el rectificador. Cumple la función de adaptar el suministro de energía para las condiciones deseadas para la reacción.
- Sistema de alimentación de agua: Entrega y controla el agua que llega al stack, la cual debe poseer cierto nivel de purificación.
- Sistema de monitorización y control: formado por el conjunto de sensores que informan sobre el estado de la celda y suministran información a los actuadores del sistema.
- Sistema de gestión de productos: Encargado de separar y acondicionar el hidrógeno para su posterior almacenamiento.

### Almacenamiento de hidrógeno

En la actualidad, existen diversos métodos de almacenamiento de hidrógeno, que incluyen el almacenamiento en forma física, ya sea como gas a través de la compresión a alta presión o en su forma líquida a partir de la licuefacción a temperaturas criogénicas. En forma sólida (donde el hidrógeno puede ser absorbido sobre o en un material) y en otros compuestos (como hidruros metálicos, portadores orgánicos y materiales adsorbentes).

Entre estos métodos, la opción más establecida comercialmente para el almacenamiento de hidrógeno es la compresión a alta presión [26]. En esta el hidrógeno gaseoso es comprimido a presiones muy altas (entre 350 y 900 bar) para almacenarlo en recipientes de alta presión, también conocidos como “vessels”. Estos son fabricados con materiales resistentes como aleaciones de aluminio, acero y compuestos como fibra de carbono.

#### **1.1.4. Economía del hidrógeno**

Cómo se mencionó anteriormente, en la producción global de hidrógeno domina la producción a partir de combustibles fósiles. Para comparar diferentes métodos de producción desde un punto de vista económico, la métrica más comúnmente utilizada es el Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH). Esta métrica indica cuánto cuesta producir 1 [kg] de hidrógeno considerando los costos de inversión y los costos de operación requeridos para su producción. La fórmula utilizada para calcular el LCOH y más detalles sobre esta métrica se detallan más adelante en la sección de Metodología.

Según cifras de la International Energy Agency (IEA por sus siglas en inglés) [27], la producción de hidrógeno mediante el uso de energías renovables ronda entre 3-8 [USD/kg H<sub>2</sub>], cifra bastante alta comparado con la producción a partir de gas natural 0,5-1,7 [USD/kg H<sub>2</sub>]. El alto costo de producción vía electrólisis se debe principalmente por los altos costos en la electricidad, el costo de inversión de los electrolizadores (CAPEX) y las horas operativas anuales [7]. Para un mejor entendimiento de como estos parámetros influyen en el costo del hidrógeno, la Figura 1.3 ilustra en su gráfica izquierda la variación del LCOH y sus horas operacionales para distintos valores de CAPEX, manteniendo fijo el costo de la electricidad, su contraparte se ilustra en la gráfica derecha.

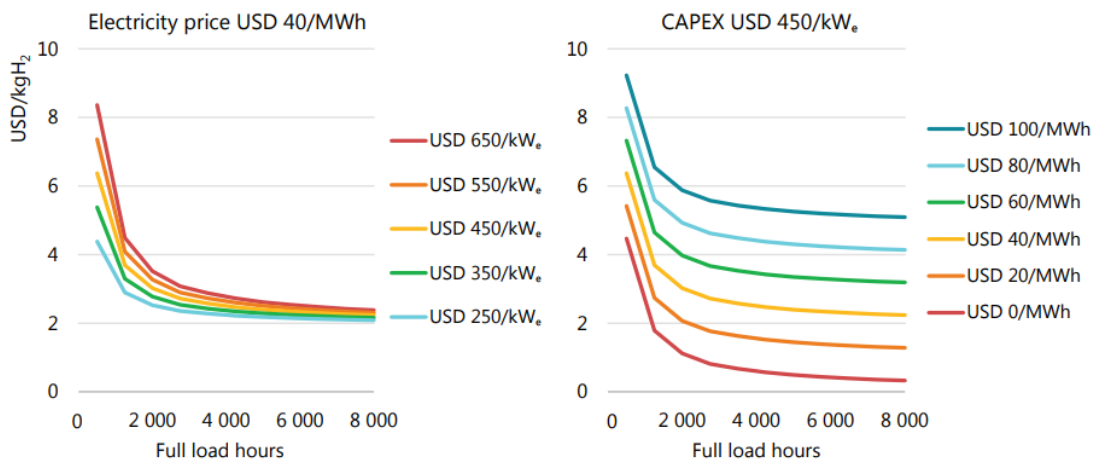


Figura 1.3: LCOH en función de las horas de carga completa para diferente CAPEX (izquierda) y costos de electricidad (derecha).[6].

De la Figura 1.3 a la izquierda se observa como el CAPEX es un factor predominante para una operación menor a las 2000 horas. A la derecha se observa que para una operación anual sobre las 2000 horas, el costo de la electricidad es el factor que determina el costo del hidrógeno. En conclusión, la clave para un bajo costo de hidrógeno lo primordial es una combinación de un bajo costo de electricidad con una alta cantidad de horas en la operación del electrolizador, siendo esta una oportunidad para países con un gran potencial renovable como Chile [10].

### 1.1.5. Estrategia nacional de hidrógeno verde

En esa línea, en el año 2020, el ministerio de energía lanzó la “Estrategia nacional de hidrógeno verde” la cual cuenta con tres objetivos principales [28]:

- 5 [GW] de capacidad de electrólisis en desarrollo para el año 2025.
- En el 2030 producir el hidrógeno verde más barato del mundo.
- Estar entre los 3 principales exportadores para el 2040.

Para el cumplimiento de estos objetivos, la estrategia se despliega en 3 etapas.

1. Etapa I (2020-2025) : Activación de la industria doméstica y desarrollo de la exportación mediante esfuerzos y regulación que incentiven la producción y que

fomenten la demanda. A partir del uso en aplicaciones como refinería, producción de amoníaco, camiones mineros, entre otros, se busca generar conocimiento, escala, infraestructura y cadenas de suministro que permitirán a Chile acceder a mercados de exportación.

2. Etapa II (2025-2030) : Conquista de mercados globales. A partir de la industria del amoníaco verde mediante la atracción y promoción de consorcios de escala de GW. Además, se establecerán acuerdos para acelerar el desarrollo de la exportación de hidrógeno.
3. Etapa III (2030+) : Finalmente, a través de la evolución de la tecnología y las economías de escala alcanzadas, además de los esfuerzos de los otros países para reducir sus emisiones, se busca avanzar como proveedor global de fuentes de energía sostenible.

Acorde a lo presentado en esta estrategia, Chile tiene metas ambiciosas para convertirse en un líder en el mercado de hidrógeno verde, la estrategia identifica las ventajas y oportunidades que tiene el país en la incorporación de hidrógeno y establece metas por casos de uso y en términos de inversión en capacidad de producción y exportaciones de hidrógeno.

## **1.2. Energía solar**

Cómo se observó en las secciones anteriores, uno de los factores clave para la reducción del costo del hidrógeno es el costo de la electricidad para la electrólisis. Esto propicia la búsqueda de producir hidrógeno en ubicaciones de todo el mundo que cuentan con recursos renovables óptimos. Chile es reconocido como uno de los países con la radiación solar anual promedio más alta, específicamente en el Desierto de Atacama, donde se registra una elevada radiación directa y cielos despejados durante más de 300 días al año [29][30]. Siguiendo en esa línea, Chile tiene una gran oportunidad de aprovechar la radiación proveniente del sol para producir calor y electricidad. Al momento de hablar de radiación se distinguen 3 componentes principales.

- Radiación directa.
- Radiación difusa.
- Radiación reflejada.

La radiación que llega a la tierra en una trayectoria directa desde el sol se denomina radiación directa, cuando esta misma se mide con un elemento de superficie perpendicular al sol recibe el nombre de radiación directa normal. La radiación difusa del cielo es el efecto generado cuando la radiación solar que alcanza la superficie de la atmósfera de la Tierra se dispersa de su dirección original a causa del vapor de agua, los aerosoles y las nubes. Por último, la radiación reflejada o de albedo es aquella que llega a la superficie terrestre y es reflejada por esta. En la Figura 1.4 se ejemplifica con mayor claridad la diferencia entre las distintas radiaciones.

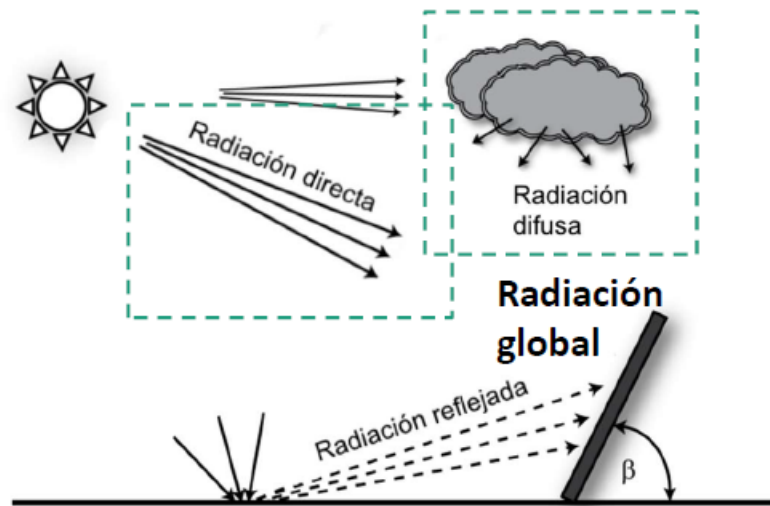


Figura 1.4: Componentes de la radiación solar.

En el estudio de la energía solar, se utiliza el término irradiación para referirse a la radiación que incide en un instante sobre una superficie determinada. La suma de las cantidades de irradiación directa normal (DNI) y la irradiación difusa recibida en una superficie horizontal (DHI) se denomina radiación global o GHI (global horizontal irradiance).

$$GHI = DNI \cdot \cos z + DHI \quad (\text{Ec. 1.2})$$

donde  $z$  es ángulo cenital solar del sol.

Existen varias formas de recolectar y usar la radiación solar para producir energía, las cuales se pueden clasificar básicamente fotovoltaica y solar térmica. La GHI sirve como referencia para aplicaciones de energía fotovoltaica (PV). Por otro lado, la DNI es el único componente que puede reflejarse y concentrarse, por lo tanto, es uno de los aspectos más cruciales al evaluar y optimizar una planta de energía solar de concen-

tración (CSP). El potencial de estos componentes de la radiación solar en el territorio chileno se refleja claramente en la Figura 1.5.

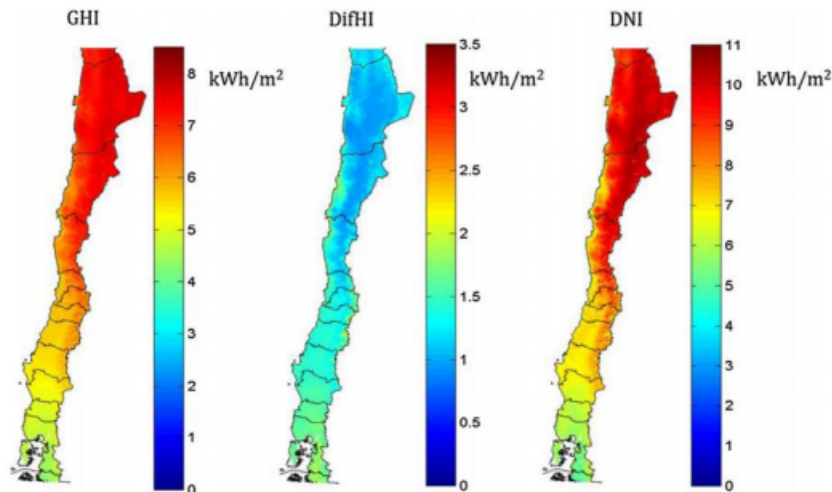


Figura 1.5: Promedio de radiaciones anuales en Chile [31].

Como se muestra en la Figura 1.5, el Desierto de Atacama tiene el nivel de radiación más alto del país y del mundo [31]. Esto conduce a una mayor producción de energía y, por lo tanto, un menor costo nivelado de electricidad.

### 1.2.1. Solar fotovoltaica PV

La energía solar fotovoltaica (PV) se obtiene mediante la conversión de la luz solar en electricidad utilizando dispositivos fabricados con materiales semiconductores llamados celdas fotovoltaicas. Cuando la luz solar incide sobre estas celdas, los fotones de la luz proporcionan suficiente energía para liberar electrones en el material semiconductor, creando una corriente eléctrica. La unión de celdas en serie o paralelo da lugar a un módulo o panel fotovoltaico. Estos módulos se configuran con un arreglo de celdas fotovoltaicas en serie-paralelo. En aspectos de la tecnología del material en la celda se distinguen 3 generaciones.

- Primera generación : Basada en silicio cristalino (cSi).
- Segunda generación: Basada en una capa delgada de semiconductores inorgánicos.
- Tercera generación: Tecnologías emergentes.

Las células basadas en silicio cristalinos incluyen tecnologías monocristalinas (m-cSi) y policristalinas (p-cSi). En el mercado actual la tecnología policristalina domina el mercado frente a la tecnología monocristalina [32].

Una planta PV para su funcionamiento, consta de una serie de elementos.

1. Paneles Solares (Módulos Fotovoltaicos): Como se mencionó, estos dispositivos convierten la luz solar en electricidad.
2. Inversores: Convierten la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA).
3. Estructuras de Montaje: Sostienen y posicionan los paneles solares para maximizar la exposición a la luz solar.
4. Sistema de Rastreo: Algunas plantas solares utilizan sistemas de seguimiento solar para orientar los paneles hacia el sol.

Un esquema simplificado de una planta PV se muestra en la Figura 1.6.

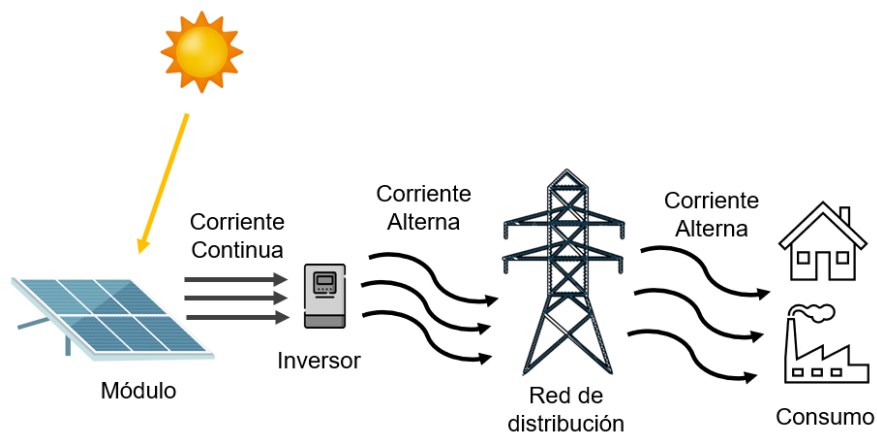


Figura 1.6: Esquema planta PV.

Actualmente, los sistemas fotovoltaicos (PV) son la tecnología con mayor capacidad instalada en Chile, con una capacidad instalada de generación de 7.281 [MW] [33], una de las claves de su gran capacidad instalada es debido a su bajo costo comparado con el resto de las tecnologías renovables, esto se contrasta con uno de los grandes desafíos que tiene esta tecnología, la cual es el alto costo de almacenamiento de la energía producida.

### 1.2.2. Concentración solar de potencia (CSP)

Estas plantas generan electricidad a partir de la irradiación directa normal (DNI), a través de espejos concentran la energía solar en un punto específico donde circula un fluido caloportador que entrega energía térmica a un bloque de potencia a través de un intercambiador de calor. Este bloque de potencia generalmente es un ciclo Rankine. Estas plantas presentan gran flexibilidad en el despacho y producción de electricidad, gracias a la tecnología de almacenamiento térmico (TES), la que permite producir sin la necesidad del recurso solar. Este tipo de almacenamiento se basa en calentar un material determinado (generalmente sales fundidas) para luego poder transferir el calor al fluido de trabajo. Dentro las distintas tecnologías se destacan 4 más importantes: Cilindro parabólico, Torre solar, Fresnel y disco parabólico.

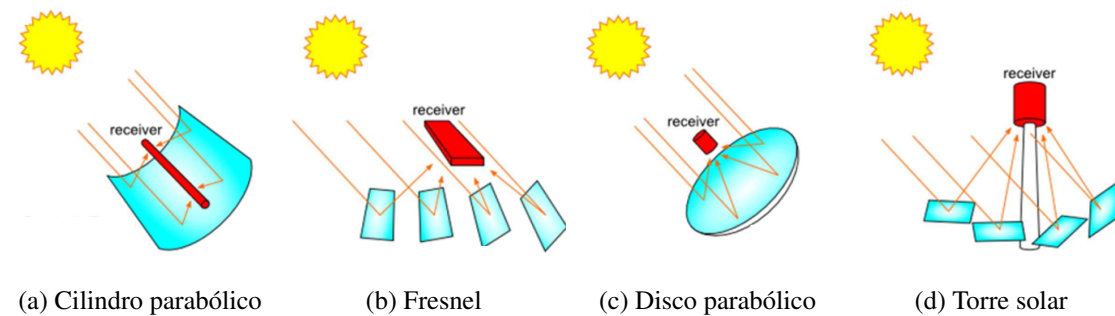


Figura 1.7: Tecnologías de concentración solar [34].

De estas 4 tecnologías, existen dos que han tenido un mayor desarrollo comercial, cilindro parabólico y torre solar.

#### Cilindro Parabólico

Esta tecnología utiliza un sistema de colección de forma de cilindro parabólico que reflejan la radiación a un receptor lineal ubicado en un foco central. Este receptor corresponde a un tubo absorbedor por donde pasa el fluido caloportador que generalmente resulta ser aceite térmico. Estos colectores se configuran en loops que permite un mejor escalamiento en el aceite térmico. Finalmente el aceite térmico pasa al bloque de potencia como se muestra en la Figura 1.8.

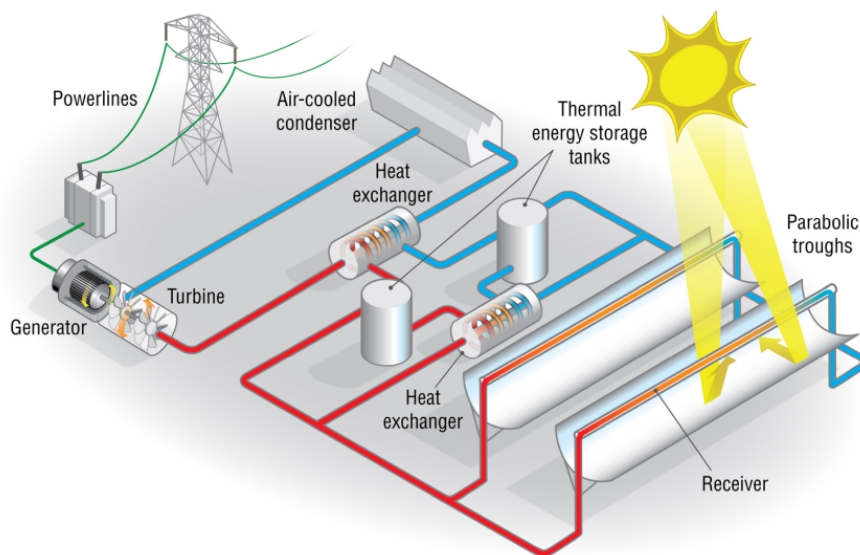


Figura 1.8: Esquema de una planta Cilindro Parabólico [35].

Esta tecnología es la más madura en la actualidad, y la con mayor cantidad de plantas construidas en el mundo. Esto lo hace una tecnología segura para la implementación en zonas de buen recurso solar. La temperatura de trabajo puede llegar a los  $400^{\circ}\text{C}$  y alcanza unas temperaturas operacionales de  $350\text{-}550^{\circ}\text{C}$ , generando una eficiencia en el bloque de potencia de  $15\%$  [36]. A pesar de que son una tecnología ya madura, la paradoja es que no existen mejoras sustanciales en los nuevos proyectos con esta tecnología. La tendencia del mercado y de las investigaciones apuntan a una tecnología de Torre como el futuro de la tecnología.

### Torre solar

Esta tecnología concentra la radiación solar en un foco establecido en una torre de varios metros de altura. El fluido caloportador circula por dicho foco para aumentar su temperatura y así alimentar con energía térmica al bloque de potencia. Para poder enfocar los rayos solares se utilizan helióstatos controlados en su orientación. En la Figura 1.9 se observa los principales componentes de la planta.

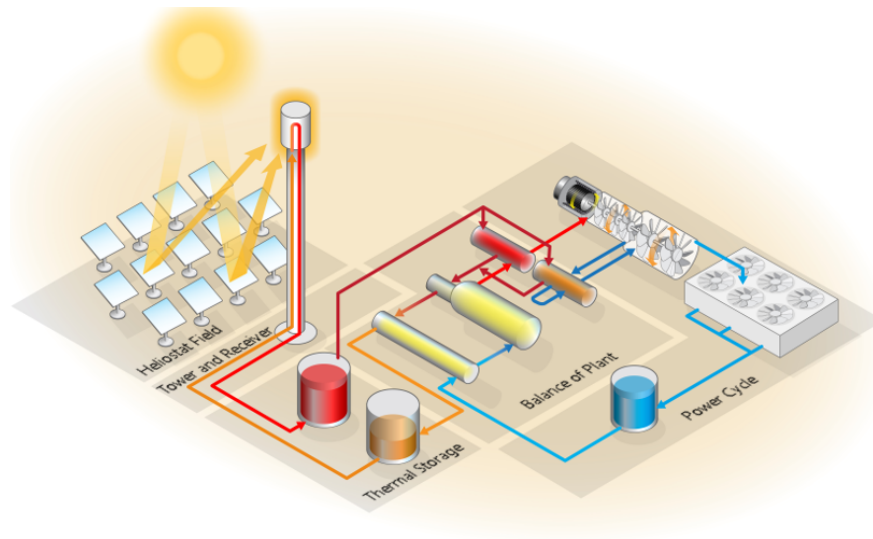


Figura 1.9: Esquema de una planta de Torre solar [35].

Cómo se mencionó en el párrafo anterior, en los últimos años las líneas investigativas apuntan a las plantas tipo torre con mayor potencial de desarrollo. Esto debido a que pueden generar una mayor temperatura de trabajo en el fluido de trabajo comparado con las plantas cilindro parabólico, por lo que es posible obtener mayores eficiencias en el ciclo de potencia, en conjunto con una mayor densidad de almacenamiento térmico. Esto genera un mayor factor de capacidad para la planta y un menor LCOE [37]. Un sistema CSP de torre consta de los siguientes subsistemas principales:

- Torre: Torre de concreto o acero que alberga el receptor en la parte superior.
- Campo de helióstatos: Un gran número de espejos solares con seguimiento solar (llamados helióstatos) que reflejan los rayos del sol hacia un receptor en la parte superior de la torre.
- Receptor: Componente que absorbe la energía solar concentrada y transfiere ese calor a un medio en movimiento.
- Almacenamiento: Sistema de almacenamiento de calor que permite la generación de electricidad cuando no hay suficiente energía solar disponible. En este trabajo se considera un sistema de sales fundidas de 2 tanques (60 %  $\text{NaNO}_3$ , 40 %  $\text{KNO}_3$ ) conectado directamente a la torre. En condiciones de diseño, las sales fundidas entran y salen del receptor a  $290^\circ\text{C}$  y  $565^\circ\text{C}$ , respectivamente.

- Bloque de potencia: Ciclo de energía que convierte la energía térmica en electricidad. Los sistemas actuales generan electricidad principalmente a través de un ciclo de Rankine de vapor convencional.

### 1.2.3. Hibridación CSP+PV

Una planta híbrida CSP+PV es un esquema que busca maximizar las ventajas y reducir las falencias de ambas tecnologías. Desde el punto técnico, esta hibridación tiene la ventaja de alcanzar un elevado factor de capacidad. Durante las horas de sol se utiliza la planta PV, mientras que la planta CSP almacena la energía producida para su uso cuando no hay radiación solar, mitigando los efectos de la variabilidad de la producción solar en condiciones intermitentes. Desde el punto de vista económico, este esquema permite reducir el LCOE en comparación con una planta CSP sola, esto gracias al bajo costo de la tecnología PV. En la Figura 1.10 se aprecia una planta solar híbrida en funcionamiento.



Figura 1.10: Planta Híbrida Cerro Dominador [38].

Este esquema híbrido permite proporcionar un suministro de energía más constante al electrolizador, tiene el potencial de reducir los costos de producción de hidrógeno y hacerlos más competitivos, esto gracias a su alto factor de capacidad y un menor costo de electricidad que una planta CSP convencional, permite reunir dos de los factores predominantes en el costo del hidrógeno: el precio de la electricidad y la cantidad de horas operacionales de la planta de electrólisis.

# Capítulo 2

## Estado del arte

En los últimos años, se han publicado numerosos estudios sobre la producción de hidrógeno mediante el uso de energía solar. En estos trabajos de investigación, se emplean tres tecnologías principales de electrólisis: alcalina (ALK), de membrana de intercambio de protones (PEM) y de óxido sólido (SOE). En cuanto a la tecnología solar asociada, la tecnología fotovoltaica (PV) es la más utilizada, seguida de cerca por la tecnología de concentración solar (CSP).

Si bien artículos sobre la factibilidad de la hibridación de las tecnologías CSP+PV han sido publicados [39][40][41], estos se centran en la factibilidad económica, producción de calor o agua potable. Por otro lado, la producción de hidrógeno a partir de esta metodología aún sigue siendo mínima. Rosentiel et al. [42] evaluó la producción de hidrógeno vía una planta híbrida con electrolizador alcalino utilizando un modelo de optimización que tiene como función objetivo reducir el LCOH, usando como variable de restricción distintos parámetros de diseño de la planta CSP y PV. Se obtuvo un LCOH de 4,04 [USD/kgH<sub>2</sub>] para Ourzazate, Marruecos, lugar con una DNI anual de 2518 [kWh/m<sup>2</sup>]. Moraga et al. [43] realizó una evaluación de tres configuraciones: CSP, PV y CSP+PV en el norte de Chile, locación de estudio con una DNI anual de 3000 [kWh/m<sup>2</sup>], se evaluó la hibridación para una producción con factor de carga del electrolizador (ALK y PEM) lo más cercano al 100%. Las comparaciones se realizaron con costos asociados al año 2021 y 2030. Los resultados arrojaron que en términos económicos, el LCOH alcanza el mínimo valor para la configuración PV-ALK con un valor de 2,38 [USD/kg H<sub>2</sub>]. Tang [44] propuso un sistema híbrido para la generación de electricidad y producción de hidrógeno, que incluye energía solar concentrada (CSP),

fotovoltaica (PV) y un electrolizador de óxido sólido (SOE). El algoritmo empleado busca satisfacer una demanda dada de energía, mientras que el exceso de energía se utiliza para el sistema SOE. El sistema híbrido tiene un costo nivelado de la electricidad de 0,219 [USD/kWh] y un costo nivelado del hidrógeno de 7,5 [USD/kg].

En el caso de evaluaciones que implican la tecnología CSP y PV sin hibridación, Boudries et al. [45] evaluó la producción de hidrógeno vía PEM con una tecnología cilindro parabólico híbrida con una turbina a gas en dos sitios en Argelia, Adrar y Annaba, con un valor de DNI anual de 2330 [kWh/m<sup>2</sup>] y 1825 [kWh/m<sup>2</sup>] respectivamente. Los resultados arrojaron que, a pesar de que el costo del hidrógeno es abruptamente dominado por el costo de la electricidad, este es mucho menor para el sitio con mejor recurso solar, que en este caso es Adrar. Grube et al. [46] estudió la producción de hidrógeno mediante cuatro tecnologías: CSP/PEM, CSP/SOE, PV/PEM (con convertidor DC/DC) y PV/PEM (sin convertidor). Para la planta CSP se utiliza una potencia nominal de 70,43 [MW] acoplado a un electrolizador de 70 [MW] y se tomaron los datos de DNI anual de Almería, España y Daggett, USA, con valores de 2162 [kWh/m<sup>2</sup>] y 2904 [kWh/m<sup>2</sup>] respectivamente. Para el caso PV, los sitios escogidos fueron dos ciudades de Alemania, Freiburg y Oldenburg con una GHI anual de 1220 [kWh/m<sup>2</sup>] y 1018 [kWh/m<sup>2</sup>] respectivamente. La potencia fue de 205 [MW] acoplado a un electrolizador de 138 [MW]. Los resultados arrojaron que a pesar de que la potencia del electrolizador es casi el doble para el caso PV, la producción anual de hidrógeno no logra superar al caso de las CSP. En términos de LCOH se obtuvo 8,84 [USD/kg H<sub>2</sub>] para Freiburg con la configuración PV sin convertidor, el mínimo LCOH se obtiene con la configuración CSP/SOEC, con un valor 5,02 [USD/kg H<sub>2</sub>] para Almería. Gallardo et al [47] evaluó las tecnologías CSP y PV por separadas con electrolizador tipo PEM y ALK. También se evaluaron dichas plantas con dos tipos de conexión: Off-Grid y PPA. Estas centrales se ubican en el desierto de Atacama, el objetivo es encontrar el mínimo LCOH para una demanda de 1 [KTON H<sub>2</sub>/año]. El mínimo LCOH obtenido es con la tecnología PV+ALK con conexión vía PPA 2,2 [USD/kg H<sub>2</sub>], siendo este indicador sensible al precio de electricidad adscrito al PPA. El menor precio de la electricidad de PV compensa el mayor CAPEX de los electrolizadores de mayor capacidad acoplados al sistema PV. Para la electrólisis alimentada por CSP ocurre lo contrario: la conexión Off-Grid en el lugar es más competitiva, ya que el aumento en el costo de la electricidad es más relevante que el aumento marginal del factor de capacidad.

Para el caso PV, múltiples trabajos se han realizado. Yang et al. [48] propuso un modelo del sistema de electrólisis PV-PEM de acoplamiento directo, diseñado para mejorar la eficiencia de producción de hidrógeno. El estudio detalla las características V-I tanto para la célula PV como para el electrolito PEM. Tebibel et al. [49] comparó la producción de hidrógeno mediante la tecnología PV a través de tres procesos de electrólisis: PEM, Metanol y sulfuro híbrido. Para la modelación utilizó un modelo semi-empírico. Gallardo et al. [50] propuso una metodología para el dimensionamiento óptimo de sistemas PV-PEM con conexión a la red eléctrica. La novedad del trabajo radica en utilizar la relación de capacidad de la planta PV con la planta PEM (ratio AC/AC) como variable de optimización, además en el trabajo se mide el LCOH para locaciones con distintos valores de GHI anuales (400 a 2600 [kWh/m<sup>2</sup>]). Los resultados obtenidos oscilan entre 5,9 y 11,3 [USD/kg H<sub>2</sub>]. Xiang et al. [51] evaluó el costo nivelado de hidrógeno para la tecnología PV y nuclear en China, también considera casos de producción de hidrógeno utilizando tecnologías emisoras de carbono. Los resultados muestran que al considerar precios de carbono para el año 2050, la tecnología PV/PEM podría obtener un LCOH de 0,1154 [USD/kg H<sub>2</sub>]. Nasser et al [52] estudió la producción de hidrógeno utilizando distintas vías: PV, eólico y un ciclo Rankine con calor residual, la metodología empleada utiliza los datos climatológicos de Assiut, Egipto con un valor de GHI de 8 [kWh/m<sup>2</sup>/día] solamente para el mes de julio. El estudio obtuvo un LCOH de 6,45 [USD/kg H<sub>2</sub>] para el caso PV. Bhandari et al [53] obtuvo un LCOH 6,79 [USD/kg H<sub>2</sub>] y 8,57 [USD/kg H<sub>2</sub>] par el caso PV-ALK y PV-PEM respectivamente para una radiación global de 3,23 [kWh/m<sup>2</sup>/día]. Rezaei et al. [54] examinó la sensibilidad del LCOH producido por una planta PV. El objetivo de los autores no fue calcular un valor absoluto para el LCOH, que varía según la ubicación y las circunstancias económicas, sino examinar su sensibilidad a partir de los parámetros críticos del modelo económico: eficiencia del electrolizador, factor de capacidad PV, tasa de interés nominal y tasa de inflación. Los resultados demostraron claramente la importancia de una cuidadosa selección del sitio para lograr un alto factor de capacidad PV, que fue el factor más influyente de los cuatro. Jaradat et al. [55] discute el potencial de producción de hidrógeno verde en Jordania. Aqaba, ubicada en el sur de Jordania, el estudio comparó la capacidad requerida del sistema solar fotovoltaico utilizando ALK y PEM de 2022 a 2025, según las curvas de aprendizaje para el desarrollo de estas tecnologías.

Si bien, múltiples evaluaciones centradas en la obtención del costo del hidrógeno

mediante tecnologías solares han sido publicados en la literatura, muchas de estas se han centrado en el diseño a partir de funciones de optimización para obtener el mínimo LCOH [42][50]. Otro enfoque adoptado ha sido el diseño de plantas CSP y PV utilizando potencias de diseño establecidas [43][45][46][51], sin realizar una verificación práctica de la viabilidad en la configuración real de los componentes de la planta. Esta falta de validación puede resultar en una estimación incorrecta de los costos de inversión al ignorar factores importantes, como el número específico de helióstatos o paneles fotovoltaicos, entre otros detalles. Esto puede conducir a un cálculo impreciso del LCOE, y por consiguiente afectar el valor del LCOH. También, múltiples evaluaciones han dejado el apartado de producción de hidrógeno a través de parámetros fijos, sin considerar factores importantes que afectan el rendimiento del electrolizador [43][47][49][46][52], como el caso de la corriente de entrada o el voltaje generado, siendo estos últimos factores que afectan el rendimiento de la planta de electrólisis. Lo anterior significa que las variaciones de eficiencia que ocurren en el proceso de electrólisis cuando son operadas bajo un perfil de generación fluctuante no son consideradas, esto último puede llevar a una sobreestimación en los valores del LCOH. Además, estos enfoques metodológicos no siempre están alineados con el formato comercial de los electrolizadores, que tienen rangos específicos para la corriente y la potencia de diseño. Esta falta de alineación puede distorsionar las proyecciones de viabilidad económica del proyecto al sobrestimar o subestimar los costos reales de inversión, y de operación. En este contexto, los enfoques utilizados en las evaluaciones techno-económicas han buscado analizar la producción del hidrógeno desde una perspectiva preliminar para evaluar el potencial de la integración de estas tecnologías. Sin embargo, con la urgencia de abordar la descarbonización del planeta, en este trabajo se pretende acercarse a la producción del hidrógeno desde una perspectiva más concreta. A partir de la caracterización desde la parte más pequeña del sistema como el stack del electrolizador, con el fin de capturar la variación en la producción al emplear una tecnología intermitente como la solar, y mediante la utilización de plantas solares en funcionamiento para determinar más en profundidad en los costos de inversión se diseñan distintos casos, donde se concibe una planta de electrólisis PEM que opera en un régimen Off-Grid a partir de diferentes vías de producción, como solo PV, solo CSP, híbrida y una configuración utilizando ambas plantas a su máxima capacidad. Estos casos cumplen con la particularidad de variar en los diferentes parámetros que afectan el costo nivelado del hidrógeno, como las horas de carga completa, el CAPEX del electrolizador y el costo de la electricidad.

# Capítulo 3

## Metodología

En este trabajo se analizan distintas configuraciones para la producción del hidrógeno solar, un esquema del sistema propuesto para el caso PV acoplado a la planta PEM se muestra en la Figura 3.1.

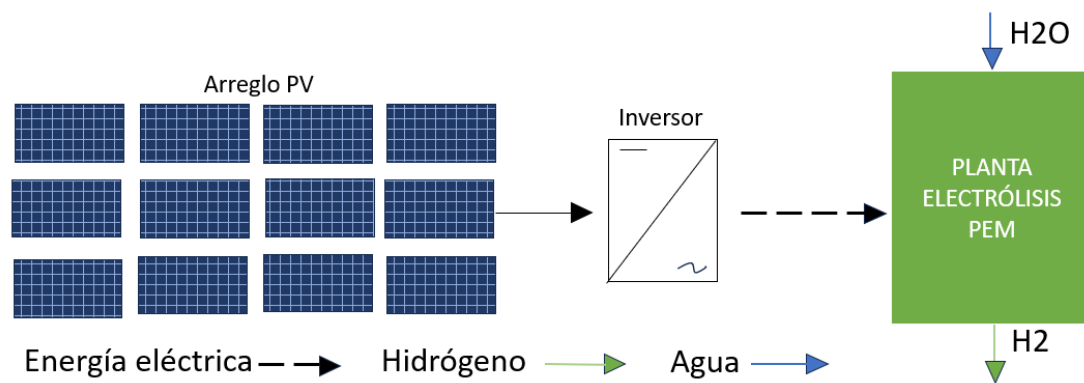


Figura 3.1: Configuración del sistema PV acoplado a planta PEM.

De la Figura 3.1 se observa que la planta PEM tiene como entrada flujo de agua para el proceso de electrólisis, y la energía eléctrica es obtenida a gracias a la planta PV, esta se compone de múltiples arreglos fotovoltaicos acoplados al inversor. Por otro lado, el sistema propuesto para el caso CSP acoplado a la planta PEM se muestra en la Figura 3.2. Este sistema se basa en una planta de torre solar con almacenamiento térmico, utilizando un ciclo Rankine para generar energía para la planta PEM. Por otra parte, en la Figura 3.3 se muestra el sistema propuesto para la configuración híbrida, en donde la planta PV es acoplada en paralelo a la planta CSP.

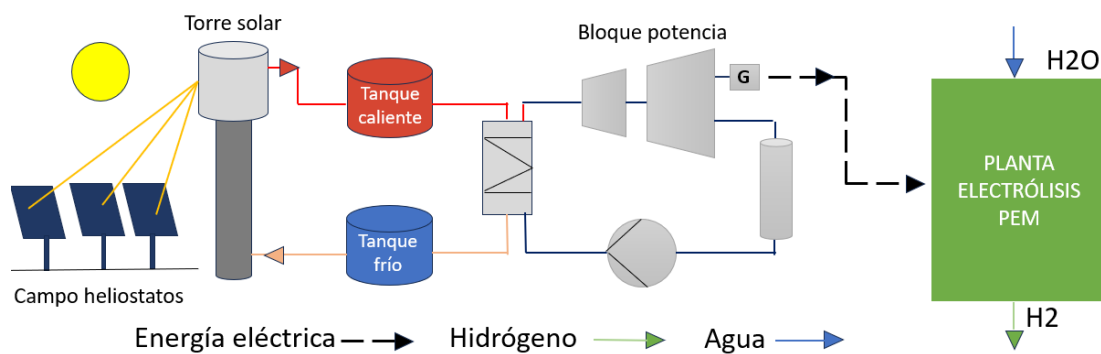


Figura 3.2: Configuración del sistema CSP acoplado a planta PEM.

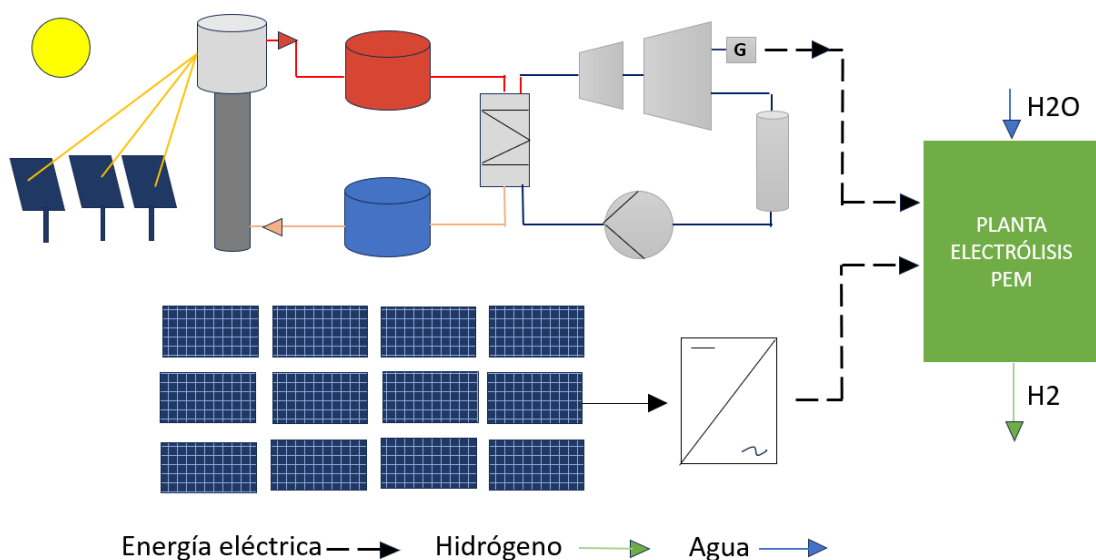


Figura 3.3: Configuración del sistema CSP y PV acoplado a planta PEM.

La metodología empleada para desarrollar los sistemas expuestos anteriormente comprende de varias etapas. En primer lugar, la recolección de los datos meteorológicos de la locación en donde se emplazarán las plantas de generación solar, para esto se utiliza el sitio Explorador Solar [56] en donde se extrae un archivo TMY (Typical Meteorological Year). Este archivo incluye información de un año típico sobre variables climáticas como la temperatura, la radiación solar, la velocidad y dirección del viento, la humedad relativa, entre otros. En segundo lugar, se utiliza el programa System Advisor Model (SAM) [35] para la modelación de las plantas PV y CSP. Para el caso de la planta de electrolisis PEM, se utiliza el lenguaje de programación Python [57]. Este también se utiliza para la integración de los perfiles de generación creados en SAM para alimentar la planta PEM y para el procesamiento de datos del apartado de la eva-

luación económica. En la Figura 3.4 se observa de forma esquemática la metodología empleada.

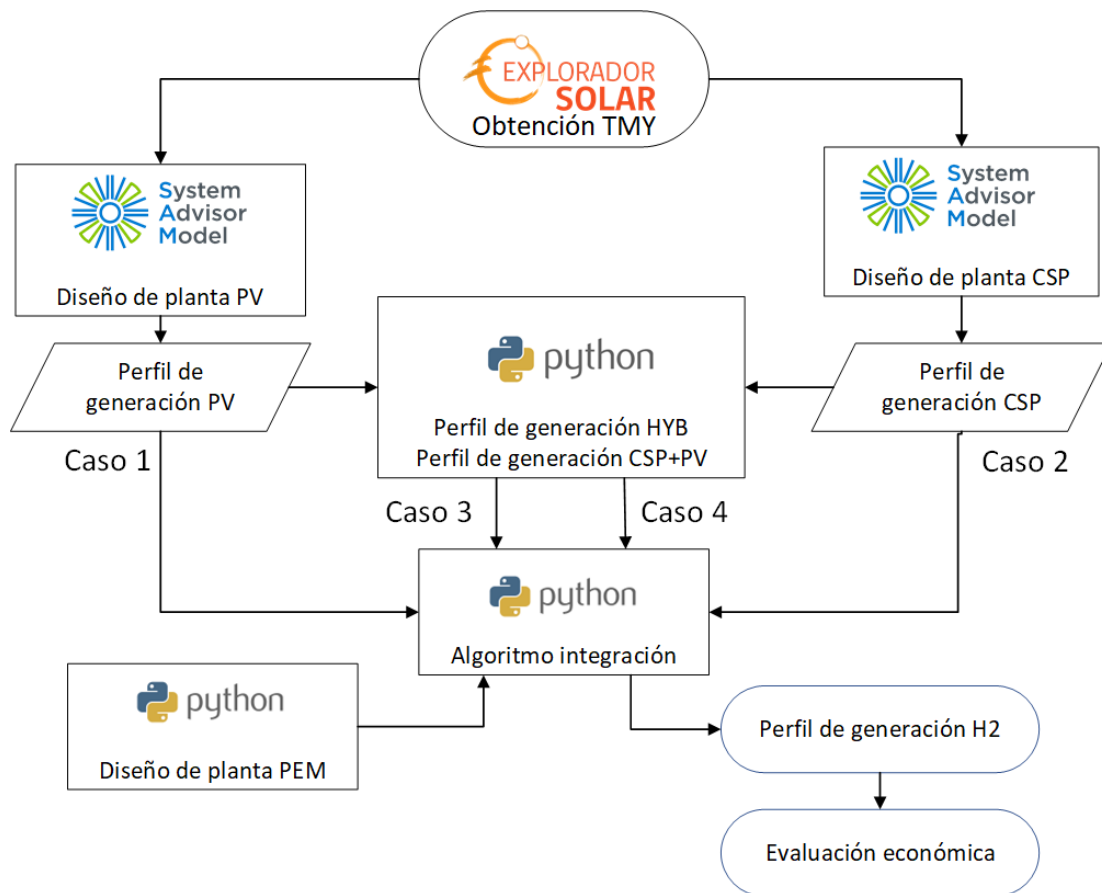


Figura 3.4: Diagrama de flujo de la metodología utilizada.

### 3.1. Software utilizados

#### 3.1.1. System Advisor Model (SAM)

SAM es una herramienta de software desarrollada por la National Renewable Energy Laboratory de los Estados Unidos (NREL), permite modelar y analizar sistemas de energía renovable, como el caso de la energía fotovoltaica, energía solar de concentración, energía eólica, energía geotérmica y más. Entre sus características principales se incluyen la capacidad de modelar sistemas energéticos completos, realizar análisis financieros, optimizar el diseño de proyectos renovables y simular el rendimiento bajo

diversas condiciones climáticas y operativas. A modo de resumen, para diseñar un sistema de energía renovable, el software recoge como parámetro de entrada la locación de estudio a partir de un archivo TMY. Posteriormente, se asignan valores a los parámetros de diseño en la interfaz de SAM, por ejemplo, para una planta CSP sería la potencia de diseño, cantidad de helióstatos, sistema de control, entre otros. Por otro lado, para una planta PV destacan, la potencia de diseño, cantidad de módulos, características del módulo, capacidad de inversor, sistema de seguimiento. También, es posible asignar valores para obtener distintos indicadores económicos, como el costo de instalación y operación del sistema, y supuestos financieros y de incentivos. Al simular la planta en cuestión, SAM entrega múltiples resultados, como la energía producida, el factor de capacidad, el costo de la energía producida, entre otros. En este trabajo, el resultado extraído de SAM es el perfil de generación de la planta CSP y para la planta PV, estos perfiles muestran la generación de la planta en intervalos de una hora para representar un año completo de operación.

### **3.1.2. Python**

En este trabajo, se emplea el lenguaje Python para simplificar ciertos procesos que involucran el procesamiento de datos, permitiendo así una automatización más eficiente y reduciendo considerablemente el tiempo dedicado a estas tareas. En este contexto se utiliza para manipular datos generados en las simulaciones SAM y emplearlos de manera eficiente en diversas tareas. Entre estas tareas se incluye la generación del perfil de generación híbrido, la creación del modelo del stack del electrolizador, la integración de los perfiles de generación con el modelo del stack y la evaluación económica.

## **3.2. Lugar de estudio**

La locación para el estudio se emplaza a 3 kilómetros de donde se emplaza la planta “Cerro Dominador”, se elige esta sitio por sus grandes valores de radiación, seguido por la basta cantidad de información atinente gracias a que ya existe un proyecto de estas características emplazado en el lugar, y por último, como caso de estudio resulta interesante evaluar la construcción de un nuevo proyecto CSP para la activación de un posible polo para la expansión de la tecnología. El archivo TMY utilizado en este estudio fue obtenido del Explorador Solar del Ministerio de Energía de Chile [56]. Las principales características del sitio de estudio se indican en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Características lugar de estudio.

Parámetro	Valor
Latitud [°]	22,81
Longitud [°]	69,51
DNI total anual [kWh/m2]	3724
GHI total anual [kWh/m2]	2580

### 3.3. Planta de concentración solar de potencia (CSP)

Como se ha mencionado en secciones anteriores, uno de los objetivos es respaldar la información utilizando datos de generación de ambas plantas solares. El enfoque metodológico para lograr este propósito implica validar los modelos desarrollados en este estudio mediante la comparación con datos reales y/o evidencia científica sobre la producción anual de las plantas en su ubicación original. Para llevar a cabo esta tarea en SAM, es esencial obtener información detallada sobre los parámetros constructivos de una planta en funcionamiento. Aunque existen alrededor de 130 plantas CSP en operación, encontrar datos específicos sobre los parámetros de diseño y la generación de energía puede resultar desafiante. Sin embargo, en la literatura disponible se pueden encontrar detalles relevantes sobre la planta Gemasolar (ver Figura 3.5). Esta planta ubicada a 64 kilómetros de Sevilla en España fue la primera planta a escala comercial en el mundo que aplicó la tecnología de receptor de torre central y almacenamiento de calor con sales fundidas. Tiene una capacidad de 19,9 [MW] y 15 horas de almacenamiento. Los parámetros de diseño de la planta se muestran en la Tabla 3.2.



Figura 3.5: Planta concentración solar Gemasolar[58].

Tabla 3.2: Parámetros de diseño planta Gemasolar [58][59][60].

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Capacidad nominal	19,9 MW
Horas TES	15 h
Múltiplo solar	2,5
Altura helióstatos	10,9 m
Ancho helióstatos	10,9 m
Número helióstatos	2.625
Altura torre	140 m
Diámetro recibidor	8,89 m
Temperatura HTF	565 °C
Tipo condensador	Evaporativo

Para realizar una comparación adecuada de las distintas vías de producción de hidrógeno utilizando las tecnologías solares presentadas en este estudio, es fundamental seleccionar una planta fotovoltaica con una potencia de diseño equivalente a la planta CSP analizada. Esto se debe a varias razones importantes. En primer lugar, debido a que la potencia generada por estas plantas se utiliza para alimentar una planta PEM y a modo de evaluar los factores que afectan en la economía del hidrógeno, como el costo de la energía o las horas de carga completa, es importante que la potencia de diseño de la planta de electrólisis sea la misma para los casos de CSP, PV e híbrido. Esto garantizará que el CAPEX de la planta PEM sea el mismo, permitiendo así una comparación de los costos de energía entre las dos tecnologías y facilitando el análisis de su viabilidad económica. Por otro lado, en lo que respecta a la hibridación de las plantas, el objetivo es generar un perfil de energía “suave” y constante. Por lo tanto, es esencial que ambas plantas tengan la misma potencia de diseño, esto con el fin de que el perfil de generación se mantenga constante durante todo el día y optimizando la integración de las tecnologías CSP y PV. Dicho esto, para la planta PV, se utiliza como referencia la planta PV de 20 [MW] “Adrar Solar PV park”.

### **3.4. Planta Fotovoltaica Adrar Solar PV park**

Adrar Solar PV park (Figura 3.6) es una planta fotovoltaica ubicada en Adrad, Algeria. La planta tiene una capacidad de 20 [MW] y se encuentra operativa desde marzo de 2016. Los parámetros principales de la planta se muestran en la Tabla 3.3.



Figura 3.6: Planta fotovoltaica Adrar Solar [61].

Tabla 3.3: Parámetros de diseño Adrar Solar [61].

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Módulo	Yingli Solar YL245-29b
Inversor	Estandar de 98,5 %
Capacidad AC Inversor	500 AC kW
Número de módulos	81840
Número de inversores	20

### Factor de emisiones de CO2

El beneficio ambiental de las plantas analizadas se estableció teniendo en cuenta la reducción de las emisiones de CO2. Esta métrica se calculó de acuerdo la siguiente ecuación.

$$tCO_2 \left( \frac{tCO_2eq}{año} \right) = EF \left( \frac{tCO_2eq}{MWh} \right) \cdot E \left( \frac{MWh}{año} \right) \quad (Ec. 3.1)$$

donde tCO2 representa la reducción de CO2 resultante de la operación de la planta, EF es el factor de emisión, el valor utilizado corresponde al promedio anual reportado por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se toma en cuenta el valor reportado para el año 2023 el cual es de 0,3006 tCO2 por MWh [62].

### 3.5. Planta de electrólisis PEM

Para el modelo del electrolizador, es importante tener en cuenta los principales fenómenos electro-químicos que se producen en cada celda del stack del electrolizador, las ecuaciones que describen estos fenómenos utilizan la metodología expuesta en [63] [64].

El flujo de hidrógeno a la salida se determina con la expresión

$$\dot{N}_{H2_{out}} = \frac{J}{2 \cdot F} \quad [mol/s] \quad (\text{Ec. 3.2})$$

donde  $J$  es la densidad de corriente y  $F$  es la constante de Faraday. Análogamente el resto de flujos se determina

$$\dot{N}_{O2_{out}} = \frac{J}{4 \cdot F} \quad [mol/s] \quad (\text{Ec. 3.3})$$

$$\dot{N}_{H2O_{out}} = \frac{J}{2 \cdot F} \quad [mol/s] \quad (\text{Ec. 3.4})$$

La potencia envuelta en el proceso de electrólisis se obtiene a partir de la expresión

$$W = I \cdot V_{cell} \quad [W] \quad (\text{Ec. 3.5})$$

donde  $I$  representa la corriente que ingresa al electrolizador y  $V_{cell}$  el voltaje de la celda. Este último se obtiene a partir de la siguiente ecuación

$$V_{cell} = V_0 + V_{act} + V_{ohm} \quad [V] \quad (\text{Ec. 3.6})$$

donde  $V_0$  representa el voltaje reversible, este es determinado por

$$V_0 = 1,229 - (8,5 \times 10^{-4}) \cdot (T_{pem} - 298) \quad (\text{Ec. 3.7})$$

siendo  $T_{pem}$  la temperatura de operación del electrolizador. El voltaje de activación  $V_{act}$  puede expresarse gracias a la ecuación de Butler–Volmer, la cual tiene en cuenta la cinética de la reacción de transferencia de carga.

$$V_{act} = V_{act,an} + V_{act,ca} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

$$V_{act,an} = \frac{R \cdot T}{F} \cdot \operatorname{arcsinh} \left( \frac{J}{2 \cdot J_{0an}} \right) \quad (\text{Ec. 3.9})$$

$$V_{act,ca} = \frac{R \cdot T}{F} \cdot \operatorname{arcsinh} \left( \frac{J}{2 \cdot J_{0ca}} \right) \quad (\text{Ec. 3.10})$$

aquí  $J_{0an}$  y  $J_{0ca}$  es la densidad de corriente de intercambio, que es un parámetro importante en el cálculo de la sobrepotencial de activación. Caracteriza las capacidades del electrodo en la reacción electroquímica. Una alta densidad de corriente de intercambio implica una alta reactividad del electrodo, lo que resulta en una menor sobrepotencial. La densidad de corriente de intercambio para la electrólisis puede expresarse como

$$J_{0,i} = J_i^{ref} \cdot \exp \left( -\frac{E_{act,i}}{R \cdot T} \right), i = a, c \quad (\text{Ec. 3.11})$$

donde  $J_i^{ref}$  es el factor pre-exponencial y  $E_{act,i}$  es la energía de activación en el ánodo y cátodo. Por otro lado, el sobrepotencial  $V_{ohm}$  se determina mediante la ley de Ohm. Este toma en cuenta la resistencia de la membrana al transporte de iones de hidrógeno a través de ella. Esta última está relacionada con el grado de humidificación y el grosor de la membrana, así como con la temperatura de la membrana. La conductividad iónica local  $\sigma[\lambda(x)]$  de la membrana se ha determinado empíricamente como

$$\sigma[\lambda(x)] = (0,5139 \cdot \lambda(x) - 0,00326) \cdot \exp \left[ 1268 \cdot \left( \frac{1}{303} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (\text{Ec. 3.12})$$

donde  $x$  es la profundidad en la membrana medida desde el cátodo.  $\lambda(x)$  es el contenido de agua en el punto  $x$ . Este valor se determina en términos del contenido de agua en la interfaz membrana-electrodo.

$$\lambda(x) = \frac{\lambda_a - \lambda_c}{D} \cdot x + \lambda_c \quad (\text{Ec. 3.13})$$

donde  $D$  es el espesor de la membrana,  $\lambda_a$  y  $\lambda_c$  es el contenido de agua en las interfaces membrana-ánodo y membrana-cátodo respectivamente. La resistencia óhmica a través de la membrana de intercambio de protones se determina

$$R_{ohm} = \int_0^D \frac{1}{\sigma_{PEM}[\lambda(x)]} dx \quad (\text{Ec. 3.14})$$

luego, el sobrepotencial se determina

$$V_{ohm} = J \cdot R_{ohm} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

Finalmente, considerando que todas las celdas tienen misma corriente y voltaje, se puede obtener el voltaje del stack multiplicando el voltaje de la celda por el número de celdas, con más detalle se aprecia en la siguiente ecuación.

$$V_{stack} = V_{cell} \cdot n_{cell} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

asimismo la potencia consumida por el electrolizador se determina análogamente que en la Ec. 3.5 pero multiplicando por el número de celdas.

$$W = I \cdot n_{cell} \cdot V_{cell} \quad [W] \quad (\text{Ec. 3.17})$$

de la expresión anterior es importante indicar que al variar el número de celdas es posible generar un electrolizador de una potencia específica. Para evaluar la eficiencia del electrolizador se utiliza la expresión

$$\eta_{PEM} = \frac{\dot{N}_{H2out} \cdot HHV_{H2}}{W} \quad (\text{Ec. 3.18})$$

siendo  $HHV_{H2}$  el poder calorífico del hidrógeno.

### 3.5.1. Compresión hidrógeno

Para la compresión del hidrógeno producido, la energía requerida para almacenar el hidrógeno se determina a partir de la expresión

$$L_{e,spec} = \frac{C_{pH2} \Delta T_{12}}{\eta_m \eta_e} = \frac{T_1 \left( \beta^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right)}{\eta_m \eta_e} \quad (\text{Ec. 3.19})$$

donde  $L_{e,spec}$  es la energía específica del compresor,  $\beta$  es el ratio de compresión,  $T_1$  y  $T_2$  es la temperatura de entrada y salida,  $\eta_m$  y  $\eta_e$  representa la eficiencia mecánica y eléctrica respectivamente y son asumidas 70 % y 90 % respectivamente [47]. De este modo, la energía específica para comprimir el hidrógeno de 20 bar a 350 bar es de 1,05 [kWh/kgH2].

### 3.6. Casos de estudio

Al tener las dos plantas solares para su utilización en SAM, se eligen 4 casos de configuración Off-Grid de una planta de electrólisis PEM con planta CSP y PV. Si bien las plantas solares están conectadas a la red, es importante indicar que toda la energía producida por estas plantas son para alimentar a la planta de electrólisis. La selección de los casos que se muestran a continuación es la obtención del LCOH variando los distintos parámetros que afectan el valor de este indicador, como el costo de la energía, las horas de carga completa y el CAPEX de la planta PEM.

- Caso 1: Planta PV integrada a una planta PEM de 18 MW.
- Caso 2: Planta CSP integrada a una planta PEM de 18 MW
- Caso 3: Planta CSP+PV híbrida integrada a una planta PEM de 18 MW.
- Caso 4: Planta CSP+PV operando ambas su máxima capacidad para una planta PEM de 35 MW.

Como se puede observar, el tamaño de la planta PEM seleccionada no coincide con la capacidad de diseño de ambas plantas solares para el caso 1,2 y 3. Esto se establece debido a que como se verá más adelante, las plantas solares debido a la naturaleza inherente de la tecnología no puede alcanzar la capacidad de diseño durante gran parte del año de evaluación, por lo que se elige este tamaño para poder alcanzar la mayor cantidad de horas de carga completa en el electrolizador y evitar problemas de sobre-dimensionamiento en la evaluación económica, además, como se verá más adelante un porcentaje de la potencia consumida se debe al proceso de compresión del hidrógeno. Prosiguiendo, los casos 1,2 y 3 representan tres modalidades distintas para la producción de hidrógeno solar, donde cada uno de estos casos varían los factores de planta y distintos costos de electricidad para la planta PEM. Por otro lado, el caso 4 busca comparar el efecto entre costo de inversión en contraste con el hidrógeno producido en el valor del LCOH, este caso busca aprovechar las ventanas temporales en donde las dos plantas solares se encuentran en máxima producción, se determina un tamaño de planta PEM de 35 MW por las mismas razones expuestas anteriormente.

#### **Integración modelos**

Obtenidos los perfiles de generación para ambas plantas solares en SAM, estos se extraen en un archivo CSV, para su posterior procesamiento en Python. Para el caso

de la generación híbrida se manipula el perfil de generación de la planta CSP para que opere en base a la generación PV para obtener un perfil de generación lo más constante posible. Si la planta PV genera en un porcentaje menor al 80 % de su capacidad de diseño, la planta CSP genera el restante para obtener una generación híbrida constante, por otro lado, si la planta PV genera en un porcentaje mayor al 80 % de su capacidad, la planta CSP produce en su carga parcial mínima para evitar pérdidas en el arranque del bloque de potencia cuando tenga que operar en las horas en donde la planta PV no inyecta energía al electrolizador. Para el caso de la generación CSP+PV del caso 4, solo basta con sumar los perfiles de generación obtenidos en SAM. Para integrar los perfiles de generación con la planta PEM se emplea un algoritmo de integración. Esto es debido a que la planta PEM contenida en un script de Python, requiere como input la corriente que ingresa al electrolizador para obtener la producción de hidrógeno, el voltaje y la potencia consumida por el electrolizador (Ver Sección 3.5). Debido a la naturaleza variable de ambas plantas solares en base a la radiación solar durante el día, la potencia producida varía a cada hora, variando también la condición de operación del electrolizador. Para integrar las plantas solares con la planta de electrólisis se emplea el algoritmo de la Figura 3.7, este se aplica para el paso de una hora definido por los perfiles de generación, para un total de un año de operación para los 4 casos estudiados.

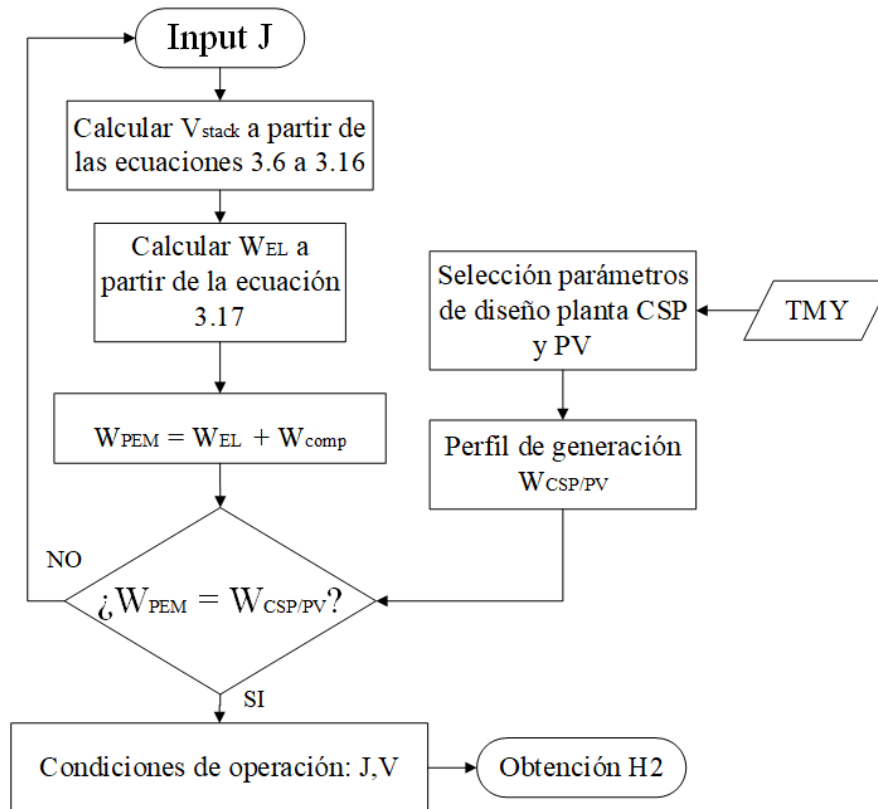


Figura 3.7: Algoritmo para la obtención de la operación del electrolizador.

## 3.7. Evaluación económica

### 3.7.1. Costo Nivelado de Energía

El Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) representa el costo total de construir y operar una planta generadora dividido por la producción total de energía a lo largo de la vida de la planta. En otras palabras, esta medida permite el cálculo del precio mínimo necesario para vender energía y cumplir con una cierta tasa de rendimiento. También se utiliza para comparar el costo de producir diferentes formas de energía. Su cálculo se expresa en la Ec. 3.20.

$$LCOE \left[ \frac{USD}{MWh} \right] = \frac{CAPEX + \sum_{i=1}^n \frac{OPEX_i}{(1+t)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i \cdot (1-d)^i}{(1+t)^i}} \quad (\text{Ec. 3.20})$$

El CAPEX representa la inversión inicial de la tecnología,  $OPEX_i$  es el gasto

referente a operación y mantenimiento en el año  $i$  hasta el fin del periodo de vida útil,  $t$  representa la tasa de descuento,  $E_i$  es la producción anual en el año  $i$  hasta el final del periodo y  $d$  es el factor de degradación anual. El LCOE de una planta híbrida CSP y PV se obtiene a partir de la Ec. 3.21 [65].

$$LCOE_{HYB} = \frac{LCOE_{PV} \cdot E_{PV} + LCOE_{CSP} \cdot E_{CSP}}{E_{PV} + E_{CSP}} \quad (\text{Ec. 3.21})$$

donde  $E_{CSP}$  y  $E_{PV}$  es la producción anual de la tecnología correspondiente.

Para una planta de torre CSP, el CAPEX incluye elementos como preparación del sitio, construcción del campo solar, torre solar, receptor solar, almacenamiento térmico y bloque de energía, entre otros. Los costos descritos en la Tabla 3.4 fueron seleccionados acorde a lo descrito por múltiples trabajos desarrollados en Chile. Además en este trabajo se analizan los costos proyectados para el año 2030 [66].

Tabla 3.4: Estructura de costos de la planta CSP [59][67][35][30].

Costos	Parámetro	CAPEX 2024	CAPEX 2030
Directos	Mejoras del sitio	16 [USD/m <sup>2</sup> ]	10 [USD/m <sup>2</sup> ]
	Campo de helióstatos	122 [USD/m <sup>2</sup> ]	50 [USD/m <sup>2</sup> ]
	Torre solar	95.000 [USD/m]	75.000 [USD/m]
	Recibidor	39.335.054 [USD]	28.711.717 [USD]
	TES	22 [USD/kWh]	10 [USD/kWh]
	Bloque de potencia	1.100 [USD/kW]	700 [USD/kW]
	Balance de planta	340 [USD/kW]	340 [USD/kW]
	Contingencia	5 %	2 %
Indirectos	EPC	10 %	10 %
O&M	Costos fijos	66 [USD/kW]	66 [USD/kW]
	Costos variables	3,5 [USD/MWh]	3,5 [USD/MWh]

En el caso de la planta fotovoltaica, los costos involucran los módulos fotovoltaicos, inversores y preparación del sitio, entre otros.

Tabla 3.5: Estructura de costos de la planta PV [68][69][30][70].

Costos	Parámetro	CAPEX 2024	CAPEX 2030
Directos	Módulos	0,3 [USD/Wdc]	0,17 [USD/Wdc]
	Inversores	0,05 [USD/Wac]	0,05 [USD/Wac]
	Balance del sistema	0,27 [USD/Wdc]	0,15 [USD/Wdc]
	Instalación	0,11 [USD/Wdc]	0,11 [USD/Wdc]
	Contingencia	3 %	1 %
Indirectos	EPC	0,08 [USD/Wdc]	0,08 [USD/Wdc]
O&M	Costos fijos	15 [USD/kW/año]	8,1 [USD/kW/año]

Para realizar el análisis económico del costo nivelado de la electricidad se utilizan los parámetros descrito en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Parámetros económicos utilizados para el cálculo del LCOE [41].

Parámetro	CSP	PV
Vida útil del sistema	40 años	25 años
Tasa de degradación	0,2 %/año	0,6 %/año
Tasa de descuento	7 %	7 %

### 3.7.2. Costo nivelado de hidrógeno

El costo nivelado de hidrógeno (LCOH) permite medir el costo promedio de producir hidrógeno tomando en cuenta los costos de capital y de operación. Este parámetro posibilita al igual que el LCOE, comparar diferentes formas de producción.

$$LCOH \left[ \frac{USD}{kg_{H_2}} \right] = \frac{CAPEX + \sum_{i=1}^n \frac{OPEX_i}{(1+t)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{H_i \cdot (1-d)^i}{(1+t)^i}} \quad (\text{Ec. 3.22})$$

donde  $H_i$  es la producción anual de hidrógeno. Los valores asociados a los costos de inversión del electrolizador PEM para el año 2024 y 2030 en conjunto con la estructura de costos se muestran en la Tabla 3.7.

Para la evaluación económica del LCOH es importante indicar que dentro de los gastos operacionales, se encuentra el costo de la energía para alimentar el electrolizador

Tabla 3.7: Estructura de costos de la planta PEM [47][71][72].

<b>Elemento</b>	<b>Parámetro</b>	<b>Valor (2024)</b>	<b>Valor (2030)</b>
PEM	CAPEX	1.100 [USD/kW]	650 [USD/kW]
	Reemplazo del stack	65.000 [h]	90.000 [h]
Compresor	$CAPEX_{Comp}$	3.900 [USD/kW]	
	$OPEX_{Comp}$	4 % $CAPEX_{Comp}$	
Almacenamiento	$CAPEX_{Alm}$	500 [USD/kg H <sub>2</sub> ]	
	$OPEX_{Alm}$	2 % $CAPEX_{Alm}$	
EPC & O&M	$CAPEX_{EPC}$	3 % $\sum CAPEX$	

y el costo del agua, ambos parámetros claves en este caso de estudio. El horizonte de evaluación es de 20 años y la tasa de descuento de un 7 %.

# Capítulo 4

## Resultados y discusión

### 4.1. Validación modelos

#### 4.1.1. Electrolizador PEM

Para la validación del electrolizador PEM, primeramente se valida el modelo de la celda del stack realizado en [63] [64]. Los parámetros descritos en la Sección 3.5 se muestran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Parámetros utilizados en el modelo de la celda PEM [63].

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
$P_{H_2}$ (atm)	1,0
$T_{PEM}$ (K)	353
$T_0$ (K)	298,15
$E_{act,a}$ (kJ/mol)	76
$E_{act,c}$ (kJ/mol)	18
$\lambda_a$	14
$\lambda_c$	10
D ( $\mu m$ )	100

Para la validación del modelo realizado, al igual que en la referencias utilizada para la construcción del modelo, se compara con el trabajo realizado por Ioroi et al [73].

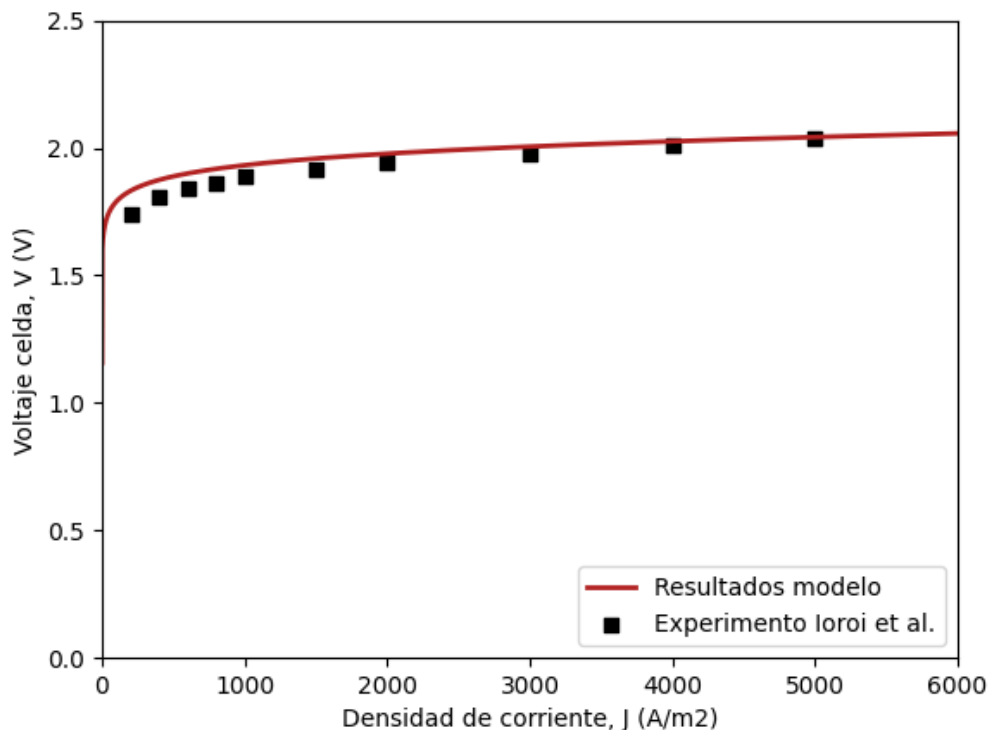


Figura 4.1: Comparación del modelo de electrolizador.

De la Figura 4.1 se puede apreciar que a pesar que existen desviaciones, el resultado en el presente estudio concuerda bien con los datos experimentales. De la figura también se aprecia que el voltaje de la celda aumenta rápidamente cuando  $J < 200 [A/m^2]$ , al momento en que la densidad de corriente sobrepasa los  $200 [A/m^2]$  el voltaje de la celda se mantiene relativamente constante. Teniendo la caracterización de los fenómenos que ocurren en la celda, basta realizar el apilamiento del stack, para el número de celdas y el área de cada celda se toma en cuenta las dimensiones del stack de 1 MW de la compañía Giner ELX.

Tabla 4.2: Dimensiones del Stack de 1 MW [74].

Parámetro	Valor
Ancho [cm]	81,3
Altura [cm]	173,6
Número celdas	129
Corriente [A]	[375-3750]

Para una mejor comprensión, se compara la producción del electrolizador de 10

MW generado a partir del apilamiento del número de celdas, en este caso por 10. La producción de hidrógeno se compara con ficha de datos de dos electrolizadores de 10 MW.

Tabla 4.3: Comparativa Producción H2 [kg/día].

<b>Modelo electrolizador</b>	<b>Producción H2 (kg/día)</b>
Modelo 10 MW	4331.86
MHP H-Tec Systems <sup>[75]</sup>	4600
EX4250D plug ex <sup>[76]</sup>	4250

Para evaluar el rendimiento del electrolizador se utiliza la ecuación Ec. 3.18, este indicador muestra la cantidad de energía que se requirió para obtener una determinada cantidad de energía en forma de hidrógeno. La variación de este indicador se muestra en la Figura 4.2 para el electrolizador de ejemplo.

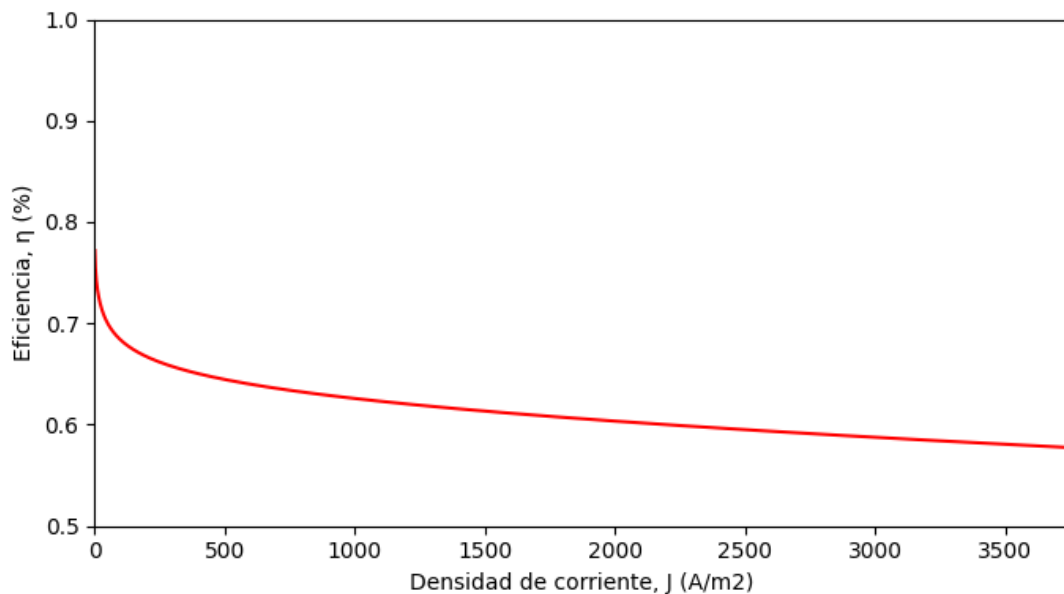


Figura 4.2: Eficiencia del electrolizador.

Si bien es importante explicar que por métodos constructivos, la cantidad de hidrógeno producido es directamente proporcional a la cantidad de corriente ingresada al stack, la eficiencia del electrolizador muestra el comportamiento del sistema, en donde a una menor densidad de corriente, se necesita una menor cantidad de potencia para producir el hidrógeno.

Para la obtención del electrolizador PEM de 18 MW y 35 MW se requirió un apilamiento de 2310 y 4410 celdas respectivamente. Los electrolizadores tienen un consumo de 54 [KWh/kg H<sub>2</sub>].

#### 4.1.2. Modelo planta CSP

Para la simulación de la planta CSP se utilizaron los valores referenciados en la Tabla 3.2, mientras que los datos meteorológicos de la locación (37.562°, -5.33°) de la planta Gemasolar.

Debido a la escasez de información detallada referente a la producción mensual de la planta, la validación se determina en base a la generación total anual reportada en la literatura, la cual es de un valor de 110.000 MWh. Es importante mencionar que la planta Gemasolar en su configuración original posee un respaldo fósil del 15 %, por lo que la comparación de los resultados se compara sin este respaldo.

Tabla 4.4: Validación de resultados del modelo CSP.

<b>Generación total anual (GWh)</b>	<b>Valor reportado</b>	<b>Valor modelo</b>	<b>Variación</b>
Gacitua et al. <sup>[59]</sup>	94,82	95,044	0,23 %
Valenzuela et al. <sup>[77]</sup>	95,7	95,044	-0,65 %
Amadei et al. <sup>[60]</sup>	103,6	95,044	-8,258 %

De la Tabla 4.4 se aprecia que el porcentaje de variación de la generación anual con lo reportado en la literatura presenta variaciones menor al 1 % en la mayoría de los casos, por lo que se concluye exitosamente la validación del modelo.

#### 4.1.3. Modelo planta PV

Para la construcción de la planta PV en SAM se utilizaron los parámetros mencionados en la Tabla 3.3. Los valores del recurso solar para la simulación corresponde a la ubicación de la planta referenciada (27.45°, 18.45°). Para la validación del modelo se toma en cuenta el trabajo realizado por Bentouba et al. [61], donde en este trabajo realiza comparaciones de dos modelos PV con la generación real de la planta. En la Figura 4.3 se observa la producción real de la planta versus lo obtenido en SAM.

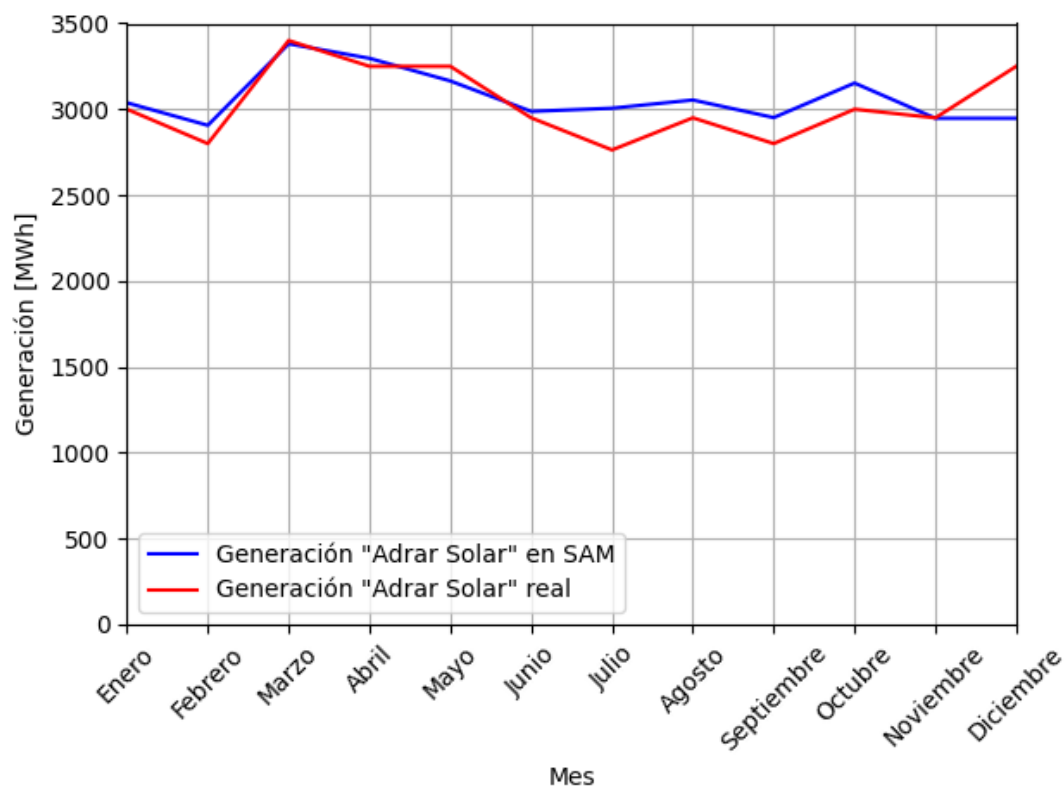


Figura 4.3: Generación PV real versus modelo SAM [61].

En la Tabla 4.5 se puede apreciar de manera detallada la variación de los resultados y su correspondiente error.

Tabla 4.5: Generación PV real versus modelo SAM [61].

Gen mensual MWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Gen real	3000	2800	3400	3250	3250	2950	2763	2950	2800	3000	2950	3250
Gen SAM	3037	2906	3381	3296	3165	2987	3006	3054	2951	3152	2947	2947
Error %	-1,25 %	-3,79 %	0,56 %	-1,42 %	2,65 %	-1,26 %	-8,79 %	-3,51 %	-5,4 %	-5,07 %	0,08 %	9,31 %

De los resultados de la generación mensuales se observa un bajo porcentaje de error. Por otra parte, la producción generada anual en SAM es de 36.831 [MWh], mientras que la generación real anual es de 36.364 [MWh], presentando un error del -1,28 %. En conclusión, el modelo realizado en SAM genera una buena aproximación al perfil de generación de la planta PV.

## 4.2. Resultados técnicos

Esta sección presenta el análisis técnico del rendimiento de los diferentes casos analizados.

### 4.2.1. Caso 1: PV acoplado a planta PEM 18 MW

#### Generación diaria durante un año de operación

La Figura 4.4 presenta el perfil de generación de la planta Adrad Solar en la locación estudiada.

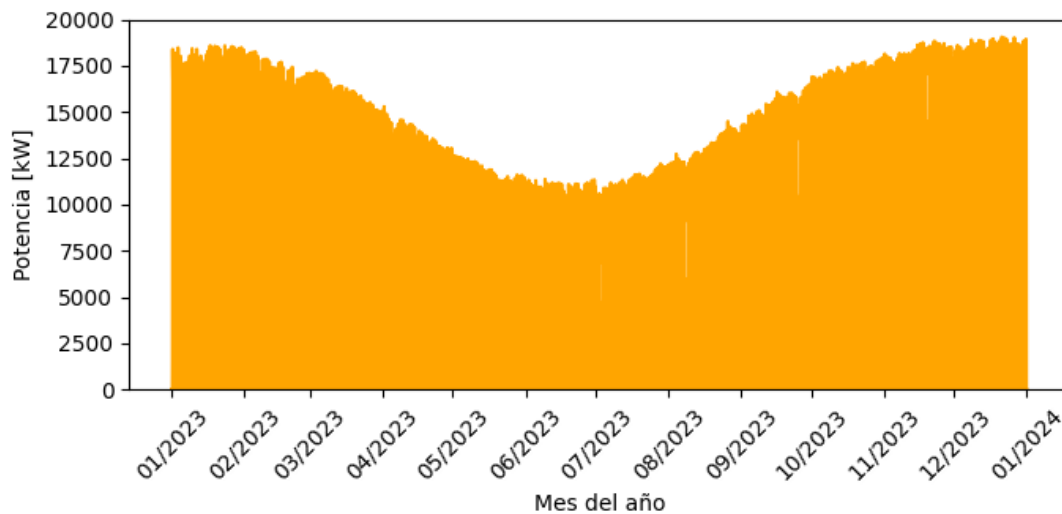


Figura 4.4: Perfil de generación planta CSP.

De la figura anterior se puede observar como varía la producción anual de la planta PV, este perfil de generación presenta una clara estacionalidad durante el año, en donde los meses de invierno la planta no logra alcanzar la capacidad de diseño, también es importante notar que en los meses de verano, la potencia máxima alcanza como máximo el 90 % de la producción nominal.

#### Variación diaria en la generación en periodo de verano

La Figura 4.5 muestra el perfil de generación para un periodo típico de verano, el cual viene desde el 24 al 30 de enero.

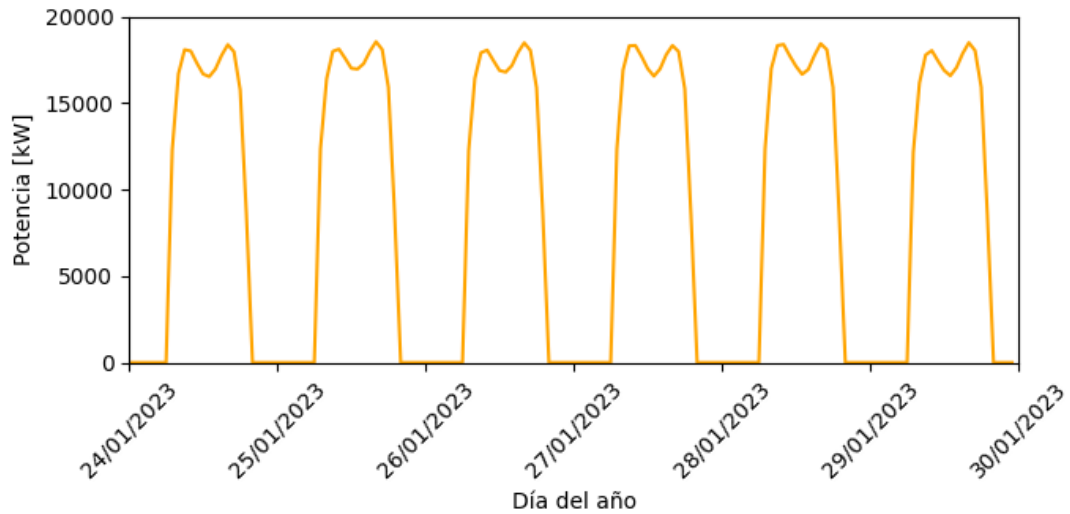


Figura 4.5: Perfil de generación diaria planta PV en verano.

#### Variación diaria en la generación en periodo de invierno

En este caso se muestra la variación diaria para los días comprendidos entre el 24 de junio al 7 de julio.

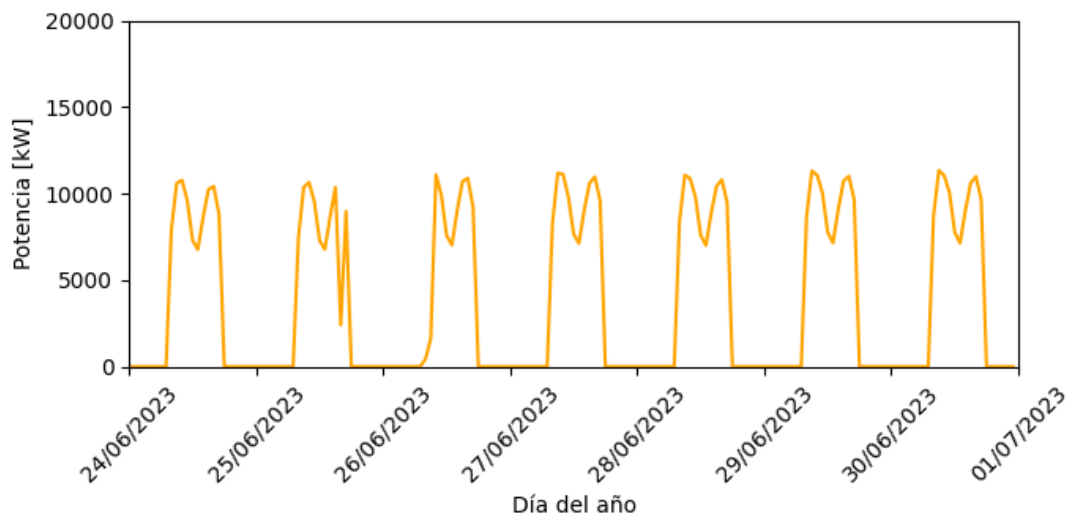


Figura 4.6: Perfil de generación diaria planta CSP en invierno.

En la Figuras 4.5 y 4.6 se muestra la variabilidad y la intermitencia de la tecnología durante el día, esto último puede llevar a efectos perjudiciales en los electrolizadores como a una temprana degradación por sus frecuentes arranques y paradas [16].

## Producción de hidrógeno

En la Figura 4.7 se muestra la producción mensual de hidrógeno para el caso 1.

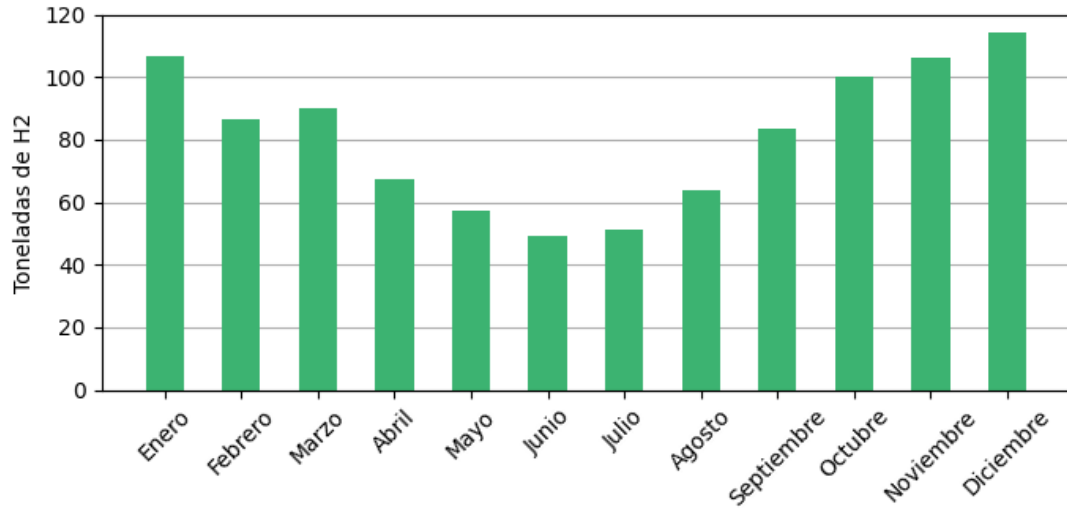


Figura 4.7: Producción mensual de hidrógeno para el caso 1.

Como se pudo observar anteriormente, la generación de la planta PV presenta una elevada variabilidad con la estacionalidad, y esto se ve reflejado en la Figura 4.7 donde se observa una baja producción de la planta PEM en los meses de invierno en el sitio de estudio.

## 4.2.2. Caso 2: CSP acoplado a planta PEM 18 MW

### Generación diaria durante un año de operación

La Figura 4.8 presenta el perfil de generación de la planta Gemasolar en la locación estudiada.

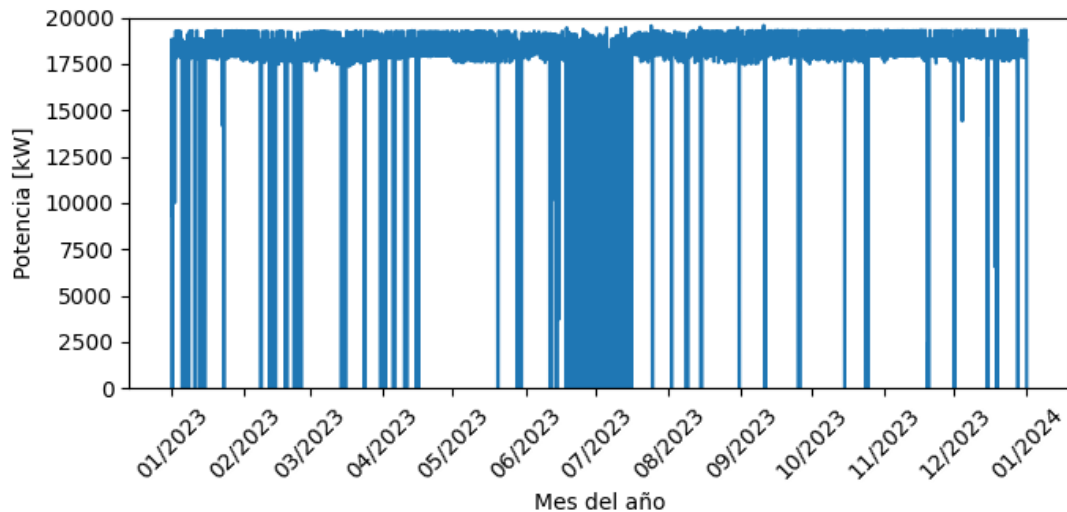


Figura 4.8: Perfil de generación planta CSP.

De la figura anterior se puede observar que durante la temporada de invierno, la producción de la planta CSP no es suficiente para cubrir la carga base. La descarga completa del sistema de almacenamiento de energía térmica (TES) y el apagado frecuente del bloque de energía durante algunas horas de la noche explican la mayor concentración de color en el centro de la figura. Por otro lado, en las estaciones con mayor radiación solar, a pesar que la producción nominal disminuye al mínimo en algunas horas de la mañana temprano, la turbina no se apaga completamente en la mayoría de los casos, esto se puede apreciar con más detalle en la siguiente sección.

### Variación diaria en la generación en periodo de verano

La Figura 4.9 muestra el perfil de generación para un periodo típico de verano.

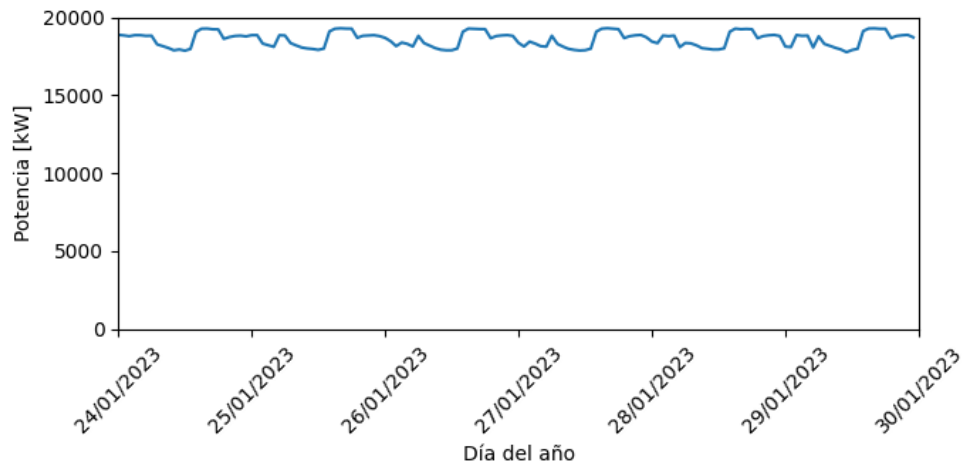


Figura 4.9: Perfil de generación diaria planta CSP en verano.

En la Figura 4.9 es posible observar como el sistema CSP+TES pueden suministrar energía al electrolizador durante todas las horas, esto gracias a las 15 horas de almacenamiento de la planta, y sumado a los niveles del recurso solar del lugar de estudio. Debido a esto, la CSP autónoma es capaz de proporcionar una salida de potencia constante, generando una mayor estabilidad al proceso de electrólisis.

#### Variación diaria en la generación en periodo de invierno

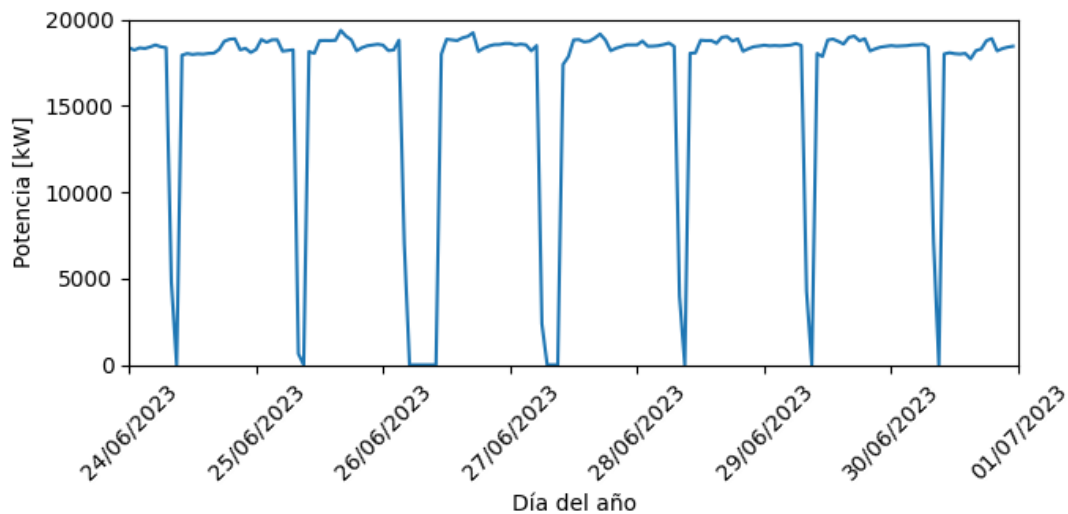


Figura 4.10: Perfil de generación diaria planta CSP en invierno.

Como se puede observar en la Figura 4.10, el sistema de almacenamiento térmico

(TES) no es suficiente para generar electricidad de manera continua. Esto implica que el electrolizador también operará de forma intermitente, apagándose temprano en la mañana hasta que se alcance la potencia térmica mínima para que la planta CSP vuelva a funcionar.

### Producción de hidrógeno

En la Figura 4.11 se muestra la producción mensual de hidrógeno para el caso 2.

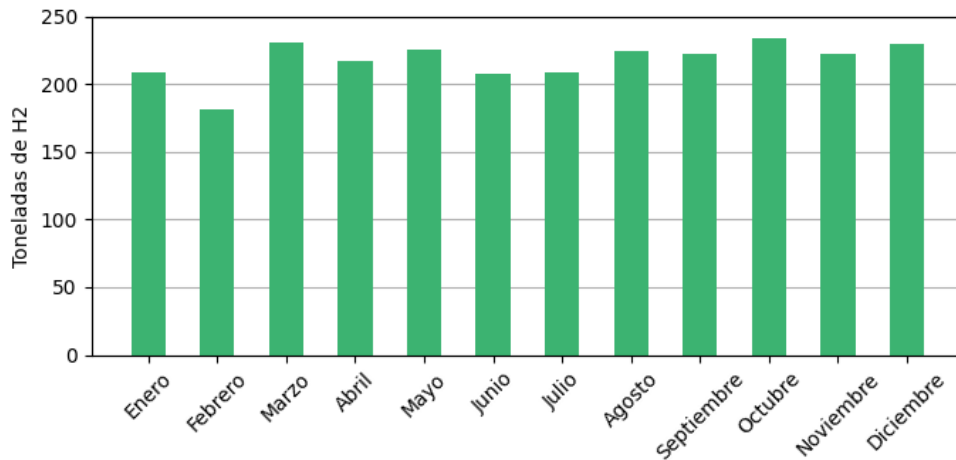


Figura 4.11: Producción mensual de hidrógeno para el caso 2.

De la Figura precedente se observa que la producción mensual de la planta de electrólisis, si bien se presenta una variación producto de la estacionalidad esta no es fluctuante como en el caso anterior. La producción más baja se presenta en febrero, esto es debido al fenómeno del invierno Altiplanico, y en conjunto a que tiene una menor cantidad de días. Lo siguen los meses correspondientes a Junio y Julio. Aún así, la producción presenta poca variación durante el año de operación, esto es gracias a la despachabilidad que presenta el almacenamiento.

### 4.2.3. Caso 3: CSP + PV híbrido acoplado a planta PEM de 18 MW

#### Generación diaria durante un año de operación

La Figura 4.12 presenta el perfil de generación de la planta solar híbrida.

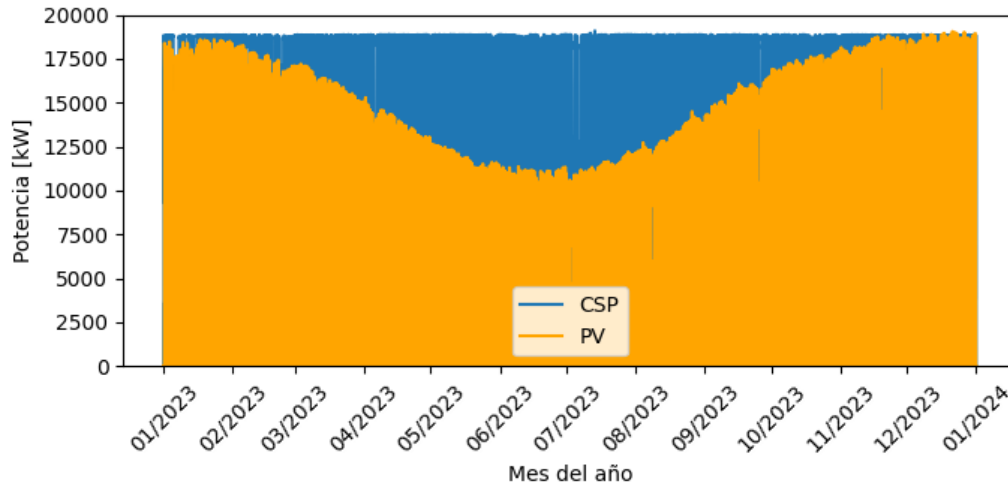


Figura 4.12: Perfil de generación planta híbrida CSP-PV.

#### Variación diaria en la generación en periodo de verano

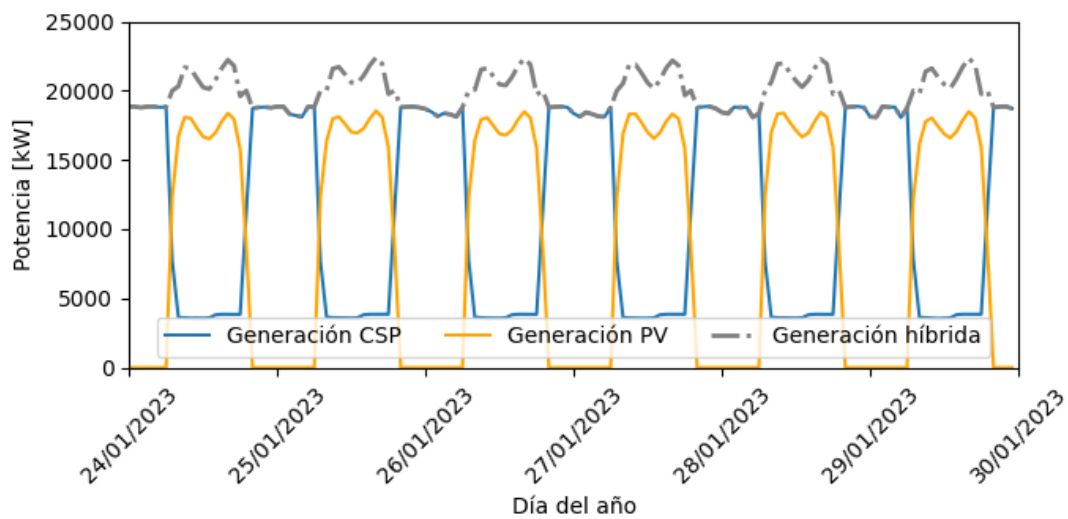


Figura 4.13: Perfil de generación diaria planta CSP + PV en verano.

La Figura 4.13 muestra la dinámica en la operación de la planta híbrida para un periodo representativo de verano. Es importante destacar como la producción de la planta CSP complementa la producción de la planta PV para proporcionar una producción uniforme. Esto se logra gracias a la tecnología despachable del almacenamiento.

### Variación diaria en la generación en periodo de invierno

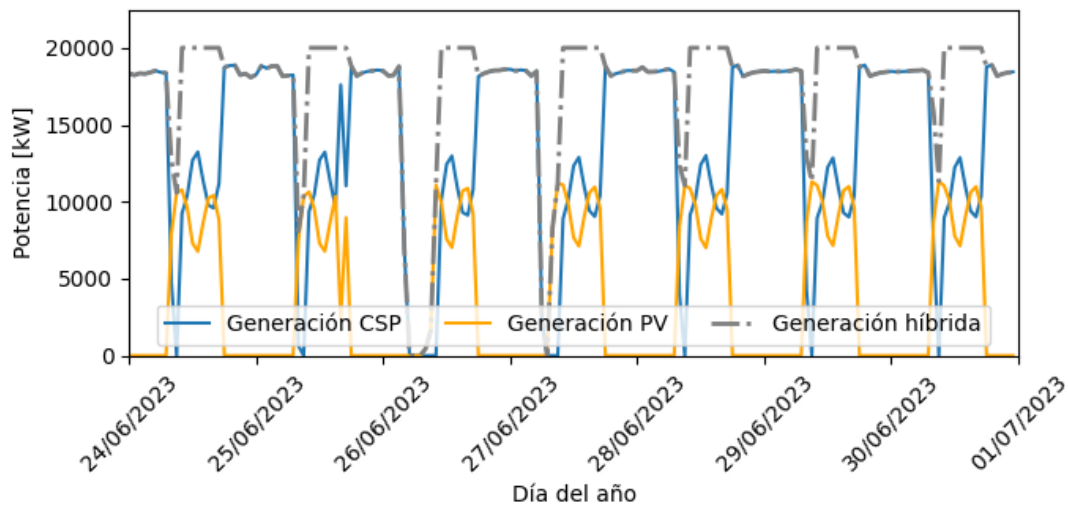


Figura 4.14: Perfil de generación diaria planta CSP + PV en invierno.

En la Figura 4.14 se observa que durante el invierno existe una diferencia en la capacidad máxima de generación híbrida en contraste con lo ocurrido en verano, esto es debido a la baja en la producción de la planta PV. Aún así, gracias a las características de la planta Gemasolar y el recurso solar del lugar de estudio, es posible mantener la mayor cantidad de tiempo la planta de electrolisis en funcionamiento a su capacidad de diseño.

## Producción de hidrógeno

En la Figura 4.15 se muestra la producción mensual de hidrógeno para el caso híbrido.

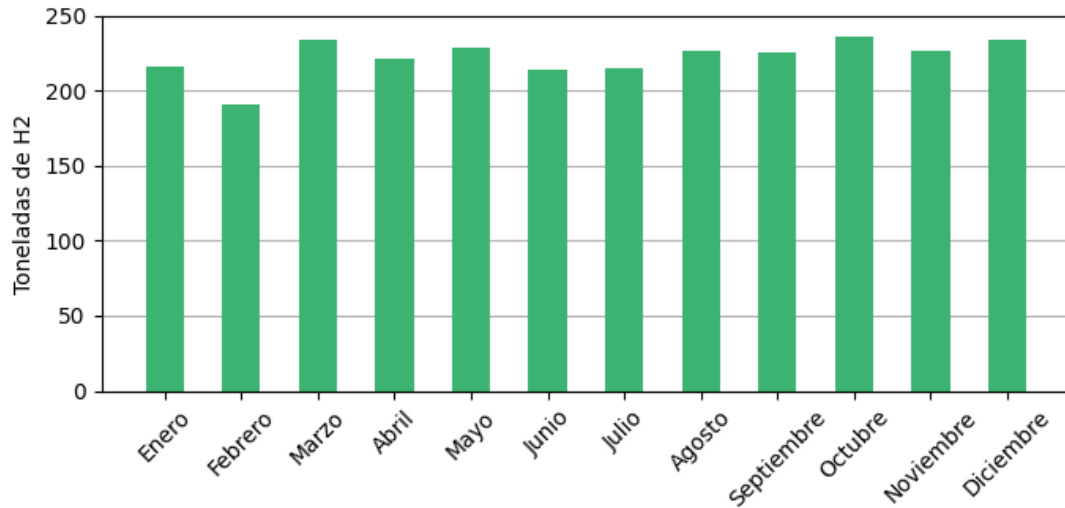


Figura 4.15: Producción mensual de hidrógeno para el caso 3.

De la Figura 4.15 se observa que la producción mensual de la planta de electrólisis sigue la misma variabilidad del caso anterior, pero con una mayor cantidad de toneladas, esto se explica debido a que las características de la planta de diseño (15 horas de almacenamiento) y el elevado recurso solar, permite una producción casi homogénea. La hibridación de las tecnologías permite operar con un menor factor de carga a la planta CSP, viendo su beneficio en la evaluación económica que se verá más adelante.

#### 4.2.4. Caso 4: CSP + PV acoplado a planta PEM de 35 MW

##### Generación diaria durante un año de operación

La Figura 4.16 presenta el perfil de generación de la planta Gemasolar, añadido con el perfil de generación de la plant PV Adrar Solar en la locación estudiada.

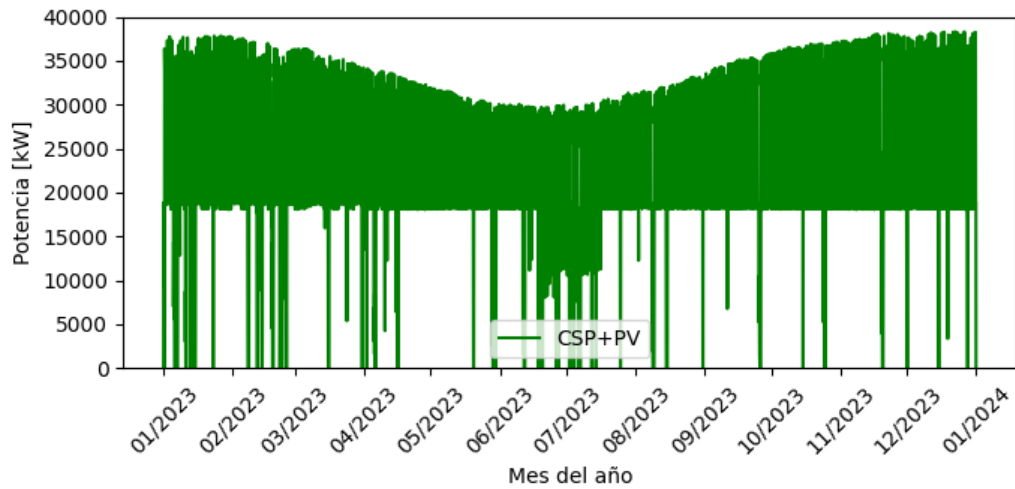


Figura 4.16: Perfil de generación planta CSP + PV.

##### Variación diaria en la generación en periodo de verano

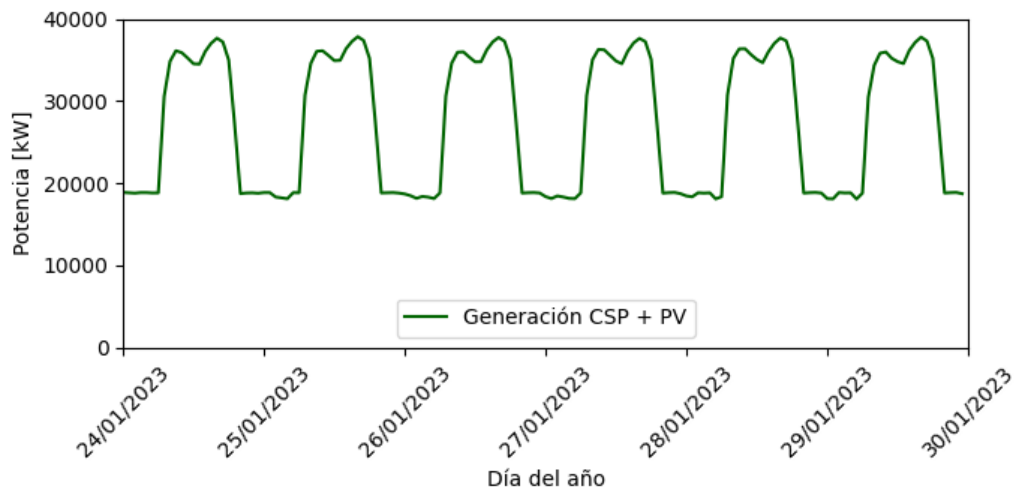


Figura 4.17: Perfil de generación diaria planta CSP + PV en verano.

### Variación diaria en la generación en periodo de invierno

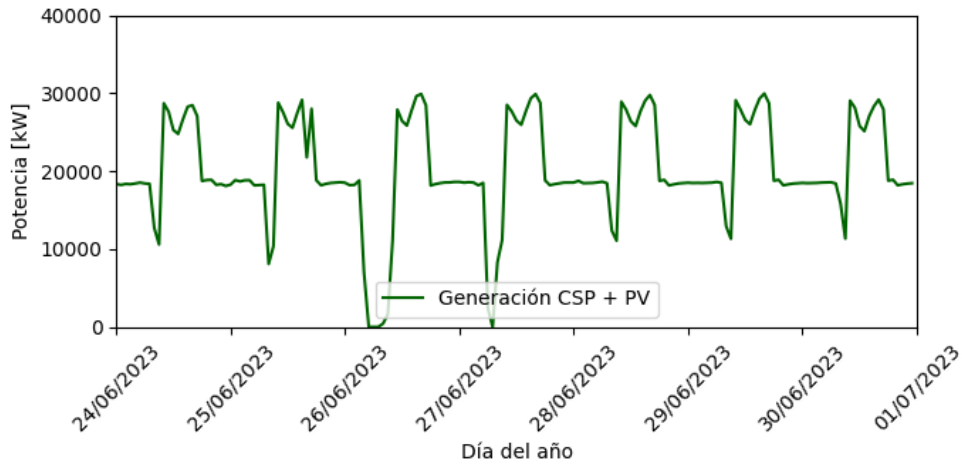


Figura 4.18: Perfil de generación diaria planta CSP + PV en invierno.

Como se pudo apreciar en las figuras precedentes, el perfil de generación permite alcanzar los 40 MW en periodos donde la planta PV esta en funcionamiento para los días de verano (ver Figura 4.17). Por otro lado, y como se pudo apreciar en el caso 2, la planta PV reduce su producción durante los meses de invierno, por lo que no es posible alcanzar los niveles de potencia generados en el periodo de verano, detalle de esto se aprecia en la Figura 4.18.

### Producción de hidrógeno

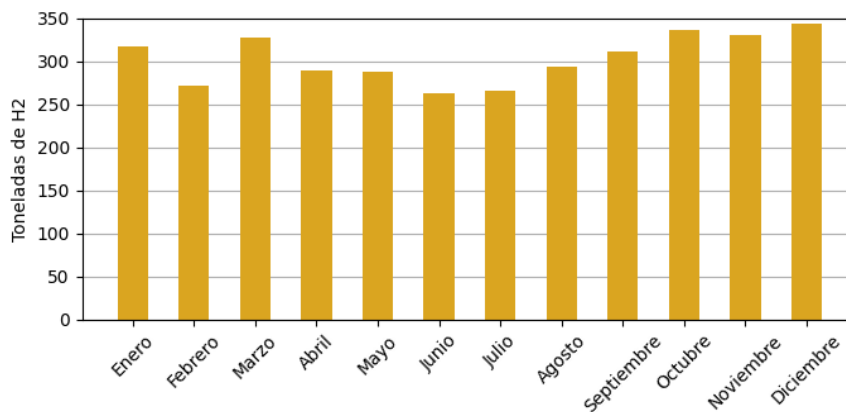


Figura 4.19: Producción mensual de hidrógeno para el caso 4.

En la Figura 4.19 al igual que en los casos anterior se puede observar la diferencias en la producción acorde al periodo del año, en donde los meses de menor producción siguen correspondiendo a los meses de invierno y febrero.

#### 4.2.5. Comparación de casos

En la Tabla 4.6 presenta una comparación de los casos estudiados.

Tabla 4.6: Producción de hidrógeno y toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>.

<b>Configuración</b>	<b>Ton H<sub>2</sub>/año</b>	<b>tCO<sub>2</sub>eq/año</b>
PV-PEM/18 MW	975	16.480
CSP-PEM/18 MW	2.611	45.152
HYB-PEM/18 MW	2.666	47.612
CSP+PV-PEM/35 MW	3.634	61.632

De la Tabla 4.6 se aprecia claramente que el caso 4 produce la mayor cantidad de hidrógeno puesto que presenta el perfil de generación constante acoplado a un tamaño de planta de electrolisis mayor que en el resto de los casos. Por otro lado, la operación de la planta de concentración solar contribuye en mayor medida al abatimiento anual de CO<sub>2</sub> equivalente en comparación con la tecnología PV, esta métrica permite cuantificar de cierto modo la reducción de este contaminante, la evaluación de proyectos ambientales, además se alinea con el foco que el mundo está tomando para llegar al objetivo de lograr la neutralidad de carbono para 2050.

### 4.3. Resultados económicos

#### 4.3.1. Costo nivelado de energía (LCOE)

La Tabla 4.7 muestra los resultados obtenidos de este indicador en las plantas simuladas en el sitio de estudio.

Tabla 4.7: Resultados del costo nivelado de electricidad.

<b>Tecnología/Configuración</b>	<b>Escenario 2024</b>	<b>Escenario 2030</b>
LCOE PV [USD/MWh]	37,30	15,73
LCOE CSP [USD/MWh]	85,80	57,03
LCOE HYB [USD/MWh]	79,14	51,01

De la Tabla 4.7 se puede observar que tanto en los escenarios actuales como futuros, la tecnología fotovoltaica (PV) logra el costo específico de energía más bajo con una reducción aproximada del 58 % entre ambos escenarios temporales, su bajo costo es debido principalmente por su menor costos de inversión comparado con la tecnología CSP. En segundo lugar se encuentra el costo estimado de energía logrado por una planta solar híbrida, y en último lugar el costo de energía de una planta CSP. Vale la pena señalar que la generación CSP muestra una reducción de costos de solo un 30 % entre los escenarios actuales y futuros.

### 4.3.2. Costo nivelado de hidrógeno (LCOH)

En la Tabla 4.8 se muestran los resultados para el costo nivelado de hidrógeno, también se indican el costo de la energía para los casos evaluados.

Tabla 4.8: Comparación de resultados LCOH.

<b>Configuración</b>	<b>Costo energía 2024</b>	<b>LCOH 2024</b>	<b>Costo energía 2030</b>	<b>LCOH 2030</b>
PV-PEM/18 MW	37,30	5,76	15,73	2,86
CSP-PEM/18 MW	85,80	6,63	57,03	4,26
HYB-PEM/18 MW	79,14	6,37	51,01	3,99
CSP+PV-PEM/35 MW	123,1	6,40	72,76	3,88

Los costos alcanzados para el escenario actual no son iguales para todas las vías analizadas, sin embargo, claramente no son competitivos con el hidrógeno basado en combustibles fósiles o “gris” hoy en día, independientemente del caso bajo análisis. Si bien para el año 2030 existe una reducción de costos significativa, está no alcanza un valor menor a 2 [USD/kg H<sub>2</sub>]. Aún así, vale la pena señalar que todos los costos encontrados para 2024 están de acuerdo con el costo nivelado del hidrógeno basado en energías renovables según lo informado por la IEA en su informe “The Future Of Hydrogen”, que fluctúa entre 3 y 7.5 [USD/kg H<sub>2</sub>] [6], lo mismo sucede con lo publicado por IRENA, donde estima un LCOH entre 4-5 [USD/kg H<sub>2</sub>] para un sistema PV en Chile [78]. Por otra parte, comparando los resultados del costo nivelado con los trabajos realizados cerca de las coordenadas del estudio, estos son levemente mayor para los casos PV/PEM y CSP/PEM presentados por Gallardo et al. [47], en donde el autor reporta un valor de 3,31 [USD/kg H<sub>2</sub>] y 4,62 [USD/kg H<sub>2</sub>] respectivamente, aún

así, es importante indicar que en este trabajo, el autor asume el LCOE en base a lo reportado en la literatura, siendo estos 21 [USD/MWh] y 55 [USD/MWh] para la planta PV y CSP respectivamente. Caso similar ocurre para el costo nivelado obtenido por Moraga et al. [43], donde obtiene un LCOH de 4,05 [USD/kg H<sub>2</sub>], 5,10 [USD/kg H<sub>2</sub>] y 4,81 [USD/kg H<sub>2</sub>] para los casos PV, CSP e híbrido respectivamente, pero utilizando un factor de conversión para la producción del hidrógeno. Para un mejor análisis de los factores que ponderan los resultados del costo nivelado del hidrógeno de este trabajo, la Figura 4.20 presenta el desglose de este indicador.

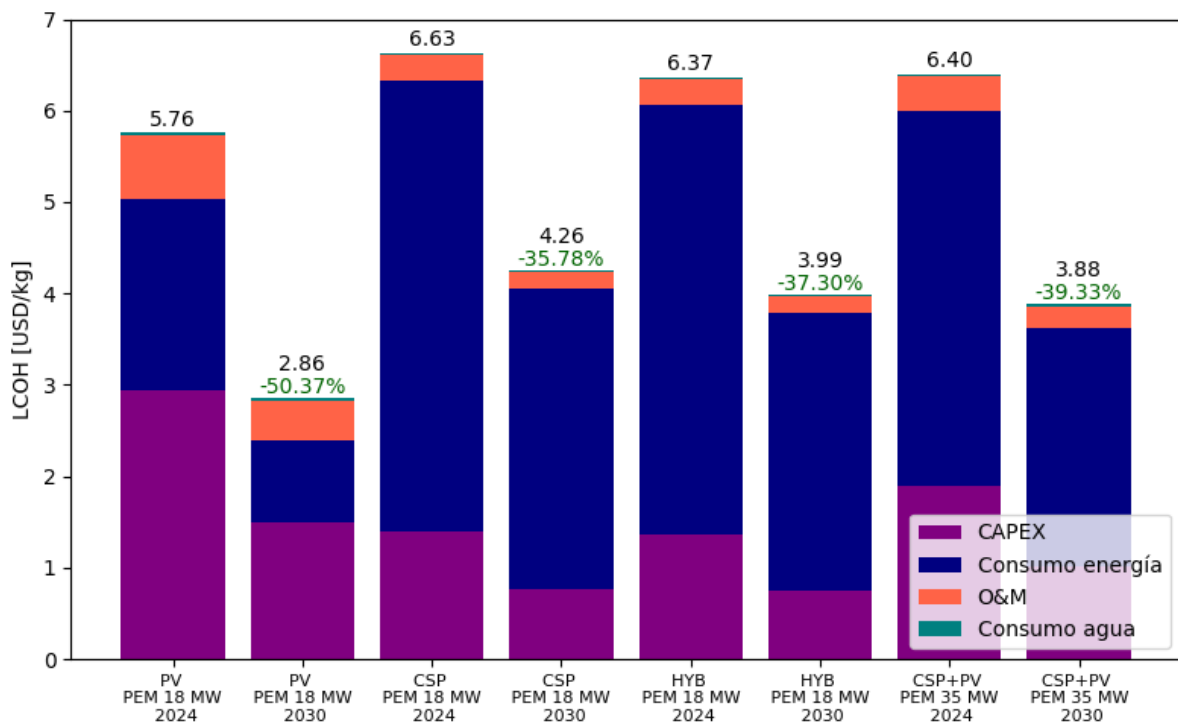


Figura 4.20: Desglose del costo nivelado de hidrógeno.

Como se puede apreciar en la Figura 4.20, solamente para el caso PV el CAPEX representa el costo mayoritario con un 51,1 %, esto se debe principalmente a que el costo de inversión de una planta PEM es alto para la cantidad de hidrógeno que se produce mediante una planta PV, tecnología que representa un menor costo de inversión, el resto de las contribuciones se las lleva el consumo de energía con un 36,4 %, seguido por O&M con un 12 %, el consumo del agua es casi imperceptible para todos los casos. Para el año 2030 si bien existe una reducción del orden del 50 % en el LCOH, el desglose del indicador mantiene valores similares con un 52,6 %, 30,9 % y 15,4 %

para el CAPEX, consumo de agua y O&M respectivamente. La opción más costosa para la producción de hidrógeno es el caso CSP con un LCOH de 6,63 [USD/kg H<sub>2</sub>], esto se debe mayoritariamente por el consumo de energía con un 74,4 %, coincidente con el mayor LCOE si se compara con la tecnología PV e híbrida. El CAPEX y O&M representan un 21 % y un 4,14 % del LCOH respectivamente. Si bien para el año 2030 el costo del hidrógeno se de reducido en un 35,78 %, el porcentaje prioritario sigue siendo del consumo de energía con un 77 %, mientras que el CAPEX ve reducido su contribución en un 18 % y O&M con un 4,2 %. Para el caso híbrido a pesar de que el costo de la energía consumida por el electrolizador es menor debido al menor LCOE de la hibridación comparado con el caso CSP, el porcentaje de contribución sigue siendo elevado con un 73,85 %. Por otro lado, el caso híbrido representa una reducción del 37,3 % para el año 2030, siendo este valor contribuido por un 75,9 %, 18,9 % y 4,4 % por el consumo de energía, CAPEX y O&M respectivamente. Para el último caso evaluado, a pesar de que el tamaño de la planta de 35 MW solo puede tener horas de carga completa para las horas de la tarde, el costo nivelado del hidrógeno es menor comparado con el caso CSP, y solo 0,4 [USD/kg H<sub>2</sub>] mayor que el caso híbrido. Lo anterior es mayormente debido a la contribución de la planta PV, en donde gracias a su bajo CAPEX, es posible producir hidrógeno a bajo costo, sumado a que gracias al alto factor de capacidad de la CSP, es posible producir cerca de 1000 toneladas más de hidrógeno comparado con el caso CSP, amortiguando el coste nivelado de este último. Siguiendo en esa misma línea, debido a las menos horas de carga completa de la planta PEM, el CAPEX contribuye con un 29,5 %, mientras que el consumo de energía representa un 64,5 %. Para el horizonte 2030, se espera una reducción del 39,3 %, con una contribución en mayor medida del consumo de energía con un 66,8 %, el CAPEX y O&M representan el 26,2 % y el 6,2 % respectivamente.

### 4.3.3. Análisis de sensibilidad

Se realiza un análisis de sensibilidad en orden de cuantificar el impacto en la variación de los parámetros claves que conllevan en el costo nivelado de hidrógeno. Los parámetros seleccionados son el CAPEX y el costo de energía, ambos parámetros fueron variados en un rango de  $\pm 10\%$  respecto de sus valores base, para proceder con el nuevo cálculo del costo nivelado del hidrógeno. Los resultados para el caso 2024 se muestran en la Figura 4.21.

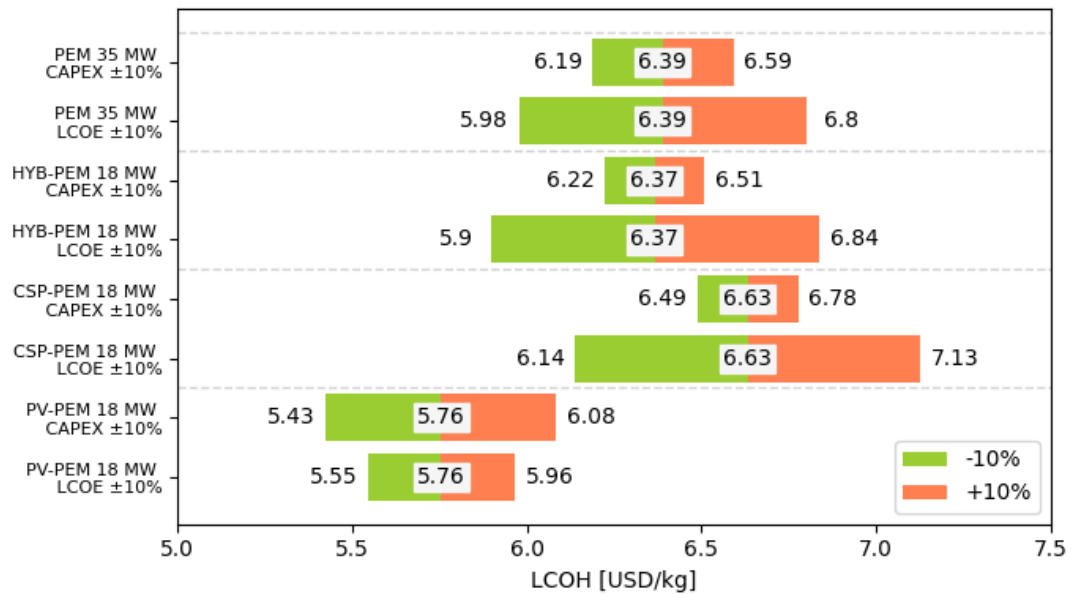


Figura 4.21: Análisis de sensibilidad para el año 2024.

Los resultados del análisis confirman que el costo de la energía es el parámetro más relevante para todos los casos en donde la planta CSP es participe, variando entre un  $\pm 7-8\%$  en el LCOH final. Con respecto al CAPEX, este tiene un menor impacto, con una variación entre un  $\pm 2-3\%$  en el LCOH resultante. Para el caso PV, el mayor impacto en el LCOH se obtiene por el CAPEX con un variación entre el  $\pm 5-6\%$ , el costo de la energía representa una variación del orden del  $\pm 3-4\%$ . Los resultados del análisis para el año 2030 se muestran en la Figura 4.22

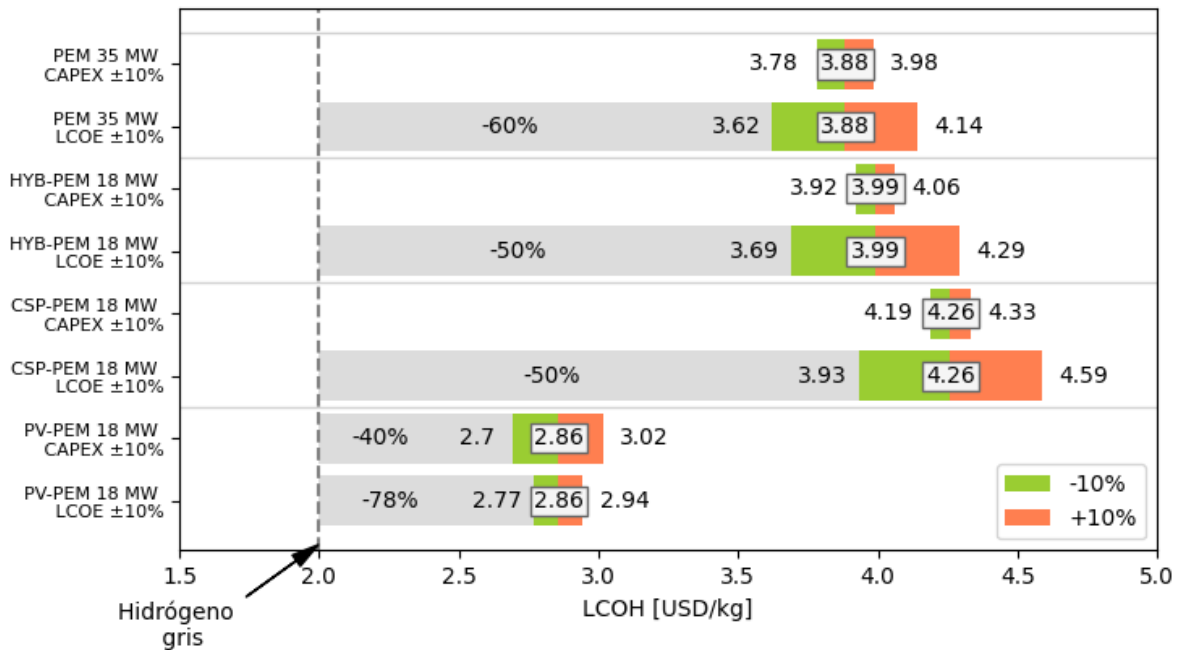


Figura 4.22: Análisis de sensibilidad para el año 2030.

Si bien en la Figura 4.22 se observa que la variación en un 10 % de los parámetros del análisis conllevan a resultados similares en la variación del costo nivelado del hidrógeno final, en esta también se aprecia el porcentaje de variación necesario en estos parámetros para poder llegar al costo del hidrógeno gris. Para el caso PV, una reducción de un 50 % solamente en el CAPEX podría reducir el costo nivelado para obtener un valor de 2 [USD/kg H<sub>2</sub>], mientras que variando en un 88 % el costo de la energía proveniente de la planta PV se podría obtener un valor competitivo con el hidrógeno gris. Para los casos en donde el acoplamiento es con la tecnología CSP, una reducción ± 60-70 % en el LCOE de esta última puede llegar a alcanzar el costo del hidrógeno gris, lo que abre una puerta considerable para mejorar y una clara oportunidad para reducir el costo del hidrógeno verde vía esta tecnología.

# Conclusiones

Este trabajo tuvo como objetivo evaluar la viabilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde, para eso se utilizaron diseño de plantas reales para una mayor concordancia con la realidad, además para la planta de electrólisis se buscó acercar mediante el modelado de los fenómenos químicos que ocurren en la reacción y su integración con un perfil de generación variable como la solar. A través del análisis de 4 casos que buscan representar las distintas variables que afectan la economía del hidrógeno verde se hacen las siguientes conclusiones.

En primer lugar, desde un punto de vista económico, esta tesis ha identificado que ninguno de los caminos de producción de hidrógeno solar alcanza costos inferiores a 2 [USD/kgH<sub>2</sub>] en el escenario actual (2024). Por lo tanto, se puede concluir que hoy en día resulta complejo para el hidrógeno verde competir económicamente con la producción de hidrógeno a base de combustibles fósiles. Si bien esta situación se mantendría para el 2030, del análisis de sensibilidad se observa que con solo la reducción del costo de la energía es posible alcanzar los niveles del hidrógeno gris. Dicha situación no parece lejana, puesto que para finales del 2023, China tiene en proceso de construcción 30 plantas CSP, la activación del mercado CSP en ese país podría incentivar la reducción de costos, similar al caso PV en la década pasada. En esa misma línea, con una reducción en el costo de la energía de la CSP, sería posible acoplar el sistema a una planta PEM de mayor capacidad sin importar el factor de carga de esta.

En segundo lugar, desde un punto de vista técnico, una planta solar híbrida ofrece beneficios complementarios o adicionales, como una mayor estabilidad y confiabilidad en la producción de hidrógeno, ya que es más flexible y menos dependiente de la variación diaria y estacional del recurso solar. Aunque la producción de hidrógeno basada en PV autónoma es la alternativa más económica, es posible que no proporcione los volúmenes necesarios para algunos casos de demanda. En contraste, una planta

solar híbrida puede producir no solo mayores cantidades de electricidad e hidrógeno, sino también evitar la emisión de aproximadamente 2700 tCO<sub>2</sub> más que una planta PV autónoma por año, lo que también la convierte en una mejor opción ambiental.

Si se analiza holísticamente cada camino, la hibridación de tecnologías solares no solo sería factible, sino también imperativa para lograr un equilibrio entre un precio competitivo (no necesariamente el más bajo) y un mayor potencial de producción de hidrógeno solar a gran escala. Los proyectos dedicados de hidrógeno verde a partir de la combinación de PV y CSP pueden aprovechar las ventajas que cada tecnología tiene por separado, por lo que podría ser una alternativa auspiciosa en uno de los lugares con mayor potencial de energía solar en el mundo: el Desierto de Atacama en el norte de Chile.

Para futuros trabajos, se aconseja cambiar la metodología a un régimen transitorio para evaluar la diferencia en los valores con la fluctuación inherente de las tecnologías, además, se aconseja evaluar la producción de hidrógeno conectado a la red, para evaluar el potencial económico de la planta PEM. También, para una evaluación económica más completa, resulta necesario evaluar el trabajo en base a otros indicadores económicos que muestren la viabilidad económica del proyecto, como el caso del VAN y el TIR.

# Bibliografía

- [1] Nico Bauer, Jérôme Hilaire, Robert J. Brecha, Jae Edmonds, Kejun Jiang, Elmar Kriegler, Hans-Holger Rogner, and Fabio Sferra. Assessing global fossil fuel availability in a scenario framework. *Energy*, 111:580–592, 2016.
- [2] Carl-Friedrich Schleussner, Joeri Rogelj, Michiel Schaeffer, Tabea Lissner, Rachel Licker, Erich M Fischer, Reto Knutti, Anders Levermann, Katja Frieler, and William Hare. Science and policy characteristics of the paris agreement temperature goal. *Nature Climate Change*, 6(9):827–835, 2016.
- [3] Stéphanie Bouckaert, Araceli Fernandez Pales, Christophe McGlade, Uwe Remme, Brent Wanner, Laszlo Varro, Davide D’Ambrosio, and Thomas Spencer. Net zero by 2050: A roadmap for the global energy sector. 2021.
- [4] F.R. Pazheri, M.F. Othman, and N.H. Malik. A review on global renewable electricity scenario. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31:835–845, 2014.
- [5] A. G. Olabi, Adel saleh bahri, Aasim Ahmed Abdelghafar, Ahmad Baroutaji, Enas Taha Sayed, Abdul Hai Alami, Hegazy Rezk, and Mohammad Ali Abdelkareem. Large-vs-scale hydrogen production and storage technologies: Current status and future directions. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46:23498–23528, 7 2021.
- [6] IEA. The future of hydrogen. Technical report, IEA, Paris, 2019. License: CC BY 4.0.
- [7] IRENA and World Trade Organization (WTO). International trade and green hydrogen: Supporting the global transition to a low-carbon economy. Technical report, IRENA and WTO, 2023. ISBN: 978-92-870-7563-5.

- [8] Ankica Kovač, Matej Paranos, and Doria Marciuš. Hydrogen in energy transition: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(16):10016–10035, 2021. *Hydrogen and Fuel Cells*.
- [9] Michael Ball and Martin Wietschel. The future of hydrogen – opportunities and challenges. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(2):615–627, 2009.
- [10] IEA. *Global hydrogen review 2023*. Technical report, IEA, Paris, 2023. License: CC BY 4.0.
- [11] Eng. Waseem Saeed and Eng. Ghaith Warkozek. Modeling and analysis of renewable pem fuel cell system. *Energy Procedia*, 74:87–101, 2015. *The International Conference on Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability –TMREES15*.
- [12] Habeebllah Oladipo, Ahmed Yusuf, Samar Al Jitan, and Giovanni Palmisano. Overview and challenges of the photolytic and photocatalytic splitting of h<sub>2</sub>s. *Catalysis Today*, 380:125–137, 2021. *SI:Photo(thermo)catalysis*.
- [13] Foteini M. Sapountzi, Jose M. Gracia, C.J. (Kees-Jan) Weststrate, Hans O.A. Fredriksson, and J.W. (Hans) Niemantsverdriet. Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas. *Progress in Energy and Combustion Science*, 58:1–35, 2017.
- [14] Alfredo Ursúa and Pablo Sanchis. Static–dynamic modelling of the electrical behaviour of a commercial advanced alkaline water electrolyser. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(24):18598–18614, 2012.
- [15] Ivan Pecenati. Modeling and simulation of high temperature electrolysis coupled with concentrated solar power for hydrogen production. *PhD thesis*, Scuola di Ingegneria Industriale e dell’Informazione, 2019.
- [16] S. Shiva Kumar and V. Himabindu. Hydrogen production by pem water electrolysis – a review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3):442–454, 2019.
- [17] S.A. Grigoriev, V.N. Fateev, D.G. Bessarabov, and P. Millet. Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(49):26036–26058, 2020. *Progress in Hydrogen Production and Utilization*.

- [18] S. Shiva Kumar and Hankwon Lim. An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports*, 8:13793–13813, 2022.
- [19] Marcelo Carmo, David L. Fritz, Jürgen Mergel, and Detlef Stolten. A comprehensive review on pem water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38:4901–4934, 4 2013.
- [20] Ángel Hernández-Gómez, Victor Ramirez, and Damien Guilbert. Investigation of pem electrolyzer modeling: Electrical domain, efficiency, and specific energy consumption. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(29):14625–14639, 2020.
- [21] Ethem Toklu, Arzu Coskun Avci, Kamil Kaygusuz, and Mahmut Gur. A research on hydrogen production from industrial waste heat by thermal water splitting. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(24):10071–10079, 2016.
- [22] Dohyung Jang, Jaedong Kim, Dongmin Kim, Won-Bi Han, and Sanggyu Kang. Techno-economic analysis and monte carlo simulation of green hydrogen production technology through various water electrolysis technologies. *Energy Conversion and Management*, 258:115499, 2022.
- [23] Wu Xu and Keith Scott. The effects of ionomer content on pem water electrolyser membrane electrode assembly performance. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(21):12029–12037, 2010. VIII symposium of the Mexican Hydrogen Society.
- [24] D.S. Falcão and A.M.F.R. Pinto. A review on pem electrolyzer modelling: Guidelines for beginners. *Journal of Cleaner Production*, 261:121184, 2020.
- [25] C. F. Guerra and L. R. Bozo. El hidrógeno como vector energético: Pieza clave en la descontaminación de la economía chilena, 2019.
- [26] Henrietta W. Langmi, Nicolaas Engelbrecht, Phillimon M. Modisha, and Dmitri Bessarabov. Chapter 13 - hydrogen storage. In Tom Smolinka and Jurgen Garche, editors, *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications*, pages 455–486. Elsevier, 2022.
- [27] IEA. Global hydrogen review 2021. Technical report, IEA, Paris, 2021. License: CC BY 4.0.

- [28] Ministerio de Energía; Subsecretaría de Energía; División de Combustibles y Nuevos Energéticos. Estrategia nacional de hidrógeno verde, 2020-11-01.
- [29] Alberto Ortega, Rodrigo Escobar, Sergio Colle, and Samuel Luna de Abreu. The state of solar energy resource assessment in chile. *Renewable Energy*, 35(11):2514–2524, 2010.
- [30] Catalina Hernández, Rodrigo Barraza, Alejandro Saez, Mercedes Ibarra, and Danilo Estay. Potential map for the installation of concentrated solar power towers in chile. *Energies*, 13(9), 2020.
- [31] Rodrigo A. Escobar, Cristián Cortés, Alan Pino, Marcelo Salgado, Enio Bueno Pereira, Fernando Ramos Martins, John Boland, and José Miguel Cardemil. Estimating the potential for solar energy utilization in chile by satellite-derived data and ground station measurements. *Solar Energy*, 121:139–151, 2015. ISES Solar World Congress 2013 (SWC2013) Special Issue.
- [32] Adriana Zurita, Armando Castillejo-Cuberos, Maurianny García, Carlos Mata-Torres, Yeliz Simsek, Redlich García, Fernando Antonanzas-Torres, and Rodrigo A. Escobar. State of the art and future prospects for solar pv development in chile. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92:701–727, 9 2018.
- [33] Comisión nacional de energía. Capacidad instalada por generación. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>, 2023. Fecha de acceso: 2024-01-20.
- [34] Lee A. Weinstein, James Loomis, Bikram Bhatia, David M. Bierman, Evelyn N. Wang, and Gang Chen. Concentrating solar power. *Chemical Reviews*, 115(23):12797–12838, 2015. PMID: 26511904.
- [35] National Renewable Energy Laboratory. System advisor model version 2022.11.29 (sam 2022.11.21). <https://sam.nrel.gov>. Accessed July 26, 2023.
- [36] Md Tasbirul Islam, Nazmul Huda, A. B. Abdullah, and R. Saidur. A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (csp) technologies: Current status and research trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91:987–1018, 8 2018.

- [37] International Renewable Energy Agency. Renewable power generation costs in 2021. 2022.
- [38] Acciona. Inaugurada planta termosolar cerro dominador en Chile. [https://www.acciona.com/es/actualidad/noticias/inaugurada-planta-termsolar-cerro-dominador-chile/?\\_adin=02021864894](https://www.acciona.com/es/actualidad/noticias/inaugurada-planta-termsolar-cerro-dominador-chile/?_adin=02021864894), 2022. Fecha de acceso: 2024-03-12.
- [39] Carlos Mata-Torres, Rodrigo A. Escobar, and José M. Cardemil. Techno-economic analysis of CSP+PV+MED plant: Electricity and water production for mining industry in Northern Chile. AIP Conference Proceedings, 2033(1):180007, 11 2018.
- [40] José M. Cardemil, Allan R. Starke, Adriana Zurita, Carlos Mata-Torres, and Rodrigo Escobar. Integration schemes for hybrid and polygeneration concentrated solar power plants. WIREs Energy and Environment, 10(6):e412, 2021.
- [41] Catalina Hernández Moris, Maria Teresa Cerda Guevara, Alois Salmon, and Alvaro Lorca. Comparison between concentrated solar power and gas-based generation in terms of economic and flexibility-related aspects in Chile. Energies, 14(4), 2021.
- [42] Andreas Rosenstiel, Nathalie Monnerie, Jürgen Dersch, Martin Roeb, Robert Pitz-Paal, and Christian Sattler. Electrochemical hydrogen production powered by pv/csp hybrid power plants: A modelling approach for cost optimal system design. Energies, 14(12), 2021.
- [43] Francisco Moraga, Maria Teresa Cerda, Frank Dinter, and Francisco Fuentes. Techno-economic analysis of the integration of large-scale hydrogen production and a hybrid csp+pv plant in northern Chile. SolarPACES Conference Proceedings, 1, Dec. 2023.
- [44] C. Tang. Modelling and Techno-economic Analysis of a Hybrid CSP/PV System using Solid Oxide Electrolyser for Hydrogen Production. Dissertation, 2023.
- [45] R. Boudries. Techno-economic study of hydrogen production using csp technology. International Journal of Hydrogen Energy, 43(6):3406–3417, 2018.

- [46] Thomas Grube, Julian Reul, Markus Reuß, Sonya Calnan, Nathalie Monnerie, Rutger Schlatmann, Christian Sattler, Martin Robinius, and Detlef Stolten. A techno-economic perspective on solar-to-hydrogen concepts through 2025. *Sustainable Energy Fuels*, 4:5818–5834, 2020.
- [47] Felipe Ignacio Gallardo, Andrea Monforti Ferrario, Mario Lamagna, Enrico Bocci, Davide Astiaso Garcia, and Tomas E. Baeza-Jeria. 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*, 46:13709–13728, 4 2021.
- [48] Z. Yang, J. Lin, H. Zhang, B. Lin, and G. Lin. A new direct coupling method for photovoltaic module-pem electrolyzer stack for hydrogen production. *Fuel Cells*, 18(4):543–550, 2018.
- [49] H. Tebibel and R. Medjebour. Comparative performance analysis of a grid connected pv system for hydrogen production using pem water, methanol and hybrid sulfur electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(6):3482–3498, 2018.
- [50] Felipe Gallardo, José García, Andrea Monforti Ferrario, Gabriele Comodi, and Justin NW. Chiu. Assessing sizing optimality of off-grid ac-linked solar pv-pem systems for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(64):27303–27325, 2022.
- [51] Pianpian Xiang, Kejun Jiang, Jiachen Wang, Chenmin He, Sha Chen, and Weiyi Jiang. Evaluation of lcoh of conventional technology, energy storage coupled solar pv electrolysis, and htgr in china. *Applied Energy*, 353:122086, 2024.
- [52] Mohamed Nasser and Hamdy Hassan. Techno-enviro-economic analysis of hydrogen production via low and high temperature electrolyzers powered by pv/wind turbines/waste heat. *Energy Conversion and Management*, 278:116693, 2023.
- [53] Ramchandra Bhandari and Ronak Rakesh Shah. Hydrogen as energy carrier: Techno-economic assessment of decentralized hydrogen production in germany. *Renewable Energy*, 177:915–931, 2021.

- [54] Mostafa Rezaei, Alexandr Akimov, and Evan MacA. Gray. Economics of solar-based hydrogen production: Sensitivity to financial and technical factors. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(65):27930–27943, 2022.
- [55] Mustafa Jaradat, Omar Alsotary, Adel Juaidi, Aiman Albatayneh, Asem Alzoubi, and Shiva Gorjian. Potential of producing green hydrogen in Jordan. *Energies*, 15(23), 2022.
- [56] Ministerio de Energía de Chile. Explorador de energía solar. <https://solar.minenergia.cl/exploracion>. Fecha de acceso: 2024-01-23.
- [57] Python Software Foundation. Python programming language. <https://www.python.org/>, 1991. License: Python Software Foundation License.
- [58] F De Andalucía. System advisor model (sam) case study: Gemasolar. Nrel, Case Report, pages 1–10, 2013.
- [59] Jorge A. Gacitúa, Rodrigo Palma-Behnke, José M. Cardemil, María Teresa Cerda, Felipe Godoy, and Frank Dinter. Assessing the synergy between a seawater pumping system for mining facilities and the cooling system of a CSP plant in northern Chile. *Journal of Cleaner Production*, 346:131052, 2022.
- [60] C.A. Amadei, G. Allesina, P. Tartarini, and Wu Yuting. Simulation of gemasolar-based solar tower plants for the Chinese energy market: Influence of plant downsizing and location change. *Renewable Energy*, 55:366–373, 2013.
- [61] Said Bentouba, Mahmoud Bourouis, Nadjat Zioui, Arumugam Pirashanthan, and Dhayalan Velauthapillai. Performance assessment of a 20 MW photovoltaic power plant in a hot climate using real data and simulation tools. *Energy Reports*, 7:7297–7314, 2021.
- [62] Energía Abierta. Factor de emisión SIC/SING. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/factor-de-emision-sic-sing/>. Fecha de acceso: 2024-02-23.
- [63] Meng Ni, Michael K.H. Leung, and Dennis Y.C. Leung. Energy and exergy analysis of hydrogen production by a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer plant. *Energy Conversion and Management*, 49(10):2748–2756, 2008.

- [64] Modeling and Optimization of Renewable Energy Based Systems, chapter 8, pages 221–274. John Wiley Sons, Ltd, 2017.
- [65] Loubna Bousselamti and Mohamed Cherkaoui. Modelling and Assessing the Performance of Hybrid PV-CSP Plants in Morocco: A Parametric Study. International Journal of Photoenergy, 2019:5783927, October 2019. Publisher: Hindawi.
- [66] 2030 solar cost targets. <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/2030-solar-cost-targets>, Fecha de acceso. Fecha de acceso: 2024-03-05.
- [67] Adriana Zurita, Carlos Mata-Torres, José M. Cardemil, and Rodrigo A. Escobar. Assessment of time resolution impact on the modeling of a hybrid csp-pv plant: A case of study in chile. Solar Energy, 202:553–570, 2020.
- [68] Adriana Zurita, Armando Castillejo-Cuberos, Maurianny García, Carlos Mata-Torres, Yeliz Simsek, Redlich García, Fernando Antonanzas-Torres, and Rodrigo A. Escobar. State of the art and future prospects for solar pv development in chile. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 92:701–727, 2018.
- [69] C. Parrado, A. Girard, F. Simon, and E. Fuentealba. 2050 lcoe (levelized cost of energy) projection for a hybrid pv (photovoltaic)-csp (concentrated solar power) plant in the atacama desert. Energy, 94:422–430, 2016.
- [70] Wesley J. Cole, Bethany A. Frew, Pieter J. Gagnon, James Richards, Yinong Sun, Robert M. Margolis, and Michael A. Woodhouse. Sunshot 2030 for photovoltaics (pv): Envisioning a low-cost pv future.
- [71] Rodolfo Dufo-López, Juan M. Lujano-Rojas, and José L. Bernal-Agustín. Optimisation of size and control strategy in utility-scale green hydrogen production systems. International Journal of Hydrogen Energy, 50:292–309, 2024.
- [72] Subramani Krishnan, Vinzenz Koning, Matheus Theodorus de Groot, Arend de Groot, Paola Granados Mendoza, Martin Junginger, and Gert Jan Kramer. Present and future cost of alkaline and pem electrolyser stacks. International Journal of Hydrogen Energy, 48(83):32313–32330, 2023.
- [73] Tsutomu Ioroi, Kazuaki Yasuda, Zyun Siroma, Naoko Fujiwara, and Yoshinori Miyazaki. Thin film electrocatalyst layer for unitized regenerative polymer electrolyte fuel cells. Journal of Power Sources, 112(2):583–587, 2002.

- [74] Kevin Harrison. Mw-scale pem-based electrolyzers for res applications (crada crd-18-00742 final report).
- [75] H-TEC EDUCATION, EXPERIMENTATION, TECHNOLOGY. H-tec mhp electrolyzer data sheet. [https://www.h-tec.com/fileadmin/user\\_upload/produkte/produktseiten/MHP/spec-sheet/H-TEC-Datenblatt-MHP-EN-23-08.pdf](https://www.h-tec.com/fileadmin/user_upload/produkte/produktseiten/MHP/spec-sheet/H-TEC-Datenblatt-MHP-EN-23-08.pdf), 2023. Fecha de acceso: 2023-12-23.
- [76] Plug Power. Plug power electrolyzers. <https://resources.plugpower.com/electrolyzers/ex-4250d-f041122>, 2022. Fecha de acceso: 2023-12-23.
- [77] Carlos Valenzuela, Carlos Mata-Torres, José M. Cardemil, and Rodrigo A. Escobar. Csp+pv hybrid solar plants for power and water cogeneration in northern chile. *Solar Energy*, 157:713–726, 2017.
- [78] International Renewable Energy Agency. Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.

# Anexos

## Anexo A. Simulación SAM CSP

**Design Point Parameters**  
The design point parameters determine the nominal ratings of each part of the power tower system. After specifying the design point parameters here, you can specify details of each component of the system on the Heliostat Field, Tower and Receiver, Thermal Storage, and Power Cycle input pages.

-Heliostat Field-		-Power Cycle-	
Design point DNI	700 W/m <sup>2</sup>	Design turbine gross output	19.899 MWe
Solar multiple	2.5	Estimated net output at design (nameplate)	18.74 MWe
Receiver thermal power	120.75 MWt	Cycle thermal efficiency	0.412
-Tower and Receiver-		Cycle thermal power	48.30 MWt
HTF hot temperature	565 °C		
HTF cold temperature	290 °C		
-Thermal Storage-			
Full load hours of storage	15 hours		
Solar field hours of storage	6.00 hours		
-Electric HTF Heater-			
Enable electric heater to charge cold HTF	<input type="checkbox"/>		
Heater multiple	1.000		
Heater thermal power	0.00 MWt		
Heater hours of storage	0.000 hours		

Figura A1: Parámetros en SAM: System Design.

Heliostat Properties	
Heliostat width	10.9 m
Heliostat height	10.9 m
Ratio of reflective area to profile	0.9642
Single heliostat area	114.56 m <sup>2</sup>
Image error (slope, single-axis)	1.53 mrad
Reflected image conical error	4.327 mrad
Number of heliostat facets - X	7
Number of heliostat facets - Y	5
Heliostat focusing method	Ideal
Heliostat canting method	On-axis
Mirror reflectance and soiling	0.89999

Heliostat Operation	
Heliostat stow/deploy angle	8 deg
Wind stow speed	15 m/s
Heliostat startup energy	0.025 kWe-hr
Heliostat tracking power	0.055 kWe
Design-point DNI	700.0 W/m <sup>2</sup>

Atmospheric Attenuation	
Polynomial coefficient 0	0.006789
Polynomial coefficient 1	0.1046 1/km
Polynomial coefficient 2	-0.017 1/km <sup>2</sup>
Polynomial coefficient 3	0.002845 1/km <sup>3</sup>
Average attenuation loss	4.8 %

Land Area	
Non-solar field land area	182 acres
Solar field land area multiplier	1.4
Base land area	1,847.04 acres
Total land area	601.47 acres
Total heliostat reflective area	300,711.1 m <sup>2</sup>

Solar Field Layout Constraints	
Max. heliostat distance to tower height ratio	9.5
Min. heliostat distance to tower height ratio	0.569
Tower height	140.0 m
Maximum distance from tower	1330.0 m
Minimum distance from tower	79.7 m

Mirror Washing	
Water usage per wash	0.70 L/m <sup>2</sup> ,aper.
Washes per year	63

Figura A2: Parámetros en SAM: Heliostat field.

System Design Parameters			
Power cycle gross output	19.899 MWe	Cycle thermal efficiency	0.412
Estimated net output (nameplate)	18.74 MWe	Cycle thermal power	48.30 MWt
		HTF hot temperature	565 °C
		HTF cold temperature	290 °C

General Design Parameters			
Pumping power for HTF through power block	0.55 kW/kg/s	Cycle design HTF mass flow rate	116.6 kg/s
Fraction of thermal power needed for standby	0.2	Cycle design HTF pump power	0.064 MWe
Power block startup time	0.5 hours	Cooling parasitics at design	0.141 MWe
Fraction of thermal power needed for startup	0.5		
Minimum turbine operation	0.2		
Maximum turbine over design operation	1.049		

Rankine Cycle ▾

Rankine Cycle Parameters	
Steam cycle blowdown fraction	0.016
Turbine inlet pressure control	Fixed pressure
Condenser type	Evaporative
Ambient temperature at design	20 °C
ITD at design point	16 °C
Reference condenser water dT	10 °C
Approach temperature	5 °C
Condenser pressure ratio	1.0028
Min condenser pressure	2 inHg
Cooling system part load levels	8

Figura A3: Parámetros en SAM: Power Cycle.

System Design Parameters					
Cycle thermal power	48.3	MWt	HTF hot temperature	565.0	°C
Hours of storage at power cycle full load	15.0	hours	HTF cold temperature	290.0	°C

Two Tank Storage					
TES thermal capacity	724.5	MWt-hr	Initial hot HTF percent	20	%
Available HTF volume	3,477	m <sup>3</sup>	Wetted loss coefficient	0.4	Wt/m <sup>2</sup> -K
Tank height	10.5	m	Estimated heat loss	0.36	MWt
Tank fluid minimum height	1	m	Cold tank heater temperature set point	280	°C
Total HTF Volume	3843	m <sup>3</sup>	Cold tank heater capacity	13	MWe
Parallel tank pairs	1		Hot tank heater temperature set point	500	°C
Tank diameter	21.6	m	Hot tank heater capacity	26	MWe
Field HTF can bypass TES to cycle	<input checked="" type="checkbox"/>		HTF density	1,811	kg/m <sup>3</sup>

Figura A4: Parámetros en SAM: Thermal Storage.

## Anexo B. Simulación SAM PV

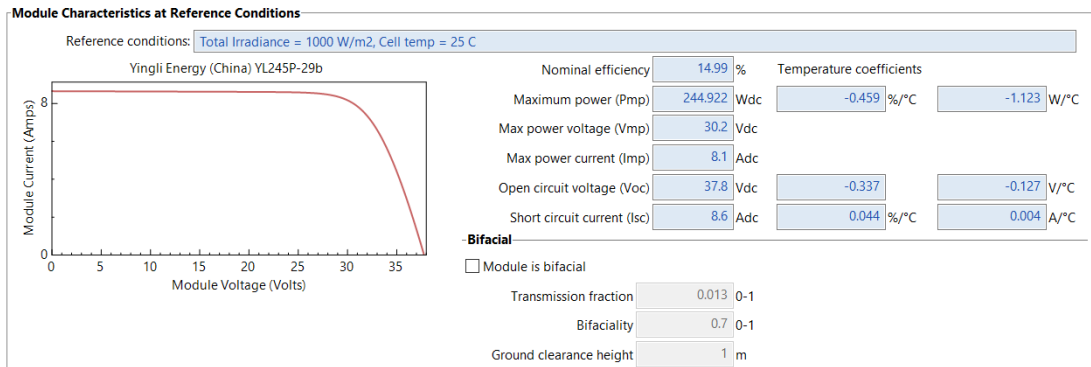


Figura B1: Parámetros en SAM: Module.

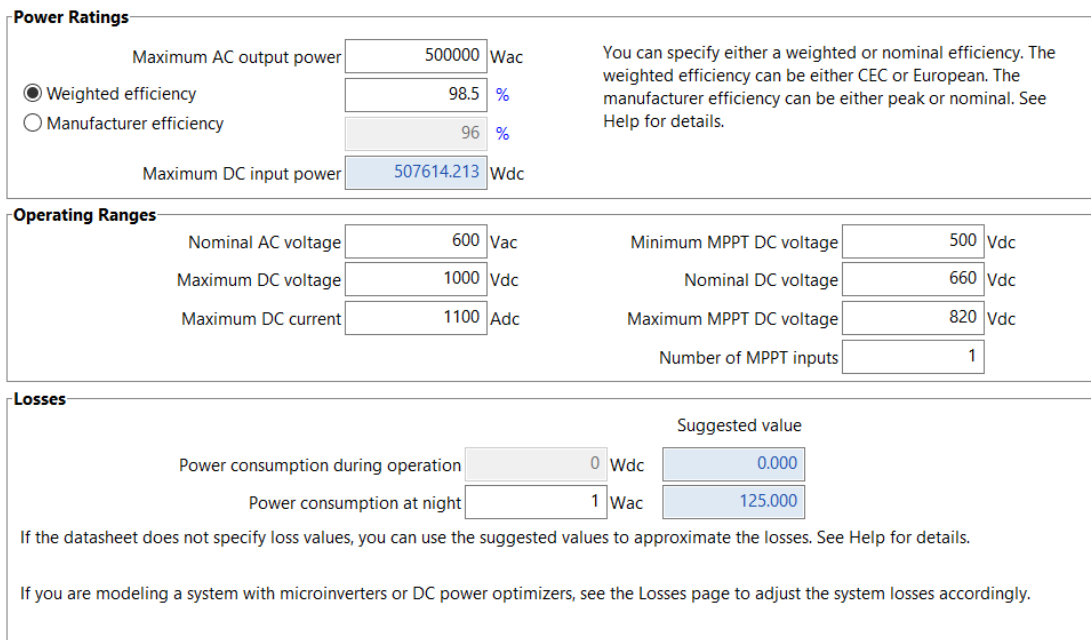


Figura B2: Parámetros en SAM: Inverter.

AC Sizing	Sizing Summary	
Number of inverters <input type="text" value="40"/>	Nameplate DC capacity <input type="text" value="20,044.416"/> kWdc	Number of modules <input type="text" value="81,840"/>
DC to AC ratio <input type="text" value="1.00"/>	Total AC capacity <input type="text" value="20,000.000"/> kWac	Number of strings <input type="text" value="4,092"/>
Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.	Total inverter DC capacity <input type="text" value="20,304.569"/> kWdc	Total module area <input type="text" value="133,726.560"/> m <sup>2</sup>
<input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration	System and subarray capacity and voltage ratings are at module reference conditions shown on the Module page.	

Figura B3: Parámetros en SAM: AC sizing.

DC Sizing and Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.				
<b>Electrical Configuration</b>	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="20"/>			
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="4,092"/>			
Number of modules in subarray	<input type="text" value="81,840"/>			
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="756.0"/>			
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="604.0"/>			
<b>Multiple MPPT Inputs</b>	Set MPPT inputs when Number of MPPT Inputs on the Inverter page is greater than 1.			
Set MPPT inputs	<input type="text" value="1"/>			
<b>Tracking &amp; Orientation</b>	<input type="radio"/> Fixed <input checked="" type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt			
	<input checked="" type="checkbox"/> Tilt=latitude 			
Tilt (deg)	<input type="text" value="0"/>			
Azimuth (deg)	<input type="text" value="180"/>			
Ground coverage ratio (GCR)	<input type="text" value="0.3"/>			
Tracker rotation limit (deg)	<input type="text" value="45"/>			
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable			
Terrain slope (deg)	<input type="text" value="0"/>			
Terrain azimuth (deg)	<input type="text" value="0"/>			
Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.				

Figura B4: Parámetros en SAM: DC sizing.

## Anexo C. Códigos Python

### Modelo PEM

```
1 import pandas as pd
2 import numpy as np
3 from scipy import integrate
4 import math
5 #perfiles de generacion from SAM
6 csp_data = pd.read_csv('CSP_GEN.csv') #perfil de
   generacion CSP
7 csp_gen = csp_data['System power generated | (kW)']
8 csp_gen_list = csp_gen.tolist()
9 csp_gen_list = [0 if i < 0 else i for i in csp_gen_list]
10 pv_data= pd.read_csv('PV_ADRAD_CHI.csv',sep=',') #perfil
   de generacion PV
11 pv_gen_list = pv_data['System power generated | (kW)']
12 pv_gen_list = pv_gen_list.tolist()
13 pv_gen_list = [0 if i < 0 else i for i in pv_gen_list] #
   eliminar negativos
14 pv_gen_list = pv_gen_list[:8760] #un ao de operacin
15 #potencia electrolizador PEM
16 w_data= pd.read_csv('W_list_18mw.csv') # para el caso de
   35 MW reemplazar por w_data['W_list_35mw']
17 W_list_2=w_data['W_list_18mw']
18 W_list_2=W_list_2.tolist()
19 #perfil de generacion hibrido
20 hyb_data= pd.read_csv('generation_data.csv') #perfil de
   generacion hibrido
21 hyb_gen=hyb_data['gen hyb']
22 gen_hyb_cte=hyb_gen.tolist() # perfil de generacin
   hibrida
23 gen_hyb=[20000 if i > 20000 else i for i in gen_hyb_cte]
24 #perfil de generacion maxima potencia
```

```

25 gen_sum = [csp_gen_list[i] + pv_gen_list[i] for i in
    range(len(csp_gen_list))] #perfil de generacion maxima
    potencia
26 #Inputs modelo PEM
27 T_pem = 353 # Temperatura de operacion [K] 80 C
28 E_act_a = 76000 # Energia de activacion [J/mol]
29 E_act_c = 18000 # Energia de activacion [J/mol]
30 lambda_a = 14
31 lambda_c = 10
32 jc_ref = 4.6*10**3 # Densidad de corriente de referencia
    [A/m^2]
33 ja_ref = 1.7*10**5 # Densidad de corriente de referencia
    [A/m^2]
34 L = 30/1e6 # Longitud membrana [um]
35 T_ref = 298 # Temperatura de referencia [C]
36 P_H2 = 1 # Presion de hidrgeno [atm]
37 P_O2 = 1 # Presion de agua [atm]
38 F= 96485 # Constante de Faraday [C/mol]
39 R= 8.314 # Constante de los gases [J/mol*K]
40 N_cell=2310 #Para el caso 35 MW reemplazar por 4400
41 A_cell=(81.3*106.6)/10000 #Area de la celda [m^2]
42 comp_H2= 1.05 # Compresion h2 [kWh/kg H2]
43 #Inputs
44 I = list(range(0, 3751))# Corriente [A]
45 W_list=[] #POTENCIA [W]
46 W_list_sol=[] #POTENCIA + proceso compresion [W]
47 H2=[] #Flujo de hidrgeno [kg/h]
48 H2O=[] #Flujo de agua [kg/h]
49 W_comp_list=[]
50 Corrientes=[]
51 #algoritmo de integracion
52 for k in range(len(gen_hyb_cte)): #reemplazar dependiendo
    del perfil a analizar

```

```

53     if gen_hyb_cte[k] == 0: #reemplazar dependiendo del
        perfil a analizar
54         Corrientes.append(0)
55     else:
56         min_diff = float('inf') # Inicializa la diferencia
            minima como infinito
57         min_W = None # Inicializa el W correspondiente a la
            diferencia mnima como None
58         for j in range(len(W_list_2)):
59             diff = abs(gen_hyb_cte[k] - W_list_2[j]) #
                Calcula la diferencia, reemplazar dependiendo
                del perfil a analizar
60             if diff < min_diff: # Si la diferencia es menor
                que la diferencia minima actual
61                 min_diff = diff # Actualiza la diferencia
                    mnima
62                 min_W = W_list_2[j] # Actualiza el W
                    correspondiente a la diferencia mnima
63                 corriente= I[j]
64             Corrientes.append(corriente) # Agrega el W
                correspondiente a la diferencia minima a
                Corrientes
65
66 for i in Corrientes:
67     J= i/A_cell # Densidad de corriente [A/m^2]
68     #Calculos
69     N_dot_O2 = i*N_cell/(4*F) # Flujo molar de oxigeno [
        mol/s]
70     N_dot_H2 = i*N_cell/(2*F) # Flujo molar de hidrogeno [
        mol/m^2s]
71     N_dot_H2O =i*N_cell/(2*F) # Flujo molar de agua [mol/m
        ^2s]
72
73     #Voltaje reversible

```

```

74     V_o = 1.229 - (8.5*10**-4)*(T_pem - 298) # Voltaje
        reversible [V]
75
76     # contenido de agua
77     def f(x):
78         return (1)/(0.5139*((lambda_a*x-lambda_c*x)/L +
            lambda_c)-0.326)*np.exp(1268*((1/303) - (1/T_pem)
            ))
79     R_pem,error= integrate.quad(f,0,L)
80     V_ohm = R_pem*J # Perdida ohmica [V]
81
82     J_o_an=ja_ref*np.exp(-E_act_a/(T_pem*R))
83     J_o_ca=jc_ref*np.exp(-E_act_c/(T_pem*R))
84     V_act_an= (R*T_pem/F)*np.arcsinh(J/(2*J_o_an))
85     V_act_ca= (R*T_pem/F)*np.arcsinh(J/(2*J_o_ca))
86
87     V_aux=V_o+V_ohm+V_act_an+V_act_ca
88     W=V_aux*J*A_cell*N_cell/1000
89     W_comp=N_dot_H2*3600*0.002*comp_H2
90     W_total= W + W_comp
91     W_list_sol.append(W)
92     W_comp_list.append(W_comp)
93     W_list.append(W_total)
94     H2.append(N_dot_H2*3600*0.002)
95     H2O.append(N_dot_H2O*3600*0.018)
96 #Guarda los resultados
97 H2_prod= sum(H2)
98 H2O_cons= sum(H2O)
99 h2_flow_avg=max(H2) #flujo de hidrogeno promedio [kg/h]
100 c_on_pem = [1 if i > 0 else 0 for i in H2] #horas de
        operacion del electrolizador
101 horas_pem= sum(c_on_pem) #horas de operacion del
        electrolizador

```

## Evaluación Económica

```
1 #LCOE CSP 2024
2 area_heliostat=300711 #area total de heliostatos [m2]
3 site_preparation=16*area_heliostat #Mejoras del sitio [
  USD]
4 heliostat_field=122*area_heliostat #Campo de heliostatos
  [USD]
5 tower_height=140 # Altura torre [m]
6 tower_cost=tower_height*95000 #Torre solar [USD]
7 receiver_cost= 39335054 #Recibidor [USD]
8 storage_capacity=724.48 #Capacidad del almacenamiento [
  MWht]
9 thermal_energy_storage_cost=22 #[USD/kWht]
10 storage_cost=storage_capacity*thermal_energy_storage_cost
  #USD
11 power_csp=19.8999*1000 #kW
12 powerblock_cost= 1100*power_csp #USD
13 bop_cost=340*power_csp #USD
14 equipment_cost= site_preparation + heliostat_field +
  tower_cost + receiver_cost + storage_cost +
  powerblock_cost + bop_cost
15 instalation_cost=equipment_cost + 0.05*equipment_cost #
  Costos de equipamiento + 5% contingencia
16 indirect_cost=0.10*instalation_cost #EPC
17 capex_csp= instalation_cost + indirect_cost
18 OM_fix=66 #Costos de operacin y mantenimiento anual [usd/
  kw/year]
19 OM_var=3.5 #Costos de operacin y mantenimiento variables
  [usd/mwh]
20 CSP_prod=sum(csp_gen_list) #Produccion anual CSP [kw]
21 opex_csp=OM_fix*power_csp + OM_var*CSP_prod*(1/1000)
22 t=7/100 #tasa de descuento
23 d1=0.2/100 #tasa de degradacion
24 Sum1=0
```

```

25 Sum2=0
26 for k in range(1,41):
27     Sum1 = Sum1 + (((1-d1)**k)/((1+t)**k))
28     Sum2 = Sum2 + (1/((1+t)**k))
29 LCOE_csp=((capex_csp+opex_csp*Sum2)/(CSP_prod*Sum1))*1000
    #[USD/MWh]
30
31 #LCOE CSP-2030
32 site_preparation_2030=10*area_heliostat #reduccion de
    costos 10
33 heliostat_field_2030=50*area_heliostat #reduccion de
    costos 50
34 tower_cost_2030=140*75000 #75000*140 #USD
35 receiver_cost_2030= 28711717 #USD
36 storage_cost_2030=724.48*10 #USD
37 powerblock_cost_2030= 700*19.899*1000 #USD
38 bop_cost_2030=340*19.899*1000*0.5 #USD
39 power_csp=19.8999*1000 #MW
40 equipment_cost_2030= site_preparation_2030 +
    heliostat_field_2030 + tower_cost_2030 +
    receiver_cost_2030 + storage_cost_2030 +
    powerblock_cost_2030 + bop_cost_2030
41 instalation_cost_2030=equipment_cost_2030 + 0.05*
    equipment_cost_2030
42 indirect_cost_2030=0.11*instalation_cost_2030
43 capex_csp_2030= instalation_cost_2030 +
    indirect_cost_2030
44
45 OM_fix=66 #usd/kw/year
46 OM_var=3.5 #usd/mwh
47 #LCOE
48 t=7/100
49 d1=0.2/100
50 d2=0.6/100

```

```

51 Sum1=0
52 Sum2=0
53 Sum4=0
54 opex_csp_2030=OM_fix*power_csp + OM_var*CSP_prod*(1/1000)
55 for k in range(1,41):
56     Sum1 = Sum1 + (((1-d1)**k)/((1+t)**k))
57     Sum2 = Sum2 + (1/((1+t)**k))
58 LCOE_csp_2030=((capex_csp_2030+opex_csp_2030*Sum2)/(
    CSP_prod*Sum1))*1000
59 c_on_pem = [1 if i > 0 else 0 for i in H2] #horas de
    operacion del electrolizador
60 horas_pem= sum(c_on_pem) #horas de operacion del
    electrolizador
61 h2_flow_avg=max(H2) #flujo de hidrogeno promedio [kg/h]
62 def lcoh(capex,horas_stack,horas_pem,h2,h2o,lcoe,consumo)
    :
63     sum5=0
64     sum3=0
65     t=7/100
66     capex_pem=capex*18*1000
67     opex_pem=0.03*capex_pem
68     stack_reemplazo= math.floor(horas_pem*20/horas_stack)
69     stack_replace= 0.3*capex_pem*stack_reemplazo
70     capex_compressor=3900*1.05*h2_flow_avg
71     opex_compressor= 0.04*capex_compressor
72     capex_LH2= 500*h2/365
73     opex_LH2= 0.02*capex_LH2
74     capex_storage= capex_LH2 + capex_compressor
75     opex_storage=opex_compressor + opex_LH2
76     capex_total=capex_pem + capex_storage + stack_replace
        + 0.1*capex_pem
77     water_cost=3/1000 #usd/kg
78     opex_total=opex_pem + opex_storage + h2o*water_cost +
        consumo*lcoe/1000

```

```
79     for l in range(1,21):
80         sum5 = sum5 + (1/((1+t)**l))
81         sum3 = sum3 + (((1)**l)/((1+t)**l))
82         LCOH_pem=(capex_total + opex_total*sum5)/(h2*sum3)
83     return LCOH_pem
84 print(lcoh(1100,65000,horas_pem,sum(H2),sum(H2O),LCOE_csp
      ,CSP_prod))
85 print(lcoh(650,90000,horas_pem,sum(H2),sum(H2O),
      LCOE_csp_2030,CSP_prod))
```