

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:
Dr. José R. Espinoza C.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

Diseño y control de un arreglo fotovoltaico para
suministrar la potencia para el funcionamiento de
una planta de generación de hidrógeno

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. José R. Espinoza C.

Diseño y control de un arreglo fotovoltaico para suministrar la potencia para el funcionamiento de una planta de generación de hidrógeno

Claudio Andrés Gutiérrez Luna

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Septiembre 2023

Resumen

La conversión de la energía solar en hidrógeno se ha identificado como una solución viable para el desarrollo de energías renovables. Aunque se han realizado numerosos estudios sobre sistemas de producción de hidrógeno, la mayoría se ha enfocado en las características del electrolizador sin profundizar en la importancia de la electrónica de potencia en estos sistemas, debido a que esta permite la conversión eficiente de la energía solar en hidrógeno, la gestión de la energía y la coordinación de todos los componentes para asegurar un buen funcionamiento del sistema. En este contexto, surge la idea de realizar un estudio de una estación de producción de hidrógeno desde la perspectiva del control y la electrónica de potencia. En lugar de utilizar las topologías convencionales, se propone una configuración de convertidor DC-DC tipo Full-bridge en topología de potencia parcial para operar un electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM). Este electrolizador se alimenta de un arreglo fotovoltaico y cuenta con un sistema de almacenamiento compuesto por baterías. Para llevar a cabo el análisis, se desarrollaron las ecuaciones de estado del sistema utilizando técnicas de promediado de circuitos y se realizó un estudio de la eficiencia del sistema operando con esta topología de convertidores. Se implementaron esquemas de control para regular la corriente de entrada al electrolizador y la corriente de carga del sistema de almacenamiento. Además, se diseñó un control maestro para ajustar las referencias de los controles individuales de acuerdo con los requerimientos específicos de la estación de hidrógeno. Los resultados obtenidos mediante simulaciones demostraron que el sistema es capaz de operar de manera estable en el punto de operación deseado con el control desarrollado. Se evidenció un resultado satisfactorio en torno al punto de operación típico del sistema al operar con cero error en estado estacionario, al someterlo a una entrada escalón desde cero a la nominal en las corrientes de referencia. El tiempo de establecimiento fue de 30 *ms* para la corriente del electrolizador y 5 *ms* para la corriente de carga de la batería. Además, el control maestro mostró una buena efectividad en la adaptación del sistema ante variaciones ambientales. Finalmente, se comprobó que, al emplear la topología de potencia parcial reductora conectada en serie a los paneles y en paralelo al electrolizador, se puede lograr alcanzar una eficiencia mayor o igual al 98 %. Esto se consigue mediante el ajuste de la razón de potencia que procesa el convertidor, la cual está directamente relacionada con la ganancia de voltaje entre el panel solar y la entrada del electrolizador.

Agradecimientos

A mi familia por su constante apoyo y motivación a lo largo de este camino. Su amor y aliento han sido pilares fundamentales en el camino hacia la culminación de esta etapa de mi vida.

También quiero expresar mi sincero agradecimiento a mi polola Paula, quien ha estado a mi lado en gran parte de las etapas de este desafío. Su apoyo y su comprensión han sido de gran ayuda para mí.

Por último, pero no menos importante, agradezco a mis amigos (los 4x4), por compartir este viaje de aprendizaje y crecimiento conmigo. Juntos hemos superado obstáculos y celebrado logros creando recuerdos inolvidables.

También se agradece al proyecto ANID / Ministerio de Energía / RP22I40002, ANID / FONDAP / 15110019 and Project ANID / FONDEQUIP / EQM140148.

Tabla de contenidos

Contenido

Resumen	iii
Agradecimientos.....	iv
Tabla de contenidos	v
Listado de tablas	viii
Listado de Figuras	viii
Nomenclatura	ix
Abreviaciones	xi
1. Introducción	1
1.1. Introducción General	1
1.2. Trabajos Previos	2
1.2.1. Modelación del módulo Fotovoltaico	2
1.2.2. Modelación de la celda PEM	3
1.2.3. Modelación baterías Ion-Li	4
1.2.4. Convertidores DC-DC de potencia parcial.....	5
1.2.5. Cálculo de componentes del sistema.....	6
1.2.6. Control del sistema.....	7
1.2.7. Discusión.....	8
1.3. Hipótesis de Trabajo	8
1.4. Objetivos.....	8
1.4.1. Objetivo General	8
1.4.2. Objetivos Específicos	9
1.5. Alcances y Limitaciones.....	9
1.6. Metodología.....	10

2.	Diseño y modelado de las componentes de la estación de Hidrógeno.....	11
2.1.	Modelo y dimensionamiento de un conjunto PV	12
2.1.1.	Modelo celda PV	12
2.1.2.	Dimensionamiento arreglo PV	13
2.2.	Modelo y dimensionamiento de las baterías.....	15
2.2.1.	Modelo baterías Ion-Litio.....	15
2.2.2.	Dimensionamiento del sistema de almacenamiento (ESS).....	18
2.3.	Modelo y dimensionamiento del electrolizador PEM	20
2.3.1.	Modelo celda PEM.....	20
2.3.2.	Dimensionamiento Electrolizador.....	22
2.4.	Convertidor DC-DC Full-Bridge.....	25
2.4.1.	Modulación del convertidor DC-DC.....	26
2.4.2.	Componentes del convertidor DC-DC	26
2.4.3.	Relaciones de corrientes dentro del Convertidor DC-DC	28
3.	Aplicación de topologías DC-DC de potencia parcial en la obtención de hidrógeno.....	30
3.1.	Estructura DC-DC de Potencia Parcial.....	30
3.1.1.	Topologías de convertidores de potencia parcial (PPC).....	31
3.1.2.	Discusión.....	35
3.2.	Convertidor de potencial parcial propuesto.....	35
3.3.	Aplicación de la topología DC-DC propuesta.....	36
3.3.1.	Consideraciones	36
3.3.2.	Parámetros utilizados en la simulación	37
3.3.3.	Punto de operación	39
3.3.4.	Resultados simulación.....	40
3.4.	Análisis de eficiencia del sistema.....	42
4.	Sistema de control	46

4.1. Control corriente Electrolizador	46
4.1.1. Esquema de control	47
4.2. Control banco de baterías	50
4.3. Control maestro	54
5. Resultados y simulaciones	57
5.1. Variación en la carga.....	57
5.1.1. Variación en la carga con $SoC < SOC_{bat} - max$	57
5.1.2. Variación en la carga con $SoC \geq SOC_{bat} - max$	59
5.2. Variación en la irradiancia	60
5.2.1. Variación de la irradiancia con $SoC < SOC_{bat} - max$	61
5.2.2. Variación de la irradiancia con $SoC \geq SOC_{bat} - max$	62
5.3. Conclusiones.....	63
6. Discusión y Conclusiones	65
6.1. Sumario.....	65
6.2. Conclusiones.....	66
6.3. Trabajo a futuro	67
7. Bibliografía.....	68

Listado de tablas

Tabla 2.1 Datos de los paneles utilizados.....	14
Tabla 2.2 Características del electrolizador estudiado.	23
Tabla 2.3 Parámetros del Electrolizador equivalente.	24
Tabla 3.1 Resumen características de cada tipo de configuración de PPC.	34
Tabla 3.2 Parámetros utilizados para la simulación del sistema.	39
Tabla 5.1 Valores y tiempo de cambio en la carga.	58

Listado de Figuras

Figura 2.1 Esquema simplificado de una estación de producción de hidrógeno.	11
Figura 2.2 Circuito eléctrico equivalente de la celda fotovoltaica,[3].	12
Figura 2.3 Curvas I-V y P-V del panel utilizado.....	15
Figura 2.4 Curva típica de descarga definida por zonas, [7].	17
Figura 2.5 Conexión banco de baterías al enlace entre el panel y el PPC.	18
Figura 2.6 Reacción de electrolisis PEM del agua, [5].	21
Figura 2.7 Circuito eléctrico equivalente del Electrolizador PEM.	22
Figura 2.8 curva de eficiencia del electrolizador PEM [5].	23
Figura 2.9 Modelo del electrolizador PEM equivalente propuesto.....	24
Figura 2.10 Voltaje (verde) y corriente (rojo) en el electrolizador.....	25
Figura 2.11 Convertidor DC/DC tipo Full-Bridge Utilizado.	25
Figura 3.1 Esquema flujo de potencia con convertidor de potencia parcial.	30
Figura 3.2 Tipos de convertidores DC-DC de potencia parcial	31
Figura 3.3 Funcionamiento de los PPC en función del ciclo de trabajo y la ganancia de voltaje Gv	35
Figura 3.4 Convertidor PPC propuesto.	36
Figura 3.5 Sistema PV-PPC-Electrolizador.....	38
Figura 3.6 Formas de onda en el sistema, con PPC reductor tipo II, voltaje (verde) y corriente (rojo).	41
Figura 3.7 Eficiencia del Sistema operando con un PPC en función de la razón de parcialidad y potencia en el arreglo PV.....	44
Figura 4.1 Diagrama de bloques del control de corriente en lazo cerrado del PPC.....	46

Figura 4.2 Esquema de control del sistema PV-PPC-EL PEM.	48
Figura 4.3 Valores propios del sistema para el punto de operación deseado.	49
Figura 4.4 Corriente entrada electrolizador ante cambio escalón.	49
Figura 4.5 Diagrama de bloques del control de corriente en lazo cerrado del convertidor Buck.	50
Figura 4.6 circuito del convertidor Buck+ batería.	51
Figura 4.7 LGR en lazo cerrado para el PI de corriente del convertidor Buck.	53
Figura 4.8 Corriente en la batería ante cambio escalón.	54
Figura 4.9 Flowchart EMS para el funcionamiento de la estación de Hidrógeno.	55
Figura 4.10 Diagrama de control de la estación de Hidrógeno.	56
Figura 5.1 Formas de ondas de voltaje (verde), Corriente (rojo), Potencia (azul).	58
Figura 5.2 Formas de ondas de voltaje (verde), Corriente (rojo), Potencia (azul).	59
Figura 5.3 Variación de la irradiancia en el tiempo, (simula el cambio de día a noche y viceversa).	60
Figura 5.4 Formas de ondas de voltaje (verde), Corriente (rojo), Potencia (azul).	61
Figura 5.5 Formas de ondas de voltaje (verde), Corriente (rojo), Potencia (azul).	62

Nomenclatura

Marices

A	: matriz de parámetros de dimensión $n \cdot n$.
B	: matriz de parámetros de dimensión $n \cdot p$.
C	: matriz de parámetros de dimensión $q \cdot n$.
D	: matriz de parámetros de dimensión $q \cdot p$.
E	: matriz de parámetros de dimensión $n \cdot m$.
F	: matriz de parámetros de dimensión $q \cdot m$.
H(s)	: matriz de transferencia. $\mathbf{H}(s) = \mathbf{C}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}\mathbf{B} + \mathbf{D}$.

Escalares

v_{pv}	: Voltaje en el módulo fotovoltaico.
C_{pv}	: Condensador de salida del módulo fotovoltaico.
R_{Cpv}	: Resistencia asociada al C_{pv} .

d	: Ciclo de trabajo del convertidor DC/DC.
M	: Magnitud de la moduladora del convertidor DC/DC.
n_1	: Número de vueltas de la bobina primaria del transformador.
n_2	: Número de vueltas de la bobina secundaria del transformador.
f_p	: Frecuencia de la señal portadora del convertidor DC/DC.
v_{in}	: Voltaje de entrada del convertidor DC/DC.
v_{out}	: Voltaje de salida del convertidor DC/DC.
$v_{dc,prim}$: Voltaje que se pierde en el lado primario del convertidor DC-DC (IGBTs y bobina primaria del transformador).
$v_{dc,sec}$: Voltaje que se pierde en el lado secundario del convertidor DC-DC (diodos y bobina primaria del transformador).
i_{IGBT}	: Corriente efectiva que circula por el transistor IGBT.
i_{diodo}	: Corriente efectiva que circula por los diodos.
$i_{T,prim}$: Corriente que circula por la bobina primaria del transformador.
$i_{T,sec}$: Corriente que circula por la bobina secundaria del transformador.
i_{Lout}	: Corriente que circula por la inductancia de L_{out} .
L_{out}	: Inductor de salida de un convertidor DC/DC.
R_{Lout}	: Resistencia asociada a L_{out} .
C_{out}	: Condensador de salida de un convertidor DC/DC.
R_{Cout}	: Resistencia asociada a C_{out} .
C_{dc}	: Condensador del enlace entre el convertidor DC/DC y el electrolizador.
R_{Cdc}	: Resistencia asociada a C_{dc} .
L_{buck}	: Inductor de salida convertidor Buck.
C_{buck}	: Capacitor de salida convertidor Buck.
Cap	: Capacidad de la batería [Ah].
K_{pr}	: Razón de parcialidad.
P_{pc}	: Potencia procesada por el convertidor de potencia parcial.
V_{pv}	: voltaje de salida del convertidor de potencia parcial.
I_{pc}	: Corriente de salida del convertidor de potencia parcial.
P_{total}	: Potencia total procesada por un convertidor DC/DC.

P_{pv}	: Potencia suministrada por los paneles solares.
η	: Eficiencia.
$P_{pér}$: Pérdidas del convertidor de potencia parcial.
η_{fp}	: Eficiencia de un convertidor DC/DC operando en configuración de potencia completa.
η_{pc}	: Eficiencia de un convertidor DC/DC operando en configuración de potencia parcial.

Abreviaciones

Mayúsculas

PWM	: Modulación de ancho de pulso (Pulse Width Modulation)
DC	: Corriente continua.
PV	: Fotovoltaico(a).
IPOS	: Entrada paralelo-salida serie.
ISOP	: Entrada serie-salida paralelo.
PEM	: Membrana de intercambio de protones.
FPC	: Convertidor de potencia completa.
PPC	: Convertidor de potencia parcial.
SDM	: Modelo de diodo único.
L.A.	: Lazo abierto.
L.C.	: Lazo cerrado.
L.D.	: Lazo directo.
S.P.I.	: Semi plano izquierdo.
S.P.D.	: Semi-plano derecho.
F. de T.	: Función de transferencia.
M. de T.	: Matriz de transferencia.
MIMO	: Sistema de varias entradas y varias salidas (Multiple Inputs Multiple Outputs).
SISO	: Sistema solo una entrada y Solo una salida (Single Input Single Output)
L.G.R.	: Lugar geométrico de las raíces.

- P.I.D. : Controlador proporcional integral derivativo.
D. de B. : Diagrama de Bode.
ESS. : Sistema de almacenamiento de energía.
EMS. : Sistema de gestión de energía (Energy Management System).
MPP. : Punto de máxima potencia.

Minúsculas

- s.s. : Estado estacionario.
p.u. : Por unidad.

1. Introducción

1.1. Introducción General

En Chile, el hidrógeno ha ganado relevancia como una alternativa de gran interés para abordar la descarbonización en sectores clave como la industria y el transporte. Esto se debe a que el país posee un gran potencial para producir hidrógeno a partir de fuentes renovables, principalmente solar y eólica. Por otro lado, a nivel internacional, países como Alemania, Japón y Corea del Sur lideran la adopción de hidrógeno en la transición a energías limpias. En la actualidad, las principales técnicas para obtener hidrógeno incluyen la electrólisis del agua y la reformación de hidrocarburos con captura de carbono, estas buscan reducir las emisiones contaminantes. Pero a pesar de los avances logrados, persisten desafíos significativos como los elevados costos ligados a la producción y almacenamiento del hidrógeno, la carencia de infraestructuras adecuadas, la necesidad de tecnologías más eficientes y la preocupación por su impacto ambiental. Dado lo anterior para capitalizar al máximo el potencial del hidrógeno como fuente versátil de energía limpia, resulta imperativo realizar inversiones en investigación y desarrollo, así como establecer marcos regulatorios sólidos [19].

En este contexto, la conversión de energía solar en hidrógeno mediante electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) se ha posicionado como una prometedora alternativa para el desarrollo de sistemas de energías renovables. El presente trabajo se centra en el modelado, control y simulación de una estación de hidrógeno, que utiliza un electrolizador PEM que a través de un convertidor de potencia parcial obtiene la energía producida por un arreglo fotovoltaico para producir hidrógeno, además cuenta con un sistema de almacenamiento que se encarga de satisfacer los servicios auxiliares de la estación. El desarrollo del modelo del sistema y control del convertidor DC-DC resulta fundamental para maximizar la eficiencia del sistema de obtención de hidrógeno a partir de fuentes solares. En este sentido, se utiliza un modelo eléctrico equivalente para los módulos fotovoltaicos [1]-[3], y el electrolizador PEM [4]-[6], y se exploran diversas topologías de convertidores DC-DC operando como potencia parcial, lo que permite obtener un sistema con paneles solares más eficiente [9]-[12].

En este contexto, este trabajo se estructura en distintos capítulos para abordar de manera sistemática cada aspecto relevante del sistema. En el capítulo dos, se presentan los componentes de la estación de hidrógeno PV-PPC-EL PEM + ESS, junto con sus respectivos modelos y dimensionamiento. El capítulo tres se enfoca en el modelado del sistema y la realización de simulaciones en lazo abierto, seguido de un estudio de eficiencia. En el capítulo cuatro, se desarrollan diferentes estrategias de control para el sistema. Los resultados de las simulaciones y su análisis se exponen en el capítulo cinco, y finalmente, en el capítulo seis, se presentan las principales conclusiones del trabajo.

1.2. Trabajos Previos

La conversión de energía solar en hidrógeno se ha identificado como una solución viable para el desarrollo de las energías renovables conocidas como combustible solar, por lo que ha sido estudiado intensamente por investigadores en los últimos años, donde uno de los enfoques principales es aumentar la eficiencia del proceso ya sea mejorando el convertidor DC-DC de enlace o mejorando el tipo de electrolizador utilizado. Para el desarrollo de este estudio es necesario realizar una revisión bibliográfica del tema de interés, para así conocer y entender el funcionamiento, las técnicas actuales y los métodos de diseño necesarios. Lo anterior es requerido para plantear una hipótesis y proponer metodologías de trabajo para llegar a los objetivos propuestos.

En esta sección se muestran los artículos científicos en los cuales se basa el presente informe, el proceso de revisión se desarrolló dividiendo los trabajos previos en diferentes tópicos, los que corresponden a modelación del módulo fotovoltaico, modelación de la celda PEM, convertidores DC-DC de potencia parcial y los métodos de control utilizados en sistemas fotovoltaicos.

1.2.1. Modelación del módulo Fotovoltaico

♣ D. Bonkougou, Z. Koalaga, and D. Njomo, "Modelling and simulation of photovoltaic module considering single-diode equivalent circuit model in MATLAB," *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, vol. 3, pp. 493-502, 2013.,[1].

En este trabajo se presenta un modelo de simulación de una celda fotovoltaica utilizando los modelos de cinco parámetros de un solo diodo, para ello se presenta un modelo eléctrico preciso de la celda fotovoltaica.

♣ R. Elgohary, A. A. A. Elela and A. Elkholy, "Electrical Characteristics Modeling for Photovoltaic Modules Based on Single and Two Diode Models," 2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), 2018, pp. 685-688, doi: 10.1109/MEPCON.2018.8635214, [2].

Este trabajo presenta modelos de diodo simple y doble de un módulo fotovoltaico. Exhibe la modelación matemática para ambos modelos, las simulaciones se realizan mediante el software Matlab/Simulink para posteriormente comparar los resultados obtenidos con la hoja de datos del fabricante para diferentes valores de radiación solar y temperatura.

♣ A. H. M. Nordin and A. M. Omar, "Modeling and simulation of Photovoltaic (PV) array and maximum power point tracker (MPPT) for grid-connected PV system," 2011 3rd International Symposium & Exhibition in Sustainable Energy & Environment (ISESEE), 2011, pp. 114-119, doi: 10.1109/ISESEE.2011.5977080, [3].

Este artículo desarrolla un modelo de simulación completo de un sistema fotovoltaico conectado a la red con un enfoque de modelado matemático basado en circuito equivalente. El modelo genérico de matriz fotovoltaica se desarrolla en el ambiente Matlab/Simulink, el cual genera curvas I-V y P-V para condiciones de irradiancia y temperatura dadas. Los resultados muestran una excelente correspondencia con las curvas proporcionadas por el fabricante. El modelo desarrollado se valida con datos obtenidos de un sistema fotovoltaico instalado en Malasia.

1.2.2. Modelación de la celda PEM

♣ Atlam, Ozcan & Kolhe, Mohan. (2011). Equivalent Electrical Model for a Proton Exchange Membrane (PEM) Electrolyzer. Energy conversion and Management. 52. 2952–2957. 10.1016/j.enconman.2011.04.007,[4].

En este trabajo se ha desarrollado un modelo eléctrico equivalente para el electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM). Mediante un análisis experimental, se ha modelado las características corriente-voltaje (I-V) de entrada para una celda de electrolizador PEM, el modelo fue hecho en condiciones de estado estacionario, se desarrolló utilizando una topología de circuito eléctrico equivalente en la que se ha tenido en consideración la conversión de potencia útil y las pérdidas asociadas a la celda.

♣ D. Guilbert and G. Vitale, "Experimental Validation of an Equivalent Dynamic Electrical Model for a Proton Exchange Membrane Electrolyzer," 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Palermo, Italy, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC.2018.8494523, [5].

Este trabajo presenta un modelo eléctrico dinámico equivalente para un electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM). Se modela la curva de tensión para un electrolizador PEM de tres celdas en condiciones de funcionamiento dinámico. El modelo desarrollado se basa en un modelo eléctrico dinámico equivalente que tiene en cuenta el comportamiento dinámico del electrolizador en caso de variaciones bruscas de la corriente de entrada. Este se prueba con resultados experimentales mostrando una buena precisión a la hora de reproducir el comportamiento dinámico del electrolizador.

♣ D. Guilbert and G. Vitale, "Dynamic Emulation of a PEM Electrolyzer by Time Constant Based Exponential Model," *Energies*, vol. 12, no. 4, p. 750, Feb. 2019, doi: 10.3390/en12040750,[6].

En este trabajo se desarrolla un emulador dinámico de un electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM) mediante un modelo eléctrico equivalente. Se ha modelado el dominio eléctrico de un EL PEM compuesto por 3 celdas en condiciones de funcionamiento dinámico.

1.2.3. Modelación baterías Ion-Li

♣ Tremblay, O., L.A. Dessaint, "Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications." *World Electric Vehicle Journal*. Vol. 3, May 13–16, 2009,[7].

Este artículo presenta un modelo dinámico de batería mejorado y fácil de usar, la dinámica de carga y descarga del modelo de batería se validan experimentalmente con cuatro tipos de baterías. Una característica interesante de este modelo es la sencillez para extraer los parámetros dinámicos del modelo a partir de las fichas técnicas de las baterías.

♣ O. Tremblay, L. -A. Dessaint and A. -I. Dekkiche, "A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles," 2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, Arlington, TX, USA, 2007, pp. 284-289, doi: 10.1109/VPPC.2007.4544139,[8].

Este trabajo presenta un modelo de batería fácil de usar, aplicado a un software de simulación dinámica. Se demuestra que este modelo, compuesto por una fuente de tensión controlada en serie con una resistencia, puede representar con precisión cuatro tipos de baterías. Los parámetros del modelo pueden extraerse fácilmente de la curva de descarga del fabricante, y se describe un método para extraer los parámetros del modelo y aproximar la resistencia interna.

1.2.4. Convertidores DC-DC de potencia parcial

♣ X. Zhang, M. Chen, Y. Fu and Y. Li, "A Step-Down Partial Power Optimizer Structure for Photovoltaic Series-Connected Power Optimizer System," 2018 IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC), Shenzhen, China, 2018, pp. 1-4, doi: 10.1109/PEAC.2018.8590325,[9].

Este trabajo se propone una estructura de optimizador de potencia parcial para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para un sistema optimizador fotovoltaico conectado en serie. La estructura del PPC propuesta es una estructura Buck, que consiste principalmente en un convertidor DC-DC aislado conectado en paralelo en el primario y en serie en el secundario.

♣ J. W. Zapata, S. Kouro, G. Carrasco, H. Renaudineau and T. A. Meynard, "Analysis of Partial Power DC-DC Converters for Two-Stage Photovoltaic Systems," in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 7, no. 1, pp. 591-603, March 2019, doi: 10.1109/JESTPE.2018.2842638,[10].

Este trabajo se analizan las posibles configuraciones de conexiones de los PPC, dependiendo de su aplicación y la cantidad de potencia que se desee transmitir, se comparan convertidores DC-DC Flyback y Full-bridge, se presentan tres topologías, además se explica el uso de PPC operando en modo Buck, para el caso en que el voltaje de cadenas de paneles sea alto y se deba reducir.

♣ J. W. Zapata, H. Renaudineau, S. Kouro, M. A. Perez and T. A. Meynard, "Partial power DC-DC converter for photovoltaic microinverters," IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Florence, Italy, 2016, pp. 6740-6745, doi: 10.1109/IECON.2016.7793098,[11].

En este trabajo se propone una arquitectura de micro inversor de dos etapas, basándose en el concepto de convertidor de potencia parcial, se describe el concepto de convertidor de potencia parcial y se propone una topología, se explican los detalles de su funcionamiento y se realizan simulaciones para evaluar el funcionamiento del convertidor.

♣ Zapata, J., Kouro, S., Carrasco, G., & Meynard, T. (2019). Step-Down Partial Power DC-DC Converters for Two-Stage Photovoltaic String Inverters. Electronics, [12].

En este trabajo se propone y analiza un PPC que realiza una operación de reducción de tensión. Se hace un análisis teórico para validar el concepto de PPC y luego se valida experimentalmente.

♣ Nicolás W. P., "Topologías y estrategias de control de convertidores DC/DC de potencia parcial para sistemas fotovoltaicos," Memoria de Título, Universidad de Concepción, 2021, [13].

Esta Memoria de Título se enfoca en el estudio y diseño de un sistema fotovoltaico utilizando diversas topologías de convertidores DC-DC. Se exploran conexiones convencionales de estos convertidores en aplicaciones fotovoltaicas y se investigan dos enfoques de conexión de potencia parcial, incluyendo sus topologías entrelazadas. Asimismo, se analizan los sistemas de control necesarios para asegurar el funcionamiento adecuado del sistema.

1.2.5. Cálculo de componentes del sistema

♣ Marian K. Kazimierczuk, "Pulse-Width Modulated DC/DC Power Converters", 2nd ed., pp. 340-343,[14].

Este libro trata de los convertidores de potencia DC-DC conmutados con modulación de anchura de pulso (PWM), se muestran diferentes topologías, modelados, dinámicas y control de estos, también se hace un análisis para estudiar las pérdidas en los distintos componentes de cada configuración estudiada.

♣ S. Mondal, P. K. Gayen and K. Gupta, "Study on Impact of LC-Filter Parameters Under Variable Loading Conditions of Three-Phase Voltage Source Inverter," 2018 IEEE Electron Devices Kolkata Conference (EDKCON), Kolkata, India, 2018, pp. 132-136, doi: 10.1109/EDKCON.2018.8770507,[15].

Este trabajo estudia el impacto de los parámetros del filtro LC en la salida del lado de carga del inversor trifásico de fuente de tensión en condiciones de carga variable. Ya que la elección inadecuada de los parámetros del filtro LC puede restringir el rango de funcionamiento del inversor

1.2.6. Control del sistema

♣ H. Mahmood, D. Michaelson and J. Jiang, "Control strategy for a standalone PV/battery hybrid system," IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, Montreal, QC, Canada, 2012, pp. 3412-3418, doi: 10.1109/IECON.2012.6389351, [16].

Este trabajo presenta una estrategia de control multi lazo para gestionar el funcionamiento de dos convertidores CC-CC en presencia de restricciones operativas que incluyen los límites de corriente y capacidad de carga de la batería. Este enfoque da lugar a una realización del controlador que puede implementarse sin necesidad de elementos discretos de estado o programáticos. El funcionamiento se demuestra utilizando un prototipo de sistema híbrido de 2 kW.

♣ A. Mirzaei, M. Forooghi, A. A. Ghadimi, A. H. Abolmasoumi, and M. R. Riahi, "Design and construction of a charge controller for stand-alone PV/battery hybrid system by using a new control strategy and power management," Solar Energy, vol. 149, pp. 1-11, 2017,[17].

En este artículo se propone una nueva estrategia de control y gestión de la energía para un sistema híbrido autónomo fotovoltaico/batería.

♣ C. S. Matwankar and A. Alam, "Solar Powered Closed-loop Current Controlled DC-DC Buck Converter for Battery Charging Application," 2019 International Conference on Vision Towards Emerging Trends in Communication and Networking (ViTECoN), Vellore, India, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/ViTECoN.2019.8899645,[18].

En este artículo se muestra un método sencillo para cargar un banco de baterías de alta capacidad utilizando un convertidor Buck en modo de control de corriente constante. Los parámetros del controlador se sintonizan utilizando el método de sintonización de Ziegler-Nichols.

1.2.7. Discusión

La literatura muestra que un convertidor DC-DC operando en configuración de potencia parcial (PPC) presenta un rendimiento superior en comparación con su operación como convertidor de potencia completa (FPC), tanto en términos de eficiencia como de rizado en las ondas de voltaje y corriente. Además, se ha demostrado que al utilizar topologías de potencia parcial en sistemas fotovoltaicos (PV), se logra un aumento en la eficiencia del sistema. Asimismo, se ha determinado que la tecnología de electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) es la más adecuada para la obtención de hidrógeno a partir de energía solar.

De la revisión bibliográfica realizada, se ha encontrado una carencia de estudios que aborden el tema desde el punto de vista de la electrónica de potencia, específicamente utilizando topologías de convertidores de potencia parcial en aplicaciones de obtención de hidrógeno con energía solar. Esto se considera fundamental y constituye la base central de este trabajo de Memoria de Título. El objetivo principal es analizar el funcionamiento de una estación de hidrógeno con enfoque en la electrónica de potencia (eficiencia), utilizando un arreglo de paneles fotovoltaicos como fuente de energía, un convertidor DC-DC operando en configuración de potencia parcial para conectar los paneles solares al electrolizador, y la inclusión de un sistema de almacenamiento de energía.

1.3. Hipótesis de Trabajo

Mediante la utilización de un convertidor de potencia parcial (PPC) basado en la topología full bridge, es posible desarrollar un modelo y sistema de control eficaz que aumente la eficiencia y reduzca los rizados de las ondas de voltaje y corriente en un sistema de obtención de hidrógeno compuesto por paneles solares (PV), sistema de almacenamiento de energía (ESS) y electrolizador PEM. Se espera que dicho sistema logre un rendimiento de control satisfactorio en las proximidades del punto de operación típico del sistema.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Modelar y controlar un convertidor DC-DC de potencia parcial basado en la topología full bridge para un sistema de obtención de hidrógeno compuesto por paneles solares (PV), sistema de almacenamiento de energía (ESS) y electrolizador PEM.

1.4.2. Objetivos Específicos

- i. Diseñar un arreglo fotovoltaico que sea capaz de suministrar la demanda de una planta de hidrógeno que incluye un banco de baterías.
- ii. Diseñar el banco de baterías tal que sea capaz de almacenar y entrar energía necesaria para el funcionamiento de los servicios auxiliares de la planta.
- iii. Estudiar las topologías de convertidores DC-DC operando en configuración de potencia parcial.
- iv. Analizar la configuración del convertidor a utilizar y su control para el correcto funcionamiento del sistema.

1.5. Alcances y Limitaciones

- i. Los modelos de las componentes como paneles solares, baterías serán ideales pero generalizables para cualquier nivel de potencia.
- ii. Los análisis se realizan mediante modelos matemáticos y simulación, basándose en modelos confiables y mostrados por la literatura.
- iii. Se utilizó un modelo encontrado en la literatura para modelar el electrolizador y, con el fin de cumplir con los niveles de potencia requeridos, se generalizó de tal manera que satisfaga los requisitos deseados.
- iv. Este trabajo solo se enfoca en suministrar la demanda de una estación de hidrógeno, no considera el funcionamiento interno del electrolizador.
- v. Se utilizarán estrategias de control clásicas encontradas en la literatura, tal que se garantice operación estable.
- vi. La operación del sistema se restringirá a las horas de sol para la producción de hidrógeno. En este sentido, el sistema de almacenamiento estará dedicado exclusivamente a mantener en funcionamiento los servicios auxiliares del electrolizador durante las horas sin sol.

1.6. Metodología

- i. Modelado y dimensionamiento de las distintas componentes que componen la estación de hidrógeno.
 - Obtener el modelo que represente el funcionamiento de los paneles solares, electrolizador y baterías.
 - Determinar los tipos de convertidores a utilizar dependiendo de los requerimientos del sistema y los objetivos de este trabajo, además diseñar las componentes del convertidor.
- ii. Realizar un análisis de los convertidores de potencia parcial (PPC), para luego aplicarlos en la obtención de hidrógeno.
 - Estudiar las topologías de PPC, modo de funcionamiento y características de estos.
 - Proponer un tipo del PPC para el sistema estudiado.
 - Encontrar un modelo matemático representativo del sistema (PV-PPC-Electrolizador + ESS) que permita un análisis en estado estacionario.
 - Simular el modelo encontrado en Matlab y validarlo con una simulación en PLECS.
- iii. Diseñar un control óptimo que permita al sistema funcionar de manera estable y que se adecue de acuerdo con los requerimientos del sistema.
 - Diseñar un lazo de control de corriente, que controle la corriente que ingresa al electrolizador a través del PPC.
 - Diseñar un lazo de control de corriente para la carga de las baterías.
 - Elaborar un control maestro que permita funcionar al sistema en conjunto.
- iv. Realizar simulaciones del sistema operando en diferentes escenarios, en Matlab/Simulink.

2. Diseño y modelado de las componentes de la estación de Hidrógeno

La estación de hidrógeno estudiada en el presente informe está compuesta por diversas componentes, como se muestra en la Figura 2.1, con el propósito de convertir la energía solar en hidrógeno. Este proceso se puede resumir en dos etapas fundamentales: la conversión de la energía solar en energía eléctrica y la producción de hidrógeno mediante electrólisis. La implementación de este proceso se ilustra en la Figura 2.1, donde los paneles solares absorben la radiación solar del sol y la transforman en energía eléctrica. Posteriormente, un convertidor DC-DC, operando en configuración de potencia parcial en este trabajo, procesa la energía eléctrica generada por los paneles. Finalmente, el electrolizador (PEM) utiliza esta energía eléctrica y, a través del proceso de electrólisis, produce hidrógeno.

Además, para mantener la estación de hidrógeno activa durante la noche o en momentos en los que la generación de energía solar sea insuficiente, se incorporarán baterías que se encargarán de satisfacer los servicios auxiliares del electrolizador. De esta manera, se asegura que la estación de hidrógeno pueda operar de manera continua y estable, independientemente de las variaciones en la disponibilidad de energía solar, lo que contribuirá a una producción confiable y sostenible de hidrógeno como fuente de energía limpia y renovable.

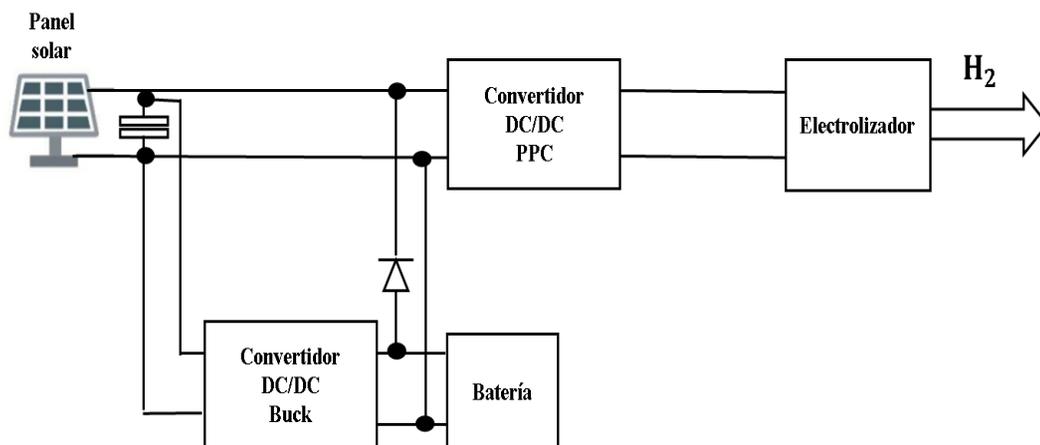


Figura 2.1 Esquema simplificado de una estación de producción de hidrógeno.

2.1. Modelo y dimensionamiento de un conjunto PV

2.1.1. Modelo celda PV

Un conjunto de paneles fotovoltaicos es la conexión en serie-paralelo de diferentes módulos de paneles PV, que a su vez están compuestos por la conexión serie-paralelo de celdas fotovoltaicas. Uno modelo típico para estas es el modelo de diodo único (SDM) [1]-[3], cuyo circuito equivalente se muestra en la Figura 2.2.

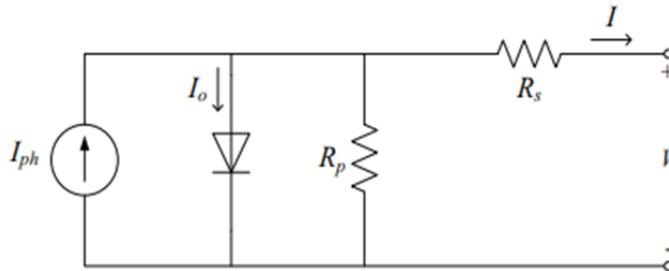


Figura 2.2 Circuito eléctrico equivalente de la celda fotovoltaica,[3].

En [2] se entrega un análisis detallado del funcionamiento del modelo de diodo único y la obtención del modelo matemático que será usado en este informe, es importante destacar que existen múltiples modelos para los paneles, pero el que se muestra a continuación es uno de los más simples:

$$I = I_{ph} - I_o \left(\exp\left(\frac{V + R_s I}{v_t}\right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2.1)$$

donde:

I_{ph} : Corriente del panel,

I_o : Corriente de saturación del diodo,

v_t : Tensión térmica del conjunto $v_t = \frac{NsKT}{q}$,

R_s : Resistencia serie equivalente del módulo y

R_p : Resistencia en paralelo.

Junto con este modelo es posible obtener una aproximación, la cual es independiente de las características térmicas del panel, esta se muestra a continuación:

$$i_{pv} = i_{pv,max} \left(1 - \exp \left(\frac{v_{pv} - v_{pv,max}}{K_{pv}} \right) \right) \quad (2.2)$$

donde:

i_{pv} : Corriente del panel,

v_{pv} : Voltaje del panel,

$i_{pv,max}$: Corriente de cortocircuito del PV, y

$v_{pv,max}$: Voltaje de circuito abierto del PV.

Además, considerando que se tendrá un conjunto fotovoltaico entonces existirán N_s paneles en serie y N_p paneles en paralelo, luego la ecuación 2.2 queda como sigue:

$$i_{pv} = N_p i_{pv,max} \left(1 - \exp \left(\frac{v_{pv} - N_s v_{pv,max}}{N_s K_{pv}} \right) \right) \quad (2.3)$$

donde el parámetro $K_{pv} = \frac{v_{pv,mpp} - v_{pv,max}}{\log \left(1 - \frac{i_{pv,mpp}}{i_{pv,max}} \right)}$, con $v_{pv,mpp}$ y $i_{pv,mpp}$ son los voltajes y corrientes del máximo punto de generación de potencia.

2.1.2. Dimensionamiento arreglo PV

El dimensionamiento del arreglo fotovoltaico se realiza tomando en cuenta el consumo de la carga, en este caso el electrolizador que tendrá una potencia nominal de $\approx 2kW$, lo que indica que la potencia mínima que debe generar los paneles son $2kW$, dado que se debe incorporar baterías es necesario sobredimensionar el arreglo fotovoltaico, para ello se toma el ideal de que el sol estará disponible durante 8 horas al día y la noche dura 16 horas (periodo sin energía solar), así el arreglo fotovoltaico debe de ser capaz de suministrar la potencia al electrolizador y cargar las baterías durante las horas de sol, el banco de baterías debe de ser tal que sea capaz de suministrar energía suficiente para satisfacer los servicios auxiliares del electrolizador por el tiempo donde no haya sol, luego el arreglo PV se dimensiona como sigue,

$$P_{pv,min} = P_{nom,Electrolizador} + P_{nom,ESS} = 3kW \quad (2.4)$$

donde $P_{nom,ESS}$ debe ser adecuado para que el sistema de almacenamiento satisfaga los servicios auxiliares del electrolizador en ausencia de sol. Los parámetros del panel utilizados en este informe se extrajeron de [3] y se detallan en Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Datos de los paneles utilizados.

Variable	Valor
Voltaje de circuito abierto [V]	37.0
Corriente de corto circuito [A]	8.72
Voltaje MPPT [V]	29.6
Corriente MPPT [A]	8.12
Potencia MPPT [W]	240

Además de elegir un panel, se debe elegir un voltaje que asegure un correcto funcionamiento de los convertidores, como se utiliza un convertidor DC-DC reductor entonces se impone la condición que el voltaje del arreglo PV debe de ser a lo menos el doble del voltaje del bus v_{dc} , así la cantidad de paneles en serie y en paralelo se calculan de la siguiente forma:

$$N_{serie} = \frac{2v_{dc}}{v_{mmp}} \approx 8 \quad (2.5)$$

$$N_{paralelo} = \frac{P_{nom}}{N_{serie} * P_{mmp}} \approx 2 \quad (2.6)$$

donde:

N_s : Número de paneles en serie necesarios,

N_p : Número de paneles en paralelo necesarios,

P_{nom} : Potencia nominal requerida,

P_{mmp} : Potencia en el punto de máxima potencia del panel,

v_{mmp} : Voltaje en el punto de máxima potencia del panel, y

v_{dc} : Voltaje en el enlace DC.

Es importante mencionar que cuando el número de paneles en serie o en paralelo sea un número decimal, este se aproxima al número superior para que así el arreglo PV entregue más potencia, con esta cantidad de paneles en serie y en paralelo se obtiene las curvas características mostrada en la Figura 2.3, de la figura se ve que el arreglo PV genera una potencia máxima de 3.8 kW aproximadamente.

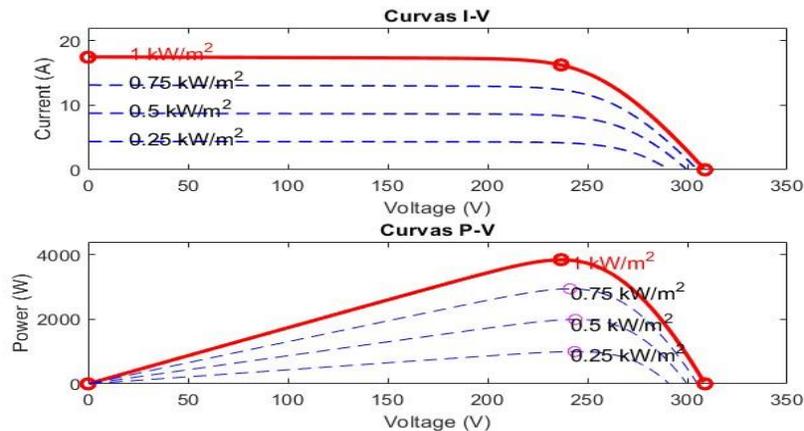


Figura 2.3 Curvas I-V y P-V del panel utilizado.

2.2. Modelo y dimensionamiento de las baterías

Existe una gran gama de baterías, donde cada una tiene sus beneficios y desventajas, como por ejemplo un buen cumplimiento a los requerimientos de densidad de energía y potencia, pero baja vida útil lo que lleva un elevado costo, entre otros. Para los objetivos de esta investigación se utilizan baterías de Ion-Litio (Li-ion) ya que este tipo de baterías es por lejos de las más utilizadas debido a su alta densidad de energía que varía entre $75 - 200 Wh/Kg$, además de su alto voltaje de cada celda de hasta $3.7 V$, tiene un eficiencia que alcanza hasta un 97% , larga vida útil (entre $1000 - 5000$ ciclos completos de carga y descarga), opera en rangos amplios de temperatura, posee bajo peso en comparación con el resto de baterías y una gran capacidad de almacenamiento de energía, una desventaja de estas baterías es su costo pero dados sus beneficios esto es compensado.

2.2.1. Modelo baterías Ion-Litio

Para modelar la batería se utiliza el modelo de Shepherd [7]-[8], este modelo describe el comportamiento electroquímico de la batería en términos de voltaje en los terminales, voltaje de circuito abierto, resistencia interna y corriente de descarga. Los parámetros para el modelo de la

batería pueden ser extraídos de la curva de descarga del fabricante, además la dinámica del modelo puede ser usado tanto para carga como descarga. También se debe destacar que este modelo tiene limitaciones, dado que no considera efectos de la temperatura, pero es fácil de implementar en un software de simulación lo que es de gran ventaja.

Este modelo entrega dos ecuaciones una para cuando se carga y para cuando se descarga la batería, las ecuaciones del modelo dinámico de Shepherd para la batería de litio son:

Ecuación de carga:

$$V_{bateria} = E_0 - R * i - K \frac{Q_0}{Q_0 - i_t} * i_t - K \frac{Q_0}{i_t - 0.1Q_0} i^* + Ae^{-Bi_t} \quad (2.7)$$

Ecuación de descarga:

$$V_{bateria} = E_0 - R * i - K \frac{Q_0}{Q_0 - i_t} i_t - K \frac{Q_0}{Q_0 - i_t} i^* + Ae^{-Bi_t} \quad (2.8)$$

donde:

$V_{bateria}$: Voltaje de la batería [V],

E_0 : Voltaje constante de la batería [V],

K : Constante de polarización [V/Ah],

Q_0 : Capacidad de la batería nominal [Ah],

i_t : Carga real de la batería, es la integral de la corriente en el tiempo $\int_0^t idt$ [Ah],

i^* : Dinámica de baja frecuencia de corriente [A],

i : Corriente de la batería [A],

A : Amplitud de la zona exponencial [V],

B : Constante de tiempo inversa de la zona exponencial [Ah^{-1}], y

R : Resistencia interna [Ω].

En las ecuaciones de carga y descarga aparece el termino i^* , que es una corriente filtrada que circula a través de la resistencia interna, esto simula la dinámica lenta del voltaje a cambios escalón

de corriente como es mencionado en [7]. Una característica importante del modelo propuesto es la sencillez con la que se extraen los parámetros del modelo dinámico, no es necesario tomar medidas experimentales en la batería, solo se necesitan tres puntos de la curva de descarga del fabricante para obtener los parámetros. La curva típica de descarga para cualquier batería posee una zona exponencial, una zona nominal y una zona de deceso Figura 2.4.

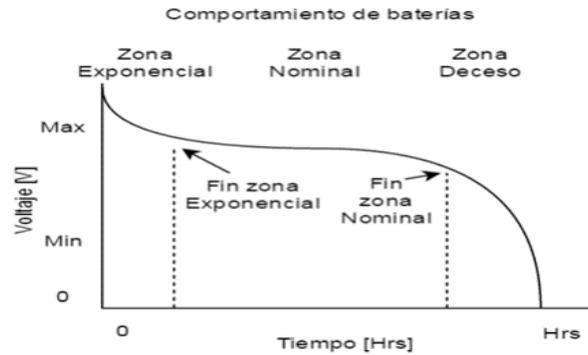


Figura 2.4 Curva típica de descarga definida por zonas, [7].

Para continuar es necesario definir nuevos parámetros obtenidos de la curva de descarga, a partir de esta se definen los siguientes parámetros.

V_{full} : Voltaje de carga máxima,

V_{exp} : Voltaje al final de la zona exponencial,

Q_{exp} : Carga al final de la zona exponencial,

V_{nom} : Voltaje al final de la zona nominal, y

Q_{nom} : Carga al final de la zona nominal.

A partir de lo anterior siguiendo el método expuesto en [7] para la obtención de los parámetros A , B , K y E_0 , este método entrega el siguiente sistema de ecuaciones:

$$A = V_{full} - V_{exp} \quad (2.9)$$

$$B = \frac{3}{Q_{exp}} \quad (2.10)$$

$$K = \frac{(V_{full} - V_{nom} + A(\exp(-B * Q_{nom} - 1))(Q_0 - Q_{nom}))}{Q_{nom}} \quad (2.11)$$

$$E_0 = V_{full} + K + R * i - A \quad (2.12)$$

Este modelo de banco de batería asume que las baterías se cargan y descargan uniformemente.

2.2.2. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento (ESS)

El banco de baterías tiene como función principal suministrar suficiente potencia para mantener los servicios auxiliares del electrolizador activos durante las horas sin sol, ya que no se producirá hidrógeno en ese momento. Por lo tanto, es esencial dimensionar correctamente el banco de baterías. Para conectar el banco de baterías al condensador de enlace entre el panel y el PPC, se utiliza un convertidor Buck debido a su simplicidad y capacidad unidireccional para cargar la batería. Además, el banco de baterías también tiene una conexión directa al enlace entre el panel y el PPC, que solo permite el flujo de corriente desde la batería hacia el sistema, pero no al revés Figura 2.5, Esto se logra agregando un diodo en la conexión que apunta hacia el sistema, bloqueando cualquier corriente que fluya en dirección a la batería. Esta conexión mantiene la batería conectada al sistema durante la noche y permite que la corriente fluya para mantener el sistema en funcionamiento durante las horas sin sol.

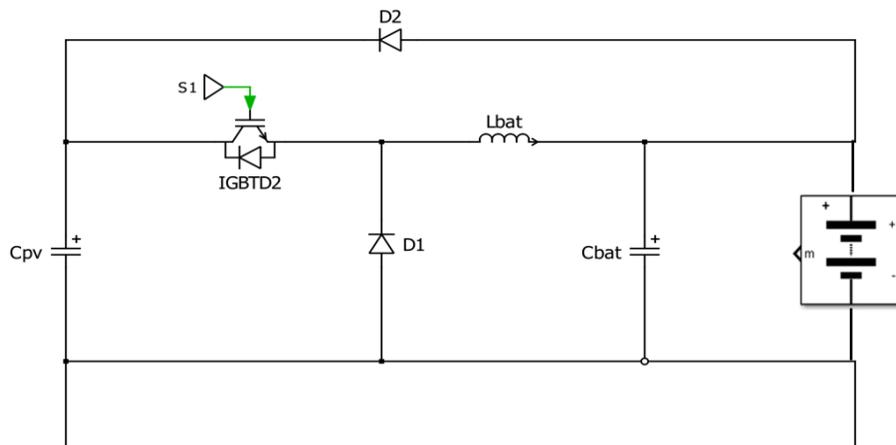


Figura 2.5 Conexión banco de baterías al enlace entre el panel y el PPC.

Para dimensionar adecuadamente las baterías, es importante establecer el voltaje de la batería $v_{bateria}$. Según la literatura, se recomienda que este voltaje sea la mitad del voltaje del enlace al que se conectará el ESS, para que el convertidor Buck tenga una mayor flexibilidad en su rango de operación. Dado que el ciclo de trabajo del convertidor debe estar entre (0 y 1), se tiene que $\left(\frac{v_{bateria}}{v_{pv}} = 0.5\right)$, lo que permite que el convertidor tenga un rango de funcionamiento ideal. En este caso, se ha fijado el valor de $V_{bateria} = 140 V$.

Además, al dimensionar el arreglo de paneles solares, se determinó que generará aproximadamente $3.8 kW$ en su punto máximo de potencia (MPPT). Sin embargo, la carga solo consumirá en promedio $2 kW$ de esa potencia. Dado que este proyecto no busca operar los paneles en su punto máximo de potencia (MPP), esto se debe a que el sistema de almacenamiento solo estará dimensionado para satisfacer los servicios auxiliares del electrolizador, sin compensar las diferencias entre la generación y la carga. Además, la producción de hidrógeno se limita a las horas de sol, lo que fija el punto de operación de los paneles. En este caso, la carga consiste en el electrolizador y las baterías cuando estén descargadas, y solo el electrolizador cuando las baterías estén cargadas. Se fija un punto de potencia en los paneles de 1.25 veces el consumo de la carga. De esta manera, el sistema de almacenamiento almacenará la energía sobrante. En consecuencia, la potencia máxima que el banco de baterías debe ser capaz de manejar es:

$$P_{bateria,carga} = 0.25 * P_{carga} = 0.5kW \quad (2.13)$$

Así, la corriente que debe soportar la batería es de:

$$i_{bateria,carga} = \frac{P_{bateria,carga}}{v_{bateria}} = 3.57[A] \quad (2.14)$$

La capacidad máxima de la batería se determina multiplicado la corriente nominal que se espera que almacene el banco de batería por la cantidad de horas que se será cargado. Dado que el panel solo suministrara potencia 8 horas diarias, el banco de baterías almacenara por 8 horas la corriente suministrada por el arreglo PV, y entregara por 16 horas la potencia necesaria para suplir los servicios auxiliares al electrolizador que es la carga.

$$Cap[Ah] = i_{bateria,carga} * h = 28.57Ah \quad (2.15)$$

con h horas de carga de la batería bajo corriente nominal

El banco de baterías debe de estar conectado al enlace DC, como se mencionó anteriormente, esta conexión es a través de un convertidor Buck, ya que este convertidor es la topología más simple para la carga de baterías, este tiene un inductor y un capacitor, los que pueden ser calculados como sigue, [18]:

$$L_{Buck} = \frac{V_{pv}d(1-d)}{\Delta i_{batt}f_{sw}} = 81.5 [mH] \quad (2.16)$$

$$C_{Buck} = \frac{V_{pv}d(1-d)}{8L_{buck}f_{sw}^2\Delta V_{batt}} = 25[\mu F] \quad (2.17)$$

Considerando una frecuencia de switcheo de 10KHz, un ripple de corriente y voltaje de 5% y un duty nominal de 0.5.

2.3. Modelo y dimensionamiento del electrolizador PEM

Existen diferentes tipos de electrolizadores, los cuales se pueden distinguir por su electrolito. Estos son el alcalino, el de membrana de intercambio de protones (PEM) y el de oxido solido (SO). De estas tecnologías, la alcalina y PEM se encuentran disponible comercialmente. De estas dos, la tecnología PEM presenta varias ventajas en comparación con la alcalina, tales como su compacidad, su rápida respuesta, su amplio rango de corriente y su gran flexibilidad de funcionamiento. Por lo tanto, esta tecnología es una opción atractiva para funcionar acoplada a los sistemas de energías renovables. Por este motivo, se consideró un electrolizador PEM para llevar a cabo este trabajo.

2.3.1. Modelo celda PEM

En los últimos años se han propuesto muchos modelos de electrolizadores PEM, sin embargo, la mayoría de los modelos propuestos son estáticos y no tienen en cuenta la dinámica del electrolizador, en [4] se propone un modelo eléctrico equivalente para un electrolizador PEM en condiciones estacionarias. El comportamiento estático se modela mediante una tensión reversible en

serie con una resistencia relacionada con las diferentes sobretensiones encontradas durante la operación.

En este trabajo el objetivo es estudiar el funcionamiento dinámico de un sistema de generación de hidrógeno compuesto por paneles solares, un banco de baterías y el electrolizador, y aplicarle control por lo que se hace necesario tener un modelo dinámico del electrolizador. En [5]-[6] se propone un modelo eléctrico dinámico equivalente, dicho modelo será utilizado en este trabajo.

Para entender el modelo se hace necesario tener un punto de vista electroquímico del funcionamiento del electrolizador PEM. El funcionamiento del electrolizador PEM se muestra en la Figura 2.6, se puede observar que, en el ánodo y cátodo a un potencial eléctrico positivo, el agua se divide en protones y oxígeno entregando electrones para conducción de acuerdo con la sub-reacción:



Los electrones disponibles salen de ánodo contribuyendo a la corriente (fluyen hacia el ánodo) mientras que los protones atraviesan la membrana. Una vez que los protones llegan al cátodo se combinan con los electrones procedentes del terminal a potencial negativo obteniendo hidrógeno:

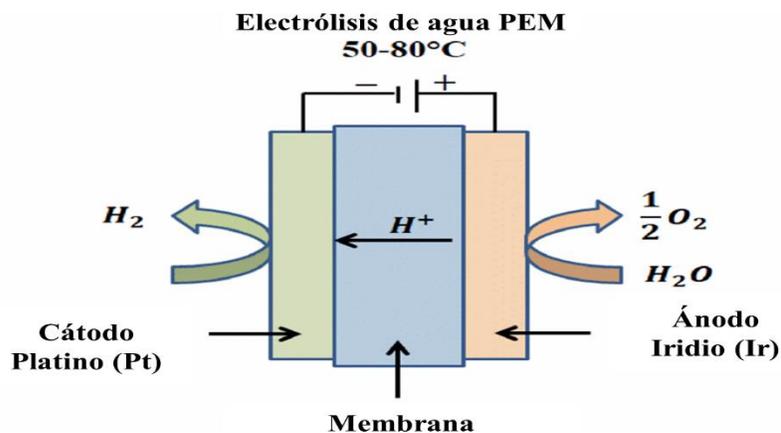


Figura 2.6 Reacción de electrolisis PEM del agua, [5].

El modelo eléctrico propuesto considera las pérdidas en la membrana, las que se representan como un a resistencia. Además, tanto en el ánodo como en el cátodo, se produce una separación de cargas que da lugar a un efecto de capacitancia, ya que las cargas necesitan un intervalo de tiempo finito para moverse dentro del ánodo y del cátodo. En la Figura 2.7, se muestra el modelo de circuito equivalente del electrolizador que se utilizará. Las dos celdas RC representan el comportamiento en el cátodo ($R_c C_c$) y en el ánodo ($R_a C_a$) respectivamente. El valor de las dos capacitancias puede suponerse igual ya que la cantidad de carga es la misma mientras que las resistencias difieren en función de las pérdidas; una resistencia modela la energía de Gibbs y la pérdida de calor en el ánodo y la otra sólo la pérdida de calor en el cátodo.

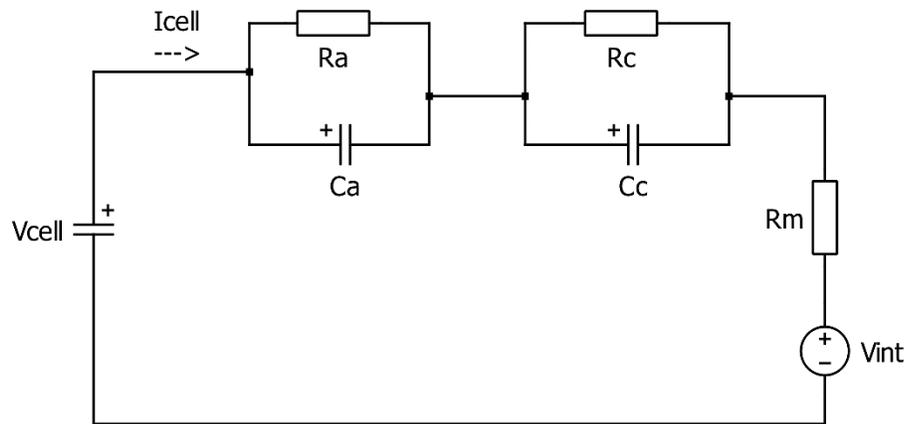


Figura 2.7 Circuito eléctrico equivalente del Electrolizador PEM.

Los parámetros fueron obtenidos en [5] los cuales se muestran a continuación:

$$R_a = 0.035 \Omega; C_a = 37.26 F;$$

$$R_c = 0.318 \Omega; C_c = 37.46 F;$$

$$R_m = 0.088 \Omega; V_{int} = 4.38 V$$

2.3.2. Dimensionamiento Electrolizador

En la sección anterior se discute un modelo eléctrico de un electrolizador PEM, dicho modelo dinámico fue obtenido haciendo pruebas experimentales en un electrolizador comercial, el

electrolizador PEM investigado es el NMH2 1000 de la empresa HELIOCENTRIS. Las características de EL PEM se indican en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Características del electrolizador estudiado.

Variable	Valor
Potencia eléctrica nominal [W]	400
Tensión de funcionamiento [V]	[7.5-8]
Rango de corriente [A]	[0-40]
Presión de salida [Bar]	[0.1-10.5]
Número de celdas	3

El modelo eléctrico mostrado en la sección 2.4.1. cumple con las características mostradas en la Tabla 2.2, pero en [5] se demuestra que para cumplir con el rango de tensión de funcionamiento del electrolizador y mantener una eficiencia sobre el 55%, ver Figura 2.8, se le debe inyectar una corriente en el rango [0 – 8 A], esto indica que inyectando 8 [A] al electrolizador este tendrá una potencia de ≈ 64 [W].

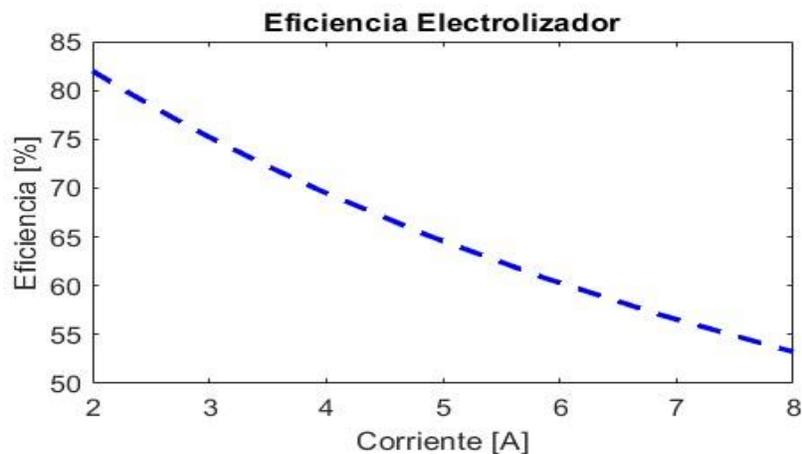


Figura 2.8 curva de eficiencia del electrolizador PEM [5].

Por otro lado, en este trabajo se desea operar con un electrolizador de 2 [kW], por lo que basándose en el modelo de la sección 2.4.1. se encuentra un modelo de electrolizador equivalente, el que está compuesto por dos ramas en paralelo de 16 celdas en serie, a su vez estas 16 celdas en serie serán reducidas a una celda equivalente Figura 2.9, con el objetivo de mantener las características de funcionamiento del modelo original.

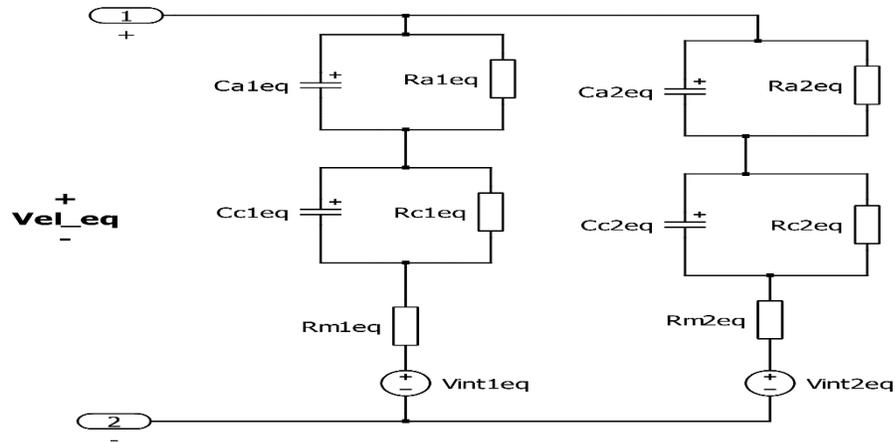


Figura 2.9 Modelo del electrolizador PEM equivalente propuesto.

Los parámetros equivalentes se muestran a continuación se consideran como voltaje y corriente base los 7.5 V y 8 A que corresponden a los valores de voltaje y corriente de operación del modelo del electrolizador de la Figura 2.7.

Tabla 2.3 Parámetros del Electrolizador equivalente.

Variable	Valor	Valor (p.u.)
$R_{a1eq} = R_{a2eq}$	0.560 Ω	0.595
$R_{c1eq} = R_{c2eq}$	5.088 Ω	5.412
$R_{m1eq} = R_{m2eq}$	1.408 Ω	1.498
$C_{a1eq} = C_{a2eq}$	2.341 F	—
$C_{c1eq} = C_{c2eq}$	2.341 F	—
$V_{int1eq} = V_{int2eq}$	70.08 V	9.344

Para corroborar que el modelo de electrolizador encontrado mantiene las características de funcionamiento del original, se simuló en el software PELCS, por un lado, se conectaron dos ramas en paralelo de 16 celdas en serie y en otro el modelo equivalente y se le aplicó el mismo voltaje en sus terminales, luego se midió la corriente del electrolizador, concluyéndose que en estado estacionario el modelo equivalente es representativo, ver Figura 2.10.

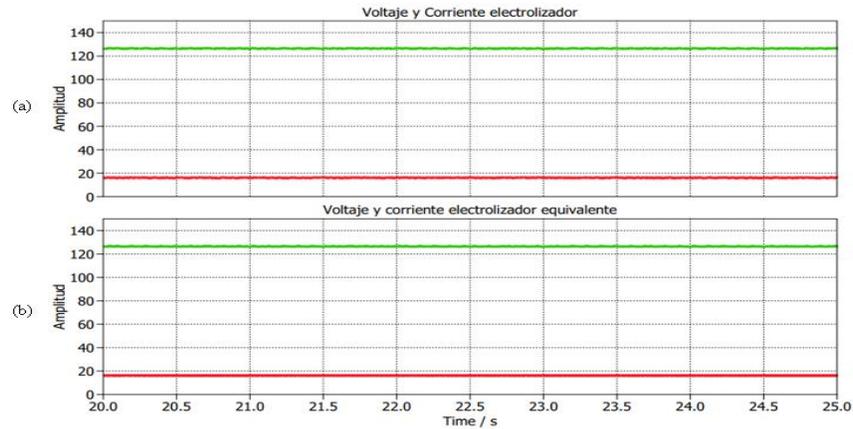


Figura 2.10 Voltaje (verde) y corriente (rojo) en el electrolizador.

(a) Electrolizador con dos ramas paralelas y 16 celdas serie. (b) Electrolizador equivalente.

2.4. Convertidor DC-DC Full-Bridge

Este proceso utiliza un convertidor DC-DC entre el módulo de paneles solares y el electrolizador PEM el que actúa como convertidor de potencia parcial. El objetivo de este convertidor es contrarlar la corriente en la entrada del electrolizador, ajustando el punto de operación de los paneles, pero manteniendo una corriente fija en la entrada del electrolizador, pues la idea es aplicarle una corriente contante y deseada al electrolizador, además el convertidor cumple la función de desacoplar el electrolizador de los paneles solares, dado que estos poseen una dinámica complicada, dado que la cantidad de energía solar disponible varía dependiendo de las condiciones climáticas, así se evita someter al electrolizador a variaciones bruscas en la alimentación eléctrica.

En la Figura 2.11 se expone la topología del convertidor que se utiliza en este informe:

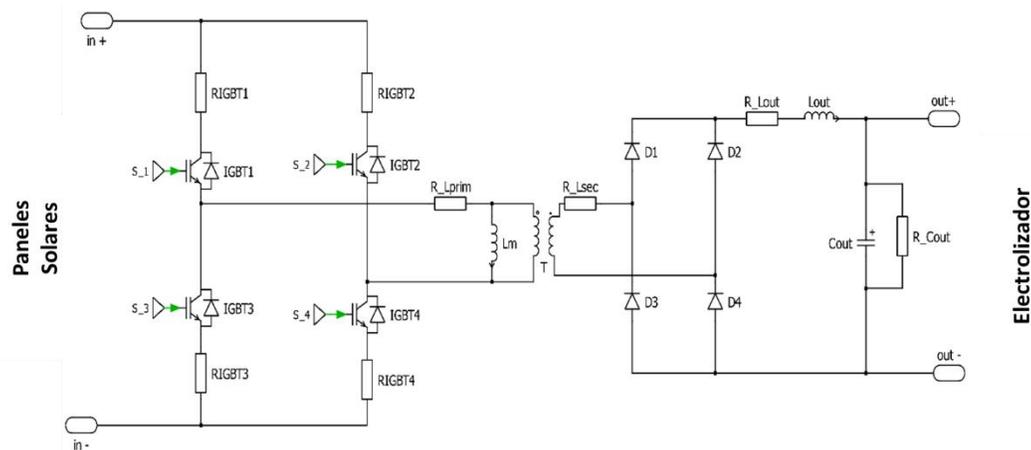


Figura 2.11 Convertidor DC/DC tipo Full-Bridge Utilizado.

Es importante destacar que el convertidor utilizado es del tipo Full Bridge, ya que se recomienda para el uso en alta potencia [10], además posee aislación galvánica lo que es útil más adelante. Para este caso el convertidor se usa en modo Buck (reductor) con una razón de vueltas 2:1 y con una frecuencia de conmutación de 10 kHz. Además, como el flujo de potencia es unidireccional en el convertidor se usa un rectificador de cuatro diodos para la etapa de rectificación lo que ayuda a reducir las pérdidas del sistema.

2.4.1. Modulación del convertidor DC-DC

Para el caso de un convertidor DC-DC la modulación se consigue utilizando un método en que las señales de conmutación son trenes de pulso de igual ancho y con una alta frecuencia de conmutación, esto es posible comparando una señal constante (moduladora), con dos señales triangulares de igual amplitud y frecuencia entre sí (portadoras), pero una desfasada de la otra en 180° . Una característica de este método es que la relación entre el voltaje de salida y el voltaje de entrada es igual a la magnitud de la moduladora multiplicado por la razón de vueltas de transformador del convertidor, como se expone en la ecuación 2.19, lo cual indica que la moduladora es igual, al ciclo de trabajo si la razón de transformación es igual a 1:1.

$$\frac{v_{out}}{v_{in}} = M * \frac{n_2}{n_1} = d \quad (2.19)$$

donde:

v_{in} : Voltaje de entrada del convertidor DC-DC.

v_{out} : Voltaje de salida del convertidor DC-DC.

d : Ciclo de trabajo del convertidor DC-DC.

M : Magnitud de la moduladora del convertidor DC-DC.

$\frac{n_1}{n_2}$: Razón de transformación del transformador del convertidor DC-DC, n_1 número de vueltas del primario y n_2 número de vueltas del secundario.

2.4.2. Componentes del convertidor DC-DC

Como es sabido debido al funcionamiento del convertidor se generan armónicos en las formas de onda de tensión y corriente, lo que hace necesario eliminar estos espectros, para abordar

este problema se añadirá un filtro LC en la salida al convertidor utilizado en los estudios realizados en este informe. Para el cálculo de este filtro se utilizan las ecuaciones 2.20 y 2.21, considerando una frecuencia de corte de un décimo de la frecuencia de las formas de onda de tensión y corriente, y dado que para un convertidor Puente Completo, la frecuencia de voltaje y corriente es dos veces la frecuencia de conmutación, entonces, la frecuencia de corte es una quinta parte de la frecuencia de conmutación.

$$f_{corte} = \frac{f_p}{5} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (2.20)$$

$$Q = \frac{1}{R} \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2.21)$$

donde:

R : Resistencia equivalente de cada filtro.

Q : factor de calidad del filtro en este caso se considera igual a $1/\sqrt{2}$.

L : Inductancia del filtro LC.

C : Capacitancia del filtro LC.

Dado que se quiere hacer un estudio lo más cercano a la realidad, es necesario considerar las pérdidas asociadas al convertidor, estas pérdidas se representarían mediante una resistencia en paralelo al condensador y una en serie a cada inductor, y una resistencia en serie a cada transistor IGBT del convertidor (R_{IGBT}) para simular las pérdidas por conmutación P_{IGBT} de cada transistor, las pérdidas en los IGBT dependen de la capacitancia de salida de cada transistor, el voltaje y la frecuencia de conmutación. Para representar las pérdidas por conmutación en PLECS se utiliza una resistencia en serie al transistor, la cual fue calculada como se muestra en las ecuaciones 2.22 y 2.23.

$$P_{IGBT} = C_0 f_p V_{IGBT}^2 \quad (2.22)$$

$$R_{IGBT} = \frac{P_{IGBT}}{I_{IGBT}^2} \quad (2.23)$$

donde:

V_{IGBT} : Voltaje efectivo de operación del transistor,

I_{IGBT} : Corriente efectiva que pasa por cada transistor medida en PLECS.

Como consideración a la hora de elegir las resistencias asociadas a cada condensador e inductor del sistema, estas se eligen en función la eficiencia esperada del convertidor, además se tiene en cuenta que la resistencia en serie a cada inductor es directamente proporcional a su inductancia, y la resistencia en paralelo a cada condensador es inversamente proporcional a la capacitancia de este. Los parámetros seleccionados para los transistores son los utilizados en [14].

2.4.3. Relaciones de corrientes dentro del Convertidor DC-DC

Cuando se modela el sistema, se utiliza un modelo matemático representativo para encontrar la entrada del sistema, en este caso la moduladora, es importante tener en cuenta que el punto de funcionamiento de un sistema PV es extremadamente sensible a las variaciones de la entrada. Debido a lo anterior, para que el modelo matemático sea más preciso, se deben incluir las pérdidas del sistema, para que así la entrada encontrada contenga el menor error posible, para lograr esto es necesario conocer las corrientes dentro del convertidor DC-DC para representar las pérdidas dentro del mismo. Así, siguiendo el desarrollo hecho en [14] se obtiene una aproximación de las corrientes de los diferentes componentes del convertidor (IGBT, diodos y bobinas del transformador), la cual se muestra en el siguiente sistema de ecuaciones:

$$i_{IGBT} = \frac{n_2}{n_1} * \sqrt{\frac{M}{2}} * i_{Lout} \quad (1.24)$$

$$i_{T,prim} = \frac{n_2}{n_1} * \sqrt{M} * i_{Lout} \quad (2.25)$$

$$i_{T,sec} = \sqrt{M} * i_{Lout} \quad (2.26)$$

$$i_{diodo} = \frac{1}{2} * \sqrt{M + 1} * i_{Lout} \quad (2.27)$$

donde:

i_{IGBT} : Corriente que circula por cada uno de los IGBT del convertidor.

$i_{T,prim}$: Corriente que circula por la bobina primaria del transformador.

$i_{T,sec}$: Corriente que circula por la bobina secundaria del transformador.

i_{diodo} : Corriente que circula por cada uno de los diodos del puente rectificador el convertidor.

i_{Lout} : Corriente que circula por el inductor de salida del convertidor.

3. Aplicación de topologías DC-DC de potencia parcial en la obtención de hidrógeno

En la actualidad, la eficiencia en los convertidores DC-DC se ha vuelto de gran relevancia debido a su amplia aplicación en plantas fotovoltaicas, eólicas, vehículos eléctricos y en plantas de obtención de hidrógeno. Con el fin de mejorar la eficiencia en estos procesos, la electrónica de potencia ha desarrollado diversas alternativas, como los convertidores multinivel, configuraciones entrelazadas y la configuración de potencia parcial, entre otras. La configuración de potencia parcial se destaca por permitir el uso de un convertidor de dimensiones más reducidas, lo que se traduce en menores costos económicos y disminución de pérdidas de potencia. En este capítulo, se presentan las distintas topologías de configuración de potencia parcial, destacando sus características particulares y su aplicabilidad en la obtención de hidrógeno a partir de energía solar.

3.1. Estructura DC-DC de Potencia Parcial

Un PPC es un convertidor común conectado de tal forma que el flujo de potencia sea como se muestra en la Figura 3.1, es decir, que solo parte de la potencia fluye a través de él, comportándose como una fuente de voltaje controlada en serie en el sistema. Esto se traduce en una mayor eficiencia del sistema, dado que el PPC no necesita valores nominales de corriente tan grandes como el FPC y no provoca grandes ondulaciones gracias a que no procesa toda la potencia. A continuación, se muestran los tipos de PPC que se encuentran en la literatura según su modo de operación y tipo de conexión. Se entrega información con respecto a las corrientes y tensiones de entrada y salida, ciclo de trabajo y potencia que circula por el convertidor.

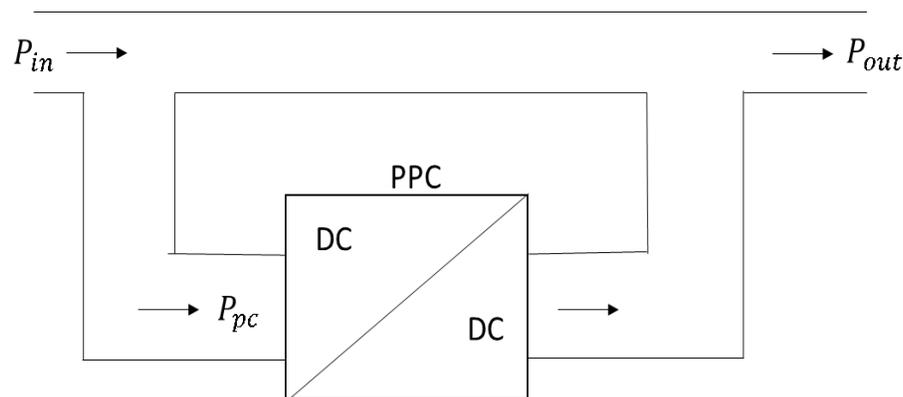


Figura 3.1 Esquema flujo de potencia con convertidor de potencia parcial.

3.1.1. Topologías de convertidores de potencia parcial (PPC)

Dentro de la literatura, se puede encontrar diferentes clasificaciones de PPC, en la Figura 3.2 se presentan los tipos de PPC dependiendo del tipo de conexión y su modo de operación. Notar que esta clasificación es válida para convertidores que incluyan una etapa de transformación en su estructura y que, en condiciones normales, proveen aislamiento galvánica de entrada y salida, puesto que de lo contrario se realiza un cortocircuito en los terminales del convertidor.

Se estudia dos tipos de PPC: Convertidor Tipo I (IPOS), que tiene la entrada conectada en paralelo a la fuente, y el convertidor tipo II (ISOP), el cual tiene la entrada conectada en paralelo a la carga, ambos tipos tienen la salida entre la fuente y la carga, a continuación, se estudiarán operando como convertidor elevador de voltaje (Boost) y como reductor de voltaje (Buck).

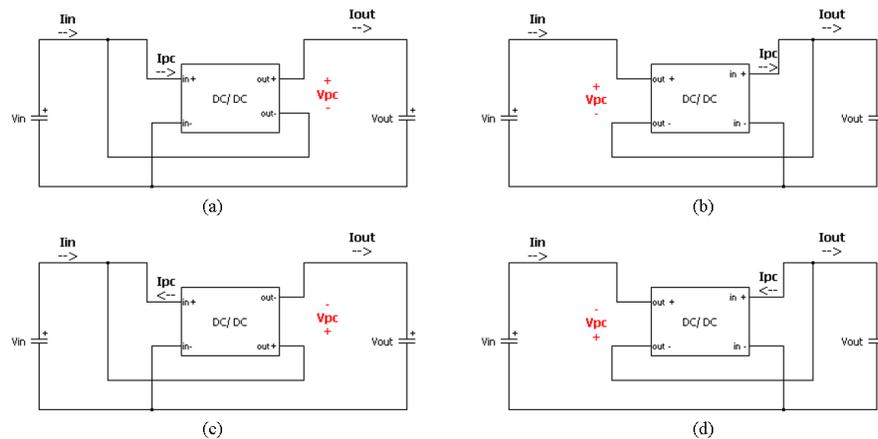


Figura 3.2 Tipos de convertidores DC-DC de potencia parcial

(a) IPOS elevador. (b) ISOP reductor. (c) IPOS reductor. (d) ISOP elevador.

A. PPC elevador tipo I (IPOS)

En la Figura 3.2 (a) se presenta el modo de operación de un convertidor de PPC donde su conexión es entrada paralelo-salida serie. Esta conexión permite el flujo de corriente hacia la carga en un solo sentido y la conexión serie en la salida permite que la tensión de salida se distribuya de tal forma que el convertidor ve la diferencia de esta. Aplicando leyes de corrientes y voltajes se obtiene.

$$v_{out} = v_{in} + v_{pc} \quad (2.1)$$

$$i_{in} = i_{pc} + i_{out} \quad (3.2)$$

Además, considerando componentes ideales, la potencias tanto en la entrada como en la salida son descritas:

$$P_{in} = v_{in} * i_{in} \quad (3.3)$$

$$P_{out} = v_{out} * i_{out} \quad (3.4)$$

Luego se define P_{pc} la que se denomina la potencia que procesa el convertidor, siendo el resto del flujo de potencia suministrado mediante un bus directo a la carga.

$$P_{pc} = v_{in} * i_{pc} = v_{pc} * i_{out} \quad (3.5)$$

Finalmente se define la razón de potencia parcial K_{pr} como el cociente entre la potencia procesada por el convertidor P_{pc} y la potencia total P_{total}

$$K_{pr} = \frac{P_{pc}}{P_{total}} = \frac{v_{pc} * i_{out}}{v_{out} * i_{out}} = \frac{v_{pc}}{v_{out}} = \frac{v_{out} - v_{in}}{v_{out}} = 1 - \frac{v_{in}}{v_{out}} = 1 - \frac{1}{G_v} \quad (3.6)$$

El resultado mostrado en 3.6 muestra que la potencia que procesa el convertidor está dada solo por la ganancia de voltaje G_v que se desea regular.

B. PPC elevador tipo II (ISOP)

Este caso se muestra en la Figura 3.2 (d) Este tipo de conexión permite el flujo de corriente hacia la carga por dos caminos, uno a través del del retorno de la entrada del convertidor, y otro por los terminales de salida del convertidor. Aplicando leyes de voltaje y corrientes se obtiene:

$$v_{out} = v_{in} + v_{pc} \quad (3.7)$$

$$i_{in} - i_{pc} = i_{out} \quad (3.8)$$

Para definir la razón de parcialidad del convertidor se define la potencia procesada por el convertidor, así como la recibida por la carga.

$$P_{out} = v_{out} * i_{out} \quad (3.9)$$

$$P_{pc} = v_{pc} * i_{in} = i_{pc} * i_{out} \quad (3.10)$$

Reemplazando las ecuaciones descritas en 3.6 en la definición de K_{pr} se tiene:

$$K_{pr} = \frac{P_{pc}}{P_{total}} = \frac{v_{pc} * i_{in}}{v_{in} * i_{in}} = \frac{v_{out} - v_{in}}{v_{in}} = G_v - 1 \quad (3.11)$$

C. PPC reductor tipo I (IPOS)

De igual forma se procede con el mismo análisis planteado para el convertidor DC-DC parcial modo elevador de voltaje. Aplicando leyes de voltaje y corrientes en la Figura 3.2 (b) se obtiene lo siguiente:

$$v_{in} = v_{out} + v_{pc} \quad (3.12)$$

$$i_{in} + i_{pc} = i_{out} \quad (3.13)$$

Además, las potencias en la carga y la potencia en la entrada del convertidor se expresan como:

$$P_{out} = v_{out} * i_{out} \quad (3.14)$$

$$P_{pc} = v_{pc} * i_{out} \quad (3.15)$$

Luego se puede deducir la relación entre la potencia que fluye por el convertidor y la potencia total generada la que está dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{P_{pc}}{P_{total}} = \frac{v_{pc} * i_{out}}{v_{out} * i_{out}} = \frac{v_{pc}}{v_{out}} = \frac{v_{in} - v_{out}}{v_{out}} = \frac{1}{G_v} - 1 \quad (3.16)$$

D. PPC reductor tipo II (ISOP)

Para el esquema mostrado en la Figura 3.2 (b) se aplican leyes de voltajes y corrientes igual que en los casos anteriores obteniéndose:

$$v_{in} = v_{out} + v_{pc} \quad (3.17)$$

$$i_{out} = i_{in} + i_{pc} \quad (3.18)$$

Donde las potencias parcial y total se expresan como:

$$P_{pc} = v_{pc} * i_{in} \quad (3.19)$$

$$P_{total} = v_{in} * i_{in} \quad (3.20)$$

Siguiendo la secuencia de ecuaciones anteriores y los procedimientos hechos en los casos antes mostrados, se obtiene la siguiente expresión para la razón de parcialidad:

$$K_{pr} = \frac{P_{pc}}{P_{total}} = \frac{v_{pc} * i_{in}}{v_{in} * i_{in}} = \frac{v_{pc}}{v_{in}} = \frac{v_{in} - v_{out}}{v_{in}} = 1 - G_v \quad (3.21)$$

E. Resumen

A continuación, se muestra una tabla resumen con los distintos valores de interés para cada una de las topologías estudiadas:

Tabla 3.1 Resumen características de cada tipo de configuración de PPC.

Tipo de convertidor	K_{pr}	v_{pc}	I_{pc}
PPC tipo I Boost	$1 - \frac{1}{G_v}$	$v_{out} - v_{in}$	$i_{in} - i_{out}$
PPC tipo II Boost	$G_v - 1$	$v_{out} - v_{in}$	$i_{in} - i_{out}$
PPC tipo I Buck	$\frac{1}{G_v} - 1$	$v_{in} - v_{out}$	$i_{out} - i_{in}$
PPC tipo II Buck	$1 - G_v$	$v_{in} - v_{out}$	$i_{out} - i_{in}$

3.1.2. Discusión

Un punto importante de mencionar es que el resultado en las relaciones de potencia total y la potencia procesada por el convertidor de potencia parcial es el mismo independiente del modo de operación del PPC, excepto por el cambio de signo que esta dado por el cambio de signo del voltaje de salida del convertidor v_{pc} , donde la fracción de potencia que procesa el convertidor está dada por la ganancia de voltaje.

A modo de conclusión se puede decir que la fracción de potencia que procesa el convertidor para los dos tipos de conexión estudiados anteriormente IPOS e ISOP, ya sea su modo de operación elevador o reductor de voltaje, dependerá solo del ciclo de trabajo del convertidor Figura 3.3.

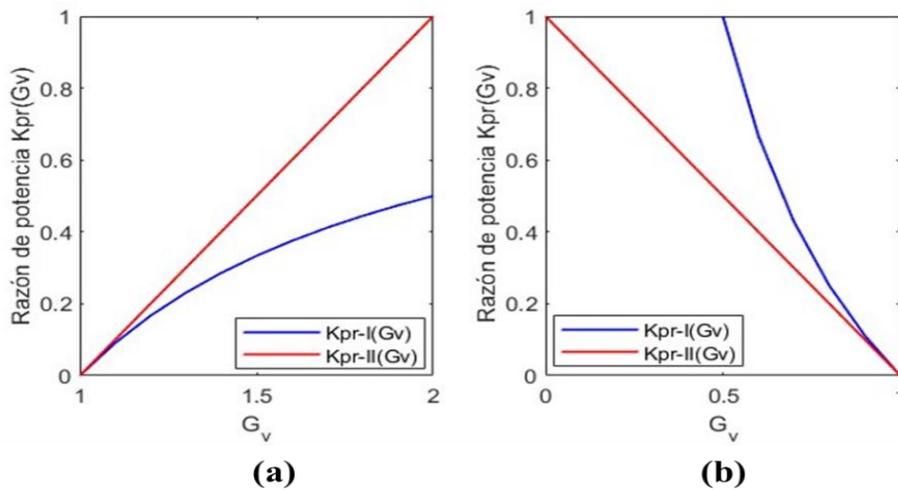


Figura 3.3 Funcionamiento de los PPC en función del ciclo de trabajo y la ganancia de voltaje G_v .

(a) PPC elevador. (b) PPC reductor.

3.2. Convertidor de potencial parcial propuesto

En esta sección se presenta un análisis del convertidor de potencia parcial propuesto para la conversión PV-Hidrógeno, donde se encuentra un modelo matemático representativo del sistema, para luego encontrar un punto de operación dada algunas condiciones y así mediante el software PLECS se hacen simulaciones para obtener algunas graficas de interés.

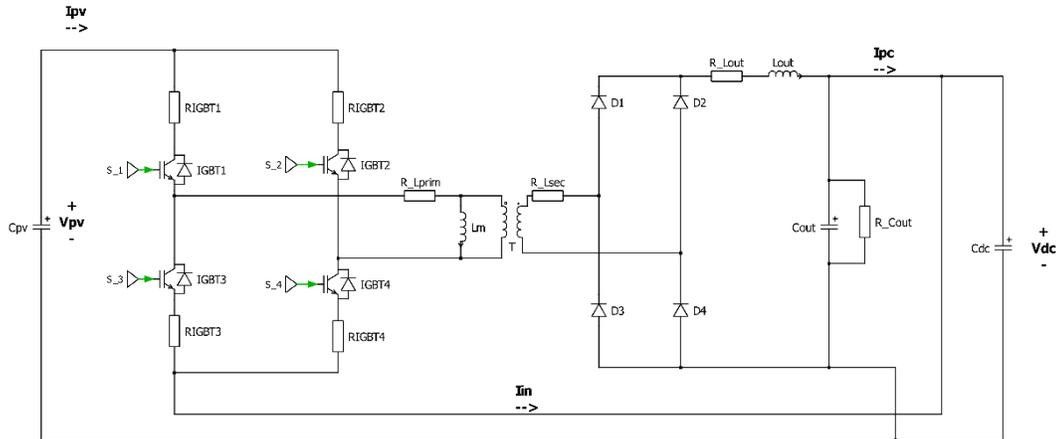


Figura 3.4 Convertidor PPC propuesto.

Se propone un convertidor reductor de puente completo, ver Figura 3.4, ya que permite flujo de potencia unidireccional, además posee aislación galvánica que evita cortocircuitos lo que es condición para que opere como convertidor de potencia parcial. Además, esta configuración se recomienda para potencias altas [10] y [13].

El circuito de la Figura 3.4 corresponde a un convertidor DC-DC de potencia parcial basado en la topología Full-Bridge, ya que dispone aislación galvánica. Obsérvese que el convertidor corresponde a la configuración ISOP reductor parcial estudiada en la sección 3.1. Esta topología proporciona dos vías para que la potencia fluya hacia la carga, una a través del convertidor y otra de potencia que va directamente desde la fuente cuando la corriente fluye por el devanado primario. Además, la tensión del primario del convertidor depende directamente de la diferencia de tensión entre la fuente y la carga como se estudió anteriormente, lo que permite que una fracción de potencia sea almacenada magnéticamente en el transformador para ser transferida al secundario en los instantes de apagado.

3.3. Aplicación de la topología DC-DC propuesta.

3.3.1. Consideraciones

En este caso de estudio, se emplea una moduladora M igual a 0.9 en el convertidor DC-DC, y se realiza la variación exclusiva de la relación de vueltas del transformador. Este enfoque se adopta con el propósito de determinar la relación de vueltas óptima del transformador que permita lograr una modulación M de 0.9 en este punto de operación específico. Al encontrar la relación de

vueltas adecuada del transformador que asegure una modulación M de 0.9, el convertidor DC-DC obtiene un rango de adaptabilidad para la modulación en condiciones dinámicas. Esto significa que la modulación podrá ajustarse tanto al alza como a la baja en respuesta a cambios en las condiciones operativas.

Además, para estas simulaciones, las baterías se modelan utilizando una resistencia R_{bat} que simula el consumo de la batería cuando se encuentra en proceso de carga a corriente nominal. Es importante destacar que, en capítulos posteriores donde se lleven a cabo simulaciones dinámicas, esta resistencia será reemplazada por un modelo más completo que represente adecuadamente el comportamiento de la batería.

También hay que mencionar que el filtro de salida del convertidor es calculado como se mostró en capítulo anterior, por otro lado, el ciclo de trabajo debe de calcularse para cada caso, ya que este depende de las pérdidas del sistema. Se debe tener en consideración que el punto de operación que entrega el modelo matemático no es exacto al ser ingresado a PLECS, y las variables de interés (voltajes y corrientes) presentan grandes variaciones al variar solo milésimas la amplitud de la moduladora. Por lo anterior se itera la amplitud de la moduladora del convertidor, alrededor del punto obtenido en Matlab mediante el modelo matemático hasta obtener el resultado esperado.

3.3.2. Parámetros utilizados en la simulación

En la Tabla 3.2, se presentan los parámetros utilizados en la simulación del sistema estudiado Figura 3.5. En éste se consideran las pérdidas mediante una resistencia en paralelo a cada condensador y una en serie a cada inductor, y una resistencia en serie a cada transistor IGBT del convertidor para simular las pérdidas por conmutación la que se calcula con las ecuaciones 2.22 y 2.23, el filtro LC de salida del convertidor se calculó con las ecuaciones 2.10 y 2.21, lo detalles relacionados a cada ecuación se muestran en el capítulo anterior.

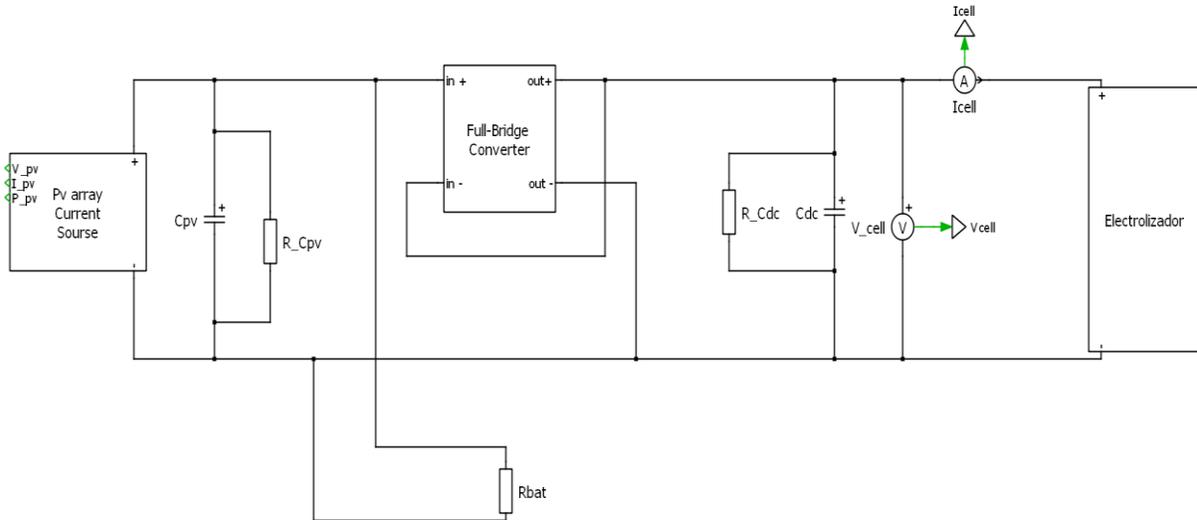


Figura 3.5 Sistema PV-PPC-Electrolizador.

En la Tabla 3.2, se presentan los valores en por unidad (p.u.), utilizando como base el valor del voltaje y corriente del modelo del electrolizador utilizado en este trabajo funcionando en condiciones óptimas, con 7.5 V y 8 A respectivamente, y una frecuencia de 50 Hz, frecuencia estándar en la red chilena.

Los parámetros utilizados para los transistores son los utilizados en [14], y los valores de corriente y voltaje del módulo PV son puntos escogidos de acuerdo con el diseño de paneles realizado en el capítulo 2, que sirven para hacer un análisis general del comportamiento del sistema.

Tabla 3.2 Parámetros utilizados para la simulación del sistema.

Parámetro	Nomenclatura	Valor	Valor en (p.u.)
Condensador en la salida del módulo PV	C_{pv}	2.00 mF	–
Resistencia asociada a C_{pv}	R_{Cpv}	10 $k\Omega$	$10.64 * 10^3$
Frecuencia de la portadora del convertidor	$f_{p,conv}$	10 kHz	200
Condensador en el enlace DC	C_{dc}	5.00 mF	–
Resistencia asociada a C_{dc}	R_{Cdc}	10 $k\Omega$	$10.64 * 10^3$
Inductor de salida del convertidor	L_{out}	1.5 mH	–
Resistencia asociada a L_{out}	R_{Lout}	0.25 Ω	0.266
Resistencia asociada a cada IGBT del convertidor	R_{IGBT}	0.0012	0.0013
Condensador del filtro LC del convertidor	C_{out}	5.62 μF	–
Resistencia asociada a C_{out}	R_{Cout}	5 $k\Omega$	$5.32 * 10^3$
Resistencia que simula la batería	R_{bat}	156.4 Ω	166.38
Voltaje en el módulo PV	V_{pv}	280 V	37.33
Corriente en el módulo PV	I_{pv}	9.2 A	1.15

Los parámetros asociados a los paneles y electrolizador se encuentran en el desarrollo del capítulo 2. Tabla 2.1 y Tabla 2.2.

3.3.3. Punto de operación

Para encontrar el punto de operación utilizando la topología de potencia parcial reductora tipo II y con una corriente conocida en el electrolizador, se emplea una ecuación diferencial para cada componente acumuladora de energía. Con el objetivo de lograr un modelo matemático lo más representativo posible, se consideran las pérdidas en los transistores. Para este propósito, se utilizan las ecuaciones de corriente correspondientes a cada uno de los transistores, las cuales se presentan en el capítulo anterior. De esta manera, se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones que describe el comportamiento del sistema

$$\begin{aligned}
\frac{dv_{pv}}{dt} &= \frac{1}{C_{pv}} \left(i_{pv} - M \frac{n_2}{n_1} i_{Lout} - \frac{v_{pv}}{R_{Cpv}} - \frac{v_{pv}}{R_{bat}} \right) \\
\frac{di_{Lout}}{dt} &= \frac{1}{L_{out}} \left(M \frac{n_2}{n_1} (v_{pv} - v_{dc}) - R_{Lout} * i_{Lout} - v_{dc} - M \frac{n_2}{n_1} v_{dc,prim} - v_{dc,sec} \right) \\
\frac{dv_{Cout}}{dt} &= \frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{C_{out} + C_{dc}} \left(i_{Lout} - i_{Elec} + M \frac{n_2}{n_1} i_{Lout} - \frac{v_{dc}}{R_{Cout}} - \frac{v_{dc}}{R_{Cdc}} \right) \\
\frac{dv_{Ca1}}{dt} &= \frac{1}{C_{a1}} \left(\frac{v_{dc} - v_{Ca1} - v_{Cc1} - V_{int1}}{R_{m1}} - \frac{v_{Ca1}}{R_{a1}} \right) \\
\frac{dv_{Cc1}}{dt} &= \frac{1}{C_{c1}} \left(\frac{v_{dc} - v_{Ca1} - v_{Cc1} - V_{int1}}{R_{m1}} - \frac{v_{Cc1}}{R_{c1}} \right) \\
\frac{dv_{Ca2}}{dt} &= \frac{1}{C_{a2}} \left(\frac{v_{dc} - v_{Ca2} - v_{Cc2} - V_{int2}}{R_{m2}} - \frac{v_{Ca2}}{R_{a2}} \right) \\
\frac{dv_{Cc2}}{dt} &= \frac{1}{C_{c2}} \left(\frac{v_{dc} - v_{Ca2} - v_{Cc2} - V_{int2}}{R_{m2}} - \frac{v_{Cc2}}{R_{c2}} \right)
\end{aligned} \tag{3.22}$$

$$i_{Elec} = \frac{v_{dc} - v_{Ca1} - v_{Cc1} - V_{int1}}{R_{m1}} + \frac{v_{dc} - v_{Ca2} - v_{Cc2} - V_{int2}}{R_{m2}}$$

$$v_{dc,prim} = (2R_{IGBT} + R_{Lprim}) * \frac{n_2}{n_1} \sqrt{M} * i_{Lout}$$

$$v_{dc,sec} = 4 * \sqrt{1 - \frac{M}{2}} v_f + 4 * R_f * \left(\frac{1}{2} \sqrt{M+1} * i_{Lout} \right) + R_{Lsec} \sqrt{M} * i_{Lout}$$

3.3.4. Resultados simulación

A continuación, se presentan gráficos de distintas variables de intereses obtenidas de la simulación del sistema de la Figura 3.5, Se puede observar que el voltaje y la corriente en el arreglo fotovoltaico (PV) presentan una componente AC (ripple) con una amplitud de 0.0% con respecto al valor efectivo de estas variables. Esto indica que la señal de voltaje y corriente en el arreglo PV es prácticamente constante y no muestra fluctuaciones significativas.

Por otro lado, la corriente de salida del convertidor DC-DC presenta un ripple de 22% de la segunda armónica de la frecuencia del convertidor (20 kHz). Este ripple se debe a las características de conmutación del convertidor y puede ser filtrado para mejorar la calidad de la señal. Sin embargo, es importante destacar que la corriente que entra al electrolizador no muestra componentes importantes de altas frecuencias. Esto se debe a que estas componentes son filtradas por el

condensador C_{dc} , lo que asegura que la corriente entregada al electrolizador sea más estable y libre de fluctuaciones de alta frecuencia.

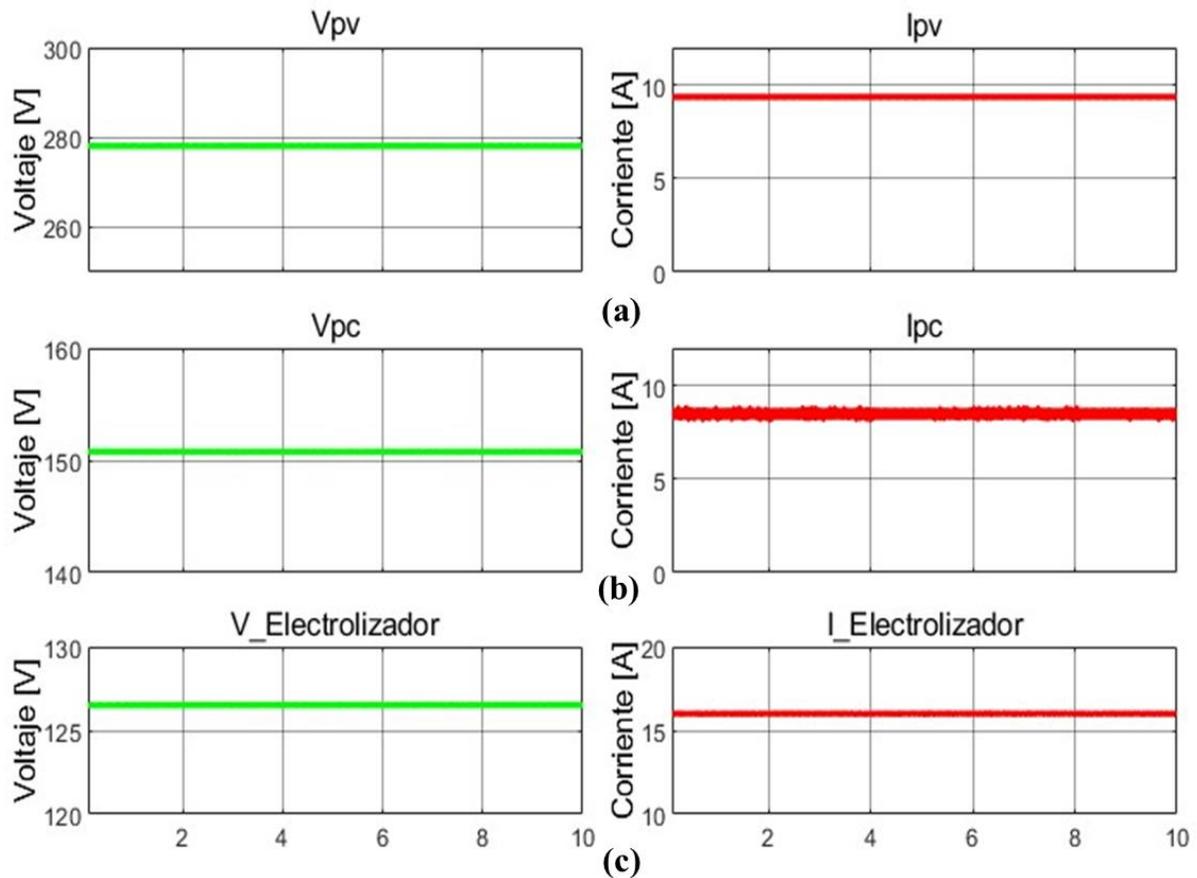


Figura 3.6 Formas de onda en el sistema, con PPC reductor tipo II, voltaje (verde) y corriente (rojo).

(a) Voltaje y Corriente panel PV. (b) Voltaje entra y Corriente de salida del PPC. (c) Voltaje y Corriente Electrolizador.

La potencia que entra a este PPC, como se menciona en la Tabla 3.1, está dada por la relación:

$$\frac{P_{pc}}{P_{pv}} = 1 - G_v = 1 - \frac{v_{pc}}{v_{pv}} = 1 - \frac{126.5}{280} = 0.546 \quad (3.23)$$

De PLECS, se puede ver que la potencia que procesa el convertidor es de 1150 [W], mientras que la potencia total que se transmite a la carga es la potencia total suministrada por los paneles menos lo que consume la resistencia que modela la batería la que es $2605 - 500 =$

2105[W], lo cual concuerda con la relación anterior, es decir el PPC está procesando aproximadamente el 55% de la potencia que fluye hacia la carga para las condiciones antes expuestas.

3.4. Análisis de eficiencia del sistema.

La eficiencia η , de cualquier sistema que transmita potencia, esta descrita por la siguiente relación de potencia entrada salida,

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_{out}}{P_{out} + P_{per}} \quad (3.24)$$

Donde, P_{in} , P_{out} y P_{per} corresponden a la potencia de entrada, salida y pérdidas respectivamente. Esta definición es válida para cualquier sistema de conversión de cualquier tipo. Por otro lado, en un sistema de conversión DC-DC con un convertidor de potencia total con una eficiencia η_{fp} , la eficiencia de la etapa DC queda definida:

$$\eta_{DC,fp} = \eta_{fp} \quad (3.25)$$

En un sistema que contiene un convertidor operando con conexión de potencia parcial, como el caso estudiado en este trabajo, solo una fracción de la potencia total pasa a través del convertidor. Esto implica que, si se utiliza el mismo convertidor de potencia completa, pero con conexión de potencia parcial, las pérdidas solo afectan a la porción de potencia que fluye a través de él. En consecuencia, la eficiencia de conversión DC-DC para este caso queda determinada por esta fracción de potencia que entra al convertidor, luego, la eficiencia de conversión DC-DC está dada por,

$$\eta_{DC,pc} = \frac{P_{pv} - P_{pc} + P_{pc} \cdot \eta_{fp}}{P_{pv}} \quad (3.26)$$

donde P_{pc} corresponde a la potencia procesada por el convertidor, simplificando la ecuación anterior,

$$\eta_{DC,pc} = 1 - \frac{P_{pc}}{P_{pv}} (1 - \eta_{fp}) \quad (3.27)$$

En la sección 3.1.1, se definió la razón de potencia parcial (ratio de parcialidad) $K_{pr} = \frac{P_{pc}}{P_{pv}}$ que es la razón entra la potencia que procesa el convertidor y la potencia suministrada por los

paneles solares, finalmente la eficiencia de la etapa DC con un convertidor operando en conexión de potencia parcial puede ser expresada en función de la razón de parcialidad K_{pr} y la eficiencia entrada salida del convertidor η_{fp} como,

$$\eta_{DC,pc} = 1 - K_{pr}(1 - \eta_{fp}) \quad (3.28)$$

De lo anterior es fácil notar que la eficiencia de la etapa DC-DC aumenta a medida que K_{pr} decrece. Hay que mencionar que para que el convertidor pueda ser considerado como PPC $K_{pr} < 1$.

Si se considera el convertidor mostrado en la Figura 2.11, el que es tipo full-bridge, cuando este opera en un sistema como convertidor de potencia completa en un sistema fotovoltaico, tiene una eficiencia que está dada por,

$$\eta_{pf} = \frac{V_{pv}I_{pv} - P_{pérd}}{V_{pv}I_{pv}} \quad (3.29)$$

Donde las pérdidas totales del convertidor DC-DC mencionado son:

$$P_{pérd} = 2R_{IGBT}I_{prim}^2 + R_{Lprim}I_{prim}^2 + R_{Lsec}I_{sec}^2 + 4 \left(R_f I_{diodo}^2 + \sqrt{1 - \frac{M}{2}} V_f * I_{diodo} \right) \quad (3.30)$$

$$+ R_{Lout}I_{Lout}^2 + \frac{V_{Cout}^2}{R_{Cout}}$$

La ecuación anterior modela las pérdidas por conmutación en los IGBT, en la bobina primaria y secundaria del transformador, en el puente de rectificador de diodos y el filtro LC de salida del convertidor. Además, en el capítulo 2 se encontró las relaciones de corrientes dentro del convertidor, las que son necesarias para el análisis de las pérdidas dentro del convertidor.

$$I_{prim} = \frac{n_2}{n_1} \sqrt{M} \cdot I_{Lout}$$

$$I_{sec} = \sqrt{M} \cdot I_{Lout} \quad (3.31)$$

$$I_{diodo} = \frac{1}{2} \sqrt{M + 1} \cdot I_{Lout}$$

Para este análisis, se utilizó una razón de vueltas $\frac{n_2}{n_1} = \frac{1}{2}$, lo cual permite alcanzar 16 [A] o 126 [V] en la entrada del electrolizador con voltajes altos en el módulo PV. Los resultados obtenidos mediante las ecuaciones anteriores no son exactamente iguales a los obtenidos en PLECS, debido a que en la realidad I_{Lout} presenta ripples, sin embargo, el error es despreciable, menor al 0.1% en resultados de eficiencia. A continuación, se presentan los resultados obtenidos en Matlab a partir de las ecuaciones mencionadas, se utilizaron los mismos parámetros de la Tabla 3.2.

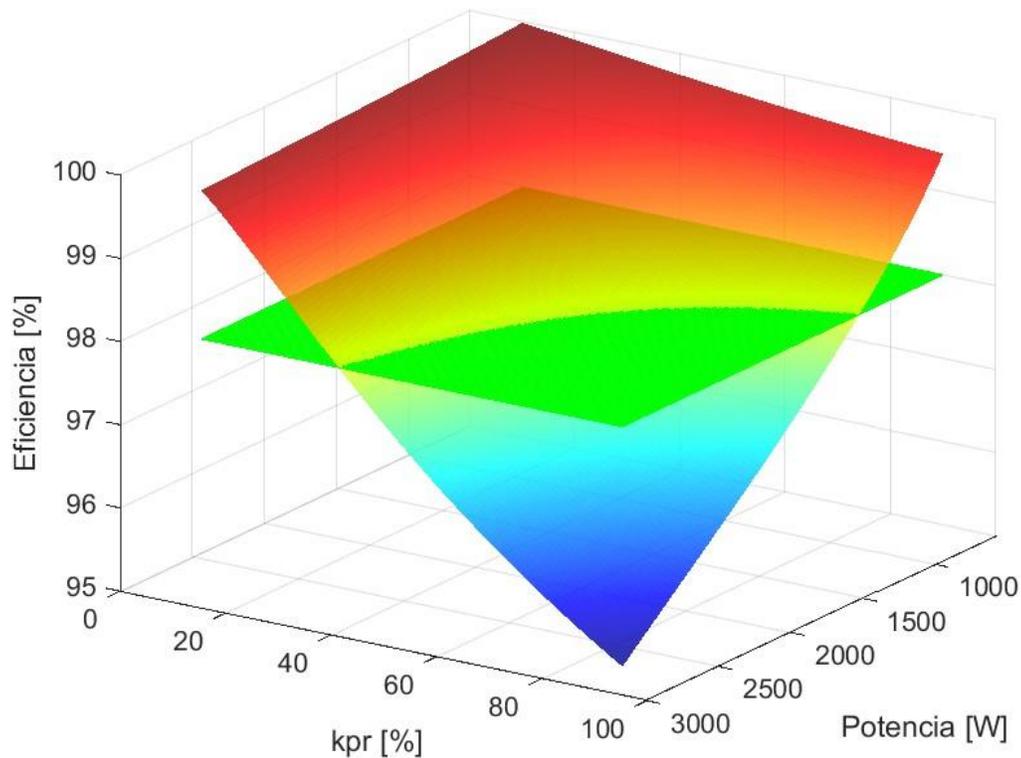


Figura 3.7 Eficiencia del Sistema operando con un PPC en función de la razón de parcialidad y potencia en el arreglo PV.

En la Figura 3.7, se puede observar que cuando los paneles solares suministran altas potencias y el convertidor procesa una fracción mayor al 80%, se obtiene la peor eficiencia, representada por $\eta_{DC,pc} = 95.2\%$. Sin embargo, se puede ver que, al disminuir la fracción de potencia procesada por el convertidor, la eficiencia aumenta significativamente, alcanzando hasta un 99.2% con una razón de parcialidad cercana al 10%.

La máxima eficiencia se logra cuando los paneles suministran una baja potencia, entre 0 – 1000 [W], y con una razón de parcialidad del 10%, alcanzando una eficiencia del 99.8%. Este resultado era esperado, dado que se opera a voltajes altos y corrientes bajas en los paneles, lo que implica que, para este rango de potencia, las pérdidas son mínimas, ya que estas dependen directamente de la corriente que circula por el sistema.

Además, se graficó un plano que intercepta la gráfica de la eficiencia en 98 %, observándose que para cualquier nivel de potencia suministrado por los paneles existe una razón de parcialidad (K_{pr}) con la que se puede, hacer operar el convertidor para lograr una eficiencia en el sistema del 98 %.

Estos hallazgos son relevantes, ya que indican que ajustando la fracción de potencia procesada por el convertidor DC-DC, es posible lograr altas eficiencias del sistema. Al operar con una razón de parcialidad más baja y con niveles de potencia moderados, se obtiene una mejora significativa en la eficiencia global, lo que es fundamental para maximizar la utilización de la energía solar y asegurar un funcionamiento eficiente y sostenible del sistema de obtención de hidrógeno.

En resumen, en esta sección se formuló un modelo matemático para determinar la eficiencia de la etapa DC-DC del sistema de obtención de hidrógeno, utilizando Potencia suministrada por el arreglo PV, la razón de parcialidad y el ciclo de trabajo de la topología de potencia parcial utilizada.

4. Sistema de control

4.1. Control corriente Electrolizador

El control de corriente del electrolizador se lleva a cabo mediante el convertidor de potencia parcial, se utiliza un lazo de control de corriente como el mostrado en la Figura 4.1. Este solo requiere una corriente de referencia, la cual se procesa a través de un controlador con ganancias a determinar. Posteriormente, esta señal se limita en el rango de 0 a 1 (duty cycle) y se obtiene una señal que se convierte en pulsos PWM. Estos pulsos se utilizarán para activar los interruptores de cada pierna del convertidor.

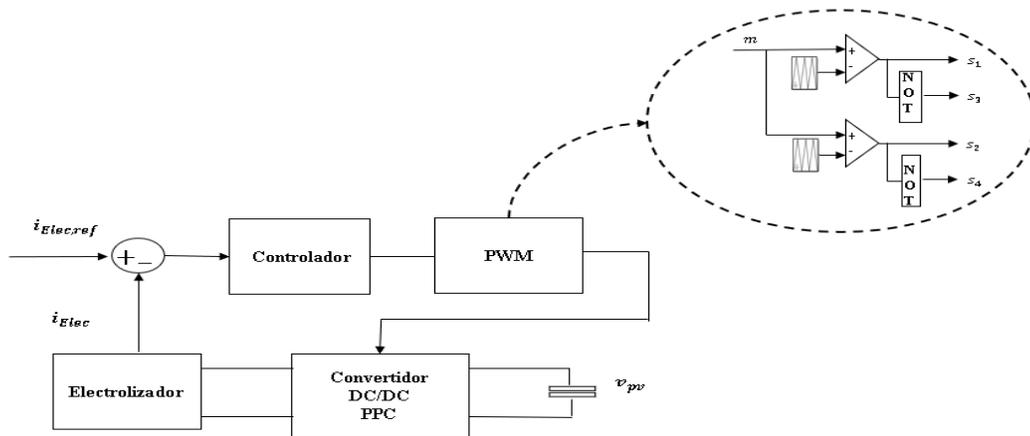


Figura 4.1 Diagrama de bloques del control de corriente en lazo cerrado del PPC.

El modelo en ecuaciones dinámicas del sistema estudiado tiene la forma general,

$$\frac{\partial \mathbf{x}(t)}{\partial t} = \mathbf{f}(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), \mathbf{p}(t)) = \mathbf{A}\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\mathbf{u}(t) + \mathbf{E}\mathbf{p}(t), \quad (4.1)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{h}(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), \mathbf{p}(t)) = \mathbf{C}\mathbf{x}(t) + \mathbf{D}\mathbf{u}(t) + \mathbf{F}\mathbf{p}(t), \quad (4.2)$$

donde \mathbf{x} representa el vector de estados del sistema, \mathbf{u} el vector de entradas del sistema y \mathbf{p} el vector de perturbaciones.

Por lo tanto, una representación en torno a un punto de operación dado por $\mathbf{u}_0, \mathbf{x}_0, \mathbf{p}_0, \mathbf{y}_0$ es de la siguiente manera,

$$\frac{\partial \Delta \mathbf{x}(t)}{\partial t} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x}(t) + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u}(t) + \mathbf{E} \Delta \mathbf{p}(t), \quad \Delta \mathbf{y}(t) = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x}(t) + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u}(t) + \mathbf{F} \Delta \mathbf{p}(t), \quad (4.3)$$

Donde,

$$\mathbf{A} = \left. \frac{\partial f(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), \mathbf{p}(t))}{\partial \mathbf{x}(t)} \right|_{\substack{\mathbf{x}=\mathbf{x}_0, \\ \mathbf{u}=\mathbf{u}_0 \\ \mathbf{p}=\mathbf{p}_0}}, \quad \mathbf{B} = \left. \frac{\partial f(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), \mathbf{p}(t))}{\partial \mathbf{u}(t)} \right|_{\substack{\mathbf{x}=\mathbf{x}_0, \\ \mathbf{u}=\mathbf{u}_0 \\ \mathbf{p}=\mathbf{p}_0}}, \quad \mathbf{C} = \left. \frac{\partial h(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), \mathbf{p}(t))}{\partial \mathbf{x}(t)} \right|_{\substack{\mathbf{x}=\mathbf{x}_0, \\ \mathbf{u}=\mathbf{u}_0 \\ \mathbf{p}=\mathbf{p}_0}},$$

$$\mathbf{D} = \left. \frac{\partial h(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), \mathbf{p}(t))}{\partial \mathbf{u}(t)} \right|_{\substack{\mathbf{x}=\mathbf{x}_0, \\ \mathbf{u}=\mathbf{u}_0 \\ \mathbf{p}=\mathbf{p}_0}}, \quad \mathbf{E} = \left. \frac{\partial f(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), \mathbf{p}(t))}{\partial \mathbf{p}(t)} \right|_{\substack{\mathbf{x}=\mathbf{x}_0, \\ \mathbf{u}=\mathbf{u}_0 \\ \mathbf{p}=\mathbf{p}_0}}, \quad \mathbf{F} = \left. \frac{\partial h(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), \mathbf{p}(t))}{\partial \mathbf{p}(t)} \right|_{\substack{\mathbf{x}=\mathbf{x}_0, \\ \mathbf{u}=\mathbf{u}_0 \\ \mathbf{p}=\mathbf{p}_0}};$$

Y $\Delta \mathbf{x}(t)$, $\Delta \mathbf{u}(t)$, $\Delta \mathbf{p}(t)$ y $\Delta \mathbf{y}(t)$, son variaciones de $\mathbf{x}(t)$, $\mathbf{u}(t)$, $\mathbf{p}(t)$ e $\mathbf{y}(t)$, respectivamente, en torno al punto de operación dado por \mathbf{u}_0 , \mathbf{x}_0 , \mathbf{p}_0 , \mathbf{y}_0 .

Por otro lado, la función de transferencia que relaciona el vector de salida \mathbf{y} con el vector de entrada \mathbf{u} es:

$$\mathbf{H}(s) = \mathbf{B}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}\mathbf{C}, \quad (4.4)$$

Donde se cumple,

$$\mathbf{y} = \mathbf{H}(s)\mathbf{u} \quad (4.5)$$

En el sistema de estudio en cuestión, se dispone de una única entrada, que corresponde a la moduladora del PPC (Potencia Parcial Reductora), y se busca controlar únicamente una salida, que es la corriente de entrada al electrolizador. Por lo tanto, el sistema puede tratarse como un sistema SISO (Single-Input Single-Output) o de entrada única-salida única. Al considerar esta configuración SISO, se pueden aplicar los principios y técnicas de control específicamente diseñados para este tipo de sistemas. La teoría de control para sistemas SISO permite desarrollar estrategias adecuadas para regular y mantener la corriente de entrada al electrolizador en el valor deseado.

4.1.1. Esquema de control

Se propone un esquema de control, con una referencia dada i_{elecRef} , esto implica,

$$\mathbf{y}_{\text{ref}} = i_{\text{elecRef}} \quad (4.6)$$

Luego se tiene un controlador compuesto por un integrador puro con una ganancia a determinar,

$$\mathbf{C}_c(s) = \frac{\mathbf{K}_i}{s} \quad (4.7)$$

Dado que el sistema no tiene integradores puros, ante entrada escalón, el error en estado estacionario es distinto de cero, por lo tanto, usando el esquema de control descrito Figura 4.2, se agregar un integrador puro al sistema logrando cero errores en estado estacionario en la salida.

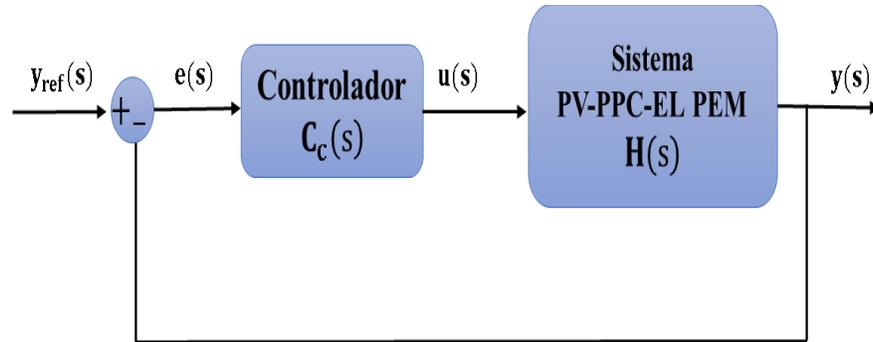


Figura 4.2 Esquema de control del sistema PV-PPC-EL PEM.

Luego de agregar el controlador, es necesario analizar la estabilidad del sistema, la cual queda limitada a la ganancia que se escoja para el controlador. Se analizará la estabilidad del sistema como se describió anteriormente, lo que consiste en linealizar el sistema en lazo cerrado en torno a un punto de operación deseado. Luego se analizan los valores propios de la matriz \mathbf{A} variando el \mathbf{K}_i del controlador, donde si todos los valores propios de la matriz están en el semiplano izquierdo el sistema es estable, se varía la ganancia hasta que el sistema se hace inestable encontrándose así la ganancia crítica, luego esta se divide por dos para así obtener un \mathbf{K}_i adecuado que asegure estabilidad al sistema.

La ganancia escogida es:

$$\mathbf{K}_i = 1.2$$

En la figura 4.3 se muestran los valores propios de la matriz \mathbf{A} del modelo linealizado del sistema para el punto de operación deseado. Donde se puede ver claramente que para el punto de operación deseado el sistema es estable, pues todos los valores propios están en el semiplano izquierdo.

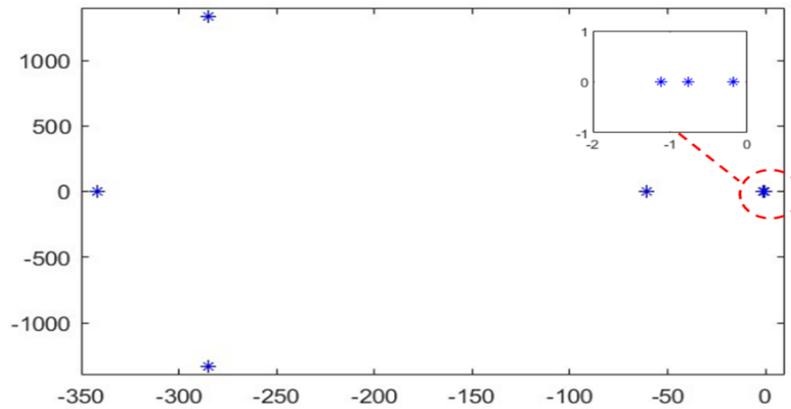


Figura 4.3 Valores propios del sistema para el punto de operación deseado.

Finalmente se realiza una prueba ante entrada escalón al sistema en lazo cerrado, para verificar que el sistema es capaz de seguir la referencia con el esquema de control propuesto, esta prueba se ejecuta en el sistema propuesto en el ítem 3.4.1 Figura 3.5, con todas las condiciones planteadas en el Capítulo 3.

Se tiene el sistema operando con una referencia 0 y se cambia la referencia de la corriente del electrolizador (i_{elecRef}) como escalón en $t = 5[s]$, para lograr una corriente en el electrolizador igual 16 [A]. A continuación, se muestran como la corriente en el electrolizador sigue la referencia dada.

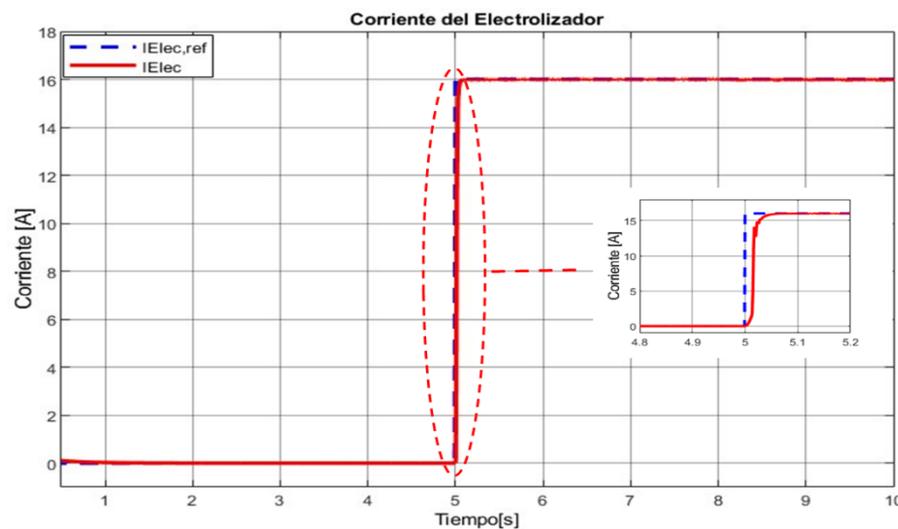


Figura 4.4 Corriente entrada electrolizador ante cambio escalón.

De la figura anterior se puede concluir que el esquema de control propuesto es suficiente para hacer operar el sistema ante la peor condición (cambio escalón), con el controlador diseñado el sistema es capaz de seguir la referencia en escenarios críticos, ya que un cambio escalón en la referencia no se espera que ocurra en el sistema.

4.2. Control banco de baterías

El control del banco de baterías se lleva a cabo mediante un convertidor Buck debido a su simplicidad y su capacidad de operar unidireccional. Este convertidor se controla mediante una señal moduladora que genera pulsos PWM. Dado que solo se busca controlar la corriente, se utiliza un lazo de corriente, como se muestra en la Figura 4.5. Este lazo de corriente solo requiere una corriente de referencia, la cual se procesa a través de un controlador (PI) con ganancias a determinar. Posteriormente, esta señal se limita en el rango de 0 a 1 (duty cycle) y se obtiene una señal que se convierte en pulsos PWM. Estos pulsos se utilizarán para activar el interruptor del convertidor Buck.

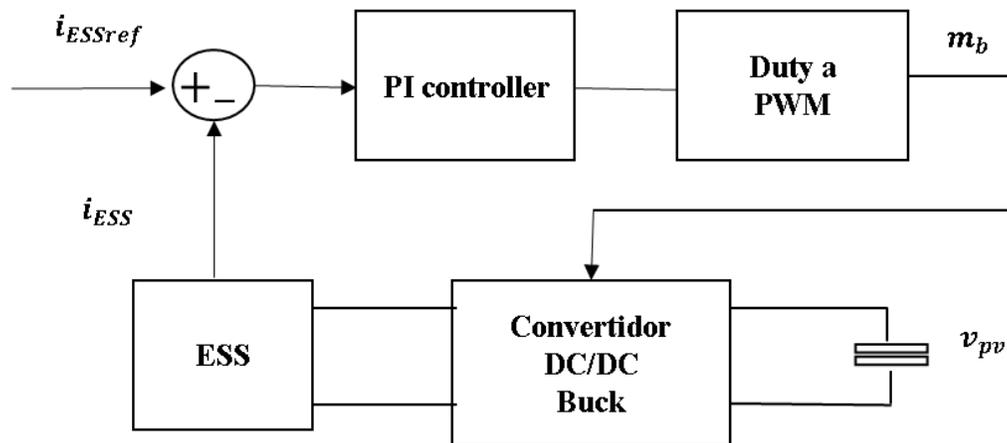


Figura 4.5 Diagrama de bloques del control de corriente en lazo cerrado del convertidor Buck.

Para justificar la estrategia de control mencionada anteriormente, es necesario emplear herramientas matemáticas como la Función de Transferencia, la transformada de Laplace y el software MATLAB. A continuación, se demuestra la sintonización del controlador:

Para hacer la demostración es necesario conocer las ecuaciones dinámicas que rigen el comportamiento del sistema. En la Figura 4.6 se muestra el diagrama del circuito de potencia del convertidor Buck conectado al banco de baterías.

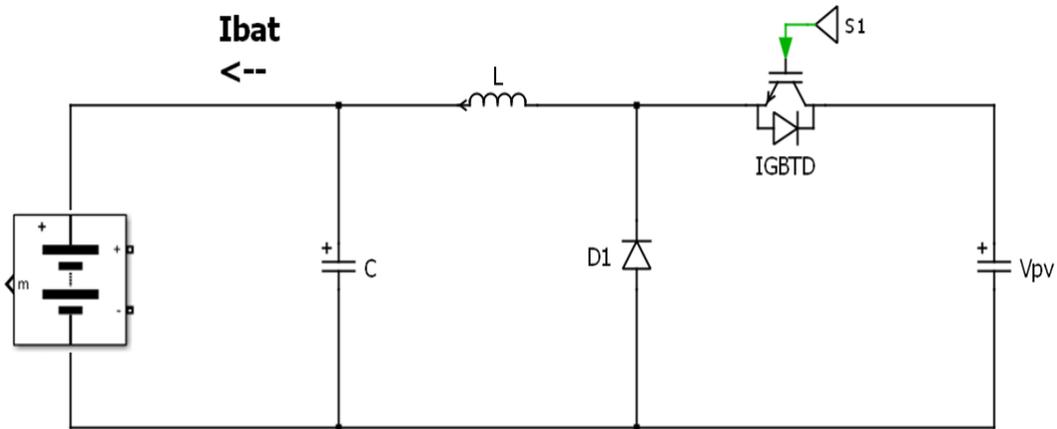


Figura 4.6 circuito del convertidor Buck+ batería.

Como se desea controlar la corriente de la batería I_{bat} se cambia la batería por una resistencia R_0 tal que simule el consumo de carga de la batería a corriente nominal, luego se obtiene el modelo en espacio de estados del convertidor utilizando técnicas de promediado de circuitos. Aplicando leyes de voltaje y corrientes se obtienen las siguientes ecuaciones:

Caso 1: $S_1 = 1, (d)$.

$$V_{pv} = L * \frac{di_L}{dt} + V_C \quad (4.8)$$

$$i_L = C * \frac{dV_C}{dt} + \frac{V_C}{R_0} \quad (4.9)$$

Caso 2: $S_1 = 0, (1 - d)$.

$$0 = L * \frac{di_L}{dt} + V_C \quad (4.10)$$

$$i_L = C * \frac{dV_C}{dt} + \frac{V_C}{R_0} \quad (4.11)$$

Para obtener el modelo promedio se comparan las ecuaciones de ambos casos, las igualdades se mantienen y los términos que faltan se multiplican por el ciclo de trabajo del convertidor d , con ello se obtiene el modelo:

$$\begin{pmatrix} \frac{di_L}{dt} \\ \frac{dV_C}{dt} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{1}{L}(d * V_{pv} - V_C) \\ \frac{1}{C}(I_L - \frac{V_C}{R_0}) \end{pmatrix} \quad (4.12)$$

Se asume que el voltaje V_{pv} es constante, por lo que el modelo es lineal, luego asumiendo como entrada el ciclo de trabajo d y como salida I_L , las matrices en espacio de estado se obtienen como,

$$\mathbf{A}_m = \begin{pmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{R_0 C} \end{pmatrix}, \mathbf{B}_m = \begin{pmatrix} \frac{V_{pv}}{L} \\ 0 \end{pmatrix}, \mathbf{C}_m = (1 \quad 0) \text{ y } \mathbf{D}_m = 0 \quad (4.13)$$

El modelo de espacio de estados anterior se utiliza para obtener la función de transferencia del sistema, lo cual es necesario para aplicar la técnica de control deseada. Para sintonizar el controlador PI, se obtiene la F. de T. entre la entrada d y la salida i_L , con esto se puede utilizar la herramienta de Matlab Control System Designer (sisotool) para obtener los parámetros del controlador PI ideal. En el proceso de sintonización, se utiliza el LGR mostrado en la Figura 4.7, como referencia. Se han establecido los siguientes parámetros de diseño: un tiempo de asentamiento $t_s = 4 [ms]$ y un factor de amortiguamiento de $\zeta = 0,707$. A continuación, se mueve el cero del controlador de manera que, al ajustar la ganancia de los polos complejos libres, estos queden posicionados sobre la intersección de las dos líneas correspondientes a los parámetros de diseño mencionados anteriormente. Esto implica que se cumplen ambos parámetros de diseño establecidos.

Este enfoque permite ajustar el controlador PI de forma adecuada, considerando las especificaciones de rendimiento deseadas y utilizando herramientas de software especializadas para simplificar el proceso de diseño y sintonización del controlador.

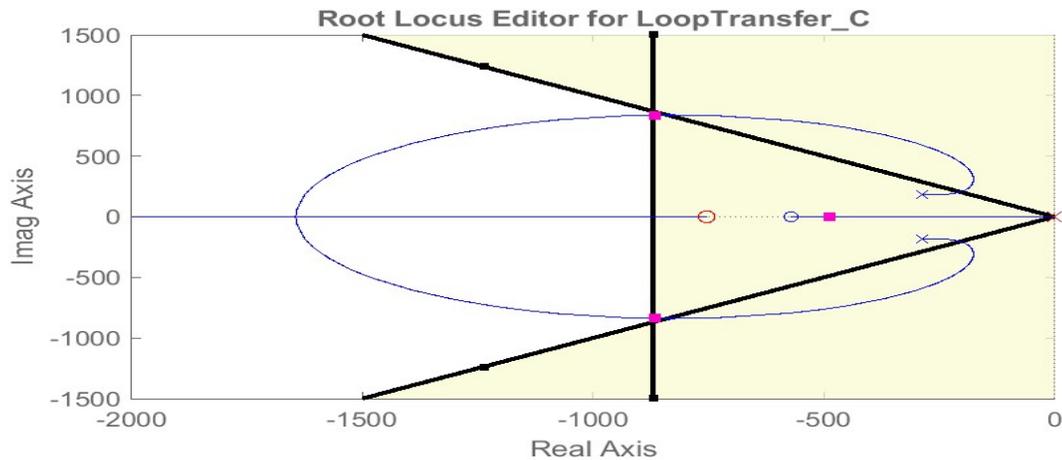


Figura 4.7 LGR en lazo cerrado para el PI de corriente del convertidor Buck.

Para verificar la correcta sintonización del controlador PI, se realiza una simulación en la que se aplica un cambio escalón en la referencia, simulando un instante de carga de la batería. En la Figura 4.8, se muestra el resultado de la simulación, donde se puede apreciar que el controlador cumple con las expectativas. El controlador actúa de manera adecuada al llevar la corriente de la batería hacia la referencia establecida. La respuesta del sistema es lo suficientemente rápida para permitir que el sistema opere correctamente. Esto se observa en la gráfica, donde la corriente de la batería alcanza el valor de referencia de manera oportuna y estable, sin oscilaciones indeseadas. Al confirmar que el controlador responde de manera adecuada ante cambios en la referencia, se tiene la confianza de que el sistema operará de manera satisfactoria y se ajustará correctamente a diferentes condiciones y cargas de la batería.

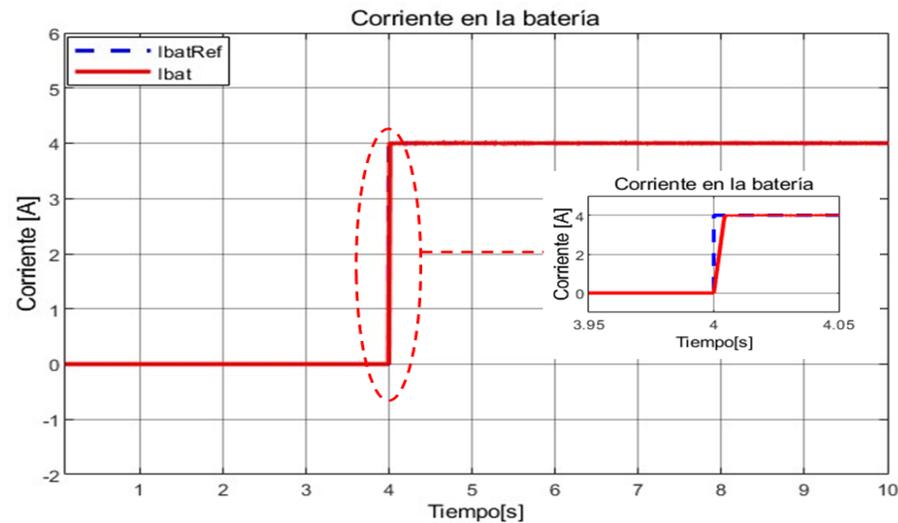


Figura 4.8 Corriente en la batería ante cambio escalón.

4.3. Control maestro

El control de la estación de hidrógeno se basa en reglas debido a su simplicidad, facilidad de modificación y capacidad de codificación. El control maestro será responsable de supervisar y gestionar los controladores individuales. Este control se diseña de manera que sea lo más simple posible, pero capaz de mantener la estación de hidrógeno operando de manera continua en diversos escenarios a analizar. Se implementa como un código en Matlab, el cual podrá convertirse fácilmente a lenguaje C para su implementación en un microcontrolador, como por ejemplo un (EMS). Esta estrategia de control basada en reglas permitirá una gestión eficiente y adaptable del sistema, facilitando futuras modificaciones y mejoras según las necesidades específicas de la estación de hidrógeno.

El control propuesto es responsable de regular el funcionamiento del electrolizador, determinando cuándo debe operar o detenerse según las necesidades del sistema. Además, se encarga de gestionar la carga de las baterías y, en caso de que estas alcancen estados de carga extremos, ya sea altos o bajos, desconectarlas para asegurar su durabilidad. Además, el control tiene la tarea de monitorear las condiciones de operación del sistema, ya sea durante el día o la noche, y de esta manera gestionar y determinar en qué modo de operación se encuentra el sistema en cada momento. Estas funciones serán fundamentales para optimizar el rendimiento y la eficiencia del sistema de obtención de hidrógeno a partir de energía solar, garantizando un funcionamiento óptimo y seguro en todas las condiciones de operación.

Para lograr el control adecuado, se creó un Flowchart con los posibles escenarios y como debería actuar el control maestro en cada uno de ellos, ver Figura 4.9.

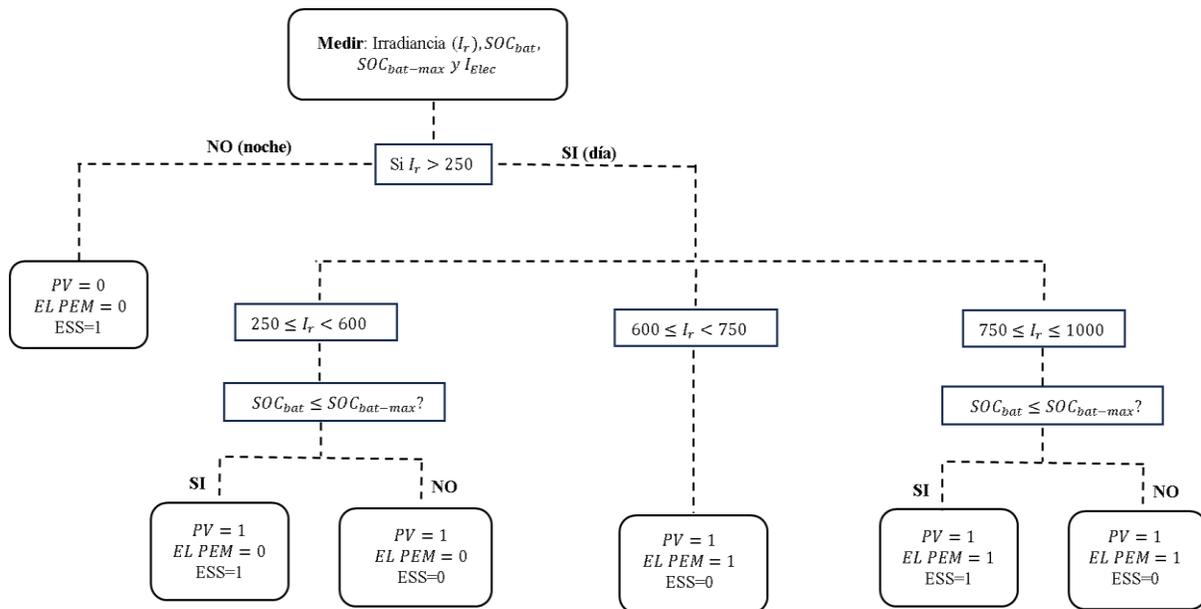


Figura 4.9 Flowchart EMS para el funcionamiento de la estación de Hidrógeno.

En la figura anterior se muestra que el control está diseñado para el escenario en el cual las baterías solo suministran energía para satisfacer los servicios auxiliares del sistema, es decir, no compensa las diferencias entre la carga y la generación. Cuando esto suceda, el electrolizador deberá apagarse y consumir solo la energía necesaria para mantenerse activo, la cual puede ser suministrada por las baterías o el arreglo fotovoltaico (PV), en caso de que sea de día y haya poca irradiancia, o exclusivamente por las baterías durante la noche. Para lograr este control, se realiza un seguimiento continuo de la irradiancia para determinar si es de día o noche. En caso de ser de día, se analiza en qué rango se encuentra el valor de la irradiancia para determinar si el arreglo PV es capaz de operar el electrolizador a potencia nominal y cargar las baterías. Por otro lado, si la generación es menor que el consumo nominal del electrolizador, éste permanece activo, pero no produce hidrógeno, y los paneles solares suministran la energía necesaria para cargar las baterías y mantener los servicios auxiliares del electrolizador.

De esta manera, el control garantiza una gestión eficiente y optimizada del sistema, asegurando el funcionamiento adecuado del electrolizador y la utilización eficiente de la energía generada por los paneles solares y almacenada en las baterías. Además, se prioriza la protección y

durabilidad de las baterías al evitar cargas extremas y se adapta el funcionamiento del electrolizador según las condiciones cambiantes de generación solar.

Se presenta un diagrama de control en la Figura 4.10, donde se ve como esta enlazada la estación de hidrógeno, como se relacionan los controles de corriente internos con el control maestro, el cual recibe las mediciones de irradiancia del panel, voltajes, corriente y estado de carga de la batería, además corriente del electrolizador para así dependiendo del valor de la irradiancia determinar las referencias de corriente que debe enviar a cada componente del sistema.

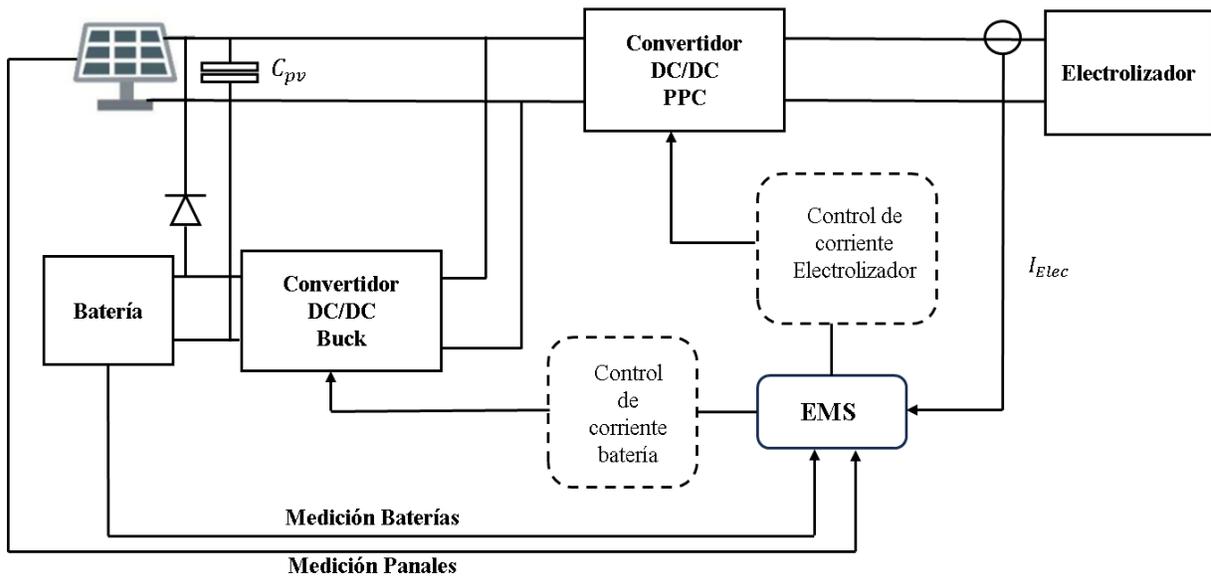


Figura 4.10 Diagrama de control de la estación de Hidrógeno.

5. Resultados y simulaciones

En este capítulo se presentan simulaciones del sistema diseñado, éstas mostrarán las diferentes condiciones de operación y deberán mostrar el comportamiento del sistema durante el día y la noche, se tiene que el sistema tiene cuatro escenarios posibles:

- Paneles suministrando potencia, banco de baterías cargándose y el electrolizador operando a potencia nominal.
- Paneles suministrando potencia, banco de baterías cargado y el electrolizador operando a potencia nominal.
- Paneles desconectados, banco de baterías descargándose y el electrolizador activo, pero no produciendo hidrógeno.
- Paneles desconectados, banco de baterías descargado y el electrolizador activo, pero no produciendo hidrógeno.

hay que mencionar que el último caso es indeseado, por lo que hay que asegurarse de que nunca ocurra, ya que si sucede se daña el electrolizador, para ello se sobredimensionó las baterías tal que estas sean capaces de suministrar los servicios auxiliares del electrolizador lo equivalente a dos noches enteras, (32 horas).

Para estudiar el comportamiento del sistema se harán cambios de la irradiancia a carga nominal $P_{Elec} = 2kW$ y además se hará un estudio donde se variará la potencia en el electrolizador de cero al nominal considerando una irradiancia nominal de $1000 \frac{w}{m^2}$.

5.1. Variación en la carga

5.1.1. Variación en la carga con $SoC < SOC_{bat-max}$

Esta prueba permite estudiar el escenario uno, donde el sistema estará operando los paneles a irradiancia nominal, la batería se estará cargando y electrolizador operando a diferentes potencias, la idea es hacer cambios en la carga de manera de poner el sistema a prueba, como la potencia depende de la corriente inyectada al electrolizador, se hace variar esta como se muestra en la Tabla 5.1, se varia la corriente con cambios escalón de 50% de la nominal, primero disminuyendo y luego aumentando, para así observar el funcionamiento de la estación de hidrógeno.

Tabla 5.1 Valores y tiempo de cambio en la carga.

Corriente en el Electrolizador [A]	Tiempo cambio (s)
16	0
8	2
0	4
8	6
16	8

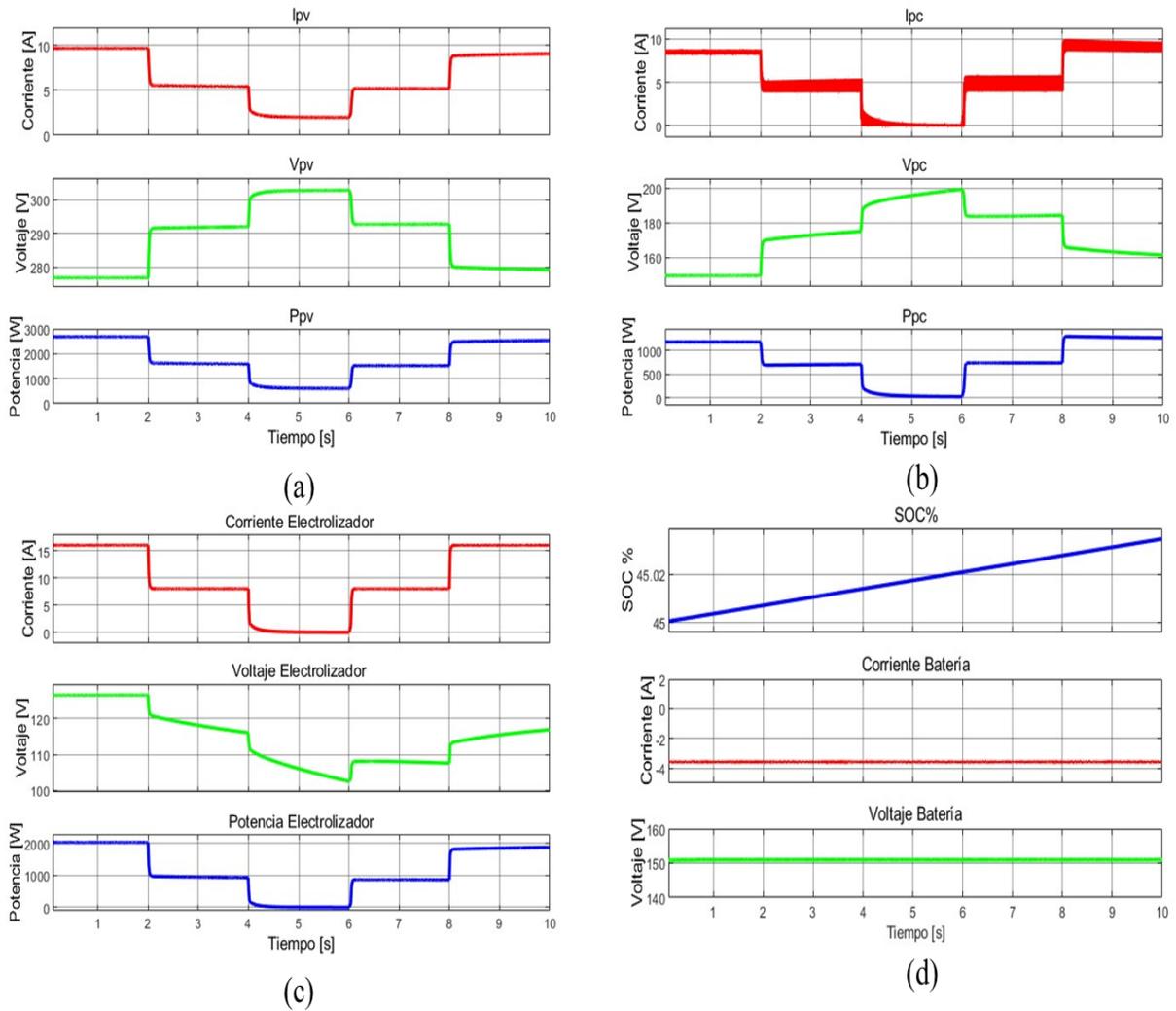


Figura 5.1 Formas de ondas de voltaje (verde), Corriente (rojo), Potencia (azul).

(a) Modulo PV. (b) PPC. (c) Electrolizador. (d) Baterías.

5.1.2. Variación en la carga con $SoC \geq SOC_{bat-max}$

Esta prueba permite estudiar el escenario dos, donde inicialmente los paneles solo están suministrando potencia al electrolizador, el cual está operando a potencia nominal, luego se conectará el banco de baterías para cargarlo, para luego de un determinado tiempo desconectarlo cuando este se encuentre cargado, la conexión de las baterías se hará a los 1[s] y la desconexión a los 4 [s].

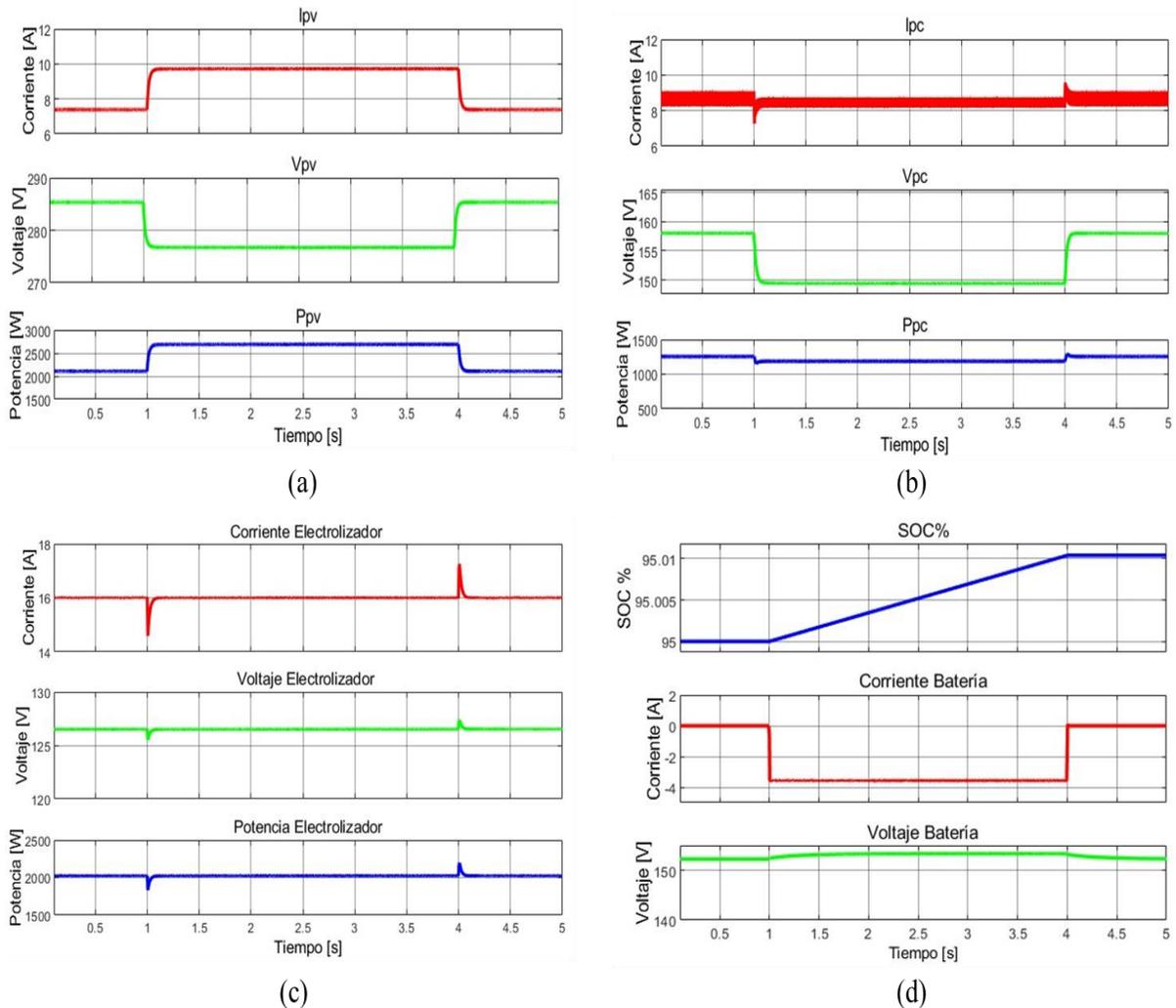


Figura 5.2 Formas de ondas de voltaje (verde), Corriente (rojo), Potencia (azul).

(a) Modulo PV. (b) PPC. (c) Electrolyzador. (d) Baterías.

5.2. Variación en la irradiancia

Para llevar a cabo estas simulaciones, se realizan dos cambios de irradiancia desde 1000 a $0 \frac{W}{m^2}$ y viceversa, de forma gradual en forma de rampa. Esta elección de rampa para simular el comportamiento del sistema durante un día completo, es decir, día (con presencia de sol) y noche (sin sol), se basa en que en la realidad ningún cambio de irradiancia ocurre de manera abrupta como en un escalón. Utilizar una rampa en las simulaciones representa de manera más cercana las condiciones reales, donde la irradiancia aumenta o disminuye gradualmente a lo largo del día. De esta manera, al aplicar cambios de irradiancia en forma de rampa, se logra un análisis más preciso del comportamiento del sistema a lo largo de un ciclo día-noche. Esto permite estudiar cómo el sistema responde a las variaciones de irradiancia y cómo se adapta a diferentes condiciones de generación solar.

Los cambios en la irradiancia se llevan a cabo siguiendo el esquema mostrado en la Figura 5.3. Inicialmente, el sistema operará a irradiancia nominal durante un período de tiempo. Después de 2 segundos, se aplica un cambio en forma de rampa que durará otros 2 segundos hasta llegar a cero, lo que modificará gradualmente la irradiancia. Posteriormente, a los 6 segundos, se aplicará otro cambio en forma de rampa para regresar a la irradiancia nominal.

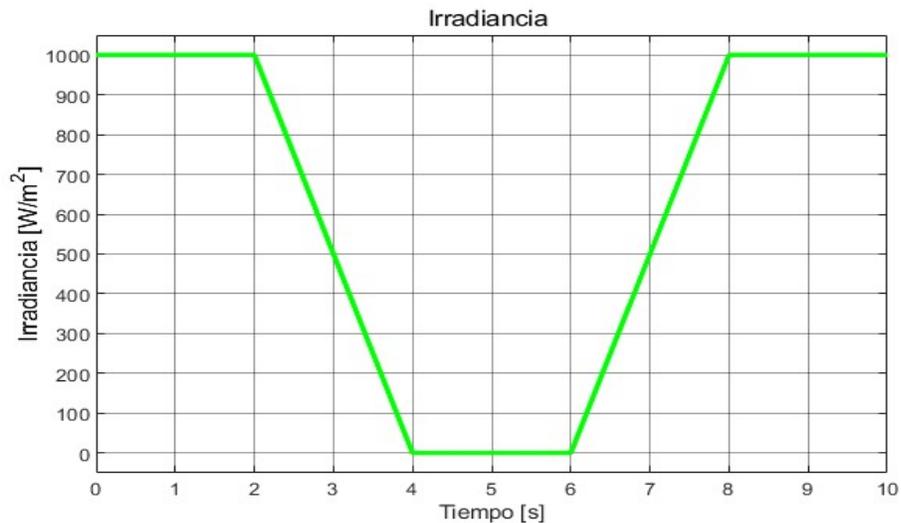


Figura 5.3 Variación de la irradiancia en el tiempo, (simula el cambio de día a noche y viceversa).

5.2.1. Variación de la irradiancia con $SoC < SOC_{bat-max}$

Esta prueba permite ver el comportamiento del sistema ante una variación de la irradiancia de la forma que se muestra en la Figura 5.3, Se podrá analizar cómo el sistema se adapta y responde eficientemente a los cambios dinámicos en la irradiancia solar.

En este caso, las baterías necesitan ser cargadas por lo que cuando sea posible estas se conectaran y se cargaran.

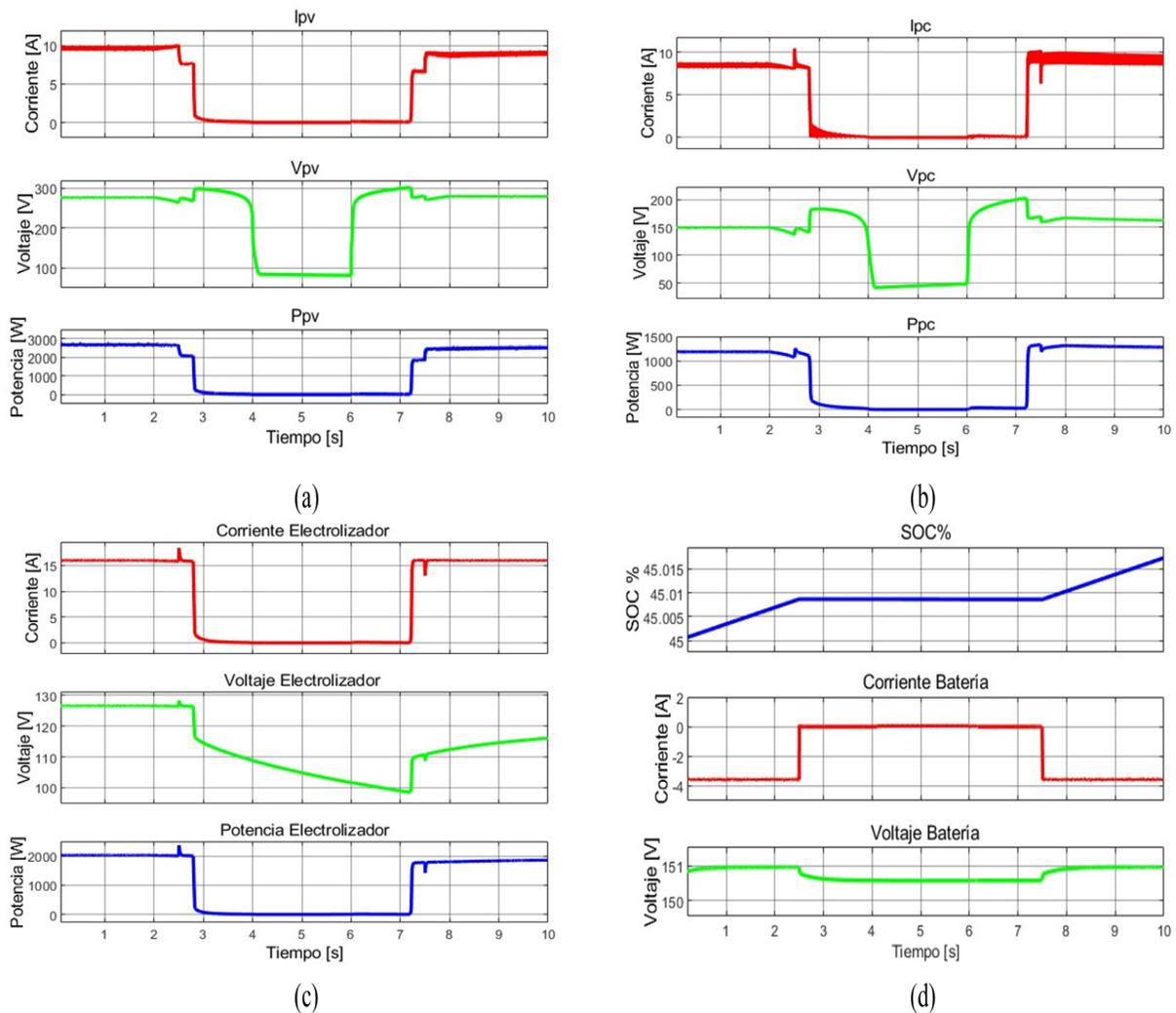


Figura 5.4 Formas de ondas de voltaje (verde), Corriente (rojo), Potencia (azul).

(a) Modulo PV. (b) PPC. (c) Electrolyzador. (d) Baterías.

5.2.2. Variación de la irradiancia con $SOC \geq SOC_{bat-max}$

Esta prueba es exactamente igual a la anterior, con la única diferencia que en este caso las baterías se encuentran cargadas. En este caso las baterías solo actuarán cuando la irradiancia es igual a cero, supliendo los servicios auxiliares del electrolizador.

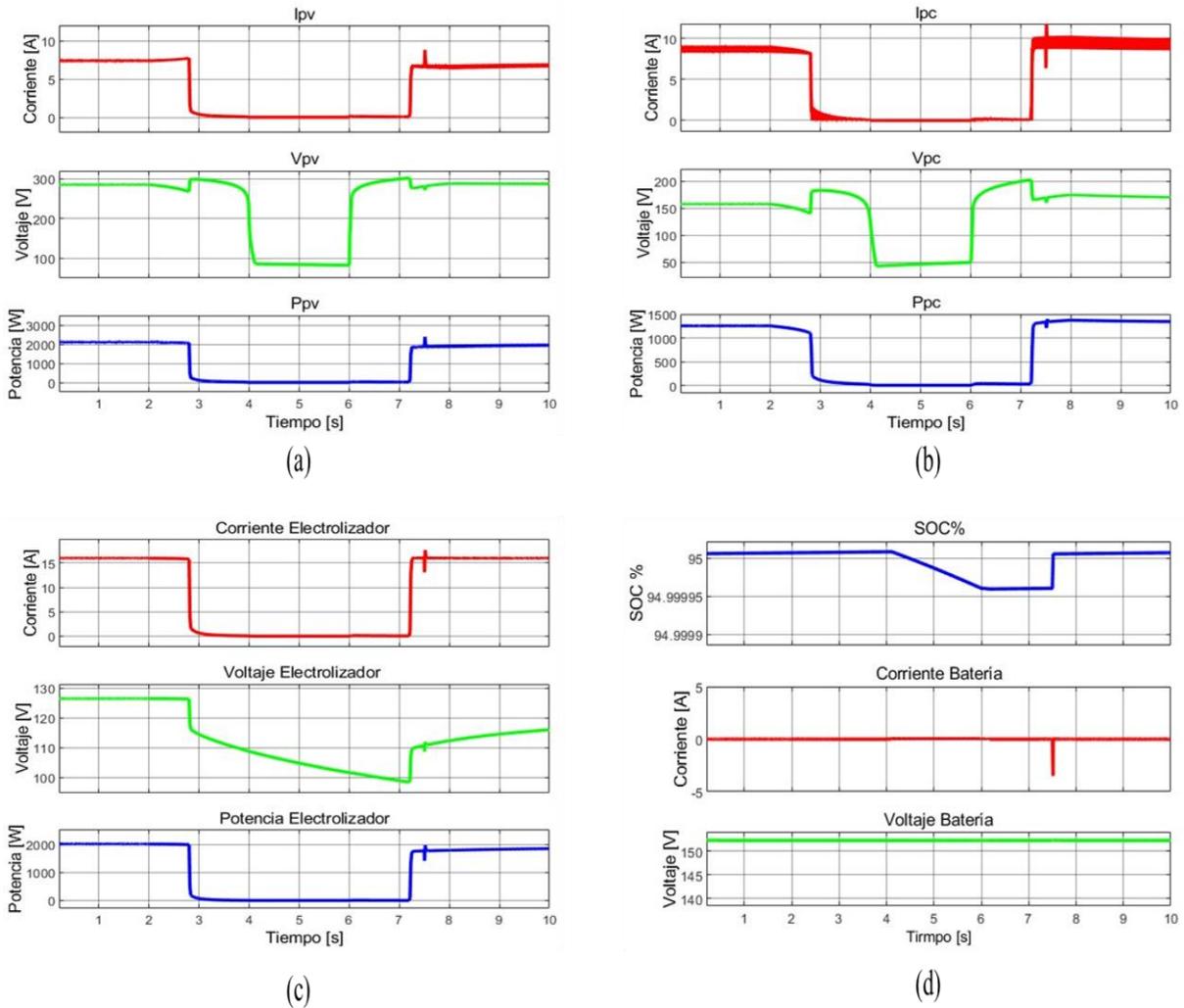


Figura 5.5 Formas de ondas de voltaje (verde), Corriente (rojo), Potencia (azul).

(a) Modulo PV. (b) PPC. (c) Electrolizador. (d) Baterías.

5.3. Conclusiones

En este capítulo, se llevaron a cabo diversas simulaciones para observar el comportamiento del sistema frente a diferentes escenarios, de los cuales se destaca lo siguiente:

En cuanto al control en la estación de hidrógeno, se implementó un convertidor de potencia parcial para controlar la corriente de entrada al electrolizador, mientras que el convertidor Buck se encargó de controlar la corriente de carga de las baterías. Se puede afirmar que los lazos de control de corriente de estos convertidores están diseñados adecuadamente, ya que el sistema responde de manera satisfactoria y sigue las referencias establecidas cuando se producen cambios en las mismas. Esto se puede observar claramente en la Figura 5.1, donde se realizaron cambios escalón en la corriente del electrolizador, y el sistema se ajustó rápidamente a estas nuevas condiciones. Por otro lado, en la Figura 5.2, se muestra que el control de corriente del convertidor Buck permite la conexión y desconexión de las baterías según sea necesario para su carga. El sistema se ajusta de manera eficiente para cargar las baterías cuando es requerido, y en caso de que estas estén ya cargadas, se desconectan adecuadamente.

Otro aspecto relevante para mencionar es la capacidad del control maestro (EMS) para gestionar la estación de hidrógeno en situaciones extremas. El EMS tiene la habilidad de detectar distintos escenarios y coordinar las acciones de los controles individuales de acuerdo con los requerimientos del sistema y las condiciones ambientales. Esto se puede apreciar en la Figura 5.4, y Figura 5.5, donde se simuló variaciones de la irradiancia desde la nominal a cero y viceversa, representando el paso de un día a la noche y de la noche al día, respectivamente.

A partir de estas figuras, se puede concluir que el control maestro ajusta las referencias de los lazos de control individuales de acuerdo con la irradiancia disponible, lo que permite al sistema operar de manera continua y eficiente. Por ejemplo, en la Figura 5.4, cuando la irradiancia es alta, los paneles generan suficiente potencia para cargar las baterías y mantener el electrolizador funcionando a potencia nominal. A medida que la irradiancia disminuye, y la generación solar no es suficiente para abastecer todas las demandas, el EMS desactiva las baterías y mantiene el electrolizador operando. Cuando la irradiancia alcanza valores muy bajos, el electrolizador se apaga y solo se mantienen activos los servicios auxiliares del mismo, los cuales son alimentados por los paneles. Cuando la irradiancia llega a cero, las baterías asumen la responsabilidad de mantener los servicios auxiliares del electrolizador. Posteriormente, cuando la irradiancia vuelve a aumentar, y los

paneles solares generan suficiente energía, el electrolizador se reactiva para operar a corriente nominal, y, si es posible, se vuelven a conectar las baterías para continuar su carga.

Estos resultados demuestran que el control maestro tiene un papel fundamental en garantizar la operación eficiente y continua de la estación de hidrógeno, adaptándose y coordinando adecuadamente el funcionamiento de los componentes del sistema en función de las condiciones cambiantes de la irradiancia solar. La capacidad de responder de manera óptima ante casos extremos y variaciones en la disponibilidad de energía solar es esencial para maximizar la eficiencia y la confiabilidad del sistema de obtención de hidrógeno a partir de energía solar.

6. Discusión y Conclusiones

6.1. Sumario

En este trabajo se modeló y controló un convertidor DC-DC de potencia parcial basado en la topología full bridge para un sistema de obtención de hidrógeno compuesto por paneles solares (PV), sistema de almacenamiento de energía (ESS) y electrolizador PEM.

Para obtener el modelo del sistema, se realizó un proceso de dimensionamiento de las componentes de la estación de hidrógeno, incluyendo el electrolizador, los paneles solares y las baterías, definiendo sus potencias nominales. A partir de modelos previamente reportados en la literatura, se desarrolló un modelo equivalente para el electrolizador. Además, se diseñaron las distintas componentes del sistema, como condensadores, inductores y filtro LC, para asegurar un funcionamiento adecuado.

Posteriormente, se llevó a cabo un análisis detallado del convertidor DC-DC utilizado en la estación, el cual es del tipo full bridge y opera en configuración de potencia parcial. Durante este análisis, se investigaron las diferentes topologías de potencia parcial y se evaluaron las características de cada una de ellas.

Con el sistema diseñado y modelado, se desarrollaron las ecuaciones de estado que representan el comportamiento del sistema, utilizando técnicas de promediado de circuitos. Estas ecuaciones permiten calcular la modulación del convertidor para un punto de operación específico, como 16 [A] en la entrada del electrolizador, para simular el sistema en lazo abierto.

Luego, se llevó a cabo un análisis de eficiencia del sistema, mediante el desarrollo de una ecuación que relaciona la eficiencia del convertidor DC-DC operando en configuración de potencia parcial con su eficiencia como convertidor de potencia completa.

Con el sistema funcionando en lazo abierto, se procedió a diseñar las estrategias de control individuales y el control maestro del sistema. Se demostró que para las estrategias de control individuales se utilizó un controlador integrador puro (I) para el lazo de corriente del convertidor de potencia parcial, mientras que para el convertidor Buck se utilizó un controlador PI en el lazo de corriente.

Finalmente, se realizaron cuatro simulaciones del sistema para diferentes condiciones de operación. Estas simulaciones incluyeron cambios en la carga en forma de escalón, conexión y desconexión de las baterías, y cambios en la irradiancia en forma de rampa, tanto con las baterías cargadas como descargándose. Estas simulaciones permitieron evaluar y analizar el comportamiento del sistema bajo diversas situaciones y verificar la efectividad de las estrategias de control implementadas, demostrando la capacidad del sistema para responder de manera adecuada y eficiente ante diferentes escenarios operativos.

6.2. Conclusiones

El uso de convertidores en configuración de potencia parcial se traduce en una mejora en el desempeño de la etapa de conversión de forma considerable, tanto en términos de eficiencia como en niveles de ripple. Ambos dependen de la cantidad de potencia que procesa el convertidor la que a su vez depende directamente de la ganancia de voltaje G_v . La que se especifica en la Tabla 3.1.

Se demostró que utilizando la topología DC-DC tipo Full- Bridge de potencia parcial reductora tipo II, (conectado en serie a los paneles y en paralelo al electrolizador), se puede lograr un eficiencia mayor o igual al 98 % solo ajustando la razón de parcialidad del convertidor. Lo que se muestra en la Figura 3.7.

Es posible controlar la corriente de entrada al electrolizador utilizando el convertidor de potencia parcial con un lazo de control de corriente implementado mediante un controlador integrador puro. El sistema logró garantizar la estabilidad en el punto de operación deseado y exhibió un comportamiento sin error en estado estacionario cuando se le sometió a una entrada en forma de escalón desde cero hasta el valor nominal de la referencia de corriente.

El control maestro cambia estrategias ante variaciones de irradiancia, como conectar o desconectar las baterías. Donde la corriente de entrada al electrolizador alcanza un máximo de 18 [A] (desconexión de baterías) y un mínimo de 13.8 [A] (conexión de baterías), lo que representa un 12.5% y 13.75% del valor nominal (16 [A]), respectivamente. Estas variaciones solo duran 30 [ms], manteniendo prácticamente constante la corriente en la entrada del electrolizador.

Basado en los datos anteriores, se concluye que la estación de hidrógeno tiene la capacidad de operar de manera continua mientras haya disponibilidad de energía solar. Además, durante las horas sin sol, el banco de baterías se encarga de mantener activos los servicios auxiliares de la

estación, lo que permite su funcionamiento ininterrumpido y asegura la continuidad en la producción de hidrógeno.

6.3. Trabajo a futuro

Como trabajo a futuro, se sugiere complementar el estudio del sistema con un enfoque específico en el electrolizador, incluyendo un análisis electroquímico para comprender mejor su funcionamiento. Además, se propone explorar la posibilidad de reemplazar el convertidor DC-DC de potencia parcial por una configuración de convertidores de potencia parcial entrelazados, lo que podría mejorar la eficiencia y la confiabilidad del sistema al distribuir la potencia entre varios convertidores.

También se plantea la idea de lograr una producción continua de hidrógeno durante las 24 horas del día, para lo cual sería necesario sobredimensionar las baterías y realizar un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles solares. Estas mejoras potenciales podrían aumentar la eficiencia y el rendimiento general de la estación de hidrógeno, ampliando así su capacidad y aplicabilidad en futuras implementaciones.

Además, se propone probar nuevas estrategias de control para los lazos de corriente que entreguen mayor precisión y, si se desea una producción continua de hidrógeno, modificar el control maestro para optimizar el funcionamiento del sistema en función de las condiciones ambientales y la disponibilidad de energía solar.

7. Bibliografía

- [1] D. Bonkougou, Z. Koalaga, and D. Njomo, "Modelling and simulation of photovoltaic module considering single-diode equivalent circuit model in MATLAB," *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, vol. 3, pp. 493-502, 2013.
- [2] R. Elgohary, A. A. A. Elela, and A. Elkholy, "Electrical Characteristics Modeling for Photovoltaic Modules Based on Single and Two Diode Models," in *Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, pp. 685-688, 2018, doi: 10.1109/MEPCON.2018.8635214.
- [3] A. H. M. Nordin and A. M. Omar, "Modeling and simulation of Photovoltaic (PV) array and maximum power point tracker (MPPT) for grid-connected PV system," in *3rd International Symposium & Exhibition in Sustainable Energy & Environment (ISESEE)*, pp. 114-119, 2011, doi: 10.1109/ISESEE.2011.5977080.
- [4] O. Atlam, Ozcan, and M. Kolhe, "Equivalent Electrical Model for a Proton Exchange Membrane (PEM) Electrolyzer," *Energy Conversion and Management*, vol. 52, pp. 2952-2957, 2011, doi: 10.1016/j.enconman.2011.04.007.
- [5] D. Guilbert and G. Vitale, "Experimental Validation of an Equivalent Dynamic Electrical Model for a Proton Exchange Membrane Electrolyzer," *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Palermo, Italy, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC.2018.8494523.
- [6] D. Guilbert and G. Vitale, "Dynamic Emulation of a PEM Electrolyzer by Time Constant Based Exponential Model," *Energies*, vol. 12, no. 4, p. 750, Feb. 2019, doi: 10.3390/en12040750.
- [7] O. Tremblay and L. A. Dessaint, "Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications," *World Electric Vehicle Journal*, vol. 3, 2009.

- [8] O. Tremblay, L. -A. Dessaint and A. -I. Dekkiche, "A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles," 2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, Arlington, TX, USA, 2007, pp. 284-289, doi: 10.1109/VPPC.2007.4544139.
- [9] X. Zhang, M. Chen, Y. Fu and Y. Li, "A Step-Down Partial Power Optimizer Structure for Photovoltaic Series-Connected Power Optimizer System," 2018 IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC), Shenzhen, China, 2018, pp. 1-4, doi: 10.1109/PEAC.2018.8590325.
- [10] J. W. Zapata, S. Kouro, G. Carrasco, H. Renaudineau and T. A. Meynard, "Analysis of Partial Power DC–DC Converters for Two-Stage Photovoltaic Systems," in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 7, no. 1, pp. 591-603, March 2019, doi: 10.1109/JESTPE.2018.2842638.
- [11] J. W. Zapata, H. Renaudineau, S. Kouro, M. A. Perez and T. A. Meynard, "Partial power DC-DC converter for photovoltaic microinverters," IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Florence, Italy, 2016, pp. 6740-6745, doi: 10.1109/IECON.2016.7793098.
- [12] J. W. Zapata, S. Kouro, G. Carrasco, and T. Meynard, "Step-Down Partial Power DC-DC Converters for Two-Stage Photovoltaic String Inverters," Electronics.
- [13] M. K. Kazimierczuk, Pulse-Width Modulated DC/DC Power Converters, 2nd ed., pp. 340-343.
- [14] Nicolás W. P., "Topologías y estrategias de control de convertidores DC/DC de potencia parcial para sistemas fotovoltaicos," Memoria de Título, Universidad de Concepción, 2021.
- [15] S. Mondal, P. K. Gayen and K. Gupta, "Study on Impact of LC-Filter Parameters Under Variable Loading Conditions of Three-Phase Voltage Source Inverter," 2018 IEEE Electron Devices Kolkata Conference (EDKCON), Kolkata, India, 2018, pp. 132-136, doi: 10.1109/EDKCON.2018.8770507.
- [16] H. Mahmood, D. Michaelson, and J. Jiang, "Control strategy for a standalone PV/battery hybrid system," IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, Montreal, QC, Canada, 2012, pp. 3412-3418, doi: 10.1109/IECON.2012.6389351.

- [17] A. Mirzaei, M. Forooghi, A. A. Ghadimi, A. H. Abolmasoumi, and M. R. Riahi, "Design and construction of a charge controller for stand-alone PV/battery hybrid system by using a new control strategy and power management," *Solar Energy*, vol. 149, pp. 1-11, 2017.
- [18] C. S. Matwankar and A. Alam, "Solar Powered Closed-loop Current Controlled DC-DC Buck Converter for Battery Charging Application," in *International Conference on Vision Towards Emerging Trends in Communication and Networking (ViTECoN)*, pp. 1-5, 2019, doi: 10.1109/ViTECoN.2019.8899645.
- [19] "Qué es el hidrógeno verde." Ministerio de Energía. En línea. Disponible: <https://energia.gob.cl/h2/Qu%C3%A9-es-el-hidr%C3%B3geno-verde>. Acceso: 17 de agosto de 2023.