

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ**

**Escuela de Posgrado**



**Diseño, fabricación y test de prototipo de planta de  
producción de hidrógeno a partir de agua usando radiación  
solar como fuente de energía para la producción de energía  
limpia**

**Tesis para optar al grado académico de Doctor en Ingeniería  
que presenta:**

**Ronald Eduardo Mas Bautista**

**Asesor:**

**Dr. Cesar Celis Perez**

**Lima, 2024**


## Informe de Similitud

Yo, César Celis Pérez, docente de la Escuela de Posgrado de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor de la tesis de investigación titulado: **“Diseño, fabricación y test de prototipo de planta de producción de hidrógeno a partir de agua usando radiación solar como fuente de energía para la producción de energía limpia”**, del autor Ronald Eduardo Mas Bautista, dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 12%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software *Turnitin* el 06/08/2024.
- He revisado con detalle dicho reporte y la Tesis, y no se advierte indicios de plagio.
- Las citas a otros autores y sus respectivas referencias cumplen con las pautas académicas.

Lugar y fecha:

San Miguel 13 de agosto del 2024.

Apellidos y nombres del asesor: <u>Celis Pérez, César</u>	
DNI: 10861649	Firma 
ORCID: 0000-0003-4478-0611	

### **Agradecimientos**

A Dios por permitir llegar hasta este momento en mi vida y de poner a todas las personas que ayudaron a lograr este objetivo personal. A mi esposa Karina, el amor de mi vida por brindarme su amor, aliento y apoyo incondicional, a mis hijos Valentina y Tadeo por permitirme conocer el amor de padre en este mundo; a mis hijos celestiales que son mis ángeles de la guarda: Ángel, Angelita y Joaquín. A mis padres Carlos y Filomena por su amor y apoyo en todo momento hacia mi persona y mi familia. A mi mamá Tía Ali por su apoyo y amor. A mis hermanos Carlos, Kathy y Dennys por su apoyo desde siempre. A mi suegra Margarita por todo su cariño y ayuda que me brinda a mi persona y a los míos. A los profesores Barrantes, Chirinos, Cuisano, por su gran apoyo y aliento. Al personal del Laboratorio de Energía Arturo, Diego, José, Alonso, Luis, Broni, Yhonathan, David, Rocío que sin su ayuda desinteresada no hubiera podido lograr este objetivo y finalmente a mi asesor el Dr. Cesar Celis, quien me brindó la confianza y amistad.

## Resumen

Es ampliamente reconocido actualmente que los procesos de generación de energía basados en combustibles fósiles generan un impacto significativo en la salud y el medio ambiente. Esto ocurre debido a que la quema de combustibles fósiles produce diversos contaminantes usualmente señalados como los principales responsables de una serie de problemas específicos relacionados con la salud humana, la formación de lluvia ácida, el efecto invernadero y el calentamiento global. Por lo tanto, la producción de energía en forma de hidrógeno a partir de agua involucrando solamente fuentes de energía renovables trae consigo ventajas significativas, pues la quema de hidrógeno en sistemas de generación de energía produce esencialmente agua (vapor) y nitrógeno (gas) como productos de combustión. Este método de producción de hidrógeno representa así una solución prometedora para alcanzar la ansiada sostenibilidad en términos energéticos. Para que este método sea generalizado y utilizado a escala industrial, hay sin embargo varios desafíos que necesitan ser previamente superados, incluyendo la baja eficiencia de los procesos y los altos costos asociados. Por lo tanto, en este trabajo, un prototipo de planta de producción de hidrógeno verde a partir de agua, usando radiación solar como fuente de energía primaria, fue diseñado, fabricado y testado. Más específicamente, el estado del arte relativo a la generación de hidrógeno verde basada en el uso de prototipos de planta de producción de hidrógeno fue inicialmente determinado. Seguidamente, el sistema de producción de hidrógeno a partir de agua, incluyendo el sistema PV, fue dimensionado. Luego, el prototipo de planta de producción de hidrógeno diseñado fue fabricado, ensamblado y testado. Finalmente, el referido prototipo de planta fue usado para caracterizar experimentalmente los sistemas electrolíticos utilizados, y para demostrar, vía la producción de hidrógeno verde, la factibilidad de producir energía limpia de manera eficiente.

En particular, después de dimensionar los principales sistemas del prototipo de planta, este fue fabricado, ensamblado y testado. En particular, el sistema PV usado en la planta tiene una capacidad de producción eléctrica fotovoltaica equivalente a 1.32 kWp con un área de 7.76 m<sup>2</sup> para cuatro (4) paneles fotovoltaicos conectados en paralelo. Asimismo, el sistema electrolítico de producción de hidrógeno, con objetivo de producción de 100 gramos por día, es modular y permite el uso de dos tipos de electrolizadores, PEM (proton exchange membrane) y alcalino. Los rangos de voltaje y corriente son, respectivamente, 18 V + 20% y 36 A para el primero, y 17 V + 20% y 23 A para el segundo. Una vez desarrollado el prototipo de planta de producción de hidrógeno, este fue inicialmente usado para caracterizar experimentalmente los sistemas electrolíticos

utilizados. En particular, para las dos tecnologías de electrolizadores utilizadas aquí, PEM y alcalino, curvas características I-V (corriente-voltaje) fueron determinadas. La caracterización inicial de los sistemas electrolíticos permitió también identificar tanto la tecnología de electrolizador (PEM) como las condiciones de operación del prototipo de planta a ser utilizadas en la producción de hidrógeno verde. Estas condiciones incluyen un flujo volumétrico de la sustancia electrolítica equivalente a 1 l/m y una temperatura de operación del electrolizador de 40 °C. Empleando dos tipos de acoplamiento entre sistemas fotovoltaicos (PV) y electrolíticos (EL), directo e indirecto, el prototipo de planta de producción de hidrógeno desarrollado en este trabajo fue finalmente utilizado para generar hidrógeno verde. Los principales resultados obtenidos indican que la ubicación del punto de operación del sistema PV influencia de forma significativa la eficiencia global de la planta. De esta forma, las pérdidas de energía en el transporte de esta (~19.04%) pueden reducirse instalando ambos sistemas, PV y EL, lo más cercano posible uno del otro. Finalmente, respecto a las eficiencias obtenidas tanto para el electrolizador como para el sistema PV, estas son relativamente bajas. Más específicamente, los valores de eficiencia global de la planta obtenidos para el caso del acoplamiento directo están entre el 1.5% y 2%, y para el acoplamiento indirecto entre 2% al 5%. Dentro de las posibles causas de estas bajas eficiencias está la operación de planta en condiciones reales no controladas, ubicación de las instalaciones, y niveles de irradiancia variable. Es esperado que la implementación a escala industrial de plantas de producción de hidrógeno verde como las discutidas en este trabajo reduzca el impacto de los sistemas de generación de energía tanto en la salud como en el medio ambiente.

## Índice

Resumen.....	3
Índice de Figuras .....	8
Índice de Tablas .....	12
Nomenclatura.....	13
ACRÓNIMOS .....	18
Capítulo 1: Introducción.....	19
1.1 Introducción: .....	19
1.2 Objetivo principal.....	21
1.3 Objetivos específicos.....	21
1.4 Metodología. ....	21
1.5 Alcance y limitaciones .....	22
1.5.1 Limitaciones físicas.....	23
1.5.2 Limitaciones presupuestales .....	23
1.5.3 Limitaciones energéticas .....	23
1.6 Contenido de la tesis.....	23
Capítulo 2: Estado del arte.....	25
2.1 Introducción. ....	25
2.2 Generación de hidrógeno verde .....	25
2.3 Acoplamiento entre sistemas fotovoltaicos y electrolíticos .....	28
2.4 Sistemas de control en plantas de producción de hidrógeno verde .....	29
Capítulo 3: Dimensionamiento de planta producción de hidrógeno.....	31
3.1 Introducción.....	31
3.2 Modelamiento de planta de producción de hidrógeno .....	32
3.2.1 Configuración de planta.....	32
3.2.2 Modelo de irradiancia solar .....	35
3.2.3 Modelo de panel fotovoltaico .....	36
3.2.4 Modelo de electrolizador.....	37
3.2.5 Modelo de convertidor DC/DC.....	39
3.2.6 Algoritmos de acoplamiento.....	43
3.3 Dimensionamiento óptimo de planta de producción de hidrógeno .....	45
3.3.1 Método de optimización.....	45
3.3.2 Problema de optimización .....	46
3.3.3 Variables de diseño .....	47
3.3.4 Abordaje de optimización .....	50

3.4	Resultados y discusiones .....	52
3.4.1	Parámetros del sistema .....	52
3.4.1.4	Parámetros del optimizador .....	55
3.4.2	Verificación del modelo .....	56
3.4.3	Resultados de la configuración óptima de la planta .....	60
3.5	Discusiones adicionales .....	72
Capítulo 4: Fabricación, montaje y operación de planta de producción de hidrógeno .....		75
4.1	Introducción. ....	75
4.2	Descripción de planta de producción de hidrógeno .....	75
4.2.1	Sistema de generación de energía .....	76
4.2.2	Sistema de generación de hidrógeno .....	77
4.2.3	Sistema de separación de fases .....	78
4.2.4	Sistema de medición y registro de variables de operación .....	78
4.2.5	Esquema técnico de planta de producción de hidrógeno .....	79
4.3	Selección de equipos e instrumentos de planta de producción de hidrógeno .....	81
4.3.1	Sistema de generación de energía .....	81
4.3.2	Sistema de generación de hidrógeno .....	83
4.3.3	Sistema de separación de fases .....	84
4.3.4	Sistema de medición y registro de variables de operación .....	84
4.4	Puesta en operación de planta de producción de hidrógeno .....	86
4.4.1	Prototipo de planta .....	87
4.4.2	Resultados de puesta en operación de planta .....	87
Capítulo 5: Resultados y discusiones .....		91
5.1	Introducción .....	91
5.2	Caracterización de sistemas de generación de hidrógeno .....	92
5.2.1	Evolución temporal de parámetros característicos .....	93
5.2.2	Valores medios de parámetros característicos .....	97
5.2.2.1	Curvas características corriente-voltaje (I-V) .....	97
5.2.2.2	Flujo másico de hidrógeno .....	100
5.2.2.3	Eficiencia de generación de hidrógeno .....	102
5.2.2.4	Discusiones adicionales .....	105
5.3	Generación de hidrógeno verde .....	108
5.3.1	Tratamiento de datos .....	108
5.3.2	Repetibilidad de mediciones .....	111

5.3.3	Sistemas acoplados PV-EL.....	114
5.3.3.1	Resultados de sistema PV-EL con acoplamiento directo.....	114
5.3.3.2	Resultados de sistema PV-EL con acoplamiento indirecto .....	117
	Capítulo 6: Conclusiones y trabajos futuros.....	121
	Apéndice .....	125
	Referencias bibliográficas .....	126



## Índice de Figuras

Figura 1: Disposiciones de los sistemas fotovoltaico-electrolizador Arriba: Acople directo, Abajo: Acople indirecto. [42].....	33
Figura 2: Curvas I-V para los dos métodos de acoplamiento PV-EL considerados. [42] .....	34
Figura 3: Ubicación del prototipo de planta de generación de hidrógeno verde [44]...	35
Figura 4: Esquemas del convertidor reductor básico “basic Buck converter” (arriba a la izquierda), el convertidor reductor cuadrático “Quadratic Buck converter” (arriba a la derecha), el convertidor reductor con inductores conmutados “Switched Inductors converter” (abajo a la izquierda) y el convertidor de medio puente aislado “Half-Bridge converter” (abajo a la derecha). .....	41
Figura 5: Flujograma del algoritmo de acoplamiento directo. ....	44
Figura 6: Flujograma del algoritmo para el acoplamiento indirecto. ....	45
Figura 7: Optimización basada en algoritmos genéticos. [42].....	52
Figura 8: Valores de Irradiancia solar (izquierda) y temperatura ambiente (derecha) que caracterizan los cuatro días representativos contabilizados. ....	53
Figura 9: Verificación de procesos de modelamiento y optimización. Parámetros de operación durante el día. Corriente (superior izquierda), voltaje (superior derecha), producción de hidrógeno (inferior izquierda) y potencia (inferior derecha). [42] .....	58
Figura 10: Convergencia de soluciones óptimas. DC: acoplamiento directo. IC: acoplamiento indirecto (con diferentes topologías de convertidor). [42] .....	62
Figura 11: Diagrama de caja de soluciones óptimas considerando el sistema PV-EL acoplado directamente. Módulos PV en serie (superior izquierda) y paralelo (superior derecha). Celdas EL en serie (inferior izquierda) y paralelo (inferior derecha). [42] .....	64
Figura 12: Parámetros de desempeño de las soluciones óptimas obtenidas con mayor frecuencia, considerando sistemas PV-EL acoplado directamente. [42] .....	65
Figura 13: Diagrama de caja de soluciones óptimas considerando el sistema PV-EL acoplado indirectamente. Módulos PV en serie (superior izquierda) y paralelo (superior derecha). Celdas EL en serie (inferior izquierda) y paralelo (inferior derecha). [42] .....	68
Figura 14: Parámetros de desempeño de las soluciones óptimas obtenidas con mayor frecuencia, considerando sistemas PV-EL acoplado indirectamente. [42] .....	71
Figura 15: Valor de las funciones objetivo $f_1$ , $f_3$ y $f_4$ , en función de la eficiencia del sistema (valor de $f_2$ ). [42].....	73

Figura 16: Comparación entre sistemas PV-EL acoplados directa e indirectamente. Izquierda: Costo relativo a la solución de referencia. Derecha: Eficiencia del sistema. [42] .....	74
Figura 17: Esquema técnico del prototipo de planta de producción de hidrógeno. ....	80
Figura 18: Esquema eléctrico del sistema (fotovoltaico) de generación de energía. ....	80
Figura 19: Sistema de transformación (fotovoltaica) de energía. ....	81
Figura 20: Esquema de separador de fases. ....	84
Figura 21: Prototipo de planta de producción de hidrógeno. ....	87
Figura 22: Resultados de pruebas iniciales para electrolizador tipo PEM a 60°C. ....	89
Figura 23: Resultados de pruebas iniciales para electrolizador tipo alcalino a 60°C. ....	89
Figura 24: Evolución temporal del voltaje en los electrolizadores PEM y Alcalino para T = 30°C. ....	93
Figura 25: Evolución temporal de flujo másico de hidrógeno en electrolizadores PEM y Alcalino para T=30°C. ....	94
Figura 26: Evolución temporal del voltaje en los electrolizadores PEM y Alcalino para T = 40°C. ....	95
Figura 27: Evolución temporal de flujo másico de hidrógeno en electrolizadores PEM y Alcalino para T=40°C. ....	96
Figura 28: Curva característica I x V del PEM para temperaturas de 30°C y 40°C. ....	98
Figura 29: Curva característica I x V del Alcalino para temperaturas de 30°C y 40°C. ....	99
Figura 30: Flujo másico de hidrógeno x Corriente del PEM-Alcalino para la temperatura de 30°C. ....	100
Figura 31: Flujo másico de hidrógeno x Corriente del PEM-Alcalino para la temperatura de 40°C. ....	101
Figura 32: Curva Eficiencia x Corriente del PEM-Alcalino para la temperatura de 30°C. ....	102
Figura 33: Curva Eficiencia x Corriente del PEM-Alcalino para la temperatura de 40°C. ....	103
Figura 34: Curva Eficiencia x Corriente del alcalino para temperaturas de 30°C y 40°C. ....	104
Figura 35: Curva Eficiencia x Corriente del PEM para temperaturas de 30°C y 40°C. ....	105
Figura 36: Comparación del flujo másico de hidrógeno en función al voltaje y flujo volumétrico de la solución electrolítica utilizada. ....	106

Figura 37: Comparación de la tasa de generación de hidrógeno de ambos electrolizadores en ambas temperaturas de operación. ....	107
Figura 38: Comparación de la eficiencia de ambos electrolizadores en ambas temperaturas de operación.....	108
Figura 39: Variación temporal de parámetros característicos de planta de producción de hidrógeno con acoplamiento indirecto entre sistemas PV y EL – Datos sin procesar. ....	109
Figura 40: Variación temporal de parámetros característicos de planta de producción de hidrógeno con acoplamiento indirecto entre sistemas PV y EL – Datos procesados. ....	111
Figura 41: Irradiancia medida en los días de ensayo de la planta de producción de hidrógeno con acoplamiento indirecto entre sistemas PV y EL.....	112
Figura 42: Irradiancia medida en los días de ensayo de la planta de producción de hidrógeno con acoplamiento directo entre sistemas PV y EL.....	113
Figura 43: Parámetros característicos (incluyendo irradiancia, IRR) de planta de producción de hidrógeno con acoplamiento directo entre sistemas PV y EL. Flujo másico de hidrógeno (MFR) y presión de generación de hidrógeno (Pr) – Plot superior izquierdo. Corriente consumida por el electrolizador (EL) y corriente generada por el sistema fotovoltaico (PV) – Plot superior derecho. Voltaje por el electrolizador (EL) y voltaje por el sistema fotovoltaico (PV) – Plot inferior izquierdo. Potencia consumida por el electrolizador (EL) y potencia generada por el sistema fotovoltaico (PV) – Plot inferior derecho. ....	115
Figura 44: Pérdidas de energía y eficiencia de sistemas. Pérdidas de energía parciales y totales – Plot superior izquierdo. Eficiencia del sistema fotovoltaico ( $n_{pv}$ ) y eficiencia de la planta ( $n_{plant}$ ) – Plot superior derecho. Eficiencia del electrolizador ( $n_{EL}$ ) y eficiencia de la planta ( $n_{plant}$ ) – Plot inferior izquierdo. Eficiencia del sistema hidrógeno-sistema fotovoltaico ( $n_{Hy-PV}$ ) y eficiencia de la planta ( $n_{plant}$ ) – Plot inferior derecho. ...	116
Figura 45: Parámetros característicos (incluyendo irradiancia, IRR) de planta de producción de hidrógeno con acoplamiento indirecto entre sistemas PV y EL. Flujo másico de hidrógeno (MFR) y presión de generación de hidrógeno (Pr) – Plot superior izquierdo. Corriente consumida por el electrolizador (EL) y corriente generada por el sistema fotovoltaico (PV) – Plot superior derecho. Voltaje por el electrolizador (EL) y voltaje por el sistema fotovoltaico (PV) – Plot inferior izquierdo. Potencia consumida por el electrolizador (EL) y potencia generada por el sistema fotovoltaico (PV) – Plot inferior derecho. ....	118

Figura 46: Pérdidas de energía y eficiencia de sistemas. Pérdidas parciales y totales – Plot superior izquierdo. Eficiencia del sistema fotovoltaico ( $\eta_{pv}$ ) y eficiencia de la planta ( $\eta_{plant}$ ) – Plot superior derecho. Eficiencia del electrolizador ( $\eta_{EL}$ ) y eficiencia de la planta ( $\eta_{plant}$ ) – Plot inferior izquierdo. Eficiencia del sistema electrolítico-sistema fotovoltaico ( $\eta_{Hy-PV}$ ) y eficiencia de la planta ( $\eta_{plant}$ ) – Plot inferior derecho..... 120



## Índice de Tablas

Tabla 1: Funciones objetivo usadas en los procesos de optimización realizados.....	49
Tabla 2: Especificación de los módulos PV utilizados. ....	54
Tabla 3: Parámetros característicos de sistema EL. [42].....	55
Tabla 4: Parámetros característicos de optimizador basado en algoritmo genético. ....	56
Tabla 5: Configuración y parámetros del sistema en un periodo de 24 horas. ....	59
Tabla 6: Sistema (fotovoltaico) de generación de energía.....	76
Tabla 7: Características del sistema PV. ....	77
Tabla 8: Características principales del Sistema EL (PEM). ....	77
Tabla 9: Indicadores de desempeño de planta de producción de hidrógeno. ....	78
Tabla 10: Parámetros de operación medidos en planta de producción de hidrógeno. ....	79
Tabla 11: Especificaciones de módulos fotovoltaicos de sistema de transformación de energía. .....	82
Tabla 12: Características del sistema de transformación de energía utilizado para el sistema de generación de hidrógeno - electrolizador.....	82
Tabla 13: Características de los sistemas electrolíticos utilizados.....	83
Tabla 14: Parámetros a registrar en el prototipo de planta de producción de hidrógeno. .....	85
Tabla 15: Transmisores del sistema de registro de datos en el prototipo de planta de producción de hidrógeno.....	86

## Nomenclatura

$A_{PV}$	: Área del módulo PV ( $\text{cm}^2$ ).
$A_{pvs}$	: Área del sistema PV ( $\text{m}^2$ ).
$a_p$	: Factor de ajuste de curva.
$b_i$	: Parámetro empírico $b$ para el cálculo de la eficiencia de Faraday $i^{th}$ .
$C_i$	: Constante empírica $C$ para el cálculo de la tensión $i^{th}$ .
$CT$	: Constante dependiente sin unidades de la tecnología de la celda.
$CU$	: Constante independiente sin unidades de la tecnología de la celda.
$C_{H_2}$	: Poder calorífico de un mol de hidrógeno (0.283MJ/mol).
$D$	: Ciclo de trabajo del convertidor DC/DC – duty cycle.
$F$	: Constante de Faraday (96485C/mol).
$f_i$	: Función objetivo $i^{th}$ .
$f(x)$	: Función que depende de la separación de la membrana del electrodo.
$FIR_{201}$	: Flujo volumétrico de hidrógeno ( $\text{sl/m}$ ).
$FIR_{101}$	: Flujo volumétrico del electrolito ( $\text{l/m}$ ).
$g(x)$	: Función que depende del grosor de la membrana.
$G_t$	: Irradiancia solar ( $\text{W/m}^2$ ).
$G_{stc}$	: Irradiancia solar a condiciones de ensayo estándar ( $1000 \text{ W/m}^2$ ).
$h(x)$	: Función que depende del flujo electrolito.
$H_{2,Loss}$	: Diferencia entre el hidrógeno producido y el hidrógeno objetivo (gr).
$H_{2\_prod}$	: Hidrógeno producido (gr).
$i$	: Densidad de corriente en el electrolizador ( $\text{A/m}^2$ ).
$IaIR_{101}$	: Corriente de la bomba del intercambiador de calor (Aac).
$IaIR_{102}$	: Corriente de la bomba del fluido electrolítico (Aac).
$IaIR_{103}$	: Corriente de las resistencias eléctricas (Aac).

$I_{aIR_{201}}$	: Corriente DAQ's (Aac).
$I_{aIR_{301}}$	: Corriente de entrada del sistema de generación de hidrógeno (Aac).
$I_{cc}$	: Corriente de cortocircuito del módulo PV según datos de fabricante (A).
$I_{cell}$	: Corriente de la celda (A).
$I_{dIR_{201}}$	: Corriente de entrada al electrolizador (Adc).
$I_d$	: Corriente de saturación del módulo PV bajo polarización inversa (A).
$I_{EL}$	: Corriente del electrolizador (A).
$I_g$	: Corriente de entrada del convertidor DC/DC (A).
$I_L$	: Fotocorriente del módulo PV (A).
$I_{mod}$	: Corriente del módulo PV (A).
$I_{MPP}$	: Corriente del módulo PV en el punto de máxima potencia (A).
$I_{out}$	: Corriente de salida del convertidor DC/DC (Adc).
$I_{PV}$	: Corriente del sistema PV (A).
$I_{SC}$	: Corriente de cortocircuito del módulo PV (A).
$K_v$	: Coeficiente de temperatura de pérdidas de tensión del módulo PV (%V/°C).
$N_{cs}$	: Número de filas de celdas PV conectadas en serie en un módulo PV.
$n_s$	: Número de celdas electrolíticas conectadas en serie.
$N_s$	: Número de módulos fotovoltaicos conectados en serie en cada fila del Sistema PV.
$N_p$	: Número de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo.
$n_p$	: Número de celdas electrolíticas conectadas en paralelo.
$N_{PV}$	: Número de módulos PV usados en un sistema PV.
$MÓLE_{H_2}^{prod}$	: Producción de hidrógeno (moles).
$\dot{m}_{Hi}$	: Flujo másico de hidrógeno (kg/s).
$P$	: Presión del electrolizador (bar).
$P_{EL}$	: Presión máxima del electrolizador (barg).

$P_{ELmax}$	: Potencia máxima del electrolizador (W).
$P_{grid}$	: Potencia consumida de la red (W).
$PIR_{201}$	: Presión del hidrógeno (psi).
$PIR_{101}$	: Presión del electrolito (barg).
$P_{MPP}$	: Potencia en el punto de máxima generación del sistema PV (W).
$P_{OP}$	: Potencia de entrada a la pila del EL (W).
$Pr_{Hi}$	: Presión del gas hidrógeno (psi).
$Q$	: Flujo de electrolito (l/min).
$R$	: Constante universal de los gases (8.314J/molK).
$R_{Di}$	: Resistencia óhmica del diodo i ( $\Omega$ ).
$R_i$	: Caída de tensión (V).
$R_{Li}$	: Resistencia del cobre del inductor i ( $\Omega$ ).
$R_{Primary}$	: Resistencia de cobre del bobinado primario del transformador ( $\Omega$ ).
$R_S$	: Resistencia en serie del módulo PV ( $\Omega$ ).
$R_{SH}$	: Resistencia en paralelo del módulo PV ( $\Omega$ ).
$R_{Si}$	: Resistencia óhmica del MOSFET i ( $\Omega$ ).
$R_{Secondary}$	: Resistencia de cobre del bobinado secundario del transformador ( $\Omega$ ).
$S(x)$	: Función (utilizada para el cálculo de la tensión de la celda) según la temperatura de la celda.
$T_0$	: Temperatura de referencia (25°C).
$T_{ck}$	: Temperatura de referencia (298K).
$T_{EL}$	: Temperatura del electrolizador (°C).
$T_{Hi}$	: Temperatura del gas hidrógeno (°C).
$T_{ELmax}$	: Temperatura máxima del electrolizador (°C).
$TIR_{101}$	: Temperatura del fluido electrolítico en el tanque abierto (°C).

$TIR_{102}$	: Temperatura de la mezcla de hidrógeno con fluido electrolítico - salida del electrolizador (°C).
$TIR_{201}$	: Temperatura de salida del hidrógeno (°C).
$T_{pvk}$	: Temperatura del módulo PV (K).
$T_{PV}$	: Temperatura del módulo fotovoltaico PV (K).
$T_{stc}$	: Temperatura del módulo fotovoltaico PV a condiciones de prueba estándar (298.15 K).
$U_{anode}$	: Sobrepotenciales en el ánodo (V).
$U_C$	: Tensión en las celdas electrolíticas (V).
$U_{cathode}$	: Sobrepotenciales en el cátodo (V).
$U_{cell}$	: Voltaje de la celda (V).
$U_N$	: Tensión de Nernst (V).
$UP_{PV}$	: Precio unitario de un módulo PV.
$UP_{EL}$	: Precio unitario de una celda EL.
$UP_E$	: Precio unitario del consumo de kWh de la red eléctrica.
$U_0$	: Constante de tensión (1.229V).
$VaIR_{301}$	: Voltaje del sistema (Vac).
$V_{C1}$	: Tensión del condensador en el convertidor DC/DC (V).
$V_{Di}$	: Caída de tensión en el diodo i (V).
$VdIR_{201}$	: Voltaje de entrada al electrolizador (Vdc).
$V_{EL}$	: Voltaje del electrolizador (V).
$V_g$	: Tensión de entrada al convertidor DC/DC (Vdc).
$\dot{V}_H$	: Caudal de hidrógeno (ml/min).
$V_{mod}$	: Tensión del módulo PV (V).
$V_{MPP}$	: Tensión del módulo PV en el punto de máxima potencia (V).
$V_{OC}$	: Tensión del circuito abierto del módulo PV (V).

$V_{out}$	: Tensión de salida del convertido DC/DC (V).
$V_{OC, stc}$	: Tensión del circuito abierto del módulo PV en condiciones de prueba estándar (V).
$V_{out}$	: Voltaje de salida del convertidor DC/DC (V).
$V_{PV}$	: Voltaje del sistema PV (V).
$\dot{V}_{sol}$	: Flujo volumétrico de la solución utilizada (l/m).
$V_t$	: Voltaje térmico (V).
$W_m$	: Espesor de la membrana del electrodo ( $\mu\text{m}$ ).
$W_s$	: Separación de la membrana en el electrodo ( $\mu\text{m}$ ).
$Z$	: Constante universal del número de electrones que intervienen en el transcurso de la reacción.
$Z(x)$	: Función (utilizada para el cálculo de la tensión de la celda) según la temperatura de la celda.
$\varepsilon_g$	: Banda de separación del material.
$\eta_{sys}$	: Eficiencia global del sistema (%).
$\eta_{pv}$	: Eficiencia del sistema PV (%).
$\eta_{Hi}$	: Eficiencia en generación de hidrógeno (%).
$\eta_{conv}$	: Eficiencia en el convertidor (%).
$\eta_f$	: Eficiencia de Faraday (%).
$\eta_{sys}$	: Eficiencia general del sistema (%).
$n_{EL}$	: Número de celdas del EL utilizadas en la pila del EL.
$n$	: Relación de tensión del transformador utilizando un convertidor DC/DC.
$\mu_{oc}$	: Coeficiente de tensión.
$\mu_{ic}$	: Coeficiente de corriente.

## ACRÓNIMOS

EL	: Electrolizador.
GAs	: Algoritmos.
IAC	: Corriente Alterna.
IDC	: Corriente continua.
PV	: Fotovoltaico.
RE	: Error relativo.
RMSRE	: Raíz cuadrática media.
VAC	: Voltaje corriente alterna.
VDC	: Voltaje de corriente continua.



## Capítulo 1: Introducción

### 1.1 Introducción:

A través de su Informe Mensual del Mercado de Petróleo (Monthly Oil Market Report) del mes de enero del 2021, para el año 2021, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (Organization of the Petroleum Exporting Countries) estimó incrementos del consumo de petróleo a nivel mundial del 6.56% y en Latino América del 5% [1]. Similarmente, el Banco Mundial en el año 2015 indicó que el 3.3% de la producción mundial de electricidad utiliza petróleo como fuente de energía primaria y el 22.8% gas natural [2]. Para el caso de Latino América y el Caribe, 9.9% corresponde al petróleo y 27.2% al gas natural [2]. Nótese aquí que el uso hidrocarburos origina la emisión de gases contaminantes, los cuales afectan directamente la salud humana y el medio ambiente. En este contexto, la Organización de Naciones Unidas, a través de la Convención Marco de las Naciones Unidas acerca del Cambio Climático [3], viene promoviendo diversas actividades y acciones respecto a los problemas medio ambientales. El Protocolo de Kyoto es una muestra del trabajo desarrollado por este organismo mundial, el cual ha sido ratificado hasta la fecha por 197 países [3], en donde a los países industrializados toman el compromiso de reducir y limitar la emisión de gases de efecto invernadero provenientes de sus actividades industriales. Del mismo modo está el Acuerdo de París, que entró en vigor el 4 de noviembre del 2016 con el objetivo de mantener por debajo de los 2°C el incremento de la temperatura global para finales del siglo XXI [4]. Similarmente, la Organización Meteorología Mundial (OMM), organismo especializado de las Naciones Unidas, viene desarrollando estudios sobre el cambio climático, a través de su Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. Esta organización indica que debido al cambio climático es probable que la temperatura global en la superficie incremente en 1.5°C [5] a finales del siglo XXI en comparación a lo ocurrido entre los años 1850 y 1900.

En concordancia con lo indicado anteriormente, para mitigar la emisión de los gases de efecto invernadero, es necesario reemplazar los recursos energéticos provenientes de los hidrocarburos por otros más amigables con el medio ambiente [6]. En consecuencia, el consumo de energía renovable, incluido el de la biomasa, tuvo un incremento a nivel global del 2.5% interanual en el año 2017, siendo la electricidad, transporte y energía térmica los principales usos finales [7]. El uso de energías renovables no exime en seguir con la búsqueda de fuentes de energía más amigables con el medio ambiente [8], siendo el hidrógeno uno de los más prometedores entre los portadores de energía,

ya que actúa como un transportador energético entre la energía solar y el sector de consumo energético. Siendo el hidrógeno un portador amigable al medio ambiente al medio ambiente y almacenado económicamente [9].

Los procesos de producción de hidrógeno basados en la división del agua incluyen fotólisis, termólisis y electrólisis. Electrólisis en particular es basada en el uso de celdas de producción de hidrógeno del tipo óxido de sólido, membrana de intercambio de protones (PEM) y alcalina [10]. En el caso de las celdas tipo PEM, su modelamiento ha permitido describir la dinámica de los procesos físicos involucrados cuando estos sistemas son alimentados por una fuente de energía eléctrica intermitente [11]. Algunas de las ventajas de este tipo de celdas de producción de hidrógeno es su alta eficiencia, bajas temperaturas de operación y facilidad de estabilización. Sin embargo, la desventaja es su mayor costo en comparación a las del tipo alcalino [10]. Celdas de producción de hidrógeno del tipo óxido de sólido funcionan a alta presión y temperaturas elevadas entre los 500°C a 850°C [12]. La principal desventaja de este tipo de producción de hidrógeno es la falta de estabilidad y degradación de los componentes, además de las altas temperaturas involucradas [10]. Respecto a las celdas alcalinas, Ancona [13] evaluó la eficiencia del uso de la energía en cada una de las etapas del proceso usando una planta de generación de hidrógeno a pequeña escala. Los estudios realizados en este tipo de configuraciones tienen como objetivo desarrollar soluciones a las desventajas de los procesos involucrados, como el alto consumo de energía, baja presión de operación y densidades de corriente limitada [14].

Resumiendo, la obtención del denominado hidrógeno verde es realizada a través de procesos electrolíticos, es decir, a partir de agua usando energía eléctrica proveniente de fuentes de energía renovables como la radiación solar. Por lo tanto, este tipo de hidrógeno representa una solución con gran potencial para alcanzar la ansiada sostenibilidad en términos energéticos. Hay sin embargo varios desafíos que necesitan ser superados para que este método sea generalizado y utilizado a escala industrial. Dos de estos desafíos son la baja eficiencia de los procesos y los altos costos de producción de hidrógeno asociados. Este trabajo aborda particularmente lo relacionado con la mejora en la eficiencia global del proceso de generación de hidrógeno verde, desde el punto de vista del dimensionamiento óptimo de prototipos de planta, experimentando y estudiando nuevas técnicas y tecnologías a ser usadas en la producción de hidrógeno verde a partir del agua. El enfoque en este trabajo es en la mejora de la eficiencia global de prototipos de planta de producción de hidrógeno, la cual oscila actualmente entre los 3.4 y 5.3% [13]. Las aplicaciones para el hidrógeno

verde producido son diversas. El potencial de mercado del hidrógeno es también significativo [13].

### **1.2 Objetivo principal.**

- Diseñar, fabricar y testar un prototipo de planta de producción de hidrógeno verde a partir de agua usando radiación solar como fuente de energía primaria con la finalidad de producir energía limpia.

### **1.3 Objetivos específicos.**

- Determinar el estado del arte relativo a la generación de hidrógeno verde basada en el uso de prototipos de planta de producción de hidrógeno.
- Dimensionar el sistema de producción de hidrógeno verde a partir de agua, incluyendo el sistema de generación eléctrica.
- Fabricar, ensamblar y testar un prototipo de planta de producción de hidrógeno verde.
- Caracterizar experimentalmente los sistemas electrolíticos considerados y producir hidrógeno verde usando el prototipo de planta desarrollado.

### **1.4 Metodología.**

La metodología seguida en este trabajo incluyó las siguientes etapas.

(i) Determinación del estado del arte relativo a la generación de hidrógeno verde. Diversos trabajos anteriores involucrando el desarrollo de prototipos de planta de producción de hidrógeno verde fueron inicialmente revisados. En particular, las tecnologías de los sistemas de producción de hidrógeno, los sistemas de control, y la forma de generar la energía renovable usada como recurso para la producción del hidrógeno verde fueron analizadas en esta primera etapa. Además, los tipos de acoplamiento existentes entre los sistemas de generación eléctrica y generadores de hidrógeno fueron también revisados.

(ii) Dimensionamiento del prototipo de planta de producción de hidrógeno. El dimensionamiento del prototipo de planta consideró las condiciones geográficas y climatológicas de la zona de instalación de la planta. Este dimensionamiento incluyó la

capacidad de generación eléctrica del sistema fotovoltaico (PV) a utilizar, la cantidad de hidrógeno verde a generar por día, y por ende la capacidad del electrolizador a emplear.

(iii) Fabricación, ensamblaje y puesta en operación del prototipo de planta de producción de hidrógeno verde. En función a los resultados obtenidos en la etapa de dimensionamiento de los sistemas, los principales componentes que conforman el prototipo de planta fueron primeramente seleccionados. Más específicamente, las celdas electrolíticas donde las moléculas de agua son divididas de manera eficiente permitiendo la producción de hidrógeno y oxígeno fueron inicialmente seleccionadas. De igual forma, los sistemas de generación de energía basados en energía renovable fueron seleccionados. Finalmente, todos los sistemas seleccionados fueron adquiridos, instalados y testados.

(iv) Caracterización experimental de sistemas electrolíticos y generación de hidrógeno verde. Los sistemas electrolíticos utilizados en el prototipo de planta de producción de hidrógeno fueron inicialmente caracterizados experimentalmente en esta cuarta y última etapa. Esta caracterización permitió determinar las condiciones operativas de los sistemas electrolíticos, incluyendo presión, temperatura, flujo volumétrico, que permiten la producción de hidrógeno. Además, los ensayos realizados en la referida etapa de caracterización permitieron identificar el sistema electrolítico más conveniente, y de sus parámetros de operación, para la adecuada producción de hidrógeno verde.

Cabe señalar que el diseño de sistemas térmicos complejos como el propuesto en este proyecto, incluyendo múltiples disciplinas como mecánica de fluidos, transferencia de calor, resistencia de materiales, etc., es siempre un proceso iterativo. Es decir, diseños iniciales serán primariamente implementados, luego estos serán rediseñados en función de las pruebas y testes hechos en laboratorio, hasta obtener sistemas que cumplan con los requerimientos inicialmente especificados.

### **1.5 Alcance y limitaciones**

Respecto al alcance y limitaciones de este trabajo, están en relación al tamaño del prototipo de planta; capacidad de generación de energía con fuente renovable; tecnologías existentes en generación de hidrógeno verde; modelos computacionales para sistemas de: (i) generación de hidrógeno y (ii) generación de energía renovable; algoritmos de optimización y factores presupuestales entre los principales. En tal sentido, todas considerando las más relevantes:

### **1.5.1 Limitaciones físicas**

El prototipo de planta de producción de hidrógeno está instalado en el campus de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) - Laboratorio de Energía (LABEN) de la Sección de Ingeniería Mecánica. El área asignada en la implementación del prototipo de planta es de 12.5 m<sup>2</sup>. El ambiente cuenta con un lavadero, sistema de extracción de gases localizado, fluido eléctrico y muebles de laboratorio.

### **1.5.2 Limitaciones presupuestales**

El financiamiento para desarrollar el presente trabajo fue obtenido mediante la convocatoria No. E041-2020-02-01, realizado por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología – CONCYTEC en el año 2020. De esta convocatoria, uno de sus resultados fue el contrato No. 159-2020-FONDECYT, el cual ha permitido solventar los principales gastos de la investigación, incluyendo personal, equipamiento, instrumentación, accesorios, materiales de ferretería e información.

### **1.5.3 Limitaciones energéticas**

La obtención del hidrógeno verde depende de la fuente de energía renovable usada. En ese sentido, el LABEN cuenta con dos sistemas de generación fotovoltaica de 4 kWp y de 3.3kWp, respectivamente.

## **1.6 Contenido de la tesis.**

El presente trabajo está dividido en seis (6) capítulos, el primero corresponde a la parte introductoria de la problemática objeto de estudio, e incluye el objetivo principal y los objetivos específicos de este trabajo. La metodología a seguir en el presente trabajo y los alcances y limitaciones que afronta este proyecto de investigación son también presentados en este primer capítulo. En el segundo capítulo, el estado del arte correspondiente a la generación de hidrógeno verde, los tipos de acoplamientos entre los sistemas PV – electrolizadores y los sistemas de control usados en los prototipos de planta de generación de hidrógeno es discutido. En lo correspondiente al Capítulo 3, este abarca todo el proceso de dimensionamiento óptimo del prototipo de planta, teniendo como objetivo una generación de 100 gramos por día de hidrógeno verde. Este capítulo presenta los modelos matemáticos a usar tanto del módulo fotovoltaico (circuito

equivalente de un diodo), generador de hidrógeno (PEM y alcalino) y de cuatro (4) tipos de convertidores DC/DC usados en el acoplamiento indirecto entre sistemas. En tal sentido es obtenido los valores a considerar para la selección y fabricación de cada uno de los componentes necesarios a usar en la implementación del prototipo de planta. Este proceso de optimización fue realizado en base a algoritmos genéticos. El Capítulo 4 involucra la selección de cada uno de los componentes que componen cada una de las partes que conforman el prototipo de planta: (i) sistema de generación eléctrica; (ii) sistema de generación de hidrógeno; (iii) sistema de separación y (iv) sistema de registro de datos. Asimismo, con la selección, fabricación de accesorios e implementación, el prototipo de planta es mostrado, así como los indicadores a usar en la evaluación del desempeño del prototipo de planta. Posteriormente, los resultados de las pruebas de funcionamiento de cada uno de los sistemas antes mencionados es presentados. Con relación al Capítulo 5, este abarca lo concerniente a las pruebas de operación. Estas tienen como finalidad obtener los parámetros requeridos en la generación de hidrógeno verde y las curvas características de los electrolizadores: corriente-voltaje; eficiencia-corriente y flujo másico-corriente. Además de la temperatura de operación y como caso de estudio el flujo volumétrico ideal de la sustancia electrolítica a usar. Con esta información, el electrolizador y los parámetros a usar en la generación de hidrógeno verde son seleccionados. Finalmente, en este capítulo son presentados los resultados de la generación de hidrógeno verde para ambos tipos de acoplamiento, directo e indirecto. Finalmente, el Capítulo 6 resume las principales conclusiones y recomendaciones producto de lo realizado en el presente trabajo de investigación.

## Capítulo 2: Estado del arte

El estado del arte relativo a la producción de hidrógeno verde es discutido en este capítulo. Un énfasis especial es colocado en las consideraciones a tomar en cuenta para el diseño de prototipos de plantas de producción de hidrógeno verde. Aspectos particulares discutidos incluyen aquellos relacionados con la generación de hidrógeno verde, el acoplamiento entre sistemas PV y EL, así como los sistemas de control usados en plantas de producción de hidrógeno.

### 2.1 Introducción.

El hidrógeno es utilizado como materia prima en diversas aplicaciones, incluyendo la producción de fertilizantes, fabricación de metales, industria química, generación de energía, y sintetización de combustibles. Cuando el hidrógeno es usado como combustible en procesos de combustión, este no emite  $\text{CO}_2$  [15] al medio ambiente. Por lo tanto, es necesario continuar los estudios para obtener el hidrógeno de fuentes de energías renovables y de esta forma garantizar la sostenibilidad energética mediante este combustible [16].

En comparación a sus pares que hacen uso de combustibles fósiles, los sistemas de generación de energía en base a hidrógeno son más promisorios [13], [17] en brindar una alternativa de generación limpia [18]. En este sentido, diversos sistemas de producción de hidrógeno hacen uso de energías renovables, y en particular de energía solar, que es considerada la fuente de energía primaria más amigable con el medio ambiente [8]. La energía solar es usada para la obtención de energía eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos, la cual es usada en el proceso de electrólisis del agua para la producción de hidrógeno verde [8]. Este método de producción de hidrógeno es también usado para hacer uso de la energía fotovoltaica excedente, lo que representa a largo plazo una interesante alternativa de almacenamiento de energía [17].

### 2.2 Generación de hidrógeno verde

A lo largo de los años, la generación de hidrógeno verde ha sido estudiada usando tanto herramientas computacionales como también técnicas experimentales. En los estudios de generación de hidrógeno verde realizados con modelos computacionales [18], [19], [20], [21], [22], [23], [24], el comportamiento de paneles solares es descrito utilizando circuitos equivalentes que corresponden en general a un diodo simple [19], [21], [22],

[23], [24]. Cabe mencionar que los paneles solares operan en base al efecto fotovoltaico, el cual consiste en la transformación de la energía luminosa en energía eléctrica. Esto es posible ya que las celdas fotovoltaicas al ser fabricadas en base a materiales semi conductores, en especial de silicio. El cual, al momento de tener contacto con la radiación solar, permite la generación de una fuerza electromotriz y en simultáneo el paso de una corriente eléctrica.

En estos trabajos, la electrólisis es considerada para la generación de hidrógeno. Este proceso electroquímico consiste en estimular la realización de una reacción química no espontánea por medio del uso de la energía eléctrica. Esta reacción química consiste en la separación de la molécula del agua ( $H_2O$ ) en sus dos componentes: hidrógeno ( $H_2$ ) y oxígeno ( $O_2$ ). Cabe mencionar que este proceso es basado en los fundamentos que involucra en la operación de una celda galvánica. Para la generación de hidrógeno verde, la electrólisis es realizada a través del uso de electrolizadores tipo PEM [19], [21], [24] y tipo alcalino [17], [22], [23]. Estos electrolizadores requieren para su funcionamiento de energía eléctrica. Por lo tanto, es necesario realizar el acoplamiento de estos sistemas electrolíticos con el sistema de generación de electricidad, el cual es realizado de manera directa [19], [20], [22], [25] o indirecta [16], [18], [21], [24].

En plantas de producción de hidrógeno verde basadas en radiación solar, la generación de hidrógeno depende directamente de la corriente eléctrica proveniente del sistema PV. En tal sentido, al ser la irradiancia un factor ambiental que depende de factores climatológicos y geográficos, esta irradiancia es considerada en algunos casos como constante [19], [21], [22], [25] y en otros casos como variable [8], [20], [23], [24]. Usando a la irradiancia como parámetro de entrada, los modelos de circuitos equivalentes, que son los encargados de representar el funcionamiento de los paneles solares, permiten obtener los valores de corriente continua (IDC), voltaje en corriente continua (VDC) y temperatura superficial ( $T_{sup}$ ) caracterizando dichos paneles. Nótese que, de estos parámetros, los dos primeros son necesarios para obtener la curva de operación del panel IDC-VDC, con la cual es posible determinar el punto de máxima potencia de operación (MPP) del panel, y por ende el valor de la eficiencia en el sistema de generación de energía eléctrica. Algunos resultados obtenidos de modelos computacionales indican, por ejemplo, que en Algeria la generación de hidrógeno por metro cuadrado, para un día promedio en cada mes del año, va desde 0.1 a 0.2  $kg_{H_2}/m^2$  día y, en caso se considere la irradiancia en función a la estación del año, los valores promedios están entre 0.075 a 0.175  $kg_{H_2}/m^2$  día [8]. Similarmente, en Estambul, la generación obtenida para un día del mes de enero en horas de mayor irradiancia (9:00 a 21:00 horas) está en el rango de 0.008 kg/h a 0.01 kg/h [16], y para el caso de un día

típico mensual en el rango de 0.06 kg/día a 0.08 kg/día [16]. Estos valores fueron obtenidos considerando el uso de paneles policristalinos y una turbina eólica para el sistema de generación eléctrica, cuya capacidad fue de 1800 W, y un generador de hidrógeno cuya capacidad de generación de 60 sl/h con una potencia de 400 W [16].

Con respecto a los trabajos experimentales realizados para la obtención de hidrógeno verde, estos incluyen prototipos de plantas de producción de hidrógeno en las cuales algunas permiten variar y controlar la irradiancia generada de manera artificial [13], [26], [27], y otras no tienen esta capacidad [15], [16], [25]. Además, estas plantas operan con paneles fotovoltaicos del tipo policristalino [13], [16], [25], [26] o en su defecto con celdas fotovoltaicas [27], los cuales han sido conectados con los sistemas electrolíticos de generación de hidrógeno de manera directa [26], [27] o indirecta [13], [16], [25]. Con respecto al uso de generadores de hidrógeno, de igual manera a lo realizado en el campo del modelamiento computacional, estos han sido del tipo PEM [13], [16], [17], [25], [27] y alcalino [15], [17], [26]. Algunos resultados obtenidos experimentalmente incluyen la eficiencia en la generación de electricidad a través de los módulos fotovoltaicos. Valores típicos para esta eficiencia obtenidos mediante celdas fotovoltaicas y un emulador de irradiancia son del orden del 15% [26]. Similarmente, a través de un emulador de irradiancia y un sistema de micro red de generación consistente en dos paneles fotovoltaicos, fueron obtenidos valores de eficiencia en el rango de 10% al 14% [13].

Respecto a la generación de hidrógeno usando sistemas de generación de energía híbrida (solar y eólica), el cual suministra de energía eléctrica a los sistemas electrolíticos, trabajos experimentales han mostrado que, en el intervalo del día desde las 9:00 horas hasta las 21:00 horas, una generación de 0.004kg/h [16] puede ser obtenida. Además, para el valor máximo de corriente de operación, una generación máxima de hidrógeno de 7.5 ml/min [27] fue determinada. Además de la corriente eléctrica utilizada, otro de los factores determinantes en la generación de hidrógeno es la cantidad de celdas electrolíticas a emplear. Por ejemplo, en un trabajo anterior [25], el número de celdas fue variado desde 8 hasta 15, lo cual influye en la generación de hidrógeno según el arreglo de voltaje y corriente a requerir para cada uno de estos sistemas. En este caso particular, los valores obtenidos de producción de hidrógeno van desde los 349.5NI/h hasta los 482.6 NI/h, y la potencia requerida para esta generación es de 1464.8W y 2250.2W, respectivamente.

Finalmente, mediante la relación de la energía producida, correspondiente a la masa de hidrógeno generado, versus la energía eléctrica usada para la generación de dicha

masa de hidrógeno, valores de eficiencia de los sistemas electrolíticos han sido determinados experimentalmente. Uno de estos valores de eficiencia determinado igual a 45%, aproximadamente [13]. Y respecto a la eficiencia obtenida de todo el proceso de generación de hidrógeno en plantas de producción de hidrógeno verde involucrando sistemas PV y EL, los valores determinados oscilan entre 3.4% al 5.3% [13].

### **2.3 Acoplamiento entre sistemas fotovoltaicos y electrolíticos**

La eficiencia de los sistemas de generación eléctrica fotovoltaica oscila entre 10% y 15% [13], [26], siendo este valor determinado mediante la relación entre la energía máxima producida por el arreglo fotovoltaico y la energía solar total de ingreso a este. En tal sentido, al ser la irradiancia un factor cambiante en el tiempo, y al estar esta irradiancia directamente relacionada con la energía solar total de ingreso al sistema, la energía eléctrica máxima producida por el arreglo fotovoltaico y la temperatura superficial de este también son afectadas por la variación temporal en la irradiancia, lo cual origina que la eficiencia del sistema PV varíe también en el tiempo. Cabe señalar que, para que un sistema de generación eléctrica fotovoltaica presente un desempeño aceptable, es recomendable que el sistema opere lo más cercano posible a su punto de máxima generación de potencia (MPP), lo que significa que el sistema esté operando en su valor máximo de eficiencia de generación. Para lograr esta condición de operación en el sistema PV, dos tipos de acoplamiento entre los sistemas PV y EL son considerados, (i) directo e (ii) indirecto. En el primer caso no es requerido un componente adicional. Sin embargo, en el segundo caso, si es necesario hacer uso de un convertidor, el cual puede ser del tipo DC/DC o DC/AC-AC/DC. La selección del tipo particular de convertidor depende de las características propias de la planta de producción de hidrógeno considerada.

El acoplamiento directo entre sistemas PV y EL consiste en acoplar directamente, sin componentes intermediarios, los sistemas de generación eléctrica fotovoltaica y el de generación de hidrógeno. Es decir, toda la energía que el sistema PV produce en función a la irradiancia es suministrada directamente al generador de hidrógeno. Este tipo de acoplamiento directo ha sido considerado tanto en trabajos numéricos [8], [19], [20], [22], [25], [28] como en experimentales [15], [25], [26], [27]. En la mayoría de los trabajos realizados [8], [15], [19], [20], [22], [27] el objetivo ha sido la evaluación de la eficiencia de los procesos y la generación de hidrógeno usando una fuente de energía renovable, como la energía solar, y electrolizadores tipo PEM o alcalino. Los principales resultados obtenidos resaltan el gran potencial de la energía solar para la generación de hidrógeno

verde, [8] [15], [26]. En tal sentido, para mejorar el desempeño de los sistemas que usan acoplamiento directo, es necesario controlar otros parámetros en el proceso de generación de hidrógeno tal como la temperatura del agua en el electrolizador [22].

A su vez, el acoplamiento indirecto entre sistemas PV y electrolíticos consiste en introducir un componente adicional entre los sistemas de generación eléctrica y el de generación de hidrógeno. Esto es realizado con el propósito de que el sistema de generación eléctrica fotovoltaica opere lo más cerca posible a su punto de máxima potencia (MPP), y por ende al de máxima eficiencia. Estos componentes intermediarios, llamados convertidores, regulan el punto de funcionamiento de los sistemas PV mediante la variación de su ciclo de trabajo (duty cycle). Estos convertidores presentan diversas configuraciones [18], y en todas ellas el duty cycle determina la relación entre los voltajes de entrada y salida del convertidor, y por ende la corriente de salida de este. Los convertidores operan con corrientes del tipo continuo (DC) en su entrada, y con corriente continua (DC) o alterna (AC) en su salida. El uso de convertidores en plantas de producción de hidrógeno verde ha sido evaluado tanto numéricamente [18], [21], [24] como experimentalmente [13], [16]. Ambos tipos de electrolizadores, PEM y alcalino, han sido usados también en el acoplamiento indirecto entre sistemas PV y EL. Los resultados obtenidos previamente indican que, a pesar de la irradiancia es un parámetro variable, la adaptabilidad del sistema de generación eléctrica para operar en su punto de máxima potencia (MPP) es aceptable [24].

#### **2.4 Sistemas de control en plantas de producción de hidrógeno verde**

En plantas de producción de hidrógeno verde, diversos factores influyen en la cantidad de hidrógeno producido, incluyendo las condiciones climatológicas, la eficiencia de los componentes que conforman la planta, el tipo de acoplamiento entre los subsistemas utilizados, y los parámetros de operación del mismo proceso de generación. En este sentido, en la mayoría de estudios realizados en el pasado tanto numéricamente [29], [30], [31] como experimentalmente [32], [33], [34], [35], el objetivo ha sido maximizar la generación de hidrógeno controlando alguna variable importante en el desempeño de los electrolizadores PEM o alcalino.

Por ejemplo, el control de la temperatura del fluido en el electrolizador ha mejorado el rendimiento del proceso de generación de hidrógeno [30], [32], [33]. Con esta finalidad, algoritmos de control como el PID (proportional–integral–derivative), MPC (model predictive control) y AFC (adaptative feedforward control) han sido utilizados previamente para controlar la temperatura del fluido con el que opera cada uno de los

electrolizadores objeto de estudio. En algunos trabajos anteriores, la temperatura deseada ha sido de 60°C [33] y en otros de 70°C [30], [32]. En estos mismos estudios, la comparación entre dos algoritmos de control ha sido también realizada [30], [32].

Además de considerar a la temperatura del fluido en los electrolizadores como la variable a controlar, la presión en el interior del electrolizador también ha sido considerada con este propósito por V. Pérez-Herranz et al. [35]. Así, manteniendo una presión interior de 1.8bar, manipulando los flujos de hidrógeno y oxígeno generados, ha sido mostrado de igual manera por V. Pérez-Herranz et al. [35] que es posible maximizar la cantidad de hidrógeno producido. En este sentido, respecto a la relación entre la presión de salida del hidrógeno y la energía consumida en su generación, los resultados descritos por K. Joonas et al. [36], indican que no existe un incremento significativo en este último parámetro cuando la presión de salida de un electrolizador PEM aumenta de 2 MPa a 4 MPa. Un comportamiento contrario fue obtenido en el caso de la energía específica consumida para el electrolizador, ya que esta aumenta cuando las presiones en la salida fueron mayores. Esto fue debido a que la producción efectiva de hidrógeno y de la cantidad considerada para el almacenamiento, ambas fueron comprometidas.

Los hallazgos discutidos anteriormente corresponden a situaciones que involucran acoplamiento directo entre sistemas PV y EL. En casos de acoplamiento indirecto, con el objetivo de mantener en 60°C la temperatura de operación del fluido, un control de temperatura del fluido que ingresa al electrolizador (PEM) ha sido también realizado por F. Benjamin et al. [33]. En este caso particular, con el propósito de determinar el rendimiento global de la planta, además de realizar la medición de la temperatura, el flujo de hidrógeno producido y la potencia alterna consumida han sido también medidos. Otros estudios previos involucrando acoplamiento indirecto entre sistemas PV y EL han considerado como la variable manipulada en el sistema de control a la corriente de suministro [29] y a la modulación por ancho de pulso (PWM) [31], [34]. En el primer caso, la manipulación de la corriente permite que la presión en el electrolizador mantenga el valor deseado, logrando así mantener la generación de hidrógeno en su punto óptimo de operación. Y, para el segundo caso, al manipular el PWM, el voltaje y corriente en la salida del convertidor son manipulados, logrando así mantener la máxima generación de hidrógeno. Finalmente, como resaltado en este capítulo, a lo largo de los años, un número significativo de trabajos relacionados con la producción de hidrógeno verde ha sido realizado. La revisión del estado del arte resumida en este capítulo ha permitido obtener los considerandos necesarios para diseñar, construir y testar el prototipo de planta de producción de hidrógeno verde objeto del presente trabajo.

### Capítulo 3: Dimensionamiento de planta producción de hidrógeno

La determinación de las principales características del prototipo de planta de producción de hidrógeno verde en discusión en este trabajo es descrita en este capítulo. Más específicamente, los modelos computacionales usados para modelar los principales componentes de la planta son inicialmente descritos. A continuación, los tipos de acoplamiento entre sistemas PV y EL, la metodología de optimización y los parámetros de entrada considerados para obtener el óptimo dimensionamiento del sistema acoplado son enfatizados. Finalmente, los principales resultados obtenidos de las referidas optimizaciones son discutidos.

#### 3.1 Introducción

Debido a que las plantas de producción de hidrógeno verde involucrando el uso de sistemas PV y EL están asociados frecuentemente a bajas eficiencias y altos costos de implementación [37], un factor crítico en el diseño de este tipo de plantas es el acoplamiento entre ambos sistemas. Con relación a los tipos de acoplamiento entre estos sistemas, directo o indirecto, ambos métodos tienen sus ventajas y desventajas. En el caso de acoplamiento directo entre sistemas PV y EL, el costo y complejidad del sistema acoplado resultante es en general reducido [23]. Sin embargo, en comparación con estos, los sistemas indirectamente acoplados suelen ofrecer una mejor adaptabilidad ante condiciones variantes de irradiación y temperatura ambiente [24]. En tal sentido, en el dimensionamiento de la planta de producción de hidrógeno desarrollada en este documento, ambos métodos de acoplamiento son considerados. El acoplamiento directo es el caso más común empleado en trabajos de investigación relativos a la optimización del diseño de plantas de producción de hidrógeno verde basadas en sistemas PV y EL. Un ejemplo es lo desarrollado por Khalilnejad et al. [23], quienes, a través de la optimización en la producción de energía eléctrica en los módulos fotovoltaicos (PV), logran maximizar la producción de hidrógeno y reducir la pérdida de energía. Esta pérdida de energía es obtenida a través de la diferencia entre dos factores; el primero involucra la diferencia entre la potencia producida por el sistema PV y la suministrada al sistema EL. El segundo factor corresponde a la transferencia de energía que es obtenida mediante la diferencia entre la energía real suministrada y la energía teórica máxima obtenida. Otro trabajo similar es el descrito por Paul et al. [38], el cual, para determinar configuraciones de conexión óptimas serie-paralelo tanto en las celdas electrolíticas como en los módulos fotovoltaicos, la maximización de la transferencia de energía entre sistemas PV y EL es realizada. Respecto a la maximización en la

generación de hidrógeno, esta producción es lograda mediante la optimización de las condiciones de operación y el tamaño de los sistemas PV para los diferentes niveles de irradiancia [39].

Referente al acoplamiento indirecto, García-Valverde et al. [24], propone un algoritmo para rastrear el punto de trabajo óptimo entre los sistemas PV y EL mediante un convertidor DC/DC controlado. Del mismo modo, Dahbi et al. [21] muestra que, mediante el uso de un control monitoreando el punto máximo de potencia (MPP) en un convertidor DC/DC, es posible mejorar la adaptación entre los sistemas PV y EL. Otros trabajos involucrando convertidores DC/DC son aquellos descritos por A. D. Guilbert et al. [18], Garrigós et al. [40] y V. Ruuskanen et al. [41].

Por lo tanto, los procesos de optimización realizados para determinar las principales características del prototipo de planta de producción de hidrógeno verde implementada en este trabajo son descritos en esta sección. Ambos tipos de acoplamiento entre sistemas PV y EL, directo o indirecto, son considerados. Además, para el caso del acoplamiento indirecto PV-EL, diferentes topologías de convertidores DC/DC son estudiadas. Finalmente, con el propósito de obtener la máxima producción de hidrógeno, minimizar las pérdidas de energía e incrementar el rendimiento del sistema acoplado, diferentes funciones objetivo son evaluadas.

### **3.2 Modelamiento de planta de producción de hidrógeno**

Para determinar el dimensionamiento óptimo de la planta de producción de hidrógeno verde a implementar, varios modelos matemáticos han sido utilizados. En tal sentido, en esta sección, los principales modelos considerados para predecir apropiadamente el funcionamiento de dichos sistemas son descritos.

#### **3.2.1 Configuración de planta**

Dos configuraciones de planta involucrando acoplamiento entre sistemas PV y EL del tipo (i) directo e (ii) indirecto son consideradas aquí (Figura 1). Para ambas configuraciones, la energía eléctrica requerida para los procesos de electrólisis asociados es generada por un conjunto de módulos fotovoltaicos. Específicamente, el sistema PV está constituido por un número de módulos  $N_{PV}$ , el cual es determinado de la Ec. (1),

$$N_{PV} = N_S \times N_P \quad (1)$$

La energía eléctrica producida por el sistema PV es a su vez consumida por el sistema de generación de hidrógeno consistiendo en una pila de celdas electrolíticas (EL). Esta pila está compuesta de  $n_{EL}$  celdas determinadas de la expresión,

$$n_{EL} = n_S \times n_P \quad (2)$$

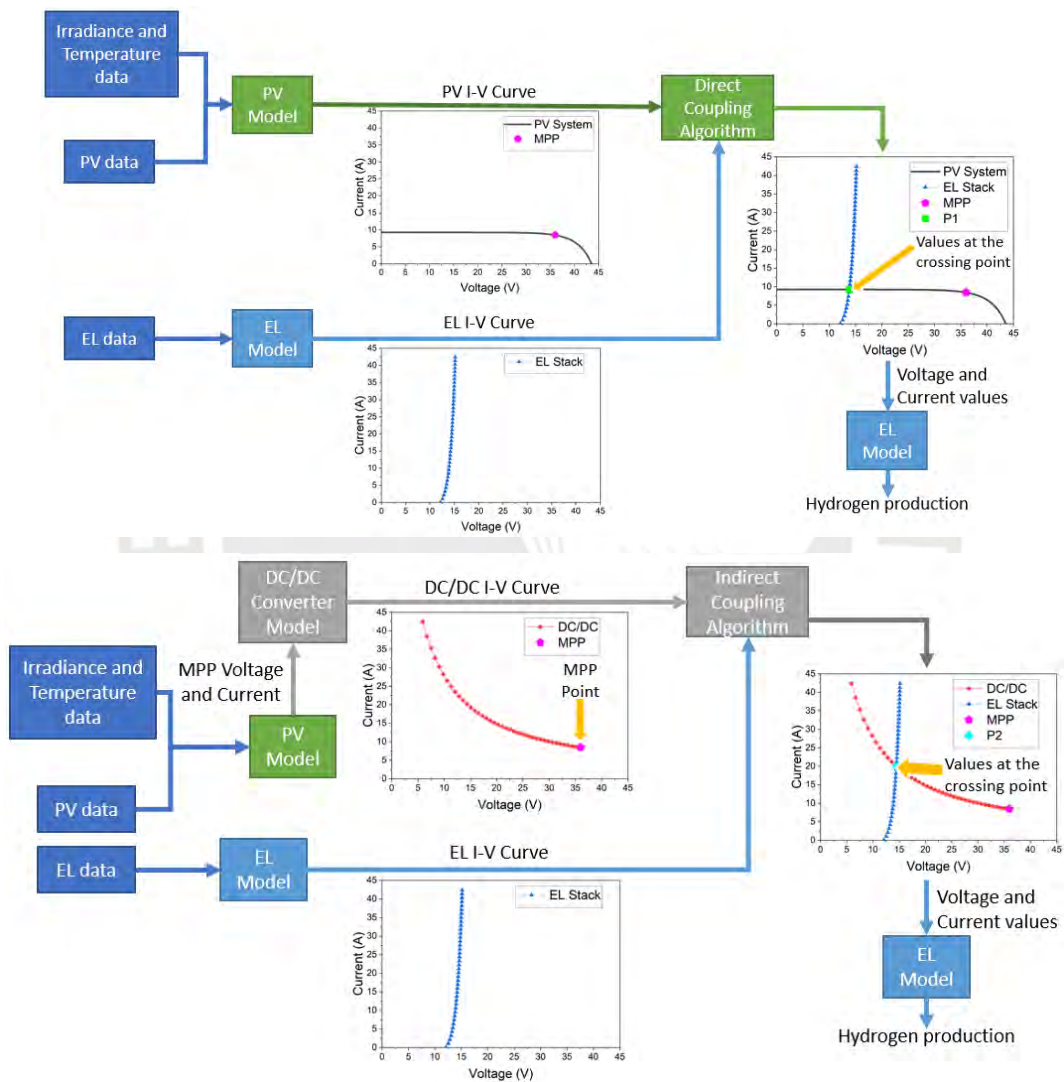


Figura 1: Disposiciones de los sistemas fotovoltaico-electrolizador Arriba: Acople directo, Abajo: Acople indirecto. [42]

La principal diferencia entre ambos tipos de configuración de planta (sistemas acoplados PV-EL) considerados en este trabajo está en la manera en que los sistemas PV y EL están conectados entre sí, Figura 1. Respecto al acoplamiento directo, parte superior de

la Figura 1, el punto de operación de este sistema acoplado puede presentarse, en términos de tensión y corriente, valores diferentes a los que caracterizan al punto de máxima potencia (MPP) del conjunto de módulos fotovoltaicos, reduciendo en ese sentido la eficiencia total del sistema. Por otro lado, en el acoplamiento indirecto (Figura 1, parte inferior), mediante un convertidor DC/DC entre los sistemas PV y EL, este nuevo sistema acoplado puede operar en una condición donde los valores de tensión y corriente están estrechamente relacionados con el punto (MPP) del conjunto de módulos fotovoltaicos, logrando así la maximización de la eficiencia global del sistema.

Cabe subrayar que un sistema PV opera como una fuente de tensión que suministra corriente a una carga en función a su curva de polarización (I-V). Por lo tanto, al conectar directamente un sistema PV a un EL (electrolizador), la tensión y la corriente resultante de funcionamiento de este sistema acoplado son definidas por el punto de intersección (P1) entre la curva I-V del sistema PV y la curva característica del sistema electrolítico. A modo de ejemplo, la Figura 2 muestra la interrelación entre las curvas características de un panel fotovoltaico, convertidor DC/DC y un electrolizador.

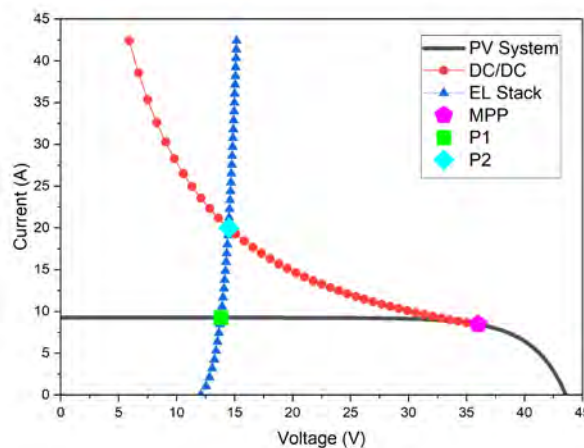


Figura 2: Curvas I-V para los dos métodos de acoplamiento PV-EL considerados. [42]

A su vez, como es mostrado en la Figura 2, en la configuración de planta con acoplamiento indirecto, cuando un convertidor DC/DC es utilizado como mecanismo de acoplamiento entre un sistema PV y un EL, el mencionado convertidor define una tercera curva I-V en base a la tensión y corriente del sistema PV correspondiente a su condición de (MPP). Esta tercera curva, que reemplaza a la curva I-V original del sistema PV, es generada por los distintos valores de salida del convertidor DC/DC e interactúa con el electrolizador. La Figura 2 muestra el punto de intersección (P2) obtenido en este último caso.

### 3.2.2 Modelo de irradiancia solar

Factores climatológicos, como la irradiancia solar ( $G_t$ ) y la temperatura ambiente ( $T_a$ ), afectan significativamente la producción energética de cualquier sistema PV. En estudios realizados previamente, existen situaciones en donde la información histórica sobre las condiciones meteorológicas de la zona objeto de estudio son inexistentes. En tal sentido, para evaluar los parámetros útiles en el diseño de la planta, modelos computacionales de irradiancia solar han sido utilizados. Algunos modelos de irradiancia como el propuesto por B. Amrouche y P. X. Le [43] son basados en el uso de técnicas de redes neuronales, las cuales requieren de grandes cantidades de información meteorológica histórica del lugar de instalación de la planta. En el presente trabajo, los datos meteorológicos registrados en una estación meteorológica situada cerca del lugar donde la planta de hidrógeno es instalada ( $12^{\circ}04'21''S$   $77^{\circ}04'52''W$ ) fue empleada. La ubicación del prototipo de planta de generación de hidrógeno verde es mostrada en la Figura 3.



Figura 3: Ubicación del prototipo de planta de generación de hidrógeno verde [44].

La referida estación meteorológica utilizada es del modelo Vantage Pro2 Plus, de la marca Davis, la cual permite registrar tanto la temperatura ambiente, a través de un diodo de silicio de unión PN, como la irradiancia. Este último parámetro es registrado a través de un piranómetro solar, el cual registra la radiación global. Esta radiación es la suma de la radiación directa y de la radiación difusa. El sensor utilizado es basado en

la conversión de la radiación incidente en una señal de corriente a través de un fotodiodo de silicio. La información registrada correspondiente a los años 2019 y 2020 han sido utilizados en el presente trabajo. Más específicamente, mediciones de irradiancia solar y temperatura ambiente, cuyos valores fueron registrados cada cinco minutos, siendo este valor el promedio de treinta medidas tomadas cada diez segundos, fueron consideradas. Para simplificar el proceso de optimización, las evaluaciones han sido realizadas considerando un (1) solo día representativo del año. Este día representativo fue obtenido siguiendo la metodología descrita por M. Ferrari et al. [15], la cual consiste en hacer uso de los valores medios mensuales y/o de estación. Esto representa un valor típico de cada mes del año y/o estación climática.

### 3.2.3 Modelo de panel fotovoltaico

Para predecir el comportamiento de un módulo fotovoltaico, es necesario determinar su curva de polarización (I-V). Como destaca Laoun et al. [20], esta curva puede describirse mediante el modelo de circuito eléctrico correspondiente a un solo diodo. El modelo matemático asociado con el circuito indicado está dado por,

$$I_{\text{mod}} = I_L - I_d \left( \exp \left( \frac{I_{\text{mod}} R_s + I_{\text{mod}}}{a_p} \right) - 1 \right) - \frac{(I_{\text{mod}} R_s + V_{\text{mod}})}{R_{\text{sh}}}. \quad (3)$$

Para la resolución de la Ec. (3), Ulliberg [45] propone una consideración respecto al valor de la resistencia en paralelo ( $R_{\text{sh}}$ ) respecto a la resistencia en serie ( $R_s$ ), la cual involucra la consideración de un valor muy elevado para esta variable  $R_{\text{sh}}$ . El objetivo de esta consideración es que la división entre este factor sea aproximadamente cero. Con esta consideración, la Ec. (3) es reducida a,

$$I_{\text{mod}} = I_L - I_d \left( \exp \left( \frac{I_{\text{mod}} R_s + I_{\text{mod}}}{a_p} \right) - 1 \right). \quad (4)$$

El valor de la resistencia en serie que aparece en esta última expresión es determinado haciendo uso de la Ec. (5). Los otros valores indicados en esta misma expresión son los correspondientes a las condiciones de prueba estándar.

$$R_s = \frac{a_p \ln \left( 1 - \frac{I_{\text{MPP}}}{I_{\text{SC}}} \right) - V_{\text{MPP}} + V_{\text{OC}}}{I_{\text{MPP}}}, \quad (5)$$

Además, para el factor de ajuste de la curva ( $a_p$ ), Ulliberg [45] plantea la Ec.(6),

$$a_p = \left[ \frac{\mu_{oc} T_{ck} - V_{OC} + \varepsilon_g N_{cs}}{\frac{\mu_{ic} T_{ck}}{I_{cc}} - 3} \right] \left[ \frac{T_{pvk}}{T_{ck}} \right] \quad (6)$$

Finalmente, los valores de  $I_L$  e  $I_d$  son determinados en base a lo propuesto por Laoun et al. [20] y haciendo uso de la información proporcionada por el fabricante del módulo fotovoltaico.

Para aumentar la tensión y corriente en los sistemas de generación fotovoltaico (PV), es necesario que estos operen en su conjunto. Así, en función a los requerimientos de la instalación, los módulos pueden ser conectados en serie o en paralelo. En este caso, la corriente y la tensión de salida del arreglo fotovoltaico a operar son determinadas a partir de [20], e indicadas en las ecuaciones (7) y (8) respectivamente.

$$I_{PV} = N_P I_{mod} , \quad (7)$$

$$V_{PV} = N_S V_{mod} \quad (8)$$

En el caso de una conexión directa entre el sistema PV y el EL, los parámetros de operación de corriente ( $I_{PV}$ ) y tensión ( $V_{PV}$ ) obtenidos de este modelo de panel son empleados en el algoritmo de acoplamiento directo para obtener el punto de operación del sistema acoplado, el cual corresponde al de intersección entre las curvas I-V del sistema PV y sistema EL. En el caso del acoplamiento indirecto, los parámetros de operación de corriente y tensión obtenidos a través del modelo de panel descrito corresponden al punto de máxima potencia (MPP), corriente ( $I_{MPP}$ ) y tensión ( $V_{MPP}$ ). Estos valores son usados como parámetros de entrada en el modelo del convertidor DC/DC.

### 3.2.4 Modelo de electrolizador

El modelo matemático de electrolizador [46] usado en el presente trabajo permite determinar los principales parámetros de operación de este incluyendo voltaje de celda, eficiencia de Faraday, tasa de producción de hidrógeno y la eficiencia total de celda. Para considerar diferentes tipos de tecnología de generación de hidrógeno

(electrolizadores), como lo son los del tipo alcalino y de membrana de intercambio protónico (PEM), es necesario seleccionar los parámetros correspondientes a considerar en el modelo matemático. La expresión general que caracteriza el voltaje del electrolizador para el modelo matemático empleado aquí dada por la ecuación (9),

$$U_c = U_N + Ri + U_{cathode} + U_{anode} \quad (9)$$

En relación a los parámetros indicados en la Ec. (9), es importante indicar que la tensión de Nernst está en función de la temperatura y presión del electrolizador, y la caída de tensión respecto a la resistencia de la carga a través de la membrana y los cables es representada por  $Ri$ .

Reemplazando los valores de  $U_N$ ,  $Ri$ ,  $U_{cathode}$ ,  $U_{anode}$  en la Ec (9), el valor obtenido para  $U_c$  es determinado a partir de la ecuación (10) propuesta por A. Mraoui et al. [28],

$$U_c = U_0 - C_1(T - T_0) + \frac{R(T_{EL} + 273.15)}{2F} \ln(P^{0.5}) + [f(W_s) + g(W_m) + h(Q)]i + S(T_{EL})[\ln(Z(T_{EL})i + 1)](CU + CT) \quad (10)$$

En el modelo de electrolizador usado aquí, la eficiencia de Faraday es determinada de la Ec. (11), la cual depende de factores de operación de la celda como la temperatura, presión, densidad de corriente y además de la tecnología de electrolizador (parámetros  $b_1$  y  $b_2$ ).

$$\eta_f = 100 \exp\left(\frac{-b_1(1 - (P - 1) b_2)}{i_{cell}}\right) \quad (11)$$

Una vez obtenido el valor de la eficiencia de Faraday, la tasa de generación de hidrógeno es calculada en función al número de celdas electrolíticas, a la corriente de la celda, y a las constantes:  $Z$  (constante universal del número de electrones que intervienen en el transcurso de la reacción) y  $F$  (constante de Faraday),

$$MÓLE_{H_2}^{prod} = \eta_f \frac{n_S}{Z F} I_{cell} \cdot \quad (12)$$

Finalmente, las Ecs. (13) y (14) permiten obtener los valores de corriente y voltaje del sistema electrolítico, respectivamente, considerando el arreglo de celdas en serie y/o paralelo,

$$I_{EL} = n_p I_{cell} \quad (13)$$

$$V_{EL} = n_s U_{cell} \quad (14)$$

Los parámetros de corriente ( $I_{EL}$ ) y voltaje ( $V_{EL}$ ) provenientes del modelo de electrolizador antes indicado son considerados en el algoritmo de acoplamiento para determinar el punto de operación del sistema PV-EL. Una vez obtenido este punto de operación, es ejecutado nuevamente el modelo del electrolizador con la finalidad de determinar la respectiva tasa de generación de hidrógeno.

### 3.2.5 Modelo de convertidor DC/DC

Con la finalidad de optimizar la eficiencia de sistemas acoplados PV-EL, el uso de convertidores electrónicos es recomendado por diversos autores como D. Guilbert et al. [18], S. Dahbi et al. [21] y A. Garrigós et al. [40]. En el caso de Guilbert et al. [18], enfatizan que, para obtener una interacción adecuada entre un arreglo fotovoltaico (PV) y un conjunto de electrolizadores (EL), la reducción en la tensión suele ser necesaria. Al realizar esta reducción, ya que los sistemas PV suelen priorizar tensiones (voltajes) relativamente altas, las pérdidas en la corriente y por el material (cobre) son reducidas. Dado que la tasa de generación de hidrógeno y la eficiencia de celdas electrolíticas tienen una relación directamente proporcional con la corriente que circula a través de estas, esto puede afectar negativamente la eficiencia de sistemas EL.

En el presente trabajo, cuatro (4) topologías de convertidores DC/DC son consideradas. Cabe indicar que, en la regulación de la tensión y corriente de salida, los interruptores de los convertidores DC/DC son encendidos y apagados de manera continua, lo que puede afectar de manera negativa el rendimiento en los sistemas PV y EL [18]. No obstante, diferentes topologías de convertidores definen diferentes relaciones entre la potencia de entrada, potencia de salida y el ciclo de trabajo (duty cycle). Por ejemplo, dos convertidores DC/DC con diferentes topologías, a pesar de operar con diferentes

duty cycle, pueden obtener el mismo resultado respecto a la reducción en la tensión. En este caso, el convertidor que opera con el duty cycle más alto reduce los efectos negativos en la discontinuidad de su funcionamiento. En consecuencia, teniendo en cuenta las diferencias en sus ciclos de trabajo previstos, cuatro (4) diferentes topologías de convertidor han sido estudiadas en este. Por un lado, para lograr las reducciones de tensión deseadas, la topología reductora (“Buck”) requiere valores bajos de ciclo de trabajo. Por otro lado, gracias al transformador incluido, la topología del inductor de medio puente aislado (“Half-Bridge”) proporciona tensiones de salida relativamente bajas con altos ciclos de trabajo. Tanto la topología de convertidor cuadrático (“Quadratic Buck”) como la de inductores conmutados (“Switched Inductors”) están entre las dos topologías mencionadas. Estos aspectos son detallados en las siguientes secciones.

### 3.2.5.1 Convertidor DC/DC reductor básico “basic Buck converter”

El convertidor “basic Buck converter” describe la topología reductora más fundamental. El esquema del circuito asociado con este convertidor es mostrado en la Figura 3, parte superior izquierda. Para controlar a este tipo de convertidor es usado un único MOSFET (metal-oxide-semiconductor field-effect transistor) de conmutación. Como es mostrado en la Ec. (15), la tensión de salida y el duty cycle del dispositivo de control son directamente proporcionales, siendo la principal ventaja para este tipo de topologías la facilidad en su implementación. No obstante, para obtener grandes reducciones en la tensión, estos convertidores requieren valores de duty cycle muy bajos. Este tipo de operación puede forzar al sistema a operar en modo de conducción discontinua [18], pudiendo reducir el rendimiento de las plantas de producción de hidrógeno [47]. Para el cálculo de la eficiencia de esta topología de convertidor, son consideradas las pérdidas de resistencia tanto en el MOSFET de conducción como en la inductancia, así como también la tensión de polarización directa del diodo.

$$V_{out} = DV_g - I_g R_{S1} - \frac{I_g R_{L1}}{D} - \frac{I_g R_{D1}(1-D)}{D} - V_{D1}(1-D) \quad (15)$$

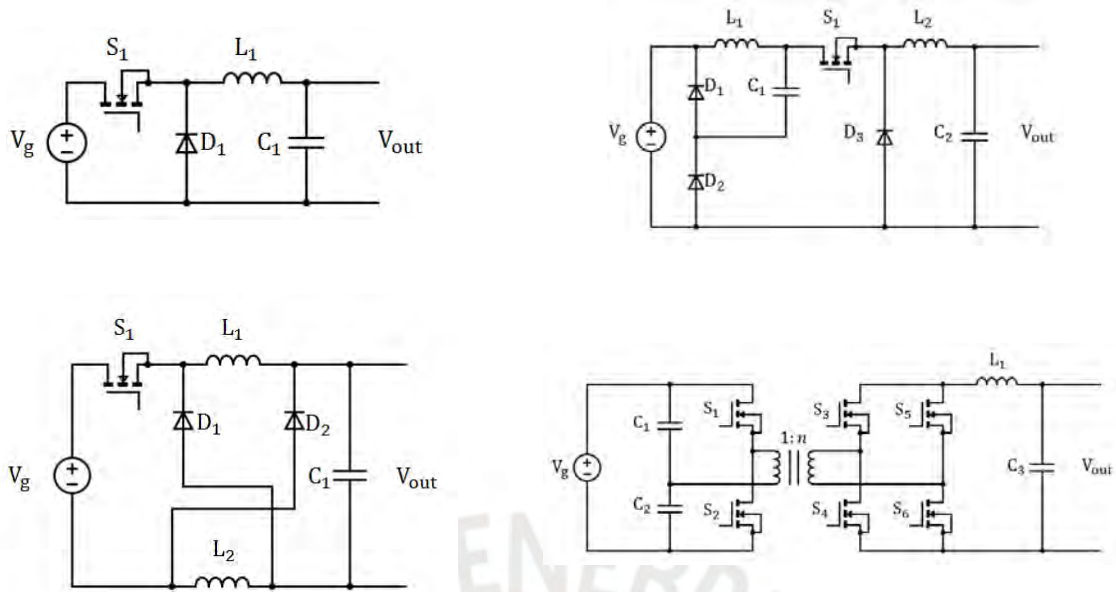


Figura 4: Esquemas del convertidor reductor básico “basic Buck converter” (arriba a la izquierda), el convertidor reductor cuadrático “Quadratic Buck converter” (arriba a la derecha), el convertidor reductor con inductores conmutados “Switched Inductors converter” (abajo a la izquierda) y el convertidor de medio puente aislado “Half-Bridge converter” (abajo a la derecha).

### 3.2.5.2 Convertidor DC/DC reductor cuadrático “Quadratic Buck converter”

Con la finalidad de obtener mayores reducciones de tensión a través de ciclos de trabajo relativamente elevados, el uso de los convertidores reductores cuadráticos (“Quadratic Buck converter” en inglés) fue propuesto en el pasado. El circuito eléctrico que describe este tipo de convertidores es mostrado en la parte superior derecha de la Figura 4. Este convertidor consiste en dos “basic Buck converter” conectados en serie. Con esta disposición, este convertidor cuadrático permite obtener reducciones de tensión proporcionales al valor cuadrático del duty cycle, Ec. (16)-(18). En las estimaciones de la eficiencia, respecto al número de inductores y diodos duplicados, las consideraciones asumidas fueron similares a las del caso de un “basic Buck converter”.

$$I_{out} = \frac{I_g}{D^2} \quad (16)$$

$$V_{C1} = DV_g - DI_{out}R_{L1} - V_{D2}(1 - D) - DI_{out}R_{D2}(1 - D) \quad (17)$$

$$V_{out} = DV_{C1} - DI_{out}R_{S1} - I_{out}R_{L2} - V_{D3}(1 - D) - I_{out}R_{D3}(1 - D) \quad (18)$$

### 3.2.5.3 Convertidor DC/DC reductor con inductores conmutados “Switched Inductors converter”

Para conseguir tasas de conversión de tensión superiores a las asociadas con los convertidores “basic Buck converter”, otra topología de convertidor hace uso de inductores conmutados. El esquema del diagrama eléctrico correspondiente para esta topología es el mostrado en la parte inferior izquierda en la Figura 4. Esta topología de convertidor consta de un par de inductores, presentando los mismos valores de inductancia conectados mediante dos diodos. Para este caso, la expresión que representa la relación entre la tensión de entrada y la de salida es dada por,

$$I_{out} = \frac{I_g(2 - D)}{D} \quad (19)$$

$$V_{out} = \frac{DV_g - I_g(R_{S1} + R_{L1} - R_{L2}) - \frac{2I_g}{D}[R_{L2} + R_{D2}(1 - D)] - 2V_{D2}(1 - D)}{2 - D} \quad (20)$$

### 3.2.5.4 Convertidor DC/DC de medio puente aislada “Half-Bridge converter”

Finalmente, otro aspecto que puede ser considerado durante el diseño de un sistema acoplado PV-EL es el del aislamiento del sistema PV respecto al EL. Para tal fin, es posible hacer uso de una topología de convertidor de medio puente aislado (“half-bridge converter”), en el cual incluye un transformador que aísla ambos sistemas. En la parte inferior derecha de la Figura 4 es mostrado el diagrama del circuito eléctrico correspondiente a este convertidor. En este caso, el transformador cumple una segunda función, ya que además de poder reducir la tensión, este aumenta la corriente en función de la relación de transformación ( $n$ ). Dado que la relación de transformación es un parámetro que no puede modificarse fácilmente durante el funcionamiento normal del convertidor, la principal desventaja de este es el rango limitado en las tensiones de salida que pueden obtenerse, Ec. (21)-(23). Para esta topología, el control en la conmutación del convertidor es distribuido a lo largo de varios dispositivos MOSFETS, reduciendo la tensión en cada uno de los dispositivos, pero aumentando los puntos de falla en el circuito global [18]. La inserción de un transformador también indica que, para

las estimaciones en el rendimiento, es necesario considerar las pérdidas causadas por el material en los devanados primario y secundario.

$$I_{out} = \frac{I_g}{nD} \quad (21)$$

$$R_{STOT} = R_{Secondary} + R_{S2} + R_{D2} + R_{D3} + R_{S3} + R_{L1} \quad (22)$$

$$V_{out} = nDV_g - nDI_g(R_{S1} + R_{Primary}) - \frac{I_g R_{STOT}}{nD} - V_{D2} - V_{D3} \quad (23)$$

### 3.2.6 Algoritmos de acoplamiento

Los algoritmos de acoplamiento entre los sistemas PV y EL permiten determinar la apropiada combinación de parámetros de operación, en términos de tensión y corriente, en los cuales el sistema EL opera cuando este es acoplado directa o indirectamente (a través de un convertidor DC/DC) con el sistema PV. Para tal fin, para el acoplamiento directo, un rango de probables valores para la tensión de operación del sistema PV es inicialmente determinado. Específicamente, siguiendo lo indicado por Ayvazoğluyüksel, Özge et al. [48], para las diferentes condiciones de irradiancia solar y temperatura ambiente, el voltaje para un circuito abierto de un único módulo fotovoltaico es determinado haciendo uso de una expresión de la forma,

$$V_{OC} = V_{OC,stc} + V_t \ln\left(\frac{G_t}{G_{stc}}\right) + K_v(T_{PV} - T_{stc}), \quad (24)$$

El voltaje máximo a la que puede operar el sistema PV puede ser obtenido mediante el valor  $V_{OC}$  obtenido de la Ec. (24), el cual es multiplicado por el número de módulos fotovoltaicos conectados en serie. Al mismo tiempo, el valor del voltaje mínimo del sistema PV es considerado igual a cero. Posteriormente, una función con la tensión del sistema PV como entrada es definida. En esta función, la Ec. (3) es usada para determinar la corriente del sistema PV con el valor de la tensión como parámetro de entrada. Con el valor determinado de corriente, con la Ec. (9) y tomando como valor de entrada a esta variable (corriente), el voltaje del electrolizador (EL) es determinado. Para finalizar, debe de establecerse el punto de operación en el caso de un acoplamiento

directo, considerando como valores de referencia a las tensiones mínimas y máximas del sistema PV. Esta diferencia entre las tensiones de los sistemas PV y EL son minimizadas a través de procesos iterativos. La Figura 5 muestra el flujograma del algoritmo de acoplamiento directo utilizado en este trabajo.

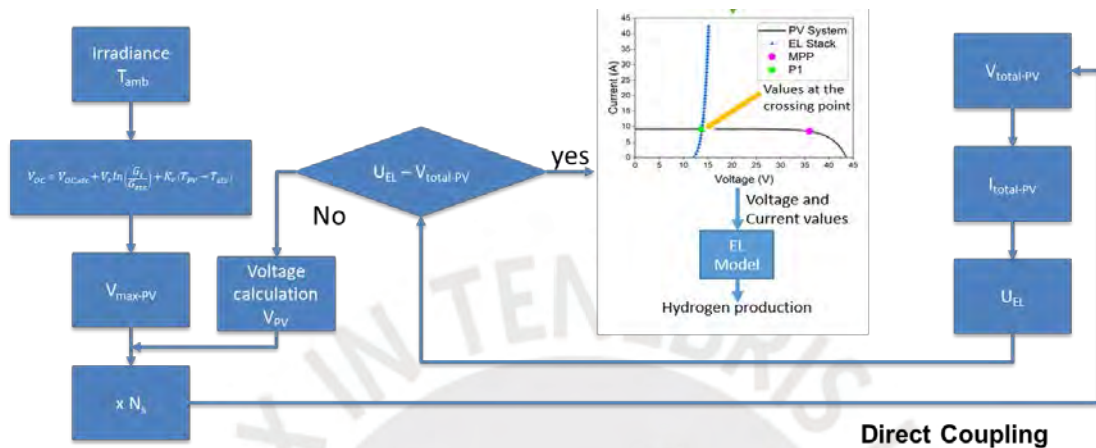


Figura 5: Flujograma del algoritmo de acoplamiento directo.

En el acoplamiento indirecto del sistema PV-EL, los valores de  $V_{MPP}$  y  $I_{MPP}$  son primero calculados, los cuales son usados como valores de entrada en el modelo del convertidor DC/DC. Para este caso, el rango de posibles valores de voltaje depende de los valores del duty cycle (D). Considerando que el sistema EL trabaja mejor a corrientes altas, los valores de D evaluados van de cero (0) a uno (1). Utilizando a "D" como parámetro de entrada, a continuación, una nueva función determina el voltaje y la corriente de salida del convertidor. Como en el caso del acoplamiento directo, seguidamente, el voltaje del sistema EL es calculado y la función retorna la diferencia entre los voltajes del convertidor y del EL. En este caso, considerando los valores mínimo y máximo del duty cycle "D" como valores de referencia, la referida diferencia en la tensión también es minimizada iterativamente. La Figura 6 muestra el flujograma del algoritmo de acoplamiento indirecto antes descrito.

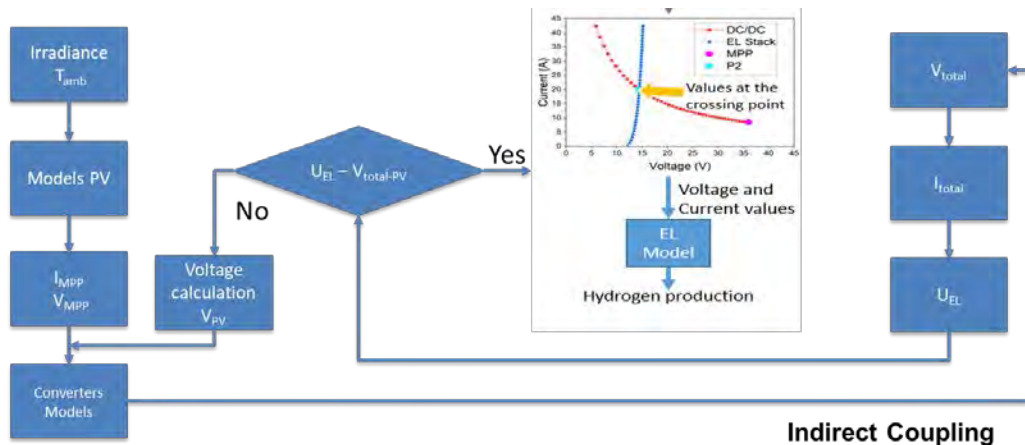


Figura 6: Flujoograma del algoritmo para el acoplamiento indirecto.

### 3.3 Dimensionamiento óptimo de planta de producción de hidrógeno

Para determinar el dimensionamiento óptimo de plantas de producción de hidrógeno PV-EL, una metodología de evaluación de diferentes configuraciones de planta y de selección de la óptima a partir de dichas configuraciones evaluadas es requerida. En tal sentido, la metodología utilizada, con especial énfasis en la herramienta de optimización empleada, la problemática de optimización considerada y el enfoque de optimización específico utilizado, son brevemente enfatizados en esta sección.

#### 3.3.1 Método de optimización

Existen diversos métodos de optimización actualmente, y algunos de ellos son adaptados para dar solución a un problema en específico. De estos métodos, en el presente trabajo, los del tipo evolutivos inspirados en la naturaleza son considerados. En la resolución de los problemas técnicos, estos métodos de optimización imitan las estructuras y los procesos biológicos observados en entornos naturales. Estos métodos están basados en los principios de Darwin sobre la evolución de las especies, (i) ciclo de reproducción, (ii) selección natural y (iii) diversidad por variación [49]. De todas las técnicas evolutivas, los algoritmos genéticos (GAs) [50], los cuales han tenido un impacto significativo en la optimización [51], son posiblemente los métodos más ampliamente utilizados. En GAs, los elementos básicos de la genética natural (reproducción, cruce y mutación) son utilizados en el procedimiento de búsqueda de soluciones óptimas. Gracias a su amplio número de aplicaciones previas con éxito en todo el mundo [52], incluyendo las referidas con la optimización de sistemas PV-EL [23], [53], [54], GAs han sido utilizados en el presente trabajo como el método principal de

optimización. Específicamente, todos los procesos de optimización de un solo objetivo llevados a cabo en el presente trabajo han sido realizados utilizando la caja de herramientas de optimización global del MATLAB [55].

### 3.3.2 Problema de optimización

Basado en las limitaciones físicas y presupuestales de este trabajo, los procesos de optimización realizados aquí consideran como único objetivo a la producción de hidrógeno verde en una cantidad igual a 100 gramos por día. Con estas consideraciones, el tamaño de varias plantas de producción de hidrógeno, acopladas directa e indirectamente, expresada en términos del número de módulos fotovoltaicos y celdas electrolíticas conectadas en serie y en paralelo, es optimizado. Los referidos procesos de optimización buscan maximizar la producción de hidrógeno, minimizar las pérdidas y aumentar el rendimiento del sistema acoplado resultante. Por lo tanto, el problema de optimización de objetivo único es enunciado como indicado a continuación.

Encontrar  $X = \begin{bmatrix} N_p \\ N_s \\ n_p \\ n_s \end{bmatrix}$ , que minimiza  $f_j(X)$ , para  $j = 1, 2, \dots, 4$

donde,

$$f_1 = N_{PV}UP_{PV} + n_{EL}UP_{EL} + UP_E \sum_{YEAR} \sum_{DAY} P_{grid} \quad (25)$$

$$f_2 = -\eta_{sys} = -\frac{C_{H_2} \sum_{YEAR} \sum_{DAY} MÓLE_{H_2}^{prod}}{A_{PV} N_{PV} \sum_{YEAR} \sum_{DAY} G_t} \quad (26)$$

$$f_3 = -MEAN\left(\frac{P_{OP}}{P_{MPP}}\right) \sum_{DAY} MÓLE_{H_2}^{prod} \quad (27)$$

$$f_4 = -\frac{MEAN\left(\frac{P_{OP}}{P_{MPP}}\right)}{H_{2,LOSS}} \quad (28)$$

Sujeto las restricciones a considerar,

$$1 \leq N_s \leq 20 \quad (29)$$

$$1 \leq N_p \leq 200 \quad (30)$$

$$1 \leq n_s \leq 50 \quad (31)$$

$$1 \leq n_p \leq 20 \quad (32)$$

$$20 \leq T_{EL} \leq 90 \quad (33)$$

$$99 \leq H_{2_{prod}} \leq 101 \quad (34)$$

Nótese que todos los procesos de optimización de un solo objetivo (single-objective) realizados en este trabajo consideran una producción total de 100 gramos de hidrógeno verde por día. Este valor es determinado en base a lo indicado en la Sección 1.5.3, correspondiente a la capacidad instalada de generación fotovoltaica en la Sección de Ingeniería Mecánica – Laboratorio de Energía.

### 3.3.3 Variables de diseño

Del enunciado del problema de optimización, las variables de diseño consideradas en el presente trabajo incluyen el número de módulos fotovoltaicos (PV) conectados en paralelo ( $N_p$ ) y en serie ( $N_s$ ), así como el número de celdas electrolíticas (EL) conectadas en paralelo ( $n_p$ ) y en serie ( $n_s$ ). Además, para cada variable de diseño, límites inferior y superior han sido definidos, Ecs. (29)-(32). Estos límites han sido definidos en base a un estudio paramétrico realizado previamente utilizando módulos fotovoltaicos y celdas electrolíticas del mismo tamaño que las usadas en [23]. Cabe mencionar que, en los procesos de optimización efectuados, las Ecs. (29)-(32) representan las restricciones explícitas utilizadas. Es decir, el optimizador basado en GAs determina los valores de las variables de diseño pertenecientes a los rangos determinados por estas restricciones explícitas exclusivamente.

La temperatura del electrolizador ( $T_{EL}$ ) influye directamente en el comportamiento del sistema EL, tal como enfatizado en las Ecs. (10) y (11). En este sentido, en base a trabajos previos como lo realizado por A. Khalilnejad et al. [23], en el proceso de optimización, la  $T_{EL}$  también ha sido considerada. Sin embargo,  $T_{EL}$  no ha sido considerada dentro de las variables de diseño. Esto ocurre porque el objetivo es determinar una  $T_{EL}$  óptima para cada uno de los puntos del perfil de condiciones operativas del sistema PV-EL, caracterizado por valores únicos de temperatura ambiente e irradiancia. Lo antes indicado no es posible si la  $T_{EL}$  es considerada como una variable de diseño en los procesos de optimización realizados.

Nótese que la temperatura del electrolizador en el presente trabajo ha sido optimizada haciendo uso de un segundo procedimiento de optimización. Más específicamente, la función de MATLAB "fminbnd" [56] ha sido usada para este propósito. Haciendo uso de esta función, es posible hallar dentro de un intervalo determinado, el valor mínimo de una función de una sola variable. Como es mostrado en la Ec. (33), los valores de  $T_{EL}$  considerados en el presente trabajo oscilan entre los valores de 20 y 90°C. Respecto a la temperatura inferior de  $T_{EL}$ , este valor es definido para evitar la necesidad de un sistema de enfriamiento, y representa la temperatura del agua en condiciones ambientales del lugar de instalación de la planta. Asimismo, el valor del límite superior proviene de la necesidad de evitar la generación de burbujas provocadas por la ebullición del agua a 1 bar de presión. Tal como está definida, la Ec. (33) también representa una restricción explícita en el presente trabajo. Concisamente, la función utilizada de variable única para optimizar  $T_{EL}$  toma  $T_{EL}$  como variable de entrada, y a la radiación solar  $G_t$  y la temperatura ambiente  $T_a$  como constantes. Posteriormente, esta función determina la potencia del sistema acoplado PV-EL en el punto de operación ( $P_{OP}$ ) (Figura 1), considerando el tipo de conexión, directa o indirecta. Finalmente, es multiplicado al valor obtenido de la potencia por el factor -1 y con este valor final es alimentada la función "fminbnd". El proceso de optimización de  $T_{EL}$  descrito busca maximizar la potencia generada por el sistema PV y, por ende, la cantidad de potencia que recibe el EL para su operación. Es decir, este proceso busca maximizar la generación de hidrógeno y el rendimiento general del sistema.

### 3.3.3.1 Funciones objetivo

Dado que diferentes funciones objetivo pueden dar lugar a soluciones óptimas diferentes, en el presente trabajo, cuatro (4) funciones objetivo ( $f_j$ ) diferentes han sido consideradas. Cada una de estas funciones objetivo está asociada con un comportamiento específico esperado de los sistemas PV-EL. Estas funciones objetivo, y las referencias a los trabajos en donde han sido estudiadas anteriormente algunas de estas funciones, son indicadas en la Tabla 1. De esta tabla,  $f_1$  es una función objetivo orientada a la minimización de los costos de los sistemas. Precisamente, en la referencia [57], esta función es usada para determinar un sistema híbrido que consiste en un generador eléctrico a diésel para satisfacer la demanda de energía eléctrica en los momentos que el sistema PV no es capaz de producir la suficiente energía eléctrica requerida en la generación de la cantidad diaria esperada de hidrógeno. Los costos considerados en el referido trabajo incluyen (i) el costo del generador a diésel, (ii) el costo del sistema PV, (iii) el costo del sistema de generación de hidrógeno (EL), y (iv) el

costo del combustible requerido por el generador eléctrico. Estos costos han sido modificados en este trabajo con la finalidad de ajustarse a la aplicación objeto de estudio. Por lo tanto, los costos considerados en el presente trabajo incluyen (i) el costo del sistema PV, (ii) el costo del sistema de generación de hidrógeno (EL) y (iii) el costo de la energía extraída de la red eléctrica para alimentar al electrolizador cuando el sistema PV no genera la suficiente energía requerida para obtener la cantidad esperada de hidrógeno por día (100 gramos). La expresión relacionada con  $f_1$  es la dada por la Ec. (25), donde  $UP_{PV}$  y  $UP_{EL}$  representan las variables relacionadas con los costos unitarios de los módulos fotovoltaicos (PV) y celdas electrolíticas (EL), respectivamente. A su vez,  $P_{grid}$  es la energía consumida de la red y  $UP_E$  el costo de la energía.

Tabla 1: Funciones objetivo usadas en los procesos de optimización realizados.

<i>Función objetivo</i>	<i>Descripción</i>	<i>Ref.</i>
$f_1$	<i>Suma de los gastos fijos y variables</i>	[57]
$f_2$	<i>Valor negativo de la eficiencia global del sistema</i>	-
$f_3$	<i>Función objetivo de Khalilnejad</i>	[23]
$f_4$	<i>Nueva función objetivo (operación para un objetivo de producción de hidrógeno)</i>	-

La función objetivo  $f_2$  está directamente relacionada con el rendimiento global del sistema. Debido a que el objetivo de producción de hidrógeno es de 100 gramos por día, cuando esta función objetivo es utilizada, la cantidad máxima de hidrógeno generado está limitado por la Ec. (34). Efectivamente, la Ec. (34) representa una restricción implícita, lo que significa que los modelos computacionales usados deben ejecutarse previamente antes de determinar el cumplimiento de esta restricción. Dependiendo del nivel de incumplimiento de la referida restricción, las posibles soluciones óptimas son adecuadamente penalizadas. Nótese también que la Ec. (26), es la expresión relacionada con  $f_2$ , en donde  $C_{H_2}$  representa la cantidad de energía contenida en un mol de hidrógeno, 0,283 MJ/mol [46], y  $A_{PV}$  es el área de un único módulo fotovoltaico. Asimismo,  $MÓLE_{H_2}^{prod}$  representa el flujo molar de hidrógeno generado por el sistema, y  $G_t$  es la irradiancia o potencia por metro cuadrado que llega al sistema PV. Los valores de estos dos últimos parámetros son integrados a lo largo de dos años.

Adicionalmente, la función objetivo  $f_3$  está basada en la propuesta de Khalilnejad et al. [23], para optimizar el dimensionamiento de un sistema PV acoplado directamente a una

pila de celdas electrolíticas (EL). En el referido trabajo, el sistema de generación de hidrógeno seleccionado tiene una potencia nominal de diez (10kW). Concretamente, esta función objetivo  $f_3$  está definida de tal manera que la energía generada por el sistema PV y el hidrógeno producido sean maximizados. Además, esta función también intenta minimizar la potencia extra generada por el sistema PV, penalizando las posibles soluciones que conduzcan a potencias operativas superiores a la nominal del sistema de generación de hidrógeno. En el presente trabajo, al usar  $f_3$ , la potencia nominal del sistema de generación de hidrógeno no ha sido considerada. Así, la parte de la potencia extra de la función objetivo ha sido eliminada. En la expresión relacionada con  $f_3$ , Ec. (27), la potencia eléctrica en el punto de operación y el punto de máxima generación (MPP) del sistema PV están representados por  $P_{OP}$  y  $P_{MPP}$ , respectivamente.

Finalmente, basado en la función usada por Khalilnejad et al. [23], en este trabajo, una nueva función objetivo ( $f_4$ ) es propuesta, la cual no incluye la potencia adicional generada por el sistema PV. Esta nueva función, indicada en la Ec (28), implica un nuevo parámetro adicional,  $H_{2,LOSS}$ , el cual divide al valor promedio de la relación de potencias de entrada al electrolizador versus al de la potencia en el punto de máximo de generación del sistema PV. Este parámetro penaliza a las soluciones que no logran alcanzar el objetivo de producción de hidrógeno que es de 100 gramos/día. Usando las funciones objetivo discutidas en esta sección, diversas configuraciones óptimas del sistema PV-EL han sido determinadas, y los resultados obtenidos son discutidos en la sección de resultados de este capítulo.

### 3.3.4 Abordaje de optimización

En este trabajo, usando GAs, cada una de las funciones objetivo indicadas en la Tabla 1 han sido optimizadas diez (10) veces. Nótese que, para poder observar una dispersión en los resultados óptimos hallados al repetir un proceso de optimización basado en GAs, este número de repeticiones no debe ser tan pequeño. Asimismo, repetir un proceso de optimización varias veces aumenta significativamente los costos computacionales asociados a este. En tal sentido, el número de repeticiones (10) utilizadas en el presente trabajo fue definido a partir de un compromiso entre los costos computacionales y la dispersión de los resultados. Cabe destacar también que los procesos de optimización fueron realizados considerando cinco (5) configuraciones de planta PV-EL, una (1) vinculada con los sistemas con acoplamiento directo, y cuatro (4) con sistemas con acoplamiento indirecto (una por cada topología de convertidor DC/DC estudiada). Considerando las cuatro (4) funciones objetivo antes indicadas, la cantidad total de

procesos de optimización para un solo objetivo realizadas en el presente trabajo ascendieron al número de doscientos (200).

Cada uno de los procesos de optimización indicados han sido realizados siguiendo el abordaje de optimización mostrado esquemáticamente en la Figura 4. De acuerdo con este esquema, en primer lugar, los datos de las condiciones ambientales, de los módulos fotovoltaicos y de las celdas electrolíticas son tomados como parámetros de entrada. Posteriormente, 250 individuos (conjuntos de cuatro (4) variables de diseño) son creados, los que representan a la población inicial. Como es descrito en el problema de la optimización, para cada individuo, y haciendo uso de los datos entrada y las variables de diseño que caracterizan al referido individuo, para determinar la temperatura  $T_{EL}$  óptima para cada punto de la curva característica de operación del sistema PV-EL, un segundo algoritmo de optimización (fminbnd [56]) es utilizado. Este algoritmo consiste en minimizar una variable en un determinado rango de trabajo. Una vez determinados los valores de  $T_{EL}$ , la aptitud (función objetivo) del individuo es calculada. Este proceso es repetido para cada uno de los individuos que componen la población. Con base en los valores de aptitud de los individuos, a continuación, los criterios de parada descritos en la Sección 3.4.1 son evaluados. Cuando los criterios de parada no son cumplidos, los operadores genéticos de los GAs son utilizados para generar una nueva población de individuos que son evaluados siguiendo el procedimiento relacionado con la evaluación de la función objetivo descrito anteriormente. Por último, si la población satisface los criterios de parada, en términos de valores de aptitud, los resultados óptimos son obtenidos y el proceso de optimización llega a su fin.

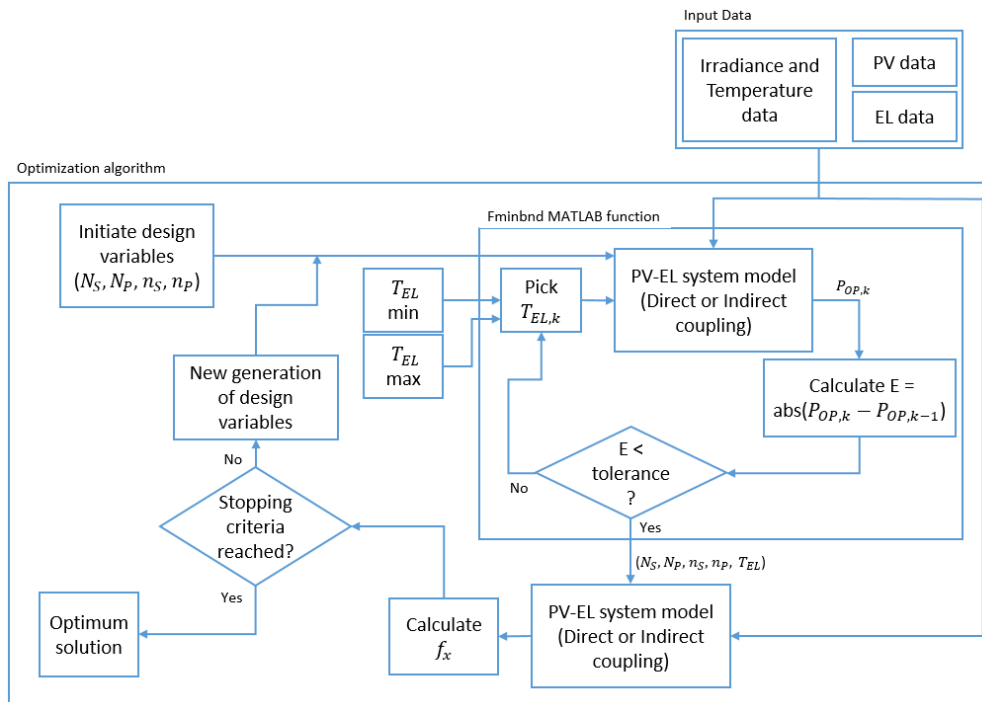


Figura 7: Optimización basada en algoritmos genéticos. [42]

### 3.4 Resultados y discusiones

En sección resume los principales resultados obtenidos a partir de los diferentes procesos de optimización realizados. Antes de ello, sin embargo, los parámetros del sistema que han sido considerados en las optimizaciones son destacados. Posteriormente, los resultados de los procesos de optimización obtenidos utilizando las distintas funciones objetivo evaluadas son presentados y discutidos.

#### 3.4.1 Parámetros del sistema

Los principales parámetros usados en el modelamiento y optimización de los sistemas PV-EL, incluyendo las condiciones ambientales consideradas como parte del presente trabajo, son presentados a continuación.

##### 3.4.1.1 Condiciones ambientales

Para estimar de manera correcta la potencia de salida en los sistemas fotovoltaicos, los datos relacionados a la irradiancia ( $G_t$ ) y temperatura ambiente ( $T_a$ ) son requeridos. En tal sentido, en el presente trabajo, los datos meteorológicos registrados durante dos años en el lugar de instalación de la planta han sido empleados. Sin embargo, para disminuir el costo computacional de los procesos de optimización realizados, un único

día representativo de todo el año ha sido utilizado. Los valores de irradiancia y temperatura ambiente, representativos por cada estación y por todo el año (curva promedio), fueron obtenidos siguiendo la metodología descrita por M. Ferrari et al. [15], la cual consiste en hacer uso de valores medios mensuales y/o de estación. Esto representa la obtención de un valor típico por cada mes del año y/o estación climática, respectivamente. Los valores promedios para las estaciones climáticas en el año son mostrados en la Figura 8. Según lo mostrado por la Figura 8 (lado izquierdo), el día representativo para la estación de verano (enero – marzo), presenta mayores niveles de irradiancia, los cuales oscilan entre los 600 y 700 W/m<sup>2</sup> hacia el mediodía. Durante los meses de abril – mayo (estación de otoño), el nuevo rango para los niveles de irradiancia promedio alrededor del mediodía fue de 400 y 600 W/m<sup>2</sup>, lo que representa una reducción en comparación con lo indicado para la estación de verano. Finalizada la estación de otoño, el invierno es el que presenta los niveles de irradiancia más bajos del año. En los meses siguientes, en la estación de primavera, los niveles de irradiancia van incrementándose lentamente hasta la estación de verano. Respecto a la temperatura ambiente (Figura 8, lado derecho), cabe indicar que, de igual manera, en la temporada de verano es la que registra los valores más altos y en el invierno los más bajos. No obstante, la estación de otoño presenta valores de temperatura ambiente superiores en comparación a los de la primavera, a pesar de sus menores niveles de irradiancia. En el presente trabajo, los perfiles relacionados con la irradiancia y temperatura ambiente identificados como “Average” (promedio) en la Figura 8 han sido empleados. Estos perfiles representan un perfil promedio de todos los días asociados a cada una de las estaciones del año.

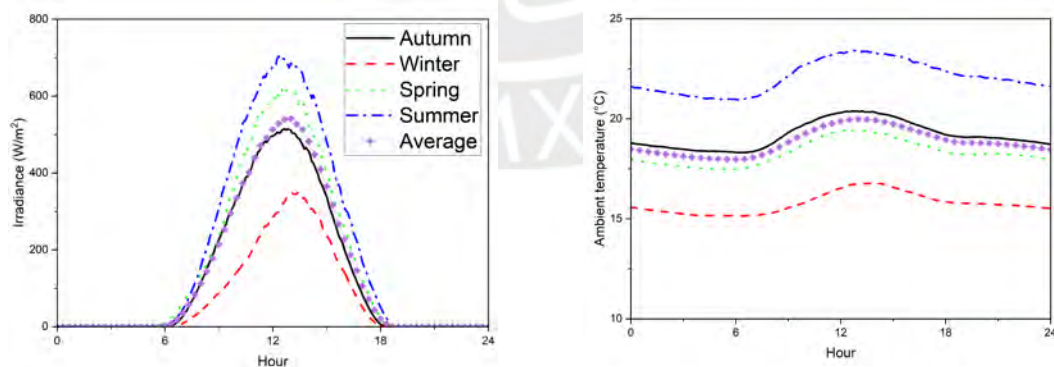


Figura 8: Valores de Irradiancia solar (izquierda) y temperatura ambiente (derecha) que caracterizan los cuatro días representativos contabilizados.

### 3.4.1.2 Módulos fotovoltaicos

Para el caso de los módulos fotovoltaicos, dos módulos (PV) policristalinos diferentes han sido considerados, (i) uno (SPM045P-N [58]) para fines de comprobación del modelo, y (ii) otro (JKM260PP-60 [59]) para los procesos de optimización realizados. El módulo fotovoltaico usado en la verificación tanto de los modelos computacionales como del procedimiento de optimización, ha sido seleccionado por su similitud al utilizado por Khalilnejad et al. [23]. La selección del módulo fotovoltaico empleado en los procesos de optimización realizados aquí, a su vez, es basada en el hecho de que estos módulos están actualmente en operación en la zona de instalación de la planta de producción de hidrógeno. Las características técnicas de cada uno de los módulos fotovoltaicos seleccionados, incluido el usado por Q. Ruomei et al. [23], son indicados en la Tabla 2.

Tabla 2: Especificación de los módulos PV utilizados.

<i>Parámetro</i>	<i>Usado en [23]</i>	<i>SPM045P-N [58]</i>	<i>JKM260PP-60 [59]</i>
<i>Máxima potencia a STC (W)</i>	45	45	260
<i>Voltaje de circuito abierto (V)</i>	21.93	22.2	38.1
<i>Corriente de cortocircuito (A)</i>	2.66	2.69	8.98
<i>Voltaje en MPP (V)</i>	18.85	18.3	31.1
<i>Corriente en MPP (A)</i>	2.47	2.52	8.37
<i>Área (m<sup>2</sup>)</i>	0.75	0.357	1.637

### 3.4.1.3 Celdas electrolíticas

Según lo indicado en el modelo del electrolizador (EL), para el uso correcto de este modelo, diversas constantes y parámetros característicos son requeridos. Las constantes del modelo utilizadas en este trabajo han sido tomadas de lo indicado por A. Garrigós et al. [46]. Asimismo, los parámetros característicos del electrolizador de tipo alcalino considerados en el presente trabajo son enumeradas en la Tabla 3. Estos valores han sido seleccionados por ser habitualmente empleados en evaluaciones como la realizada en el presente trabajo.

Tabla 3: Parámetros característicos de sistema EL. [42]

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
<i>Área (m<sup>2</sup>)</i>	<i>0.25</i>
<i>Presión (bar)</i>	<i>1.00</i>
<i>Flujo de electrolito (l/min)</i>	<i>0.00</i>
<i>Distancia de separación electrodo-membrana (mm)</i>	<i>0.00</i>
<i>Grosor de membrana (mm)</i>	<i>0.37</i>

#### 3.4.1.4 Parámetros del optimizador

Respecto a las especificaciones del algoritmo de optimización utilizado, es conveniente indicar primero que un tamaño de población constante e igual a 250 individuos ha sido utilizado. La elección de este tamaño de población proviene de un análisis paramétrico realizado considerando tamaños de población iguales a 60 y 240 individuos, con las cuales diversos procesos de optimización fueron llevados a cabo. Cada uno de estos procesos iniciales de optimización fueron realizados hasta 10 veces, y los resultados obtenidos fueron analizados. En las primeras 10 ejecuciones, con una población de 60 individuos, solo el 50% de los procesos de optimización lograron alcanzar resultados similares. Para aumentar la coherencia en los resultados, posteriormente, grupos de 10 ejecuciones con diferentes tamaños de población fueron evaluadas. El incremento en el tamaño de la población fue de 10 para cada una de estas pruebas. Así, para tamaños de población entre 200 y 240 individuos, alrededor del 80% de los resultados coincidían. Por lo tanto, un tamaño de población constante e igual a 250 individuos fue elegido aquí.

Igualmente, el muestreo universal estocástico (siglas en inglés: SUS) fue elegido como técnica de selección de individuos. Según Katoch et al. [60], SUS facilita una rápida selección de individuos entre generaciones. La función de cruce empleada fue la de cruce disperso (SC) (fracción de cruce 0,7). La recomendación para el uso de esta función es para aplicaciones con restricciones no lineales, y corresponde a la opción predeterminada en la herramienta de algoritmos genéticos (GAs) usada en el presente trabajo. Respecto al algoritmo de mutación (algoritmo predeterminado), mutación gaussiana fue utilizada en este trabajo. Finalmente, como criterio de parada en los procesos de optimización, el número de generaciones estancadas fue utilizado. Una generación es considerada estancada cuando el cambio relativo entre la última y penúltima generación es inferior a un valor de tolerancia, establecido en  $10^{-10}$  en este

caso. Los parámetros característicos considerados en el optimizador son resumidos en la Tabla 4.

Tabla 4: Parámetros característicos de optimizador basado en algoritmo genético.

<i>Parámetro</i>	<i>Función</i>	<i>Valor</i>
<i>Tamaño de población</i>	-	250
<i>Selección</i>	<i>Muestreo universal estocástico</i>	-
<i>Cruce</i>	<i>Cruce esparcido</i>	-
<i>Mutación</i>	<i>Mutación gaussiana</i>	-
<i>Reproducción</i>	<i>Fracción de cruce</i>	0.7
<i>Criterio de finalización</i>	<i>Tolerancia para generación estancada</i>	$10^{-10}$
	<i>Máximo número de generaciones estancadas</i>	50

### 3.4.2 Verificación del modelo

Antes de realizar los procesos de optimización en el presente trabajo, los diferentes modelos computacionales y algoritmos empleados fueron verificados. Esta verificación fue centrada en tres aspectos diferentes, (i) los modelos computacionales utilizados para describir los sistemas PV y EL, (ii) el procedimiento de optimización basado en algoritmos genéticos, y (iii) la nueva función objetivo propuesta en el presente trabajo. Para la comparación de los resultados obtenidos, en términos de configuración del sistema y parámetros de operación de este, incluyendo corriente, potencia, voltaje y tasa de generación de hidrógeno, el trabajo desarrollado por Khalilnejad et al. [23] fue usado como caso de referencia. Nótese que en Khalilnejad et al. [23], considerando un sistema de generación de hidrógeno con una potencia nominal de 10kW y utilizando un optimizador basado en algoritmos genéticos de dos niveles, un sistema PV-EL acoplado directamente fue diseñado y optimizado. Los datos de irradiancia y temperatura ambiente usados correspondieron a un día promedio de la ciudad de Miami. Los principales resultados obtenidos por Khalilnejad et al. [23] son mostrados en la Figura 9 (línea continua) y Tabla 5 (segunda columna). El sistema PV-EL óptimo determinado por Khalilnejad et al. [23] descrito en la Tabla 5 consta de un arreglo de módulos fotovoltaicos de 2 módulos conectados en serie y 133 en paralelo. Además, indica una

temperatura media diaria de operación del electrolizador de 72°C, siendo la tasa de producción de hidrógeno obtenida de 1326 gramos al día.

En primer lugar, con respecto a la verificación de los modelos computacionales usados en el presente trabajo para describir los sistemas PV y EL, esta verificación ha sido realizada teniendo en consideración a la configuración óptima del sistema PV-EL obtenida por Khalilnejad et al. [23]. En otras palabras, el mismo número de módulos fotovoltaicos (en serie y paralelo) que caracterizan esta configuración óptima, como también las mismas condiciones ambientales (irradiancia y temperatura), fueron utilizados como parámetros de entrada en el modelo de sistema PV-EL usado en el presente trabajo. Los resultados obtenidos de esta primera verificación han sido incluidos en la Figura 9 (línea roja continua con círculos) y en la Tabla 5 (tercera columna). Los resultados mostrados en esta figura y tabla, corresponden al modelo PV-EL usado en este trabajo, concordando relativamente bien con los datos de referencia [23]. En efecto, a partir de los resultados de la evolución temporal (Figura 9), resulta evidente que aparecen algunas discrepancias (~5 %), especialmente alrededor del mediodía. Estas discrepancias son en cierto modo esperadas debido a que los modelos PV y EL usados en el presente trabajo son diferentes a los utilizados en [23]. Además, las especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos utilizados en el presente trabajo también son ligeramente diferentes (Tabla 5).

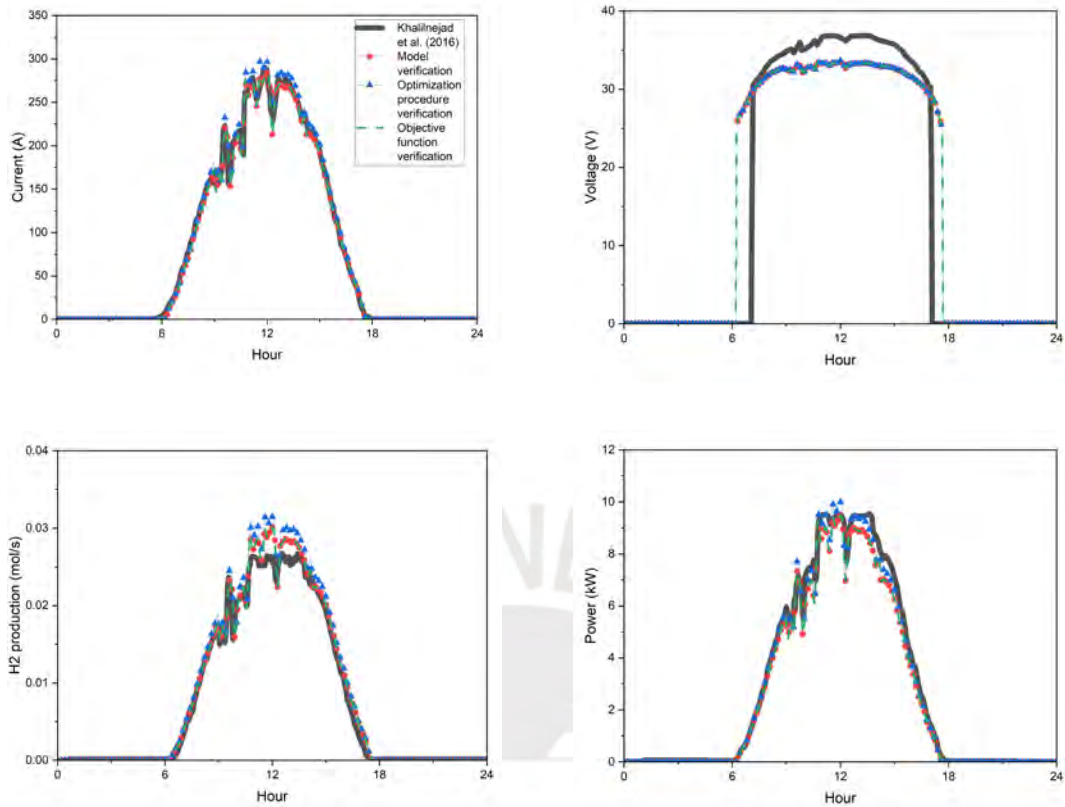


Figura 9: Verificación de procesos de modelamiento y optimización. Parámetros de operación durante el día. Corriente (superior izquierda), voltaje (superior derecha), producción de hidrógeno (inferior izquierda) y potencia (inferior derecha). [42]

En términos cuantitativos, el modelo PV-EL empleado en este trabajo lleva a una generación diaria de hidrógeno que es aproximadamente un 6% superior a la obtenida por Khalilnejad et al. [23] (Tabla 5). La temperatura promedio del electrolizador, aproximadamente un 16% más alta que la señalada por Khalilnejad et al. [23], puede ser parcialmente responsable de esta diferencia en la producción de hidrógeno. Cabe mencionar que en el trabajo original de Khalilnejad et al. [23], no hay una indicación clara de cómo es optimizada esta temperatura del electrolizador. Igualmente, en comparación con lo descrito por Khalilnejad et al. [23], el modelo PV-EL usado en el presente trabajo resulta en una interacción mejorada entre el sistema PV y el EL. Esta interacción es medida como la relación promedio entre la potencia de operación ( $P_{OP}$ ) y la potencia máxima producida por el sistema PV ( $P_{MPP}$ ), cuyo valor alcanzado está alrededor del 99%. Este resultado implica una menor pérdida de energía y una mayor producción de hidrógeno.

Tabla 5: Configuración y parámetros del sistema en un periodo de 24 horas.

<i>Parámetro</i>	<i>Khalilnejad et al. (2016) [23]</i>	<i>Verificación de modelo</i>	<i>Verificación de proceso de optimización</i>	<i>Verificación de nueva función objetivo</i>
<i>Potencia nominal de PV (kW)</i>	11.97	11.97	12.6	11.97
<i>Módulos PV en serie (<math>N_s</math>)</i>	2	2	2	2
<i>Módulos PV en paralelo (<math>N_p</math>)</i>	133	133	140	133
<i>Temperatura promedio de electrolizador (<math>^{\circ}\text{C}</math>)</i>	72	84.1	84.8	84.1
<i>Promedio (<math>\frac{P_{OP}}{P_{MPP}}</math>) (%)</i>	95.3	99.06	99.65	99.7
<i>Hidrógeno producido (gr)</i>	1326.41	1407.8	1483.8	1407.8
<i>Energía perdida (kJ)</i>	5.08	0	0.15	0
<i>Promedio de potencia perdida (kW)</i>	0.059	0	0.0008	0

Por otra parte, el procedimiento de optimización basado en algoritmos genéticos empleado en este trabajo también ha sido verificado utilizando la misma configuración utilizada por Khalilnejad et al. [23], manteniendo las mismas condiciones ambientales (irradiancia y temperatura) y la misma función objetivo  $f_3$ , Ec. (27) [23]. Los resultados de esta segunda verificación también son mostrados en la Figura 9 (línea continua azul con triángulos) y en la Tabla 5 (cuarta columna). De los resultados indicados en la Tabla 5, el sistema PV-EL óptimo obtenido aquí presenta 2 módulos PV conectados en serie y 140 en paralelo. Según lo mostrado en la Figura 9 (arriba a la derecha), cuando el número de módulos fotovoltaicos en serie es el mismo, no hay diferencias en el voltaje del sistema. No obstante, una mayor cantidad de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo resulta en valores relativamente más altos de corriente (Figura 9, arriba a la izquierda), producción de hidrógeno (Figura 9, abajo a la izquierda) y potencia (Figura 9, abajo a la derecha). En comparación con los resultados correspondientes mostrados por Khalilnejad et al. [23], la disposición óptima del sistema obtenida en el presente trabajo también proporciona una mejor interacción entre el sistema PV y el EL ( $P_{OP}/P_{MPP}$  promedio alrededor del 99,6 %, Tabla 5). La mayor potencia recibida por el sistema EL también conlleva a una mayor producción de hidrógeno, es decir, 5,4% superior al valor obtenido empleando la configuración óptima del sistema determinada por Khalilnejad et

al. [23] (Tabla 5, tercera columna). En consecuencia, una mayor energía eléctrica disponible también origina pérdidas de energía (según definidas en [23]) y temperaturas del electrolizador ligeramente más altas.

Por último, la idoneidad de la nueva función objetivo ( $f_4$ ) [Ec (28)] propuesta en este trabajo para llevar a cabo los procesos de optimización también ha sido verificada. Esta tercera verificación ha sido realizada exactamente igual que la segunda, pero esta vez utilizando  $f_4$  en lugar de  $f_3$ . Concretamente, en el parámetro  $H_{2,Loss}$  presente en la nueva función objetivo  $f_4$ , una producción objetivo de hidrógeno de 1407,8 gramos/día

### 3.4.3 Resultados de la configuración óptima de la planta

Los principales resultados obtenidos a partir de los procesos de optimización realizados son discutidos en esta sección. Cabe precisar que estos procesos de optimización fueron realizados para cinco (5) configuraciones de sistemas acoplados PV-EL (una relacionada con sistemas involucrando acoplamiento directo y cuatro para sistemas acoplados indirectamente) y cuatro (4) funciones objetivo. Además, cada uno de los procesos de optimización referidos han sido repetidos (10) veces, es decir, 10 corridas por proceso de optimización. Al repetir un proceso de optimización basado en GAs diversas veces, como es esperado, los resultados óptimos logrados muestran cierta dispersión. Para cuantificar esta dispersión, dos (2) parámetros estadísticos, (i) el error relativo de la raíz cuadrática media (RMSRE) y (ii) el error relativo (RE), han sido empleados en este trabajo. En primer lugar, el RMSRE es definido como la raíz cuadrática media del error relativo de las soluciones óptimas conseguidas de los procesos de optimización con respecto a la solución que aparece con mayor frecuencia en el conjunto de soluciones óptimas (moda). Por lo tanto, el RMSRE para la ejecución “i” de un proceso de optimización dado es determinada de [61], [62], [63],

$$RMSRE_i = \sqrt{\frac{1}{n_{var}} \sum \left( \frac{\bar{X}_i - \bar{X}_{mode}}{\bar{X}_{mode}} \right)^2} \times 100\% \quad | \quad i = 1, 2 \dots n_{var} \quad (35)$$

donde  $\bar{X}_i$  es el vector formado por las cuatro (4) variables de diseño óptimas obtenidas en la corrida i,  $\bar{X}_{mode}$  es la solución que ocurre con mayor frecuencia en el conjunto de soluciones obtenidas de las diez (10) corridas del proceso de optimización, y  $n_{var}$  es el

número de variables que han sido optimizadas. Y segundo, el RE para una ejecución “i” de un proceso de optimización dado es determinada a partir de,

$$RE_i = \left| \frac{f_{o,i} - f_{o,mode}}{f_{o,mode}} \right| \times 100\% \quad | \quad i = 1, 2 \dots n_{var} \quad (36)$$

donde  $f_{o,i}$  es el valor óptimo global de la función de aptitud que caracteriza la corrida “i” del proceso de optimización, y  $f_{o,mode}$  es el valor óptimo global de la función de aptitud que aparece con más frecuencia en el conjunto de valores óptimos globales de la función de aptitud.

Usando ambos parámetros estadísticos mencionados, la convergencia de un caso de optimización dado, que involucra una configuración de sistema PV-EL específica y una función objetivo específica, es definida como el número de ejecuciones (en porcentaje) que tienen valores de RMSRE y RE inferiores a 5 %. Nótese que la convergencia de un caso de optimización dado indica aquí la capacidad del algoritmo de optimización para llegar a la misma solución óptima. La Figura 10 resume, así, la convergencia de las soluciones óptimas para los veinte (20) casos de optimización (cuatro funciones objetivo por cinco configuraciones del sistema) aquí estudiados. Como puede observarse en esta figura, la función objetivo  $f_1$  produce los resultados más coherentes, mostrando un valor de convergencia promedio de alrededor del 56 %. Por otro lado,  $f_3$  arroja las mayores incoherencias en los resultados óptimos, con una convergencia media del 25%. Con respecto a las configuraciones del sistema con acoplamiento directo o indirecto, los resultados más inconsistentes ocurren cuando la configuración de acoplamiento directo es utilizada. La convergencia media para esta disposición es de alrededor del 25%. Finalmente, nótese que, en la literatura, cuando son realizados los procesos de optimización basados en algoritmos genéticos como el elaborado en el presente trabajo, suele realizarse una sola ejecución de optimización. Esto representa la forma más fácil de conseguir resultados óptimos. No obstante, en este trabajo, para mostrar la dispersión de los resultados obtenidos en este tipo de procesos de optimización, cada uno de ellos ha sido repetido diez (10) veces. Por lo tanto, al comparar las diferentes configuraciones óptimas del sistema PV-EL obtenidas, la solución que apareció con más frecuencia en el conjunto de soluciones óptimas (moda) obtenidas para cada caso de optimización (incluyendo una configuración específica del sistema PV-EL y una función objetivo específica) fue utilizado.

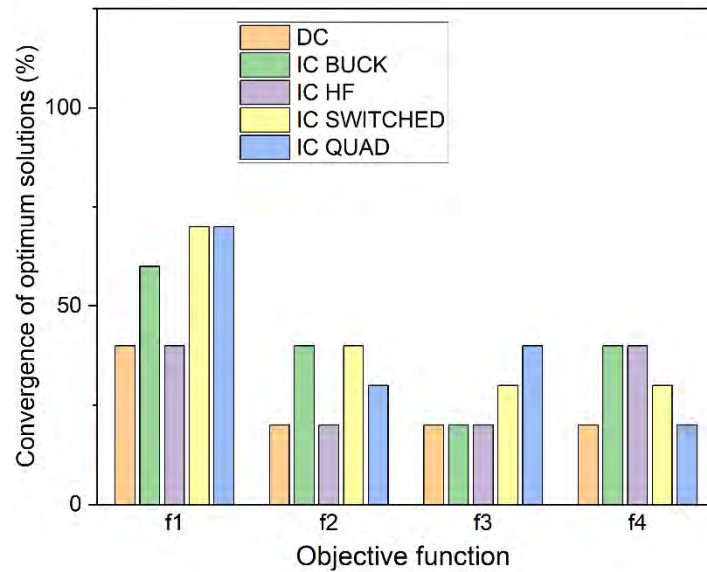


Figura 10: Convergencia de soluciones óptimas. DC: acoplamiento directo. IC: acoplamiento indirecto (con diferentes topologías de convertidor). [42]

### 3.4.3.1 Resultados de plantas de hidrógeno con acoplamiento directo

Los resultados obtenidos de los procesos de optimización para las configuraciones de planta de producción de hidrógeno involucrando acoplamiento directo entre sistemas PV y EL son mostrados en la Figura 11. Más específicamente, el número de módulos PV en serie ( $N_s$ ) y paralelo ( $N_p$ ) están representados en los gráficos superior izquierdo y superior derecho de la Figura 11, respectivamente. Respecto a estas dos variables de diseño, puede observarse que  $f_1$  genera resultados más consistentes para  $N_s$  que para  $N_p$ . Por su parte, las funciones objetivo  $f_2$  y  $f_3$  conducen a resultados dispersos tanto para  $N_s$  como para  $N_p$ . En cuanto al tamaño del sistema EL, el número de celdas en serie ( $n_s$ ) y paralelo ( $n_p$ ) que caracterizan las soluciones óptimas están representadas en las gráficas inferior izquierda e inferior derecha de la Figura 11, respectivamente. A diferencia de lo observado para el sistema PV,  $f_1$  arroja resultados dispersos solo para  $n_s$ , pero un solo resultado para  $n_p$ . Además,  $f_2$ ,  $f_3$  y  $f_4$  originan resultados igualmente dispersos para  $n_s$ . En general, los diagramas de caja (box plots) incluidos en la Figura 11 indican que  $f_4$  conduce a resultados más incoherentes entre sí.

De las diez (10) corridas de optimización realizadas para cada función objetivo estudiada en el presente trabajo, la solución óptima con mayor frecuencia (moda) fue seleccionada para análisis posteriores. En consecuencia, la Figura 12 muestra los parámetros de eficiencia del sistema que caracterizan las cuatro (4) soluciones óptimas determinadas

para los sistemas PV-EL directamente acoplados (una solución por cada función objetivo). En primer lugar, cabe destacar que el uso de  $f_1$  como función objetivo permite obtener una configuración óptima del sistema que consta de 5 módulos fotovoltaicos, todos ellos conectados en paralelo ( $N_p$ ), y 21 celdas EL conectadas en serie ( $n_s$ ) (Figura 12, gráfico inferior). Dado que todos los módulos fotovoltaicos están conectados en paralelo, esta solución relacionada con  $f_1$  presenta las corrientes de operación más altas y produce alrededor de 100,4 gramos de hidrógeno verde (Figura 12, gráfico superior derecho) con la menor cantidad de celdas electrolíticas. De las cuatro (4) soluciones óptimas determinadas para los sistemas acoplados directamente, la solución relacionada con  $f_1$  también representa la más económica. Por lo tanto, como puede verse arriba a la derecha en la Figura 12, esta solución ha sido utilizada como caso de referencia para calcular el costo relativo de las otras soluciones óptimas determinadas en el presente trabajo. Obsérvese también que, el empleo de  $f_2$  como función objetivo, origina la misma solución que la anterior obtenida con  $f_1$ . Esto implica que, para las configuraciones analizadas en este trabajo respecto a los sistemas PV-EL acoplados directamente, tanto la reducción del costo del sistema como la maximización de la eficiencia general conducen a los mismos resultados (Figura 12). Esto ocurre pues una reducción en el número de módulos fotovoltaicos y, en consecuencia, en el área de la superficie fotovoltaica que aprovecha la energía del sol, aumenta el rendimiento del sistema y reduce los costos. Así pues, ambos objetivos tratan de encontrar el menor tamaño del sistema PV que permita producir la cantidad requerida de hidrógeno verde especificada.

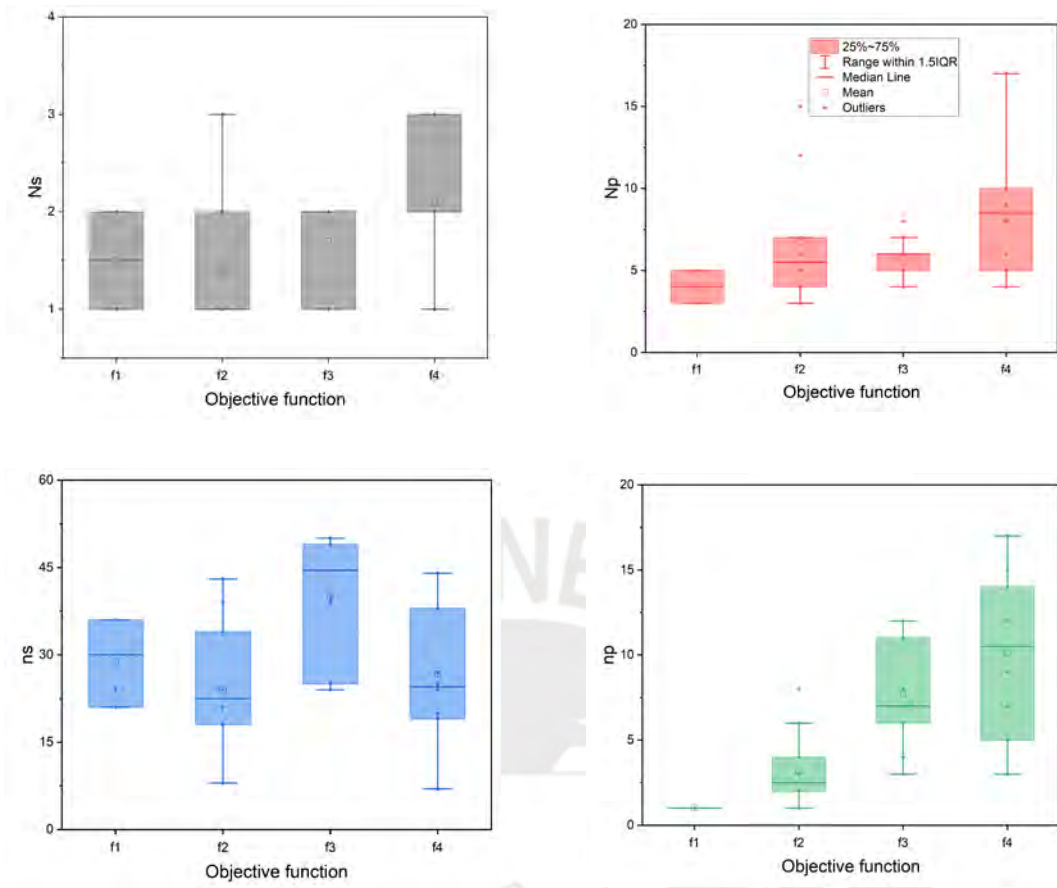


Figura 11: Diagrama de caja de soluciones óptimas considerando el sistema PV-EL acoplado directamente. Módulos PV en serie (superior izquierda) y paralelo (superior derecha). Celdas EL en serie (inferior izquierda) y paralelo (inferior derecha). [42]

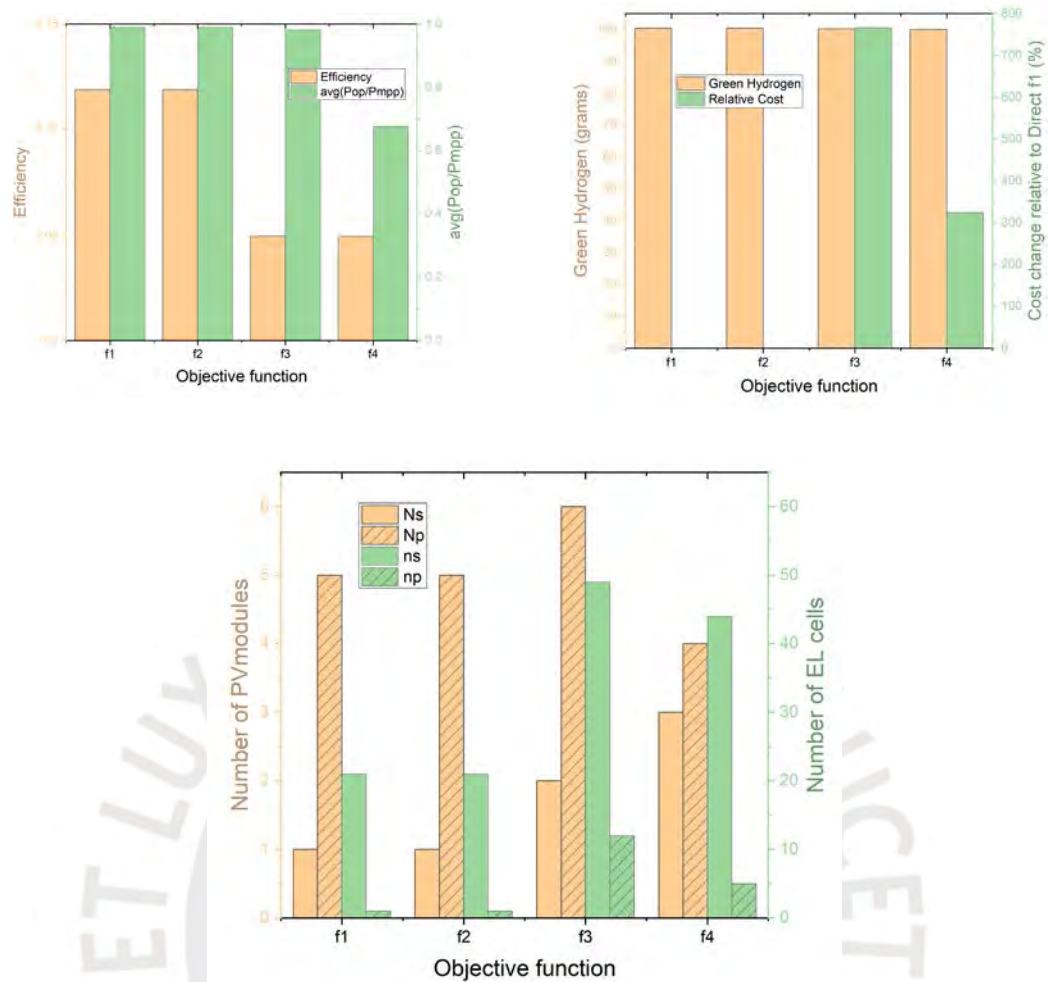


Figura 12: Parámetros de desempeño de las soluciones óptimas obtenidas con mayor frecuencia, considerando sistemas PV-EL acoplado directamente. [42]

La función objetivo  $f_3$  trata de maximizar a su vez tanto la generación de hidrógeno como la utilización de la energía generada por el sistema PV. Este último aspecto queda reflejado en la relación media entre la potencia de operación del sistema PV-EL ( $P_{OP}$ ) y la potencia máxima producida por el sistema PV ( $P_{MPP}$ ), es decir, el promedio ( $P_{OP}/P_{MPP}$ ). Haciendo uso de esta función objetivo resulta en una solución óptima que requiere más del doble de módulos fotovoltaicos (PV) que las primeras soluciones obtenidas con  $f_1$  o  $f_2$ . El sistema PV de la solución óptima obtenida en este caso incluye 6 filas de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo ( $N_p$ ), donde cada fila tiene 2 módulos fotovoltaicos conectados en serie ( $N_s$ ). Con respecto al arreglo del electrolizador (EL), la solución óptima obtenida con  $f_3$  requiere 28 veces el número de celdas electrolíticas utilizadas en las primeras soluciones. Más concretamente, para tener en cuenta los valores de voltaje más altos procedentes del sistema PV, el número de celdas electrolíticas en serie

es más del doble (de 21 a 49). Además, para maximizar la generación de hidrógeno, esta solución óptima relacionada con  $f_3$  emplea 12 filas de celdas EL conectadas en paralelo. Como resultado, comparado a las primeras soluciones obtenidas con  $f_1$  o  $f_2$ , esta tercera configuración de planta óptima conlleva aproximadamente a la misma generación de hidrógeno y al mismo valor medio de  $(P_{OP}/P_{MPP})$  (Figura 12, gráficos superiores). Sin embargo, para alcanzar estos resultados, la eficiencia general del sistema óptimo  $f_3$  disminuye significativamente. Como puede verse en el gráfico superior izquierdo de la Figura 12, esta solución solo alcanza una eficiencia del 4,9 %. El aumento del número de celdas EL y de módulos fotovoltaicos (PV) también significa que el costo del sistema es significativamente mayor. En este caso, el sistema óptimo cuesta más de 7,5 veces que el determinado utilizando  $f_1$  o  $f_2$  (Figura 12, gráfico superior derecho).

Por último,  $f_4$  tiene como objetivo maximizar la utilización de la energía y producir exactamente 100 gramos de hidrógeno por día. Como tal, esta función objetivo conduce a una solución óptima que consiste en un sistema PV que consta de 12 módulos fotovoltaicos, que están dispuestos en 4 filas paralelas de 3 módulos conectados en serie. El arreglo de las celdas electrolíticas (EL) consta a su vez de 220 celdas, con 5 filas de celdas conectadas en paralelo, cada una de ellas con 44 celdas conectadas en serie. Esta configuración específica del sistema PV y el arreglo de celdas EL produce exactamente la cantidad requerida de hidrógeno (100 gramos/día) a expensas de sacrificar el rendimiento del sistema. Por otra parte, el número relativamente elevado de módulos fotovoltaicos conectados en serie ( $N_s=3$ ) provoca una interacción energética ineficiente entre el sistema PV y el EL. La interacción energética ineficiente entre los sistemas PV y EL y el número relativamente elevado de componentes necesarios para lograr exactamente el objetivo de producción de hidrógeno de 100 gramos/día conducen al valor medio de  $(P_{OP}/P_{MPP})$  más bajo obtenido al optimizar los sistemas PV-EL acoplado directamente (gráfico superior izquierdo de la Figura 12).

#### **3.4.3.2 Resultados de plantas de hidrógeno con acoplamiento indirecto**

Relativo a las plantas de producción de hidrógeno verde involucrando sistemas PV y EL acoplado indirectamente, los resultados de los 16 casos (cuatro funciones objetivo por cuatro configuraciones del sistema) considerados en el presente trabajo son mostrados en la Figura 13. A partir de esta figura, cabe destacar en primer lugar que el uso de la función objetivo  $f_1$  produce valores de  $N_s$  cercanos a uno, para la mayoría de las topologías de convertidor consideradas (Figura 13, superior izquierda). La función objetivo  $f_2$  aumenta a su vez la dispersión de los resultados de  $N_s$  (hasta 5 módulos

fotovoltaicos son observados) para tres de las topologías de convertidores estudiadas, mientras que para la del convertidor “Buck” el valor de  $N_s$  es mantenido en uno. Tanto para  $f_3$  como para  $f_4$ , las topologías del convertidor “Buck”, “Quadratic Buck” y “Switched Inductors” conducen a valores semejantes de  $N_s$ . Sin embargo, utilizando la topología “Half-Bridge” resulta en un valor de  $N_s$  igual a 1. Este último valor contrasta con el número relativamente elevado de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo que son requeridos en las soluciones óptimas obtenidas utilizando una topología “Half-Bridge” (Figura 13, gráfico superior derecho). En general, los resultados obtenidos indican que, en comparación con los sistemas que utilizan una topología “Half-Bridge”, los sistemas que incluyen topologías de convertidor “Buck”, “Quadratic Buck” o “Switched Inductors” favorecen voltajes de operación más elevados y corrientes más reducidas. Además, en términos de  $n_s$  y  $n_p$ , los resultados obtenidos muestran que estos parámetros siguen las mismas tendencias de los módulos fotovoltaicos. De hecho, el uso de una topología de convertidor “Half-Bridge” produce soluciones con una cantidad mayor de celdas EL conectadas en paralelo y menores conectadas en serie. Una excepción notable es la combinación de la topología del convertidor “Quadratic Buck” y  $f_4$ , que conduce a valores de  $n_s$  y  $n_p$  más altos que los obtenidos para los sistemas que incluyen convertidores “Half-Bridge” (Figura 13, gráficos inferiores).

Al igual que en el caso de las plantas PV-EL acopladas directamente, de las diez (10) corridas de optimización realizadas para cada uno de los 16 casos estudiados aquí, para los análisis posteriores, la solución óptima más frecuente (moda) fue seleccionada. Por consiguiente, los parámetros de rendimiento que caracterizan estos 16 sistemas óptimos (PV-EL acoplado indirectamente) son resumidos en la Figura 13. Como puede observarse en el gráfico superior izquierdo de esta figura, el empleo de  $f_1$  o  $f_2$  como funciones objetivo conduce a un sistema PV constituido por 5 módulos fotovoltaicos conectados en paralelo. Este resultado es obtenido independientemente de la topología de convertidor utilizado, excepto en el caso del convertidor “Half-Bridge”, cuya solución óptima  $f_2$  presenta 5 módulos fotovoltaicos conectados en serie. En cuanto al tamaño del arreglo de celdas EL, el uso de las funciones objetivo referidas origina sistemas óptimos que consisten en una única fila de celdas conectadas en paralelo. Sin embargo, el número de celdas EL conectadas en serie varía en función de la topología del convertidor (Figura 13, gráfico superior derecho).

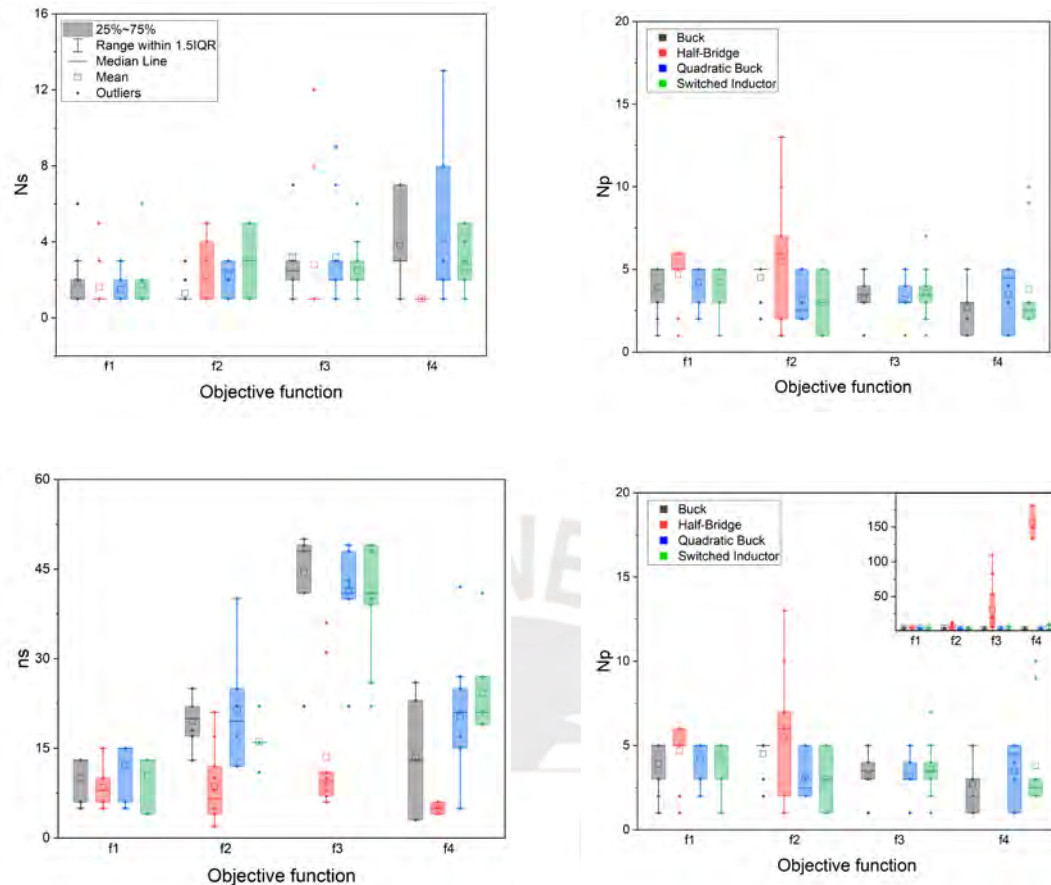


Figura 13: Diagrama de caja de soluciones óptimas considerando el sistema PV-EL acoplado indirectamente. Módulos PV en serie (superior izquierda) y paralelo (superior derecha). Celdas EL en serie (inferior izquierda) y paralelo (inferior derecha). [42]

Teniendo en cuenta que el tamaño del sistema PV es el mismo para estas dos funciones objetivo  $f_1$  o  $f_2$ , el tamaño del sistema EL define entonces el costo de implementación de cada sistema PV-EL indirectamente acoplado. Por tanto, el sistema óptimo más económico es el que utiliza la topología de convertidor “Half-Bridge” (Figura 13, gráfico inferior izquierdo). En efecto, los sistemas óptimos basados en  $f_1$  y  $f_2$  son aproximadamente un 12,5% y un 10,5% más económicos que el de referencia, respectivamente. Las configuraciones óptimas de los sistemas PV-EL obtenidas utilizando convertidores “Switched Inductors” también son más económicas que el sistema de referencia, 9,4% para  $f_1$  y un 6,0% para  $f_2$ . En el caso de los sistemas óptimos que incluyen topologías de convertidores “Buck” y convertidores “Quadratic Buck”, el hecho de que su costo sea o no más barato que el del caso de referencia, depende de la función objetivo específica empleada. Por ejemplo, para la función centrada en la reducción de costos ( $f_1$ ), los sistemas óptimos basados en “Buck” y

“Quadratic Buck” son 9.40% y 7.17% más económicos que el de referencia, respectivamente. Sin embargo, al enfocarse en maximizar la eficiencia ( $f_2$ ), las soluciones óptimas conseguidas son aproximadamente un 1,75% (Buck) y un 1,77% (Quadratic Buck) más costosas que el caso de referencia. Los rendimientos que caracterizan los sistemas óptimos obtenidos aquí están representados en la Figura 14, gráficos centrales. Como era previsible, las soluciones óptimas obtenidas al usar una función objetivo enfocada en la eficiencia como  $f_2$  son más eficientes que las obtenidas mediante el uso de  $f_1$ . No obstante, a diferencia de lo observado en términos de costos del sistema (involucrando diferencias significativas), para las 4 topologías de convertidores consideradas, la diferencia relativa entre las distintas eficiencias que caracterizan las soluciones óptimas  $f_1$  y  $f_2$  es menor al 1%. Concretamente, las topologías “Buck” y “Quadratic Buck” conducen a configuraciones de sistema más eficientes, presentando valores de eficiencia en torno al 11,92% y 11,90 %, respectivamente (soluciones óptimas obtenidas con  $f_2$ ).

Además, haciendo uso de la función objetivo  $f_3$  es posible obtener una configuración óptima (acoplada indirectamente) incluyendo un sistema PV más grande y un sistema EL más grande también. Como puede observarse en el gráfico superior izquierdo de la Figura 14, las distintas topologías de convertidores requieren sistemas PV con diferentes tamaños y configuraciones. Todos los sistemas óptimos  $f_3$  necesitan más de una fila de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo, excepto el “Half-Bridge”, lo que aumenta el voltaje de funcionamiento de los sistemas óptimos. Respecto al tamaño del sistema EL, el incremento de este más significativo. Respecto a los sistemas PV-EL (acoplados indirectamente) más pequeños obtenidos ( $f_1$ ),  $f_3$  proporciona soluciones óptimas que requieren de 5 a 44 veces más celdas EL (Figura 14, gráfico superior derecho). El incremento del tamaño del sistema PV-EL busca optimizar la interacción energética entre los sistemas PV y EL. Como puede observarse en el gráfico central derecho de la Figura 14, el uso de  $f_3$  produce la mejor interacción entre los sistemas mencionados, es decir, los valores promedio de  $(P_{OP}/P_{MPP})$  son los más elevados. Sin embargo, en comparación con los valores que caracterizan las soluciones óptimas  $f_1$  o  $f_2$ , el incremento en el nivel de interacción es relativamente pequeño. En términos de interacción de energía, la mejor solución conseguida con  $f_3$  es la que incluye una topología de “Switched Inductors”. En este caso, el 99,8 % de la energía potencial generada por el sistema PV es consumida por el sistema EL. Este valor representa un aumento del 3,1% respecto a la solución óptima obtenida con la función objetivo  $f_1$  y la misma topología de convertidor. Como es mostrada en la Figura 14 (gráfico inferior izquierdo), esta solución óptima  $f_3$  incluyendo un convertidor “Half-Bridge” es

aproximadamente 258,2% más costosa que el sistema de referencia. Cuando es usado  $f_3$ , una tendencia similar en los resultados para todas las topologías de convertidores estudiadas en el presente trabajo ha sido observada. En todos los casos, las soluciones óptimas  $f_3$  muestran beneficios pequeños o inexistentes en términos de interacción energética, e incrementos significativos en términos de costos del sistema.

Finalmente, en lo que respecta a los resultados obtenidos con la función objetivo  $f_4$ , en general, estos resultados presentan una tendencia similar a los obtenidos con  $f_3$ . Particularmente, dado que  $f_4$  busca determinar sistemas óptimos que produzcan exactamente 100 gramos de hidrógeno por día y penalizar a los que presenten mayores pérdidas de energía en dicha generación; las soluciones conseguidas producen esta cantidad exacta. Evidentemente, las soluciones óptimas obtenidas con las otras tres funciones objetivo estudiadas implican una producción de hidrógeno en el rango definido por la restricción implícita dada en la Ec.(32). Nótese que, en general, los sistemas óptimos obtenidos mediante las funciones objetivo  $f_1$  o  $f_2$  son mucho más económicos y eficientes que los obtenidos mediante  $f_4$ . Por lo tanto, como es de esperar, no solo las funciones objetivo sino también las topologías del convertidor (cuando son empleadas) influyen en las distintas configuraciones óptimas de las plantas de producción de hidrógeno PV-EL obtenidas. Este último aspecto es discutido más ampliamente en la siguiente sección.

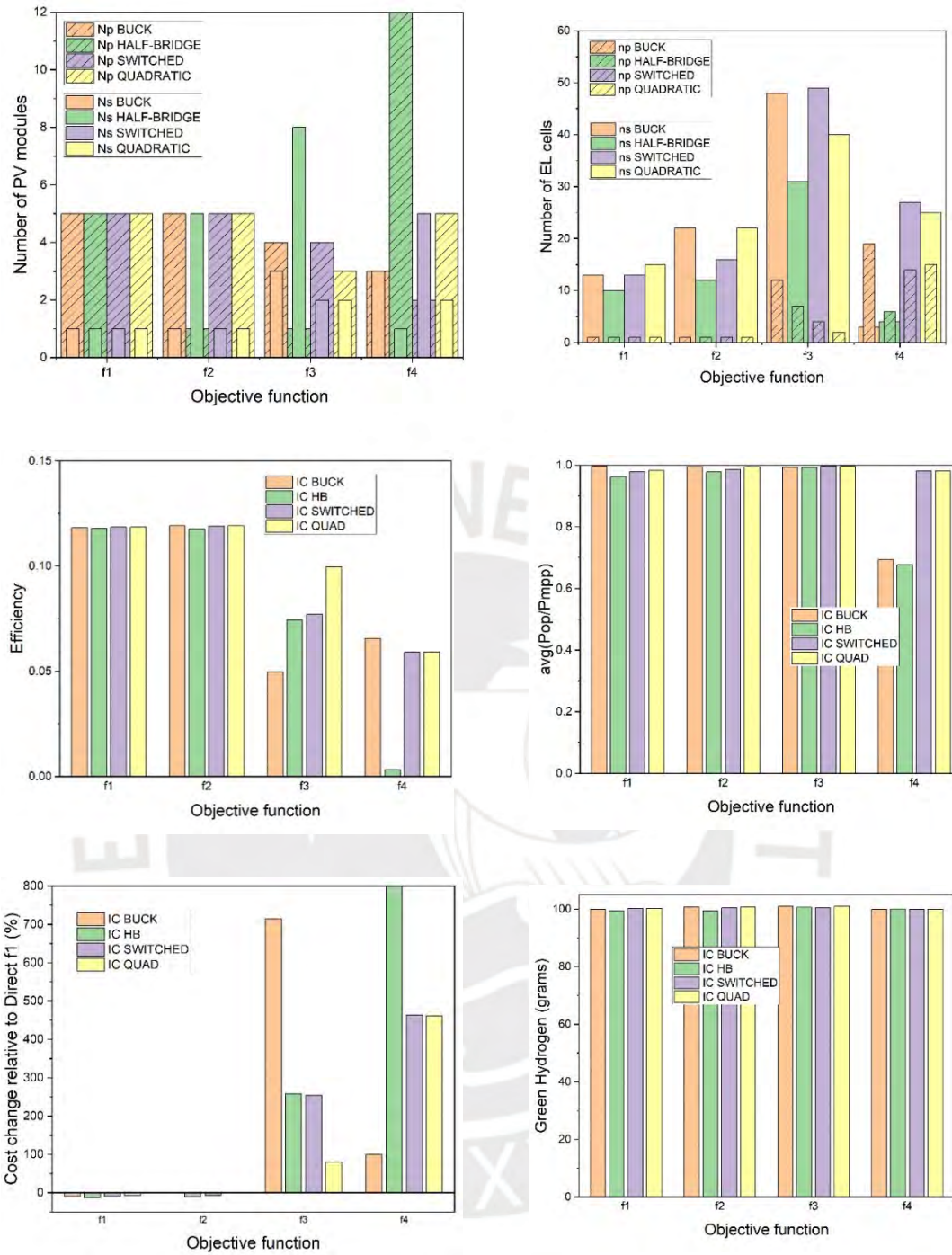


Figura 14: Parámetros de desempeño de las soluciones óptimas obtenidas con mayor frecuencia, considerando sistemas PV-EL acoplado indirectamente. [42]

### 3.5 Discusiones adicionales

Complementando los resultados discutidos en este capítulo, la Figura 15 presenta, en función de la eficiencia del sistema, los valores de las funciones objetivo que definen los 20 (cuatro funciones objetivo por cinco configuraciones del sistema) sistemas PV-EL óptimos determinados en este trabajo. A partir de lo mostrado en esta figura, es posible deducir que a medida que aumenta la eficiencia del sistema, disminuyen los costos de implementación del sistema. Por otra parte, el valor de  $f_3$  permanece mayormente constante (alrededor de 100) para eficiencias del sistema superiores al 7%. A su vez, para eficiencias inferiores al 7%,  $f_3$  varía en el rango entre 70 y 100. Dado que todas las soluciones óptimas generan alrededor de 100 gramos de hidrógeno por día, esto implica que los valores promedio de  $(P_{OP}/P_{MPP})$ , que describen el nivel de interacción entre los sistemas PV y EL, varían entre el 70% y el 100%, aproximadamente. Este resultado particular sugiere que los sistemas PV-EL de eficiencia relativamente baja pueden disponerse de forma que la mayor parte de la energía generada por el sistema PV es utilizada por el sistema EL. Sin embargo, esto implica que el sistema EL opera en una condición de eficiencia relativamente baja y al tener una configuración definida inicialmente, la cual afecta directamente en la generación de hidrógeno. Cabe destacar que, a medida que aumentan los valores promedio de  $(P_{OP}/P_{MPP})$ , la eficiencia de la instalación fotovoltaica también aumenta. La función objetivo  $f_4$  también parece ser mayormente independiente de la eficiencia del sistema. Esto ocurre principalmente porque  $f_4$  está centrada en un valor específico de producción de hidrógeno. Dado que todos los procesos de optimización realizados en el presente trabajo involucraron el uso de la restricción implícita dada en la Ec.(34), la influencia de la penalización relacionada con la producción de hidrógeno ( $H_{2,Loss}$ ), incluida en  $f_4$  [Ec. (28)], sobre los valores de esta función objetivo fue significativamente reducida. Como resultado, al calcular los valores de  $f_4$ , la interacción del sistema PV-EL, es decir, el promedio de  $(P_{OP}/P_{MPP})$ , adquirió mayor importancia.

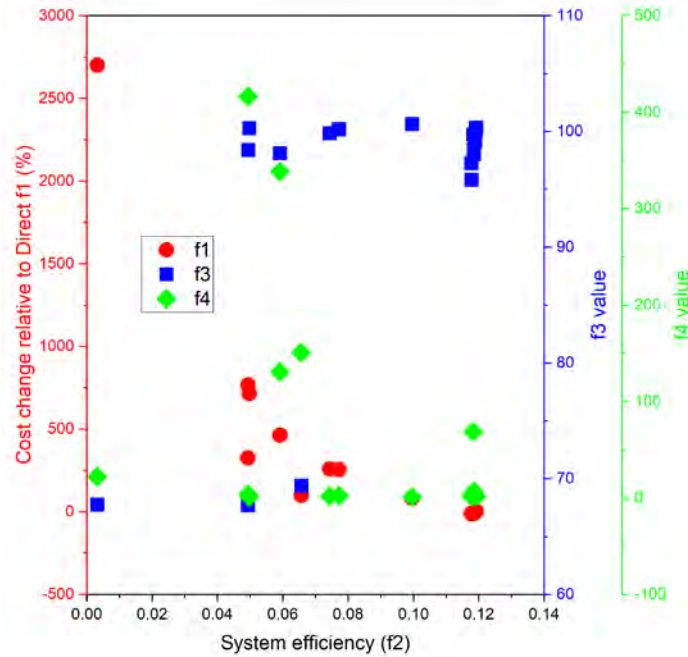


Figura 15: Valor de las funciones objetivo  $f_1$ ,  $f_3$  y  $f_4$ , en función de la eficiencia del sistema (valor de  $f_2$ ). [42]

Por último, para comparar brevemente las soluciones óptimas obtenidas para los sistemas PV-EL acoplados directa e indirectamente, las configuraciones óptimas del sistema correspondiente a dos topologías de convertidor específicas, (i) “Half-Bridge” y (ii) “Switched-Inductors” han sido consideradas. La primera configuración del sistema ha sido seleccionada porque, de todos los sistemas PV-EL acoplados indirectamente estudiados en el presente trabajo, su costo de implementación es el más económico (Figura 11, gráfico inferior izquierdo). La segunda configuración óptima del sistema, que incluye una topología “Switched-Inductors”, también fue seleccionada debido a su costo relativamente bajo. Asimismo, cabe destacar que, de acuerdo con los demás parámetros del sistema mostrados en la Figura 16, esta segunda configuración del sistema PV-EL acoplado indirectamente está situada entre las configuraciones óptimas obtenidas con las topologías de convertidor “Buck” y “Quadratic Buck”. Por lo tanto, la Figura 16 compara, en términos de costo del sistema y eficiencia global, los sistemas PV-EL óptimos directamente acoplados obtenidos en el presente trabajo y los indirectamente acoplados elegidos para análisis adicionales en esta sección. En base al gráfico izquierdo de la Figura 16, los sistemas PV-EL de acoplamiento indirecto de tamaño adecuado (despreciando las soluciones  $f_4$ ) presentan costos de implementación inferiores a los de los sistemas acoplados directamente. Sin embargo, debido a que

estas reducciones en los costos de implementación del sistema son inferiores al 12,3%, podrían verse compensadas por el costo de los convertidores DC/DC utilizados. En referencia a la eficiencia del sistema (Figura 16, gráfico derecho), los sistemas óptimos PV-EL determinados en este trabajo, acoplados directa e indirectamente, son similares. En efecto, las diferencias en las eficiencias que caracterizan estos sistemas son pequeñas (no considerando las soluciones  $f_4$ , las diferencias máximas son del orden del 3%,  $f_3$ ). La eficiencia de los convertidores DC/DC es parcialmente responsable de este último resultado. Para los sistemas PV-EL analizados en el presente trabajo, al parecer las pérdidas referidas son equivalentes al desajuste entre las curvas I-V de los sistemas PV y EL. Finalmente, nótese que los resultados discutidos en este capítulo han sido utilizados tanto para la selección de los sistemas electrolíticos usados en la planta de producción de hidrógeno, como también para la definición del tipo de acoplamiento entre los sistemas PV y EL, y la topología de convertidor DC/DC a ser utilizada en la planta referida.

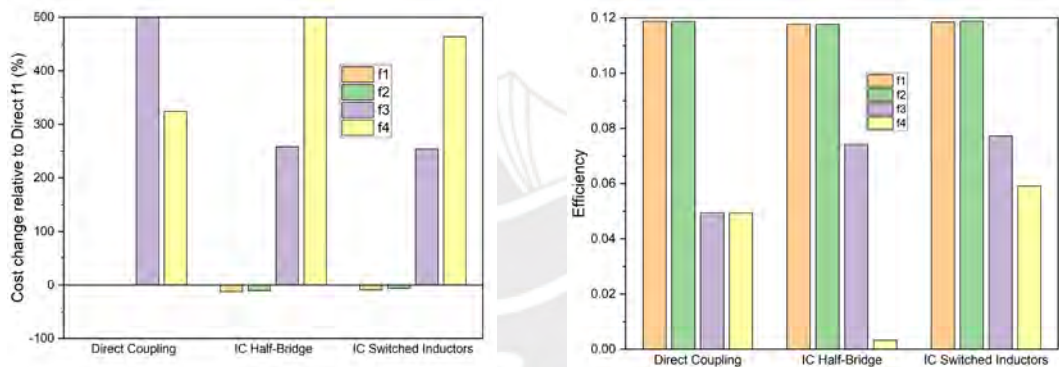


Figura 16: Comparación entre sistemas PV-EL acoplados directa e indirectamente. Izquierda: Costo relativo a la solución de referencia. Derecha: Eficiencia del sistema. [42]

## **Capítulo 4: Fabricación, montaje y operación de planta de producción de hidrógeno**

En el presente capítulo, los principales aspectos relacionados con la fabricación, montaje y puesta en operación del prototipo de planta de producción de hidrógeno verde son discutidos. Un énfasis especial es colocado en la selección de los principales componentes de la planta de hidrógeno instalada, y en las pruebas iniciales de operatividad de los sistemas de generación y separación de hidrógeno, y del sistema de registro de datos, realizadas.

### **4.1 Introducción.**

Una vez dimensionada la planta de producción de hidrógeno (Capítulo 3), la siguiente etapa involucró la fabricación, montaje y puesta en operación de esta. Nótese que la referida planta de producción de hidrógeno está compuesta por varios sistemas, incluyendo el (i) sistema de generación de energía, (ii) sistema de generación de hidrógeno, (iii) sistema de separación de fases y (iv) el sistema de medición y registro de variables de operación. Por lo tanto, en este capítulo, una descripción breve de cada uno de estos sistemas es inicialmente presentada. Posteriormente, la selección de los equipos, accesorios e instrumentos de medición usados en cada uno de estos sistemas, y de las consideraciones adoptadas para su montaje, son discutidas. Los esquemas técnicos del prototipo de planta de producción de hidrógeno son también incluidos aquí. Finalmente, las pruebas de puesta en operación de la planta, involucrando específicamente la operación de los sistemas de generación de hidrógeno, separación de fases y de medición y registro de datos, son discutidas.

### **4.2 Descripción de planta de producción de hidrógeno**

El prototipo de planta de producción de hidrógeno desarrollado en este trabajo incluye cuatro sistemas, (i) sistema de generación de energía, (ii) sistema de generación de hidrógeno, (iii) sistema de separación de fases y (iv) sistema de medición y registro de variables de operación. Cada uno de estos sistemas permite garantizar la correcta operación de la planta y de la obtención de las variables de funcionamiento necesarias para la determinación del desempeño global de esta.

#### 4.2.1 Sistema de generación de energía

El sistema de generación de energía provee a la planta de producción de hidrógeno la energía necesaria para la generación de hidrógeno vía procesos electrolíticos. Como el objetivo aquí es producir hidrógeno verde, el referido sistema de generación de energía involucra el uso de una fuente de energía renovable. Más específicamente, este sistema hace uso de módulos fotovoltaicos, instalados según un arreglo determinado, para generar la energía eléctrica requerida en la planta producción de hidrógeno. El referido sistema de generación de energía permite también el acoplamiento directo e indirecto con el sistema electrolítico de generación de hidrógeno.

En los procesos de optimización realizados para dimensionar el prototipo de planta de producción de hidrógeno, tanto en el caso de acoplamiento directo como indirecto entre sistemas PV y electrolíticos, los mejores resultados fueron obtenidos minimizando los costos de los sistemas (función objetivo  $f_1$  Ec. (25)). En concordancia con estos resultados, el arreglo fotovoltaico utilizado en este trabajo como referencia para la selección del sistema de generación de energía eléctrica es el descrito en la Tabla 6.

Tabla 6: Sistema (fotovoltaico) de generación de energía.

<i>Tipo de Conexión</i>	<i>Descripción</i>	<i>Cantidad</i>
$N_s$	<i>Número de módulos fotovoltaicos conectados en serie en cada fila del sistema PV.</i>	1
$N_p$	<i>Número de filas de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo</i>	5

Más específicamente, las características de este sistema PV son las resumidas en la Tabla 7.

Tabla 7: Características del sistema PV.

<i>Nombre</i>	<i>Descripción</i>	<i>Cantidad</i>
$P_{MPP}$	<i>Potencia en el punto de máxima generación del sistema PV (W)</i>	1300
$A_{pvs}$	<i>Área del sistema PV (m<sup>2</sup>)</i>	8.185
$V_{pv}$	<i>Voltaje del sistema PV (V)</i>	31.1
$I_{pv}$	<i>Corriente del sistema PV (A)</i>	41.81
$\eta_{pv}$	<i>Eficiencia del sistema PV (%)</i>	15.88

#### 4.2.2 Sistema de generación de hidrógeno

Como es indicado en el Capítulo 3, un objetivo de producción corresponde a 100 gramos de hidrógeno verde por día fue especificado en este trabajo. Con esta consideración, de la minimización de los costos de los sistemas (función objetivo  $f_1$  Ec. (25)), las características de los sistemas electrolíticos obtenidos (para acoplamiento directo e indirecto entre sistemas PV y EL) son las indicadas en la Tabla 5. Estos sistemas electrolíticos son utilizados en este trabajo como referencia para la selección de los electrolizadores instalados en el prototipo de la planta de producción de hidrógeno en discusión aquí.

Tabla 8: Características principales del Sistema EL (PEM).

<i>Name</i>	<i>Description</i>	<i>Direct</i>	<i>Indirect</i>
$n_s$	<i>Número de membranas EL conectadas en serie en cada fila del arreglo EL.</i>	21	13
$n_p$	<i>Número de filas de membranas EL conectadas en paralelo</i>	1	1
$T_{EL}$	<i>Temperatura del electrolizador (°C)</i>	53.95	51.50
$avg(\frac{P_{op}}{P_{MPPT}})$	<i>Promedio de eficiencia (%)</i>	98.97	99.75
$m_H$	<i>Masa de hidrógeno generada (g)</i>	100.38	99.99

### 4.2.3 Sistema de separación de fases

Sistemas electrolíticos usados en la producción de hidrógeno contienen usualmente, a la salida de estos, mezclas bifásicas de soluciones líquidas y gases. Más específicamente, una de las salidas de los sistemas electrolíticos involucra generalmente una mezcla de solución líquida e hidrógeno (gas), y, otra, una mezcla de solución líquida y oxígeno también en estado gaseoso. En tal sentido, en la operación de estos sistemas es necesario realizar la separación de ambas fases del fluido. En este trabajo, para la separación de la solución líquida y el hidrógeno (gas), el método por decantación es utilizado. Este método ha sido usado aquí debido a que la diferencia entre las densidades del hidrógeno en estado gaseoso y de la solución líquida son significativas.

### 4.2.4 Sistema de medición y registro de variables de operación

La evaluación del desempeño de sistemas prácticos, como la planta de producción de hidrógeno considerada aquí, requiere la determinación de indicadores de desempeño cuantitativos. En tal sentido, en concordancia con lo indicado en el Capítulo 3, los indicadores de desempeño considerados en este trabajo están indicados en la Tabla 9.

Tabla 9: Indicadores de desempeño de planta de producción de hidrógeno.

<i>Indicador</i>	<i>Descripción</i>	<i>Expresión</i>
$\eta_{sys}$	<i>Eficiencia global del sistema (%)</i>	$\frac{P_{Hi}}{P_{irrad}}$
$\eta_{pv}$	<i>Eficiencia del sistema PV (%)</i>	$\frac{P_{grid}}{P_{irrad}}$
$\eta_{Hi}$	<i>Eficiencia en generación de hidrógeno (%)</i>	$\frac{P_{Hi}}{P_{EL}}$
$\eta_{conv}$	<i>Eficiencia en el convertidor (%)</i>	$\frac{P_{conv}}{P_{grid}}$

La determinación de cada uno de estos indicadores de desempeño (Tabla 6) requiere de diferentes parámetros de operación de la planta de producción de hidrógeno. Más específicamente, los parámetros involucrados en cada uno de los referidos indicadores y medidos en este trabajo están resumidos en la Tabla 10.

Tabla 10: Parámetros de operación medidos en planta de producción de hidrógeno.

<i>Parámetro involucrados</i>	<i>Nomenclatura</i>
<i>Flujo másico de hidrógeno (kg/s).</i>	$\dot{m}_{Hi}$
<i>Temperatura del gas hidrógeno (°C).</i>	$T_{Hi}$
<i>Presión del gas hidrógeno (psi).</i>	$Pr_{Hi}$
<i>Flujo volumétrico de la solución utilizada (l/m)</i>	$\dot{V}_{sol}$
<i>Voltaje del sistema PV (V)</i>	$V_{PV}$
<i>Corriente del sistema PV (A)</i>	$I_{PV}$
<i>Irradiancia solar (W/m<sup>2</sup>)</i>	$G_t$
<i>Corriente de entrada al convertidor DC/DC (A)</i>	$I_g$
<i>Corriente de salida del convertidor DC/DC (A)</i>	$I_{out}$
<i>Voltaje de salida del convertidor DC/DC (V)</i>	$V_{out}$
<i>Voltaje de entrada al convertidor DC/DC (V)</i>	$V_g$
<i>Voltaje del electrolizador (V)</i>	$V_{EL}$
<i>Corriente del electrolizador (A)</i>	$I_{EL}$

#### 4.2.5 Esquema técnico de planta de producción de hidrógeno

El esquema técnico de la planta de producción de hidrógeno desarrollada en este trabajo es mostrado en la Figura 17. Nótese que este esquema técnico incluye un sistema de calentamiento de la solución acuosa usada en los electrolizadores, además de una bomba del tipo centrífuga. El referido sistema de calentamiento permite controlar la temperatura de operación del electrolizador, pues esta influye directamente en la cantidad de hidrógeno producida. La bomba centrífuga garantiza a su vez que el flujo másico de solución al ingreso del sistema electrolítico sea el adecuado.

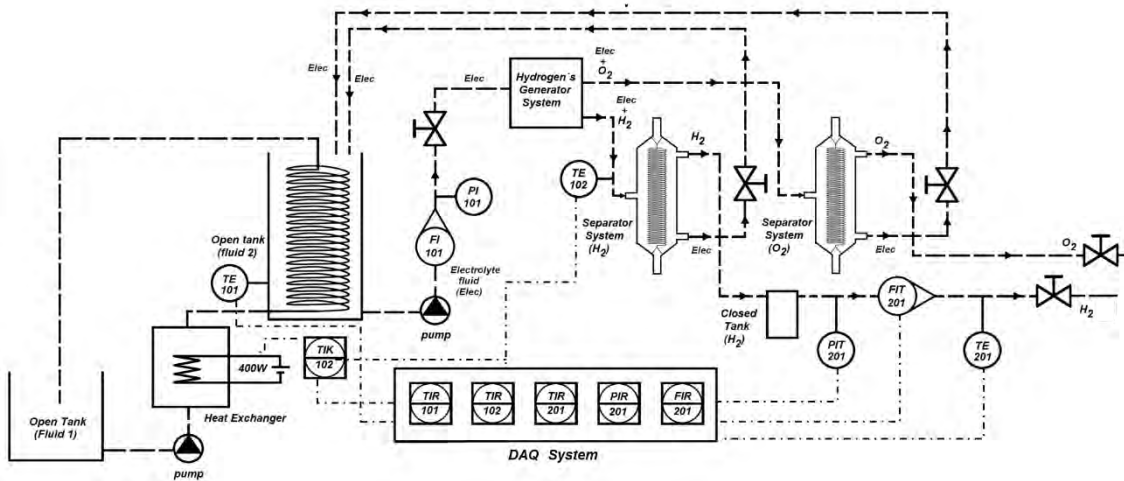


Figura 17: Esquema técnico del prototipo de planta de producción de hidrógeno.

El esquema mostrado en la Figura 17 incluye también el sistema de generación de hidrógeno, el sistema de separación de fases y el sistema de medición y registro de variables de operación. El sistema de generación de energía eléctrica es mostrado separadamente, haciendo uso de un esquema eléctrico, en la Figura 18.

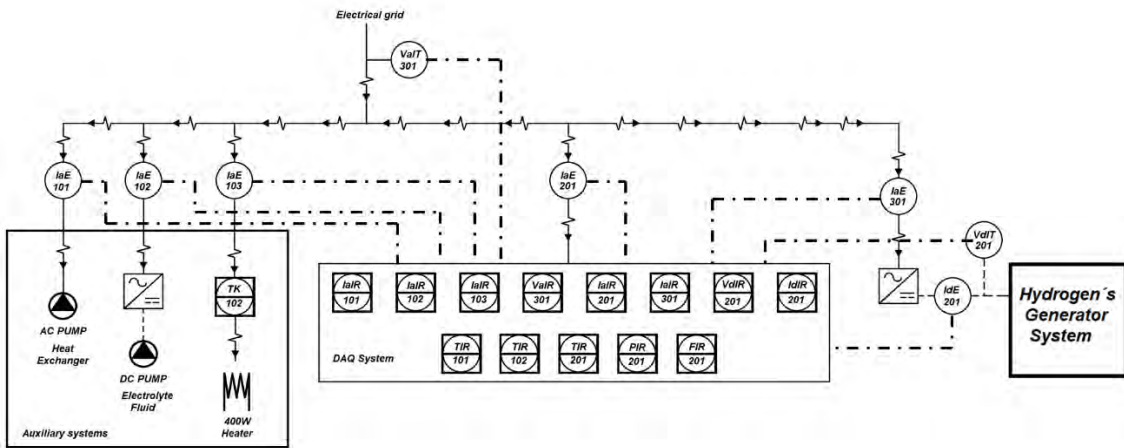


Figura 18: Esquema eléctrico del sistema (fotovoltaico) de generación de energía.

Cabe mencionar que ambos esquemas técnico y eléctrico están incluidos en los anexos A1 y A2 del presente trabajo.

### 4.3 Selección de equipos e instrumentos de planta de producción de hidrógeno

Esta sección describe la selección de los componentes básicos que componen la planta de producción de hidrógeno y las principales características de estos.

#### 4.3.1 Sistema de generación de energía

La planta de producción de hidrógeno ha sido instalada en la Sección de Ingeniería Mecánica (SIM) de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP). Tal como mostrado en la Figura 19, la SIM/PUCP cuenta actualmente con un sistema de generación (fotovoltaica) distribuida ya instalado.



Figura 19: Sistema de transformación (fotovoltaica) de energía.

Las características de los módulos fotovoltaicos empleados en el referido sistema de generación distribuida son indicadas en la Tabla 11 .

Tabla 11: Especificaciones de módulos fotovoltaicos de sistema de transformación de energía.

<i>Parámetro</i>	<i>Cantidad / descripción [64]</i>
<i>Marca</i>	<i>Jinko Solar</i>
<i>Modelo</i>	<i>JKM330PP-72</i>
<i>Máxima potencia a STC (W)</i>	<i>330</i>
<i>Voltaje de circuito abierto (V)</i>	<i>46.9</i>
<i>Corriente de cortocircuito (A)</i>	<i>9.14</i>
<i>Voltaje en MPP (V)</i>	<i>37.8</i>
<i>Corriente en MPP (A)</i>	<i>8.74</i>
<i>Área (m<sup>2</sup>)</i>	<i>1.940</i>

El sistema de generación distribuida (fotovoltaica) disponible en la SIM/PUCP involucra un tipo de conexión modular. Es decir, este permite realizar conexiones tanto en serie como en paralelo entre cada uno de sus módulos en función a lo requerido. En este sentido, a fin de proveer la potencia eléctrica requerida por la planta de producción de hidrógeno (y considerando aspectos prácticos de instalación incluyendo cablería y llaves termomagnéticas), las características del sistema PV usado en este trabajo son las indicadas en la Tabla 12.

Tabla 12: Características del sistema de transformación de energía utilizado para el sistema de generación de hidrógeno - electrolizador.

<i>Nombre</i>	<i>Descripción</i>	<i>Cantidad</i>
$N_s$	<i>Número de módulos fotovoltaicos conectados en serie en cada fila del Sistema PV</i>	<i>1</i>
$N_p$	<i>Número de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo</i>	<i>4</i>
$P_{MPP}$	<i>Potencia en el punto de máxima transformación del sistema PV (W)</i>	<i>1320</i>
$A_{pvs}$	<i>Área del Sistema PV (m<sup>2</sup>)</i>	<i>7.76</i>
$V_{pv}$	<i>Voltaje del sistema PV (V)</i>	<i>37.8</i>
$I_{pv}$	<i>Corriente del sistema PV (A)</i>	<i>34.96</i>
$\eta_{pv}$	<i>Eficiencia del sistema PV (%)</i>	<i>17.01</i>

La potencia eléctrica requerida por los demás componentes de la planta de producción de hidrógeno (diferentes al sistema electrolítico) es proporcionado por un sistema independiente y semejante al indicado en la Tabla 12. Finalmente, en las pruebas de puesta en operación y funcionamiento iniciales, este sistema de transformación de energía fue reemplazado por una fuente de conversión de energía alterna/continua. Esto último fue realizado para el suministro de energía a los sistemas electrolíticos. Además, en estas pruebas iniciales, para los demás componentes requiriendo de suministro de energía eléctrica, la red eléctrica local fue utilizada.

#### 4.3.2 Sistema de generación de hidrógeno

En este trabajo, basado en los parámetros característicos de los sistemas electrolíticos discutidos en la Sección 4.2.2, electrolizadores comerciales han sido seleccionados. En particular, dos tecnologías diferentes de electrolizadores, alcalino y membrana (PEM), son utilizados aquí. Las principales características de estos sistemas electrolíticos son indicadas en la Tabla 13.

Tabla 13: Características de los sistemas electrolíticos utilizados.

<i>Nombre</i>	<i>Descripción</i>	<i>Alkaline [65]</i>	<i>PEM [66]</i>
$P_{ELmax}$	<i>Potencia máxima del electrolizador (W)</i>	460	648
$T_{ELmax}$	<i>Temperatura máxima del electrolizador (°C)</i>	60	45
$\dot{V}_H$	<i>Caudal de hidrógeno (ml/min)</i>	0-700	0-1500
$V_{EL}$	<i>Voltaje del electrolizador (V)</i>	17 $\pm$ 20%	18 $\pm$ 20%
$I_{EL}$	<i>Corriente del electrolizador (A)</i>	23	36
	<i>Electrolyte fluid</i>	KOH (30%)	H <sub>2</sub> O
	<i>Hydrogen mass producer per day (g)</i>	107	100
$P_{EL}$	<i>Máxima presión del electrolizador (barg)</i>	3	10
	<i>Electrolyte fluid consumption rate (cc/min)</i>	50	1.5

Nótese que los valores de producción de hidrógeno por día que aparecen en esta Tabla 6 fueron proporcionados por los fabricantes de estos sistemas.

### 4.3.3 Sistema de separación de fases

Al ser el método por decantación el seleccionado para la separación de las fases líquida (solución) y gaseosa (hidrógeno) en las mezclas bifásicas a la salida del electrolizador, la elección del separador de fases también ha contemplado la variación en la presión de operación del sistema electrolítico. En tal sentido, considerando además de la presión a los flujos volumétricos de entrada y salida en ambos electrolizadores, un condensador fabricado de vidrio borosilicato templado de calidad superior fue instalado. Este tipo de vidrio tiene una excelente resistencia mecánica a los golpes y el rango de temperatura que puede trabajar oscila entre los  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $300^{\circ}\text{C}$ . Del modelo original, este fue modificado para agregar (i) la salida superior para la fase gaseosa, (ii) la salida inferior para la fase líquida, y (iii) la entrada en la parte intermedia.

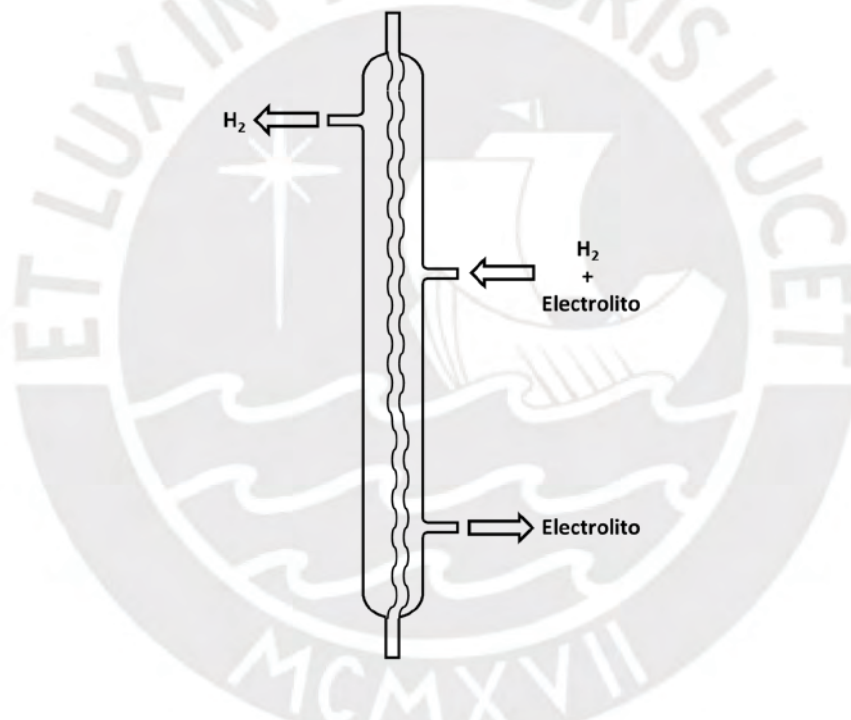


Figura 20: Esquema de separador de fases.

### 4.3.4 Sistema de medición y registro de variables de operación

Según lo indicado en los esquemas mostrados en las Figura 17 y Figura 18, las variables a registrar para determinar los indicadores de desempeño de la planta de producción de hidrógeno están listados en la Tabla 14.

Tabla 14: Parámetros a registrar en el prototipo de planta de producción de hidrógeno.

<i>Identificación P&amp;ID</i>	<i>Descripción</i>
<i>TIR<sub>101</sub></i>	<i>Temperatura del fluido electrolítico en el tanque abierto (°C)</i>
<i>TIR<sub>102</sub></i>	<i>Temperatura de la mezcla de hidrógeno con fluido electrolítico - salida del electrolizador (°C)</i>
<i>TIR<sub>201</sub></i>	<i>Temperatura de salida del hidrógeno (°C)</i>
<i>PIR<sub>101</sub></i>	<i>Presión del electrolito (barg)</i>
<i>PIR<sub>201</sub></i>	<i>Presión del hidrógeno (psig)</i>
<i>FIR<sub>201</sub></i>	<i>Flujo volumétrico de hidrógeno (sl/m)</i>
<i>FIR<sub>101</sub></i>	<i>Flujo volumétrico del electrolito (l/m)</i>
<i>IaIR<sub>101</sub></i>	<i>Corriente de la bomba del intercambiador de calor (Aac)</i>
<i>IaIR<sub>102</sub></i>	<i>Corriente de la bomba del fluido electrolítico (Aac)</i>
<i>IaIR<sub>103</sub></i>	<i>Corriente de las resistencias eléctricas (Aac)</i>
<i>VaIR<sub>301</sub></i>	<i>Voltaje del sistema (Vac)</i>
<i>IaIR<sub>201</sub></i>	<i>Corriente DAQ's (Aac)</i>
<i>IaIR<sub>301</sub></i>	<i>Corriente de entrada del sistema de generación de hidrógeno (Aac)</i>
<i>VdIR<sub>201</sub></i>	<i>Voltaje de entrada al electrolizador (Vdc)</i>
<i>IdIR<sub>201</sub></i>	<i>Corriente de entrada al electrolizador (Aac)</i>
<i>G<sub>t</sub></i>	<i>Irradiancia solar (W/m<sup>2</sup>)</i>

Además de estos parámetros a registrar, fue necesario seleccionar un sistema de adquisición de datos en tiempo real, el cual tenga la cantidad de canales de comunicación necesarios para el registro de estos parámetros (Tabla 7). Así, para la selección del sistema de adquisición de datos, fue necesario identificar los tipos de señales de los distintos transmisores a utilizar. Las características de los transmisores usados en el sistema de registro de datos empleado aquí están indicadas en la Tabla 15.

Tabla 15: Transmisores del sistema de registro de datos en el prototipo de planta de producción de hidrógeno.

<i>Variable de operación</i>	<i>Descripción</i>	<i>Variables asignadas</i>
<i>Current DC</i>	<i>0 - 40 Adc/ resolution: 0.01A/error &lt;40uA/output signal 0 - 20mA</i>	<i>IdIR<sub>201</sub></i>
<i>Current AC</i>	<i>0 - 40 Adc/ resolution: 0.01A/error &lt;0.05% +4uA/output signal 0 - 20mA</i>	<i>IaIR<sub>101</sub> ; IaIR<sub>102</sub> ; IaIR<sub>103</sub> ; IaIR<sub>201</sub> ; IaIR<sub>301</sub></i>
<i>Voltage DC</i>	<i>0 - 500 Vdc/ resolution: 0.1V/error =±2.5V/output signal 0 - 20mA</i>	<i>VdIR<sub>201</sub></i>
<i>Pressure</i>	<i>0 – 290 psig/ resolution: 0.01psi/error =±0.04%/output signal 0 - 20mA</i>	<i>PIR<sub>201</sub></i>
<i>Pressure</i>	<i>0 – 10barg/ resolution: 0.2bar /Kl = 1.0%</i>	<i>PIR<sub>101</sub></i>
<i>Temperature</i>	<i>Thermocouple / Type: K / resolution: 0.01°C</i>	<i>TIR<sub>102</sub> ; TIR<sub>201</sub></i>
<i>Temperature</i>	<i>RTD / Type: pt100 / resolution: 0.01°C</i>	<i>TIR<sub>101</sub></i>
<i>Flow</i>	<i>0 – 2 SLPM/ Accuracy: =±0.6% + 0.1 % full scale /output signal 0 – 5 Vdc</i>	<i>FIR<sub>201</sub></i>
<i>Flow</i>	<i>Rotameter / 0.2 – 1.9 lpm / resolution: 0.1lpm</i>	<i>FIR<sub>101</sub></i>
<i>Irradiance</i>	<i>0 – 1280 W/m<sup>2</sup> / Accuracy: ±10W/m<sup>2</sup></i>	

Es importante notar finalmente que las señales de salida de los transmisores indicados en la Tabla 8 son registradas y grabadas en un registrador de datos Yokogawa, modelo GP20, con capacidad de 10 canales de entrada de señales analógicas, expandible hasta 50. Es necesario precisar que, para la selección del registrador de datos, los principales considerandos fueron el tipo de señal a registrar, frecuencia de muestreo uniforme en cada uno de los canales (1 Hz), capacidad de almacenamiento de datos y la robustez durante su operación.

#### 4.4 Puesta en operación de planta de producción de hidrógeno

Las pruebas de operación iniciales realizadas en la planta de producción de hidrógeno tienen como finalidad verificar el funcionamiento de cada uno de los componentes de la planta por separado y también en conjunto. Así, esta sección describe los resultados obtenidos de estas pruebas iniciales y el prototipo de planta de producción de hidrógeno desarrollada en este trabajo.

#### 4.4.1 Prototipo de planta

Una vez seleccionados y/o fabricados los componentes de la planta, estos fueron instalados. El resultado final del proceso de montaje del prototipo de planta de producción de hidrógeno es mostrado en la Figura 21.



Figura 21: Prototipo de planta de producción de hidrógeno.

Cabe mencionar que la Figura 21 solo muestra, además de los accesorios correspondientes, los sistemas de generación de hidrógeno, separación de fases y de medición y registro de datos. El sistema de transformación (fotovoltaica) de energía es mostrado a su vez en la Figura 19.

#### 4.4.2 Resultados de puesta en operación de planta

Como indicado en la Sección 4.4, las pruebas de operación iniciales realizadas en la planta buscan verificar el funcionamiento de cada uno de los componentes de la planta por separado y también en conjunto. Así, las principales condiciones de operación de la planta consideradas en estas pruebas iniciales incluyen las siguientes:

- **Temperatura de operación.** En la producción de hidrógeno este parámetro de operación cumple un rol importante. En tal sentido, para poder comparar ambas tecnologías de electrolizadores (tipo PEM y alcalino) consideradas aquí, la temperatura

de prueba usada es la misma para ambos electrolizadores. Este valor corresponde al valor máximo del electrolizador del tipo alcalino de 60°C.

- **Corriente eléctrica.** Con la finalidad de verificar la operación de los componentes de la planta en conjunto, el sistema de transformación (fotovoltaica) de energía fue físicamente “simulado” usando una fuente de energía eléctrica de conversión AC/DC, con capacidad máxima es de 20Adc y 30Vdc. En tal sentido, para evitar daños en la fuente, las pruebas iniciales de operación consideraron solamente corrientes de 6Adc, 10Adc y 14Adc.
- **Flujo volumétrico.** Basado en las hojas técnicas de los sistemas electrolíticos, en estas pruebas iniciales, el flujo volumétrico de entrada a los electrolizadores fue el mismo en ambas tecnologías de electrolizador, e igual a 50cc/min.
- **Frecuencia de muestreo y registro de datos.** La determinación de los indicadores de desempeño de la planta depende de la menor frecuencia de salida de las señales de los transmisores y de la cantidad de canales de registro empleados en el registrador de datos. Al tener un registrador de datos con capacidad mínima de registro de datos de 10Hz y al ampliar la cantidad de canales con el objetivo de registrar todos los parámetros de operación necesarios, fue necesario aumentar esta frecuencia de muestreo. En tal sentido, la frecuencia de muestreo y registro de datos seleccionada en este trabajo fue de 1 Hz.

Así, los principales resultados de las pruebas iniciales realizadas siguiendo las pautas y parámetros de operación antes mencionados para ambos electrolizadores (membrana y alcalino) están mostradas en las Figura 22 y Figura 23.

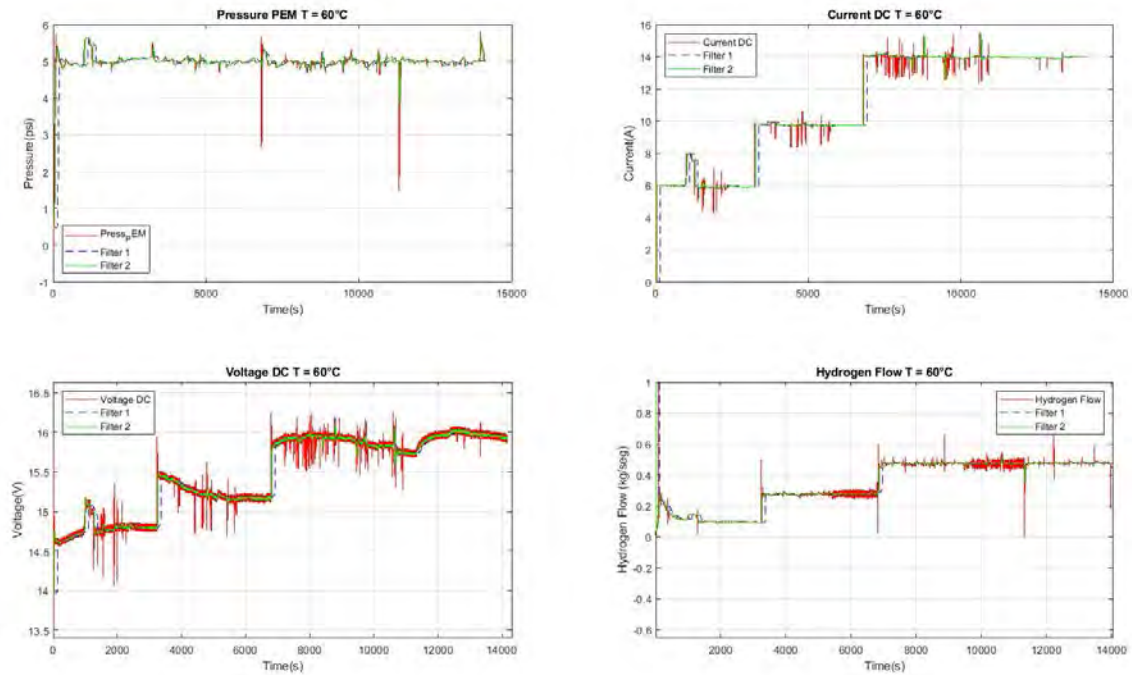


Figura 22: Resultados de pruebas iniciales para electrolizador tipo PEM a 60°C.

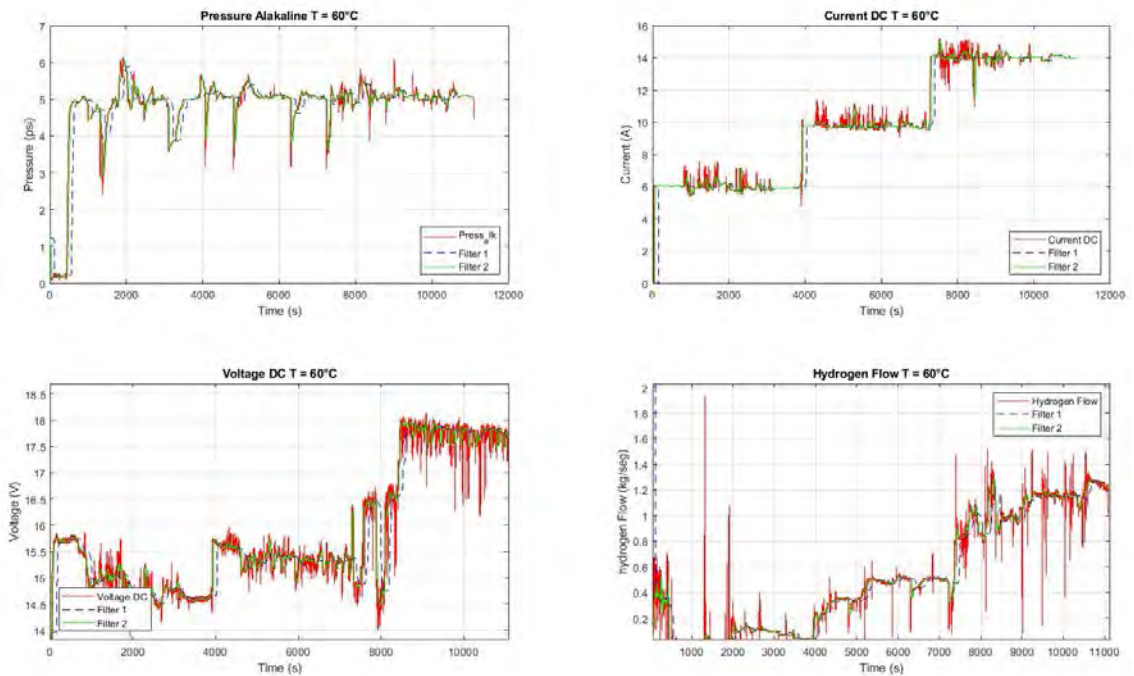


Figura 23: Resultados de pruebas iniciales para electrolizador tipo alcalino a 60°C.

Como es observado en estas figuras, primero, ambos electrolizadores pueden operar en las condiciones de operación consideradas. Es posible observar también que fluctuaciones temporales en los parámetros de operación como corriente, voltaje, presión y flujo másico de hidrógeno están siempre presentes. Esto implica que, para la comparación de ambas tecnologías de electrolizadores y para la construcción de curvas características I-V de estos sistemas, fue necesario determinar los valores promedio de operación. Finalmente, estos resultados iniciales obtenidos muestran también que los sistemas de generación de hidrógeno, separación de fases y registro de datos operan en conjunto de manera satisfactoria.



## Capítulo 5: Resultados y discusiones

Los principales resultados obtenidos en este trabajo son discutidos en este capítulo. Más específicamente, después de una breve introducción, los resultados obtenidos de la caracterización de los sistemas de generación estudiados aquí son primeramente analizados. En la parte final del capítulo, resultados relativos a la producción de hidrógeno verde son presentados y discutidos.

### 5.1 Introducción

Dos conjuntos de resultados son discutidos aquí. El primero corresponde a los resultados obtenidos de la caracterización de los sistemas de generación de hidrógeno estudiados en este trabajo (Sección 5.2). Y el segundo incluye resultados relativos a la generación de hidrógeno verde (Sección 5.3). Ambos conjuntos de resultados han sido obtenidos de las mediciones realizadas durante la operación del prototipo de planta de producción de hidrógeno descrito en el Capítulo 3. Tal como es resaltado en trabajos anteriores [25], [26], [27] para caracterizar el comportamiento de sistemas electrolíticos, curvas (de operación) características corrientes (I) versus voltaje (V) necesitan ser determinadas. La determinación de las curvas I-V de los electrolizadores ha sido realizada en este trabajo considerando/controlando tres parámetros críticos de operación de la planta, (i) temperatura, (ii) presión y (iii) flujo volumétrico de sustancia electrolítica de ingreso al electrolizador. Para el caso de la temperatura, los valores considerados fueron de 30 °C y 40 °C. En el caso de la presión, para corrientes eléctricas relativamente altas (6 Adc, 10 Adc y 14 Adc), la presión manométrica considerada fue de  $5\text{psi} \pm 0.5\text{psi}$ , y, para corrientes eléctricas relativamente bajas (0.5 Adc, 1 Adc y 1.5 Adc), la presión fue de  $1\text{psi} \pm 0.5\text{psi}$ . Asimismo, para el flujo volumétrico de solución electrolítica, cuatro valores, 0.2 l/m, 0.5 l/m, 1 l/m y 1.5l/m, fueron analizados.

Para la determinación de las curvas características I-V de los electrolizadores, tiempos adecuados de estabilización de los sistemas electrolíticos fueron considerados. En tal sentido, el tiempo promedio por cada ensayo, considerando el tiempo de estabilización de los referidos sistemas, fue de cuatro (4) horas. Es decir, en los ensayos para corrientes relativamente altas fue de cuatro (4) horas y en los de baja de otras cuatro (4) horas también. Por lo tanto, el tiempo total usado durante la caracterización de cada electrolizador para un flujo volumétrico de fluido electrolítico específico fue de ocho (8) horas. Los parámetros de operación característicos de los sistemas electrolíticos fueron registrados durante todo este periodo de tiempo, y posteriormente procesados, usando

técnicas de determinación de estados estacionarios de sistemas [67], [68], [69], para determinar las curvas I-V en discusión. Nótese que la técnica comúnmente usada para la determinación de estados estacionarios es la de ventana móvil (moving window). Este método consiste en el uso de una muestra de datos distribuidos regularmente a lo largo de un intervalo de tiempo determinado. Durante el proceso de actualización, una muestra más reciente es añadida a la ventana, eliminando a la más antigua. El abordaje de ventana móvil consiste en sustituir cada conjunto de datos por la media de la ventana móvil. En particular, el estado estacionario es determinado a través de la desviación estándar de la ventana móvil y de los límites determinados previamente. Esto es similar al comportamiento de un filtro pasa bajo [67]. Otros parámetros característicos de la planta de producción de hidrógeno determinados a partir de las mediciones realizadas incluyeron el flujo másico de generación de hidrógeno, la potencia eléctrica consumida por el sistema electrolítico, y la eficiencia del proceso de generación de hidrógeno. Una vez finalizada la caracterización de los electrolizadores, en función a los resultados obtenidos, el electrolizador y los parámetros de operación a considerar en la generación de hidrógeno verde, tanto en la condición de acoplamiento directo como indirecto entre sistemas PV y EL, fueron seleccionados y utilizados para la obtención de los resultados de hidrógeno verde correspondientes (Sección 5.3).

## **5.2 Caracterización de sistemas de generación de hidrógeno**

El comportamiento de los sistemas electrolíticos usados en la planta de producción de hidrógeno verde desarrollada en este trabajo ha sido inicialmente caracterizado. Los resultados de la referida caracterización son discutidos en esta sección. En particular, la evolución temporal de los parámetros que caracterizan el comportamiento de los sistemas electrolíticos considerados aquí es discutida en la Sección 5.2.1, y los valores medios de estos parámetros en la Sección 5.2.2. Nótese que, en la caracterización de los sistemas electrolíticos de generación de hidrógeno, el sistema PV fue simulado por una fuente de conversión de corriente alterna (AC) a corriente continua (DC). Esto fue debido a la demora en la implementación del sistema de transporte de fluido eléctrico (tendido de cables) desde los paneles fotovoltaicos hasta los electrolizadores; y al ser el propósito inicial el conocer el comportamiento de los generadores de hidrógeno. Esta opción fue la más conveniente. La fuente usada permitió regular manualmente los diferentes valores de corriente eléctrica considerada en los ensayos experimentales realizados. También, el uso de esta fuente permitió aislar en el efecto del sistema PV en el comportamiento de los electrolizadores.

### 5.2.1 Evolución temporal de parámetros característicos

La evolución temporal de la corriente eléctrica y el flujo másico de hidrógeno producido es discutida en esta sección. La referida evolución temporal es analizada considerando cuatro flujos distintos de solución electrolítica de ingreso a los electrolizadores y dos temperaturas de operación de estos:

- (i) Flujo volumétrico de solución electrolítica: 1.5 l/m, 1 l/m, 0.5 l/m y 0.2 l/m.
- (ii) Temperatura de operación del electrolizador: 30 °C y 40 °C.

Además, en la fuente AC/DC, seis valores de corriente eléctrica, 0.5 Adc, 1 Adc, 1.5 Adc, 6 Adc, 10 Adc y 14 Adc, fueron usados como set point. De esta forma, la Figura 24 y Figura 25 muestran, respectivamente, la variación en el tiempo del voltaje y el flujo másico de hidrógeno para una temperatura de operación de los electrolizadores de 30 °C. Similarmente, la Figura 26 y Figura 27 muestran los resultados para el caso de una temperatura de operación de 40 °C.

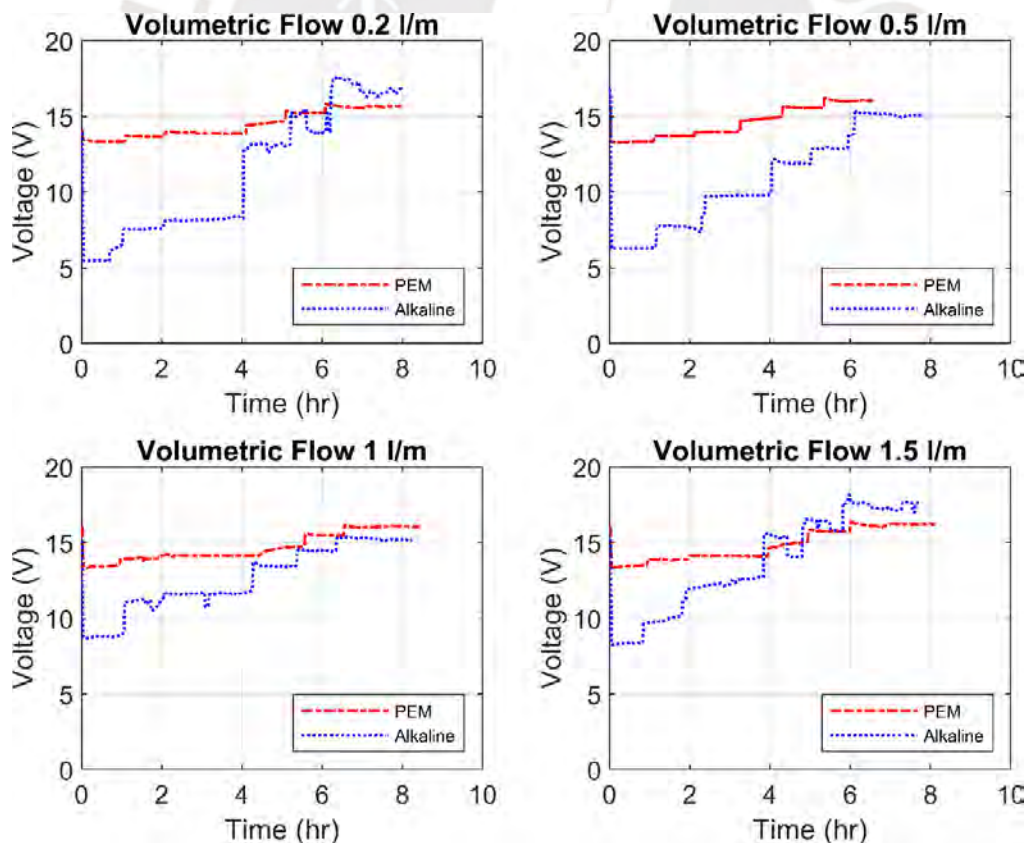


Figura 24: Evolución temporal del voltaje en los electrolizadores PEM y Alcalino para  $T = 30^{\circ}\text{C}$ .

Los datos mostrados en la Figura 24, es obtenida después de haber aplicado lo recomendado por [67], [68], [69] mediante la aplicación de un filtro en la señal en base al método de ventana móvil antes explicado. Para ello, mediante el uso del comando de matlab “dsp.MedianFilter” y “WindowLength” para una ventana equivalente a 250, los valores iniciales han sido filtrados con la finalidad de determinar los estados estables, permitiendo un mejor análisis.

Respecto al comportamiento del voltaje para una temperatura de operación equivalente a 30 °C, el PEM presenta mayores valores de voltaje para corrientes bajas para todos los flujos de la solución electrolítica estudiadas. Sin embargo, para corrientes altas, para los flujos de 1.5 l/m y 0.2 l/m este comportamiento cambia. Asimismo, en corrientes altas el comportamiento del voltaje para el alcalino es cambiante, esto quiere decir que presenta oscilaciones durante la operación del mismo. Caso contrario es el comportamiento del PEM, para este electrolizador el voltaje es más estable en toda su operación sin diferenciar la corriente de operación (set point) y flujo volumétrico de la solución electrolítica.

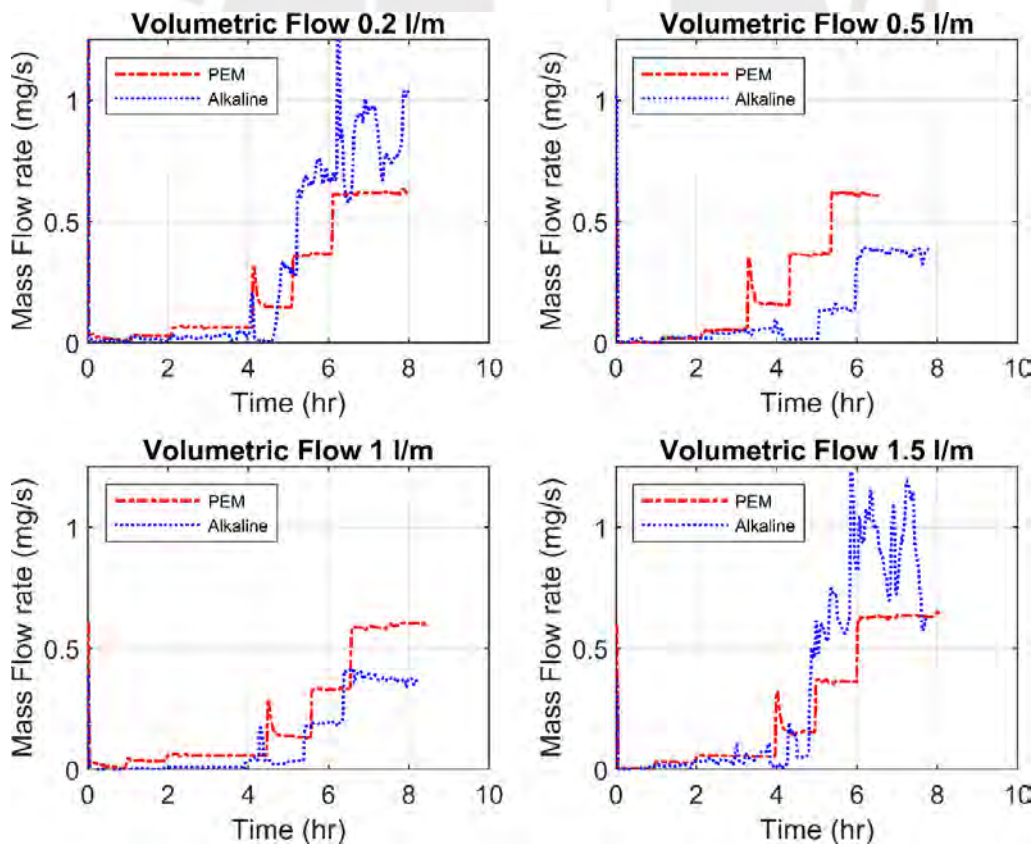


Figura 25: Evolución temporal de flujo másico de hidrógeno en electrolizadores PEM y Alcalino para T=30°C.

Prosiguiendo el análisis del comportamiento temporal de ambos electrolizadores, respecto a la generación del flujo de igual manera que para el voltaje, los valores originales fueron tratados de igual manera a través de la metodología de la ventana móvil para un tamaño equivalente de 250. El comportamiento temporal respecto a la generación de hidrógeno, el PEM presenta un mejor desempeño para cada una de las corrientes ensayadas en cada uno de los flujos de la sustancia electrolítica. Sin embargo, en la transición de corriente baja a corriente alta presenta un sobresalto. Uno de los posibles motivos es que como fue indicado en el procedimiento seguido, los ensayos para corrientes altas y bajas no fueron desarrollados de manera continua y al momento de aplicar el filtro, este ha considerado el valor atípico presentado para cada una de las corrientes y flujos al momento de iniciar el ensayo de alta lo que ha originado este sobre impulso (ver Figura 25). Respecto al electrolizador alcalino, este ha presentado un comportamiento no uniforme a lo largo de su operación, en especial para las corrientes altas en los flujos de 0.2 l/m y 1.5 l/m. Asimismo, para los flujos de 0.2 l/m; 0.5 l/m y 1.5 l/m la generación de hidrógeno cae para el set point de 6 Adc.

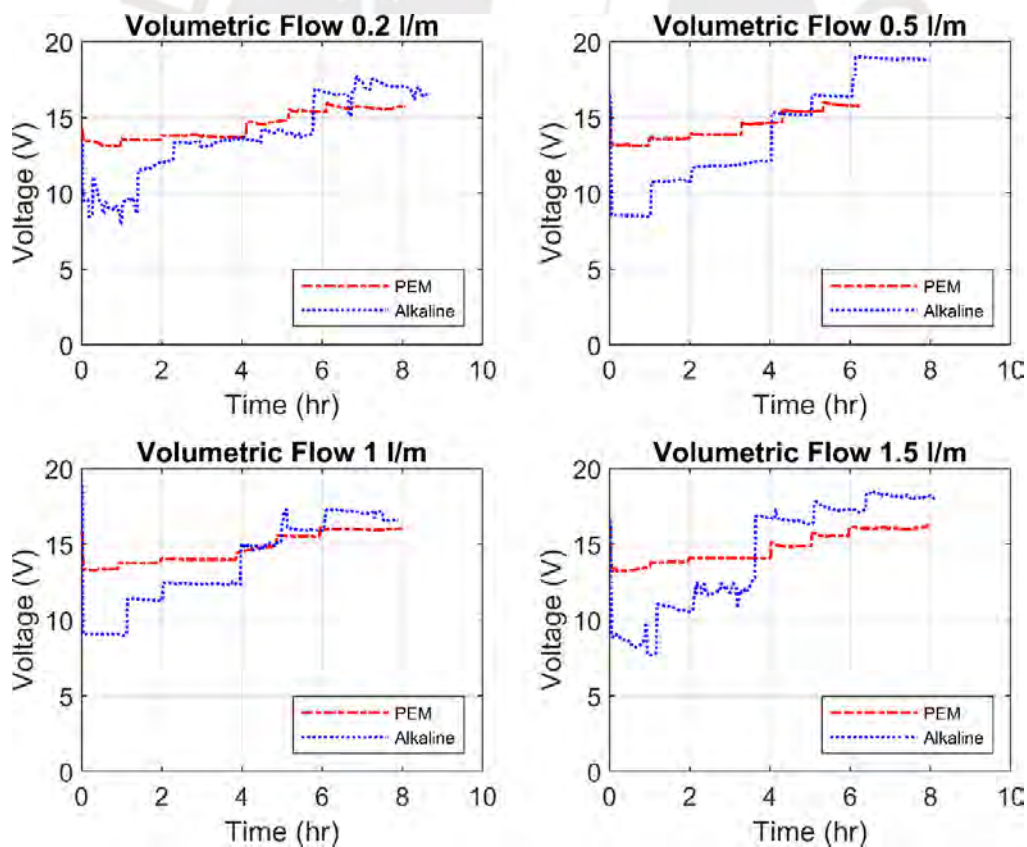


Figura 26: Evolución temporal del voltaje en los electrolizadores PEM y Alcalino para  $T = 40^{\circ}\text{C}$ .

Los resultados presentados en la Figura 26, son el producto del tratamiento de datos siguiendo lo indicado en la parte 5.1 del presente trabajo. En estos resultados puede observarse que el voltaje permanece estable para el PEM, en los casos correspondientes a corrientes altas para los flujos de 0.5 l/m, 1 l/m y 1.5 l/m. En el caso del alcalino, el que presenta un mayor comportamiento variante es el correspondiente al flujo de 0.2 l/m para la mayoría de las corrientes ensayadas. El que le sigue en este tipo de desempeño es el flujo de 1.5 l/m; para este flujo el mayor comportamiento oscilante es presentado para las corrientes bajas. Respecto a los flujos restantes, estos presentan un mejor desempeño en comparación a los antes comentados.

Respecto al comportamiento de los voltajes para ambos electrolizadores para diferentes temperaturas, el PEM presenta valores similares para este parámetro de operación en ambas temperaturas ensayadas (30°C y 40°C). Sin embargo, el alcalino presenta un incremento en su magnitud del voltaje cuando opera a una mayor temperatura. Este comportamiento está presente para todas las corrientes altas en cada uno de los flujos estudiados y para las corrientes bajas, solamente en los flujos de 0.2 l/m y 0.5 l/m.

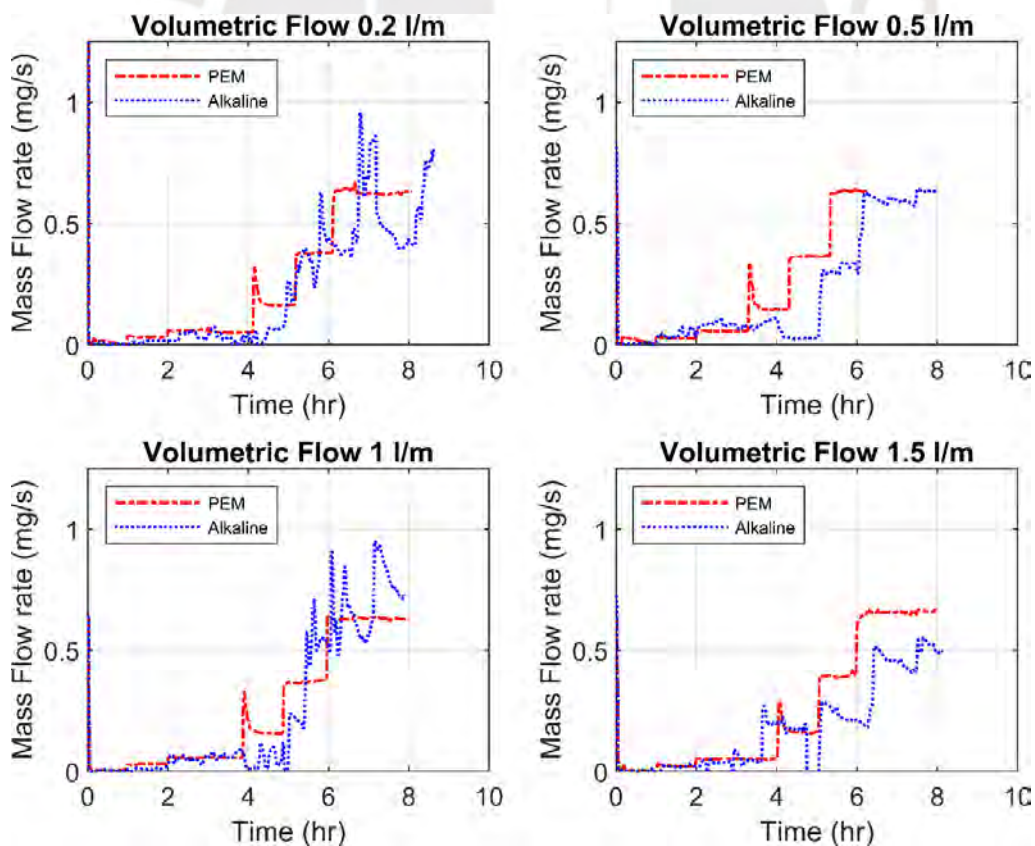


Figura 27: Evolución temporal de flujo másico de hidrógeno en electrolizadores PEM y Alcalino para  $T=40^{\circ}\text{C}$ .

Realizado el procesamiento de datos, los resultados obtenidos para el flujo másico de generación de hidrógeno muestran un mejor desempeño para el caso del PEM en comparación del alcalino. En los flujos de 0.5 l/m y 1.5 l/m, es evidenciado que el PEM logra generar mayor cantidad de hidrógeno. Respecto a los flujos de 0.2 l/m y 1 l/m; para estos casos el comportamiento oscilante en la generación en especial para corrientes altas es mayor, en tal sentido no es posible precisar cuál de los dos electrolizadores generaría mayor cantidad de hidrógeno. Realizando el comparativo entre los resultados de la Figura 25 y Figura 27, es preciso indicar que la mayor tasa de generación de hidrógeno es presentada para una temperatura de operación de 40 °C. En este sentido, entre los dos electrolizadores es el PEM quien presentan una mejor tasa de generación: tanto en cantidad como en estabilidad; siendo estas consideraciones tomadas en cuenta al momento de elegir al electrolizador y temperatura de operación a usar en la generación de hidrógeno verde.

## **5.2.2 Valores medios de parámetros característicos**

Con los resultados obtenidos en la condición temporal para ambos electrolizadores, respecto al voltaje obtenido para las corrientes seleccionadas y flujo másico de hidrógeno producido, y con otros parámetros registrados en el tiempo como corriente, presión y temperatura, las curvas características Corriente-Voltaje, Flujo másico de hidrógeno-Corriente y Eficiencia-Corriente fueron determinadas. Estas curvas características son discutidas en esta sección.

### **5.2.2.1 Curvas características corriente-voltaje (I-V)**

Las curvas características de Corriente-Voltaje, son aquellas que muestran el desempeño en operación de los electrolizadores, en tal sentido la Figura 28 y Figura 29 muestran estos valores para ambas temperaturas de trabajo y para cada uno de los electrolizadores respectivamente.

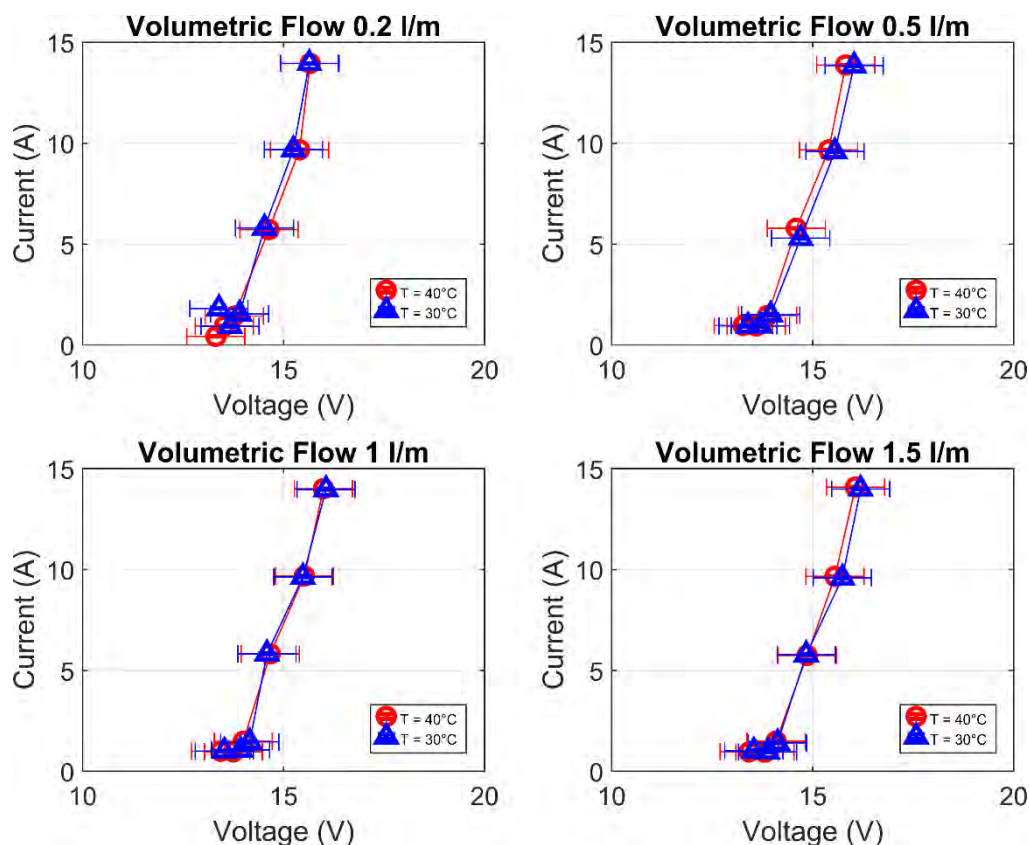


Figura 28: Curva característica I x V del PEM para temperaturas de 30°C y 40°C.

Según indica la literatura, el comportamiento de las curvas características de los electrolizadores en función a la temperatura tienden a inclinarse más hacia la derecha para temperaturas menores y hacia la izquierda para las mayores. Sin embargo, para lo realizado en el PEM es necesario tener un mayor delta de temperaturas para poder ver este comportamiento. Además de esta consideración, cabe mencionar que los errores en la medición pueden estar afectando los resultados obtenidos ya que la diferencia entre los valores a comparar es mínima. Respecto a lo registrado en voltaje en DC para el PEM, los valores de la incertidumbre oscilan entre +0.7217Vdc y +0.7225Vdc. Este rango es válido para ambas temperaturas de operación. Para el caso de la corriente registrada en DC, los valores para ambas temperaturas oscilan entre los +0.0029Adc y +0.0112Adc. Estos valores son mostrados en la Figura 28, tanto para voltaje como para corriente. Para el voltaje, su variación es apreciable, sin embargo, para la corriente, este valor es mínimo, por lo que no es apreciable en esta figura. Un factor importante a obtener de las curvas de este tipo, son valores de voltaje en donde la corriente aumenta. Para el caso del PEM este valor para ambas temperaturas y flujos volumétricos de la solución electrolítica es similar a un valor de 14Vdc aproximadamente.

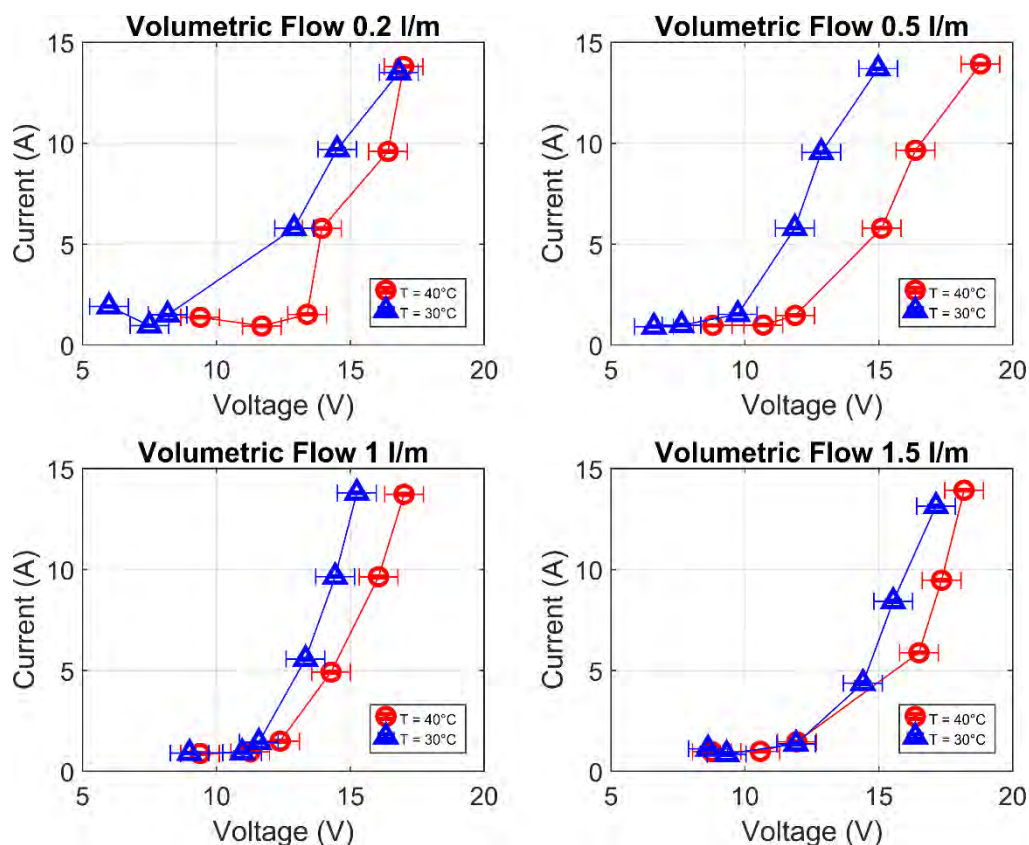


Figura 29: Curva característica I x V del Alcalino para temperaturas de 30°C y 40°C.

Referente a lo presentado en la Figura 29, estos resultados no guardan relación con lo antes indicado respecto al comportamiento típico de estas curvas para diferentes temperaturas. En tal sentido, cabe mencionar que el fluido electrolítico usado para este electrolizador es el hidróxido de potasio (KOH) en una concentración del 30% (siguiendo las indicaciones del fabricante). Este fluido en los ensayos realizados fue preparado previamente y reutilizado durante todo el ensayo, por cual la concentración inicial respecto a la final tuvo una variación. Esta variación fue cuantificada respecto a la densidad de la solución, siendo el incremento de la densidad final respecto a la inicial de hasta un 1.05% (esta verificación solamente fue realizada en un solo ensayo). En este sentido, los electrolizadores alcalinos que hagan uso de sustancias electrolíticas de mayor grado de concentración su eficiencia disminuye [70]. Esto es debido a que el potencial eléctrico depende de la concentración de la solución [71]. En el presente trabajo, al mantener un valor de corriente estable durante el ensayo y realizar la recirculación del fluido electrolítico, el valor del voltaje ha ido aumentando haciendo que estos valores, representados gráficamente en la Figura 29, tiendan a irse hacia la derecha de la gráfica. Esto último genera resultados contradictorios a lo indicado en la literatura. Cabe mencionar que en esta figura son mostrados también los valores de las

incertidumbres en cada uno de los valores promedio, tanto para voltaje como para corriente. Para el caso del voltaje, es notorio esta variación, sin embargo, para el caso de la corriente, esta variación es mínima por lo que no es apreciable en esta figura. A pesar de estas incertidumbres, el comportamiento original es mantenido.

### 5.2.2.2 Flujo másico de hidrógeno

Al tomar los valores promedio de los resultados obtenidos en la parte temporal respecto a la generación de hidrógeno, con estos valores fueron obtenidos los valores promedios en la producción de hidrógeno para cada una de las condiciones estudiadas. Estos resultados son mostrados en la Figura 30 para la temperatura de 30°C y la Figura 31 para la de 40 °C.

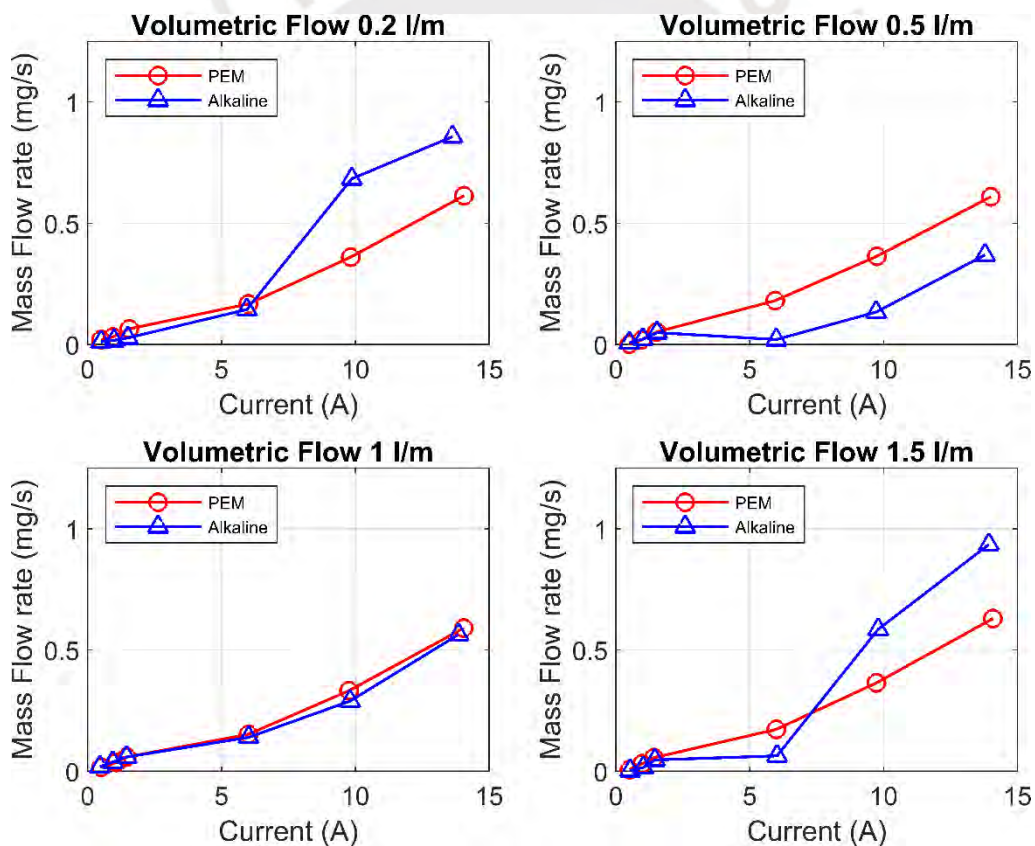


Figura 30: Flujo másico de hidrógeno x Corriente del PEM-Alcalino para la temperatura de 30°C.

Como es mostrado en la Figura 25 y Figura 27, el comportamiento en el tiempo respecto a la generación de hidrógeno para el PEM es más estable en comparación al del

alcalino. Este segundo electrolizador, presenta altos y bajos picos en su desempeño por lo que, a pesar de realizar un procesamiento de data, este no es suficiente para mitigar estos resultados. En tal sentido, en la Figura 25 al mostrar un comportamiento más uniforme en la generación para los flujos 0.5 l/m y 1 l/m por parte del PEM, es predecible que los valores promedios estén dando como resultado al PEM como el electrolizador con la mayor generación de hidrógeno, Figura 30 y Figura 31.

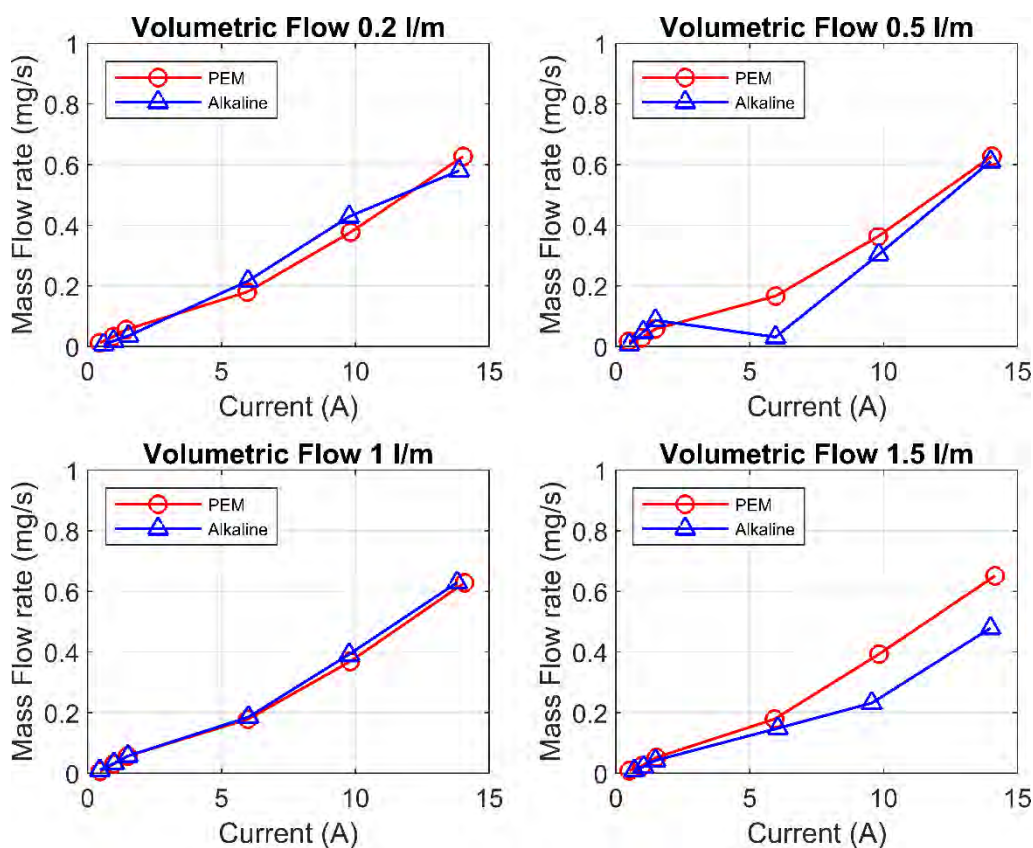


Figura 31: Flujo másico de hidrógeno x Corriente del PEM-Alcalino para la temperatura de 40°C.

En relación a lo antes mencionado, el PEM, para la temperatura de operación de 40°C al mantener un comportamiento más estable en todos los flujos ensayados, permite obtener valores similares en cada una de las condiciones ensayadas habiendo un pequeño incremento en la generación de hidrógeno para el flujo de 1.5 l/m. En cambio, para el alcalino, al seguir presentando un comportamiento oscilante (altos y bajos niveles), han hecho posible que estos se atenúen entre estos por lo que en los valores promedios obtenidos presentan la misma tendencia reflejada en la Figura 27. Además de evaluar el comportamiento en el tiempo durante la operación de los electrolizadores,

estos valores promedios obtenidos permiten justificar técnicamente la selección del electrolizador a usar en la generación de hidrógeno verde.

### 5.2.2.3 Eficiencia de generación de hidrógeno

Para determinar la eficiencia de generación del hidrógeno, siguiendo lo indicado en la Tabla 6 del capítulo 4 del presente trabajo, es necesario determinar la energía producida por la masa de hidrógeno generada y la energía consumida para su generación. Con estos dos factores es determinada la eficiencia en la generación de hidrógeno ( $\eta_{HI}$ ). Por lo que, con los resultados obtenidos en las diferentes pruebas, ha sido calculado la eficiencia del proceso de generación para ambos electrolizadores y con los valores promedios para ambas temperaturas de operación fueron elaboradas las Figura 32 y Figura 33.

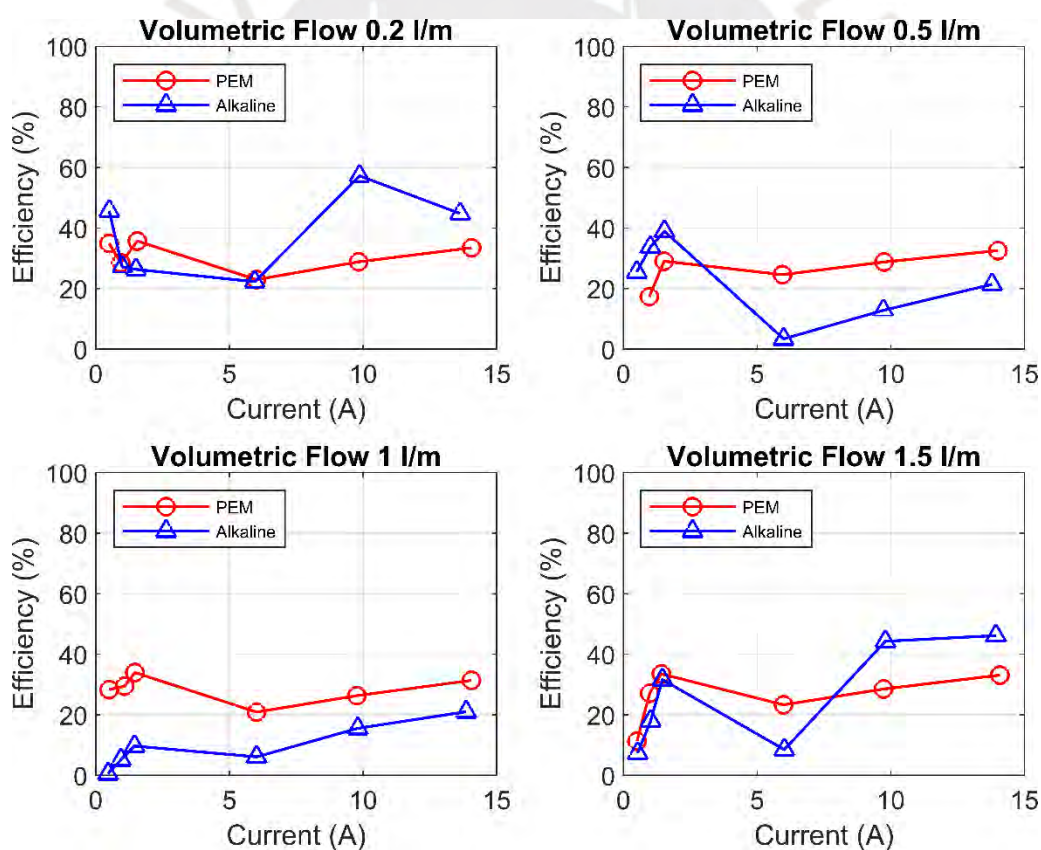


Figura 32: Curva Eficiencia x Corriente del PEM-Alcalino para la temperatura de 30°C.

Lo mostrado en la Figura 32, son los valores de la eficiencia promedio para ambos electrolizadores, bajo una temperatura de operación de 30°C. Para el flujo de 0.2 l/m, el

alcalino presenta mejores valores de eficiencia para corrientes altas. Este comportamiento vuelve a darse cuando el flujo es de 1.5 l/m y para las dos últimas corrientes altas de 10A y 14A respectivamente. Para los otros dos flujos restantes la eficiencia para corrientes altas es menor para el caso del alcalino respecto a la del PEM. Los valores de eficiencia obtenidos para el PEM, son similares para todos los cuatro (4) flujos ensayados, siendo estos mismos menores al 40%. Respecto al comportamiento de estos valores de rendimiento del PEM, para corrientes bajas el valor de estos mismos tiene un comportamiento ascendente. Sin embargo, al momento de pasar de corriente bajas a corrientes altas presentan una reducción para luego mantener su comportamiento ascendente hasta llegar a valores de eficiencia similares en relación a la corriente baja máxima (1.5 A) y alta máxima (14 A).

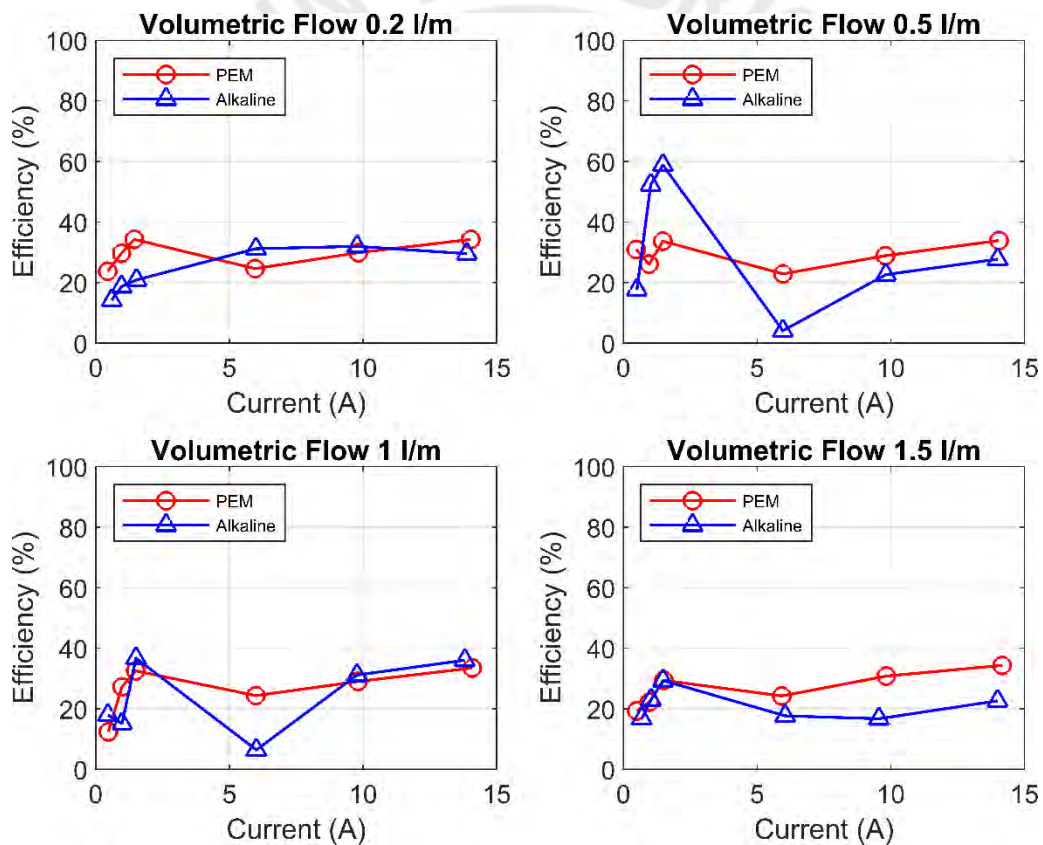


Figura 33: Curva Eficiencia x Corriente del PEM-Alcalino para la temperatura de 40°C.

En relación a los valores obtenidos de eficiencia de ambos electrolizadores, el comportamiento del alcalino es similar a lo presentado en la Figura 32, es decir para ambas temperaturas el comportamiento de este indicador es oscilante. Respecto al PEM, el comportamiento de este es similar a lo obtenido para una temperatura de 30°C,

es decir ascendente para las corrientes bajas, reducción del valor en la transición de corrientes bajas para altas y nuevamente ascendente para corrientes altas. Llegando a obtener un valor de rendimiento similar para ambos valores máximos de corriente de baja y alta. Estos valores de rendimiento para el PEM son menores al 40%. Además de haber realizado un comparativo entre las eficiencias para ambos electrolizadores para una misma temperatura de operación, la comparación de este indicador para un mismo electrolizador para ambas temperaturas de operación, son presentadas en la Figura 34 y Figura 35 respectivamente.

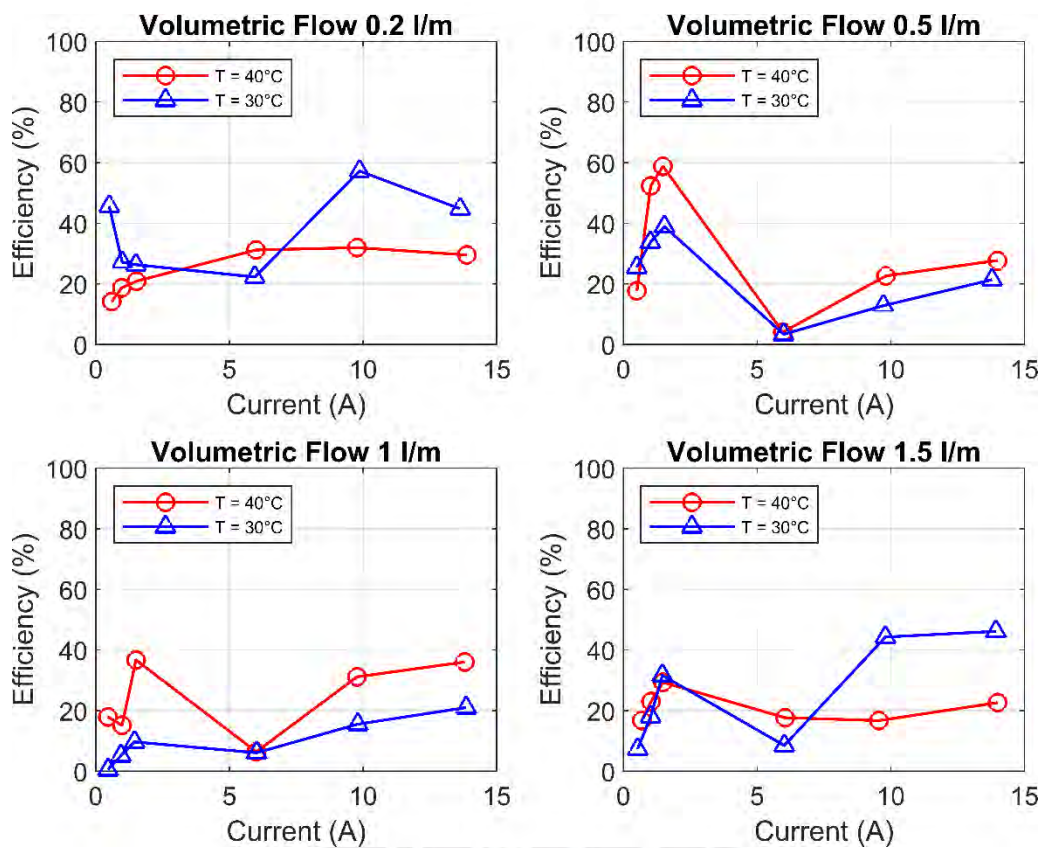


Figura 34: Curva Eficiencia x Corriente del alcalino para temperaturas de 30°C y 40°C.

Al tener un comportamiento no estable el alcalino, los valores de eficiencia para ambas temperaturas de operación presentan el mismo comportamiento oscilante. Cabe indicar que en función a los resultados presentados en la Figura 34, el flujo de 1 l/m es quien presenta un comportamiento que guarda relación a lo indicado en la literatura. Para el flujo de 0.2 l/m y para una temperatura de 30 °C, los valores de eficiencia superan el 50% para tres valores de corriente: 0.5 A, 10 A y 14 A. En este mismo sentido, para el flujo de 1.5 l/m para una corriente de 14 A el valor de la eficiencia también supera el 50%. Para el caso de la temperatura de operación de 40 °C, para los flujos de 0.2 l/m y

0.5 l/m y para las corrientes de 6 A y 1.5 A, respectivamente también son obtenidos valores de eficiencia mayores al 50%.

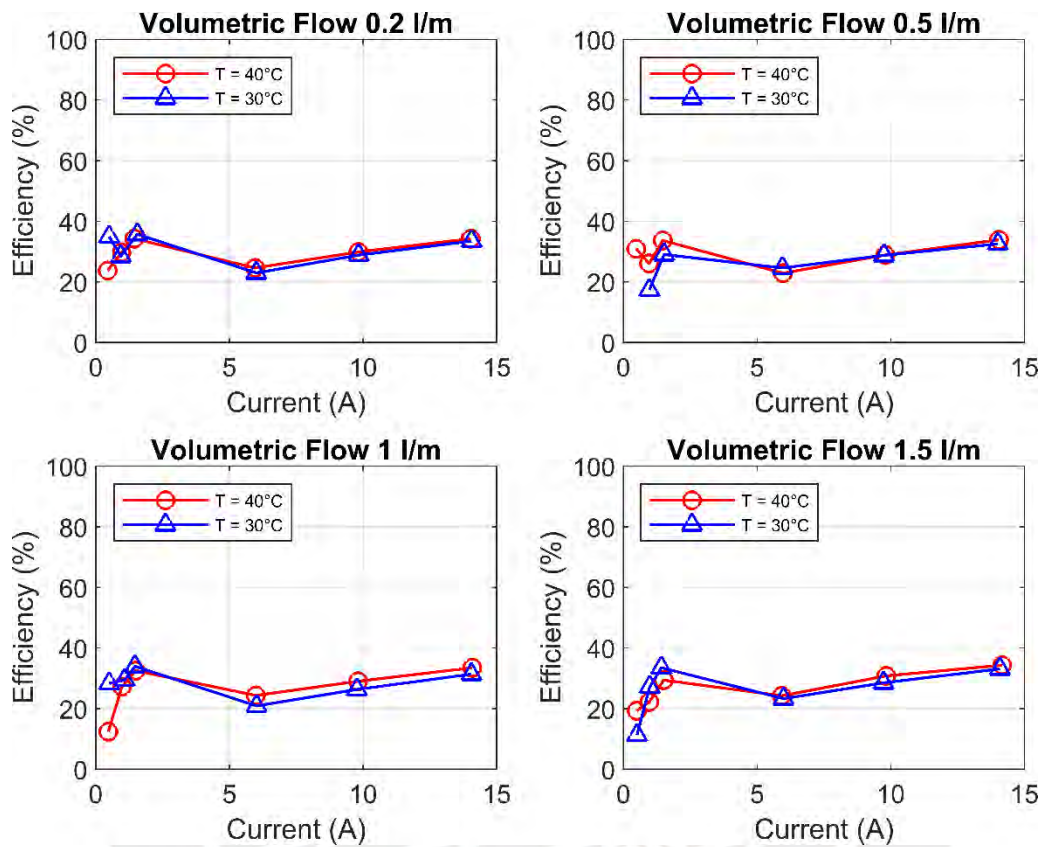


Figura 35: Curva Eficiencia x Corriente del PEM para temperaturas de 30°C y 40°C.

Para el caso del PEM, el comportamiento de la eficiencia para ambas temperaturas de operación es similar. Sin embargo, hay una ligera diferencia en los flujos de 1 l/m y 1.5 l/m para corrientes altas, siendo el de 40 °C mayor al de 30 °C. Respecto a los valores de eficiencia, estos también son similares y no superan para ambas corrientes el 40%.

#### 5.2.2.4 Discusiones adicionales

La Figura 36 compara los flujos máxicos de hidrógeno en función al voltaje y al flujo volumétrico de la solución electrolítica utilizada. De esta figura puede observarse que, para el caso del electrolizador alcalino, al tener el voltaje en el electrolizador un comportamiento oscilante, este mismo comportamiento es observado en la generación de hidrógeno. Además, los flujos de 0.2 l/m y 1.5 l/m y una temperatura de 30°C son las condiciones de operación que originan un mayor grado de dispersión en los resultados

obtenidos en comparación a los otros dos flujos volumétricos analizados. Sin embargo, al cambiar la temperatura de operación a 40°C, de los cuatro flujos considerados, los flujos correspondientes a 0.5 l/m y 1.5 l/m presentan un comportamiento más uniforme respecto a la generación de hidrógeno y voltaje. Contrariamente, con el electrolizador PEM, en los cuatro flujos de la solución electrolítica considerado y para ambas temperaturas de operación (30°C y 40°C), el comportamiento del voltaje como de la generación de hidrógeno presentan una mayor estabilidad en comparación con el alcalino. Asimismo, la mayor generación de hidrógeno es obtenida cuando flujos volumétricos de 1 l/m y 1.5 l/m de solución electrolítica, y una temperatura de operación de 40°C, son considerados.

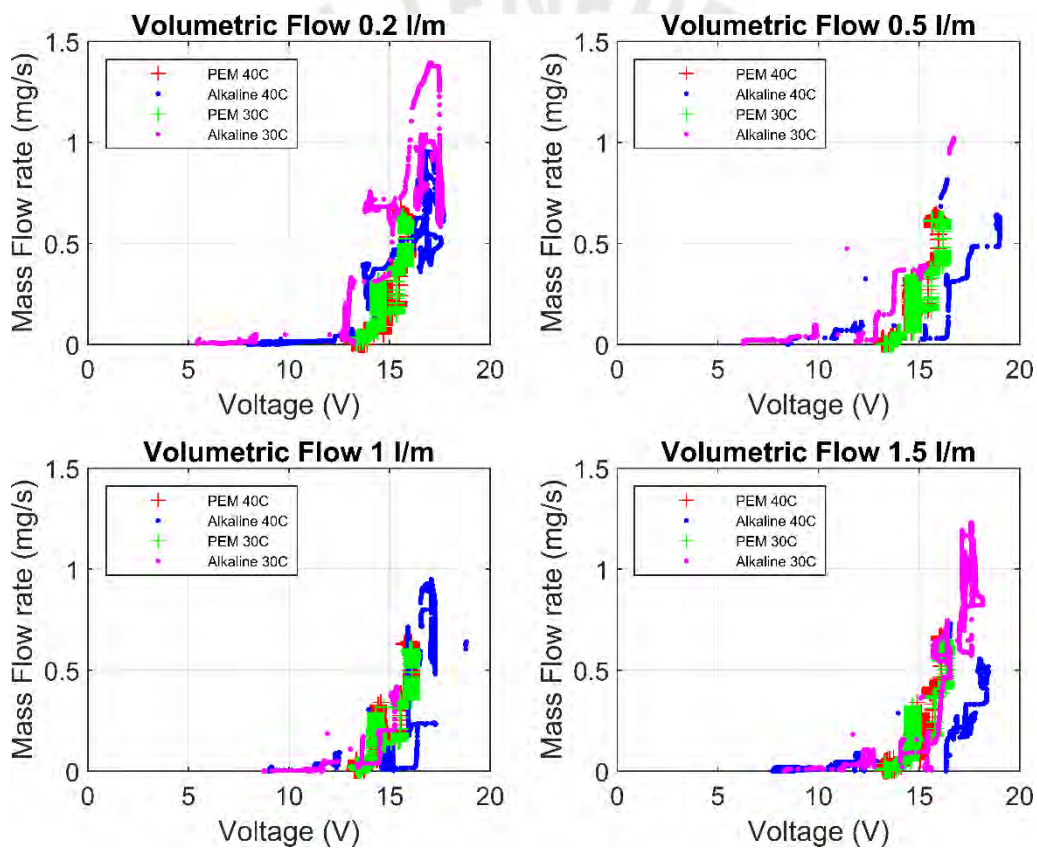


Figura 36: Comparación del flujo másico de hidrógeno en función al voltaje y flujo volumétrico de la solución electrolítica utilizada.

Adicionalmente, la Figura 37 muestra una comparación de la tasa de generación de hidrógeno de ambos electrolizadores para ambas temperaturas de operación. Esta figura muestra que, para los flujos de 0.2 l/m y 1.5 l/m de solución electrolítica y para una temperatura de operación de 30°C, el electrolizador alcalino presenta una

generación de hidrógeno mayor. Sin embargo, como indicado en la Sección 5.2.1, esto corresponde al comportamiento oscilante que tiene la generación de hidrógeno durante su operación. Asimismo, el valor promedio de generación de hidrógeno del electrolizador tipo PEM mantiene un comportamiento similar para cada uno de los flujos volumétricos de solución electrolítica estudiados.

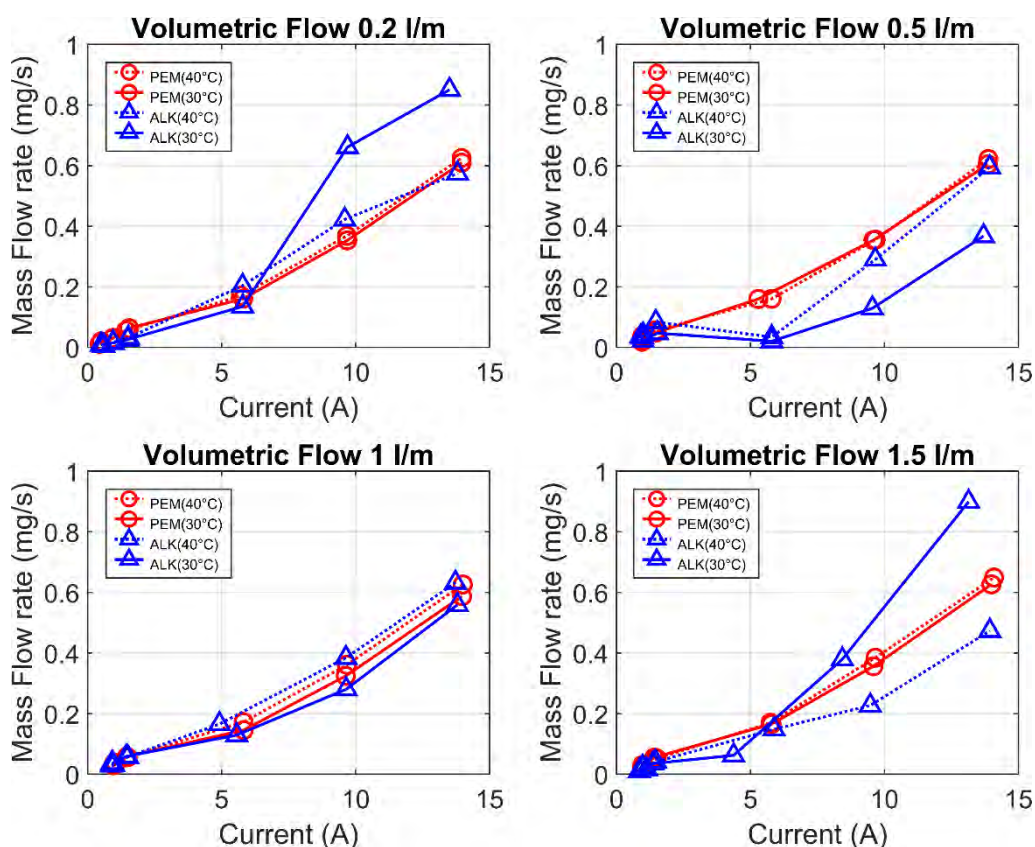


Figura 37: Comparación de la tasa de generación de hidrógeno de ambos electrolizadores en ambas temperaturas de operación.

Finalmente, como mostrado en la Figura 38, la cual compara la eficiencia de ambos electrolizadores estudiados aquí, los valores promedio de eficiencia para el electrolizador alcalino no presentan tendencias similares en las temperaturas de operación analizadas. Sin embargo, para el PEM, este comportamiento si es similar para cada uno de los flujos de ingreso al electrolizador considerados. En particular, para un flujo de 1 l/m y una temperatura de operación de 40°C, el electrolizador tipo PEM mostró un mejor desempeño.

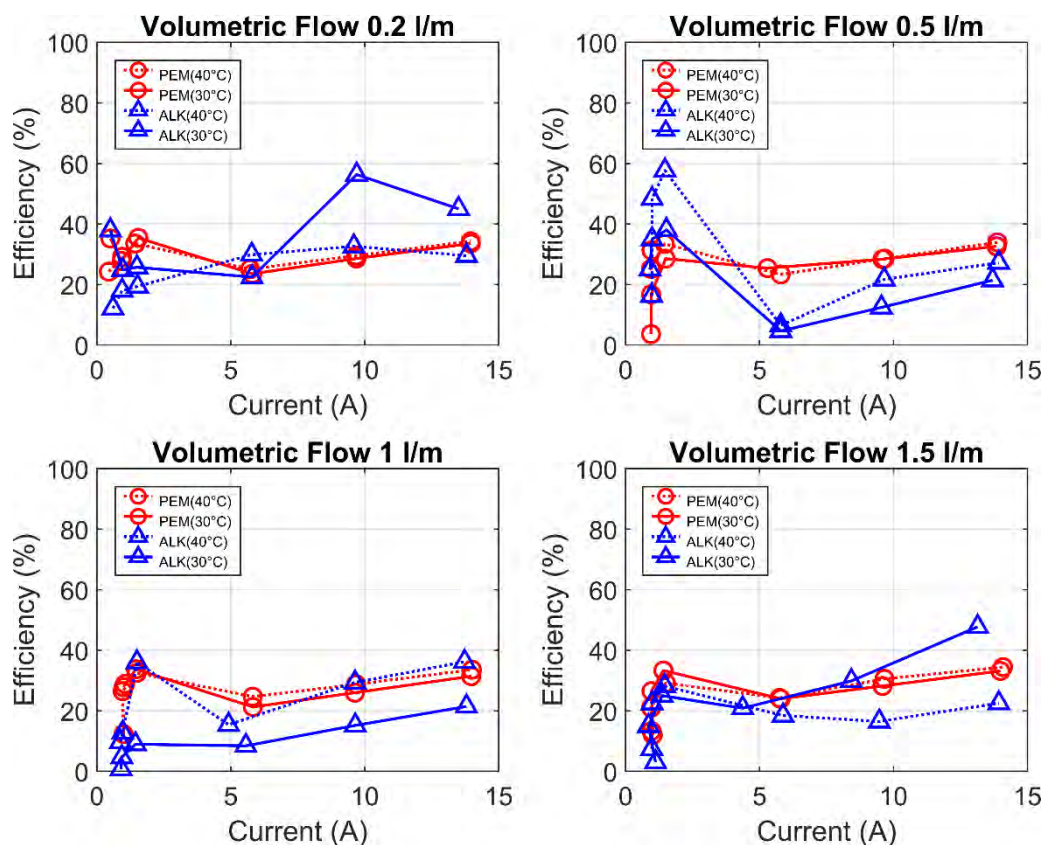


Figura 38: Comparación de la eficiencia de ambos electrolizadores en ambas temperaturas de operación.

### 5.3 Generación de hidrógeno verde

Los resultados obtenidos en la caracterización de los sistemas electrolíticos estudiados en este trabajo (Sección 5.2) permitieron definir las condiciones operativas y la tecnología de electrolizador a ser utilizadas en la generación de hidrógeno verde. En consecuencia, los ensayos de generación de hidrógeno verde fueron realizados aquí utilizando el electrolizador tipo PEM (proton exchange membrane), y considerando una temperatura de operación de 40°C y un flujo volumétrico de la sustancia electrolítica igual a 1 l/m. Asimismo, al no contar con un sistema de almacenamiento de energía eléctrica que permita la autonomía en su operación, el accionamiento de los equipos auxiliares (sistema de registro de datos, bomba y sistema de calentamiento del fluido electrolítico) fue realizado usando energía eléctrica proveniente de la red eléctrica local.

#### 5.3.1 Tratamiento de datos

La evolución temporal de los parámetros de operación del prototipo de planta de producción de hidrógeno depende de la evolución temporal de la irradiancia. Esto ocurre

para configuraciones de planta involucrando tanto acoplamiento directo como indirecto entre sistemas PV y EL. Es decir, si la irradiancia fluctúa, los otros parámetros de operación de la planta también tienen un comportamiento oscilante, en especial en el acoplamiento directo entre sistemas PV y EL. En el caso de sistemas PV-EL con acoplamiento indirecto, al tener mayor control del comportamiento de la planta vía el convertidor DC/DC, este comportamiento oscilante es menos significativo. Cabe mencionar que, en este trabajo, el control de la presión de generación de hidrógeno (mantenida relativamente constante) fue realizado de manera manual. Por lo tanto, el referido control de presión representa otro factor a considerar como perturbación o fuente de fluctuaciones en los parámetros de operación de la planta de producción de hidrógeno.

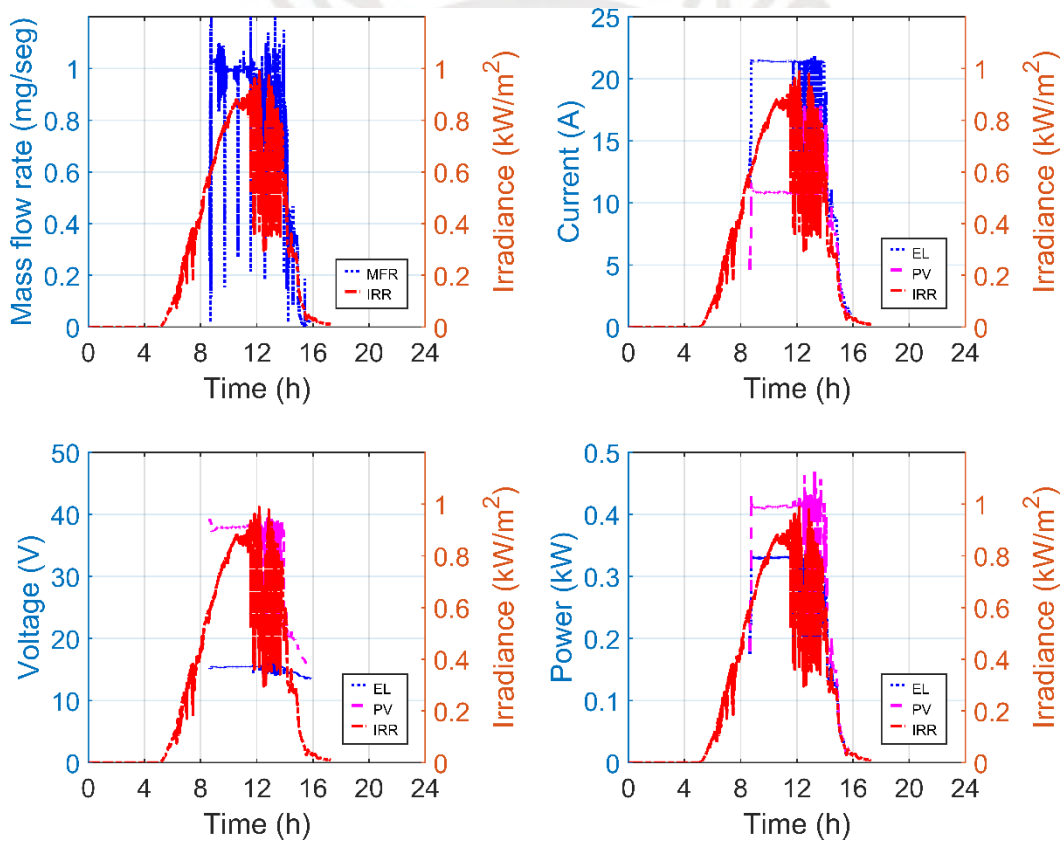


Figura 39: Variación temporal de parámetros característicos de planta de producción de hidrógeno con acoplamiento indirecto entre sistemas PV y EL – Datos sin procesar.

Así, la Figura 39 muestra la variación temporal de la irradiancia (línea de color roja discontinua) y la influencia de esta en los demás parámetros característicos de la planta de producción de hidrógeno, incluyendo el flujo másico de hidrógeno generado (Figura

39, plot superior izquierdo). Debido a las características oscilantes de los resultados mostrados en la Figura 39, a fin de remover valores espurios de los datos medidos (o de los resultados obtenidos a partir del uso de estos valores espurios), fue necesario realizar procesos de tratamiento de datos (filtrado). El referido tratamiento de datos incluyó el uso de los filtros indicados a seguir.

- **Filtro 1.** Cuando la reducción de la irradiancia es significativa, esta disminuye considerablemente la tasa de generación de hidrógeno verde, originando en algunos casos valores negativos. Esto es originado por un undershoot, lo cual genera que el sensor emita una señal negativa debido a que el valor está por debajo del valor mínimo del sensor. En este sentido, esta primera consideración filtra los valores negativos del flujo volumétrico de hidrógeno verde.

- **Filtro 2.** Respecto al valor de la eficiencia de los paneles fotovoltaicos usados aquí, según la información proporcionada por el fabricante de los paneles, este valor es igual a 17.01%. Este valor de eficiencia es obtenido en condiciones estándar de operación, las cuales corresponden a una temperatura de celda fotovoltaica de 25°C y una irradiancia igual a 1000 W/m<sup>2</sup>. Los paneles fotovoltaicos usados en este trabajo operan en general con temperaturas de celda mayores a 25°C. Además, estos paneles están expuestos a suciedad, entre otros factores externos que afectan directamente su eficiencia. Por tal motivo, valores de eficiencia mayores al indicado por el fabricante han sido descartados aquí.

- **Filtro 3.** Pérdidas ocasionadas por el traslado de la corriente eléctrica desde la zona de ubicación de los paneles solares hasta la zona de ubicación de los sistemas electrolíticos, debido a la distancia de separación entre los sistemas asociados (40 m), están presentes en el prototipo de planta de producción de hidrógeno desarrollado. Esto significa que la energía que llega a los sistemas electrolíticos debe ser menor a aquella en la acometida de los paneles fotovoltaicos. Por lo tanto, solamente valores de pérdidas de energía mayores a cero (0) han sido consideradas en este trabajo. Estas pérdidas están asociadas a la diferencia entre la potencia eléctrica en la acometida del sistema PV y la registrada en la llegada al sistema EL.

- **Filtro 4.** Además de las pérdidas ocasionadas en el transporte del fluido eléctrico, otra pérdida es la originada en el DC/DC durante el proceso de conversión. Por tal motivo, la potencia de salida del convertidor debe ser menor en comparación a la de ingreso. Así, el objetivo de este filtro es retirar a los valores que no cumplan con esta condición.

- **Filtro 5.** El último filtro usado aquí consiste en remover valores de eficiencia de los sistemas electrolíticos mayores a uno (1). Esta eficiencia es determinada aquí en función

de la potencia eléctrica empleada por el electrolizador y la energía obtenida a partir del hidrógeno verde producido.

Una vez realizado el proceso de tratamiento de datos (filtrado), los valores finales obtenidos fueron procesados a través de la técnica antes aplicada en este tipo de mediciones (uso de algoritmos de Matlab “dsp.MedianFilter” y “WindowLength”), siendo el tamaño de la ventana móvil usado para todos los casos, equivalente a 250. Como es mostrado en la Figura 40, los valores finales de eficiencia de planta y de los sistemas PV y EL utilizados tienen una variación temporal más acorde a lo que es esperado de este tipo de plantas de producción de energía. Como referencia, esta Figura 40 también muestra los valores de la irradiancia y su influencia en los demás parámetros de planta determinados.

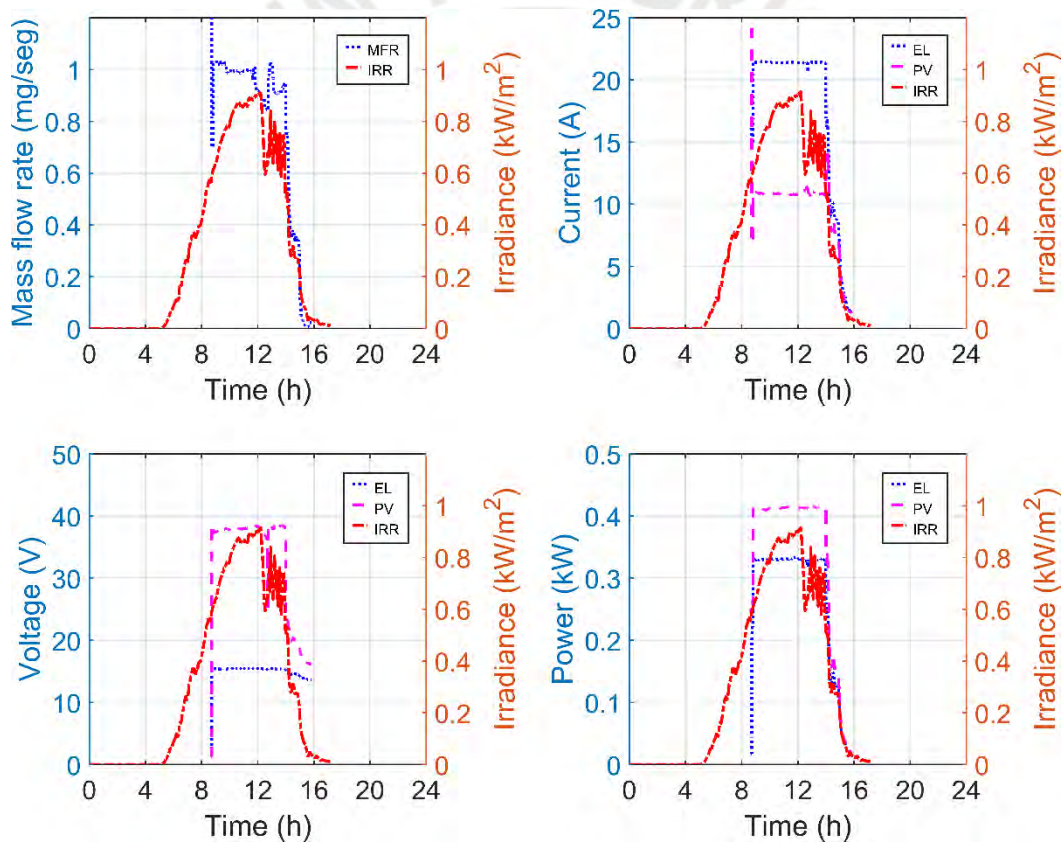


Figura 40: Variación temporal de parámetros característicos de planta de producción de hidrógeno con acoplamiento indirecto entre sistemas PV y EL – Datos procesados.

### 5.3.2 Repetibilidad de mediciones

A fin de ilustrar la repetibilidad de los resultados discutidos en este trabajo, valores de irradiancia medidos en diferentes días del mes de febrero del 2024 son analizados en

esta sección. En particular, como mostrado en la Figura 41, los ensayos de la planta de producción de hidrógeno con acoplamiento indirecto entre sistemas PV y EL fueron realizados en tres (3) días (16, 19 y 20) del mes de febrero del 2024. Los resultados mostrados en la Figura 41 corresponden a datos de mediciones procesados en base a los algoritmos de Matlab “dsp.MedianFilter” y “WindowLength”, para un tamaño de ventana equivalente a 800. Es observado de la Figura 41 que la variación temporal de la irradiancia para los días 16 y 20 de febrero del 2024 tienen una tendencia similar en especial en las primeras horas del día y por la tarde. Sin embargo, para el día 19 de febrero del 2024 este comportamiento difiere a los otros dos días debido a la presencia de mayor grado de nubosidad en el distrito de San Miguel (Lima) en la fecha referida. Nótese también que en el Perú está ocurriendo el fenómeno climatológico del niño costero y global, el cual afecta a las condiciones climatológicas a nivel nacional y, en especial, a los distritos cercanos al mar como lo es el distrito de San Miguel (Lima).

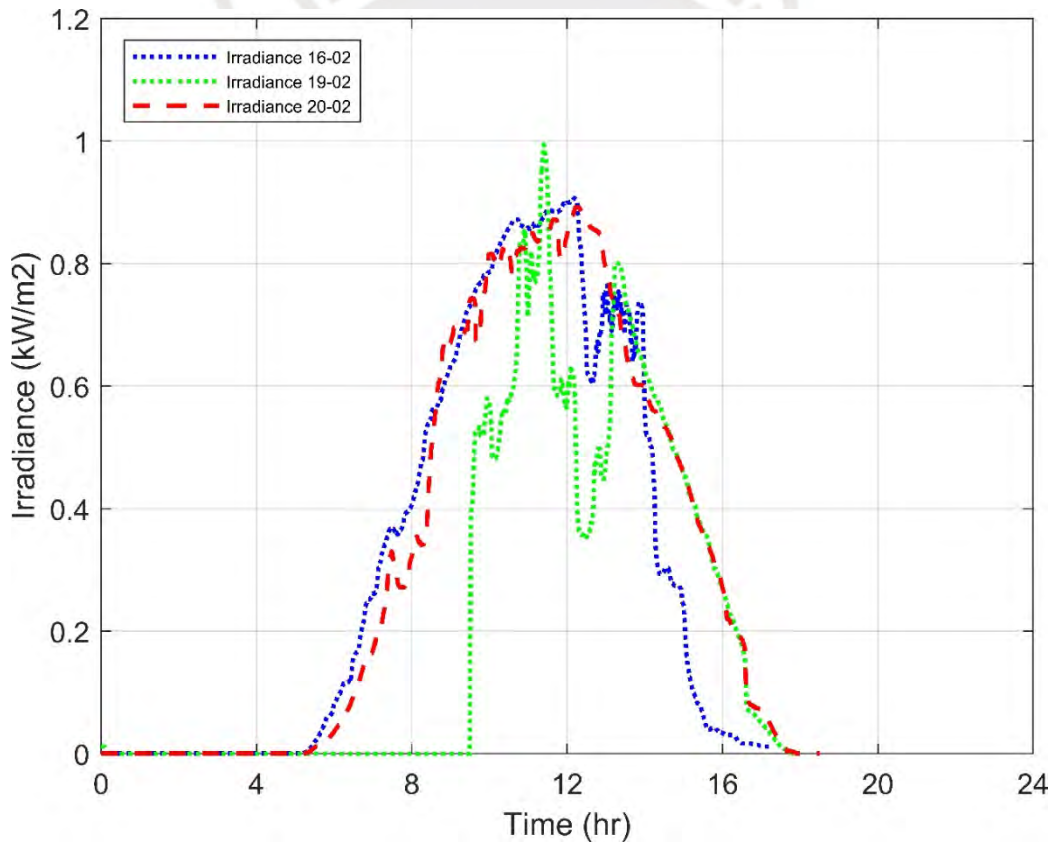


Figura 41: Irradiancia medida en los días de ensayo de la planta de producción de hidrógeno con acoplamiento indirecto entre sistemas PV y EL.

Similarmente, la Figura 42 muestra los resultados de irradiancia después del proceso de tratamiento de datos para los días 22 y 23 de febrero del 2024, los cuales

corresponden a las fechas en las cuales fueron realizados los ensayos de la planta de producción de hidrógeno con acoplamiento directo entre sistemas PV y EL. De manera similar a los resultados mostrados en la Figura 41, los resultados de irradiancia son ilustrados en la Figura 42 para dos días diferentes. Todos estos resultados presentados en ambas figuras pueden ser agrupados en dos grupos: 16, 20 y 23 de febrero del 2024 como primer grupo y en un segundo grupo los días 19 y 22 de febrero. El comportamiento de la irradiancia en cada uno de estos grupos presenta tendencias similares. Por lo tanto, en este trabajo es considerado que los perfiles de irradiancia tienen un comportamiento similar en días relativamente próximos entre sí (16, 20 y 23 de febrero de 2024), con lo cual los parámetros que caracterizan la operación de la planta de producción de hidrógeno también tienen comportamientos similares entre sí. Así, los resultados discutidos en la Sección 5.3.3 a seguir corresponden solamente a un día particular de operación de la planta.

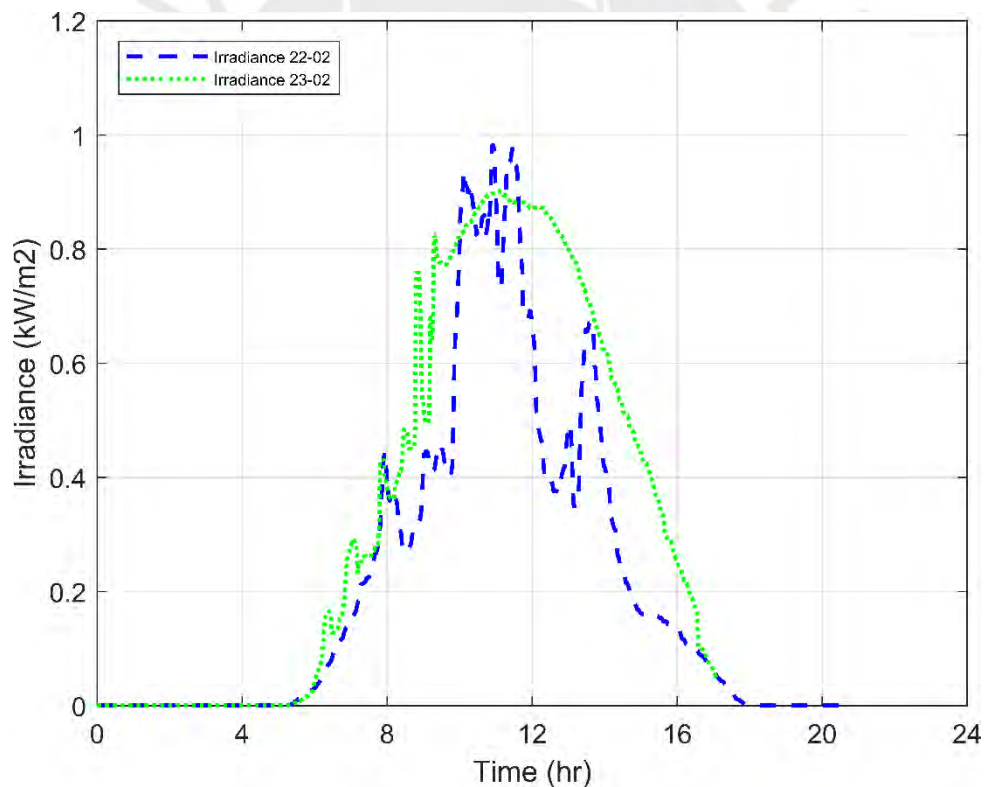


Figura 42: Irradiancia medida en los días de ensayo de la planta de producción de hidrógeno con acoplamiento directo entre sistemas PV y EL.

Cabe mencionar que para los resultados mostrados en la Figura 41, respecto al día 19 de febrero del 2024, el sensor de medición de irradiancia estuvo sin registrar datos hasta

después de las 9:00 horas aproximadamente. Posterior a esa hora, el sensor fue corregido y el registro de esta variable reiniciado.

### **5.3.3 Sistemas acoplados PV-EL**

Resultados de generación de hidrógeno verde obtenidos utilizando el prototipo de planta de producción de hidrógeno desarrollado en este trabajo, para ambos tipos de acoplamiento entre sistemas PV y EL, directo e indirecto, son discutidos en esta sección. Para el caso del acoplamiento directo de los sistemas PV y EL, no toda la cantidad de paneles solares disponibles en el sistema PV fueron utilizados. Más específicamente, con la finalidad de conservar la integridad física del electrolizador PEM, en este caso, solamente dos paneles fotovoltaicos en paralelo, equivalente a tener un sistema de 37.8 V y 17.48 A (660.74 Wp) fueron empleados. Similarmente, en el acoplamiento indirecto entre sistemas PV y EL, debido a la capacidad máxima del convertidor DC/DC de 600W, también hubo una reducción en la capacidad de transformación del sistema PV a 37.8 V y 26.22 A (991.12 Wp). Esta configuración de paneles fotovoltaicos permite satisfacer los requerimientos del electrolizador, en términos de valores máximos de voltaje y corriente, iguales 20 V y 36 A.

#### **5.3.3.1 Resultados de sistema PV-EL con acoplamiento directo**

Los resultados del ensayo de la planta de producción de hidrógeno con acoplamiento directo realizado el día 23 de febrero del 2024 son mostrados en la Figura 43 y Figura 44, siendo la generación total de hidrógeno para este día de 14.0825 gramos. En el caso de acoplamiento directo, la generación de hidrógeno guarda una mayor relación con la irradiancia que con la presión de operación del sistema electrolítico. Este comportamiento es menos notorio en el caso de sistemas PV-EL con acoplamiento indirecto, donde, al tratar el DC/DC de mantener una potencia eléctrica de salida casi constante, el efecto de la presión de operación sobre la generación de hidrógeno es más evidente. Del mismo modo, los parámetros de operación como la corriente y el voltaje del arreglo fotovoltaico, y por ende la potencia eléctrica generada, son influenciados directamente por la irradiancia. Cabe notar que el voltaje del electrolizador durante su operación trata de mantener un valor constante haciendo que solamente varíe su corriente en función a la irradiancia (Figura 43, plot inferior izquierdo). Además, los valores obtenidos para la corriente y el voltaje del sistema de transformación eléctrica son ambos significativamente menores a los correspondientes al punto de máxima

potencia (MPP: 37.8 V / 17.48 A). De hecho, según los valores obtenidos de la curva I-V del arreglo constituido por los dos paneles, el punto de operación del arreglo fotovoltaico estaría en el lado izquierdo del MPP (37.8 V / 17.48 A), es decir, en la zona cercana a los valores de corriente de corto circuito.

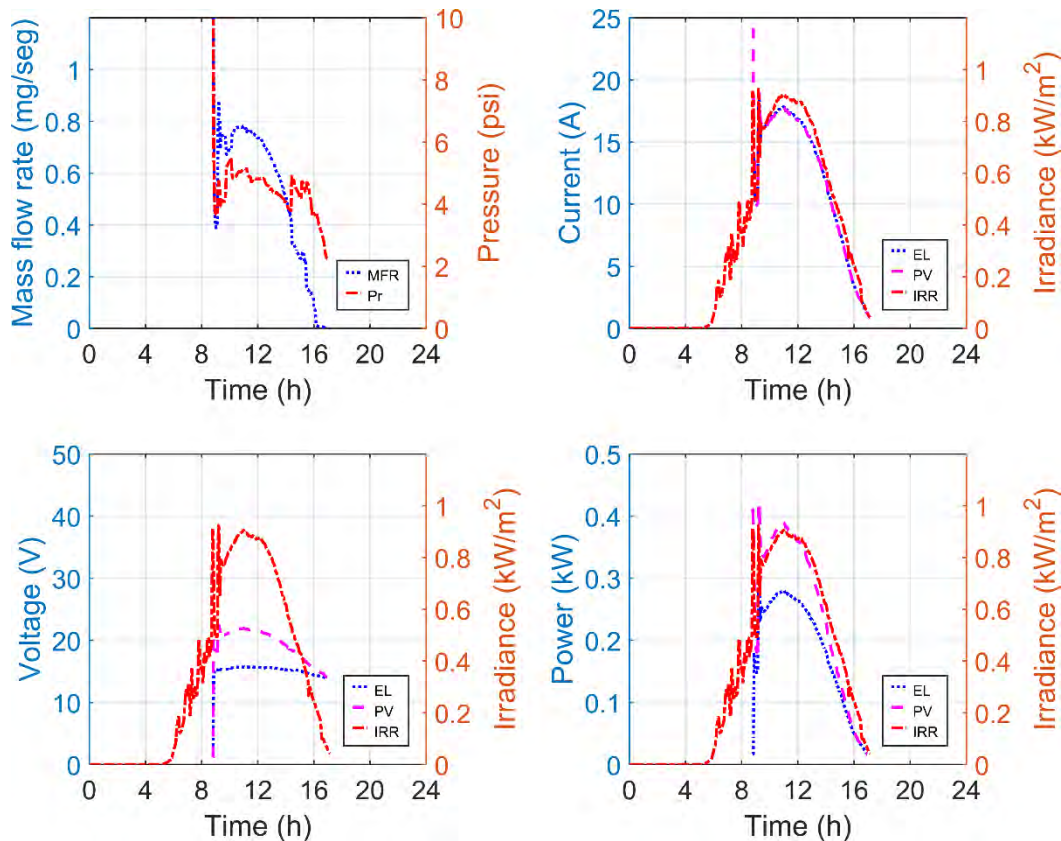


Figura 43: Parámetros característicos (incluyendo irradiancia, IRR) de planta de producción de hidrógeno con acoplamiento directo entre sistemas PV y EL. Flujo másico de hidrógeno (MFR) y presión de generación de hidrógeno (Pr) – Plot superior izquierdo. Corriente consumida por el electrolizador (EL) y corriente generada por el sistema fotovoltaico (PV) – Plot superior derecho. Voltaje por el electrolizador (EL) y voltaje por el sistema fotovoltaico (PV) – Plot inferior izquierdo. Potencia consumida por el electrolizador (EL) y potencia generada por el sistema fotovoltaico (PV) – Plot inferior derecho.

Las pérdidas de energía de la planta de producción de hidrógeno con acoplamiento directo entre sistemas PV y EL, como podría esperarse, están en función a la irradiancia (Figura 44). Sin embargo, de estas pérdidas, aquellas relativas al transporte de energía por los cables son mayores a las del caso con acoplamiento indirecto (Sección 5.3.3.2). Una de las causas obedece a los valores de voltaje empleados en este caso, pues los valores de corriente generada por el sistema PV como la consumida por el electrolizador

son similares. Por otro lado, las eficiencias obtenidas por el generador de hidrógeno son similares también a los resultados del caso con acoplamiento indirecto. Sin embargo, la relación entre la energía obtenida del hidrógeno producido versus lo generado por los paneles fotovoltaicos ( $n_{\text{HI-PV}}$ ) disminuye durante los periodos de mayor irradiancia. Esto ocurre debido a que en este mismo intervalo de tiempo las pérdidas de energía alcanzan sus valores máximos, originando una reducción en esta relación como también en la eficiencia total de la planta. Con relación a la eficiencia de la planta, esta eficiencia es menor a la del caso con acoplamiento indirecto (Sección 5.3.3.2), y presenta valores en el rango de 1.5% a 2% (Figura 44, plot inferior derecho). Este valor relativamente pequeño de eficiencia de planta es debido a que el sistema PV no opera cercanamente al valor del MPP (37.8 V / 17.48 A) y también debido a las pérdidas en el transporte de la energía eléctrica desde la ubicación de los paneles fotovoltaicos hasta el sistema electrolítico.

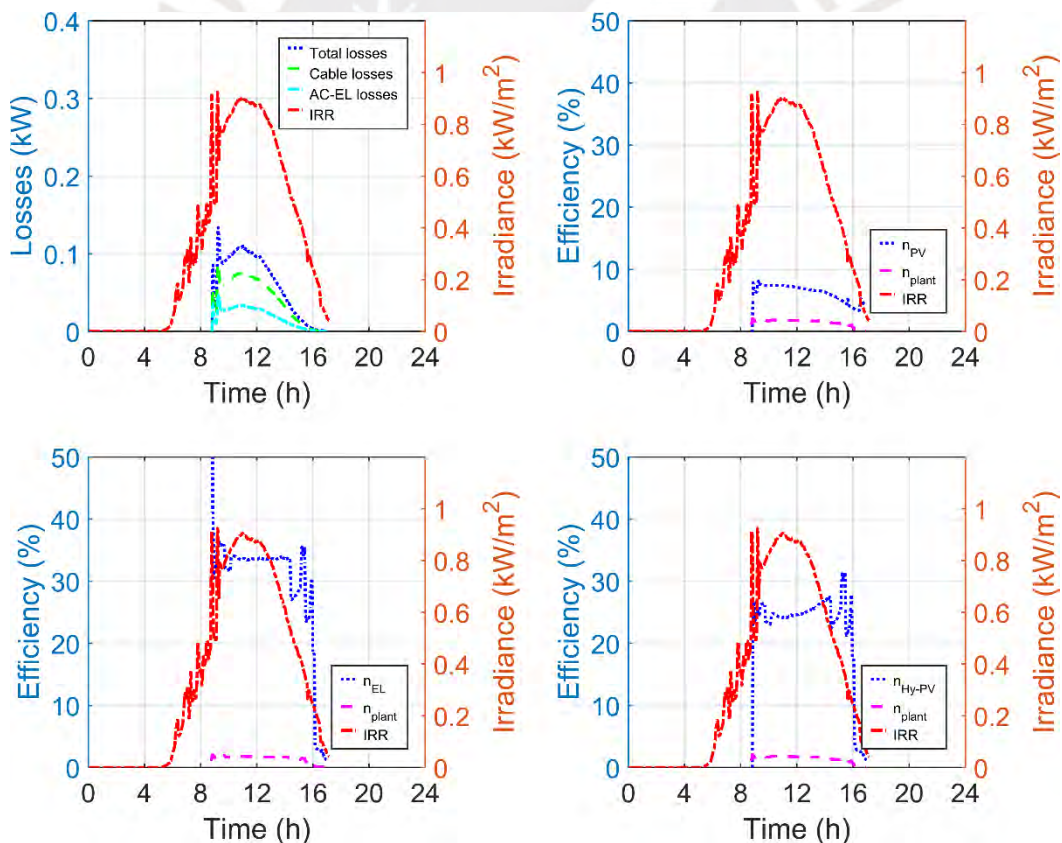


Figura 44: Pérdidas de energía y eficiencia de sistemas. Pérdidas de energía parciales y totales – Plot superior izquierdo. Eficiencia del sistema fotovoltaico ( $n_{\text{pv}}$ ) y eficiencia de la planta ( $n_{\text{plant}}$ ) – Plot superior derecho. Eficiencia del electrolizador ( $n_{\text{EL}}$ ) y eficiencia de

la planta ( $n_{\text{plant}}$ ) – Plot inferior izquierdo. Eficiencia del sistema hidrógeno-sistema fotovoltaico ( $n_{\text{Hy-PV}}$ ) y eficiencia de la planta ( $n_{\text{plant}}$ ) – Plot inferior derecho.

Finalmente, es preciso indicar que, tal como mostrado en las Figura 43 y Figura 44, en este ensayo, el registro de la irradiancia tuvo un punto de inicio diferente a los otros parámetros de la planta. Más específicamente, el registro de la irradiancia fue realizado desde el día anterior y finalizado después de las 16:00 horas. Para los otros parámetros de la planta, el inicio del registro de datos fue después de las 8:00 horas del mismo día 23 de febrero del 2024.

### **5.3.3.2 Resultados de sistema PV-EL con acoplamiento indirecto**

Los resultados del ensayo de la planta de producción de hidrógeno con acoplamiento indirecto realizado el día 20 de febrero del 2024 son mostrados en la Figura 45 y Figura 46, siendo la generación total de hidrógeno para este día de 23.30 gramos. Asimismo, los valores de corriente eléctrica usados por el electrolizador en la generación de hidrógeno verde presentan un valor relativamente constante, siendo estos cercanos a 22 A. Esto último equivale a decir que, en términos de corriente eléctrica, el electrolizador ha operado al 61.1% de su capacidad máxima. Estos valores de corriente eléctrica relativamente constantes son alcanzados aproximadamente desde las 8 hasta las 15 horas del día. Nótese que el voltaje alcanzado por el sistema PV para el mismo intervalo de tiempo alcanza valores cercanos a los del voltaje del punto de máxima potencia MPP (37.8 V / 26.22 A). Sin embargo, el valor de la corriente eléctrica no es el correspondiente al MPP (37.8 V / 26.22 A), sino más bien este es inferior, lo cual indica que el sistema PV no está operando en su capacidad máxima. Lo antes indicado es enfatizado por los valores obtenidos de potencia eléctrica mostrados en el plot inferior derecho de la Figura 45. Este plot muestra que, en el intervalo de tiempo antes indicado, la potencia eléctrica generada por el sistema PV es de aproximadamente 0.42kW, siendo este valor equivalente a un 42.3% de la potencia máxima a generar.

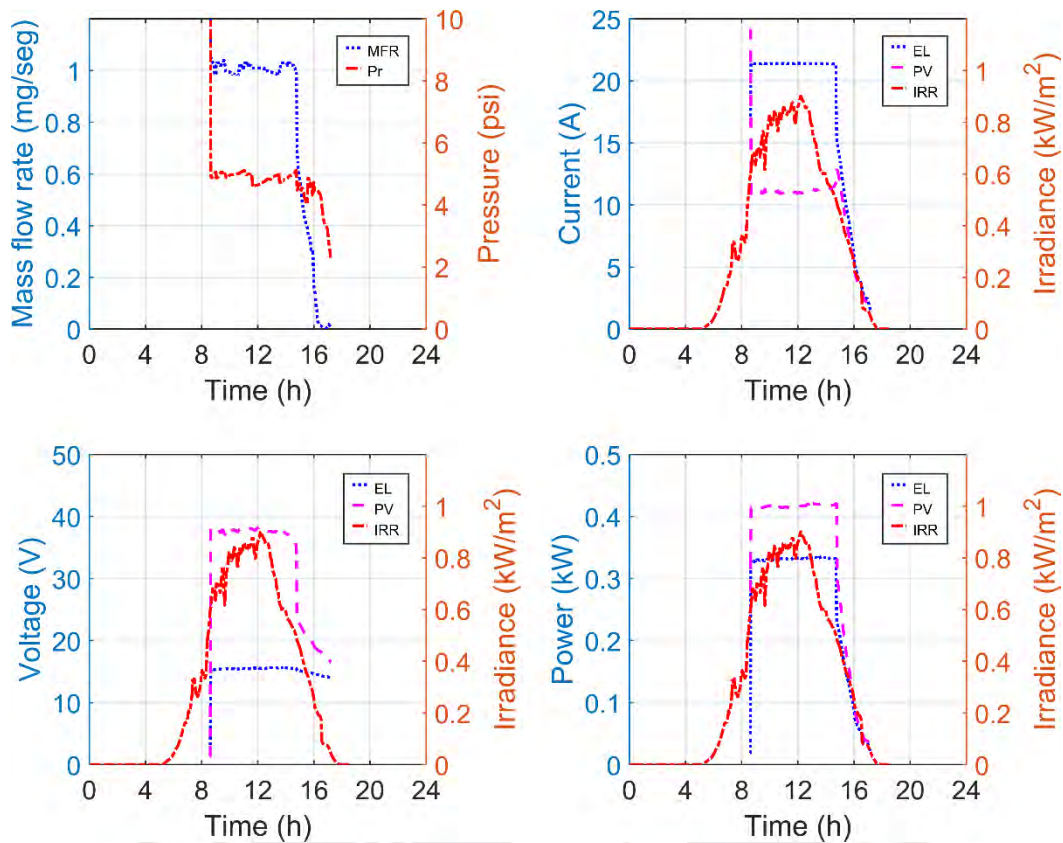


Figura 45: Parámetros característicos (incluyendo irradiancia, IRR) de planta de producción de hidrógeno con acoplamiento indirecto entre sistemas PV y EL. Flujo másico de hidrógeno (MFR) y presión de generación de hidrógeno (Pr) – Plot superior izquierdo. Corriente consumida por el electrolizador (EL) y corriente generada por el sistema fotovoltaico (PV) – Plot superior derecho. Voltaje por el electrolizador (EL) y voltaje por el sistema fotovoltaico (PV) – Plot inferior izquierdo. Potencia consumida por el electrolizador (EL) y potencia generada por el sistema fotovoltaico (PV) – Plot inferior derecho.

Relativo a las pérdidas originadas por el transporte de la energía eléctrica desde la ubicación de los paneles fotovoltaicos hasta el sistema electrolítico, estas mismas están divididas en dos partes, (i) transporte – cables y (ii) conversión – convertidor. La suma de ambas para el intervalo de tiempo en discusión (8 a 15 horas) es de 0.08kW, aproximadamente, el cual representa, respecto a la potencia generada en el mismo intervalo de tiempo, un 19.04% aproximadamente. Tal como muestra el comportamiento de la eficiencia del sistema PV (Figura 46, plot superior derecho), al estar constituido por tres (3) paneles fotovoltaicos conectados en paralelo (con valores de 37.8 V y 26.22 A en el MPP), respecto al MPP, el punto de operación de este arreglo está al lado derecho de la curva I-V, cercano al valor del voltaje de circuito abierto. Respecto a los

valores de eficiencia en la transformación en el sistema PV (irradiancia versus potencia eléctrica transformada), del electrolizador PEM, de la relación entre la energía contenida en el hidrógeno producido versus la energía generada por el sistema PV, y de la eficiencia global de la planta (sin considerar lo consumido por los sistemas auxiliares), todos estos presentan tendencias similares. En particular, el valor de la eficiencia de la planta está en un rango entre el 2% y 5%. Respecto a la relación entre la energía obtenida por el hidrógeno producido versus la energía proporcionada por el sistema PV, este valor oscila entre el rango del 25% al 30% y la del electrolizador en el rango del 32% al 38%. Estos valores obtenidos son similares a los obtenidos en los ensayos realizados en los días 16 y 19 de febrero del 2024. Nótese finalmente que, para este tipo de prototipos de plantas de producción de hidrógeno, trabajos anteriores [13] han estimado eficiencias de planta del orden de 5% aproximadamente. Por lo tanto, los resultados obtenidos aquí concuerdan relativamente bien con los referidos trabajos previos.



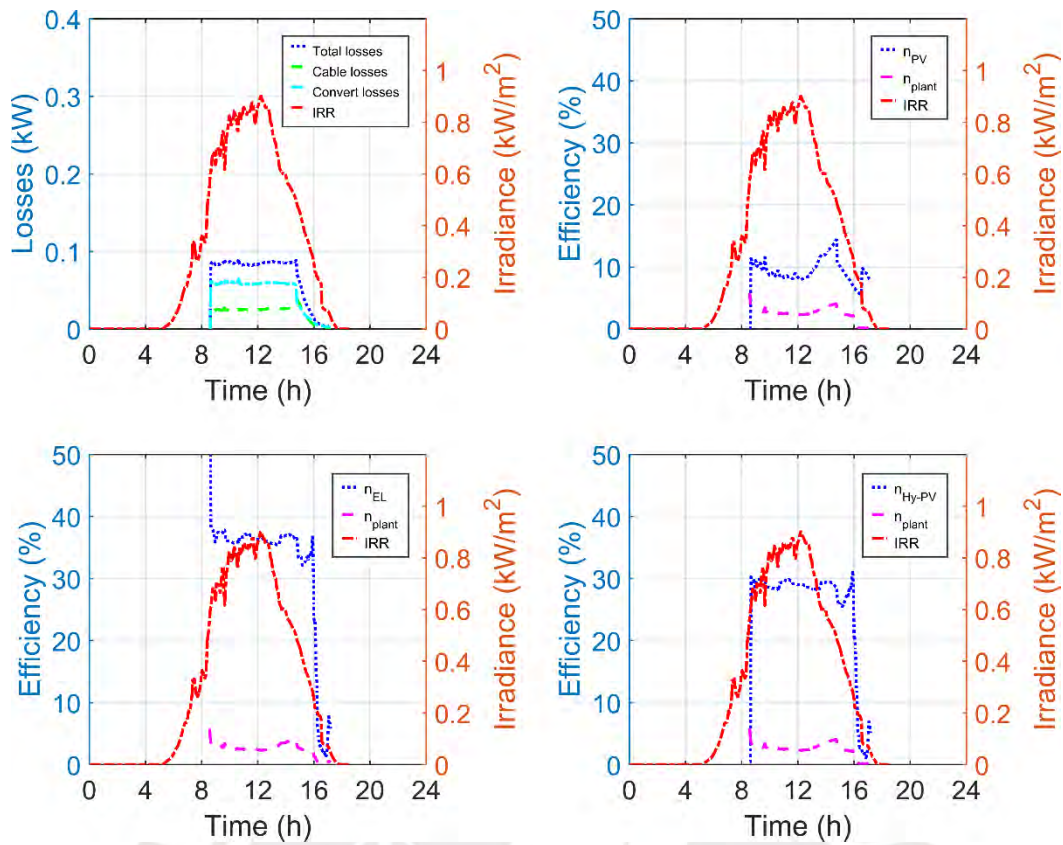


Figura 46: Pérdidas de energía y eficiencia de sistemas. Pérdidas parciales y totales – Plot superior izquierdo. Eficiencia del sistema fotovoltaico ( $\eta_{pv}$ ) y eficiencia de la planta ( $\eta_{plant}$ ) – Plot superior derecho. Eficiencia del electrolizador ( $\eta_{EL}$ ) y eficiencia de la planta ( $\eta_{plant}$ ) – Plot inferior izquierdo. Eficiencia del sistema electrolítico-sistema fotovoltaico ( $\eta_{Hy-PV}$ ) y eficiencia de la planta ( $\eta_{plant}$ ) – Plot inferior derecho.

Del mismo modo que para el acoplamiento directo, para el indirecto el inicio del registro de parámetros de operación del prototipo de planta fue después de las 8:00 horas del 20 de febrero del 2024; hasta el término de la presencia de la irradiancia. Respecto a la irradiancia solar, el registro fue dado desde el día anterior hasta el día siguiente de la fecha indicada.

## Capítulo 6: Conclusiones y trabajos futuros

En este trabajo, un prototipo de planta de producción de hidrógeno verde a partir de agua desionizada, usando radiación solar como fuente de energía primaria, fue diseñado, fabricado y testado. En particular, el estado del arte relativo a la generación de hidrógeno verde basada en el uso de prototipos de planta de producción de hidrógeno fue inicialmente determinado. Seguidamente, el sistema de producción de hidrógeno a partir de agua, incluyendo el sistema de transformación de energía eléctrica, fue dimensionado. Luego, el prototipo de planta de producción de hidrógeno diseñado fue fabricado, ensamblado y testado. Finalmente, el referido prototipo de planta fue usado para caracterizar experimentalmente los sistemas electrolíticos utilizados, y para demostrar, vía la producción de hidrógeno verde, la factibilidad de producir energía limpia de manera eficiente.

Más específicamente, de la determinación del estado del arte, fue identificado que una de las metodologías más utilizadas en la producción de hidrógeno verde es la electrólisis, y que las tecnologías de electrolizadores más usadas son las de tipo PEM (proton exchange membrane) y alcalino. Fue determinado también que el uso de sistemas PV como fuente de suministro de energía es frecuente en este tipo de aplicaciones. Respecto al acoplamiento entre los sistemas de transformación de energía eléctrica (fotovoltaicos) y sistemas de generación de hidrógeno (electrolizadores), dos tipos de acoplamiento fueron identificados, directo e indirecto. El primero es recomendado para evitar pérdidas de energía y así obtener mejores niveles de rendimiento en la generación de hidrógeno verde. Sin embargo, al tener condiciones climatológicas variables, en este tipo de acoplamiento, el sistema de transformación de energía eléctrica no logra operar en su punto de máxima potencia (MPP). En comparación con el acoplamiento directo, el indirecto hace uso de convertidores que, a pesar de originar pérdidas de energía, permiten que el sistema PV logre operar de manera continua en el MPP. Para lograr esta operación diversos sistemas de control son utilizados en la práctica.

Como parte del dimensionamiento de los principales sistemas que componen el prototipo de planta de producción de hidrógeno verde desarrollado aquí, utilizando un enfoque de optimización basado en algoritmos genéticos, el tamaño de diferentes sistemas PV-EL (fotovoltaicos-electrolíticos), acoplados directa e indirectamente, fue optimizado. Los referidos procesos de optimización fueron realizados considerando cinco configuraciones de sistemas PV-EL, 1 relativa a los sistemas acoplados directamente y 4 (una por cada topología de convertidor DC/DC estudiada) a los sistemas acoplados indirectamente. Además, buscando maximizar la producción de

hidrógeno, minimizar las pérdidas y aumentar la eficiencia del sistema, 4 funciones objetivo diferentes fueron evaluadas. Además, todos los sistemas PV-EL fueron optimizados considerando un objetivo de producción de hidrógeno de 100 gramos/día. Dos parámetros particulares de los sistemas PV-EL estudiados aquí fueron la eficiencia global del sistema y su costo de implementación. En lo que respecta a estos dos parámetros, los resultados obtenidos sugieren que el uso de cualquiera de ellos como funciones objetivo conduce a resultados similares. Esto ocurre debido a que la minimización del costo del sistema implica reducir tanto el tamaño del sistema PV como la cantidad de energía recibida de la radiación solar, lo que, para un objetivo de producción de hidrógeno especificado, es traducido en una maximización de la eficiencia global del sistema. A partir de los resultados obtenidos es observado también que los sistemas PV-EL acoplados indirectamente presentan menores costos de implementación que aquellos acoplados directamente. Además, las diferencias en las eficiencias globales que caracterizan a los sistemas PV-EL óptimos (acoplados directa e indirectamente) determinados aquí son relativamente pequeñas (en general, inferiores al 1%). Por lo tanto, parece ser que las consideraciones más importantes para el diseño de sistemas PV-EL de alta eficiencia como los aquí analizadas son el tamaño y la disposición del sistema, y no el método de acoplamiento PV-EL.

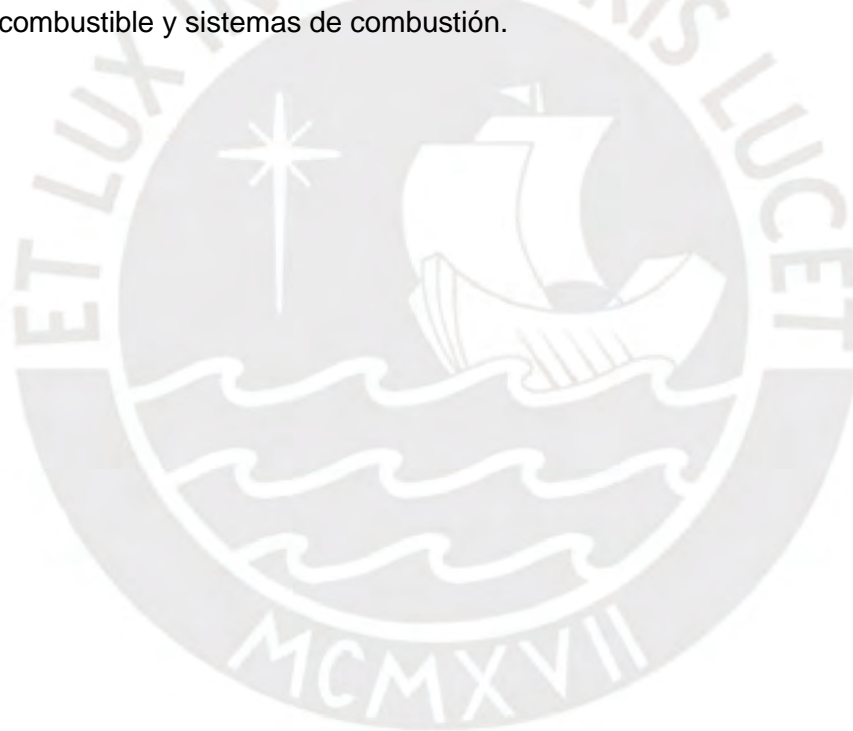
Una vez dimensionados los principales sistemas del prototipo de planta, este fue fabricado, ensamblado y testado. El referido prototipo es dividido en cuatro sistemas: (i) sistema de transformación de energía, (ii) sistema de producción de hidrógeno, (iii) sistema de separación de fases, y (iv) sistema de medición y registro de variables de operación. El sistema PV tiene una capacidad de transformación de energía fotovoltaica a eléctrica equivalente a 1.32 kWp con un área de 7.76 m<sup>2</sup> para cuatro (4) paneles fotovoltaicos. Estos cuatro (4) paneles han sido conectados en un arreglo paralelo, lo cual ha permitido aumentar la corriente manteniendo el voltaje. Asimismo, el sistema electrolítico de producción de hidrógeno es modular, es decir, permite el uso de dos tipos de electrolizadores, PEM (proton exchange membrane) y alcalino. Los rangos de voltaje y corriente son, respectivamente, 18 V + 20% y 36 A para el primero, y 17 V + 20% y 23 A para el segundo. En el caso del sistema separación de fases, este es basado en el método por decantación, el cual permite la separación de la sustancia electrolítica del hidrógeno logrando así un flujo másico de hidrógeno en fase gaseosa dirigida hacia el sistema de medición y registro de variables. Respecto al sistema de medición, este está constituido por transmisores de tensión, corriente, temperatura, presión y flujo másico, además de un registrador de datos de señales analógicas, el cual permite registrar en tiempo real el comportamiento de las variables medidas. El prototipo de

planta de producción de hidrógeno desarrollado permite la producción de hidrógeno verde objetivo en este trabajo.

Una vez desarrollado el prototipo de planta de producción de hidrógeno, este fue inicialmente usado para caracterizar experimentalmente los sistemas electrolíticos utilizados. En particular, para las dos tecnologías de electrolizadores utilizadas aquí, PEM y alcalino, curvas características I-V (corriente-voltaje) fueron determinadas. De esta caracterización experimental fue observado que, en el caso del electrolizador alcalino, la concentración en la sustancia electrolítica afecta directamente la eficiencia del sistema, haciendo incrementar la potencia requerida por el electrolizador para la producción de hidrógeno. Esto es traducido en cambios en la curva característica I-V del electrolizador alcalino, y en un efecto de la temperatura en la curva I-V contrario al esperado. La caracterización inicial de los sistemas electrolíticos permitió también identificar tanto la tecnología de electrolizador (PEM) como las condiciones de operación del prototipo de planta a ser utilizadas en la producción de hidrógeno verde. Estas condiciones incluyen un flujo volumétrico de la sustancia electrolítica equivalente a 1 l/m y una temperatura de operación del electrolizador de 40 °C. Además, la curva I-V del electrolizador PEM obtenida de manera experimental indicó un voltaje máximo en el electrolizador de 20 V y una corriente máxima de 30 A.

Empleando dos tipos de acoplamiento entre sistemas PV y EL, directo e indirecto, el prototipo de planta de producción de hidrógeno desarrollado en este trabajo fue también utilizado para generar hidrógeno verde. Los principales resultados obtenidos indican que la ubicación del punto de operación del sistema PV influye de forma significativa la eficiencia global de la planta. Los referidos resultados enfatizan también que en los sistemas PV y EL acoplado directo e indirectamente estudiado aquí los puntos de operación del sistema fotovoltaico están en lados opuestos respecto al MPP. Es decir, en el caso del acoplamiento directo, este está operando en valores cercanos al punto de corto circuito, y para el caso del indirecto, su punto de operación está cercano al de circuito abierto. Relativo a las pérdidas de energía en el transporte de la energía eléctrica, estas pueden reducirse una vez que ambos sistemas, PV y EL, estén instalados lo más cercano posible uno del otro. Con esto es posible reducir las pérdidas de energía que representan un valor promedio del 19.04% de la generación eléctrica. Finalmente, respecto a las eficiencias obtenidas tanto para el electrolizador como para el sistema PV, estas son relativamente bajas. Más específicamente, los valores de eficiencia global de la planta obtenidos para el caso del acoplamiento directo están entre el 1.5% y 2%, y para el acoplamiento indirecto entre 2% al 5%. Dentro de las posibles causas de estas bajas eficiencias está la operación de planta en condiciones reales no controladas, ubicación de las instalaciones, y niveles de irradiancia variable.

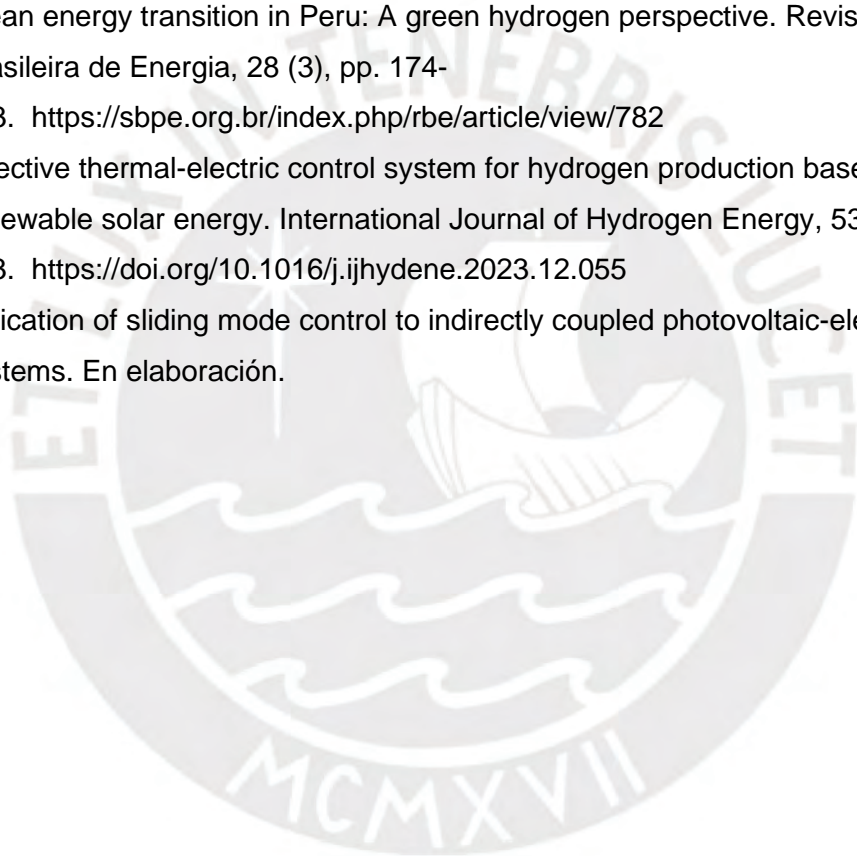
En términos de trabajos futuros, es importante indicar primero que, al ser el prototipo de planta de producción de hidrógeno desarrollado en este trabajo un sistema modular, este puede ser modificado rápidamente en el futuro. Estas modificaciones pueden estar relacionadas, por ejemplo, con el cambio (capacidad, tecnología, etc.) del sistema PV, la instalación de otras tecnologías de sistemas electrolíticos, y el uso de diferentes sistemas de control. Más específicamente, una siguiente etapa de investigación en esta área puede estar relacionada con el desarrollo e implementación de diferentes sistemas de control enfocados en maximizar la generación de hidrógeno verde en sistemas PV y EL acoplados tanto directa como indirectamente. Además, diversos sistemas de almacenamiento de hidrógeno basados en diferentes tecnologías existentes y en desarrollo pueden ser también evaluados en el prototipo de planta de producción de hidrógeno desarrollado. Similarmente, diversos sistemas de consumo del hidrógeno verde producido pueden ser también evaluados, incluyendo diferentes tecnologías de celdas de combustible y sistemas de combustión.



## Apéndice

Lista de publicaciones:

- A Comprehensive Analysis of an Electrolytic Hydrogen Production System Based on Solar Radiation for the Generation of Clean Energy. ASME 2021 International Mechanical Engineering Congress and Exposition IMECE2021. ASME. <https://doi.org/10.1115/IMECE2021-69444>.
- Genetic algorithms-based size optimization of directly and indirectly coupled photovoltaic-electrolyzer systems. Energy Conversion and Management, 270 (116213), pp. 1-19. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116213>
- Clean energy transition in Peru: A green hydrogen perspective. Revista Brasileira de Energia, 28 (3), pp. 174-203. <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/782>
- Effective thermal-electric control system for hydrogen production based on renewable solar energy. International Journal of Hydrogen Energy, 53, pp. 173-183. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.12.055>
- Aplicación de sliding mode control to indirectly coupled photovoltaic-electrolyzer systems. En elaboración.



## Referencias bibliográficas

- [1] Organization of the Petroleum Exporting Countries, «OPEC Monthly Oil Market Report,» Organization of the Petroleum Exporting Countries, Vienna, 2021.
- [2] The World Bank, «The World Bank,» The World Bank, 2017. [En línea]. Available: <http://wdi.worldbank.org/table/3.7>. [Último acceso: 31 Enero 2021].
- [3] United Nations, « United Nations Climate Changes,» United Nations, 2021. [En línea]. Available: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-convention/what-is-the-united-nations-framework-convention-on-climate-change>. [Último acceso: 01 febrero 2021].
- [4] United Nations, «United Nations Climate Change,» United Nations, 2021. [En línea]. Available: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris>. [Último acceso: 17 febrero 2021].
- [5] Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC, «Summary for Policymakers , Technical Summary and Frequently Asked Questions,» Intergovernmental Panel on Climate Change, Genova, 2013.
- [6] IPCC Intergovernmental Panel on Climate, «Summary for policymakers. In: Climate change 2013: the physical science basis,» Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2013.
- [7] International Bank for Reconstruction and Development, «THE ENERGY PROGRESS REPORT 2020,» The World Bank, Washington, 2020.
- [8] B. R., «Analysis of solar hydrogen production in Algeria: Case of an electrolyzer-concentrating photovoltaic system,» *International Journal of Hydrogen Energy*, nº 38, pp. 11507 - 11518, 2013.
- [9] K. A., «Utilization of solar–hydrogen energy in the UAE to maintain its share in the world energy market for the 21st century,» *Renewable Energy*, vol. 24, nº 2, pp. 259 - 274, 2001.
- [10] S. K. S., «Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review,» *Materials Science for Energy Technologies*, vol. 2, pp. 442 - 454, 2019.
- [11] . O. Pierre, C. Bourasseau y B. Bouamama, «Dynamic and multiphysic PEM electrolysis system modelling: A bond graph approach,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, pp. 14872 - 14904, 2017.
- [12] M. Liang, B. Yu, M. Wen, J. Chen, J. Xu y Y. Zhai, «Preparation of LSM-YSZ composite powder for anode of solid oxide electrolysis cell and its activation mechanism.,» *J. Power Sources*, vol. 190, pp. 341 - 345, 2009.

- [13] M. Ancona, M. Bianchi, L. Branchini, A. De Pascale, F. Melino, A. Peretto, J. Rosati y L. Scarponi, «From solar to hydrogen: Preliminary experimental investigation on a small scale facility,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, pp. 20979 - 20993, 2017.
- [14] K. Zeng y D. Zhang, «Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications.,» *Prog. Energy Combust. Sci.*, vol. 36, pp. 307 - 326, 2010.
- [15] M. Ferrari, M. Rivarolo y A. Massardo, «Hydrogen production system from photovoltaic panels: Experimental characterization and size optimization.,» *Energy Convers Manag*, vol. 116, nº 116, pp. 194-202, 2016.
- [16] D. Erkan, A. Bora y K. Osman, «Modeling of hydrogen production with a stand-alone renewable hybrid power system.,» *Int J hydrogen Energy*, vol. 37, nº 37, pp. 3098-3107, 2012.
- [17] F. Petronilla y G. Matteo, «Modeling and energy demand analysis of a scalable green hydrogen production system,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 44, nº 44, pp. 30237-30255, 2019.
- [18] D. Guilbert, S. Collura y A. Scipioni, «DC/DC converter topologies for electrolyzers: State-of-the-art and remaining key issues.,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 42, nº 42, pp. 23966-23985, 2017.
- [19] M. Blal, A. Benatillah, A. Belasri, A. Bouraiou, S. Lachtar y R. Dabou, «Study of hydrogen production by solar energy as tool of storing and utilization renewable energy for the desert areas,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 41, nº 41, pp. 20788-20806, 2016.
- [20] B. Laoun, A. Khellaf, M. Naceur y A. Kannan, «Modeling of solar photovoltaic-polymer electrolyte membrane electrolyser direct coupling for hydrogen generation.,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 41, nº 41, pp. 10120-10135, 2016.
- [21] S. Dahbi, R. Aboutni, A. Aziz, N. Benazzi, M. Elhafyani y K. Kassmi, «Optimised hydrogen production by a photovoltaic-electrolysis system DC/DC converter and water flow controller.,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 41, nº 41, pp. 20858-20866, 2016.
- [22] Y. Zhimin y Z. B. L. Guangping, «Performance evaluation and optimum analysis of a photovoltaic-driven electrolyzer system for hydrogen production,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 40, nº 40, pp. 3170-3179, 2015.
- [23] A. Khalilnejad, A. Abbaspour y S. Al., «Multi-level optimization approach for directly couples photovoltaic-electrolyser system.,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 41, nº 41, pp. 11884-11894, 2016.

- [24] R. García-Valverde, C. Miguel, R. Martínez-Béjar y A. Urbina, «Optimized photovoltaic generator-water electrolyser coupling through a controlled DC-DC converter.,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 33, nº 33, pp. 5352 - 5352, 2008.
- [25] M. Tetsuhiko, I. Hiroshi, H. Yasuo y Z. Zhuomin, «Study on control method of the stand-alone direct-coupling photovoltaic - Water electrolyzer,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 37, nº 37, pp. 4819-4828, 2012.
- [26] D. C. Marcelo, A. E. Frak, A. Sanguinetti, I. F. Juan y J. F. Héctor, «hydrogen energy vector: Demonstration pilot plant with minimal peripheral equipment,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 39, nº 39, pp. 18165-18172, 2014.
- [27] A. Ozcan, «An experimental and modelling study of a photovoltaic/proton-exchange membrane electrolyser system,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 34, nº 34, pp. 6589-6595, 2009.
- [28] A. Mraoui y L. H. B. Benyoucef, «Experiment and simulation of electrolytic hydrogen production: Case study of photovoltaic-electrolyzer direct connection,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 43, nº 43, pp. 3441-3450, 2018.
- [29] S. John M y B. Jacob, «Experimental dynamic dispatch of a 60 kW proton exchange membrane electrolyzer in power-to-gas application,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, nº 45, pp. 9305-9316, 2020.
- [30] K. R., R. E., H. M., M. M. y C. M., «An adaptative model-based feedforward temperature control of a 100kW PEM electrolyzer,» *Control Engineering Practice*, vol. 120, nº 120, p. 104992, 2022.
- [31] K. M., H. E. Fadil, R. A., E. I. Z., G. F. y G. J.M., «Output Feedback Sliding Mode Control of PEM EL-IBC System for Hydrogen Production,» *IFAC Conference*, pp. 85-90, 2019.
- [32] Q. Ruomei, L. Jiarong, L. Jin, S. Yonghua, W. Jiepeng, C. Qiangqiang, T. Ming y W. Jian, «Thermal Modelling and Controller Design of an Alkaline Electrolysis System under Dynamic Operating Conditions,» *Applied Energy*, 2022.
- [33] F. Benjamin, P. Christian, N. B. Felix y L. John, «Electrolyzer modeling and real-time control for optimized production of hydrogen gas,» *Applied Energy*, vol. 281, nº 281, p. 116031, 2021.
- [34] M. Rebah, G. Damien, Z. Michel y H. Rafaralahy, «Proton exchange membrane water electrolysis: Modeling for hydrogen flow rate control,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, nº 46, pp. 7676-7700, 2021.
- [35] V. Pérez-Herranz, M. Pérez-Page y R. Beneito, «Monitoring and control of a hydrogen production and storage system consisting of water electrolysis and metal hydrides,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 35, nº 35, pp. 912-919, 2010.

- [36] K. Joonas, K. Antti, R. Vesa, H. Kimmo, N. Markku y A. Jero, «Control and energy efficiency of PEM water electrolyzers in renewable energy systems,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 42, nº 42, pp. 29648-29660, 2017.
- [37] S. F, S. M, S. A, R. E, M. M, C. M y a. et, «Temperature optimization for improving polymer electrolyte membrane-water electrolysis system efficiency.,» *Appl Energy*, vol. 283, nº 283, 2021.
- [38] B. Paul y J. Andrews, «Optimal coupling of PV arrays to PEM electrolyzers in solar-hydrogen systems for remote area power supply.,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 33, nº 33, pp. 490-498, 2008.
- [39] F. Sayedin, A. Maroufmashat, R. Roshandel y S. Khavas, «Optimal design and operation of a photovoltaic-electrolyser system using particle swarm optimisation.,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 35, nº 35, pp. 566-582, 2016.
- [40] A. Garrigós, J. Blanes, J. Carrasco, J. Iizán, R. Benito y J. Molina, «5kW DC/DC converter for hydrogen generation from photovoltaic sources.,» *Renew Energy*, vol. 35, nº 35, pp. 6223-6130, 2010.
- [41] V. Ruuskanen, J. Koponen, K. Huoman, A. Kosonen, M. Niemelä y J. Ahola, «PEM water electrolyzer model for a power-hardware-in-loop simulator.,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 42, nº 42, pp. 10775-10784, 2017.
- [42] R. Mas, A. Berastain, A. A. L. Antoniou y S. Valencia, «Genetic algorithms-based size optimization of directly and indirectly,» *Energy Conversion and Management*, vol. 270, nº 270, 2022.
- [43] B. Amrouche y P. X. Le, «Artificial neural network based daily local forecasting for global solar radiation.,» *Apply Energy*, vol. 130, nº 130, pp. 333-341, 2014.
- [44] Google, «Google earth,» 12 06 2024. [En línea]. Available: <https://earth.google.com/>. [Último acceso: 12 06 2024].
- [45] O. Ulleberg, «Stand-alone power systems for the future: Optimal design, operation and control of solar hydrogen energy systems. PhD dissertation,» *Norwegian University of Science and Technology*, 1998.
- [46] A. Antoniou, A. Berastain, D. Hernandez y C. Celis, «Mathematical modelling of coupled and decoupled water electrolysis systems based on existing theoretical and experimental studies.,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, nº 47, pp. 17526-15243, 2022.
- [47] L. Palm, M. Todorovic y P. Enjeti, «Design considerations for a fuel cell powered DC-DC converter for portable applications.,» *Conf. Proc. - IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo. - APEC*, vol. 2006, nº 2006, pp. 1263-1268, 2006.
- [48] Ö. a. Ü. B. F. Ayvazoğluyüksel, «Estimation methods of global solar radiation, cell temperature and solar power forecasting: A review and case study in Eskişehir.,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, nº 91, pp. 639-653, 2018.

- [49] D. Quagliarella, J. Périaux, C. Poloni y G. Winter, «Genetic Algorithms and Evolution Strategy in Engineering and Computer Science: Recent Advances and Industrial Applications.,» *Jhon Wiley & Sons*, 1997.
- [50] M. Mitchell, «An introduction to genetic algorithms,» *MIT press*, 1998.
- [51] S. Rusell y P. Norving, «Artificial intelligence: A modern approach.,» *Prentice-Hall*, 2009.
- [52] T. Alam, S. Qamar, A. Dixit y M. Benaida, «Genetic Algorithm: Reviews, Implementations, and Applications.,» *Int J Eng Pedagog*, vol. 2007, nº 2007, p. 12673, 2020.
- [53] D. T. Nguyen, K. Goshome, N. Endo y T. Maeda, «Optimization strategy for high efficiency 20 kW-class direct coupled photovoltaic-electrolyzer system based on experiment data.,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 44, nº 44, pp. 26741-26752, 2019.
- [54] J. Assaf y B. Shabani, «Multi-objective sizing optimisation of a solar-thermal system integrated with a solar-hydrogen combined heat and power system, using genetic algorithm.,» *Energy Convers Manag*, vol. 164, nº 164, pp. 518-532, 2018.
- [55] M. Works., «<https://www.mathworks.com/products/global-optimization.html>,» 25 March 2022. [En línea].
- [56] M. Works, «fminbnd. MATLAB Help Center.,» 3 March 2022. [En línea]. Available: <https://www.mathworks.com/help/matlab/ref/fminbnd.html>.
- [57] C. Rodriguez-Gallegos, O. Gandhi, D. Yang, M. Alvarez-Alvarado, W. Zhang, T. Reindl y S. Pand, «A Siting and Sizing Optimization Approach for PV-Battery-Diesel Hybrid Systems.,» *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 54, nº 54, pp. 2637-2645, 2018.
- [58] SOLARTECH, «SPM045P-N.,» 10 March 2022. [En línea]. Available: <https://www.solartechpower.com/SPM045PN.html>.
- [59] VicoExport, «Eagle 60P 260-280 Watt.Jinko Solar.,» 5 April 2022. [En línea]. Available: <https://www.vicoexport.com/wp-content/uploads/2018/02/jinko-Solar-Eagle-60PP-260-280W-vico-export-solar-energy.pdf>.
- [60] S. Katoch, S. Chauhan y V. Kumar, «A review on genetic algorithm: past, present, and future.,» *Multimedia Tools and Applications*, vol. 80, p. 5, 2021.
- [61] M. Despotovic, V. Nedic, D. Despotovic y S. Cvetanovic, «Evaluation of empirical models for predicting monthly mean horizontal diffuse solar radiation.,» *Renew Sustain Energy*, vol. 56, nº 56, pp. 246-260, 2016.
- [62] H. Webber, P. Martre, S. Asseng, B. Kimball, J. White, M. Ottman, G. Wall, G. De Sanctis, J. Doltra, R. Grant, B. Kassie, A. Maiorano, J. Olesen, D. Ripoche, E. Eyshi, M. Semenov, P. Stratonovitch y F. Ewert, «Canopy temperature for simulation of heat stress in irrigated wheat in a semi-arid environment: A multi-model comparison.,» *F Crop Res*, vol. 202, nº 202, pp. 21-35, 2017.

- [63] M. Göcken, M. Özcalici, A. Boru y A. Dosdotru, «Integrating metaheuristics and Artificial Neural Networks for improved stock price prediction.,» *Expert Syst Appl*, vol. 44, nº 44, pp. 320-331, 2016.
- [64] A. E. S. SLU, «Autosolar,» [En línea]. Available: <https://autosolar.es/pdf/Ficha-Tecnica-Jinko-Solar-305-330W.pdf>. [Último acceso: 17 06 2024].
- [65] lightbridge, «lightbridge Inc.,» [En línea]. Available: <https://www.lightbridge.co.kr/product/detail?category=2&productSeq=1&lang=en>. [Último acceso: 17 06 2024].
- [66] L. Focus Technology Co., «Made in China,» Focus Technology Co., Ltd, [En línea]. Available: <https://sksshhydrogen.en.made-in-china.com/product/GwhtEgbosLUp/China-Qlc1500-Hydrogen-Cell-Pem-Method-Electrolyzer.html>. [Último acceso: 17 06 2024].
- [67] M. Kim, S. Yoon, D. H., P.A. y W. V. Payne, «Design of a steady-state detector for fault detection and diagnosis of a residential air conditioner,» *International Journal of Refrigeration* , vol. 31, nº 31, pp. 790-799, 2007.
- [68] S. Cao y R. Rhinehart, «An efficient method for on-line identification of steady state.,» *Journal of Process Control*, vol. 5, nº 5, pp. 363-374, 1995.
- [69] C. Celis, X. Érica y T. P. G. Tairo, «Steady State in industrial gas turbine for condition monitoring and diagnostics applications,» *ASME Turbo Expo*, 2014.
- [70] Y. Lee, «Correo electrónico,» Lima, 2024.
- [71] R. Chang y K. Goldsby, Química, México: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V., 2017.
- [72] K. Mumtaz, «hydrogen energy storage method selection using fuzzy axiomatic design and analytic hierarchy process,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, nº 45, pp. 16227-16238, 2020.
- [73] S. Mustafa Ergin, «An Efficient Solar-Hydrogen DC-DC Buck Converter System with Slidind mode Control,» *ECJSE*, vol. 6, nº 3, pp. 558-570, 2019.