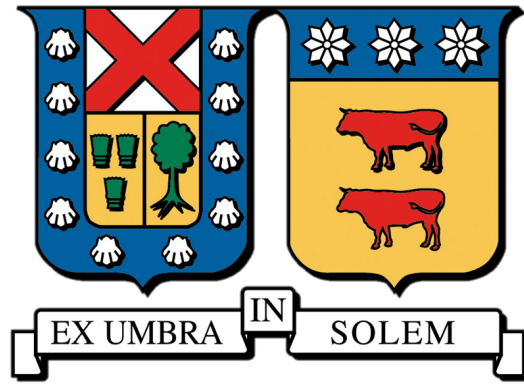


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA



**OPTIMIZACIÓN DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN
DE H_2 A PARTIR DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN
UNA RED AISLADA: DIMENSIONAMIENTO Y
ELECTRÓNICA DE POTENCIA**

Nelson Vergara Rosales

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA ELECTRÓNICA

PROFESOR GUÍA: Dr. Samir Kouro

PROFESORA CO-REFERENTE: Dra. Ana Llor

PROFESOR CO-REFERENTE: Dr. Hugues Renaudineau

Mayo-2024



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

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

Título del trabajo: Optimización de un sistema de producción de H₂ a partir de energía fotovoltaica en una red aislada: Dimensionamiento y electrónica de potencia.

Nombre del candidato(a): Nelson Vergara Rosales

Carrera / Grado: Magíster en Ciencia de la Ingeniería Electrónica.

Campus: Casa Central Departamento: Electrónica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Samir Kouro, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente
DEJO CONSTANCIA que:

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

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

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

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

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

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

4.- FIRMAS

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

Fecha: 4-11-2025 Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 4-11-2025 Firma:

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

Resumen

Esta tesis presenta el diseño, modelado y optimización de un sistema autónomo para la producción de hidrógeno verde (H_2V) a partir de energía solar fotovoltaica, enfocado en aplicaciones off-grid. Se desarrollaron modelos detallados de los principales componentes del sistema —incluyendo el sistema PV, el electrolizador PEM, las baterías y los convertidores DC/DC—, integrados en un marco de simulación con datos ambientales reales con resolución temporal de un minuto. El análisis se centró en la minimización del costo nivelado del hidrógeno ($LCOH$), considerando diferentes arquitecturas de sistema y condiciones climáticas de tres ubicaciones representativas: Atacama, Milán y Valparaíso. Los resultados muestran que la configuración sin batería presenta consistentemente el menor $LCOH$. En contraste, las arquitecturas con almacenamiento eléctrico no logran justificar su mayor inversión debido al bajo impacto en la mejora operativa del sistema. Este trabajo aporta una metodología robusta de dimensionamiento y evaluación tecnoeconómica, útil para el diseño de sistemas de H_2V sustentables y escalables en contextos de alta penetración renovable.

Palabras claves *Hidrógeno verde, energía PV, sistema de almacenamiento energético, electrolizador PEM, LCOH, análisis tecno-económico.*

Abstract

This thesis presents the design, modeling, and optimization of an autonomous system for green hydrogen (H_2V) production based on solar photovoltaic energy, focused on off-grid applications. Detailed models of the main system components were developed—including the PV system, PEM electrolyzer, batteries, and DC/DC converters—and integrated into a simulation framework using real environmental data with a one-minute temporal resolution. The analysis focused on minimizing the Levelized Cost of Hydrogen ($LCOH$), considering different system architectures and climatic conditions across three representative locations: Atacama, Milan, and Valparaíso. The results show that the battery-free configuration consistently achieves the lowest $LCOH$. In contrast, architectures with electrical storage fail to justify their higher investment due to their limited impact on system performance. This work provides a robust methodology for techno-economic sizing and evaluation, supporting the design of sustainable and scalable H_2V systems in high-renewable-penetration contexts.

Keywords *Green hydrogen, PV energy, energy storage system, PEM electrolyzer, LCOH, techno-economic.*

Índice general

1. Introducción y contexto general	1
1.1. Introducción	1
1.2. H_2V y contexto general	2
1.3. Esquemas y configuraciones de sistemas productores de H_2V considerados	3
1.3.1. Config. 1: Sistema PV para producción de H_2V sin batería	3
1.3.2. Sistema PV con almacenamiento de energía mediante batería para producción de H_2V	3
1.4. Configuraciones alternativas de sistemas de generación y almacenamiento de H_2V	5
1.4.1. Sistema de generación PV con almacenamiento de energía mediante batería e hidrógeno para producción de H_2V	5
1.4.2. Sistema híbrido PV/Eólico con almacenamiento de energía mediante batería para producción de H_2V	5
1.5. Objetivos y alcances	6
1.5.1. Hipótesis	6
1.5.2. Objetivos	7
1.5.3. Metodología general	7
2. Estado del Arte	9
2.1. Introducción	9
2.2. Hidrógeno verde: contexto global y desafíos	9
2.2.1. Desafíos del hidrógeno verde en la transición energética	10
2.2.2. Definición y relevancia del LCOH	10
2.2.3. Comparación entre hidrógeno producido con energías renovables y no renovables	10
2.2.4. Políticas globales y regionales de hidrógeno verde	11
2.3. Componentes clave en sistemas productores de H_2V	11
2.3.1. Sistemas Fotovoltaicos para H_2V	11
2.3.2. Baterías y Almacenamiento de Energía	13

2.3.3.	Electrolizador	14
2.3.4.	Convertidores DC/DC	16
2.4.	Comparación de trabajos de otros autores de sistemas productores de H_2V	19
2.5.	Optimización de Sistemas de Producción de H_2V	21
2.6.	Conclusiones	21
3.	Metodología	23
3.1.	Introducción	23
3.2.	Lectura de datos de irradiación y temperatura	24
3.3.	Modelo del sistema PV	26
3.3.1.	Modelo matemático de la celda PV	27
3.3.2.	Curvas características del módulo PV	29
3.4.	Modelado de una celda PEM	31
3.4.1.	Modelo	32
3.5.	Batería	36
3.5.1.	Gestión de energía	37
3.5.2.	Algoritmo de gestión de energía (AGE)	39
3.5.3.	Descripción de los modos de operación del algoritmo	40
3.6.	Convertidores de potencia DC/DC	45
3.6.1.	Convertidor Buck	45
3.6.2.	Convertidor Buck-interleaved	48
3.6.3.	Convertidor Buck-interleaved bidireccional	52
3.6.4.	Implementación PLECS	53
3.7.	Análisis Tecno-económico	56
3.7.1.	Alcances y supuestos	56
3.7.2.	Elementos no considerados para cálculo de costo nivelado de H_2V	57
3.7.3.	Costos específicos de inversión y mantención-operación	58
3.7.4.	Costo nivelado del H_2V (LCOH)	59
3.8.	Conclusiones	60
4.	Resultados: Optimización de dimensionamiento y electrónica de potencia	61
4.1.	Introducción	61
4.2.	Factores críticos para la Optimización	62
4.2.1.	Factor de utilización del electrolizador UF_{pem}	62
4.2.2.	Factor de capacidad fotovoltaico CF_{PV}	63
4.2.3.	Ratio de sobredimensionamiento $R_{PV/PEM}$	63
4.2.4.	Factor de utilización nocturno objetivo del EPEM (UF_{pem}^o)	63

4.3. Optimización en base al LCOH para sistema PV para producción de H_2V sin batería	64
4.3.1. Factores de capacidad y de utilización	66
4.4. Optimización de sistema PV para producción de H_2V con batería	67
4.5. Conclusiones	78
5. Conclusiones y trabajo futuro	79
5.1. Conclusiones	79
5.2. Trabajo futuro	80
Apéndice	82
Publicaciones Generadas	82
Proyectos Asociados	82

Índice de cuadros

2.1. Estudio de ratios de conversión de voltaje (R_{DC}) de distintas topologías de convertidor DC/DC y comparativa con las distintas etapas de conversión definidas en figura 2.5 (A-H). FB-CT*: Full-bridge with center-tapped rectifier, FB-VD**: Full-bridge with voltage doubler rectifier, HB-FB***: Half-bridge with full-bridge rectifier y NPC-CD****: Neutral Point Clamped with current doubler rectifier	19
2.2. Comparación de trabajos de otros autores de sistemas productores de H_2V . <i>sist.: sistema, cov.: convertidor, ef.: eficiencia, dim.: dimensionamiento, uti.:utilización</i>	20
3.1. Especificaciones modelo módulo PV monocristalino empleado “Sunmodule PLUS SW 280 Mono Black” de la empresa SolarWord [1] ,bajo STC	29
3.2. Parámetros de simulación del convertidor A. * <i>se utilizan dos diodos en paralelo de modelo IDWD140E120D7</i>	55
3.3. Costos específicos de inversión y mantención-operación para los subsistemas considerados para el cálculo del LCOH.	58

Índice de figuras

1.1. Número de publicaciones sobre sistemas distribuidos de H_2V , incluyendo aspectos como tecnologías de producción, almacenamiento, costos y aplicaciones. (a) en el periodo 2000-2023, (b) gráfico circular que muestra la proporción de las publicaciones para intervalos de tiempo definidos [2].	2
1.2. Configuraciones consideradas para el sistema híbrido PV-EPEM: (a) Sin batería, donde el sistema PV alimenta directamente al EPEM. (b) Con batería conectada a un bus DC-Link central, compartiendo la alimentación con el PV. (c) Con batería interconectada en el lado del EPEM. (d) Con batería conectada en el lado del PV, regulando la entrega de energía al EPEM mediante un convertidor DC/DC. <i>config.: configuración.</i>	4
1.3. Configuraciones consideradas por otros autores para el sistema híbrido PV-batería-EPEM, (a) con uso de pilas combustibles de hidrógeno, (b) o energía eólica.	6
2.1. Rango de costos de LCOH (2021) basado en distintas fuentes de energía [3].	11
2.2. Distintos modelos PV empleados en la literatura: (a) Modelo de diodo único SDM [4, 5], (b) Modelo de diodo doble DDC [6].	12
2.3. Densidad específica de energía (Wh/kg) vs densidad volumétrica de energía (Wh/L) [7],[8].	13
2.4. Principios de funcionamiento de celda de electrolizador AEL, PEM y SOEL [9].	14
2.5. Configuraciones consideradas para el sistema híbrido PV-EPEM: (a) Sin batería, donde el sistema PV alimenta directamente al EPEM. (b) Con batería conectada a un bus DC-Link central. (c) Con batería interconectada en el lado del EPEM. (d) Con batería conectada en el lado del PV. <i>config.: configuración.</i>	16
2.6. Una revisión general del voltaje de operación típico de los subsistemas: (a) PV con rango de operación de MPP a plena potencia (cuando los datos están disponibles) [10], (b) batería (lista de 150 modelos), (c) EPEM con voltaje nominal de CC del conjunto de 12 PEM comercial encontrado [10].	17

3.1.	Configuraciones consideradas para el sistema híbrido PV-EPEM: (a) Sin batería, donde el sistema PV alimenta directamente al EPEM. (b) Con batería conectada a un bus DC-Link central. (c) Con batería interconectada en el lado del EPEM. (d) Con batería conectada en el lado del PV. <i>config.: configuración.</i>	24
3.2.	Resumen de los datos ambientales: (a) ubicaciones consideradas, (b) datos generales.	25
3.3.	Resumen de los datos ambientales: (a) Valparaíso, (b) Milán, (c) Atacama; donde T_{max} es la temperatura máxima, T_{prom} la temperatura promedio y T_{min} la temperatura mínima por día; G_{max} es la irradiación solar máxima y $G_{prom/d}$ promedio por día, respectivamente; D_h corresponde a la duración promedio del día.	26
3.4.	(a) Modelo de diodo único con derivación de celda PV, (b) Configuración de módulos PV en serie y paralelo.	27
3.5.	Parámetros relevantes de las curvas: (a) Potencia-Voltaje y (b) Corriente-Voltaje de la celda PV.	30
3.6.	Curvas Corriente-Voltaje y Potencia-Voltaje para el módulo PV: Temperatura fija de 25(°C) (a) y (c), e irradiación fija de 1000(W/m ²) (b) y (d).	31
3.7.	Esquema de la celda PEM	32
3.8.	Curva de polarización del EPEM para distintas presiones del cátodo.	34
3.9.	Curva de polarización del EPEM para distintas temperaturas del cátodo.	34
3.10.	Curva de eficiencia del EPEM para: (a) distintas temperaturas del cátodo, (b) distintas presiones del cátodo.	36
3.11.	Diagrama de sankey de flujos de potencia para: (a) carga de la batería, (b) descarga de la batería.	37
3.12.	Diagrama de flujo de la estrategia de gestión de energía para los siete modos de operación.	40
3.13.	Modos de operación 1-3 para: (a) Potencias P_{pv} y P_d , (b) Estado de carga de la batería, (c) Potencia neta de la batería P_{bat} , y (d) Potencia del electrolizador P_{pem} .	42
3.14.	Modos de operación 1-3 para: (a) Potencias P_{pv} y P_d , (b) Estado de carga de la batería, (c) corriente fotovoltaica (I_{pv}), (d) voltaje fotovoltaico (V_{pv}), y (e) Potencia del electrolizador P_{pem}	43
3.15.	Modos de operación 4-7 para: (a) Potencias P_{pv} y P_d , (b) Estado de carga de la batería, (c) Potencia neta de la batería P_{bat} , y (d) Potencia del electrolizador P_{pem} .	44
3.16.	Convertidor Buck DC-DC: esquema del convertidor considerado para configuración PV-EPEM sin batería.	45

3.17. Esquema de funcionamiento del MOSFET: (a) en estado de conducción ($S_1 = 1$), (b) representación gráfica de los voltajes y corrientes asociados al inductor en función del tiempo en estado de conducción, (c) en estado de bloqueo ($S_1 = 0$), (d) representación gráfica de los voltajes y corrientes asociados al inductor en función del tiempo en estado de bloqueo.	47
3.18. Convertidor Buck-interleaved: esquema del convertidor considerado.	49
3.19. Rizado de corrientes: (a) I_k , (b) y rizado de corriente de salida del convertidor i_{pem} para buck-interleaved de 3 canales.	50
3.20. Ripple de corriente normalizado versus ciclo de trabajo.	50
3.21. Esquema de: (a) convertidor Buck-Interleaved, (b) controlador PI	52
3.22. Convertidor Buck-interleaved bidireccional: esquema del convertidor considerado. . .	53
3.23. Configuraciones consideradas para el sistema híbrido PV-EPEM: (a) Sin batería, donde el sistema PV alimenta directamente al EPEM. (b) Con batería conectada a un bus DC-Link central. (c) Con batería interconectada en el lado del EPEM. (d) Con batería conectada en el lado del PV. <i>config.: configuración.</i>	54
3.24. Convertidores DC/DC Buck-interleaved: (a) esquema del convertidor considerado, (b) eficiencia y distribución de pérdidas a máxima eficiencia bajo 20 kW.	55
3.25. CAPEX del EPEM según [11] en función de la potencia instalada, valores pasados (2020), actuales (2024) y estimados (2030).	59
4.1. Configuraciones consideradas para el sistema híbrido PV-EPEM: (a) Sin batería, donde el sistema PV alimenta directamente al EPEM. (b) Con batería conectada a un bus DC-Link central. (c) Con batería interconectada en el lado del EPEM. (d) Con batería conectada en el lado del PV. <i>config.: configuración.</i>	62
4.2. Variación de la potencia del electrolizador (P_{pem}) durante la noche, considerando el factor de utilización nocturna ($UF_{pem}^o = 0.5$).	64
4.3. Optimización del dimensionamiento para cada región: (a) LCOH en función del factor de sobredimensionamiento $R_{PV/PEM}$, y (b) desglose de costos para el dimensionamiento óptimo. <i>opt.: óptimo</i>	65
4.4. Factores de capacidad y utilización: (a) Factor de capacidad del sistema PV, (b) Factor de utilización del EPEM. <i>opt.: óptimo, max.: máximo</i>	66
4.5. SOC y potencia del electrolizador para un día completo y $UF_{pem}^o = 1$ para: (a) escenario factible, (b) escenario no factible.	68
4.6. LCOH de la región de Antofagasta, en función de la P_{pv} y la capacidad C_{bat} para $UF_{pem}^o = 1$	68
4.7. SOC y potencia del electrolizador para un día completo y $UF_{pem}^o = 0.5$: (a) escenario factible, (b) escenario no factible.	69

4.8. LCOH de la región de Antofagasta, en función de la potencia P_{pv} y la capacidad C_{bat} para $UF_{pem}^o = 0,5$	70
4.9. SOC y potencia del electrolizador para un día completo y $UF_{pem}^o = 0.1$: (a) escenario factible, (b) escenario no factible.	71
4.10. LCOH de la región de Antofagasta, en función de la potencia fotovoltaica instalada (P_{pv}) y la capacidad de almacenamiento en batería (C_{bat}) para $UF_{pem}^o = 0,1$	71
4.11. Desglose de costos de capital ($CAPEX$) y costos operacionales ($OPEX$) para Antofagasta, y para la configuración 2, considerando un factor de utilización nocturno UF_{pem}^o de: (a) 1, (b) 0.5 y (c) 0.1.	72
4.12. Costo nivelado del hidrógeno ($LCOH$) de la región de Milán, en función de la potencia fotovoltaica instalada (P_{pv}) y la capacidad de almacenamiento en batería (C_{bat}) para UF_{pem}^o de: (a) 1, (b) 0.5 y (c) 0.1.	73
4.13. Desglose de costos de capital ($CAPEX$) y costos operacionales ($OPEX$) para Milán, y para la configuración 2, considerando un factor de utilización nocturno UF_{pem}^o de: (a) 1, (b) 0.5 y (c) 0.1.	74
4.14. Costo nivelado del hidrógeno ($LCOH$) de la región de Valparaíso, en función de la potencia fotovoltaica instalada (P_{pv}) y la capacidad de almacenamiento en batería (C_{bat}) para UF_{pem}^o de: (a) 1, (b) 0.5 y (c) 0.1.	75
4.15. Desglose de costos de capital ($CAPEX$) y costos operacionales ($OPEX$) para Valparaíso, y para la configuración 2, considerando un factor de utilización nocturno UF_{pem}^o de: (a) 1, (b) 0.5 y (c) 0.1.	76
4.16. Tabla resumen de óptimos para cada uno de las configuraciones estudiadas, bajo diferentes condiciones de operación y regiones estudiadas.	77

Abreviaciones

Abreviación	Significado, unidades
<i>AEL</i>	Electrolizador alcalino (AEL de inglés <i>Alkaline Electrolyzer</i>)
<i>AGE</i>	Algoritmo de gestión de energía
<i>CAPEX</i>	Costos de inversión (del inglés <i>Capital Expenditure</i>)
<i>CTA</i>	Costo total anual
<i>DDM</i>	Modelo de diodo doble (DDM del inglés <i>Double Diode Model</i>)
<i>EP</i>	Electrónica de potencia
<i>EPEM</i>	Electrolizador de membrana polimérica de protones (PEM del inglés <i>Proton Exchange Membrane</i>)
<i>FA</i>	Factor de anualidad
<i>H₂V</i>	Hidrógeno verde
<i>LCOE</i>	Costo nivelado de la electricidad (del inglés <i>Levelized Cost Of Electricity</i>)
<i>LCOH</i>	Costo nivelado del hidrógeno (del inglés <i>Levelized Cost Of Hydrogen</i>)
<i>MPP</i>	Punto de máxima potencia (del inglés <i>Maximum Power Point</i>)
<i>MPPT</i>	Seguimiento de punto de máxima potencia (del inglés <i>Maximum Power Point Tracking</i>)
<i>MOSFET</i>	del inglés <i>Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor</i>
<i>OPEX</i>	Costos de operación y mantención (del inglés <i>Operational Expenditure</i>)
<i>PEM</i>	Membrana de intercambio de protones (del inglés <i>proton exchange membrane</i>)
<i>PV</i>	Fotovoltaico (del inglés <i>photovoltaic</i>)
<i>PWM</i>	Del inglés <i>Pulse Width Modulation</i>
<i>P&O</i>	Algoritmo <i>Perturbar y observar</i> (del inglés <i>Perturb and Observe</i>)
<i>SiC</i>	Del inglés <i>Silicon Carbide</i>
<i>STC</i>	Del inglés <i>Stand Test Condition</i>
<i>SOC</i>	Estado de carga (del inglés <i>State of charge</i>)
<i>SDM</i>	Modelo de diodo único (SDM del inglés <i>Single Diode Model</i>)
<i>SOEL</i>	Electrolizador de oxido solido (SOEL del inglés <i>Solid Oxide Electrolyzer</i>)

Abreviación	Significado
<i>WT</i>	Turbina eólica (WT del inglés <i>Wind Turbine</i>)

Lista de símbolos

Símbolo	Significado, unidades
A	Área PV, (m^2)
C_{bat}	Capacidad de batería, (kWh)
C_o	Condensador salida convertidor buck-interleaved, (μF)
C_{pv}	Condensador entrada convertidor buck-interleaved, (μF)
D	Ciclo de trabajo convertidor buck-interleaved (p.u.)
D_h	Duración promedio diaria (h)
D_k	Diodo convertidor DC/DC, con $k = 1,2,3$
f_{sw}	Frecuencia de conmutación buck-interleaved, (Hz)
G	Irradiación, (W/m^2)
G_{max}	Irradiación máxima, (W/m^2)
$G_{prom/d}$	Irradiación promedio diaria, (W/m^2)
G_{ratio}	Relación de la irradiación solar con respecto al valor STC, (%)
I_{cpv}	Corriente de salida de la celda PV, (A)
i_{loss}	Perdidas de corrientes PEM, (A)
I_{MPP}	Corriente MPP del modulo PV, (A)
I_{mpv}	Corriente de salida del modulo PV, (A)
i_L	Corriente inductor convertidor buck-interleaved (A)
I_{pem}	Corriente del electrolizador PEM, (A)
I_{ph}	Corriente fotoeléctrica de la celda PV, (A)
I_{pv}	Corriente del sistema PV, (A)
I_{sat}	Corriente de saturación de la celda PV, (A)
I_{sc}	Corriente de corto circuito, (A)
I_{sc}^o	Corriente de saturación mínima ($G = 1000(W/m^2)$ y $T = 25^\circ C$), (A)
ΔI_L	Rizado de corriente del convertidor interleaved buck, (A)
K_B	Constante de Boltzmann's, (J/K)
K_{ipv}	Coefficiente de dependencia de temperatura, (%/K)
K	Ganancia de planta

Símbolo	Significado, unidades
K_p	Ganancia proporcional control PID
K_i	Ganancia integral control PID
L_k	Inductor convertidor DC/DC, con $k = 1,2,3$, (μH)
\dot{N}_{H_2}	Tasa de flujo molar de hidrógeno, (mol/s)
$\dot{N}_{H_2}^{gn}$	Tasa de flujo molar de hidrógeno generado en el cátodo, (mol/s)
$\dot{N}_{H_2}^{in}$	Tasa de flujo molar de hidrógeno de entrada, (mol/s)
$\dot{N}_{H_2}^{out}$	Tasa de flujo molar de hidrógeno de salida, (mol/s)
\dot{n}_{H_2}	Producción de hidrógeno por segundo, (mol/s)
η_i	Eficiencia de corriente PEM, (%)
n_p	Número de arreglos PV en paralelo, (pu)
N_{pv}	Número paneles solares, (pu)
n_s	Número de módulos PV en serie, (pu)
η_v	Eficiencia de voltaje PEM, (%)
P_{bat}	Potencia de carga/descarga de la batería, (W)
P_d	Potencia fotovoltaica que va directamente de los paneles al electrolizador,(W)
$P_{DC/DC}$	Potencia nominal convertidor DC-DC, (W)
P_{MPP}	Potencia MPP del modulo PV, (V)
P_{cpv}	Potencia eléctrica de la celda PV, (W)
P_{mpv}	Potencia eléctrica del módulo PV, (W)
P_{noche}	Potencia máxima del PEM durante la noche, (W)
P_{mpv}^{nom}	Potencia nominal del módulo PV bajo STC (W)
P_{pem}^{nom}	Potencia nominal del PEM, (W)
P_{pem}	Potencia electrolizador, (W)
P_{pv}	Potencia generada por el sistema fotovoltaico (W)
q	Carga eléctrica del electrón, (C)
R_{DC}	Ratio de conversión de voltaje del convertidor, (pu)
R_s	Resistencia en serie de la celda PV, (Ω)
R_{sh}	Resistencia de derivación de la celda PV, (Ω)
\bar{S}_k	SiC MOSFET convertidor DC/DC bidireccional, con $k = 1,2,3 \dots, n$
SOC_{max}	SOC máximo, (%)
SOC_{min}	SOC mínimo, (%)
T	Temperatura, ($^{\circ}C$)
T_{sw}	Periodo de conmutación convertidor buck, (μs)
T_{max}	Temperatura máxima, ($^{\circ}C$)
T_{min}	Temperatura mínima, ($^{\circ}C$)

Símbolo	Significado, unidades
$T_{prom/d}$	Temperatura promedio diaria ($^{\circ}C$)
T_{ref}	Temperatura de referencia de la celda PV, (K)
UF_{pem}^o	Factor de utilización nocturno objetivo del EPEM
V_{act}	Sobrepotencial de activación del EPEM, (V)
V_{bat}	Voltaje de la batería, (V)
V_{con}	Sobrepotencial de concentración del EPEM, (V)
V_{cpv}	Voltaje de la celda PV, (V)
V_{eol}	Voltaje del sistema eólico, (V)
V_{fc}	Voltaje de la pila combustible, (V)
V_{MPP}	Voltaje MPP del modulo PV, (V)
V_{mpv}	Voltaje del modulo PV, (V)
V_L	Voltaje inductor convertidor buck-interleaved (V)
v_{oc}	Voltaje circuito abierto del EPEM, (V)
V_{ohm}	Sobrepotencial ohmico del EPEM, (V)
V_{pem}	voltaje del electrolizador PEM, (V)
V_{pv}	Voltaje del sistema PV, (V)
V_t	Voltaje diodo térmico de la celda PV, (V)
ω_n	Pulsación control PID (rad/s)

Capítulo 1

Introducción y contexto general

1.1. Introducción

En los últimos años, la exploración de nuevas formas de generar energía eléctrica se ha vuelto esencial, tanto por el aumento del consumo energético global como por la transición hacia fuentes de energía no dependientes de combustibles fósiles. En este contexto, las investigaciones de las últimas décadas se han enfocado en diseñar sistemas autónomos de energía renovables. Si bien la energía solar se presenta como una de las alternativas más prometedoras hacia un futuro sustentable, su naturaleza variable, afectada por los ciclos de luz y condiciones meteorológicas variables, resulta en niveles de energía fluctuantes que pueden no compensar completamente la demanda de energía esperada. Debido a esto, diversos estudios proponen un sistema de almacenamiento de energía, y de esta forma proporcionar un suministro de energía que se adapte a los requerimientos de la carga, en este caso particular un electrolizador de agua para la producción de hidrógeno verde.

El hidrógeno verde (H_2V) es un vector energético que no emite dióxido de carbono (CO_2), lo que lo hace sustentable, y aunque no es una fuente de energía en sí misma, actúa como un medio eficaz para almacenar y transportar energía renovable [12]. Sin embargo, el hidrógeno no se encuentra en estado libre en la naturaleza, ya que suele estar unido con otros elementos, como el oxígeno en el caso del agua (H_2O). Este estudio se enfoca en el uso de un electrolizador de agua, empleando la tecnología de membrana polimérica de protones (PEM) [13] para llevar a cabo la separación del hidrógeno y el oxígeno mediante el proceso conocido como electrólisis de agua.

Uno de los principales desafíos del hidrógeno verde es lograr su viabilidad económica en comparación con otros métodos de producción de energía, tanto renovables como no renovables. Para realizar una comparación objetiva en cuanto a viabilidad económica del hidrógeno verde, se deben llevar a cabo estudios techno-económicos basados en el costo nivelado del hidrógeno (LCOH por sus siglas en inglés *Levelized Cost Of Hydrogen*). Este indicador económico [14, 15] define el costo monetario de producir un kilogramo de hidrógeno y es esencial para optimizar el dimensionamiento

de un sistema productor de H_2V . En base al cálculo del LCOH se puede determinar de manera óptima el número de paneles solares (N_{pv}) de un sistema, como también si es conveniente incluir o no una batería, y que capacidad de batería (C_{bat}) resulta más eficiente.

Un sistema solar fotovoltaico (PV del inglés *photovoltaic*) genera energía de manera variable según la irradiación solar disponible. En ciertos momentos, puede producir más energía de la requerida por la carga, lo que plantea la necesidad de una estrategia de gestión para evitar pérdidas. En este contexto, la selección de la configuración del sistema es fundamental para dimensionar y optimizar correctamente este tipo de sistemas. Así, la decisión sobre la implementación de un sistema de almacenamiento de energía para capturar los excesos de energía se convierte en uno de las principales interrogantes a resolver en este tipo de problemas.

1.2. H_2V y contexto general

En los últimos años, el interés por encontrar nuevas formas de generar y almacenar energía ha crecido considerablemente, destacando el papel del H_2V como una alternativa prometedora. Este creciente interés se refleja en el aumento de estudios en relación con sistemas distribuidos del H_2V , tal como se indica en [2], donde se observa una clara tendencia al alza en el número de publicaciones anuales sobre esta temática. Tal como se muestra en la figura 1.1, donde se observa que desde el 2020 se han realizado el 59% de las publicaciones de un total de 159 artículos considerados.

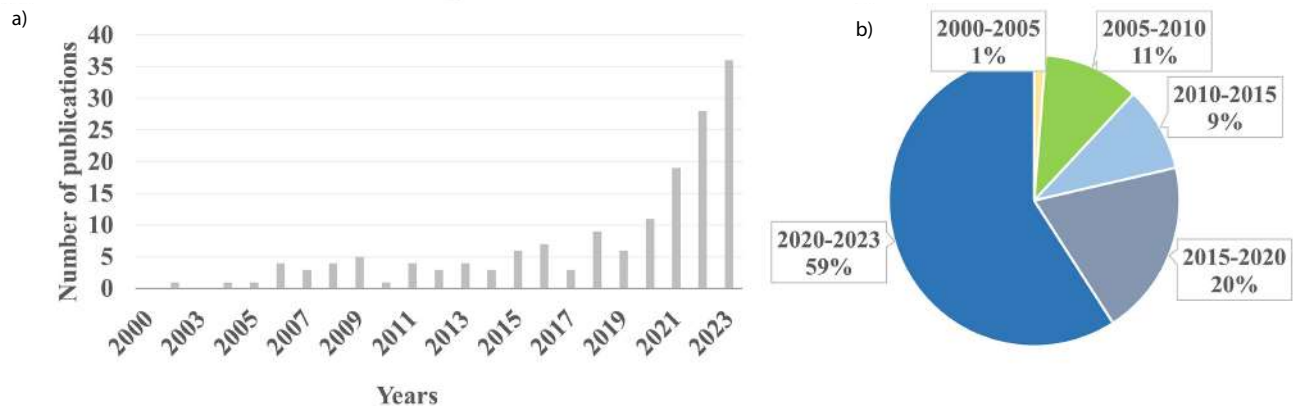


Figura 1.1: Número de publicaciones sobre sistemas distribuidos de H_2V , incluyendo aspectos como tecnologías de producción, almacenamiento, costos y aplicaciones. (a) en el periodo 2000-2023, (b) gráfico circular que muestra la proporción de las publicaciones para intervalos de tiempo definidos [2].

Esta tendencia, junto con los esfuerzos globales para desarrollar estrategias de producción de H_2V y sistemas híbridos de energía renovable, como lo demuestra el último informe del Ministerio de Energía de Chile [16], confirma que este campo es clave para el futuro energético. La relevancia

y proyección del H_2V es una de las principales motivaciones detrás de este trabajo, que busca contribuir al desarrollo de soluciones energéticas sostenibles.

1.3. Esquemas y configuraciones de sistemas productores de H_2V considerados

Como se menciono antes, la configuración del sistema es relevante a la hora de dimensionar el sistema, por lo tanto en este trabajo se analizan cuatro tipos de configuraciones *off grid* para la producción de H_2V mediante energía fotovoltaica (figura 1.2), donde *off grid* indica que el sistema opera de forma autónoma sin conexión a la red eléctrica, dependiendo únicamente de fuentes renovables y almacenamiento de energía para su funcionamiento. Debido a la intermitencia y a la característica fluctuante de la energía PV, se analiza la posibilidad de hibridar el sistema PV- H_2V mediante un elemento de almacenamiento de energía (figura 1.2b, figura 1.2c y figura 1.2d). Este elemento almacenador de energía se dimensiona para que sea capaz de suministrar la energía necesaria a un EPEM, permitiendo así hipotéticamente mantener su operación continua incluso cuando la energía solar es insuficiente, o bien, para operar de forma modulada a una potencia inferior a la nominal.

1.3.1. Config. 1: Sistema PV para producción de H_2V sin batería

La solución más básica (figura 1.2a) consiste en un sistema PV conectado directamente al EPEM a través de un convertidor DC/DC. El arreglo PV, con voltaje de salida V_{pv} , está conectado directamente al convertidor DC/DC, con salida V_{pem} , desde donde son controlados los niveles de potencia requeridos por el EPEM. Cabe destacar que la energía generada por el sistema PV, es de naturaleza DC, y debido a esto se puede trabajar directamente con convertidores DC-DC. Este esquema permite una operación eficiente sin necesidad de almacenamiento intermedio, ya que la potencia suministrada al EPEM depende exclusivamente de la energía generada por el sistema PV.

1.3.2. Sistema PV con almacenamiento de energía mediante batería para producción de H_2V

Para aumentar la flexibilidad del sistema y aprovechar mejor la energía generada, se consideran tres configuraciones que incluyen baterías (figuras 1.2b, 1.2c y 1.2d). Todas ellas cuentan con un sistema PV y un EPEM, pero varían en la forma en como la batería está integrada al sistema.

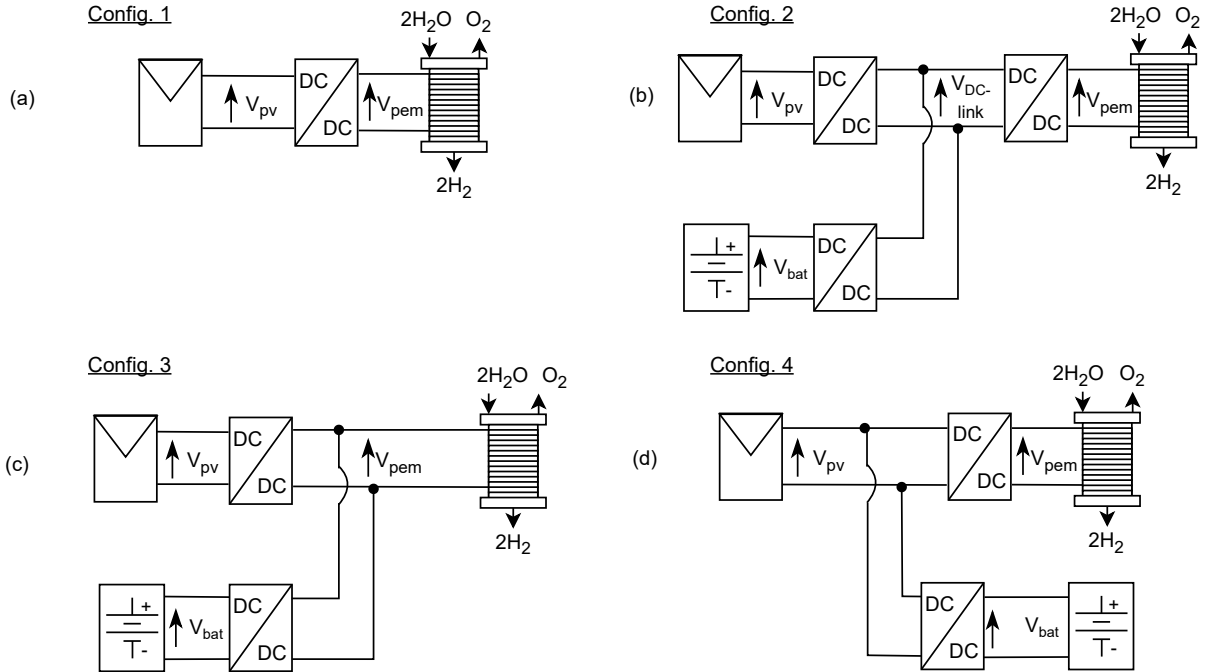


Figura 1.2: Configuraciones consideradas para el sistema híbrido PV-EPEM: (a) Sin batería, donde el sistema PV alimenta directamente al EPEM. (b) Con batería conectada a un bus DC-Link central, compartiendo la alimentación con el PV. (c) Con batería interconectada en el lado del EPEM. (d) Con batería conectada en el lado del PV, regulando la entrega de energía al EPEM mediante un convertidor DC/DC.

config.: configuración.

Config. 2: Batería con conexión al DC-link central

En la configuración mostrada en la [figura 1.2b](#), tanto el sistema PV como la batería, con voltaje V_{bat} , están conectados a un bus común de corriente continua (DC-link), a través de convertidores DC/DC independientes. El DC-link, a su vez, está directamente conectado al EPEM a través de su propio convertidor DC/DC.

Config. 3: Batería con conexión al EPEM

La segunda configuración con almacenamiento ([figura 1.2c](#)), se conecta la batería al lado del EPEM mediante un convertidor DC/DC. En esta disposición, no existe DC-link, ya que la unión entre la batería y el sistema PV se conecta directamente al EPEM, sin la necesidad de un convertidor DC/DC

Config. 4: Batería con conexión al sistema PV

En la última configuración (figura 1.2d), la batería está conectada al lado del sistema PV a través de un convertidor DC/DC, tal cual como la figura 1.2b, salvo que el sistema PV no presenta un convertidor DC/DC. Finalmente, la interconexión entre el sistema PV y la batería está directamente conectado al EPEM a través de su propio convertidor DC/DC.

Estas configuraciones permiten analizar el impacto de la inclusión o exclusión de baterías en el desempeño del sistema, en términos del LCOH. La comparación de estas arquitecturas facilita la identificación de la solución óptima para maximizar la producción de H_2V , lo que equivale a minimizar el LCOH, bajo diversas condiciones de operación y demandas energéticas.

1.4. Configuraciones alternativas de sistemas de generación y almacenamiento de H_2V

1.4.1. Sistema de generación PV con almacenamiento de energía mediante batería e hidrógeno para producción de H_2V

La siguiente alternativa presentada es una extensión de las cuatro antes mencionadas, ya que incluye todos los elementos presentes en la opción de sistema de generación PV con almacenamiento de energía mediante batería, con la salvedad de que en esta oportunidad se añade un segundo elemento almacenador de energía, el hidrógeno, tal como se observa en la figura 1.3a. Para ello, se requieren añadir nuevos elementos al sistema. Se debe almacenar este H_2V producido en un tanque, para finalmente, mediante una pila a combustible, con voltaje V_{fc} , transformar el hidrógeno en energía eléctrica cuando el sistema lo requiera.

Aunque esta configuración se encuentra documentada en la literatura, su aplicación práctica resulta limitada debido a su baja eficiencia. La producción de hidrógeno para su posterior reconversión en energía eléctrica dentro del mismo sistema conlleva pérdidas significativas a lo largo del proceso, disminuyendo la eficiencia global. Por ello, este enfoque suele ser menos competitivo en comparación con alternativas más directas y eficientes para la producción de H_2V .

1.4.2. Sistema híbrido PV/Eólico con almacenamiento de energía mediante batería para producción de H_2V

Finalmente, se presenta la última propuesta alternativa que se trabaja en la literatura, tal como se observa en la figura 1.3b. Consta de un sistema PV, el cual es conectado a un EPEM mediante un convertidor DC/DC, con un elemento almacenador de energía (en este caso una batería), con la

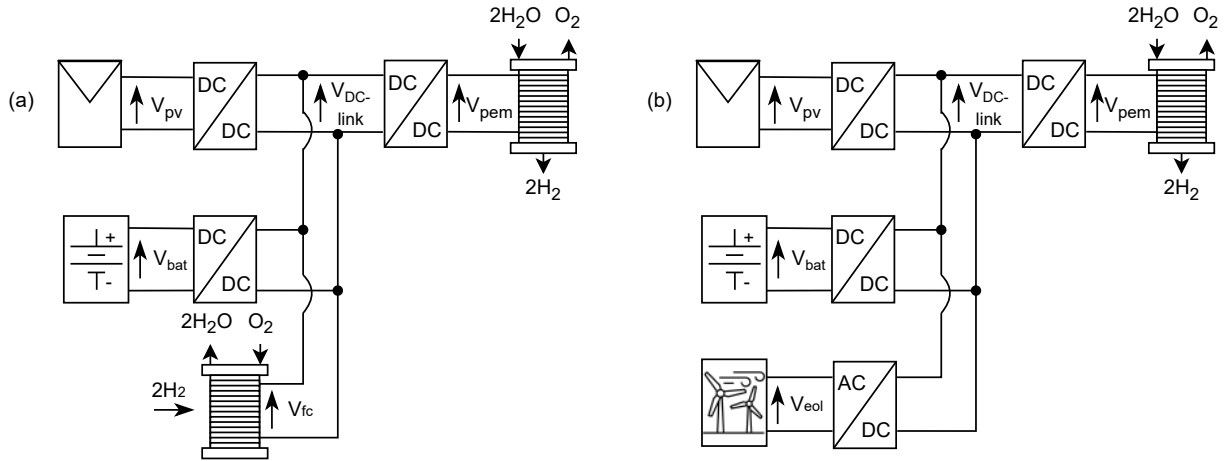


Figura 1.3: Configuraciones consideradas por otros autores para el sistema híbrido PV-batería-EPEM, (a) con uso de pilas combustibles de hidrógeno, (b) o energía eólica.

salvedad que en esta oportunidad se añade una segunda fuente de energía renovable, una turbina eólica (WT del inglés *Wind Turbine*), con voltaje V_{eol} . El añadir esta nueva fuente de energía tiene como objetivo apoyar al sistema PV en su tarea de suministrar potencia eléctrica al EPEM, y así disponer de energía eléctrica en mayores intervalos de tiempo que las alternativas anteriores. Es importante destacar que esta alternativa dispone de un sistema almacenador de energía, ya que, a pesar de que posea dos fuentes de energía, también habrá intervalos de tiempo en los que no se genere electricidad a partir de fuentes renovables, y, por lo tanto, no se suministre la potencia requerida por el EPEM. En esta oportunidad también debe existir un bus DC, debido a los múltiples elementos que tienen el propósito de alimentar al EPEM, este debe ser controlado para optimizar el sistema, y de esta forma abastecer al EPEM de la manera más óptima posible.

1.5. Objetivos y alcances

1.5.1. Hipótesis

El dimensionamiento y la configuración del sistema híbrido, junto con la incorporación de baterías en el sistema PV- H_2V , influyen significativamente en la optimización del sistema en base al LCOH.

Además, el incluir un análisis de los rangos de potencia reales de los sistemas PV, batería y EPEM disponibles en el mercado, otorgan una mayor relevancia y validez a los resultados teóricos de este trabajo.

1.5.2. Objetivos

Objetivo general

Optimizar un sistema de producción de H_2V a partir de energía fotovoltaica en una red aislada, enfocándose en el dimensionamiento y la configuración del sistema PV- H_2V , con el fin de minimizar el LCOH, demostrar y contrastar la viabilidad económica de las distintas arquitecturas propuestas.

Objetivos secundarios

1. Dimensionar el sistema PV y la capacidad óptima de almacenamiento de energía para minimizar el LCOH en diferentes ubicaciones geográficas.
2. Revisar y optimizar las configuraciones y la arquitectura de la electrónica de potencia, enfocándose en la eficiencia de los convertidores DC/DC.
3. Validar los resultados obtenidos mediante simulaciones en MATLAB.

1.5.3. Metodología general

La metodología para este trabajo de tesis se estructura en varias etapas, comenzando con una revisión detallada de la literatura, para establecer una base teórica sobre los principales conceptos, tecnologías y tendencias en la producción de hidrógeno verde. Posteriormente, en el capítulo de metodología, se define la base teórica de los principales elementos del sistema, ya sea un análisis detallado del sistema PV, del EPDM, o del indicador económico LCOH, como de la gestión de energía de la batería.

Una vez definida la base teórica, se desarrollará una metodología de dimensionamiento centrada en la optimización del indicador tecno-económico LCOH. Este proceso implica:

- Dimensionamiento del sistema fotovoltaico y almacenamiento: se determina el número óptimo de paneles y la capacidad de almacenamiento de la batería necesarios para minimizar el LCOH, empleando datos de irradiación y temperatura del panel PV de alta resolución (muestreo al minuto), para garantizar un análisis preciso y representativo.
- Optimización del sistema: Se implementará una estrategia de optimización que evalúe distintas combinaciones de potencia fotovoltaica instalada, y capacidad de almacenamiento tanto para escenarios con o sin batería, variando también la utilización nocturna del EPDM. Este análisis se llevará a cabo para diversas ubicaciones geográficas, lo que permitirá identificar configuraciones óptimas para diferentes condiciones de operación.

- Se proponen distintas arquitecturas del sistema, con y sin batería, para ser posteriormente optimizadas y contrastadas. Se selecciona un convertidor dentro de la literatura único para las distintas arquitecturas, diferenciándose solo si son diseñados de manera unidireccional o bidireccional.
- Simulación: El dimensionamiento y la optimización se basarán en un modelo estático, pero que incorpora las eficiencias de los convertidores en cada subsistema (PV, batería y EPDM), así como la variabilidad temporal de la generación y demanda de energía. Se utiliza la herramienta MATLAB para evaluar el LCOH bajo diferentes escenarios.
- Validación y análisis de resultados: Finalmente, se comparan los resultados obtenidos para las diferentes configuraciones y ubicaciones, destacando los casos óptimos y discutiendo las consecuencias del uso de baterías en la reducción del LCOH frente a la opción sin almacenamiento.

Capítulo 2

Estado del Arte

2.1. Introducción

En este capítulo se profundiza en los sistemas productores de H_2V definidos anteriormente, presentando una revisión actualizada de trabajos recientes de otros autores. Se analizan los principios de operación, las características técnicas, las metodologías, y los avances actuales en estos sistemas, permitiendo establecer los fundamentos necesarios para contextualizar y sustentar las decisiones metodológicas y los diseños adoptados en este estudio.

2.2. Hidrógeno verde: contexto global y desafíos

El hidrógeno es un vector energético capaz de almacenar energía durante largos periodos de tiempo [17, 18], lo que lo hace una pieza clave en la transición hacia fuentes de energía no dependientes de combustibles fósiles. Su denominación varía según la fuente de energía utilizada para su generación [3]: gris, si proviene de combustibles fósiles; marrón, si se obtiene del carbón; rosa, cuando se utiliza energía nuclear; y verde, en el caso de fuentes de energía renovables, que es el enfoque de este trabajo.

A nivel mundial, existe una amplia variedad de proyectos relacionados con el H_2V , abarcando desde investigaciones académicas y prototipos experimentales [19], hasta plantas de producción a gran escala y en operación [20]. Estas soluciones pueden clasificarse según su configuración: sistemas conectados a la red [21] o completamente autónomos [22, 19], con conexión directa entre el sistema PV y el EPEM [19], o integrados a una micro-red DC [23] o AC [24]. Además, pueden incluir elementos de almacenamiento de energía, como baterías [22, 12] o pilas de combustible, o combinar diversas fuentes de energía renovable, como energía PV y WT [21, 24].

2.2.1. Desafíos del hidrógeno verde en la transición energética

Entre los principales desafíos que presenta la producción de H_2V en la transición energética [25, 26], se encuentran en la reducción de costos para competir con métodos convencionales [2] y la integración eficiente de tecnologías renovables. A pesar de los avances en estudios tecno-económicos [27, 11, 28], el LCOH sigue siendo la principal métrica para evaluar la viabilidad económica del H_2V . Sin embargo, optimizar el dimensionamiento de sistemas de producción de H_2V para maximizar su rentabilidad y eficiencia energética sigue siendo un reto.

2.2.2. Definición y relevancia del LCOH

El LCOH, es un indicador económico clave utilizado para evaluar la viabilidad económica y competitividad de la producción de hidrógeno a partir de diversas fuentes de energía. En el contexto de la transición energética hacia fuentes renovables, el LCOH refleja el costo promedio de producción de hidrógeno a lo largo de la vida útil de una planta, considerando tanto los costos de inversión inicial como los costos operativos, entre otros factores [11, 28].

En los sistemas de H_2V , el LCOH se calcula tomando en cuenta variables como la capacidad de generación de energía renovable (por ejemplo, solar o eólica), el tipo de tecnología de electrólisis utilizada (como PEM o SOEL), las condiciones climáticas del lugar de instalación entre otras variables [3]. De acuerdo a [27], el LCOH es fundamental para comparar los diferentes conceptos de producción de hidrógeno renovable y evaluar su competitividad frente a fuentes de energía no renovables, como el gas natural o el carbón. Aunque el LCOH sigue siendo relativamente alto en comparación con el hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles, su relevancia radica en su potencial para reducir costos a medida que las tecnologías mejoran y se optimizan los sistemas de generación y almacenamiento de energía. Este indicador es clave para trazar el camino hacia la rentabilidad de la producción de hidrógeno renovable y es un factor determinante en el análisis económico de los sistemas de energía basados en hidrógeno.

A medida que se desarrollan nuevas tecnologías y se incrementa la escala de los proyectos, se espera que el LCOH se reduzca, acercándose a los costos de las tecnologías no renovables, lo que podría facilitar una adopción más amplia de esta fuente de energía limpia [29, 26].

2.2.3. Comparación entre hidrógeno producido con energías renovables y no renovables

En la actualidad, los costos de producción del H_2V aún no son competitivos con otras fuentes energía no renovables, como el carbón o el diesel. El estudio [3] presenta una comparación detallada del cálculo del LCOH basado en diversas fuentes de energía (figura 2.1), abarcando tanto fuentes

renovables, como solar y eólica, como no renovables, incluyendo el carbón y el gas natural. Por ende, al momento de este análisis, el LCOH para el H_2V no logra competir con el hidrógeno producido a partir de fuentes de energía no renovables.

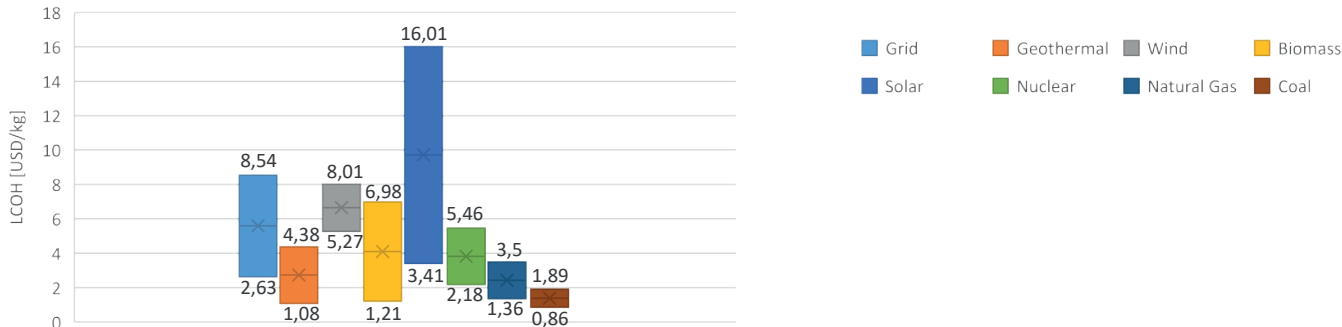


Figura 2.1: Rango de costos de LCOH (2021) basado en distintas fuentes de energía [3].

En este trabajo, el LCOH se utiliza como una herramienta para contrastar los distintos escenarios analizados, considerando tanto características comunes, como variables diferenciadoras. Este indicador ha sido calculado específicamente bajo las hipótesis y supuestos establecidos en este estudio, lo que lo convierte en un resultado particular y adaptado a las condiciones evaluadas. Por lo tanto, el LCOH presentado aquí tiene validez únicamente dentro del contexto de este trabajo, y no es directamente comparable con otros valores de LCOH reportados en la literatura.

2.2.4. Políticas globales y regionales de hidrógeno verde

Las políticas globales y regionales del H_2V están ganando importancia como parte de los esfuerzos por descarbonizar sectores industriales y energéticos. A nivel mundial, países como la Unión Europea, Japón y Australia han establecido estrategias nacionales para fomentar la producción y uso del H_2V , alineadas con sus compromisos climáticos [30, 31]. A nivel regional, América Latina también está explorando oportunidades en el H_2V , siendo Chile un líder potencial debido a su abundancia de recursos renovables, tanto PV como WT. Las políticas incluyen incentivos económicos y normativas sobre producción [16], que con apoyo de la investigación tecnológica, pretenden mejorar la competitividad del hidrógeno frente a otras fuentes de energía.

2.3. Componentes clave en sistemas productores de H_2V .

2.3.1. Sistemas Fotovoltaicos para H_2V

En la producción de H_2V , los sistemas PV desempeñan un papel fundamental al proporcionar energía limpia y renovable para alimentar los electrolizadores. Sin embargo, debido a la naturaleza

intermitente de la irradiación solar y a las variaciones en las condiciones ambientales, es crucial contar con modelos precisos que permitan estimar de manera confiable la generación de energía y optimizar el diseño del sistema. A continuación, se describen los principales enfoques utilizados en la literatura para modelar sistemas PV, destacando sus ventajas y limitaciones en aplicaciones relacionadas con H_2V .

Modelos de celdas PV para aplicaciones en H_2V

En estudios como [32], se emplean modelos simplificados de sistemas fotovoltaicos, donde la potencia generada por las celdas es proporcional a la eficiencia del sistema (η), el área del módulo (A) y la irradiación solar (G). Sin embargo, estos modelos no consideran factores importantes como la temperatura o la degradación del módulo. Por otro lado, investigaciones como [4, 5, 6] proponen modelos más precisos basados en circuitos equivalentes que representan el comportamiento de una celda fotovoltaica, incorporando como entradas la irradiación y la temperatura de la celda, tales como el modelo de diodo único (SDM del inglés *Single Diode Model* figura 2.2a), o el modelo de diodo doble (DDM del inglés *Double Diode Model* figura 2.2b).

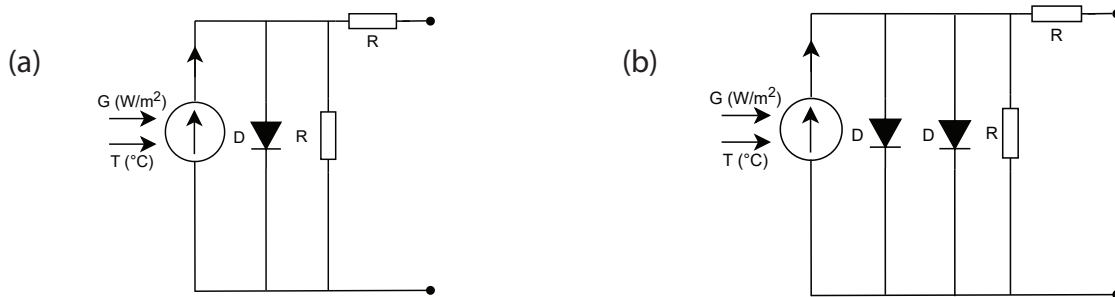


Figura 2.2: Distintos modelos PV empleados en la literatura: (a) Modelo de diodo único SDM [4, 5], (b) Modelo de diodo doble DDC [6].

Utilización PV

La correcta utilización de sistemas PV en combinación con electrolizadores PEM presenta desafíos significativos en términos de eficiencia y costos. Según [33], el sobredimensionamiento del sistema PV, hasta 2.63 veces la capacidad del electrolizador, es fundamental para minimizar costos y garantizar una mayor utilización del electrolizador, maximizando las horas de operación a plena carga. Por otro lado, trabajos como [34], resalta que, aunque el sobredimensionamiento PV mejora la utilización, este sigue limitado por la naturaleza intermitente de la energía solar. La integración de otras fuentes renovables, como la energía eólica, y el uso de almacenamiento energético pueden incrementar significativamente el factor de utilización del electrolizador, aunque a costa de mayores inversiones iniciales.

2.3.2. Baterías y Almacenamiento de Energía

Existe una gran cantidad de tipos de baterías y elementos almacenadores de energía. En el análisis de diferentes tecnologías, se consideran aspectos como la temperatura y el tipo de electrolito, permitiendo identificar las alternativas más adecuadas para aplicaciones específicas. Entre las tecnologías más relevantes se encuentran las baterías de plomo-ácido, níquel, iones de litio, polímeros de litio, cloruro de sodio y níquel [7, 8], así como otros dispositivos almacenadores como condensadores y supercondensadores.

Tecnologías de baterías en estudios de H_2V

En la [figura 2.3](#), se presenta una comparación de la densidad volumétrica de energía (Wh/L) frente a la densidad específica de energía (Wh/kg) para diferentes tecnologías de baterías. Este análisis destaca la superioridad de las baterías de iones de litio en términos de densidad energética, lo que las posiciona como una de las opciones más prometedoras para aplicaciones que requieren un almacenamiento compacto y eficiente.

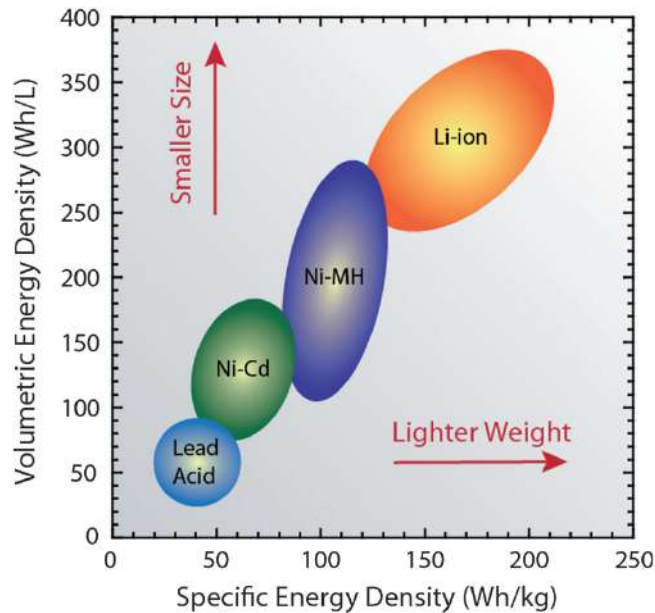


Figura 2.3: Densidad específica de energía (Wh/kg) vs densidad volumétrica de energía (Wh/L) [7],[8].

El desarrollo de modelos que simulen estas tecnologías resulta fundamental para optimizar su integración en sistemas de producción de H_2V . El análisis de [8] permite no solo seleccionar las mejores alternativas en función de la aplicación, sino también explorar las condiciones operativas que maximicen su eficiencia y prolonguen su vida útil. La comparación gráfica en la [figura 2.3](#)

resalta cómo la evolución de las baterías sigue impulsada por la búsqueda de mayores densidades de energía, eficiencia y adaptabilidad.

2.3.3. Electrolizador

Existen diversas topologías de electrolizadores, cada una con características específicas para distintas aplicaciones:

- Electrolizadores alcalinos (AEL): Tecnología más madura a la fecha de este trabajo, tal como el resto de topologías posee un ánodo y un cátodo, con la diferencia que posee un electrolito líquido [35, 11, 36]. La desventaja de esta topología es que el tener un electrolito líquido, los diseños suelen no ser compactos, además de no tener una respuesta rápida a variaciones de potencia, por lo que no es recomendando utilizarlo con energía renovables (figura 2.4a).
- Electrolizadores de membrana polimérica (PEM): Uno de los más utilizados en la actualidad. Posee un electrolito de membrana sólida, la cual se encarga de conducir los iones [13]. Debido a que los electrodos deben estar sumergidos en el agua, resulta muy sencillo manipular este tipo de electrolizadores, ya que otras topologías deben evitar el contacto de electrodos con el agua. Son los electrolizadores de agua que presentan respuesta más rápida a variaciones de potencia, por lo que son utilizados en energías renovables [37] (figura 2.4b).

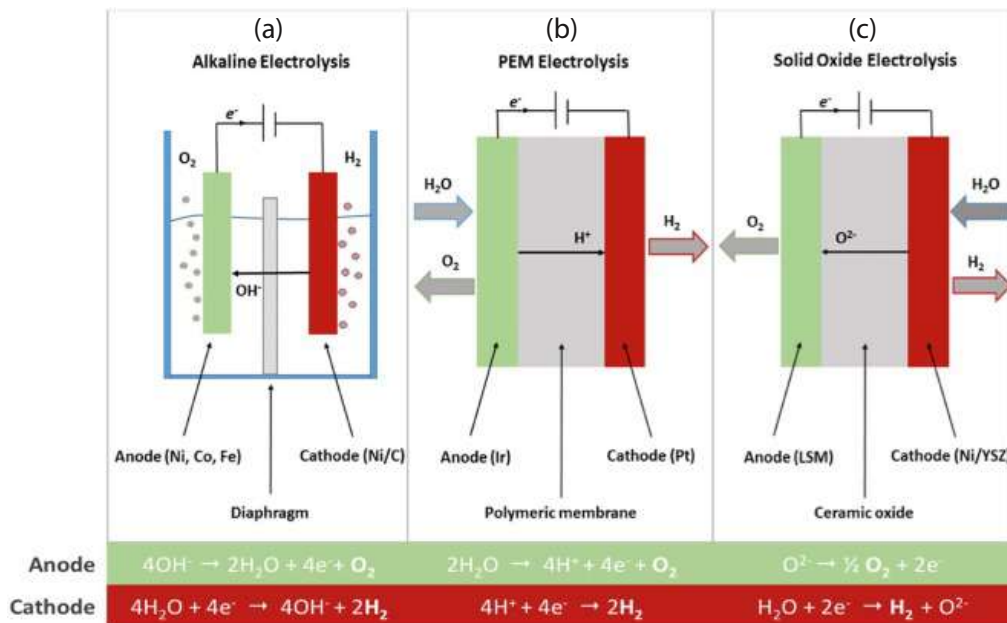


Figura 2.4: Principios de funcionamiento de celda de electrolizador AEL, PEM y SOEL [9].

- Electrolizadores de óxido sólido (SOEL): Su desarrollo aun está en etapa experimental. Operan a altas temperaturas, por lo que necesitan un aporte extra de grandes cantidades de

energía independiente de la energía utilizada por la electrólisis como tal. El operar a altas temperaturas hace que los materiales utilizados para el montaje del electrolizador sean complejos, como los electrodos formados por cerámicas. Aunque presenta la eficiencia más elevada, su vida útil se ve afectada por las condiciones extremas de operación, lo que representa una limitación para su implementación a gran escala. Por ello, los modelos comerciales disponibles son de baja escala y su desarrollo sigue limitado a nivel laboratorio [38] (figura 2.4c).

Degradación de electrolizadores por condiciones operativas

Existen muchos factores que influyen en el rendimiento del electrolizador, ya sea el diseño y topología en general, los materiales usados, la temperatura que soporta tanto la celda en general como los materiales que la componen, entre otros. La ponderación del tiempo de uso que permite operar de manera óptima de cada uno de estos elementos y materiales, define la vida útil del electrolizador, o dicho en otras palabras, el tiempo de vida que tendrá antes de ser reemplazado, considerando las respectivas mantenencias.

Uno de los factores críticos a la hora de hablar de vida útil del electrolizador, es la calidad de la energía que se le suministra, y en particular los armónicos de corriente, como se muestra en [39]. Estos últimos generan pérdidas adicionales en el electrolizador y el envejecimiento prematuro [40] [41].

Para identificar cuáles son los factores críticos en cuanto a vida útil del electrolizador, es útil realizar un análisis de sensibilidad, como se muestra en [17]. En este trabajo se utilizan cinco celdas de electrólisis de agua PEM individuales e idénticas, las cuales presentan cada una un perfil de potencia, siendo la corriente un parámetro variable, mientras que todas las demás características entre electrolizadores son idénticas. Se identifican tres resultados diferentes variando la densidad:

- Densidad de corriente media ($1(A \cdot cm^{-2})$ a 1.7V) donde no se observa degradación significativa de la celda, por lo que se puede evitar el uso potencial de costos de recubrimiento anticorrosión. Esto se debe a que, en este rango, la célula mantiene un rendimiento óptimo sin requerir protección adicional, prolongando su vida útil de forma económica.
- Alta densidad de corriente constante ($2(A \cdot cm^{-2})$ a 1.9(V)) donde se observa un mayor grado de degradación que el caso anterior, pero resulta en un evento reversible para la celda.
- Densidad de corriente dinámica, donde se observan dos escenarios, el primero en el que reducir, pero no detener la corriente en el electrolizador periódicamente, mejora la durabilidad considerablemente respecto al escenario en el que se detiene el electrolizador, al reducir la

acumulación de pérdidas óhmicas, y un segundo escenario en donde se interrumpe periódicamente la corriente al electrolizador, es decir, que se desenergiza este mismo y mejora la durabilidad del sistema significativamente.

Por lo tanto, la duración de vida de las celdas PEM puede verse afectado por el perfil de potencia utilizado. En el caso de operar con corriente constante 2 A/cm^2 , se observó una mayor degradación, con pérdidas óhmicas crecientes y disminución de la densidad de corriente de intercambio, lo que lleva a una mayor acumulación de pérdidas. Sin embargo, los perfiles de corriente dinámica mejoran considerablemente la durabilidad [17].

2.3.4. Convertidores DC/DC

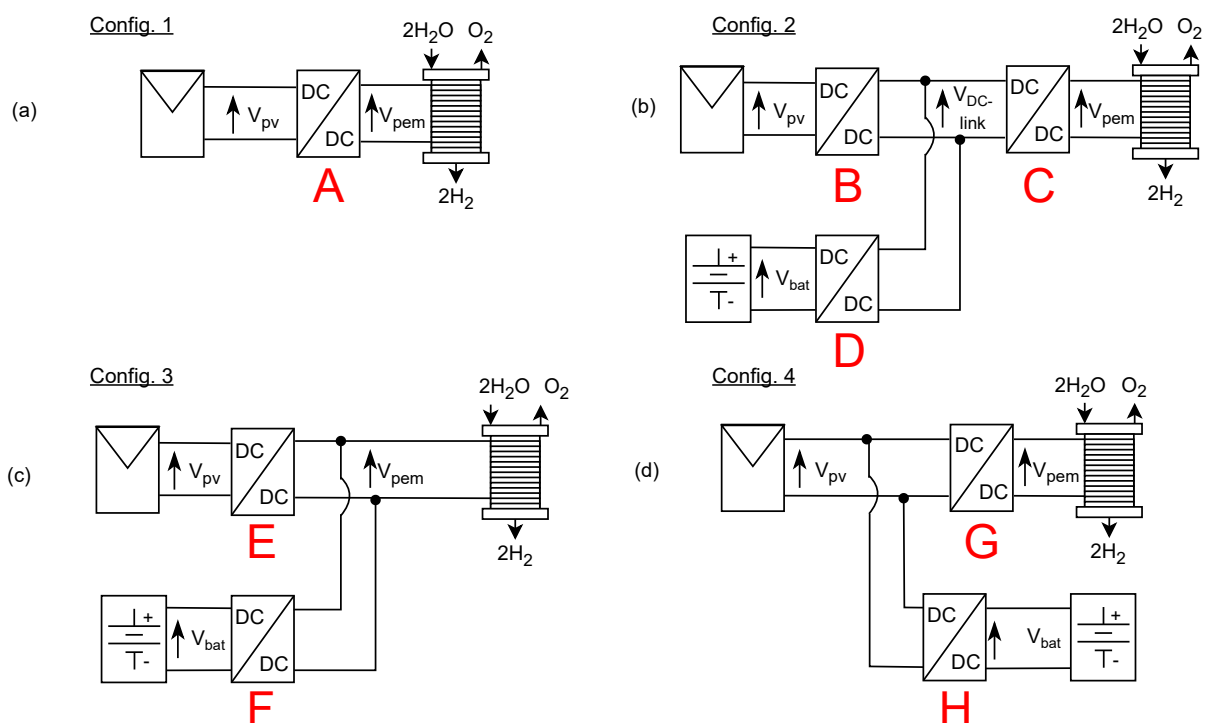


Figura 2.5: Configuraciones consideradas para el sistema híbrido PV-EPEM: (a) Sin batería, donde el sistema PV alimenta directamente al EPEM. (b) Con batería conectada a un bus DC-Link central. (c) Con batería interconectada en el lado del EPEM. (d) Con batería conectada en el lado del PV.

config.: configuración.

Los convertidores DC/DC son elementos clave en los sistemas PV- H_2V , como los considerados en este trabajo, ya que permiten ajustar los niveles de tensión en las distintas etapas de conversión. Este estudio analiza las topologías más comunes de convertidores DC/DC y su compatibilidad con los requerimientos de los sistemas propuestos en este proyecto. Cuatro configuraciones fueron

consideradas para el sistema híbrido PV-EPEM, considerando una solución sin batería, y tres soluciones con dicho elemento. El primer sistema figura 2.5a considera una sola etapa de conversión (A), el segundo sistema figura 2.5b considera tres etapas de conversión (B-C-D), el tercer sistema figura 2.5c dos etapas de conversión (E-F), y finalmente el cuarto sistema figura 2.5d considera 2 etapas de conversión (G-H). Estas distintas configuraciones cubren una amplia gama de formas de producir H_2V , desde sistemas sin baterías hasta sistemas con diferentes interconexiones de baterías y módulos.

Rangos de operación típicos de los subsistemas

La figura figura 2.6 entrega una revisión del estado del arte enfocada en los principales componentes del sistema en estudio dentro del mercado, específicamente los sistemas PV, baterías y EPEM.

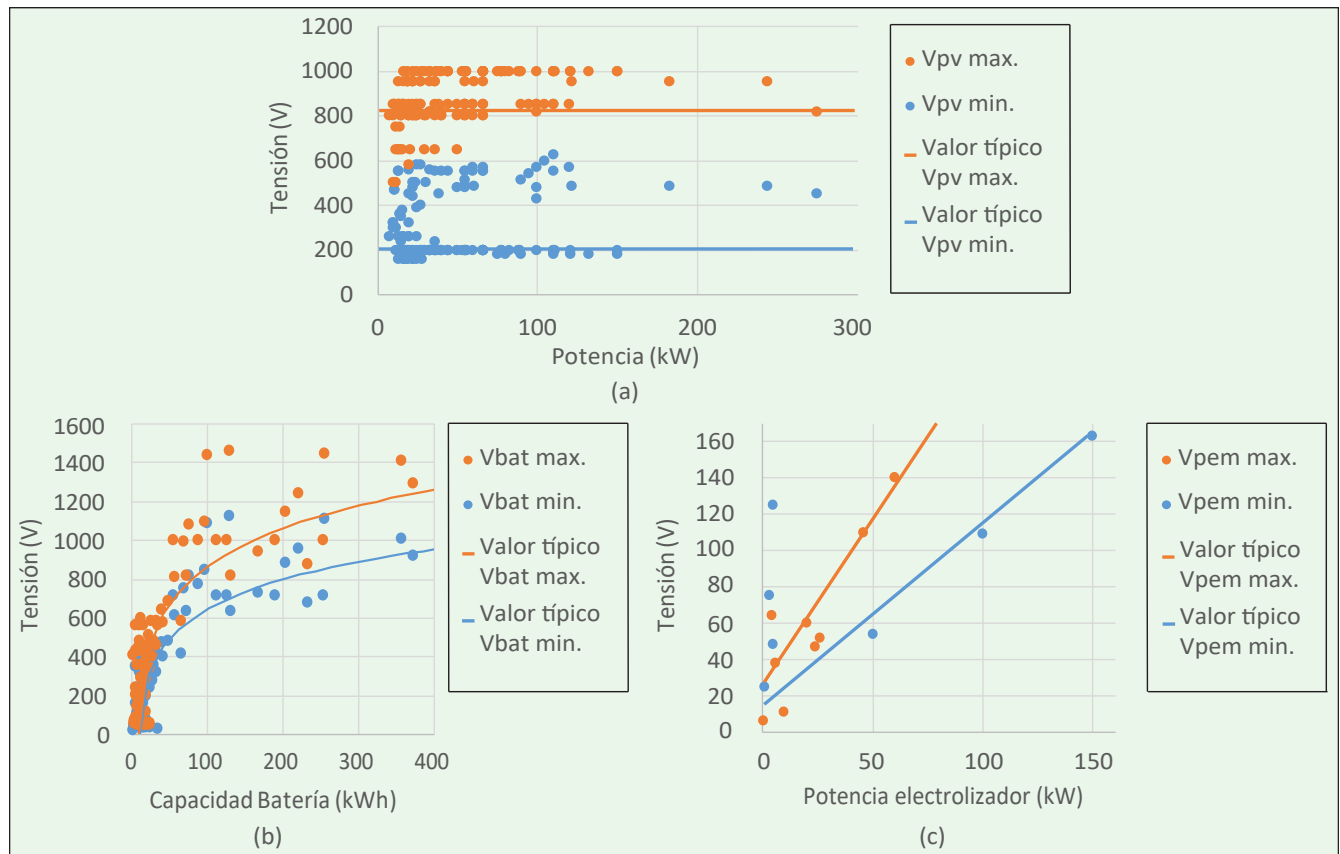


Figura 2.6: Una revisión general del voltaje de operación típico de los subsistemas: (a) PV con rango de operación de MPP a plena potencia (cuando los datos están disponibles) [10], (b) batería (lista de 150 modelos), (c) EPEM con voltaje nominal de CC del conjunto de 12 PEM comercial encontrado [10].

La figura figura 2.6a muestra el rango de voltaje de seguimiento del punto de máxima potencia

(MPP del inglés *Maximum Power Point*) que se encuentra en aplicaciones industriales para el sistema PV [10]. Se define un rango de operación típico para el sistema fotovoltaico de 200 a 800 V, abarcando así un amplio espectro de aplicaciones industriales.

En cuanto a los sistemas de baterías (figura 2.6b), el estado del arte en aplicaciones industriales se centra en las baterías de litio, dado que son las más utilizadas en la industria y la literatura. Se realizó una revisión exhaustiva de los datos provenientes de 153 hojas técnicas de los principales fabricantes de baterías de litio a gran escala¹. Este análisis permitió identificar los valores de voltaje mínimo y máximo de operación de dichas baterías (figura 2.6b), evidenciándose una tendencia logarítmica en los voltajes típicos de las baterías industriales. Para una capacidad de batería de por ejemplo 200 kWh, el rango de operación típico es de 800 - 1100 V.

Por otro lado, la figura 2.6c presenta un análisis de siete electrolizadores PEM disponibles en el mercado, destacando los voltajes nominales en corriente continua. Se observa una tendencia hacia voltajes de operación cercanos a 50 V, aunque algunos sistemas a mayor escala alcanzan hasta 150 V. En este trabajo, se consideran sistemas que operan en corriente continua, con un rango de voltaje de 50 a 150 V, y una potencia nominal de 50 kW.

Ratio de conversión de distintas topologías de convertidores DC/DC

La tabla 2.1 presenta una evaluación de las topologías de convertidores DC/DC más comunes, destacando sus ratios de conversión de voltaje (R_{DC}) y su compatibilidad con las etapas de conversión A-H de los sistemas (figura 2.5). Las etapas de conversión de las distintas arquitecturas consideran rangos de operación fijos, que abarcan voltajes de 200-800V para el sistema PV, 800-1100 V para la batería y 50-150 V para el EPEM.

Los resultados de este estudio revelan que solo en 16 instancias el R_{DC} de las topologías evaluadas coinciden adecuadamente con los requerimientos de los convertidores definidos en este proyecto (A-H), lo que representa el 15,4% del total de casos. Este hallazgo evidencia una limitación significativa en la aplicabilidad práctica de las topologías de convertidores DC/DC actuales.

Esta discrepancia entre la teoría y la práctica plantea un desafío crucial en el diseño y la implementación de sistemas de conversión de energía. La falta de topologías viables que cubran todos los rangos de voltaje necesarios implica la necesidad de investigar y desarrollar nuevas soluciones de conversión de energía que sean tanto eficientes como adaptables a los diversos requerimientos de operación de los sistemas PV-batería-PEM.

¹Fabricantes considerados: SUNGROW, NORTHVOLT, CATL, PANASONIC, SAMSUNG SDI, BYD, LG ENERGY SOLUTION, TESLA, HUAWEI, SONNEN, SOFAR SOLAR, ENPHASE, PYLONTECH.

Tabla 2.1: Estudio de ratios de conversión de voltaje (R_{DC}) de distintas topologías de convertidor DC/DC y comparativa con las distintas etapas de conversión definidas en figura 2.5 (A-H). FB-CT*: Full-bridge with center-tapped rectifier, FB-VD**: Full-bridge with voltage doubler rectifier, HB-FB***: Half-bridge with full-bridge rectifier y NPC-CD****: Neutral Point Clamped with current doubler rectifier

Topología	R_{DC} min-max	A	B	C	D	E	F	G	H
Interleaved buck [42]	13,43-18,80	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
Stacked buck [43]	18,75-18,75	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Stacked buck [44]	18,75-18,75	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗
Mirror buck [45]	1,67-1,88	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Coupled inductor [46]	3,75-13,33	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗
Partial Power conv. [47]	1,04-1,66	✗	✗	✗	✓	✗	✓	✗	✗
Three-level buck [48]	9,38-20,00	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Push-pull [49]	2,50-3,33	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗
FB-CT* [50]	8,56-17,33	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓	✗
FB-VD** [51]	5,63-7,86	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
HB-FB*** [52]	7,14-8,57	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
NPC-CD**** [53]	8,00-12,17	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Two-stage with dcX [54]	3,25-18,75	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗

2.4. Comparación de trabajos de otros autores de sistemas productores de H_2V

A continuación, la tabla 2.2 presenta una comparación de trabajos de otros autores que analizan sistemas compuestos por PV, batería, EPDM, o similares, destacando aspectos clave como ventajas, desventajas y principales contribuciones. Se presentan sistemas productores de H_2V basados en distintas fuentes de energía renovable como sistemas PV (que emplean tecnologías como el MPPT, del inglés *Maximum Power Point Tracking*), WT o colector cilíndrico parabólico. Estos sistemas varían en sus arquitecturas y en las metodologías de optimización empleadas, abordando indicadores clave como el LCOH, el costo del hidrógeno (CoH del inglés *Cost of hydrogen*), las inversiones de capital (CAPEX del inglés *Capital Expenditure*), las inversiones de operación y mantenimiento (OPEX del inglés *Operational Expenditure*), entre otras métricas de comparación, como también distintos tipos de electrolizadores como el PEM, o el alcalino (AEL de inglés *Alkaline Electrolyzer*). A partir de esta comparación, se destacan ventajas, desventajas y contribuciones específicas de cada uno de los estudios, lo que permite identificar tanto los avances logrados como las áreas aún pendientes de desarrollo en el estudio de este tipo de sistemas.

Sin embargo, los estudios existentes suelen centrarse en aspectos individuales de los sistemas de producción de H_2V , como en minimizaciones del LCOH u otros indicadores económicos, o la

Tabla 2.2: Comparación de trabajos de otros autores de sistemas productores de H_2V . *sist.: sistema, cov.: convertidor, ef.: eficiencia, dim.: dimensionamiento, uti.:utilización*

Estudio	Tipo Solución	Ventajas	Desventajas	Contribuciones
[22]	Sist. PV, EPEM, batería y conv. DC-DC	<ul style="list-style-type: none"> - Control MPPT logrado sin conv. PV - Elimina tiempos muertos del EPEM 	<ul style="list-style-type: none"> - No incluye análisis de LCOH - Mal definido el apagado del EPEM - Datos de irrad. y temp. mensuales 	Propone sist. de control en detalle, que mejora ef. del sist. añadiendo el controlador a la batería
[21]	Sist. PV, sist. WT, EPEM, batería	<ul style="list-style-type: none"> - Cuenta con dos fuentes de energía renovable - Proyección de CAPEX y OPEX 	<ul style="list-style-type: none"> - Datos de entrada en horas - No incluye conv. de potencia 	Propone un diseño opt. incluyendo sist. PV-WT en base a ratio de dim. y uti.
[12]	Sist. PV, electrolizador AEL batería	<ul style="list-style-type: none"> - Comparación de modo on-grid y off-grid - Uso de distintos tipos de electrolizador 	<ul style="list-style-type: none"> - Datos en escala horaria - No incluye dinámica de operación real 	Propone análisis de LCOH en base a sist. PV y electrolizadores on-grid y off-grid
[19]	Sist. PV, EPEM, batería	<ul style="list-style-type: none"> - Diseño de sist. PV-H_2V en ubicaciones aisladas 	<ul style="list-style-type: none"> - Sist. con baterías presentan mayores costos - Requiere ajustes en la operación para evitar desbalances estacionales 	Propone una metodología detallada para diseñar sist. PV- H_2V
[24]	Sist. PV, sist. WT, EPEM, conv. DC-DC, grid	<ul style="list-style-type: none"> - Incluye modelos detallados y precisos de los sub sistemas - Considera la degradación y variabilidad anual 	<ul style="list-style-type: none"> - Limitada escalabilidad en sist. de gran escala - Sensibilidad a la precisión de los datos 	Propone un método novedoso para optimizar LCOH considerando todos los aspectos avanzados del sist.
[23]	Sist. PTC, batería, EPEM, conv. AC/DC, grid	<ul style="list-style-type: none"> - Optimización del costo de producción de H_2V (CoH) - Permite el almacenamiento estacional del H_2V 	<ul style="list-style-type: none"> - No considera la dinámica real de los precios de la electricidad en tiempo real - Complejidad en el modelado del sist. y sus interacciones 	Propuesta de un modelo para optimizar el CoH y almacenar H_2V

optimización de componentes específicos o técnicos, pero pocos integran todos los elementos de manera conjunta. Además, las simulaciones suelen utilizar datos con resoluciones horarias o diarias, y no en minutos como en este trabajo, lo que limita la precisión al capturar dinámicas rápidas del sistema renovable, como los apagados del EPEM.

2.5. Optimización de Sistemas de Producción de H₂V

En la literatura, se encuentran diversas metodologías y estrategias de optimización para el dimensionamiento de sistemas de generación de H_2V , abarcando aspectos como la cantidad de paneles PV, la capacidad de las baterías y otros elementos, como pilas de combustible o energía eólica. Estas metodologías están orientadas al dimensionamiento óptimo basado en la minimización del LCOH, objetivo que también se persigue en este trabajo. Por ejemplo, estudios como [29, 55] han desarrollado modelos de optimización que integran sistemas de almacenamiento de energía, destacando la importancia de la presencia de las baterías para reducir el LCOH y mejorar el factor de utilización del electrolizador durante periodos de baja irradiación solar [55], o concluyendo que en ciertos casos no es óptimo añadir baterías [29].

Por otro lado, algunos estudios han explorado métodos de optimización más avanzados y complejos. Un ejemplo es [56], que resalta el uso de técnicas como redes neuronales de perceptrón multicapa (MLP) para mejorar la eficiencia en el diseño de plantas solares cilindro-parabólicas. Este modelo optimiza parámetros como el tamaño del campo solar y las horas de almacenamiento, logrando predecir el LCOH con alta precisión, con un coeficiente de determinación de 99,9% y errores mínimos. Estos resultados evidencian el potencial de las herramientas de inteligencia artificial para optimizar el desempeño energético y económico de sistemas complejos.

2.6. Conclusiones

El análisis realizado en este estado del arte proporciona una visión integral de los aspectos clave relacionados con la producción de H_2V y los avances en su optimización. En la primera sección, se estableció el contexto general y los desafíos asociados al H_2V , destacando su papel crucial en la transición energética hacia sistemas sostenibles. Además, se identificaron barreras como los altos costos asociados a su producción, la eficiencia de los sistemas actuales y la necesidad de integrar energías renovables.

La segunda sección profundizó en los componentes principales de los sistemas productores de H_2V , abarcando tanto los sistemas PV y baterías, como los EPEM. Este análisis permitió evidenciar las interacciones entre estos subsistemas y sus impactos, especialmente al considerar las condiciones de operación.

Posteriormente, la tercera sección presentó una comparación detallada de trabajos previos en el ámbito de los sistemas productores de H_2V . Se destacaron enfoques diversos en cuanto a arquitecturas, metodologías de modelado, y condiciones de operación. Este análisis permitió identificar puntos clave donde los estudios difieren, como por ejemplo con las tasas de muestreo empleadas, los supuestos en la modelación de subsistemas híbridos, entre otros.

Finalmente, en la cuarta y última parte se revisaron las estrategias de optimización aplicadas a los sistemas de producción de H_2V , las cuales incluyen tanto enfoques técnicos como económicos. Se resaltaron los métodos basados en algoritmos genéricos, y simulaciones que consideran escenarios específicos de irradiación, demanda y uso de baterías.

Capítulo 3

Metodología

3.1. Introducción

Este capítulo aborda los fundamentos y la metodología empleada para modelar y analizar el sistema productor de H_2V (figura 3.1). Se describe como se integran los datos de irradiación y temperatura correspondientes al sistema PV, los diferentes modos de funcionamiento de los subsistemas, como el diseño de estos, la gestión del uso de la batería, entre otros.

El objetivo principal de este capítulo es definir las distintas consideraciones realizadas para el análisis y la optimización que se presentara en los capítulos posteriores, proporcionando una visión detallada de los datos utilizados, los modelos aplicados, y el enfoque tecno-económico utilizado para justificar el análisis.

Inicialmente, se explica el proceso de lectura de los datos de irradiación solar y la temperatura correspondientes al sistema PV, los cuales constituyen la base para el análisis. Posteriormente, se detalla el modelado del sistema PV, analizando su comportamiento bajo diversas condiciones y cómo los datos de irradiación y temperatura se utilizan para calcular la potencia disponible destinada a alimentar al EPEM. El modelado del EPEM también es explicado en detalle, enfocándose y teniendo como objetivo el calculo de las curvas de eficiencia propias de este tipo de electrolizadores.

Se describe la implementacion de un sistema de gestión de energía que integra la potencia generada por el sistema PV, la potencia distribuida en la batería, y la potencia consumida por el electrolizador.

En la literatura, se han propuesto diversas alternativas de convertidores DC-DC para interconectar la fuente fotovoltaica con el electrolizador [57, 58]. Una de las características críticas a la hora de seleccionar un convertidor de potencia son las altas relaciones de conversión de entrada-salida de potencia, y la baja ondulación de corriente en el lado del electrolizador [59]. Para este trabajo se considera el convertidor Buck-interleaved de uno, tres y mas módulos para la interconexión del sistema PV, la batería y el EPEM. Se presenta en detalle el funcionamiento del convertidor

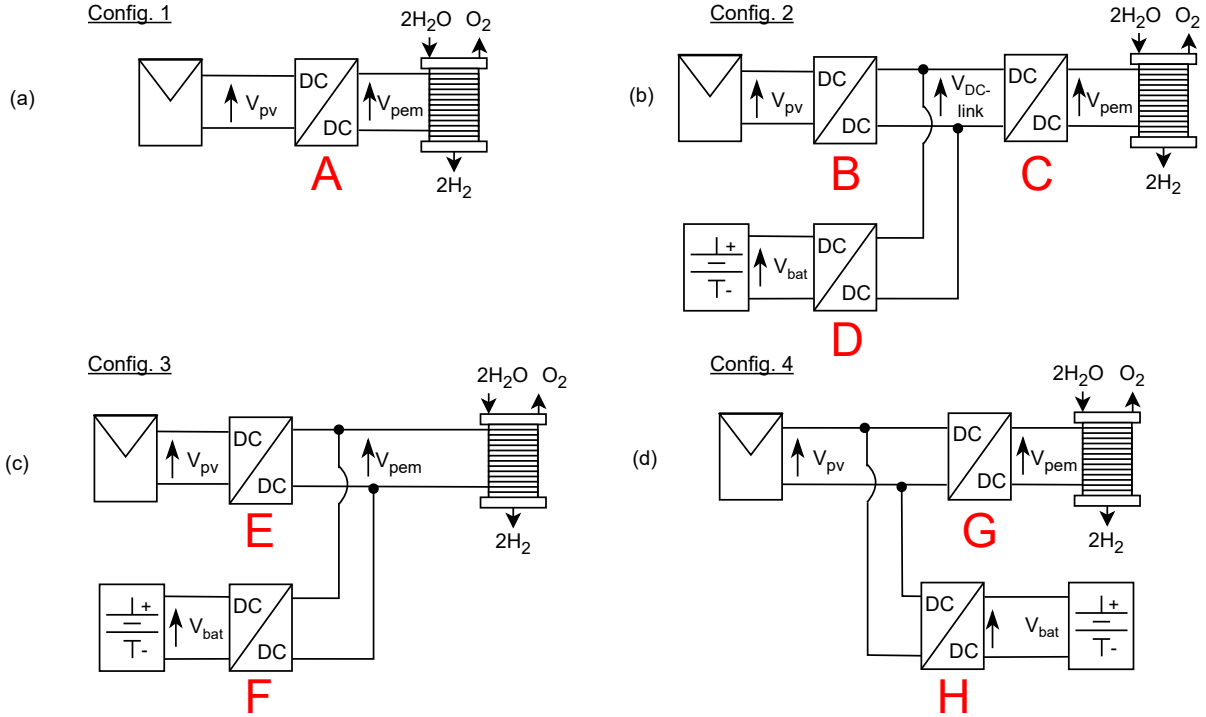


Figura 3.1: Configuraciones consideradas para el sistema híbrido PV-EPEM: (a) Sin batería, donde el sistema PV alimenta directamente al EPEM. (b) Con batería conectada a un bus DC-Link central. (c) Con batería interconectada en el lado del EPEM. (d) Con batería conectada en el lado del PV.

config.: configuración.

Buck-interleaved, sus parámetros clave y se examinan pérdidas y eficiencia.

3.2. Lectura de datos de irradiación y temperatura

La radiación solar incide a la tierra de manera permanente, variando de forma cíclica entre periodos de luz y oscuridad. Debido a la ubicación geográfica y las condiciones atmosféricas locales, la irradiación presenta fluctuaciones diarias. En este estudio se consideran tres ubicaciones diferentes con distintas condiciones climáticas, tal como se ilustra en la [figura 3.2](#), con el objetivo de contrastar los resultados dependiendo de la localización: las regiones de Atacama y Valparaíso en Chile, y la región de Milán en Italia [60].



	Valparaíso	Milan	Atacama
	23°S 70°W	45°N 9°E	33°S 71°W
Temperatura promedio anual	17.25°C	14.96°C	18.85°C
Irradiación promedio anual	146.1 W/m ²	192.7 W/m ²	308.3 W/m ²
Duración promedio diaria	10h 48min	11h 32min	11h 11min

Figura 3.2: Resumen de los datos ambientales: (a) ubicaciones consideradas, (b) datos generales.

Además de la irradiación, se proporcionan los datos de temperatura, específicamente la temperatura del panel solar, datos que son críticos a la hora de obtener la potencia eléctrica desde el sistema PV.

Los datos de medición son obtenidos con una tasa de muestreo de un minuto, lo cual representa una resolución significativamente alta en comparación con otros estudios similares, en los cuales suelen utilizarse tasas de muestreo menos frecuentes. Estos datos abarcan un periodo de un año (365 días): desde el día 24 de diciembre de 2014, al 23 de diciembre de 2015 para las regiones de Antofagasta y Valparaíso, Chile, y del 1 de enero de 2017 al 1 de enero de 2018 para Milán, Italia.

La [figura 3.2](#) proporciona una visión general de los datos más relevantes de las distintas regiones estudiadas, incluyendo la temperatura promedio, la irradiación media y la duración promedio del día para todos los días del año. En esta figura se destaca la considerable diferencia en la irradiación solar recibida en el desierto de Atacama en comparación con Valparaíso e incluso con otras partes del mundo, como Milán. Por otro lado, otros indicadores como la temperatura promedio y la duración del día presentan variaciones menos pronunciadas entre las regiones.

La [figura 3.3](#) proporciona una visión detallada diaria de la temperatura, irradiación y duración del día para las diferentes regiones estudiadas: Valparaíso ([figura 3.3a](#)), Milán ([figura 3.3b](#)) y Atacama ([figura 3.3c](#)). Los gráficos ilustran la temperatura máxima (T_{max}), la temperatura promedio diaria ($T_{prom/d}$), la temperatura mínima (T_{min}), la irradiación máxima (G_{max}), la irradiación promedio diaria ($G_{prom/d}$) y la duración promedio diaria (D_h). Las diferencias geográficas y la ubicación en distintos hemisferios generan variaciones notables en los ciclos estacionales: mientras en Milán es verano, en Chile es invierno, y viceversa, lo cual se refleja claramente en los gráficos.

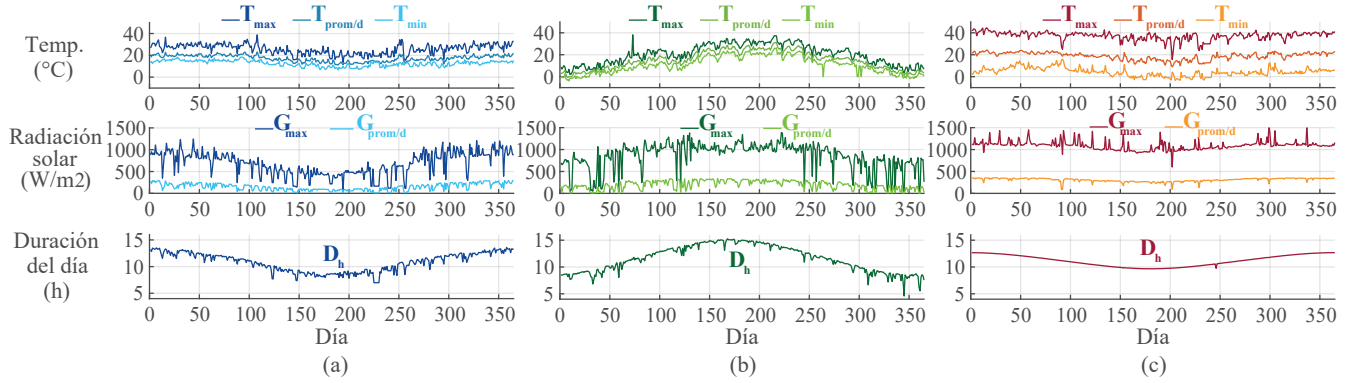


Figura 3.3: Resumen de los datos ambientales: (a) Valparaíso, (b) Milán, (c) Atacama; donde T_{max} es la temperatura máxima, T_{prom} la temperatura promedio y T_{min} la temperatura mínima por día; G_{max} es la irradiación solar máxima y $G_{prom/d}$ promedio por día, respectivamente; D_h corresponde a la duración promedio del día.

En relación con la temperatura, detallada en la primera fila de gráficos de la [figura 3.3](#), se observa que en ambas regiones Chilenas la temperatura promedio tiende a ser similar, aunque con variaciones más extremas para la región de Antofagasta, dado su entorno desértico y su cielo despejado. En cuanto a Milán, se observa una variabilidad estacional mucho más pronunciada en comparación a Chile.

En la segunda fila de gráficos de la [figura 3.3](#), se observa claramente que la irradiación en la región de Antofagasta es significativamente más alta y estable que en las demás regiones estudiadas. Con un promedio anual de $309 (W/m^2)$ ([figura 3.2](#)), superando ampliamente los niveles de irradiación en Valparaíso y Milán. Además, su estabilidad a lo largo del año sugiere una generación fotovoltaica igualmente constante.

Finalmente, la tercera fila de gráficos de la [figura 3.3](#) muestra la duración promedio del día durante todo el año para las diferentes regiones estudiadas, donde para este estudio se considera día aquel que $G > 0(W/m^2)$. Se observa que la duración del día es más estable y prolongada en las regiones más cercanas al ecuador, como Antofagasta, en contraste con regiones más lejanas al ecuador, como Valparaíso y Milán.

3.3. Modelo del sistema PV

Es fundamental describir el modelado del sistema PV, ya que un modelo preciso permite estimar de manera confiable la energía generada por el panel bajo diversas condiciones climáticas, condiciones únicas para cada una de las regiones estudiadas en este documento. Existe múltiples modelos PV, como se detalla en [61], donde se presenta un análisis comparativo entre distintas formas de modelar dicho sistema PV, así como técnicas para obtener los parámetros de dichos

modelos.

En este informe se utiliza el modelo de celda fotovoltaica de diodo único con resistencia en serie y derivación, debido su simplicidad y eficacia en la obtención de resultados precisos (figura 3.4a). Las principales entradas para este modelo PV son la irradiación y la temperatura, mientras que otras variables ambientales, como por ejemplo la humedad y el polvo, se consideran despreciables para los fines de este estudio.

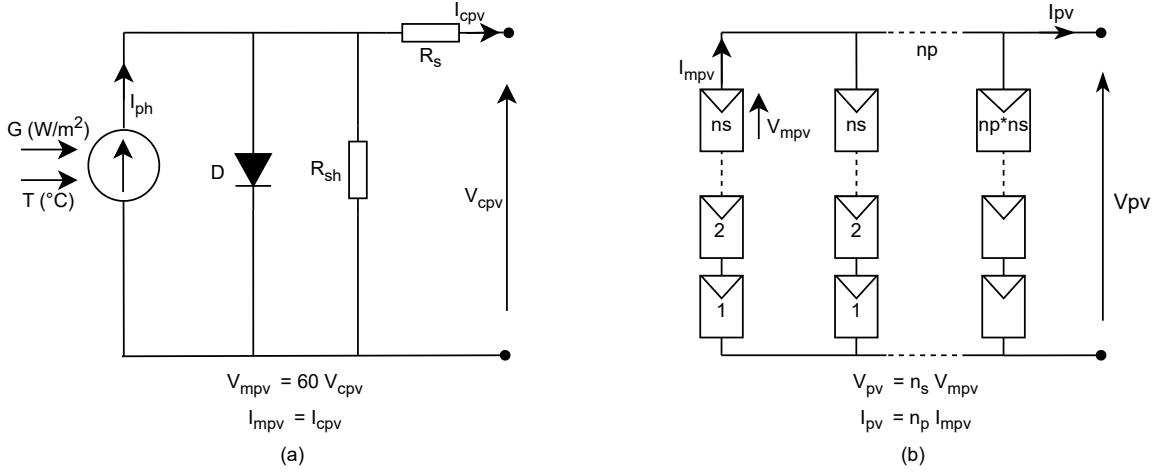


Figura 3.4: (a) Modelo de diodo único con derivación de celda PV, (b) Configuración de módulos PV en serie y paralelo.

Una sola celda PV (figura 3.4) es insuficiente para generar la cantidad de energía fotovoltaica requerida por una planta de producción del H_2V , es por ello que se configura la interconexión de 60 celdas PV en serie, cada una con corriente i_{cpv} y voltaje v_{cpv} (figura 3.4a), para la conformación de un módulo PV. Para este trabajo, se interconectan n_s módulos PV, cada uno con corriente i_{mpv} y voltaje v_{mpv} , los cuales además se organizan en arreglos PV para elevar el voltaje del sistema. Además, estos arreglos se conectan en paralelo (figura 3.4b) para elevar la corriente de sistema PV I_{pv} . En adelante, se habla de módulo PV, cuyo número varía en función del dimensionamiento del sistema (con N_{pv} el número de paneles en (pu)), pero siempre configurado en arreglos de n_s módulos en serie, y n_p arreglos en paralelo. Es importante destacar que, en la etapa de optimización que se llevara a cabo más adelante, se hará variando el número de arreglos, en lugar del número de módulos individuales.

3.3.1. Modelo matemático de la celda PV

El modelo empleado, descrito en la figura 3.4a, está compuesto por un diodo, una resistencia en serie y una resistencia en paralelo, representado por la ecuación 3.1.

$$I_{cpv} = I_{ph} - I_{sat} \left(e^{\frac{V_{cpv} + R_s I_{cpv}}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{cpv} + R_s I_{cpv}}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

Donde I_{cpv} es la corriente de salida de la celda PV expresada en (A), I_{ph} es la corriente fotoeléctrica generada por la celda PV expresada en (A), I_{sat} es la corriente de saturación de la celda PV expresada en (A), V_{cpv} es la tensión de salida de la celda PV expresada en (V), V_t es el voltaje de diodo térmico expresado en (V), R_s es la resistencia en serie expresada en (Ω) y R_{sh} es la resistencia de derivación expresada en (Ω).

A continuación, se presenta una breve descripción de los parámetros que conforman la [ecuación 3.1](#).

Corriente fotoeléctrica de la celda I_{ph}

La corriente generada en la celda PV a partir de la irradiación solar G y la temperatura T en la celda, se expresa mediante la [ecuación 3.2](#). Esta corriente es producto de la captura de fotones solares por la celda, lo que provoca la excitación de electrones y su liberación de energía, fenómeno conocido como efecto fotoeléctrico, que da lugar a la generación de energía eléctrica.

$$I_{ph} = G_{ratio} (K_{ipv} (T - T_{ref}) + I_{sc}^o) \quad (3.2)$$

Donde G_{ratio} es la relación de la irradiación solar respecto al valor en condiciones estándar de prueba (STC por sus siglas en inglés *stand test condition*, en este caso $G=1000W/m^2$ y $T=298$) expresada en (%), K_{ipv} es el coeficiente de dependencia de la corriente con la temperatura expresado en ($\%/K$), T_{ref} es la temperatura bajo condiciones STC expresada en (K) e I_{sc}^o es la corriente de saturación mínima (A).

Corriente de saturación de la celda I_{sat}

La corriente de saturación de la celda fotovoltaica, denotada como I_{sat} , es un parámetro clave en el modelo de la celda. Esta corriente representa la pequeña cantidad de corriente que fluye a través del diodo en sentido inverso cuando la celda está en oscuridad y no recibe irradiación. Su valor es altamente dependiente de la temperatura y describe el comportamiento de las cargas en el diodo cuando no hay generación significativa de energía fotovoltaica. El valor de I_{sat} aumenta con la temperatura, lo que reduce la eficiencia de la celda PV bajo condiciones de alta temperatura. En el modelo de la celda, este parámetro es crucial para calcular la corriente generada por el panel y, en consecuencia, su potencia de salida.

Voltaje de diodo térmico V_t

La tensión V_t considera la temperatura de la celda (T), y la temperatura nominal del semiconductor, en este caso el diodo. Este parámetro se expresa en la [ecuación 3.3](#)

$$V_t = \frac{K_B T}{q} \quad (3.3)$$

Donde K_B es la constante de Boltzmann expresada en $(\frac{m^2 kg}{s^2 K})$ y q es la carga eléctrica del electrón expresada en (C).

Resistencia en serie R_s y de resistencia de derivación R_{sh}

La resistencia en serie R_s y la resistencia de derivación R_{sh} son componentes esenciales en el modelo de la celda fotovoltaica. En particular, R_{sh} tiene como rol en este modelo, suavizar los cambios de corriente I_{cpv} y tensión V_{cpv} . Estos parámetros pueden ser obtenidos a través de varios métodos, tal como indica [61]. A continuación, se presenta una tabla resumen ([tabla 3.1](#)) con los principales parámetros necesarios para calcular I_{cpv} , la potencia de la celda PV P_{cpv} , y por ende, de la potencia del módulo PV P_{mpv} .

Parámetro		Valor	Unidad
n	Número de celdas	60	(pu)
P_{mpv}^{nom}	Potencia nominal del módulo PV (bajo STC)	217	(W)
v_{oc}	Voltaje circuito abierto (bajo STC)	36.1	(V)
I_{sc}	Corriente de corto circuito (bajo STC)	8.13	(A)
K_B	Constante de Boltzmann's	$1.38 \cdot 10^{-23}$	(K)
q	Carga eléctrica e^-	$1.6 \cdot 10^{-19}$	(C)
R_s	Resistencia en serie	3	($m\Omega$)
R_{sh}	Resistencia de derivación	2.8	(Ω)
I_{sat}	Corriente de saturación	$6.33 \cdot 10^{-9}$	(A)
I_{ph}	Corriente fotoeléctrica	7.74	(A)

Tabla 3.1: Especificaciones modelo módulo PV monocristalino empleado “Sunmodule PLUS SW 280 Mono Black” de la empresa SolarWord [1], bajo STC

3.3.2. Curvas características del módulo PV

Una vez definido el modelo de la [ecuación 3.1](#), es posible obtener la corriente y el voltaje (i_{mpv} y v_{mpv}) del módulo PV para cada condición de irradiación y temperatura, considerando que para este trabajo cada módulo PV constara de 60 celdas PV ([tabla 3.1](#)). Para obtener las curvas características del módulo PV, tanto de la curva de Corriente-Voltaje como la curva de Potencia-Voltaje, es fundamental analizar el comportamiento del módulo PV en función de la corriente I_{mpv}

(ecuación 3.1). De este modo, se pueden obtener las curvas características del módulo PV, las cuales se presentan en detalle en la figura 3.5.

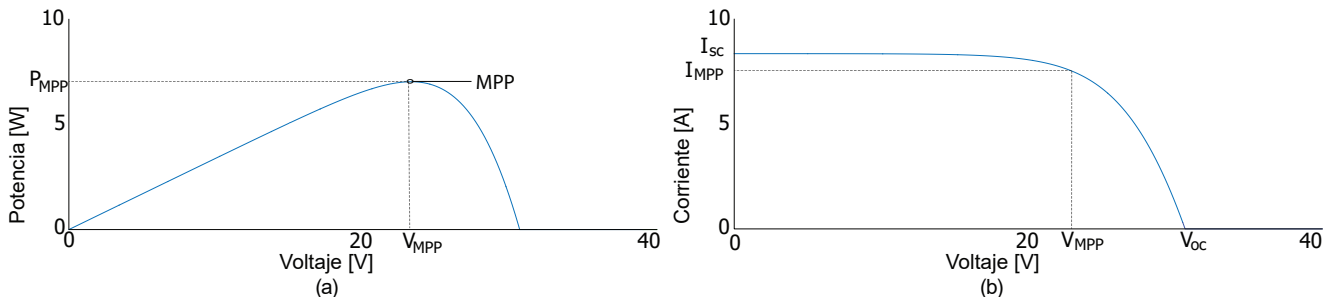


Figura 3.5: Parámetros relevantes de las curvas: (a) Potencia-Voltaje y (b) Corriente-Voltaje de la celda PV.

En la figura 3.5a se muestra la curva de potencia del módulo PV. A medida que aumenta la tensión, comenzando por el valor cero, la potencia también crece hasta alcanzar su valor máximo. Este valor es conocido como punto de máxima potencia (MPP), y es determinado por el algoritmo de seguimiento de máxima potencia (MPPT del inglés *Maximum Power Point tracker*). Este algoritmo es fundamental para maximizar la eficiencia del módulo PV. Mediante un proceso de monitoreo constante, el MPPT identifica el punto de máxima potencia en la curva de potencia del módulo PV (figura 3.5a), ajustando la operación del sistema para que funcione en este punto óptimo. Cuando se alcanza el MPP, también es posible determinar la tensión en la que se produce este valor máximo de potencia, conocido como V_{MPP} . Este proceso no solo mejora el rendimiento del sistema, sino que también garantiza que se aproveche al máximo la energía solar disponible en todo momento. En este trabajo, se considera el MPP como el primer máximo en la curva observado al ser recorrida de izquierda a derecha, es decir, el primer máximo que se encuentra a medida que aumenta la tensión desde cero.

De manera similar, en la figura 3.5b se presenta la curva característica de Corriente-Voltaje del módulo PV. Esta curva comienza en la corriente de corto circuito I_{sc} cuando la tensión es cero. A medida que aumenta el voltaje, la corriente I_{mpv} disminuye gradualmente hasta que, en un determinado punto, comienza a decrecer más rápidamente. Cuando la corriente I_{mpv} se hace cero, se puede determinar el voltaje de circuito abierto del módulo PV, V_{oc} . Por otro lado, en relación con el voltaje V_{MPP} encontrado en la curva figura 3.5a, es posible encontrar la corriente I_{MPP} desde la curva figura 3.5b, y por ende, calcular la máxima potencia extraíble del módulo PV P_{MPP} .

Las curvas características del módulo PV no son estáticas una vez definidos los parámetros de la tabla 3.1, ya que dependen directamente de las condiciones climáticas, particularmente de la irradiación y temperatura. En la figura 3.6a, se observa como varía la corriente de cortocircuito I_{sc} a medida que se varía la irradiación en el rango $800-1200(W/m^2)$, manteniendo la temperatura fija en $25(^{\circ}C)$. De manera similar, en la figura 3.6b se ilustra la variación del voltaje de circuito

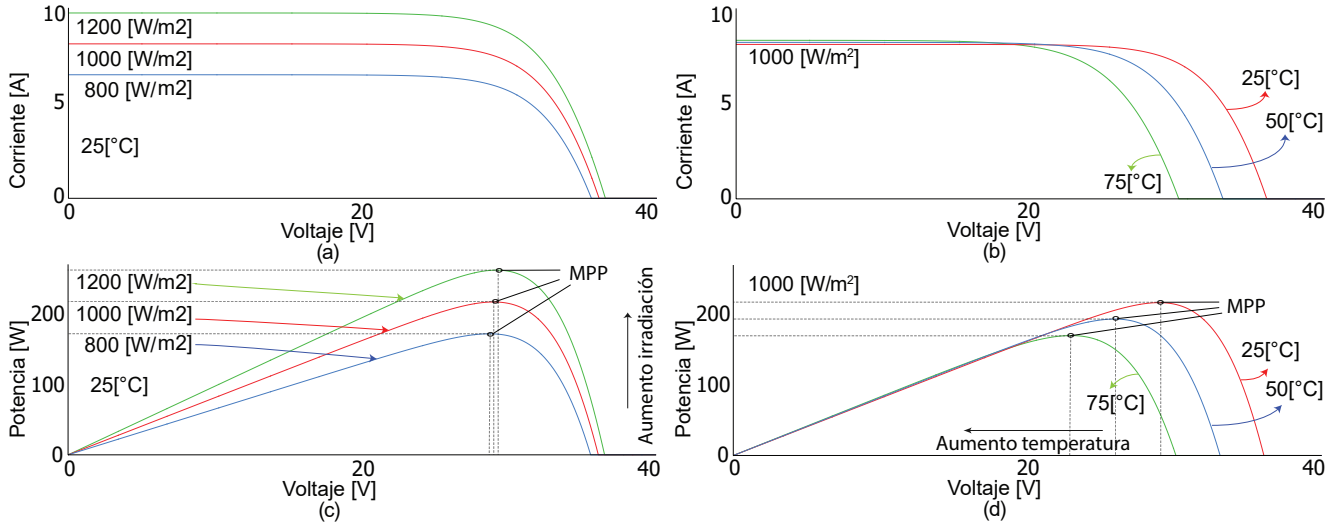


Figura 3.6: Curvas Corriente-Voltaje y Potencia-Voltaje para el módulo PV: Temperatura fija de $25(^{\circ}C)$ (a) y (c), e irradiación fija de $1000(W/m^2)$ (b) y (d).

abierto a medida que la temperatura varía en el rango $25-75(^{\circ}C)$, con la irradiación mantenida constante en $1000(W/m^2)$.

Es evidente que las variaciones de temperatura e irradiación afectan al punto de máxima potencia del módulo PV, como se muestra en las [figura 3.6c](#) y [figura 3.6d](#). Además, se puede observar que la potencia del módulo PV es altamente sensible a las variaciones de irradiación, mientras que la tensión de operación MPP es sensible a las variaciones de temperatura, como se evidencia en la [figura 3.6](#).

3.4. Modelado de una celda PEM

A continuación, se presenta el modelo de una celda PEM ([figura 3.7](#)), detallando los aspectos clave de su funcionamiento electroquímico. Cabe destacar que el electrolizador PEM estudiado en este documento está compuesto por un total de 60 celdas conectadas en serie.

Diversos estudios han modelado celdas PEM utilizando diversas técnicas y simplificaciones. En este trabajo se adopta el modelo propuesto en [13], ya que resulta particularmente adecuado por su capacidad para integrar flujos de temperatura en el sistema, características ausentes en modelos más simplificados del resto de la literatura. Además, este modelo incorpora balances de materia y moles tanto en el ánodo como en el cátodo, lo que permite predecir con mayor precisión la producción de H_2V en comparación con otros modelos de la literatura. El modelo también considera resistencias en los electrodos y la membrana PEM, lo que permite modelar los diferentes sobrepotenciales y de esta forma, generar las curvas de polarización. Estas curvas son fundamentales para el análisis de la celda PEM, ya que ilustran la relación entre la corriente que

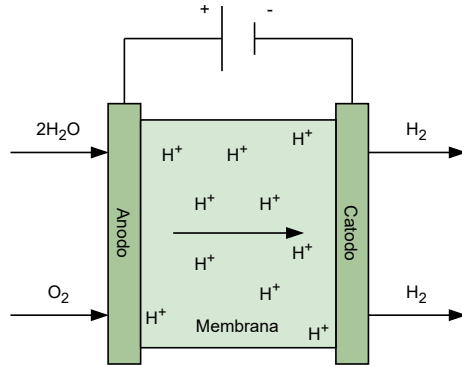
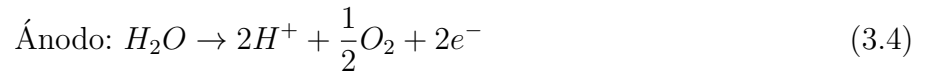


Figura 3.7: Esquema de la celda PEM

fluye a través de la celda, y la tensión bajo diferentes condiciones de operación.

3.4.1. Modelo

Las principales reacciones electroquímicas que ocurren en la celda PEM están descritas por



En el ánodo, el agua se descompone en oxígeno, protones y electrones, según la [ecuación 3.4](#). Los protones atraviesan la membrana hacia el cátodo, donde se recombinan con los electrones para formar hidrógeno, como se describe en la [ecuación 3.5](#). El transporte eficiente de protones a través de la membrana es fundamental para el correcto funcionamiento de la celda, mientras que los electrones, al circular por un circuito externo, generan el sobrepotencial necesario para que la reacción ocurra.

Ánodo

En el subsistema del ánodo, se calculan los flujos de oxígeno y agua en función del agua suministrada por el EPEM. Estos flujos se modelan considerando las reacciones electroquímicas que tienen lugar dentro del ánodo.

Cátodo

En el cátodo, el modelo calcula los flujos de hidrógeno, que se determinan en función de [ecuación 3.5](#). El balance de moles de hidrógeno se describe mediante la ecuación:

$$\frac{N_{H_2}}{dt} = \dot{N}_{H_2}^{in} - \dot{N}_{H_2}^{out} + \dot{N}_{H_2}^{gn} \quad (3.6)$$

Donde \dot{N}_{H_2} es la tasa de flujo molar de hidrógeno, $\dot{N}_{H_2}^{in}$ y $\dot{N}_{H_2}^{out}$ representan las tasas de flujo molar de entrada y salida de hidrógeno, respectivamente, mientras que $\dot{N}_{H_2}^{gn}$ es la tasa de flujo molar de hidrógeno generado en el cátodo.

Membrana

La mayor parte del agua que llega a la membrana desde el ánodo se descompone en H_2 y O_2 . El flujo neto que atraviesa la membrana está influenciado por tres procesos principales: difusión, arrastre electro-osmótico y efecto de presión hidráulica [13]. La difusión describe el movimiento de protones y gases (hidrógeno y oxígeno) a través de la membrana y los electrodos. Este proceso ocurre debido a los gradientes de concentración presentes en la celda, permitiendo que los iones y gases se muevan de áreas de mayor concentración a áreas de menor concentración.

El arrastre electro-osmótico es el fenómeno en el que el flujo de agua a través de la membrana es inducido por la migración de iones cargados. En la celda PEM, los protones que atraviesan la membrana arrastran consigo moléculas de agua hacia el lado del cátodo. Este proceso no solo contribuye al transporte del agua, sino que también facilita el flujo de protones a través de la membrana [37].

El efecto de presión hidráulica se origina en la diferencia de presión existente en la celda, especialmente a través de la membrana. Esta diferencia de presión puede ser generada por la inyección de agua en el ánodo o por la evacuación de gases producidos en el cátodo. La presión hidráulica influye en la distribución de agua, gases y especies iónicas dentro de la celda, afectando tanto la eficiencia de la reacción electroquímica como la estabilidad y el rendimiento del EPEM.

Estos efectos interactúan entre sí y juegan un papel crucial en el transporte de especies y el rendimiento general de la celda PEM [13]. Una comprensión adecuada de estos fenómenos es esencial para el diseño del modelo del EPEM.

Voltaje

En este trabajo, el EPEM calcula el voltaje de operación mediante el modelo propuesto, que se expresa de la siguiente manera:

$$V_{pem} = V_{oc} + V_{act} + V_{ohm} + V_{con} \quad (3.7)$$

Donde V_{pem} es el voltaje del EPEM, V_{oc} corresponde al voltaje de circuito abierto del PEM, V_{act} es el sobrepotencial de activación, V_{ohm} es el sobrepotencial óhmico, y V_{con} es el sobrepotencial de concentración, todos ellos medidos en voltios. La suma de estos términos da como resultado el voltaje de operación de la celda PEM, V_{pem} , para una corriente fija determinada. En este trabajo, se considera un EPEM compuesto por la interconexión de 60 celdas en serie, cada una con un área de $160(cm^2)$. Las figuras 3.8 y 3.9 muestran el comportamiento del voltaje del EPEM en función de la corriente del EPEM I_{pem} , para distintas presiones y temperaturas en el cátodo.

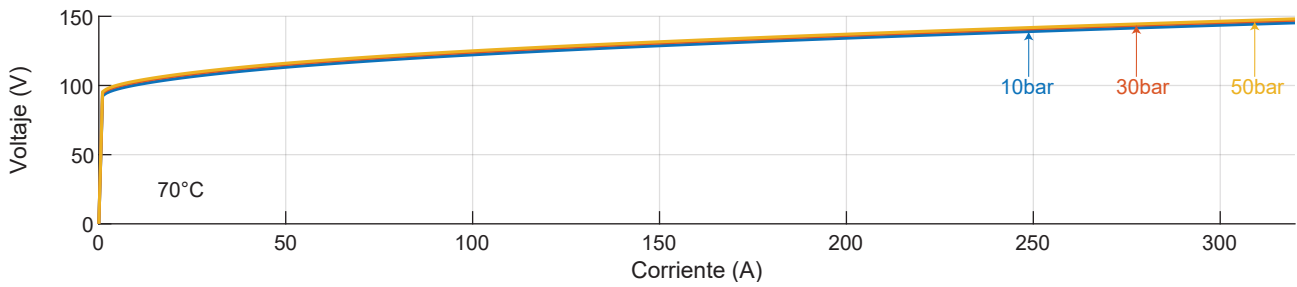


Figura 3.8: Curva de polarización del EPEM para distintas presiones del cátodo.

La figura 3.8 ilustra la curva del voltaje de operación del EPEM en función de la corriente para diferentes valores de presión del cátodo, los cuales se imponen como un parámetro. Por su parte, la figura 3.9 presenta la variación de voltaje de operación en función de la corriente para distintos valores de temperatura. Estas curvas permiten observar que el rendimiento del sistema es sensible a cambios de la temperatura y presión del cátodo. En este trabajo, se fija la presión del cátodo en 30(bar) [62] y la temperatura en 70(°C) [63], ya que estos valores son comúnmente utilizados en EPEM con las características similares a las del presente estudio.

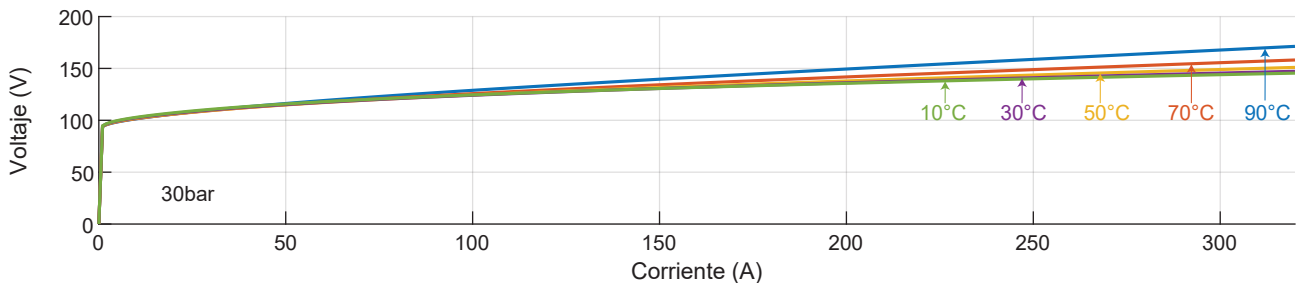


Figura 3.9: Curva de polarización del EPEM para distintas temperaturas del cátodo.

Eficiencia

Finalmente, la eficiencia del EPEM está influenciada tanto por la temperatura como por la presión del EPEM. La eficiencia se desglosa en dos componentes fundamentales: la eficiencia de corriente (η_i) y la eficiencia de voltaje (η_v).

La eficiencia de corriente está relacionada con la corriente eléctrica que efectivamente contribuye a la electrólisis, es decir, aquella que se utiliza para separar el agua en hidrógeno y oxígeno. Dado que siempre existen pérdidas de corriente, definidas como i_{loss} en este proceso, esta eficiencia se calcula como la fracción de la corriente total que no se pierde, lo que se expresa de la siguiente manera:

$$\eta_i = \frac{I_{pem} - I_{loss}}{I_{pem}} \quad (3.8)$$

Esto implica que, mientras menor sean las pérdidas de corriente, mayor será la eficiencia de la corriente, ya que una mayor porción de la corriente suministrada se utilizara efectivamente para la producción de hidrógeno.

Por otro lado, la eficiencia de voltaje se refiere a la relación entre la energía potencial teórica del proceso de electrólisis y el voltaje aplicado al EPEM. El valor de 1.48(V) se considera el voltaje de referencia o el potencial teórico necesario para realizar la electrólisis de agua en condiciones STC [13]. La eficiencia de voltaje se determina comparando este valor teórico con el voltaje real que se aplica al sistema, tal que:

$$\eta_v = \frac{1,48}{V_{pem}} \quad (3.9)$$

Esta expresión refleja que, a medida que el voltaje real se aleja del valor ideal (1.48 V), la eficiencia del proceso disminuye. Un voltaje más alto implica mayores pérdidas energéticas debido a la sobre potenciales presentes en el sistema, como los sobre potenciales de activación, óhmicos y de concentración.

Finalmente, la eficiencia total del electrolizador (η_{pem}) se obtiene como el producto de las eficiencias de corriente y de voltaje, y se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\eta_{pem} = \eta_i \cdot \eta_v \quad (3.10)$$

Esta ecuación refleja cómo la eficiencia general del EPEM depende tanto del manejo de la corriente como del voltaje aplicado.

En la [figura 3.10](#), se puede observar como varía la eficiencia con cambios en estos parámetros. A medida que la temperatura aumenta, se observa que para corrientes bajas ($< 100(A)$), la eficiencia tiende a mejorar a medida que aumenta la temperatura. Sin embargo, para corrientes más altas,

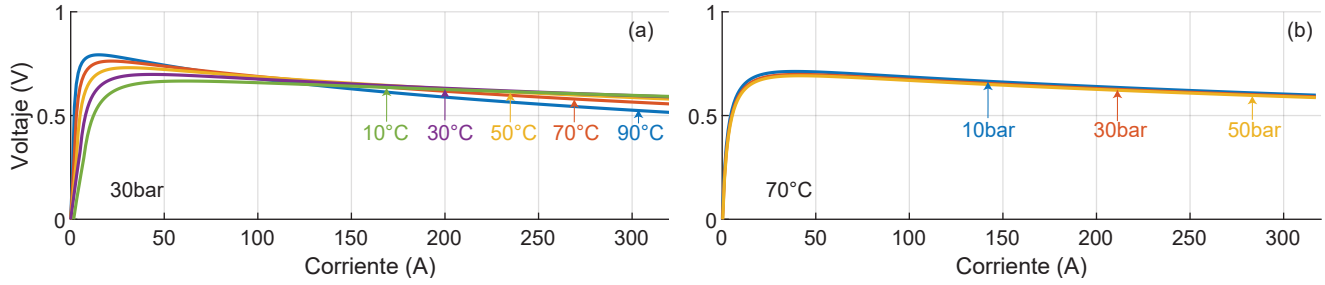


Figura 3.10: Curva de eficiencia del EPEM para: (a) distintas temperaturas del cátodo, (b) distintas presiones del cátodo.

la eficiencia disminuye con el incremento de la temperatura, lo cual se debe al aumento de las pérdidas óhmicas en la membrana.

Por otro lado, un aumento en la presión del cátodo también afecta la eficiencia. A mayores presiones, la eficiencia disminuye debido a la reducción de los sobre potenciales de concentración, facilitando la recombinación de protones y electrones en el cátodo. Finalmente, la producción de hidrógeno está definido por la ecuación.

$$\dot{n}_{H_2} = \frac{i_{pem} - i_{loss}}{2F} \quad (3.11)$$

Donde \dot{n}_{H_2} es la producción de hidrógeno en (mol/s). La ecuación [ecuación 3.11](#) depende directamente de la corriente i_{pem} menos las pérdidas de corriente, y se divide en dos veces la constante de Faraday (F). Esto indica que una mayor corriente efectiva, minimizando las pérdidas, resulta en una mayor producción de hidrógeno, lo que resalta la importancia de optimizar la eficiencia del sistema para mejorar la generación de hidrógeno.

3.5. Batería

La batería en los sistemas de producción de H_2V desempeña un rol crucial al permitir el almacenamiento de la energía generada por el sistema PV, especialmente cuando la generación y la demanda no coinciden temporalmente. Su integración aporta una mayor flexibilidad operativa y optimiza el uso de la energía generada, ayudando a mitigar la intermitencia de la producción solar. En este trabajo, la batería se estudia como uno componente crítico, evaluando tanto su inclusión en el sistema, como su capacidad de almacenamiento. De esta manera, la batería permite mitigar los problemas de desajuste entre la generación y el consumo de energía, así como la fluctuación en la producción solar. No obstante, su implementación requiere una estrategia de control que asegure el equilibrio entre la generación y la demanda en tiempo real, estrategia descrita en el algoritmo de gestión de energía (AGE) empleado para el análisis del sistema con almacenamiento de energía.

3.5.1. Gestión de energía

A continuación se describe la implementación de un sistema de gestión de energía que integra la potencia generada por el sistema fotovoltaico (P_{pv}), el estado de carga de la batería (SOC del inglés *State of charge*), y la potencia consumida por el electrolizador (P_{pem}), integrando la lógica del MPPT. Donde P_{pv} está determinada por la siguiente ecuación:

$$P_{pv} = N_{pv} \cdot P_{mpv} \quad (3.12)$$

Donde N_{pv} es el número paneles solares (pu) y P_{mpv} la potencia de un módulo PV. Además, se introducen variables clave para el AGE: P_d , que representa la potencia fotovoltaica dirigida directamente al EPEM; P_{bat} que corresponde a la potencia que ingresa a la batería; y P_{pem} , que es la potencia que llega al EPEM (figura 3.11).

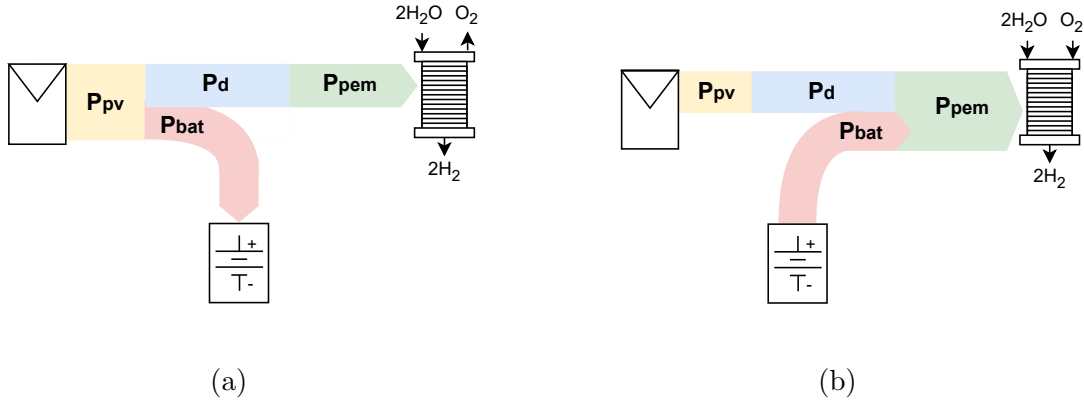


Figura 3.11: Diagrama de sankey de flujos de potencia para: (a) carga de la batería, (b) descarga de la batería.

El diagrama de la figura 3.11 ilustra de manera clara los flujos de potencia dentro de los sistemas con batería definidos en la figura 3.1. La potencia P_{pv} se distribuye entre más de una ruta: una fracción de esta potencia, P_d , se dirige directamente al EPEM para la producción de hidrógeno, mientras que otra parte se almacena en la batería (figura 3.11a), representada por P_{bat} . Durante los periodos en que el sistema requiere energía adicional, la batería suministra potencia para satisfacer la demanda del EPEM (figura 3.11b). Este flujo dinámico de energía es fundamental para la optimización del sistema, garantizando una gestión y distribución adecuada entre el almacenamiento y la producción de hidrógeno.

Antes de definir el AGE, se establecen las reglas operativas que rigen el funcionamiento del algoritmo, donde se establecen las siguientes condiciones:

- Regla de carga y descarga de la batería

La batería no pueden cargarse y descargarse simultáneamente. Cuando $P_{bat} > 0$, la batería está en estado de carga, y cuando $P_{bat} < 0$, se encuentra en estado de descarga. Ambos estados son mutuamente excluyentes, por lo que no es posible que ocurra carga y descarga al mismo tiempo.

- Potencia total generada por el sistema PV

La potencia total generada por los paneles PV, P_{pv} , se distribuye entre la potencia que va directamente al EPEM, P_d , y la potencia destinada a la carga de la batería ($P_{bat} > 0$), de acuerdo a la siguiente ecuación

$$P_{pv} = P_d + P_{bat} \quad (3.13)$$

- Límites de carga/descarga de la batería

La operación del sistema establece límites estrictos para el estado de carga de la batería, con un mínimo (SOC_{min}) fijado en 10% y un máximo (SOC_{max}) en 90% [64]. Estos límites aseguran tanto la protección de la batería como la optimización de su ciclo de vida, evitando descargas excesivas que podrían dañar el sistema, así como sobrecargas que comprometerían su seguridad y eficiencia.

$$SOC_{min} < SOC < SOC_{max} \quad (3.14)$$

De esta manera, se garantiza que la batería no se descargue por completo ni se sobrecargue.

- Límite de potencia en estado de carga completa

Cuando la batería alcanza su estado de carga máximo ($SOC = SOC_{max}$), la potencia fotovoltaica P_{pv} ya no puede ser almacenada y se redirige completamente al EPEM, siempre que $P_{pv} < P_{pem}^{nom}$, donde P_{pem}^{nom} es la potencia nominal del electrolizador, que para este caso es de 47.14(kW). Este valor se calcula considerando que el sistema está compuesto por celdas con área de $160(cm^2)$, y considerando que la corriente nominal de cada celda PEM es de $2(A/cm^2)$, resulta en que la corriente nominal del EPEM es de 320(A). Considerando además una temperatura de operación de $70(^{\circ}C)$ y una presión de 30(bar) en el cátodo, es posible obtener la potencia nominal del EPEM.

$$P_{pv} = P_d \quad \text{si} \quad SOC = SOC_{max} \quad \wedge \quad P_{pv} < P_{pem}^{nom} \quad (3.15)$$

En el caso contrario, cuando la potencia P_{pv} excede la potencia nominal del electrolizador P_{pem}^{nom} , el sistema forzara a que P_{pv} sea igual a P_{pem}^{nom} . En este caso, el sistema opera fuera del MPP, entrando en un modo de operación de potencia fija para evitar sobrecargas del sistema.

- Producción nocturna

Durante la noche, cuando no hay generación de energía fotovoltaica ($P_{pv} = 0$), el EPEM puede ser alimentado por la energía almacenada la batería, siempre y cuando $SOC > SOC_{min}$. En este caso la potencia de descarga ($P_{bat} < 0$) fluye hacia el EPEM.

$$P_{bat} = P_{noche} \quad (3.16)$$

Donde P_{noche} representa la potencia utilizada en las horas de no luz por el EPEM, factor de utilización nocturno objetivo del EPEM (UF_{pem}^o), y se calcula como

$$P_{noche} = P_{pem}^{nom} \cdot UF_{pem}^o \quad \text{con} \quad UF_{pem}^o \in [0 - 1]$$

Donde UF_{pem}^o cero implica que el EPEM se apaga en la noche, y UF_{pem}^o unitario indica que el EPEM opera a potencia P_{pem}^{nom} durante la noche. En este escenario, la batería se convierte en la única fuente de energía disponible para alimentar el EPEM.

Estas reglas y consideraciones establecen el comportamiento del sistema en cuanto a la distribución de la energía generada y almacenada. Una vez definidas estas expresiones, se procede con la implementación del AGE.

3.5.2. Algoritmo de gestión de energía (AGE)

La [figura 3.12](#) presenta el diagrama de flujo del AGE, comenzando con la iniciación de variables. Se definen las entradas del sistema, tales como C_{bat} , P_{pem}^{nom} , SOC_{max} , SOC_{min} y P_{noche} , siendo P_{pv} la única entrada que varía con el tiempo y C_{bat} la capacidad de la batería medida en (kWh).

El AGE opera bajo un esquema lógico, que evalúa el estado del sistema en función de la potencia generada P_{pv} y el SOC . En cada intervalo de tiempo, equivalente a la tasa de muestreo de un minuto utilizada en este estudio, durante un año completo, el algoritmo toma decisiones en tiempo real sobre la distribución de la energía disponible. El sistema opera en ciclos iterativos, donde cada ciclo corresponde a la ejecución del algoritmo en un intervalo de un minuto. Durante cada ciclo, el SOC se actualiza en función de la potencia de carga ($P_{bat} > 0$) o descarga ($P_{bat} < 0$) de la batería, garantizando que los límites operativos no se excedan.

En las siguientes secciones se detallarán los siete modos de operación específicos que definen las diferentes condiciones del sistema y cómo estas influyen en la toma de decisiones del algoritmo.

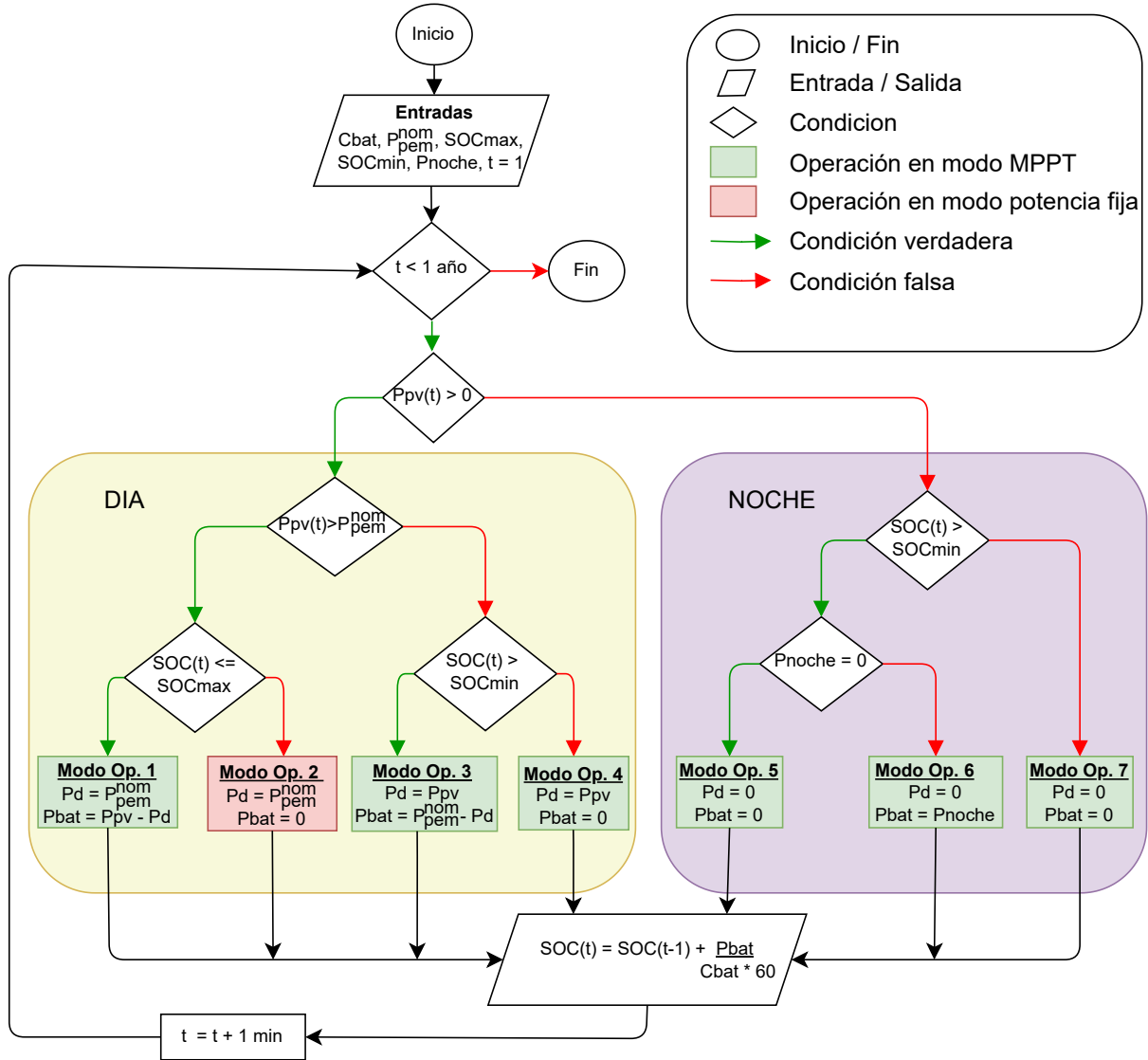


Figura 3.12: Diagrama de flujo de la estrategia de gestión de energía para los siete modos de operación.

3.5.3. Descripción de los modos de operación del algoritmo

El AGE está dividido en una serie de modos de operación que definen el comportamiento del sistema en base a las condiciones de generación fotovoltaica, el SOC de la batería y las necesidades de producción de hidrógeno. Estos modos de operación permiten al sistema tomar decisiones en tiempo real sobre como distribuir la energía disponible, asegurando el uso eficiente de los recursos energéticos. A continuación se describen los siete modos de operación que permiten la gestión de energía, descripciones que serán ilustradas por las figuras 3.13, 3.14 y 3.15, las cuales corresponden al día 24 de diciembre de 2015 para la región de Antofagasta, con un UF_{pem}^o de 0.5, para un C_{bat} de 500kW y una P_{pv} de 117kW (que corresponde a un $N_{pv} = 540(\text{pu})$, o 20 arreglos PV) para las

figuras 3.13 y 3.14, y para un C_{bat} de 300kW y una P_{pv} de 76kW (que corresponde a un $N_{pv} = 351$ (pu), o 13 arreglos PV) para la figura 3.15, siendo el mismo análisis para cualquier día del año y región del mundo, como también para cualquier dimensión de los sistemas.

Modo de operación 1: Carga de la batería.

Durante el día, cuando la generación de energía fotovoltaica (P_{pv}) es alta y supera la demanda (P_{pem}^{nom}), y al mismo tiempo la batería no está cargada completamente, el sistema aprovecha esta energía excedente no utilizada por el EPEM para cargar la batería. Este proceso asegura que cualquier exceso de energía se almacene para su uso posterior, maximizando el aprovechamiento de la energía solar. En la figura 3.13 se aprecian los distintos estados de las principales variables del sistema para el modo de operación 1, donde se observa el estado de carga de la batería para $P_{bat} > 0$ (figura 3.13c) y el EPEM funcionando a P_{pem}^{nom} (figura 3.13d).

Modo de operación 2: Batería completamente cargada y operación en modo de potencia fija.

Cuando la batería alcanza su capacidad máxima de carga $SOC = SOC_{max}$ (figura 3.13b), toda la energía generada por los paneles solares se redirige hacia la producción de hidrógeno. En este escenario, no se puede almacenar más energía en la batería $P_{bat} = 0$ (figura 3.13c). El sistema PV opera en modo de potencia fija, esto implica que se deja de operar en V_{mpp} e I_{mpp} (figura 3.14c e figura 3.14d), y se fuerza al sistema PV a generar la energía máxima admisible por el electrolizador P_{pem}^{nom} (figura 3.14e)

Modo de operación 3: Apoyo del sistema de batería ante baja generación solar.

Si la generación de energía solar es menor a la potencia requerida por el electrolizador P_{pem}^{nom} (figura 3.13a), y la batería tiene suficiente carga (figura 3.13b), el sistema permite la descarga controlada de la batería $P_{bat} < 0$ (figura 3.13c) para satisfacer las demandas del EPEM. Esto asegura mantener un flujo continuo de energía para el EPEM cuando la energía solar no es suficiente (figura 3.13d).

Modo de operación 4: SOC mínimo alcanzado durante el día.

Cuando la batería está en su nivel mínimo de carga (figura 3.15b), el sistema restringe la descarga para evitar descargar más allá del SOC_{min} . En este caso, la energía solar disponible se utiliza directamente en el electrolizador $P_d = P_{pv}$ (figura 3.15a), por lo que en este modo de operación no se opera en P_{pem}^{nom} (figura 3.15d).

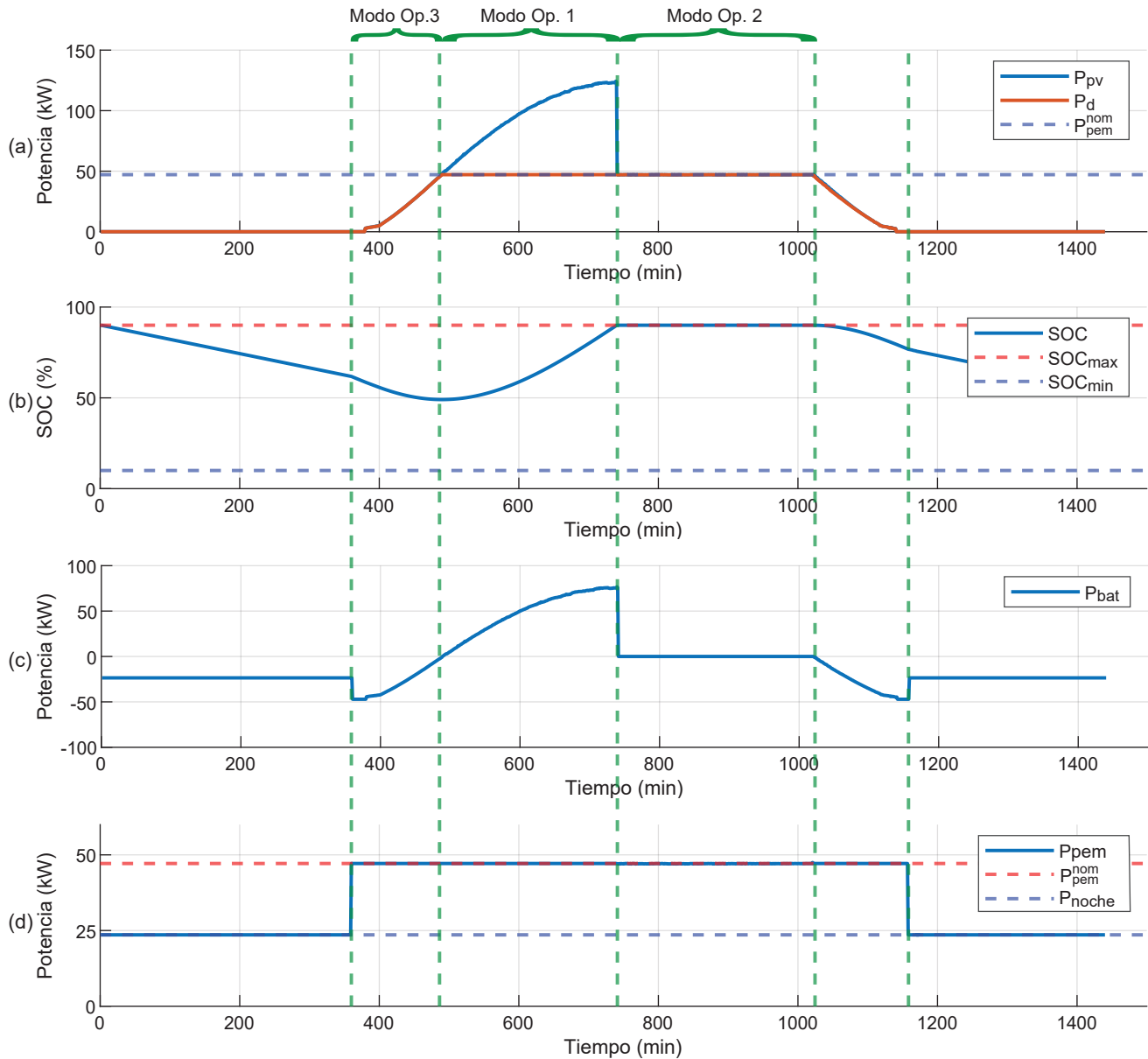


Figura 3.13: Modos de operación 1-3 para: (a) Potencias P_{pv} y P_d , (b) Estado de carga de la batería, (c) Potencia neta de la batería P_{bat} , y (d) Potencia del electrolizador P_{pem} .

Modo de operación 5: Sin demanda de descarga, la batería permanece inactiva.

Este modo de operación se aplica únicamente cuando P_{noche} es cero y no se requiere el uso del EPDM durante la noche. En esta situación, la batería permanece inactiva.

Modo de operación 6: Demanda nocturna, se descarga la batería.

Si durante la noche se requiere energía, el sistema recurre a la energía almacenada en la batería (figura 3.15c) para cubrir las demandas energéticas del EPDM (figura 3.15d). Esta descarga con-

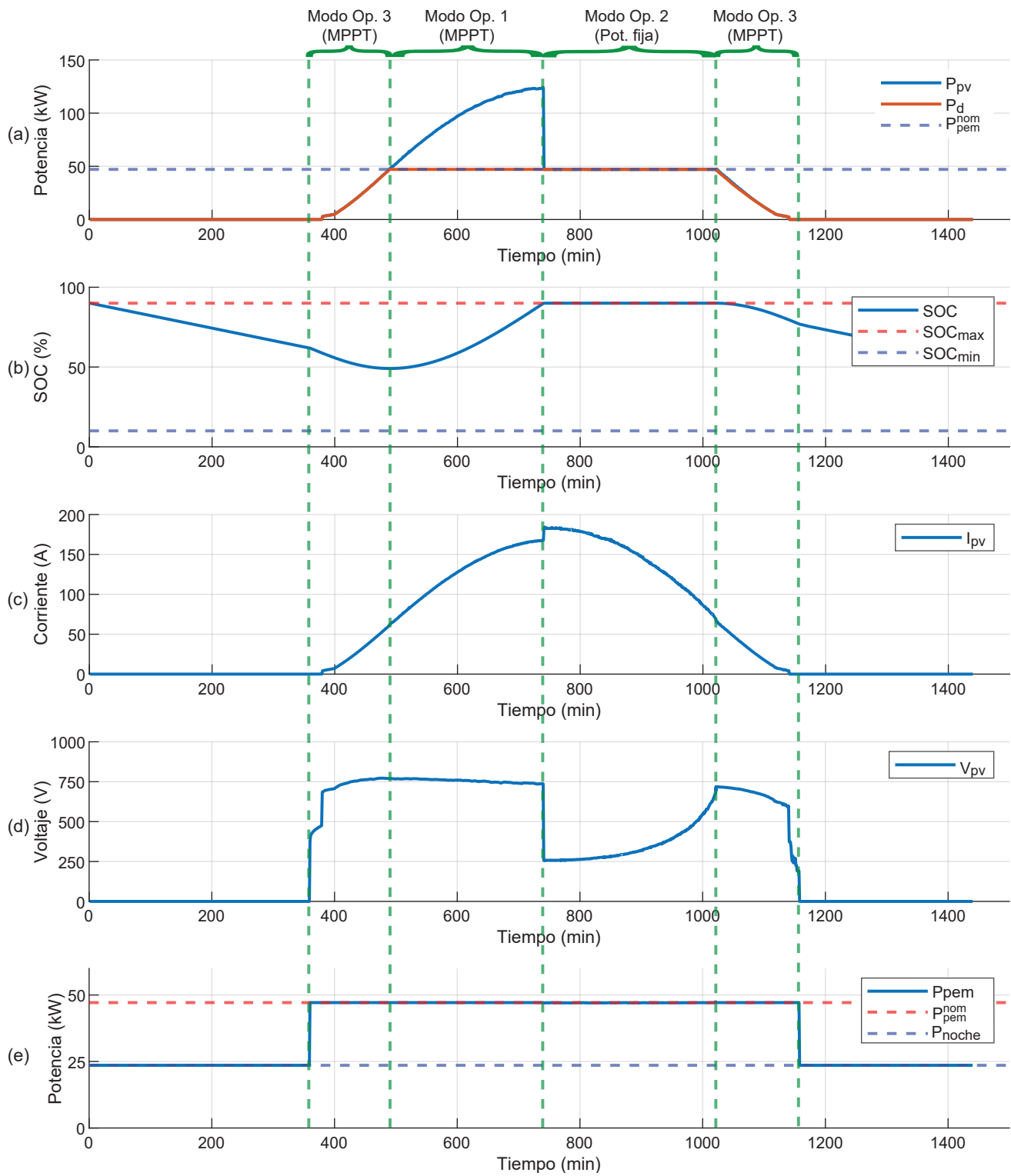


Figura 3.14: Modos de operación 1-3 para: (a) Potencias P_{pv} y P_d , (b) Estado de carga de la batería, (c) corriente fotovoltaica (I_{pv}), (d) voltaje fotovoltaico (V_{pv}), y (e) Potencia del electrolizador P_{pem} .

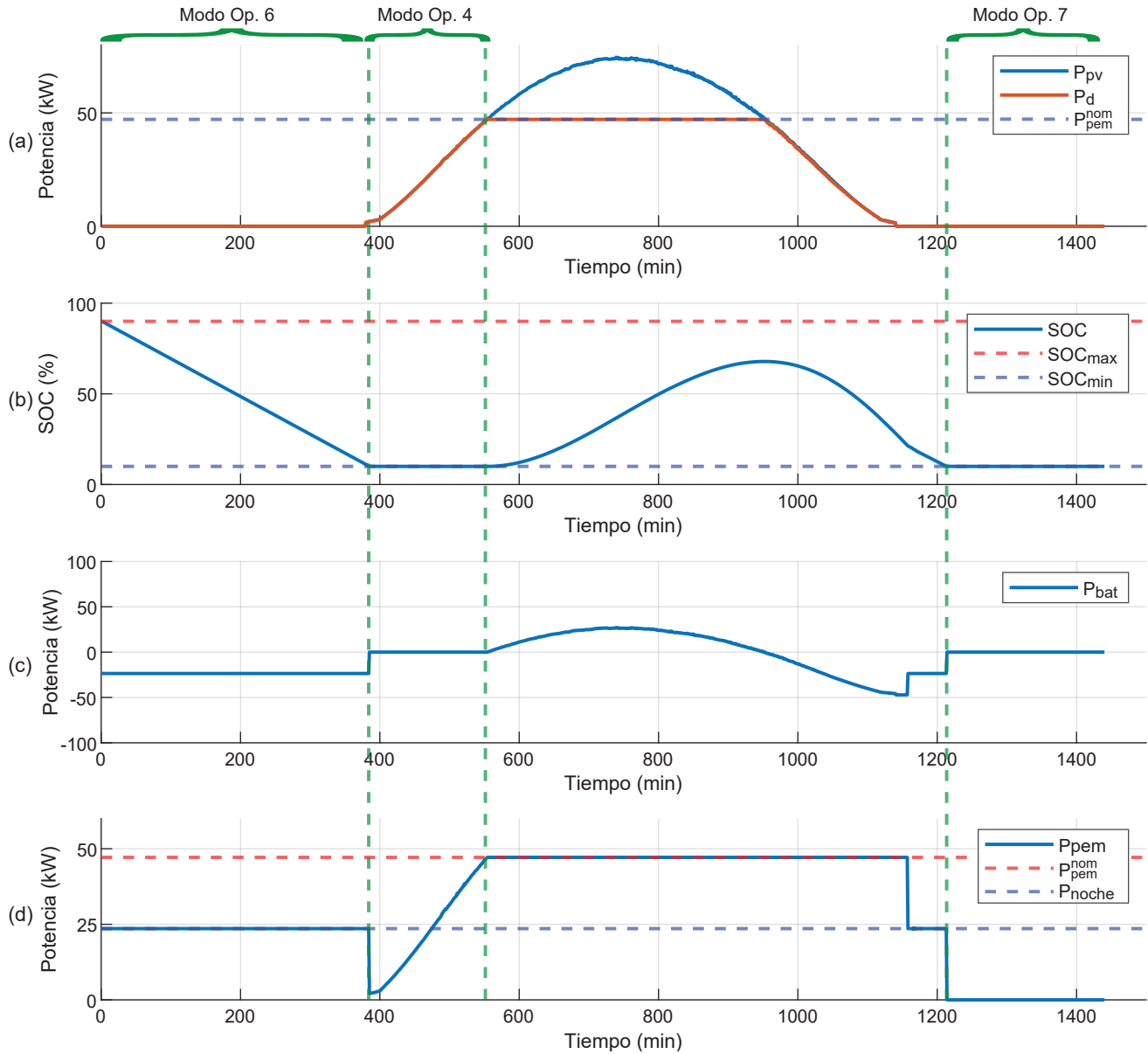


Figura 3.15: Modos de operación 4-7 para: (a) Potencias P_{pv} y P_d , (b) Estado de carga de la batería, (c) Potencia neta de la batería P_{bat} , y (d) Potencia del electrolizador P_{pem} .

trolada asegura que la energía almacenada se utilice eficientemente cuando no hay disponibilidad de energía solar.

Modo de operación 7: Batería vacía durante la noche, no hay energía disponible.

El último modo de operación ocurre cuando la batería ha alcanzado su nivel mínimo de carga (figura 3.15b) y no hay generación disponible (figura 3.15a), lo que impide que el sistema suministre más energía. En este caso, el sistema permanece inactivo hasta que se reanude la generación solar

al día siguiente (figura 3.15d), lo que limita las operaciones hasta que haya nuevamente energía disponible.

3.6. Convertidores de potencia DC/DC

Los convertidores de potencia son elementos críticos en este estudio, ya que permiten ajustar los niveles de tensión y corriente para satisfacer las demandas específicas de la carga, o del sistema en general. Son críticos en aplicaciones de alta potencia, donde la eficiencia, el control del rizado de la corriente y la escalabilidad son aspectos clave. En esta sección se analiza el convertidor Buck y el convertidor Buck-interleaved, considerando tanto su versión unidireccional como bidireccional. Esto considerando el análisis realizado en el estado del arte (tabla 2.1). Se aborda su diseño, funcionamiento y principales ventajas.

En este trabajo, dado que se utiliza una base de datos de irradiación y temperatura correspondiente a un año completo, con frecuencia de muestreo de un segundo, no resulta viable simular el sistema durante un periodo tan prolongado. Por ello, que la caracterización de los convertidores mediante sus curvas de eficiencia estática es suficiente para cumplir con los objetivos de este estudio.

3.6.1. Convertidor Buck

El convertidor Buck es una topología de convertidor DC/DC ampliamente utilizado en la industria debido a su simplicidad y buen desempeño en aplicaciones que requieren reducir el nivel de tensión entre la entrada y la salida. En este trabajo, aunque se emplean convertidores Buck-interleaved en varias etapas de conversión, es fundamental comprender el funcionamiento de su bloque funcional, el convertidor Buck, para un entendimiento adecuado.

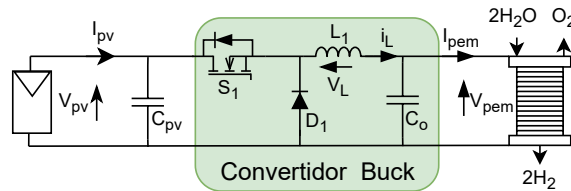


Figura 3.16: Convertidor Buck DC-DC: esquema del convertidor considerado para configuración PV-EPEM sin batería.

En la figura 3.16 se muestra el esquema del convertidor Buck, que está compuesto por un interruptor, en este caso un transistor MOSFET (del inglés *Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor*) de carburo de silicio (SiC del inglés *Silicon Carbide*) definido como S_1 , un

diodo SiC definido como D_1 , un inductor y un condensador. El interruptor opera en dos estados: encendido ($S_1 = 1$, figura 3.17a y figura 3.17b) y apagado ($S_1 = 0$, figura 3.17, figura 3.17a). Estos estados se alternan para regular la tensión de salida. Se toma como referencia la configuración PV-EPEM sin batería para un mejor entendimiento.

Funcionamiento del convertidor Buck

- Estado $S_1 = 1$: Cuando el interruptor S_1 está cerrado (figura 3.17a), el diodo D_1 bloquea y no conduce corriente, ya que el ánodo del diodo tiene un voltaje menor que el del cátodo. En la figura 3.17(b) se muestra el comportamiento del voltaje V_L y la corriente i_L . El voltaje V_{pv} se aplica directamente al inductor y la carga. Como $V_{pv} > V_{pem}$ al ser un convertidor reductor, existe un aumento en la corriente i_L , tal como se observa en la figura 3.17(b), donde se observa como la corriente i_L oscila entre máximos y mínimos dependiendo del ciclo de trabajo (D) y el periodo de conmutación (T_{sw}). En este trabajo, todos los convertidores están diseñados con una frecuencia de conmutación de $f_{sw} = 20kHz$, que determina la frecuencia con la que el interruptor cambia de estado. Esta frecuencia define el periodo de entre conmutaciones T_{sw} , que se expresa como $\frac{1}{f_{sw}}$.
- Estado $S_1 = 0$: Cuando el interruptor S_1 está abierto (figura 3.17c), la tensión de entrada del convertidor (V_{pv}) no participa en el circuito activo. En este estado, el diodo D_1 conduce corriente, formando un nuevo circuito (figura 3.17c) en el cual el inductor intenta mantener el flujo de corriente almacenado en su campo electromagnético. Esto provoca la polarización directa del diodo, permitiendo que la corriente fluya hacia la carga y el condensador. La figura 3.17d ilustra el comportamiento del voltaje V_L y de la corriente i_L . En este estado, V_{pv} no influye en el convertidor, mientras que la corriente del inductor disminuye gradualmente, ya que la energía almacenada en el campo electromagnético del inductor se trasfiere al resto del convertidor y a la carga.

Diseño de convertidor: Inductor

El diseño del convertidor requiere un dimensionamiento preciso del inductor y el condensador, ya que la selección adecuada de estos componentes es fundamental para minimizar el rizado y mantener una salida estable. El inductor desempeña un papel esencial al regular la corriente de salida del convertidor, reducir el rizado de corriente y almacenar energía durante los ciclos de conmutación del MOSFET. La capacidad del inductor para cumplir con estas funciones depende de diversos parámetros de diseño, tales como el voltaje de entrada (V_{pv}), el voltaje de salida (V_{pem}), la corriente de salida (I_{pem}), la frecuencia de conmutación (f_{sw}) y el rizado de corriente permitido (ΔI_L). De manera ilustrativa, se trabaja con la configuración 1 definida anteriormente (figura 3.18,

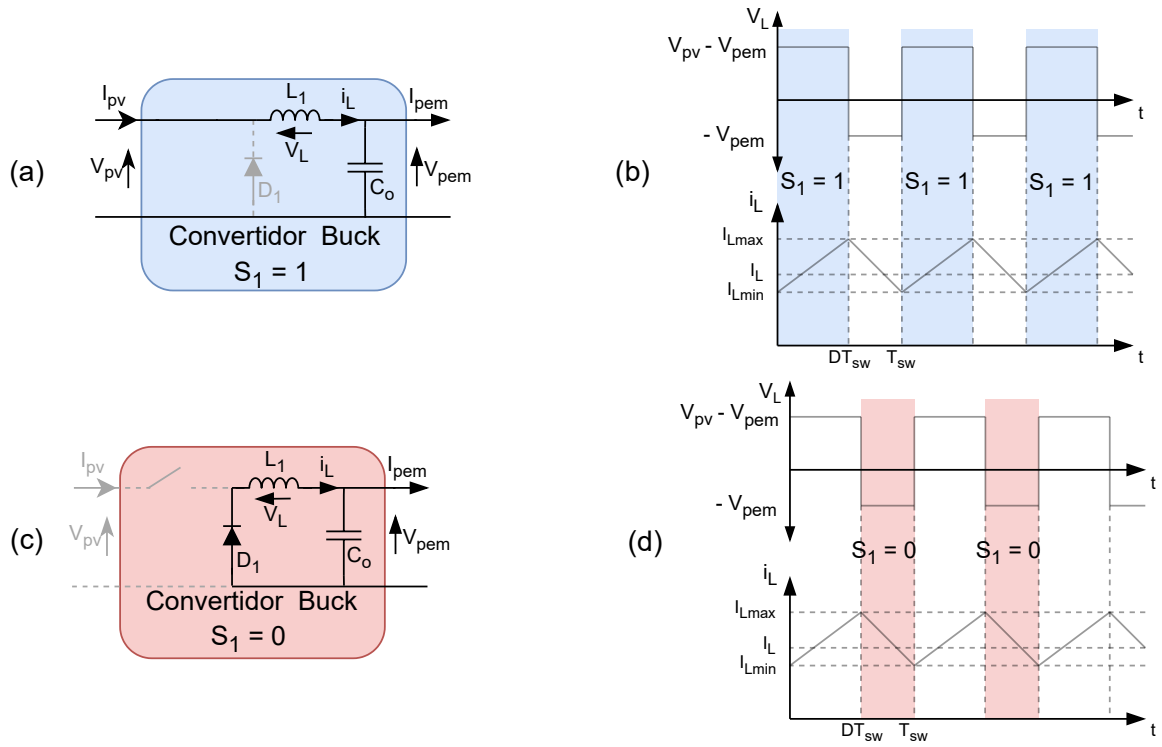


Figura 3.17: Esquema de funcionamiento del MOSFET: (a) en estado de conducción ($S_1 = 1$), (b) representación gráfica de los voltajes y corrientes asociados al inductor en función del tiempo en estado de conducción, (c) en estado de bloqueo ($S_1 = 0$), (d) representación gráfica de los voltajes y corrientes asociados al inductor en función del tiempo en estado de bloqueo.

ya que este cuenta con solo una etapa de conversión, definida como convertidor A. El análisis es el mismo para los demás sistemas planteados.

En estado estacionario el ciclo de trabajo (D) del convertidor Buck esta definido como la fracción del periodo de conmutación en la que el interruptor permanece cerrado. Este parámetro depende de la relación entre el voltaje de salida y el voltaje de entrada, y se expresa como:

$$D = \frac{V_{pem}}{V_{pv}} \quad (3.17)$$

A medida que el ciclo de trabajo define el tiempo durante el cual el interruptor del convertidor permanece activo, también determina el comportamiento de la corriente y el voltaje en el sistema. El valor del inductor necesario para minimizar el rizado de corriente y garantizar una operación eficiente puede determinarse a partir de la expresión:

$$L \geq \frac{V_{pem}(1 - D)}{\Delta I_L f_{sw}} \quad (3.18)$$

Donde ΔI_L representa el rizado de corriente permitido, que generalmente se expresa como un porcentaje de la corriente I_L , dependiendo de las especificaciones de diseño. Por ejemplo, si se permite un rizado de corriente del 1 % de la corriente nominal I_L , se tendría

$$\Delta I_L = k \cdot I_L, \quad \text{con} \quad k = 1 \% \quad (3.19)$$

Diseño de convertidor: Condensador

El condensador de salida C_o , desempeña un papel fundamental en el funcionamiento del convertidor Buck al filtrar el rizado de voltaje generado durante los ciclos de conmutación y estabilizar el voltaje de salida, asegurando que sea lo más constante posible. Este componente es esencial para minimizar las variaciones rápidas de voltaje que podrían afectar negativamente a la carga conectada al sistema.

El cálculo del valor adecuado del condensador requiere considerar varios parámetros clave, entre ellos el rizado de voltaje permitido (ΔV_{pem}), la corriente de salida (I_{pem}), y la frecuencia de conmutación (f_{sw}) de los MOSFET. Un aspecto crítico en el diseño del condensador, es la relación entre el rizado de corriente del inductor, determinado previamente, y el ΔV_{pem} . Con esta información, se puede calcular la capacitancia mínima necesaria para mantener el voltaje de salida dentro de los límites especificados mediante la siguiente expresión:

$$C_o \geq \frac{\Delta I_L}{8 f_{sw} \Delta V_{pem}} \quad (3.20)$$

Esta expresión permite calcular el valor mínimo de capacitancia necesario para garantizar que el rizado de voltaje (ΔV_{pem}) permanezca dentro de los límites establecidos por el diseño del sistema. En términos prácticos, el rizado de voltaje suele definirse como un porcentaje del voltaje de salida (V_{pem}), variando típicamente entre 5 % y 10 %, dependiendo de las tolerancias de la carga.

3.6.2. Convertidor Buck-interleaved

El convertidor Buck-interleaved es una extensión del convertidor Buck, diseñada para superar limitaciones relacionadas con el rizado de corriente en la salida, mejorando así la eficiencia en aplicaciones de alta potencia. En este trabajo, se han implementado convertidores Buck-interleaved de tres y más canales (figura 3.18), ya que representan una de las soluciones más adecuadas para la interconexión entre la fuente PV y el electrolizador según el análisis realizado en el estado del arte. El esquema del convertidor se observa en la figura 3.18.

Cada etapa del convertidor incluye un MOSFET SiC (S_k), un diodo (D_k) y un inductor (L_k), donde $k = 1, 2, 3$. Estos canales están configurados con un desfase de 120° en las señales de modulación de los MOSFET, lo que permite la reducción significativa del rizado en la corriente

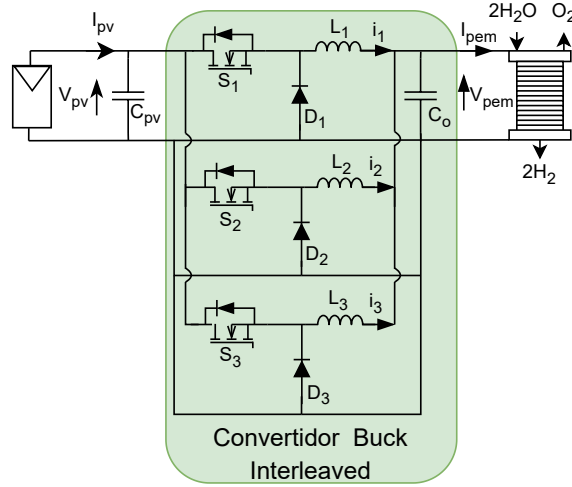


Figura 3.18: Convertidor Buck-interleaved: esquema del convertidor considerado.

de salida. Para aumentar mas de tres canales, el desfase entre señales de conmutación debe ser idéntico, por lo que el desfase para un buck-interleaved de n canales es de $120^\circ/n$.

Rizado de corriente

En un convertidor Buck-interleaved, la corriente de salida total I_{pem} es la suma de corrientes individuales de cada etapa I_k , con $k = 1, 2, \dots, n$, donde n es el número de canales, en este caso ilustrativo 3.

$$I_{pem} = \sum_{k=1}^n I_k \quad (3.21)$$

En la [figura 3.19](#), se muestra como las corrientes individuales I_k están desfasadas 120° entre sí. Cada corriente presenta su propio rizado asociado debido a las conmutaciones. Al sumarse para generar la corriente total de salida I_{pem} , los picos de rizado se distribuyen uniformemente y se cancelan parcialmente gracias al desfase, lo que da como resultado un rizado de corriente total reducido.

Donde, para el convertidor Buck convencional, el rizado de corriente ΔI_{Buck} está dado por

$$\Delta I_{Buck} = \frac{(V_{pv} - V_{pem})DT}{L} \quad (3.22)$$

Sin embargo, en el convertidor Buck-interleaved, el rizado efectivo en la corriente de salida ΔI_{pem} disminuye a medida que se incrementa el número de canales. Este fenómeno ocurre porque, idealmente, las corrientes individuales I_{buck} están desfasadas uniformemente, minimizando la

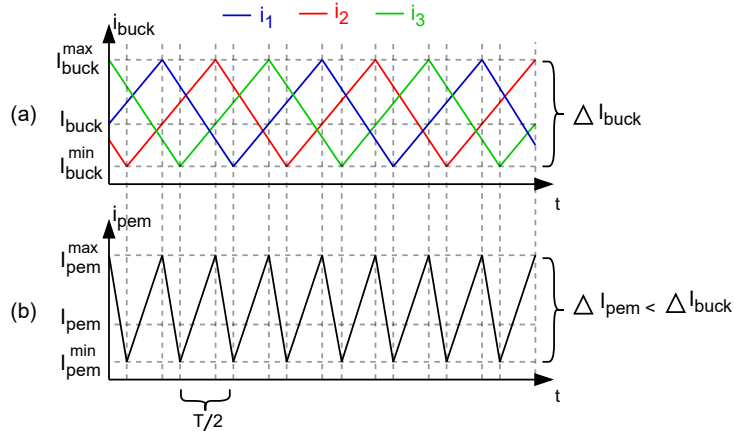


Figura 3.19: Rizado de corrientes: (a) I_k , (b) y rizado de corriente de salida del convertidor i_{pem} para buck-interleaved de 3 canales.

superposición de los picos de rizado entre los canales.

En la [figura 3.20](#), se presenta el rizado de corriente normalizado en función del ciclo de trabajo D , para diferentes configuraciones de canales ($n = 1, 2, 3, 4$). Como se observa, el aumento de numero de canales, el rizado de corriente normalizado disminuye significativamente, lo que destaca la efectividad del diseño interleaved en la reducción del rizado de corriente. Este efecto, es mas notorio cuando el ciclo de trabajo se encuentra en valores intermedios, donde el desfase de las corrientes individuales contribuye de manera optima a la cancelación de rizado.

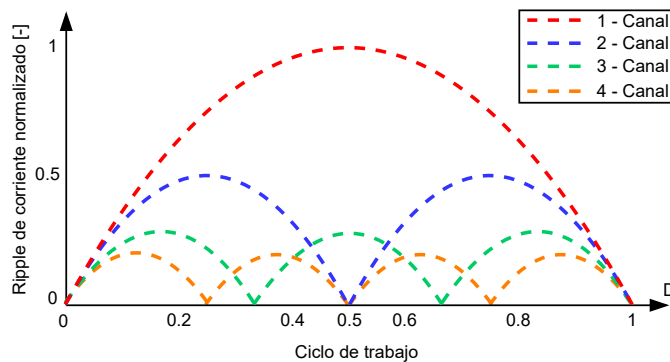


Figura 3.20: Ripple de corriente normalizado versus ciclo de trabajo.

La reducción del rizado de corriente en un convertidor interleaved no solo mejora la calidad de la corriente de salida, sino que también reduce el estrés sobre los componentes pasivos y mejora la eficiencia general del sistema.

Diseño controlador PI

El diseño del controlador PI, donde PI denota un controlador con componente proporcional (P) e integral (I), tiene como objetivo garantizar una regulación precisa del voltaje de salida y una respuesta dinámica adecuada. En este esquema de control (figura 3.21b), se utiliza una referencia de voltaje fijo en lugar de corriente fija para la salida de convertidor como se esperaría al trabajar con un electrolizador, ya que, de acuerdo con el modelo del electrolizador simulado en MATLAB, operar a voltaje fijo simplifica el diseño e implementación del código. Este enfoque permite mantener una compatibilidad directa con el modelo de la planta y la lógica de control definida en el entorno de simulación.

Este diseño considera la interacción entre los canales del sistema, priorizando la estabilidad del voltaje nominal de salida. El convertidor Buck-interleaved con n canales se modela como un sistema agrupado en segundo orden. Sin embargo, para simplificar el diseño del controlador PI, se considera una aproximación equivalente a un modelo de planta reducido que refleja la dinámica de un solo canal, además de no considerar la acción derivativa del control PID. La función de transferencia simplificada se expresa como:

$$G(s) = \frac{K}{1 + sT} \quad (3.23)$$

Donde K es la ganancia de la planta, relacionada con el voltaje de entrada (V_{pv}) y el voltaje de salida (V_{pem}), definido como $K = \frac{V_{pem}}{V_{pv}}$, y T la constante de tiempo, calculada como $T = \frac{L}{R_{pem}}$, donde L es la inductancia de una de los canales del convertidor, y R_{pem} la resistencia equivalente de la salida, en este caso el electrolizador. El controlador PI propuesto se describe como

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (3.24)$$

Las ganancias PI se describen mediante las siguientes ecuaciones

$$K_p = \frac{\omega_n T}{K} \quad K_i = \frac{\omega_n^2 T}{K} \quad (3.25)$$

Con $\omega_n = \frac{4.6}{t_s}$ la frecuencia natural deseada para lograr el tiempo de asentamiento objetivo (t_s), K_p la ganancia proporcional y K_i la ganancia integral del controlador PI. Esta relación asegura que $C(s)$ compense adecuadamente la dinámica de $G(s)$, garantizando estabilidad y cumplimiento de los requisitos del sistema.

La figura 3.21 describe el esquema de control de las señales de modulación S_k , el cual cuenta con un bloque MPPT, un bloque PI y un bloque PWM (PWM del inglés *Pulse Width Modulation*). El método de MPPT utilizado corresponde al método “perturbar y observar” ($P\&O$ del inglés *Perturb and Observe*), el cual es una de las técnicas más comunes para implementar MPPT. Este

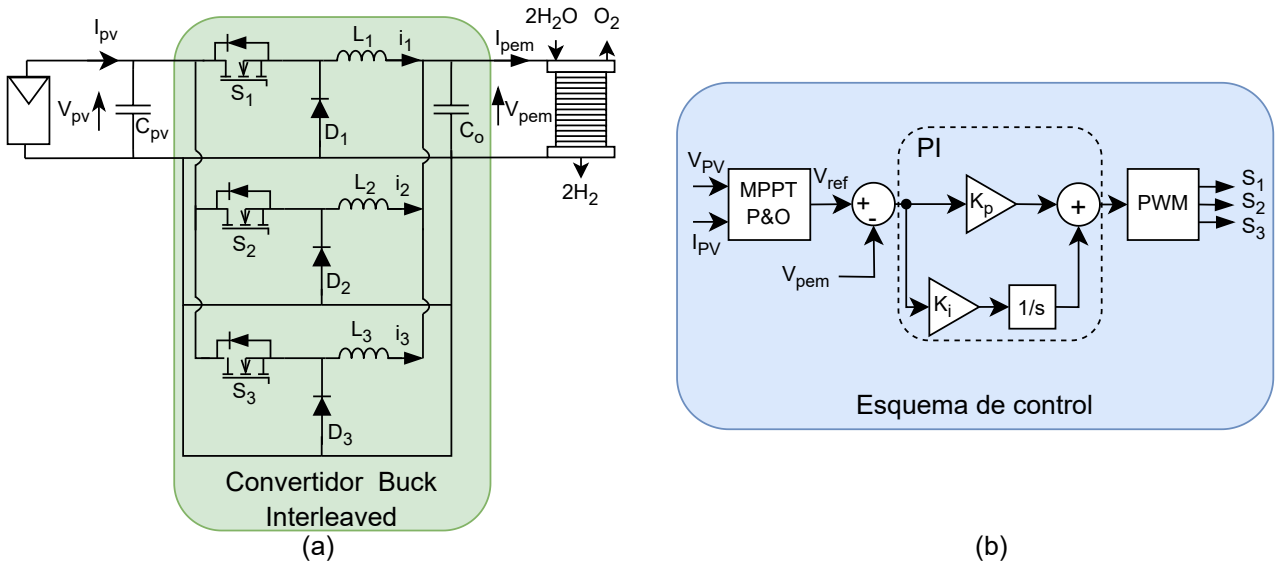


Figura 3.21: Esquema de: (a) convertidor Buck-Interleaved, (b) controlador PI

método funciona perturbando periódicamente la tensión de operación del sistema fotovoltaico y observando el impacto en la potencia generada. Si la perturbación aumenta la potencia, el algoritmo sigue en la misma dirección; de lo contrario, invierte el sentido de la perturbación. De esta forma, el proceso se repite continuamente para asegurar que el sistema opere cerca del punto de máxima potencia (MPP), incluso frente a cambios de irradiación o temperatura. Cabe destacar que el bloque MPPT solo se hace presente cuando el convertidor tiene como entrada el sistema PV.

3.6.3. Convertidor Buck-interleaved bidireccional

El convertidor Buck-interleaved bidireccional se describe en la [figura 3.22](#), el cual opera como un sistema de conversión de energía flexible, ya que es capaz de manejar flujos de energía en ambas direcciones. Este convertidor es propuesto para los canales de conversión que se relacionan con la batería, es decir los convertidores D, F y H ([figura 3.1](#)).

Durante el modo Buck (descarga), los interruptores S_1 , S_2 y S_3 regulan las transferencias de energía desde la batería V_{bat} hacia la salida V_{out} las cuales pueden ser el EPDM, un bus DC, entre otros. Los MOSFET \bar{S}_1 , \bar{S}_2 y \bar{S}_3 reemplazan los diodos convencionales del Buck-interleaved unidireccional. En el modo Boost (carga), los MOSFET secundarios \bar{S}_1 , \bar{S}_2 y \bar{S}_3 actúan como interruptores principales para elevar la tensión desde la salida V_{out} hacia la batería V_{bat} . Este diseño de Buck-interleaved permite, por lo tanto, cargar y descargar la batería según los requerimientos del sistema.

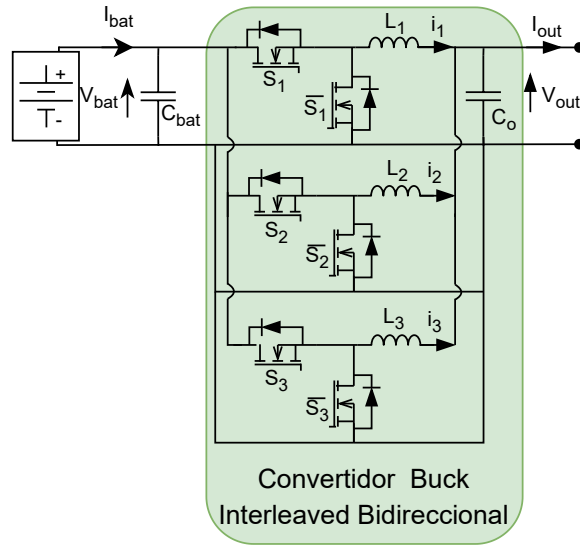


Figura 3.22: Convertidor Buck-interleaved bidireccional: esquema del convertidor considerado.

3.6.4. Implementación PLECS

Tal como se comentó en capítulos anteriores, se proponen 4 configuraciones (??), cada una con distintos canales de conversión: sistema PV-EPEM sin batería (??a); sistema PV-EPEM con batería y DC-link central (??b); sistema PV-EPEM con batería interconectada del lado EPEM (??c); sistema PV-EPEM con batería conectada del lado PV (??d). Por lo tanto se identifican ocho canales de conversión, denominados A-H (??). Estos canales corresponden a distintas etapas de conversión de potencia dentro de las distintas configuraciones propuestas.

- Convertidor Buck Interleaved unidireccional: Se utiliza en los canales A,B,C,E y G, donde la conversión de energía es siempre en un solo sentido, por ejemplo, para convertidores conectados al sistema PV.
- Convertidor Buck-interleaved bidireccional: Se emplea en los canales D,F y H, donde la conversión de energía debe permitir el flujo en ambas direcciones, como ocurre con la interacción de la batería y el resto del sistema.

Estos canales operan dentro de los rangos de voltaje del sistema típicos de los subsistemas definidos en la sección [section 2.3.4](#) del capítulo Estado del arte, específicamente la figura ([figura 2.6](#)). Es decir, se define un rango de operación típico de 800V para el sistema PV, 950V para el sistema batería, y 100V para el sistema electrolizador.

El objetivo del diseño de los canales de conversión se enfoca en el cálculo de su eficiencia estática. Esto se debe a que el alcance de este trabajo no incluye la simulación completa de los

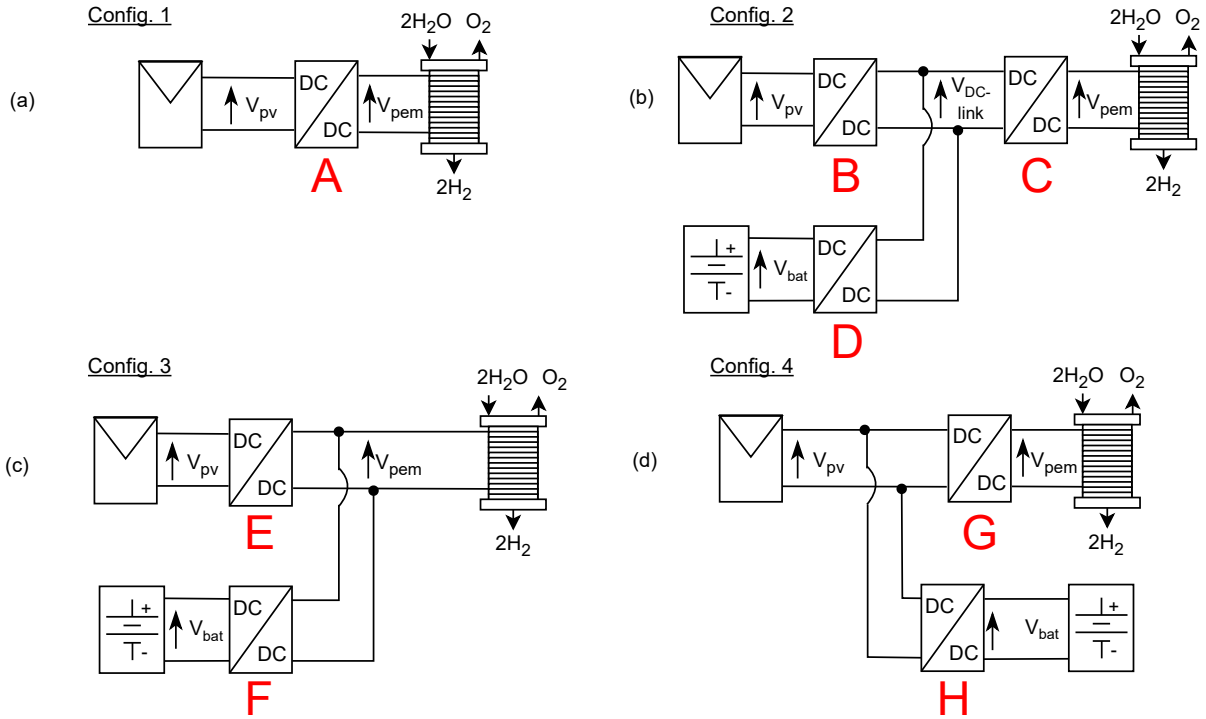


Figura 3.23: Configuraciones consideradas para el sistema híbrido PV-EPEM: (a) Sin batería, donde el sistema PV alimenta directamente al EPEM. (b) Con batería conectada a un bus DC-Link central. (c) Con batería interconectada en el lado del EPEM. (d) Con batería conectada en el lado del PV.

config.: configuración.

cuatro sistemas propuestos en software's como PLECS, ya que trabajar con datos a nivel de minuto, tanto de irradiación como de temperatura, para obtener resultados anuales hace inviable dicho enfoque. En consecuencia, la caracterización de los convertidores mediante sus curvas de eficiencia es suficiente para cumplir con los objetivos de este estudio. La tabla [tabla 3.2](#) detalla los parámetros considerados para el diseño del convertidor A. Este convertidor, con entrada del sistema PV y salida al electrolizador, no utiliza baterías ni elementos de almacenamiento, y sirve como referencia para el cálculo de la curva de eficiencia. Cabe señalar que el análisis es el mismo tanto para los distintos convertidores, como para las diferentes regiones.

El control del convertidor Buck-Interleaved se diseña para operar de manera eficiente dentro del sistema PV-EPEM, considerando su alta velocidad de respuesta. Dado que en este estudio el MPPT no se implementa directamente en PLECS, sino que se calcula previamente en MATLAB, se considera una fuente de voltaje fija como entrada para las simulaciones, y el sistema operando en estado estacionario. Dado que la respuesta del convertidor es rápida, la evaluación de su desempeño se centra en la eficiencia estática.

Por otro lado, la implementación en PLECS incluye un modelo térmico de los semiconductores, considerando tanto pérdidas por conducción y conmutación, como pérdidas resistivas en inductores

Parámetro		Valor	Unidad
	canales	3	(pu)
$P_{DC/DC}$	Potencia nominal convertidor DC-DC	47.1	(kW)
L_1, L_2, L_3	Inductores convertidor DC-DC	290	(μ H)
C_{PV}, C_o	Condensadores convertidor DC-DC	220	(μ F)
	SiC MOSFET	IMW120R007M1H	
	SiC Diodos*	IDWD140E120D7	
f_{sw}	Frecuencia de conmutación	20	(kHz)
K_i	Ganancia integral del controlador PI	0.0539	
K_p	Ganancia proporcional del controlador PI	$4,29e^{-5}$	

Tabla 3.2: Parámetros de simulación del convertidor A.

* se utilizan dos diodos en paralelo de modelo IDWD140E120D7

y capacitores. La eficiencia de conversión, para el convertidor A (figura 3.24a) es presentada en la figura 3.24b, donde se establece un voltaje PV de $V_{pv} = 800V$ mediante cadenas de 27 paneles en serie. Se define un voltaje nominal del electrolizador de $V_{pem} = 100V$, y se dimensiona para una potencia nominal de $P_{pem} = 47,14kW$.

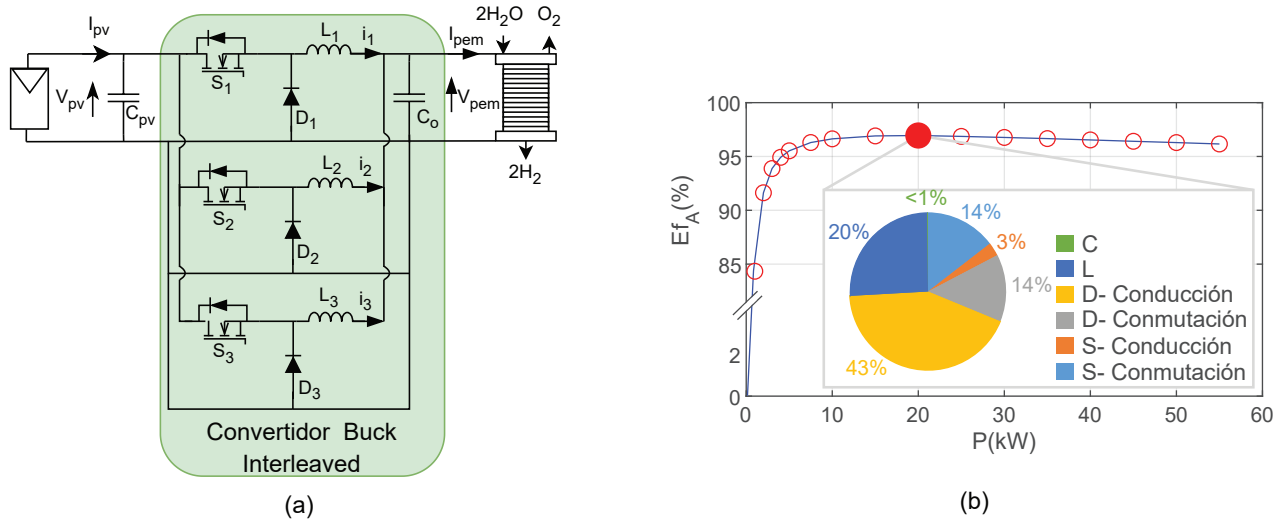


Figura 3.24: Convertidores DC/DC Buck-interleaved: (a) esquema del convertidor considerado, (b) eficiencia y distribución de pérdidas a máxima eficiencia bajo 20 kW.

Se obtiene una eficiencia superior a 95 % para el rango operativo $>5kW$, alcanzando un máximo del 96,947 % a potencia de 20kW. La distribución de perdidas de potencia también se presenta en la figura 3.24b, destacando que una gran parte de las perdidas proviene de los diodos, seguidos del inductor y los MOSFET. El condensador presenta perdidas mínimas, menores a 1 %

3.7. Análisis Tecno-económico

A continuación, se define la metodología empleada para el análisis tecno-económico. Para ello, es necesario definir los subsistemas que componen cada escenario, ya sea el sistema PV, el elemento almacenador de energía, la electrónica de potencia y el EPEM, junto con sus costos específicos por (kW) necesarios para satisfacer al EPEM, los costos de operación y mantención específicos de cada subsistema. En conocimiento de todos estos parámetros, es posible definir el costo nivelado del hidrógeno (LCOH del inglés *Levelized Cost Of Hydrogen*). Se espera obtener resultados acordes a la literatura con enfoque de H_2V , la cual para estudios de análisis tecno-económicos el LCOH oscila entre 1.19 - 12.16 (USD/kg_{H_2V}) [65].

3.7.1. Alcances y supuestos

A continuación, se definen los alcances y limitaciones para el análisis tecno-económico, así como los supuestos necesarios para la obtención de los resultados finales. Estos elementos son fundamentales para contextualizar el estudio, proporcionando claridad sobre el marco en el cual se han realizado los análisis y las condiciones bajo las cuales se espera que los resultados sean válidos.

Elementos considerados para cálculo de costo nivelado de H_2V

Se describen los modelos individuales de cada subsistema considerado: el sistema PV, la batería, la electrónica de potencia (EP) y el EPEM. La interacción entre estos subsistemas no se tiene en cuenta para el análisis del LCOH, por lo que la descripción de cada uno es breve y concisa, centrándose únicamente en los enfoques y parámetros más relevantes.

- **Módulo PV:** El modelo del módulo PV utilizado en este proyecto se detalla en la [subsección 3.3.1](#), bajo el título “Modelo matemático de la celda PV” (tabla 3.1). Los parámetros corresponden al módulo PV “Sunmodule PLUS SW 280 Mono Black” de la empresa Solar-Word [1], que presenta características comunes dentro del mercado. Dado que existe una amplia gama de módulos PV similares, los resultados de este estudio corresponden a una generalidad, y podrán ser aplicados para cualquier módulo PV de características similares.
- **Batería:** Se considera una batería o un grupo de estas, basadas en los parámetros entregados en [66] la cual consiste en una batería de litio que tiene como objetivo suministrar la potencia eléctrica necesaria al EPEM, considerando la naturaleza fluctuante de la fuente PV. Es importante destacar que, al no considerar un modelo específico de una batería del mercado, para el desarrollo de este inciso y en general del resto del documento, se da la libertad de calcular el LCOH con la capacidad directa en (kWh) de la batería (C_{bat}), en lugar de un número específico de baterías.

- **Electrónica de potencia:** En este trabajo, se consideran como elementos de electrónica de potencia los convertidores que interconectan el módulo PV, la batería y el EPEM. Estos convertidores tienen la función de ajustar la potencia que genera la matriz PV al EPEM, además de optimizar, mediante el MPPT, los niveles de potencia que administra la batería para uso eficiente del EPEM. La figura [figura 3.24b](#) ejemplifica la curva de eficiencia para el caso sin batería (??a) para una potencia del electrolizador bajo los 20(kW).
- **Electrolizador:** Se considera un electrolizador de agua PEM, el cual se describe en detalle en [section 3.4](#), el cual está dimensionado a 47.14(kW), y donde solo se puede operar en este rango de potencia 0-47.14(kW).

3.7.2. Elementos no considerados para cálculo de costo nivelado de H_2V

- **Almacenamiento y transporte:** Este trabajo se enfoca en la optimización del dimensionado y la electrónica de potencia de un sistema para la producción directa de H_2V , y su alcance finaliza en el punto de generación del hidrógeno. No se incluye al análisis los costos asociados al almacenamiento (ya sea en tanques presurizados, líquidos criogénicos o almacenamiento sólido), ni los costos de transporte que dependen de factores como la distancia al punto de consumo, el tipo de infraestructura necesaria y los medios de transporte empleados (camiones, tuberías, barcos, etc) [55].

La exclusión de estos elementos está justificada, ya que el objetivo principal de este trabajo es la optimización del dimensionado y de la configuraciones del sistema productor de H_2V , evaluando diferentes configuraciones y regiones dentro de una frontera operativa definida. Aunque estos costos son significativos en un análisis completo del ciclo de vida del hidrógeno, y más aún del LCOH, su inclusión requiere modelar variables externas adicionales, como la demanda en la ubicación donde se utilizara el H_2V , los costos de compresión, las regulaciones asociadas al transporte de cada región estudiada, etc. El objetivo de este análisis tecno-económico es utilizar el LCOH como indicador de comparación entre distintos escenarios.

No obstante, en la literatura se reconoce que los costos de almacenamiento y transporte representa una porción considerable del costo final del H_2V , lo que su consideración podría ser relevante en estudios futuros más integrales.

- **LCOE:** El sistema trabajado en este estudio es off-grid, y está enfocado en un sistema diseñado exclusivamente para la producción de H_2V . Es por esta razón que, el costo nivelado de la electricidad (LCOE) no es parte del cálculo del LCOH como métrica directa de evaluación, ya que, independiente del LCOE en cierto instante de tiempo, siempre se prioriza la

producción de H_2V .

El LCOE es utilizado tradicionalmente en sistemas on-grid [67, 68], para evaluar en tiempo real el costo de generación de electricidad. Sin embargo, en este trabajo, la electricidad generada se destina completamente al proceso de producción de H_2V , y no se distribuye ni se consume en otros sectores. Por lo tanto, el indicador LCOE no tiene un impacto directo en la optimización económica del sistema ni en el cálculo del LCOH.

Cabe destacar que en estudios más amplios donde la electricidad se utiliza tanto para la producción de hidrógeno como para otras aplicaciones, o casos donde produzco hidrógeno según los excesos de energía que tenga para alimentar cierto proceso, el LCOE podría ser relevante para analizar la viabilidad de cada subproceso en el sistema.

3.7.3. Costos específicos de inversión y mantención-operación

Una vez definido los elementos a considerar para el cálculo del LCOH, es posible definir los costos específicos tanto de inversión, como de mantención-operación. El costo específico de inversión representa el costo en dólares de instalar 1 (kW) de fuente PV, batería, EPEM o electrónica de potencia (EP), parámetro que viene siendo equivalente a las inversiones de capital (CAPEX). Por otro lado, el costo específico de operación y mantención, tal como su nombre lo indica, es equivalente a las inversiones de operación (OPEX) requerido para mantener y operar los subsistemas, y corresponde a un porcentaje del CAPEX de inversión.

Subsistema	Costo específico de inversión	Costo específico de operación y mantención (% de costo de inversión)	Ref.
PV	744 (USD/kW)	3.8	[27]
Batería	500 (USD/kWh)	3	[66]
EPEM	1851 (USD/kW)	2	[11]
EP	150 (USD/kW)	3.7	[27]

Tabla 3.3: Costos específicos de inversión y mantención-operación para los subsistemas considerados para el cálculo del LCOH.

Finalmente, se utilizan los datos recopilados en [27], el cual considera los costos del sistema PV y EP. En cuanto a la batería, los datos necesarios son extraídos de [66]. Para el EPEM, se utilizan las proyecciones de CAPEX utilizadas por [11], tal como indica la figura [figura 3.25](#).

En la tabla 3.3 se detalla el CAPEX y OPEX, parámetros que serán usados para el cálculo del LCOH. El CAPEX y el OPEX correspondiente a la EP, es considerado para un convertidor DC/DC, por lo que se debe modificar este parámetro y considerar para el cálculo del LCOH el

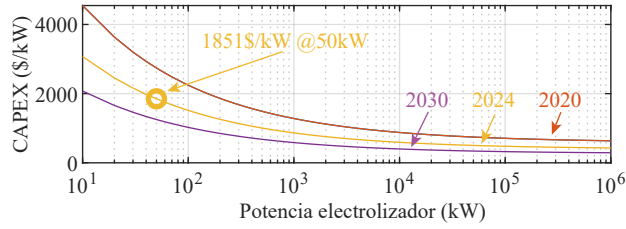


Figura 3.25: CAPEX del EPEM según [11] en función de la potencia instalada, valores pasados (2020), actuales (2024) y estimados (2030).

número de convertidores de potencia de cada configuración, además de la topología empleada, el número de interruptores de potencia empleados, el nivel de potencia manejado, etc.

3.7.4. Costo nivelado del H_2V (LCOH)

El LCOH es el indicador económico que permite medir cuanto cuesta producir 1 (kg) de H_2V , considerando costos de inversión, mantenimiento, operación, y otros factores como licuefacción, transporte, costos administrativos, etc. Este depende en gran medida de la fuente de energía primaria utilizada, donde para el caso de este proyecto se trabaja con energía fotovoltaica, así como de la infraestructura relacionada con la cadena de suministro y el volumen de producción del hidrógeno.

Sabiendo esto, el LCOH se establece como un indicador que permite una comparación en una base común. Se define como el cociente entre el valor presente del CAPEX y del OPEX, sobre el valor presente de la cantidad de hidrógeno producido (kg) durante un año. Esta relación se expresa a continuación, proporcionando un marco clave para el análisis tecno-económico, teniendo en consideración los alcances definidos anteriormente.

$$LCOH = \frac{CTA}{\text{Producción anual de hidrógeno}}$$

Donde CTA es el costo total anual (\$/año), el cual se define como:

$$CTA = CAPEX * FA + OPEX$$

Donde FA es el factor de anualidad, parámetro adimensional (-), el cual tiene como objetivo traer a valor presente los flujos de dinero futuros. Este planteamiento sigue el enfoque descrito en [27], en el que se prioriza la integración del sistema de producción de hidrógeno como un

todo, sin segmentar los costos de generación de electricidad como una métrica independiente. Esto significa que, aunque el costo de generación de electricidad influye indirectamente en el LCOH, no se analiza de forma aislada. En lugar de eso, se adopta un enfoque integral en el que los costos de capital (CAPEX) y de operación (OPEX) se consideran para todos los componentes del sistema (fotovoltaico, convertidores de potencia, batería y electrolizador).

3.8. Conclusiones

En este capítulo se han definido y desarrollado los modelos matemáticos y metodologías fundamentales para la caracterización del sistema de producción de H_2V . Se ha establecido un enfoque estructurado para la lectura de datos, modelado de componentes clave (sistema PV, electrolizador y convertidores DC/DC) y el diseño del algoritmo de gestión de la batería. Además, se ha incorporado un análisis tecno-económico basado en el LCOH, permitiendo evaluar de manera integral la viabilidad de distintas configuraciones del sistema. La metodología aquí expuesta sienta las bases para el análisis de los resultados, facilitando la evaluación del desempeño de los diferentes escenarios de operación en el siguiente capítulo.

Capítulo 4

Resultados: Optimización de dimensionamiento y electrónica de potencia

4.1. Introducción

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en la optimización del sistema de producción de H_2V . Se analizan distintas configuraciones del sistema bajo diversas condiciones operativas, incluyendo variaciones en la irradiación, temperatura y estrategias de control de energía. El objetivo principal es identificar el dimensionado óptimo de los componentes del sistema, evaluando su desempeño bajo los dos enfoques planteados: la minimización del LCOH y la optimización de la electrónica de potencia contrastando diferentes configuraciones.

La primera optimización se centra en la rentabilidad económica del sistema en base al indicador económico LCOH, mientras que la segunda prioriza la continuidad operativa, buscando evitar interrupciones en la producción, para posteriormente contrastar y optimizar entre todas las configuraciones del sistema PV- H_2V planteadas. Estos enfoques permiten explorar la relación entre el uso de almacenamiento energético y la variabilidad de la generación fotovoltaica, proporcionando una visión integral para el dimensionamiento eficiente del sistema.

En las siguientes secciones se presentan los resultados obtenidos para cada configuración propuesta, analizando los escenarios óptimos y comparando su desempeño, lo que permitirá definir la arquitectura más adecuada para maximizar la producción de H_2V bajo las condiciones estudiadas, junto con el óptimo dimensionado de potencia fotovoltaica instalada, y capacidad de almacenamiento de la batería.

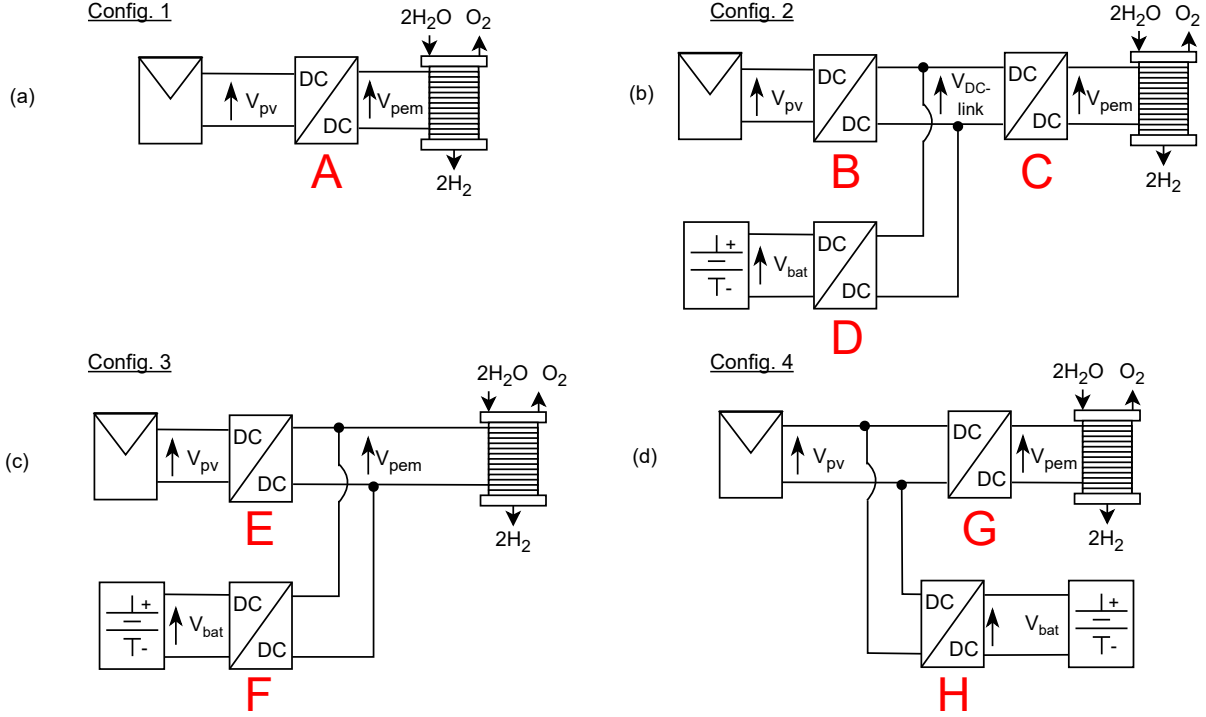


Figura 4.1: Configuraciones consideradas para el sistema híbrido PV-EPEM: (a) Sin batería, donde el sistema PV alimenta directamente al EPEM. (b) Con batería conectada a un bus DC-Link central. (c) Con batería interconectada en el lado del EPEM. (d) Con batería conectada en el lado del PV.

config.: configuración.

4.2. Factores críticos para la Optimización

Es importante definir y detallar los factores e indicadores clave para la optimización del sistema, incluyendo los factores de utilización de los distintos subsistemas, ratio de sobredimensionamiento, entre otros parámetros relevantes. Estos elementos, junto con el LCOH, permitirán evaluar y comparar los diferentes resultados.

4.2.1. Factor de utilización del electrolizador UF_{pem}

El factor de utilización del EPEM (UF_{pem}) se define como la relación entre la cantidad de hidrógeno producido por el EPEM durante un periodo de tiempo Δt , y la producción nominal de hidrógeno en ese mismo periodo. Este factor cuantifica el grado de operación del EPEM en comparación con su capacidad máxima, considerando las condiciones reales de funcionamiento. Se calcula mediante la siguiente expresión.

$$UF_{pem} = \frac{\int_0^{\Delta t} \dot{m}_{H_2}(t) dt}{\dot{m}_{H_2}^{nom} \Delta t} \quad (4.1)$$

Donde $\dot{m}_{H_2}(t)$ es la tasa de producción de hidrógeno en el tiempo t , y $\dot{m}_{H_2}^{nom}$ es la tasa de producción nominal del EPEM.

4.2.2. Factor de capacidad fotovoltaico CF_{PV}

El factor de capacidad fotovoltaico CF_{PV} se define como la relación entre la energía generada por el sistema PV durante un periodo Δt y la energía que se produciría si se operara continuamente a su potencia nominal en el mismo periodo de tiempo. Este factor por lo tanto indica el grado de aprovechamiento del sistema PV en función de la irradiación disponible, y las condiciones operativas reales. Se calcula mediante la siguiente expresión.

$$CF_{PV} = \frac{\int_0^{\Delta t} N_{PV} P_{mpv}(t) dt}{N_{PV} P_{mpv}^{nom} \Delta t} \quad (4.2)$$

Donde $N_{PV} P_{mpv}^{nom}$ es la capacidad nominal instalada del sistema PV (con P_{mpv}^{nom} de 217(W)), es decir, la potencia total que los paneles solares pueden generar bajo condiciones óptimas.

4.2.3. Ratio de sobredimensionamiento $R_{PV/PEM}$

Otro de los indicadores a considerar se define como el ratio de sobredimensionamiento ($R_{PV/PEM}$), y es la relación entre la potencia nominal instalada del sistema PV y la potencia nominal del EPEM.

$$R_{PV/PEM} = \frac{N_{PV} P_{mpv}}{P_{pem}^{nom}} \quad (4.3)$$

Donde P_{pem}^{nom} es la potencia nominal del EPEM, que para este trabajo y las condiciones definidas es de 47.14 kW.

4.2.4. Factor de utilización nocturno objetivo del EPEM (UF_{pem}^o)

En los sistemas con batería (figura 4.1b, figura 4.1c y figura 4.1d), es necesario definir el rango de potencia en el que el EPEM puede operar durante las horas nocturnas. Para ello, se introduce el factor de utilización nocturno objetivo del EPEM (UF_{pem}^o), que representa el porcentaje de la potencia nominal P_{pem}^{nom} a la cual opera el EPEM durante la noche, cuando la energía fotovoltaica no esta disponible. La potencia nocturna del EPEM se calcula como:

$$P_{noche} = P_{pem}^{nom} \cdot UF_{pem}^o \quad \text{con} \quad UF_{pem}^o \in [0 - 1]$$

Donde UF_{pem}^o cero implica que el EPEM se apaga en la noche, y UF_{pem}^o unitario indica que el EPEM opera a potencia nominal P_{pem}^{nom} durante la noche. De esta manera, la batería se convierte

en la única fuente de energía disponible para alimentar el EPEM durante el período nocturno, asumiendo que la capacidad de almacenamiento de la batería es suficiente para cubrir la demanda energética del EPEM. No obstante, existen apagados no deseados del sistema, debido a que la batería no siempre es capaz de suministrar la energía necesaria para lograr el factor objetivo UF_{pem}^o . Es por ello, que no siempre el factor de utilización UF_{pem}^o sera idéntico al factor de utilización real UF_{pem} .

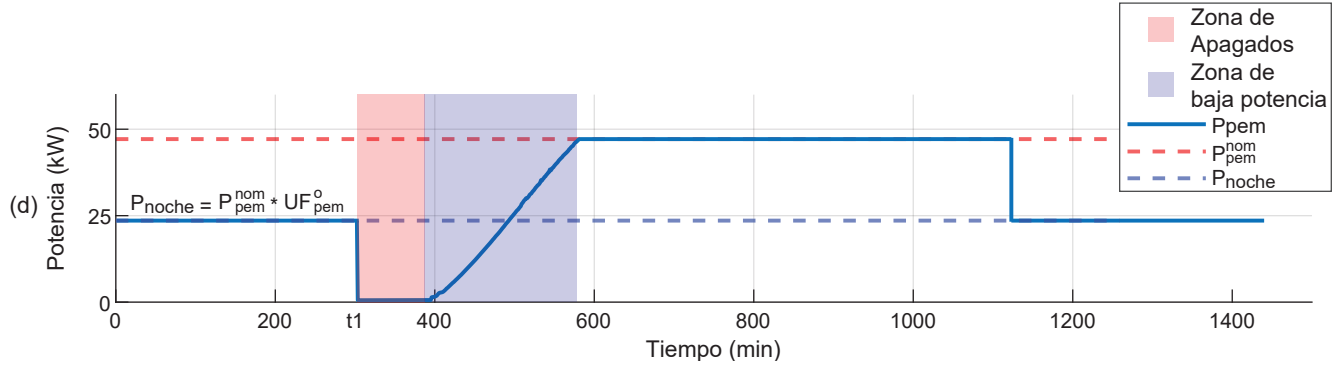


Figura 4.2: Variación de la potencia del electrolizador (P_{pem}) durante la noche, considerando el factor de utilización nocturna ($UF_{pem}^o = 0.5$).

La figura [figura 4.2](#) describe la potencia del electrolizador P_{pem} en azul, con un UF_{pem}^o de 0.5, para un C_{bat} de 300 kWh y una P_{pv} de 76 kW (que corresponde a un $N_{pv} = 351$ (pu), o 13 arreglos PV), siendo el mismo análisis para cualquier día del año y región del mundo. Se observa una zona roja donde P_{pem} es cero, y una zona azul donde P_{pem} es menor a P_{nom} , aun siendo de día y teniendo disponible energía PV. Esto se debe a que en t_1 la batería se descarga por completo, por lo que el resto de la noche la potencia de P_{pem} es cero. Posteriormente durante la zona azul, la batería aun sigue descargada, por lo que no puede cubrir la demanda para operar a P_{nom} . Estos dos eventos antes mencionados provocan que $UF_{pem} < UF_{pem}^o$, ya que debido a la naturaleza del sistema PV, estos apagados no se puede predecir. Durante este capítulo, cuando se hable de UF_{pem}^o , este factor se considera para los casos con batería, durante la noche, y teniendo presente que no siempre sera idéntico a UF_{pem} .

4.3. Optimización en base al LCOH para sistema PV para producción de H_2V sin batería

La [figura 4.3a](#), muestra los resultados del LCOH para el sistema sin batería ([figura 4.1a](#)), calculados en función del ratio de sobre dimensionamiento $R_{PV/PEM}$. Se observa la influencia de la ubicación geográfica en el LCOH, siendo significativamente más bajo en Atacama, seguido por

Milán, Italia, y Valparaíso, Chile. Se alcanza un valor óptimo de 2,80\$/kg en Atacama, para un ratio de sobredimensionamiento de $R_{PV/PEM} = 1,49$. Esto implica que, para el EPDM con potencia nominal de $P_{pem}^{nom} = 47.14$ kW, se requiere un óptimo de 70.28 kW de potencia fotovoltaica instalada.

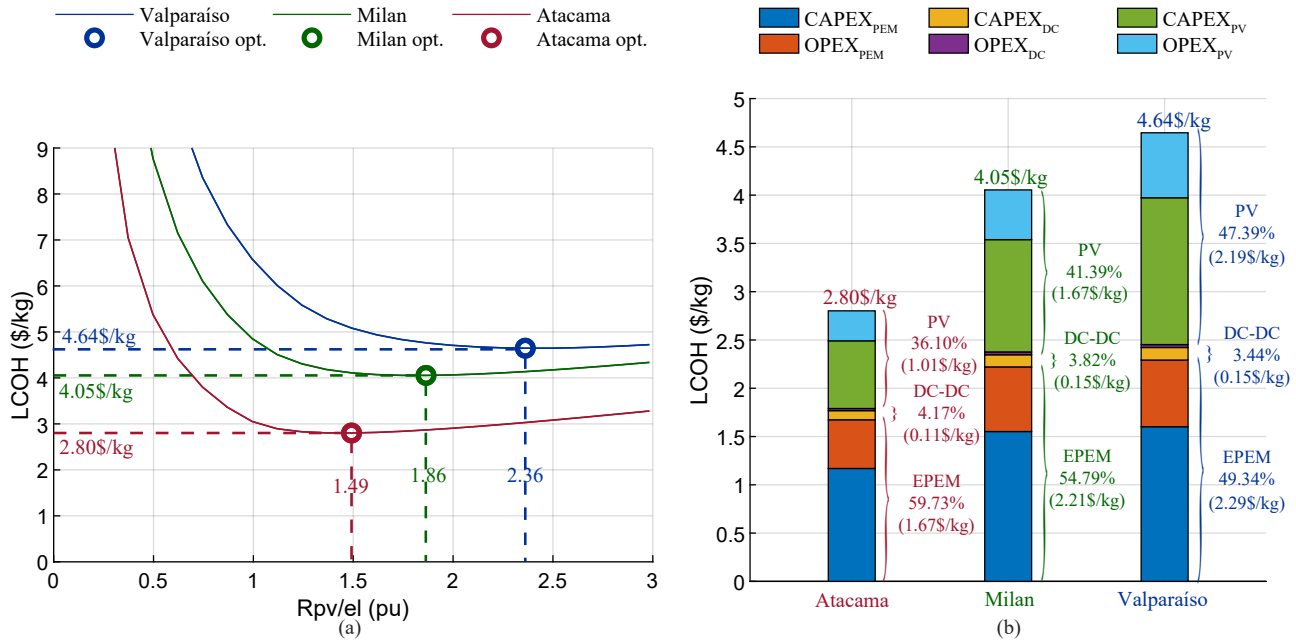


Figura 4.3: Optimización del dimensionamiento para cada región: (a) LCOH en función del factor de sobredimensionamiento $R_{PV/PEM}$, y (b) desglose de costos para el dimensionamiento óptimo. *opt.*: óptimo

En la región italiana de Milán, se obtiene un resultado óptimo con un LCOH de 4,05\$/kg y un ratio de $R_{PV/PEM} = 1,86$. Por último, la región de Valparaíso resulta ser la menos atractiva, con un LCOH de 4,64\$/kg y un ratio de $R_{PV/PEM} = 2,36$.

Para cada solución de dimensionamiento óptima, se estima una producción de H_2V de 6339 kg/año en Atacama, 4776 kg/año en Milán y 4628 kg/año en Valparaíso. Estos resultados indican una clara relación entre la cantidad de hidrógeno producido y el valor del LCOH. Un LCOH más alto indica una menor producción de H_2V , y viceversa.

La figura 4.3b muestra el desglose de costos para los valores óptimos presentados en la figura 4.3a. Para la fuente fotovoltaica, el impacto del CAPEX y el OPEX en el LCOH es menor en la región de Atacama en comparación con las otras regiones, con un estimado de 1,01\$/kg y una contribución del 36,10% al LCOH. En contraste, en Valparaíso, la región menos atractiva, el $CAPEX_{PV}$ y el $OPEX_{PV}$ alcanzan un estimado en conjunto de 2,19\$/kg con contribución del 47,39%. Un mayor valor de $R_{PV/PEM}$ implica una mayor potencia fotovoltaica instalada, lo que incrementa tanto el $CAPEX_{PV}$ como el $OPEX_{PV}$. Por el contrario, un menor $R_{PV/PEM}$, como en el caso de Atacama, se traduce en una menor capacidad de instalación fotovoltaica, reduciendo

así la contribución de $CAPEX_{PV}$ y $OPEX_{PV}$ en el LCOH, lo cual es consistente con la tendencia observada en la [figura 4.3a](#).

En cuanto al convertidor DC-DC, la contribución del $CAPEX_{DC}$ y $OPEX_{DC}$ es mínima, representando menos del 5%. Por otro lado, el EPEM tiene un peso significativo en el LCOH, con el $CAPEX_{PEM}$ y $OPEX_{PEM}$ del EPEM contribuyendo con un 59,73% en Atacama y un 49,34% en Valparaíso. Esto sugiere que el EPEM representa más de la mitad del LCOH.

4.3.1. Factores de capacidad y de utilización

El análisis del factor de capacidad del sistema PV y el factor de utilización del EPEM se realiza en función del índice de sobredimensionamiento, y los resultados se presentan en [figura 4.4](#). En el caso del sistema PV, [figura 4.4\(a\)](#), el factor de capacidad fotovoltaico CF_{PV} alcanza su valor máximo cuando $R_{PV/PEM} < 1$ para todas las regiones estudiadas. En este rango, la potencia PV siempre es menor que la potencia nominal del EPEM, permitiendo que toda la energía generada sea aprovechada. Sin embargo, cuando $R_{PV/PEM} > 1$, el factor de capacidad disminuye conforme aumenta el sobredimensionamiento, debido a la energía no utilizada. Para el óptimo de cada región, el factor de capacidad del sistema PV disminuye respecto a su valor máximo, alcanzando un 23,71% en Atacama, 14,87% en Milán y 11,01% en Valparaíso.

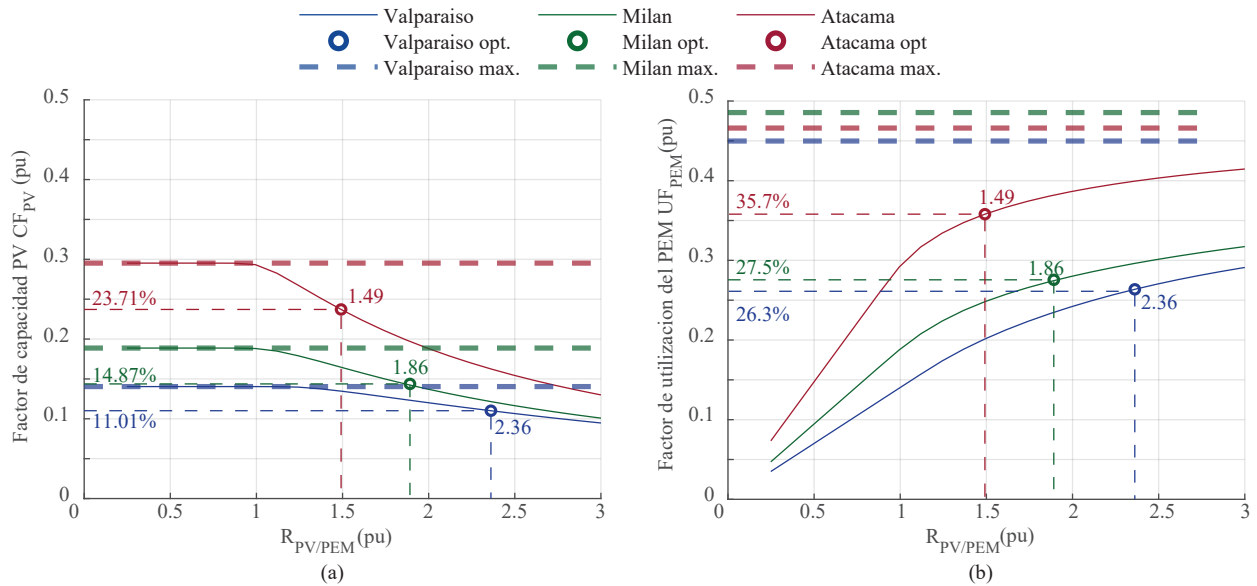


Figura 4.4: Factores de capacidad y utilización: (a) Factor de capacidad del sistema PV, (b) Factor de utilización del EPEM. *opt.*: *óptimo*, *max.*: *máximo*

Por otro lado, el factor de utilización del EPEM, UF_{pem} , presentado en la [figura 4.4b](#), es relativamente bajo debido a la conexión directa con la fuente PV, operando de manera variable

según las condiciones ambientales y sin funcionamiento durante la noche. Una alta utilización solo se logra con almacenamiento adicional, o mediante conexión a la red, como se analizara a continuación.

En cuanto a los valores máximos teóricos del UF_{pem} corresponden a un escenario en el que el sistema PV estaría sobre dimensionado lo suficiente como para permitir que el electrolizador opere a plena carga durante la totalidad del día. Sin embargo, en un dimensionamiento óptimo, donde se prioriza la minimización del LCOH, la generación PV no siempre alcanza los niveles necesarios para operar el EPEM a su máxima capacidad durante la mayoría del día. Como resultado, el UF_{pem} es inferior a este límite teórico, alcanzando un 35,7 % en Atacama, un 27,5 % en Milán y un 26,3 % en Valparaíso.

4.4. Optimización de sistema PV para producción de H_2V con batería

La optimización realizada en esta sección tiene como objetivo minimizar el LCOH, considerando el sistema descrito en la [figura 4.1b](#), correspondiente a la configuración PV-EPEM con batería y DC-link central, también llamada configuración 2. Se evalúan distintas combinaciones de potencia fotovoltaica instalada y capacidad de almacenamiento en batería, con el fin de determinar los valores óptimos que maximicen la rentabilidad de la producción de hidrógeno, es decir, que minimicen el LCOH. El análisis se lleva a cabo para cada una de las tres regiones previamente estudiadas.

Optimización en base al LCOH: configuración 2 en Antofagasta

En esta sección se analiza el comportamiento del LCOH en función de la capacidad de almacenamiento en batería C_{bat} y la potencia fotovoltaica instalada P_{pv} , para la región de Antofagasta. El análisis se realiza considerando tres escenarios definidos por el UF_{pem}^o : 1.0, 0.5 y 0.1. Además, se toma como caso ilustrativo la configuración 2.

Antes de presentar los resultados de optimización, se ilustra gráficamente el criterio utilizado para determinar si una combinación de parámetros es factible. La [figura 4.5](#) muestra la evolución temporal de la potencia P_{pem} y del estado del SOC durante un día completo, para $UF_{pem}^o = 1$. En la figura se comparan dos casos de configuraciones: una factible, en la que el electrolizador se mantiene operando de forma continua ([figura 4.5a](#)), y otra no factible, en la que se observan interrupciones en su funcionamiento ([figura 4.5b](#)). Cabe destacar que, bajo el criterio adoptado, cualquier configuración que implique al menos un minuto de apagado del electrolizador durante el año de operación se considera no factible.

La [figura 4.6](#) presenta los resultados de la optimización del sistema fotovoltaico con batería para la región de Antofagasta, bajo el caso de $UF_{pem}^o = 1$. En esta figura se muestran gráficos tridimensionales del LCOH en función de la potencia P_{pv} y la capacidad C_{bat} .

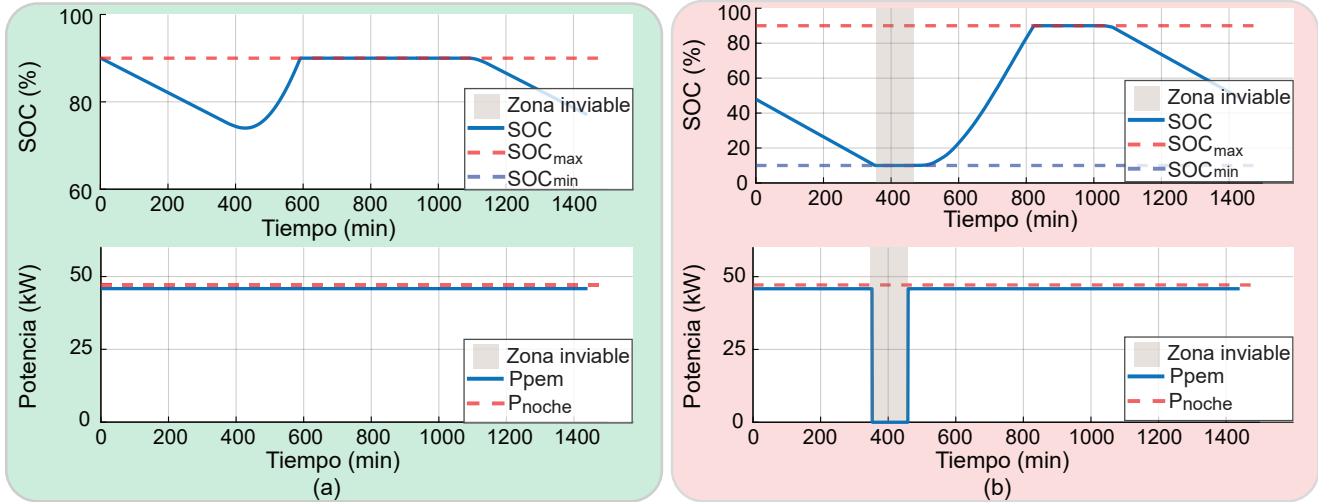


Figura 4.5: SOC y potencia del electrolizador para un día completo y $UF_{pem}^o = 1$ para: (a) escenario factible, (b) escenario no factible.

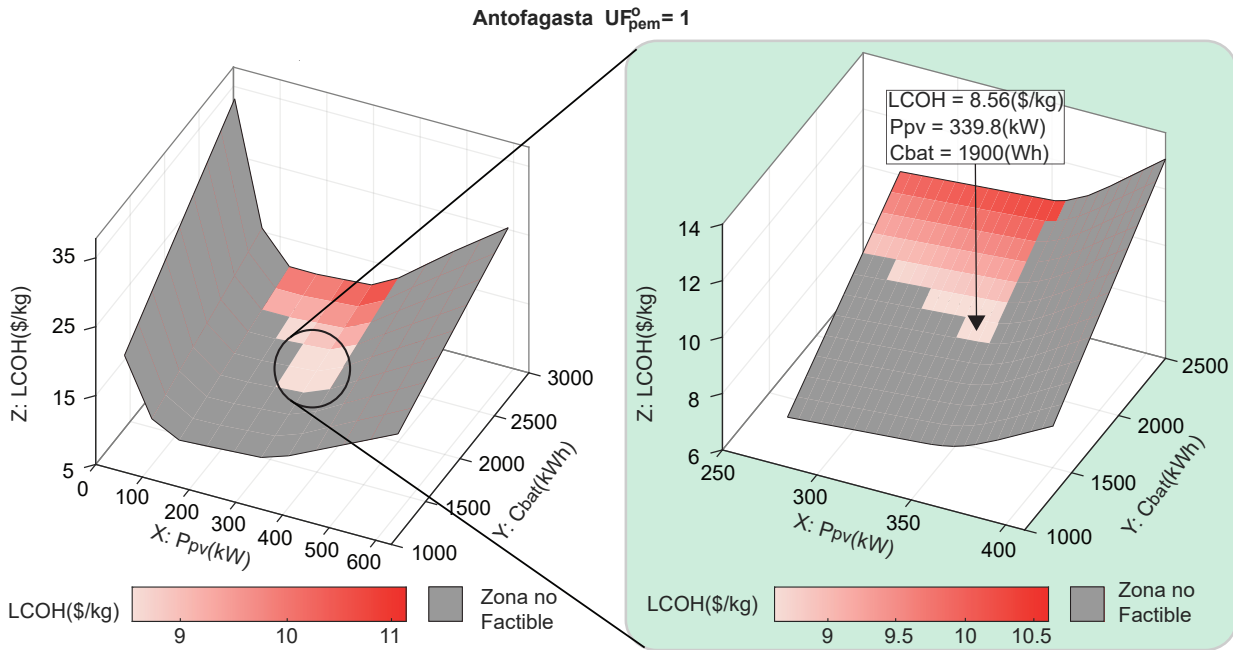


Figura 4.6: LCOH de la región de Antofagasta, en función de la P_{pv} y la capacidad C_{bat} para $UF_{pem}^o = 1$.

El eje X representa P_{pv} en kW, el eje Y corresponde a C_{bat} en kWh, y el eje Z muestra el valor calculado de $LCOH$ en dólares por kilogramo de hidrógeno. A la izquierda (figura 4.6) se muestra un barrido amplio del espacio de búsqueda, donde P_{pv} varía entre 46.8 y 632.7 kW, y C_{bat} entre 0 y 1600 kWh, con incrementos de 200 kWh. A la derecha, se presenta un refinamiento de la simulación dentro de un subespacio de interés para una obtención de un óptimo más exacto: P_{pv} varía entre 269.5 y 410.1 kW, y C_{bat} entre 1300 y 2500 kWh. Esta simulación detallada permite

identificar con mayor precisión el punto óptimo de diseño en el espacio factible, y permite observar como el optimo puede ser mas exacto a medida que el muestreo discreto sea mas exacto.

Los resultados indican que, para la configuración 2 en la región de Antofagasta y un factor de utilización objetivo $UF_{pem}^o = 1$, la configuración óptima se alcanza con una potencia fotovoltaica instalada de $P_{pv} = 339,8$ kW y una capacidad de batería de $C_{bat} = 1900$ kWh. Bajo estas condiciones, el valor mínimo del LCOH es de $8,56$ \$/kg.

Este valor resulta considerablemente mayor que el LCOH óptimo obtenido en el caso sin batería, lo que sugiere que, bajo las condiciones actuales de simulación y supuestos definidos, la incorporación de almacenamiento no mejora la competitividad económica del sistema. No obstante, esta configuración asegura una operación continua del electrolizador, lo que puede ser deseable desde el punto de vista técnico o de confiabilidad, especialmente en aplicaciones donde las interrupciones no son tolerables.

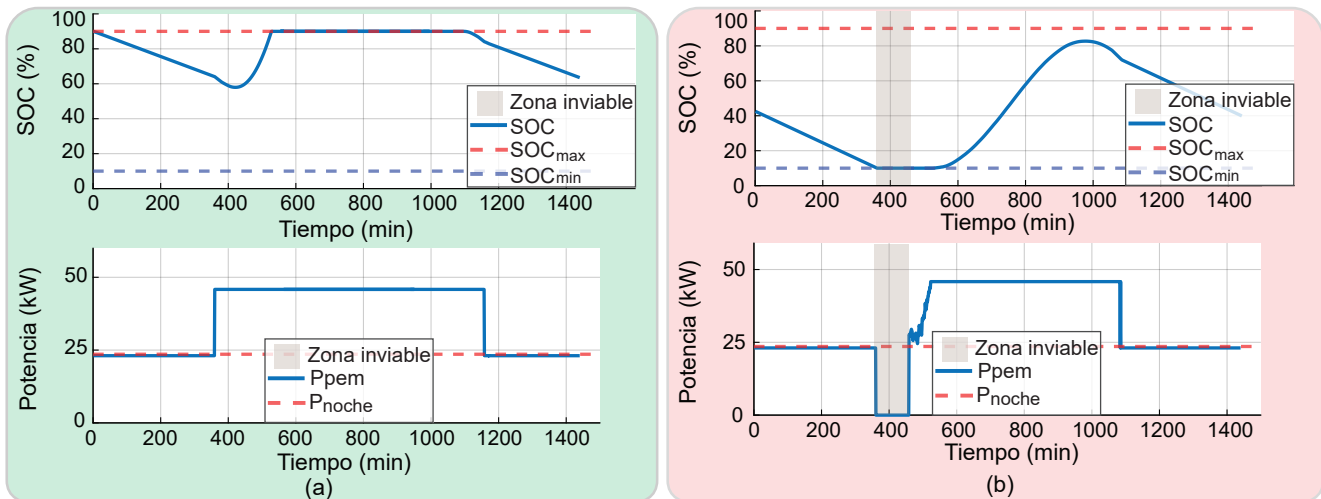


Figura 4.7: SOC y potencia del electrolizador para un día completo y $UF_{pem}^o = 0.5$: (a) escenario factible, (b) escenario no factible.

Con el objetivo de continuar el análisis en torno al impacto del factor de utilización nocturna, la figura 4.7 presenta nuevamente la evolución diaria de la P_{pem} y el estado del SOC, esta vez para el caso de $UF_{pem}^o = 0,5$. A diferencia del escenario anterior, donde se requería operación continua a potencia nominal durante la noche, aquí se permite operar al 50% de la potencia nominal del electrolizador durante ese periodo.

Tal como se observa en la figura, un dimensionamiento adecuado del sistema permite cumplir con esta exigencia sin interrupciones (figura 4.7a), mientras que una capacidad de batería insuficiente, o un mal dimensionado del sistema PV conlleva apagados no deseados durante la noche, evidenciados en el escenario no factible mostrado en la figura 4.7b.

Para el escenario con $UF_{pem}^o = 0,5$, la configuración óptima del sistema en la región de Antofa-

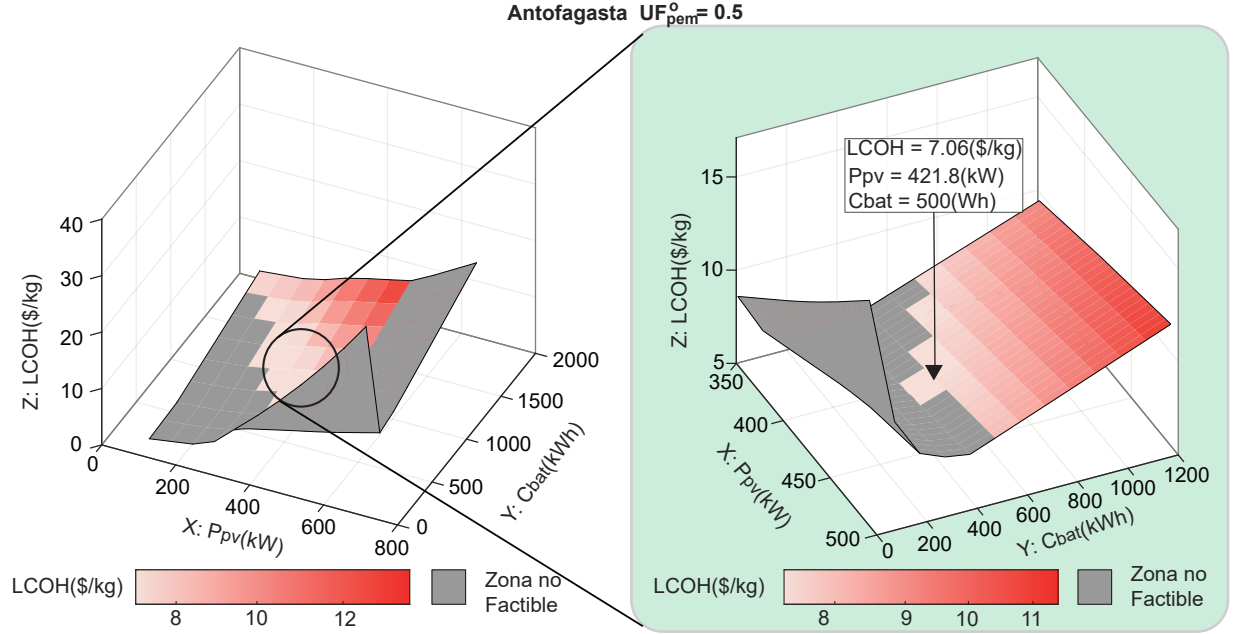


Figura 4.8: LCOH de la región de Antofagasta, en función de la potencia P_{pv} y la capacidad C_{bat} para $UF_{pem}^o = 0,5$.

gasta se alcanza con una capacidad de batería de $C_{bat} = 500\text{kWh}$. En este caso, el costo nivelado del hidrógeno mínimo obtenido es de $7,06 \text{ \$/kg}$, lo que representa una mejora respecto al caso con $UF_{pem}^o = 1$, pero aún se encuentra por encima del valor óptimo alcanzado en el sistema sin batería. Estos resultados reflejan que una mayor flexibilidad operativa durante la noche, al permitir una reducción de la potencia del electrolizador, puede contribuir a reducir los requerimientos de almacenamiento y, por ende, mejorar el desempeño económico del sistema con batería.

Finalmente, se analiza el desempeño del sistema considerando un factor de utilización nocturna reducido, $UF_{pem}^o = 0,1$, lo que implica que durante la noche el electrolizador opera únicamente al 10% de su potencia nominal. La [figura 4.9](#) muestra la evolución de la potencia P_{pem} y del estado del SOC durante un día completo, contrastando un escenario factible y uno no factible.

En el caso factible ([figura 4.9a](#)), el sistema logra mantener la operación requerida sin interrupciones. En contraste, la [figura 4.9b](#) muestra un apagado no deseado, en el cual la batería se descarga completamente y el sistema no puede sostener ni siquiera el nivel mínimo de operación nocturna.

De esta forma, el óptimo para el último caso analizado, correspondiente a la configuración 2 en la región de Antofagasta y un $UF_{pem}^o = 0,1$, se alcanza con una capacidad de batería de $C_{bat} = 200 \text{ kWh}$ y una potencia fotovoltaica instalada de $P_{pv} = 269,5 \text{ kW}$ ([figura 4.10](#)). El valor mínimo del costo nivelado del hidrógeno bajo estas condiciones es de $5,04\text{\$/kg}$, lo que, si bien representa una mejora significativa respecto a los escenarios con mayores requerimientos de potencia nocturnos,

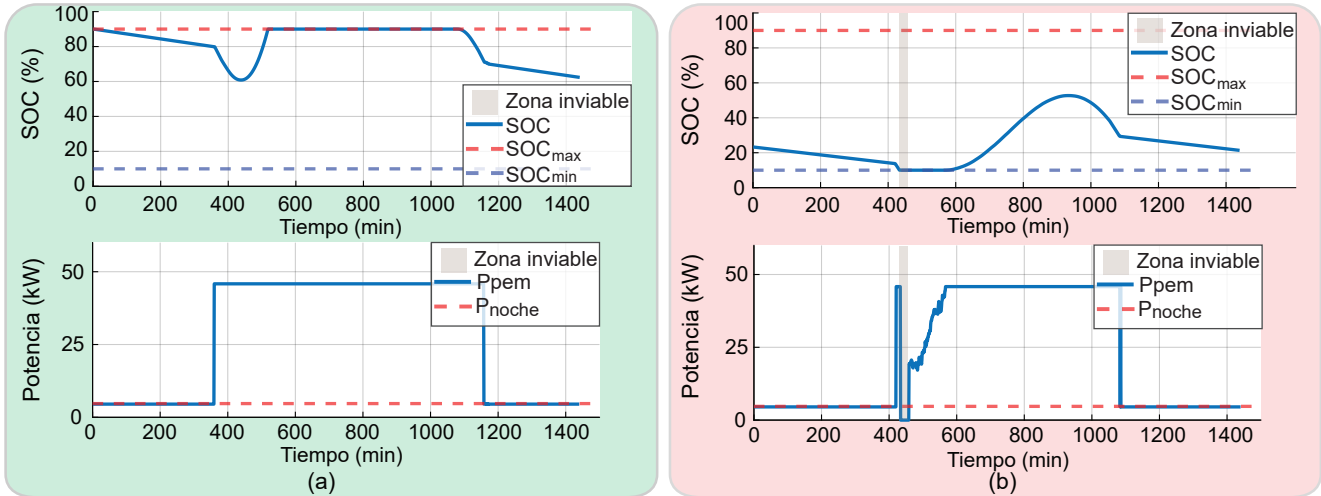


Figura 4.9: SOC y potencia del electrolizador para un día completo y $UF_{pem}^o = 0.1$: (a) escenario factible, (b) escenario no factible.

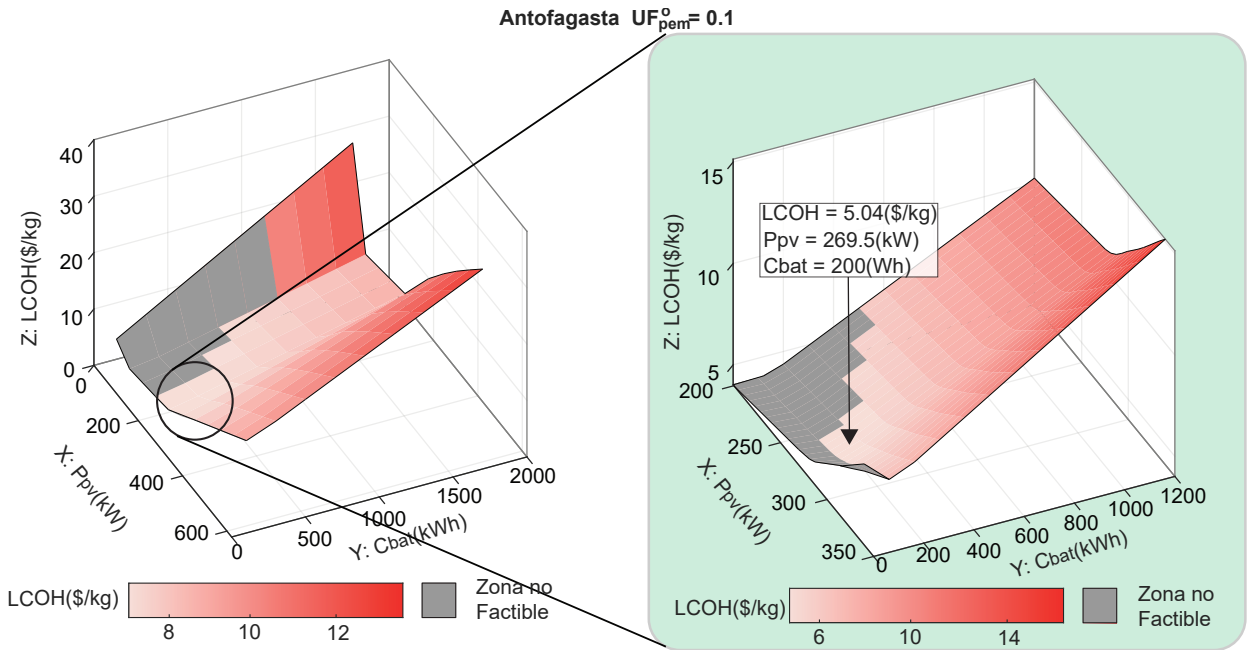


Figura 4.10: LCOH de la región de Antofagasta, en función de la potencia fotovoltaica instalada (P_{pv}) y la capacidad de almacenamiento en batería (C_{bat}) para $UF_{pem}^o = 0,1$.

aún se encuentra por encima del valor óptimo obtenido para el sistema sin batería.

La figura [figura 4.11](#) presenta el desglose de costos asociados a las configuraciones óptimas obtenidas para el sistema PV-EPDM con batería y DC-link central en la región de Antofagasta. En esta figura se comparan los distintos aportes al $LCOH$ provenientes del CAPEX y del OPEX, desglosados por subsistema, y considerando los tres valores de UF_{pem}^o analizados: 1.0, 0.5 y 0.1.

En el caso de la fuente fotovoltaica, se observa que su impacto relativo sobre el $LCOH$ varía

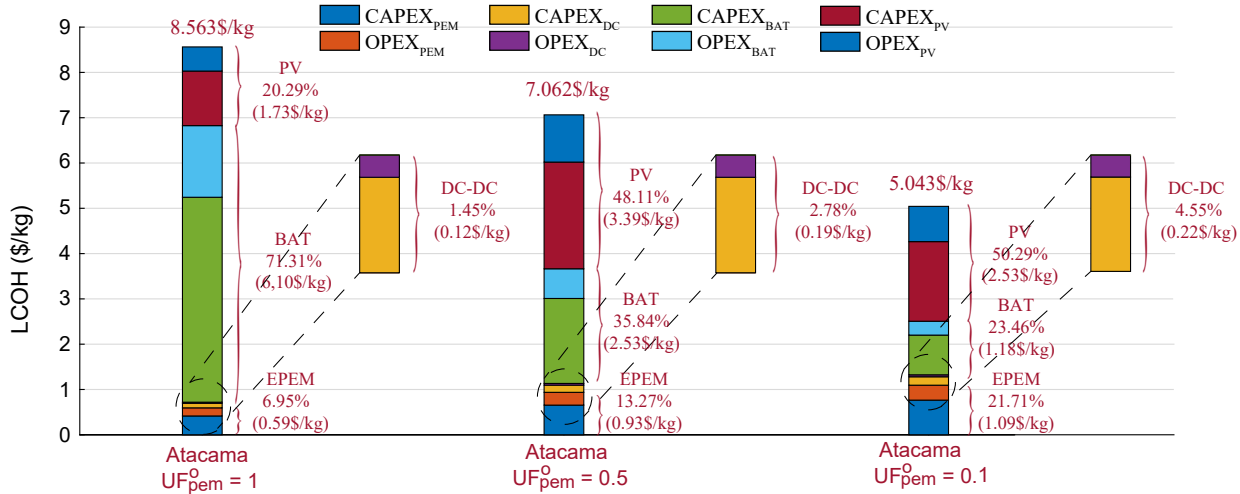


Figura 4.11: Desglose de costos de capital ($CAPEX$) y costos operacionales ($OPEX$) para Antofagasta, y para la configuración 2, considerando un factor de utilización nocturno UF_{pem}^o de: (a) 1, (b) 0.5 y (c) 0.1.

de manera no uniforme a medida que se reduce el UF_{pem}^o , aumentando la potencia instalada para la transición de 1 a 0.5, y una disminución para la transición de 0.5 a 0.1. Para $UF_{pem}^o = 1$, el $CAPEX_{PV}$ y $OPEX_{PV}$ representa 1,73/kg (20,29%), mientras que para $UF_{pem}^o = 0,1$ esta cifra asciende a 2,53\$/kg (50,29%).

Este comportamiento puede parecer contraintuitivo, ya que se esperaría una disminución continua de la demanda fotovoltaica al reducir el requerimiento de operación nocturna del EPEM. Sin embargo, se explica por el efecto combinado de dos factores: primero, la eficiencia de los convertidores DC-DC no es constante, sino que depende del punto de operación, lo que afecta la potencia útil entregada al sistema; segundo, los escenarios con menor UF_{pem}^o tienden a requerir un sobredimensionamiento del sistema PV durante las horas diurnas para compensar pérdidas por conversión y cubrir de forma más intermitente la demanda reducida del electrolizador. En consecuencia, la contribución del subsistema fotovoltaico al $LCOH$ no solo depende de la potencia nominal instalada, sino también de la eficiencia con la que esta energía es gestionada y utilizada dentro del sistema.

Por otro lado, el subsistema de almacenamiento en batería emerge como el componente con mayor peso relativo dentro del $LCOH$ para los tres escenarios. Su participación, considerando tanto $CAPEX_{BAT}$ como $OPEX_{BAT}$, alcanza hasta un 71,31% en el caso de $UF_{pem}^o = 1$, con un valor absoluto de 6,10 /kg. Este impacto decrece significativamente a medida que se reduce la exigencia de operación nocturna, alcanzando un 48,11% para $UF_{pem}^o = 0,5$ y un 20,46% para $UF_{pem}^o = 0,1$.

Respecto al convertidor DC-DC, su contribución combinada al $LCOH$ se mantiene reducida, representando menos del 5% en todos los casos evaluados. Si bien cumple un rol esencial en la

arquitectura del sistema, su impacto económico es marginal.

Finalmente, el electrolizador PEM sigue teniendo un peso considerable en el LCOH total, aunque su participación relativa se ve reducida respecto al caso sin batería. En el escenario con $UF_{pem}^o = 0,1$, el conjunto $CAPEX_{PEM} + OPEX_{PEM}$ representa $1,09 /kg$, equivalente al 21,71 % del LCOH, frente al 6,95 % registrado en el caso más exigente con $UF_{pem}^o = 1$. Este comportamiento se debe a la menor carga operativa promedio del electrolizador cuando se permite una mayor flexibilidad nocturna.

Optimización en base al LCOH: Milán

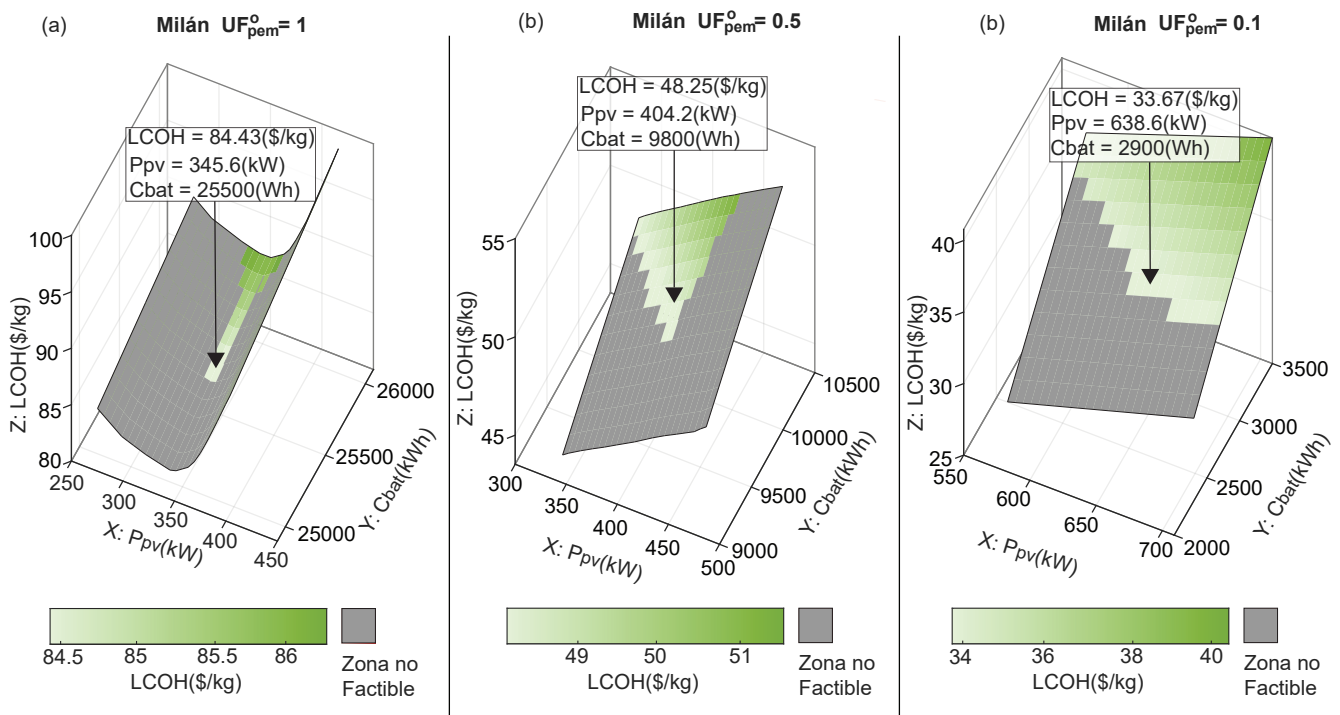


Figura 4.12: Costo nivelado del hidrógeno ($LCOH$) de la región de Milán, en función de la potencia fotovoltaica instalada (P_{pv}) y la capacidad de almacenamiento en batería (C_{bat}) para UF_{pem}^o de: (a) 1, (b) 0.5 y (c) 0.1.

La figura 4.12 presenta los resultados de la optimización del sistema PV-EPeM con batería para la región de Milán, considerando tres niveles de exigencia nocturna definidos por el factor de utilización UF_{pem}^o : 1, 0.5 y 0.1. En cada uno de los subgráficos se representa el $LCOH$ en función de la potencia P_{pv} y la capacidad C_{bat} . Al igual que en el caso de Antofagasta, se observa que una menor exigencia operativa nocturna permite disminuir tanto el $LCOH$ óptimo como la capacidad de batería requerida, lo que refleja el efecto positivo de una mayor flexibilidad operativa en contextos de menor irradiancia.

La configuración óptima del sistema en Milán se alcanza con una capacidad de batería de $C_{bat} = 2900\text{kWh}$ y una potencia fotovoltaica instalada de $P_{pv} = 638,6\text{kW}$, para un $UF_{pem}^o = 1$, resultando en un $LCOH$ mínimo de $33,67 /kg$. Este valor, considerablemente más alto que los obtenidos en Antofagasta, pone en evidencia la baja rentabilidad de incorporar almacenamiento en zonas de baja irradiancia. En este escenario, la batería representa una fracción dominante del costo total, lo que refuerza la conclusión de que, en regiones de menor irradiación como Milán, la adición de almacenamiento no resulta económicamente viable bajo las condiciones de simulación consideradas.

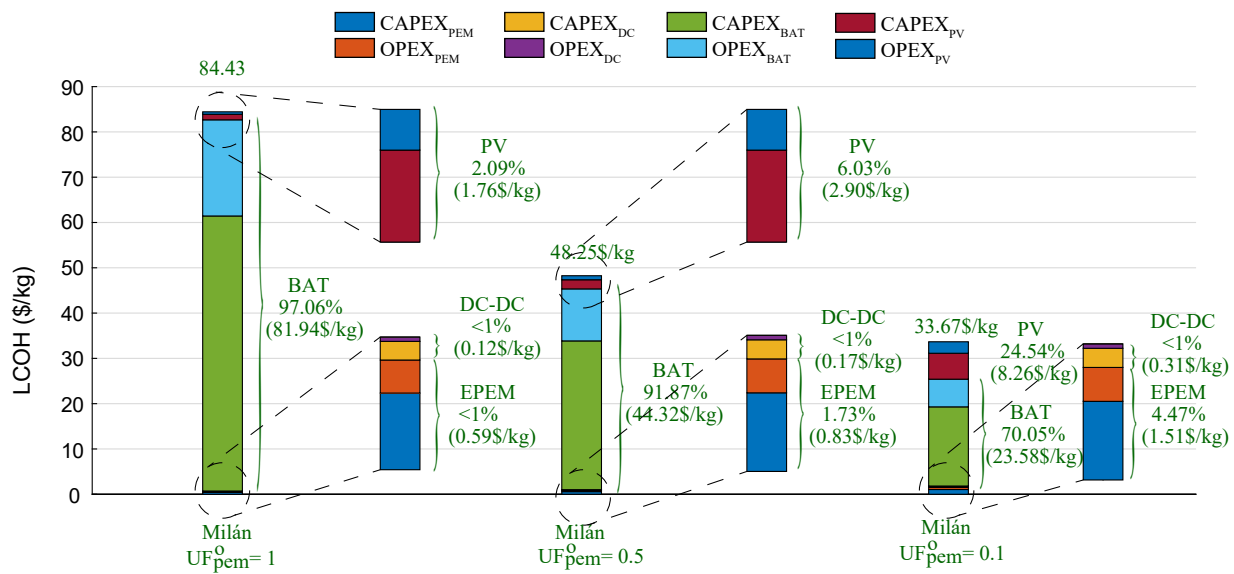


Figura 4.13: Desglose de costos de capital ($CAPEX$) y costos operacionales ($OPEX$) para Milán, y para la configuración 2, considerando un factor de utilización nocturno UF_{pem}^o de: (a) 1, (b) 0.5 y (c) 0.1.

En la figura 4.13, se observa que el costo de la batería representa una proporción significativa del costo total del sistema, tanto en términos de $CAPEX$ como de $OPEX$, con un peso relativo entre $CAPEX$ y $OPEX$ de $81,94/kg$ para $UF_{pem}^o = 1$ y desciende a $70,05/kg$ para $UF_{pem}^o = 0,1$. Esto es particularmente relevante en la región de Milán, donde la batería, debido a su alta inversión inicial y costos operativos, tiene un peso destacado en el $LCOH$ del sistema. Al analizar la configuración con batería y un factor de utilización nocturno UF_{pem}^o bajo, se evidencia que la operación con batería en esta región conlleva un incremento sustancial en el $LCOH$, resultando en valores extremadamente elevados. Este comportamiento resalta la ineficiencia de incorporar una batería bajo estas condiciones, ya que los costos asociados a su operación afectan de manera desproporcionada la viabilidad económica del sistema en comparación con otras alternativas.

Optimización en base al LCOH: Valparaíso

En la Figura 4.14 se muestra la optimización del sistema en Valparaíso en función del $LCOH$, según la combinación de P_{pv} y C_{bat} para distintos valores de UF_{pem}^o . En los tres escenarios, el mínimo del $LCOH$ se alcanza cuando la capacidad de batería es cercana a cero, lo que confirma que prescindir del almacenamiento es la opción más costo-eficiente para esta región. Esto refuerza el hecho de que, en el caso de Valparaíso, la inclusión de baterías resulta innecesaria desde el punto de vista económico.

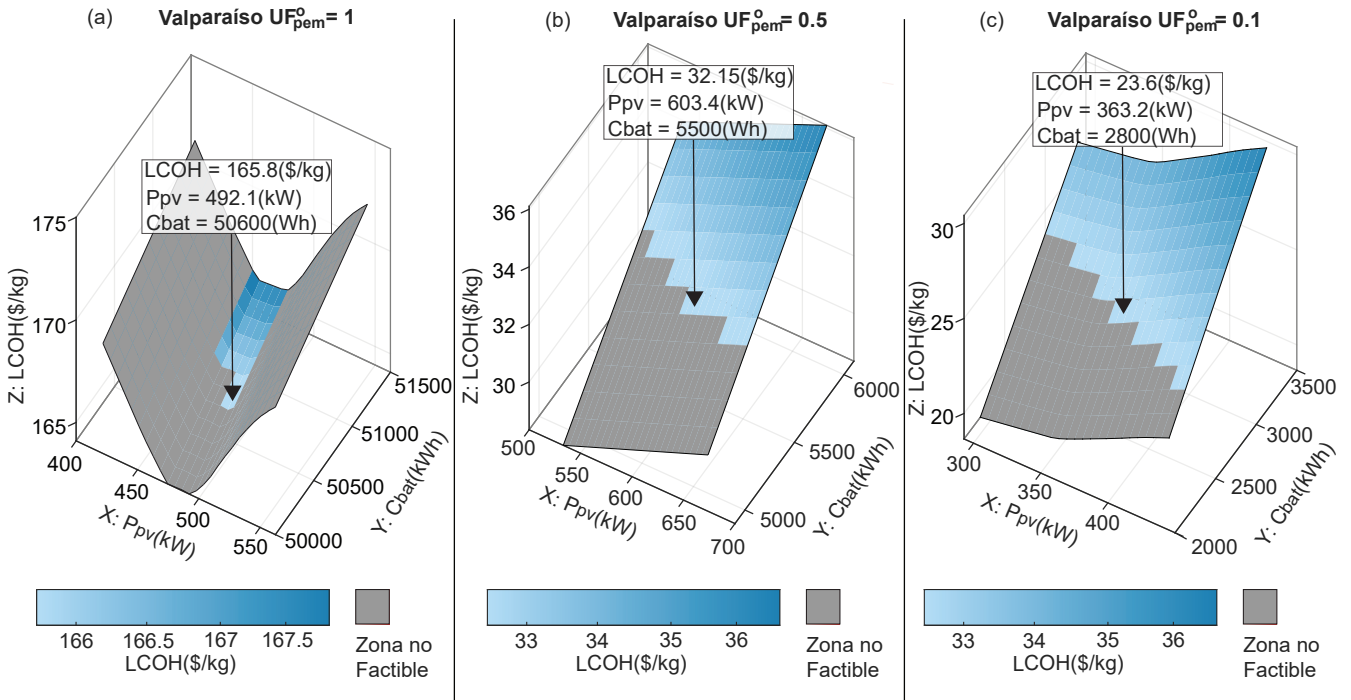


Figura 4.14: Costo nivelado del hidrógeno ($LCOH$) de la región de Valparaíso, en función de la potencia fotovoltaica instalada (P_{pv}) y la capacidad de almacenamiento en batería (C_{bat}) para UF_{pem}^o de: (a) 1, (b) 0.5 y (c) 0.1.

En la figura 4.15, se evidencia que los costos asociados a la batería representan una fracción considerable del CAPEX y OPEX totales del sistema, con valores relativos que alcanzan los 86,27/kg para $UF_{pem}^o = 1$ y que, aunque disminuyen a 73,42/kg para $UF_{pem}^o = 0,1$, siguen siendo significativamente altos. Este comportamiento refleja que la incorporación de baterías en Valparaíso conlleva un impacto económico negativo, elevando innecesariamente el costo nivelado del hidrógeno. La elevada inversión inicial, junto con los costos operativos asociados al almacenamiento, no se justifica bajo ninguna de las configuraciones evaluadas.

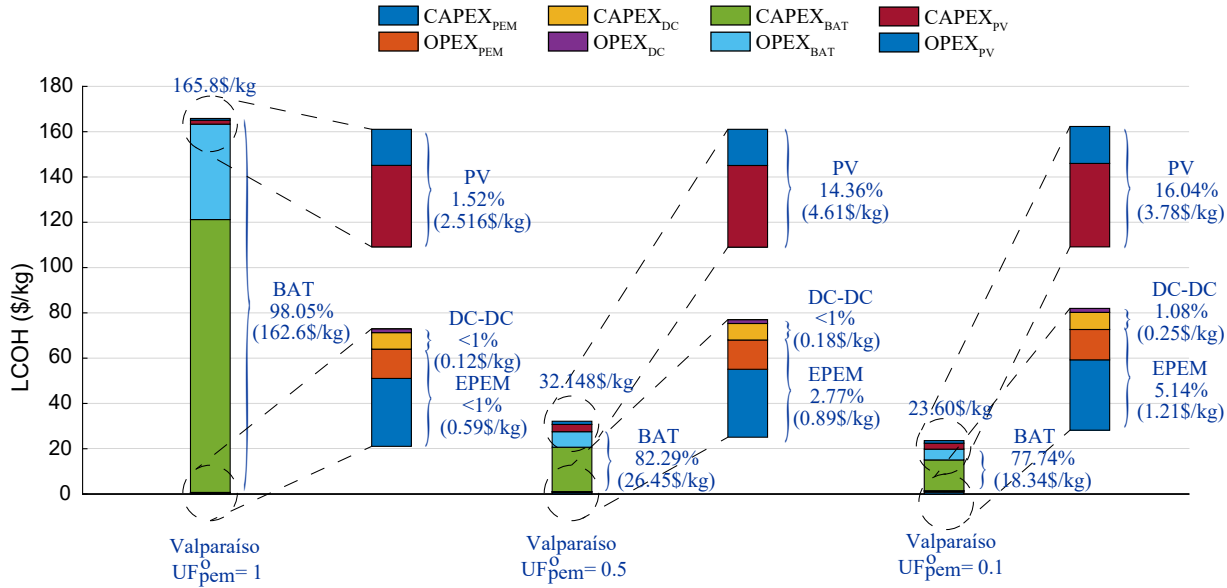


Figura 4.15: Desglose de costos de capital ($CAPEX$) y costos operacionales ($OPEX$) para Valparaíso, y para la configuración 2, considerando un factor de utilización nocturno UF_{pem}^o de: (a) 1, (b) 0.5 y (c) 0.1.

Optimización en base al LCOH mediante variaciones en la arquitectura del sistema

En esta sección se presenta el análisis comparativo de las distintas arquitecturas descritas en la figura 4.1, evaluadas según su impacto en el costo nivelado del hidrógeno ($LCOH$). Los resultados se resumen en la figura 4.16(a–d), donde se identifican los valores óptimos alcanzados por cada configuración bajo diferentes condiciones de operación y localización geográfica. Para cada arquitectura, se exploraron múltiples combinaciones de potencia fotovoltaica instalada y capacidad de almacenamiento en batería, con el fin de identificar la solución más eficiente desde el punto de vista tecno-económico. Las configuraciones mostradas en figura 4.16a y figura 4.16b fueron discutidas en detalle en secciones anteriores, y sirven ahora como referencia

Tal como se aprecia en la figura 4.16, la arquitectura sin batería presenta sistemáticamente los valores más bajos de $LCOH$ en todas las ubicaciones estudiadas, alcanzando 2,73 \$/kg en Atacama, 3,94 \$/kg en Milán y 4,52 \$/kg en Valparaíso. Estos resultados reafirman que la exclusión del sistema de almacenamiento permite reducir considerablemente los costos, simplificando además el diseño general del sistema. Aunque otras arquitecturas permiten una mayor continuidad operativa del electrolizador —especialmente durante horas nocturnas o de baja irradiancia— el beneficio asociado a esta mayor disponibilidad no compensa el impacto económico que implica incorporar una batería.

En particular, regiones con condiciones solares menos favorables, como Valparaíso, acentúan aún más la desventaja de las configuraciones con almacenamiento, elevando los costos totales

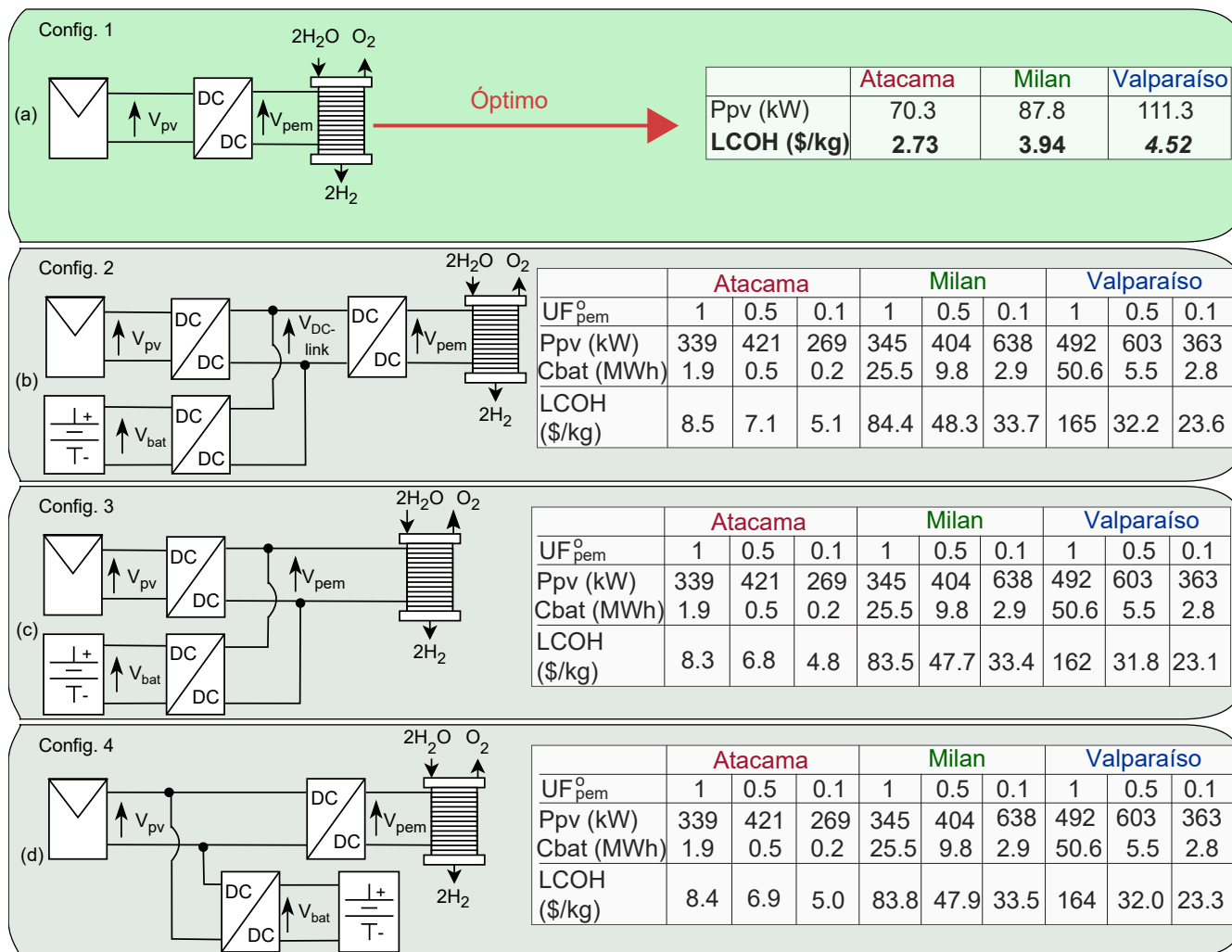


Figura 4.16: Tabla resumen de óptimos para cada uno de las configuraciones estudiadas, bajo diferentes condiciones de operación y regiones estudiadas.

sin generar una mejora proporcional en la producción de hidrógeno. En consecuencia, se puede establecer que, bajo los supuestos y condiciones consideradas, la arquitectura sin batería no sólo es la más rentable, sino también la más robusta frente a variaciones regionales y operacionales, constituyéndose como la solución óptima de referencia para el diseño de sistemas de producción de H_2V en entornos aislados.

A pesar de que las arquitecturas con batería no resultan óptimas en términos de *LCOH*, su análisis sigue siendo relevante desde una perspectiva funcional y de resiliencia operativa. En particular, estas configuraciones permiten mantener el funcionamiento del electrolizador durante periodos nocturnos o de baja generación solar, lo cual puede ser deseable en aplicaciones donde la continuidad del suministro de hidrógeno sea prioritaria. Sin embargo, los resultados muestran que este beneficio viene acompañado de un sobrecosto considerable, tanto en el *CAPEX* como

el *OPEX*, lo que se traduce en un aumento significativo del *LCOH*. Además, se observa que a medida que el factor de utilización nocturno UF_{pem}^o disminuye, el peso relativo del sistema de baterías sobre el costo total sigue siendo elevado, pero su contribución efectiva a la reducción del *LCOH* es marginal. Por lo tanto, si bien estas arquitecturas ofrecen ventajas en términos de flexibilidad, su adopción sólo podría justificarse en escenarios donde el criterio económico no sea el principal, o en aplicaciones críticas que requieran una mayor autonomía operativa.

En este contexto, si bien las configuraciones con batería no resultan óptimas desde el punto de vista económico, los resultados permiten identificar que, dentro de estas alternativas, la configuración 3, que contempla una mayor eficiencia en el sistema de conversión de potencia, presenta un desempeño ligeramente superior en términos de *LCOH* respecto a otras arquitecturas con almacenamiento. Esta mejora, sin embargo, es marginal y no altera las conclusiones generales del análisis. La diferencia observada sugiere que, en escenarios donde el uso de batería sea inevitable por requerimientos operacionales específicos, optimizar la electrónica de potencia puede contribuir a mitigar, aunque de forma limitada, el impacto económico asociado. En consecuencia, la selección de una arquitectura como la configuración 3 podría considerarse como una opción preferente dentro de un conjunto de soluciones subóptimas.

4.5. Conclusiones

En este capítulo se presentaron los resultados de la optimización del sistema híbrido PV–EPEM para la producción de hidrógeno verde, considerando distintas configuraciones, tres regiones geográficas y múltiples condiciones de operación. A través del análisis del *LCOH*, se evaluaron combinaciones de potencia fotovoltaica instalada y capacidad de almacenamiento en batería, identificando los dimensionamientos óptimos en cada caso.

Los resultados permitieron comparar de manera sistemática el desempeño tecnoeconómico de las arquitecturas con y sin baterías. En general, se observó que las configuraciones sin almacenamiento son las más eficientes en términos de costos, simplificando el sistema y alcanzando los valores más bajos de *LCOH* en todas las regiones estudiadas. No obstante, se exploraron también los escenarios con baterías, identificando sus limitaciones económicas, pero reconociendo su valor en contextos que demanden continuidad operativa.

Este análisis entrega una base sólida para la discusión final de resultados, así como para proponer directrices futuras en el diseño de sistemas de producción de H_2V en contextos aislados, lo que será abordado en el siguiente capítulo.

Capítulo 5

Conclusiones y trabajo futuro

5.1. Conclusiones

Este trabajo abordó la optimización de un sistema autónomo de producción H_2V a partir de energía solar fotovoltaica, con especial énfasis en el dimensionamiento, la configuración de la arquitectura del sistema y el análisis tecnoeconómico mediante el *LCOH*. A través del desarrollo de modelos detallados de cada uno de los componentes —incluyendo el sistema fotovoltaico, el electrolizador PEM, el sistema de almacenamiento mediante baterías y la electrónica de potencia asociada— se logró construir una herramienta robusta de simulación y evaluación comparativa, capaz de capturar la variabilidad horaria de la generación y consumo de energía.

El estudio permitió responder de forma clara a una de las principales preguntas planteadas al inicio: ¿es económicamente justificable incorporar almacenamiento en sistemas off-grid de producción de H_2V ? Los resultados obtenidos, fundamentados en simulaciones de alta resolución (muestreo al minuto) y aplicados a tres regiones representativas (Atacama, Milán y Valparaíso), indican que la inclusión de baterías en la arquitectura del sistema implica, en la mayoría de los casos, un incremento sustancial del *LCOH*, sin una mejora proporcional en la eficiencia global del sistema. En particular, la arquitectura sin batería se posiciona como la opción más rentable y robusta, con menor complejidad operativa y menores costos de inversión y operación.

El trabajo también permitió identificar la sensibilidad del *LCOH* frente a variables clave como la potencia fotovoltaica instalada, la capacidad de batería, y el factor de utilización nocturno del electrolizador (UF_{pem}^o). Se comprobó que, en escenarios donde se prioriza un alto nivel de operación del electrolizador durante la noche, el uso de baterías puede aumentar marginalmente la utilización del equipo, pero lo hace a costa de un impacto económico difícil de justificar. Estos hallazgos reafirman que la maximización de la utilización del electrolizador no necesariamente conduce a una minimización del *LCOH*, en especial si se compromete la simplicidad del sistema.

Desde el punto de vista metodológico, esta tesis contribuye con un enfoque de análisis de

optimización riguroso, adaptable a distintos entornos geográficos y con base en parámetros técnicos reales, lo que otorga una alta aplicabilidad práctica a los resultados.

5.2. Trabajo futuro

A partir de los resultados obtenidos en este trabajo, se abren diversas oportunidades de investigación y desarrollo que pueden profundizar, complementar y extender el análisis realizado. A continuación, se presentan algunas de las líneas más relevantes para futuros estudios:

- **Incorporación de perfiles de demanda dinámica:** En esta tesis se asumió un modelo de operación orientado únicamente a la producción de hidrógeno, con una demanda de hidrógeno implícita determinada por el funcionamiento del electrolizador. Un paso natural hacia un análisis más completo sería incorporar perfiles de demanda variables, vinculados a aplicaciones específicas del hidrógeno, tales como movilidad, respaldo energético o procesos industriales. Esto permitiría evaluar la flexibilidad real del sistema y su capacidad de respuesta ante variaciones temporales de la demanda.
- **Análisis bajo condiciones de incertidumbre:** El modelo desarrollado asume datos meteorológicos históricos como representativos. No obstante, introducir métodos de análisis de sensibilidad y simulación estocástica permitiría cuantificar el impacto de la variabilidad interanual de la irradiancia, fallas de equipos o cambios en los precios de inversión. Esto otorgaría mayor robustez a las decisiones de diseño y dimensionamiento.
- **Evaluación de otras tecnologías de almacenamiento:** Si bien este trabajo se centró en sistemas con o sin baterías, sería interesante analizar otras formas de almacenamiento, como supercondensadores o incluso almacenamiento térmico, comparando su impacto en el desempeño económico y operacional del sistema.
- **Ampliación a microrredes híbridas:** Otra línea de desarrollo relevante es la integración del sistema PV-H₂ con otras fuentes renovables, como turbinas eólicas o minihidroeléctricas, y su operación dentro de microrredes híbridas. Esto permitiría evaluar el rol del hidrógeno como vector de respaldo en redes aisladas, especialmente en zonas con alta penetración renovable pero recursos variables.
- **Prototipado y validación experimental:** Finalmente, una dirección de alto valor agregado consiste en trasladar los resultados obtenidos a un entorno experimental o prototipo funcional a pequeña escala, lo que permitiría validar los modelos desarrollados, verificar supuestos y contrastar el comportamiento real del sistema frente a los resultados de simulación.

En conjunto, estas proyecciones permiten posicionar este trabajo no sólo como una contribución académica puntual, sino como una base sólida sobre la cual construir soluciones tecnológicas avanzadas para una transición energética sustentable y económicamente viable.

Apéndice

Publicaciones Generadas

La siguiente publicación ha sido derivada directamente del trabajo de investigación desarrollado en esta tesis:

- Renaudineau, H., Vergara-Rosales, N., Llor, A.M., & Kouro, S. “Green hydrogen production from off-grid photovoltaic: An assessment on optimal sizing”. *Renewable Energy*, Volume 246, 15 June 2025, 122794.

Proyectos Asociados

El presente trabajo de tesis se enmarca y ha sido apoyado por los siguientes proyectos de investigación:

1. ANID/FONDECYT Iniciación N°11240917
2. ANID-Basal Project FB0008
3. ANID/Vinculación Internacional/FOVI230105

Bibliografía

- [1] SolarWord. Sunmodule plus sw 280 mono black (33mm frame). *SolarWord*, (SW-01-7112US), 12 2014. <https://d1819pwkf4ncw.cloudfront.net/files/documents/sunmodule-plus-solar-panel-280-mono-black-33mm-frame-ds-240436.pdf>.
- [2] Akash Jyoti Handique, Rebecca Peer, Jannik Haas, Juan Carlos Osorio-Aravena, and Lorenzo Reyes-Chamorro. Distributed hydrogen systems: A literature review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 85:427–439, 2024.
- [3] Rami S. El-Emam and Hasan Özcan. Comprehensive review on the techno-economics of sustainable large-scale clean hydrogen production. *Journal of Cleaner Production*, 220:593–609, 2019.
- [4] Manish Kumar and Arun Kumar. An efficient parameters extraction technique of photovoltaic models for performance assessment. *Solar Energy*, 158:192–206, 2017.
- [5] Kawtar Tifidat, Nouredine Maouhoub, S.S. Askar, and Mohamed Abouhawwash. Numerical procedure for accurate simulation of photovoltaic modules performance based on the identification of the single-diode model parameters. *Energy Reports*, 9:5532–5544, 2023.
- [6] Khalid Chennoufi, Mohammed Ferfra, and Mohcine Mokhlis. An accurate modelling of photovoltaic modules based on two-diode model. *Renewable Energy*, 167:294–305, 2021.
- [7] Brian J. Landi, Matthew J. Ganter, Cory D. Cress, Roberta A. DiLeo, and Ryne P. Raffaele. Carbon nanotubes for lithium ion batteries. *Energy Environ. Sci.*, 2:638–654, 2009.
- [8] Helder R. Oliveira Filho, Hudson Zanin, Robson S. Monteiro, Márcio H.P. Barbosa, and Reinaldo F. Teófilo. High-nickel cathodes for lithium-ion batteries: From synthesis to electricity. *Journal of Energy Storage*, 82:110536, 2024.
- [9] 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.

- [10] Hugues Renaudineau, Ana M. Llor, Raúl Cortés D., Christian A. Rojas, Carlos Restrepo, and Samir Kouro. Photovoltaic green hydrogen challenges and opportunities: A power electronics perspective. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 16(1):31–41, 2022.
- [11] Anita H. Reksten, Magnus S. Thomassen, Steffen Møller-Holst, and Kyrre Sundseth. Projecting the future cost of pem and alkaline water electrolyzers; a capex model including electrolyser plant size and technology development. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(90):38106–38113, 2022.
- [12] Ramchandra Bhandari and Ronak Rakesh Shah. Hydrogen as energy carrier: Techno-economic assessment of decentralized hydrogen production in germany. *Renewable Energy*, 177(0):915–931, 2021.
- [13] Z. Abdin, C.J. Webb, and E.MacA. Gray. Modelling and simulation of a proton exchange membrane (pem) electrolyser cell. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(39):13243–13257, 2015.
- [14] Laura J. Titheridge and Aaron T. Marshall. Techno-economic modelling of aem electrolysis systems to identify ideal current density and aspects requiring further research. *International Journal of Hydrogen Energy*, 49:518–532, 2024.
- [15] Ignacio Schmidhalter, Miguel C. Mussati, Sergio F. Mussati, Diego G. Oliva, Mauren Fuentes, and Pio A. Aguirre. Green hydrogen levelized cost assessment from wind energy in argentina with dispatch constraints. *International Journal of Hydrogen Energy*, 53:1083–1096, 2024.
- [16] Ministerio de Energía Chile. Energía 2050 - política energética de chile, 2020. Último acceso: octubre de 2024.
- [17] Christoph Rakousky, Uwe Reimer, Klaus Wippermann, Susanne Kuhri, Marcelo Carmo, Wiebke Lueke, and Detlef Stolten. Polymer electrolyte membrane water electrolysis: Restraining degradation in the presence of fluctuating power. *Journal of Power Sources*, 342:38–47, 2017.
- [18] Feriel Mustapha, Damien Guilbert, and Mohammed El-Ganaoui. Investigation of electrical and thermal performance of a commercial pem electrolyzer under dynamic solicitations. *Clean Technologies*, 4(4):931–941, 2022.
- [19] F Gutiérrez-Martín, Lidia Amodio, and Maurizio Pagano. Hydrogen production by water electrolysis and off-grid solar pv. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(57):29038–29048, 2021.
- [20] HIF Global. Planta piloto en magallanes, 2024. Recuperado el 21 de noviembre de 2024.

- [21] Paolo Marocco, Marta Gandiglio, Roberto Cianella, Marcello Capra, and Massimo Santarelli. Design of hydrogen production systems powered by solar and wind energy: An insight into the optimal size ratios. *Energy Conversion and Management*, 314:118646, 2024.
- [22] Antonio Sánchez-Squella, Ricardo Flores, Rolando Burgos, Felipe Morales, Andrés Nader, and Patricio Valdivia-Lefort. 99.6 % efficiency dc-dc coupling for green hydrogen production using pem electrolyzer, photovoltaic generation and battery storage operating in an off-grid area. *Renewable Energy*, 237:121781, 2024.
- [23] Abdulrahman M. Abomazid, Nader A. El-Taweel, and Hany E. Z. Farag. Optimal energy management of hydrogen energy facility using integrated battery energy storage and solar photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 13(3):1457–1468, 2022.
- [24] 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.
- [25] Manish Ram, Michael Child, Arman Aghahosseini, Dmitrii Bogdanov, Alena Lohrmann, and Christian Breyer. A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in g20 countries for the period 2015-2030. *Journal of Cleaner Production*, 199:687–704, 2018.
- [26] Aleksandra Komorowska, Pablo Benalcazar, and Jacek Kamiński. Evaluating the competitiveness and uncertainty of offshore wind-to-hydrogen production: A case study of poland. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(39):14577–14590, 2023.
- [27] Thomas Grube, Julian Reul, Markus Reuß, Sonya Calnan, Nathalie Monnerie, Rutger Schlattmann, Christian Sattler, Martin Robinius, and Detlef Stolten. A techno-economic perspective on solar-to-hydrogen concepts through 2025. *Sustainable Energy & Fuels*, 4(11):5818–5834, 2020.
- [28] 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.
- [29] 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.
- [30] International Renewable Energy Agency. Global hydrogen review, 2023. Accessed: 2024-11-22.

- [31] International Energy Agency. The future of hydrogen: Seizing today's opportunities, 2020. Accessed: 2024-11-22.
- [32] Sandile Phillip Koko. Optimal battery sizing for a grid-tied solar photovoltaic system supplying a residential load: A case study under south african solar irradiance. *Energy Reports*, 8:410–418, 2022.
- [33] V.A. Martinez Lopez, H. Ziar, M. Zeman, and O. Isabella. Maximization of pv energy use and performance analysis of a stand-alone pv-hydrogen system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(99):39298–39314, 2023. Integrated Hydrogen Energy Systems.
- [34] V. Papadopoulos, J. Desmet, J. Knockaert, and C. Develder. Improving the utilization factor of a pem electrolyzer powered by a 15mw pv park by combining wind power and battery storage - feasibility study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(34):16468–16478, 2018.
- [35] Gianluigi Lo Basso, Ali Mojtahed, Lorenzo Mario Pastore, and Livio De Santoli. High-temperature green hydrogen production: A innovative– application of soec coupled with aec through sco2 hp. *International Journal of Hydrogen Energy*, 52(0):978–993, 2024.
- [36] Haider Niaz, Mohammad Mansour Lakouraj, and Jay Liu. Techno-economic feasibility evaluation of a standalone solar-powered alkaline water electrolyzer considering the influence of battery energy storage system: A korean case study. *Korean Journal of Chemical Engineering*, 38(8):1617–1630, 2021.
- [37] A. Benmehel, S. Chabab, A. DO NASCIMENTO, M. CHEPY, and T. Kousksou. Pem water electrolyzer modeling: Issues and reflections. *Energy Conversion and Management: X*, page 100738, 2024.
- [38] Dibyendu Roy and Samiran Samanta. A solar-assisted power-to-hydrogen system based on proton-conducting solid oxide electrolyzer cells. *Renewable Energy*, 220:119562, 2024.
- [39] Vesa Ruuskanen, Joonas Koponen, Antti Kosonen, Markku Niemela, Jero Ahola, and Aki Hämäläinen. Power quality and reactive power of water electrolyzers supplied with thyristor converters. *Journal of Power Sources*, 459:228075, 2020.
- [40] Francois Parache, Henri Schneider, Christophe Turpin, Nicolas Richet, Olivier Debellemaniere, Eric Bru, Anh Thao Thieu, Caroline Bertail, and Christine Marot. Impact of power converter current ripple on the degradation of pem electrolyzer performances. *Membranes*, 12(2), 2022.

- [41] Joonas Koponen, Vesa Ruuskanen, Michael Hehemann, Edward Rauls, Antti Kosonen, Jero Ahola, and Detlef Stolten. Effect of power quality on the design of proton exchange membrane water electrolysis systems. *Applied Energy*, 279:115791, 2020.
- [42] Mustafa Ergin Şahin. A photovoltaic powered electrolysis converter system with maximum power point tracking control. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(16):9293–9304, 2020.
- [43] Damien Guilbert, Dario Sorbera, and Gianpaolo Vitale. A stacked interleaved dc-dc buck converter for proton exchange membrane electrolyzer applications: Design and experimental validation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(1):64–79, 2020.
- [44] Henning P.C. Buitendach, Rupert Gouws, Christiaan A. Martinson, Carel Minnaar, and Dmitri Bessarabov. Effect of a ripple current on the efficiency of a pem electrolyser. *Results in Engineering*, 10:100216, 2021.
- [45] Nicolas Videau. *Convertisseurs continu-continu non isolés à haut rapport de conversion pour piles à combustible et électrolyseurs : apport des composants GaN*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Toulouse - INPT, May 2014.
- [46] G. Scheible, H. Solmecke, and D. Hackstein. Low cost soft switching dc-dc converter with autotransformer for photovoltaic hydrogen systems. In *Proceedings of the IECON'97 23rd International Conference on Industrial Electronics, Control, and Instrumentation (Cat. No.97CH36066)*, volume 2, pages 780–785 vol.2, 1997.
- [47] Maria C. Mira, Zhe Zhang, Kasper Lüthje Jørgensen, and Michael A. E. Andersen. Fractional charging converter with high efficiency and low cost for electrochemical energy storage devices. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 55(6):7461–7470, 2019.
- [48] Burin Yodwong, Damien Guilbert, Wattana Kaewmanee, and Matheepot PHATTANASAK. Energy efficiency based control strategy of a three-level interleaved dc-dc buck converter supplying a proton exchange membrane electrolyzer. *Electronics*, 8, 08 2019.
- [49] A. Garrigós, J.L. Lizán, J.M. Blanes, and R. Gutiérrez. Combined maximum power point tracking and output current control for a photovoltaic-electrolyser dc/dc converter. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(36):20907–20919, 2014.
- [50] Siniša Zorica, Marko Vukšić, and Tihomir Betti. Design considerations of the multi-resonant converter as a constant current source for electrolyser utilisation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 111:237–247, 2019.

- [51] C. Cavallaro, V. Cecconi, F. Chimento, S. Musumeci, C. Santonocito, and C. Sapuppo. A phase-shift full bridge converter for the energy management of electrolyzer systems. In *2007 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pages 2649–2654, 2007.
- [52] Andrei Blinov and Anna Andrijanovits. New dc/dc converter for electrolyser interfacing with stand-alone renewable energy system. *Electrical, Control and Communication Engineering*, 1, 12 2012.
- [53] Anna Andrijanovits, Andrei Blinov, Dmitri Vinnikov, and João Martins. Magnetically coupled multiport converter with integrated energy storage. *Przegląd Elektrotechniczny*, 88, 01 2012.
- [54] Diego Concha, Hugues Renaudineau, Matías S. Hernández, Ana M. Llor, and Samir Kouro. Evaluation of dcx converters for off-grid photovoltaic-based green hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(38):19861–19870, 2021. International Journal of Hydrogen Energy Special Issue devoted to the 32nd International Conference ECOS 2019.
- [55] Nattapol Srettiwat, Mohammadhosein Safari, Hakan Olcay, and Robert Malina. A techno-economic evaluation of solar-powered green hydrogen production for sustainable energy consumption in belgium. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(100):39731–39746, 2023.
- [56] Hanane AIT LAHOUSSINE OUALI, Samir TOUILI, Ahmed ALAMI MERROUNI, and Ibrahim MOUKHTAR. Artificial neural network-based lcoh estimation for concentrated solar power plants for industrial process heating applications. *Applied Thermal Engineering*, 236:121810, 2024.
- [57] Alexander Morrison, Jaime W. Zapata, Samir Kouro, Marcelo A. Perez, Thierry A. Meynard, and Hugues Renaudineau. Partial power dc-dc converter for photovoltaic two-stage string inverters. In *2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pages 1–6, 2016.
- [58] Damien Guilbert, Stefania Maria Collura, and Angel Scipioni. Dc/dc converter topologies for electrolyzers: State-of-the-art and remaining key issues. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(38):23966–23985, 2017.
- [59] Xiaoqiang Guo, Shiqi Zhang, Fanqin Ding, Jie Zhu, and Haoyu Bai. A novel dc–dc converter for electrolyzer with low ripple and high step down. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2024.
- [60] Sonia Leva, Alfredo Nespoli, Silvia Pretto, Marco Mussetta, and Emanuele Giovanni Carlo Ogliari. Pv plant power nowcasting: A real case comparative study with an open access dataset. *IEEE Access*, 8:194428–194440, 2020.

- [61] Samkeliso Shongwe and Moin Hanif. Comparative analysis of different single-diode pv modeling methods. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 5(3):938–946, 2015.
- [62] Meiquan Huang, Jiawei Tao, Ling Ma, Xinlong Zhuang, Huakun Wang, Hua Bing Tao, and Nanfeng Zheng. Is it stable for the asymmetric pressure operation of pem water electrolyzer? *Chemical Engineering Journal*, 498:155209, 2024.
- [63] Malte Pfennig, Barbara Schiffer, and Tanja Clees. Thermodynamical and electrochemical model of a pem electrolyzer plant in the megawatt range with a literature analysis of the fitting parameters. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024.
- [64] Tay Son Le, Tuan Ngoc Nguyen, Dac-Khuong Bui, and Tuan Duc Ngo. Optimal sizing of renewable energy storage: A techno-economic analysis of hydrogen, battery and hybrid systems considering degradation and seasonal storage. *Applied Energy*, 336:120817, 2023.
- [65] 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.
- [66] Daniel Álvaro, Rafael Arranz, and José A. Aguado. Sizing and operation of hybrid energy storage systems to perform ramp-rate control in pv power plants. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 107:589–596, 2019.
- [67] Ceren Ceylan and Yilser Devrim. Green hydrogen based off-grid and on-grid hybrid energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023.
- [68] Dino Mehanovic, Jean-François Peloquin, Jean-François Dufault, Luc Fréchette, and Mathieu Picard. Comparative techno-economic study of typically combustion-less hydrogen production alternatives. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(22):7945–7958, 2023.