



# POSGRADOS

## MAESTRÍA EN \_\_\_\_\_ ELECTRÓNICA Y AUTOMATIZACIÓN

RPC-SO-19-No.277-2018

OPCIÓN DE  
TITULACIÓN:

PROYECTOS DE DESARROLLO

TEMA:

EMULACIÓN DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO  
EN UN DISPOSITIVO DE EJECUCIÓN EN TIEMPO REAL DE  
BAJO COSTO MEDIANTE "HARDWARE IN THE LOOP"

AUTOR:

ALEJANDRO ESTEBAN CÓRDOVA MEDINA

DIRECTOR:

JOHNNY XAVIER SERRANO GUERRERO

CUENCA - ECUADOR

2021

**Autor:**



**Alejandro Esteban Córdova Medina.**

Ingeniero Electronico.  
Candidato a Magíster en Electrónica y Automatización,  
mención en Informática Industrial por la Universidad  
Politécnica Salesiana - Sede Cuenca.  
acordovame@est.ups.edu.ec

**Dirigido por:**



**Johnny Xavier Serrano Guerrero.**

Ingeniero Electrónico.  
Máster en Tecnología Energética para el Desarrollo  
Sostenible en la especialidad Eficiencia Energética.  
Doctor en Ingeniería y Producción Industrial.  
jserranog@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2021 Universidad Politécnica Salesiana.

CUENCA – ECUADOR – SUDAMÉRICA ALEJANDRO

CÓRDOVA MEDINA ALEJANDRO ESTEBAN

***EMULACIÓN DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO EN UN DISPOSITIVO DE EJECUCIÓN EN TIEMPO REAL DEBAJO COSTO MEDIANTE "HARDWARE IN THE LOOP"***

# Índice general

<b>Índice de Figuras</b>	<b>VII</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>XI</b>
<b>Resumen</b>	<b>XII</b>
<b>Abstract</b>	<b>XII</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Glosario .....	2
1.2. Descripción general del problema.....	3
1.3. Justificación.....	4
1.4. Objetivos .....	5
1.4.1. Objetivo general .....	5
1.4.2. Objetivos específicos.....	5
1.5. Contribuciones .....	5
1.6. Introducción a los sistemas fotovoltaicos .....	6
1.7. Organización del manuscrito.....	12
<b>2. Fundamentación teórica</b>	<b>13</b>
2.1. Descripción del sistema.....	14
2.2. Modelo matemático en sistemas PV .....	16
2.3. Diseños formulados.....	18
2.4. Componentes del sistema HIL .....	21
2.5. Emulación de hardware en RT.....	23
2.5.1. CHIL y PHIL.....	23
2.5.2. Metodología aplicada en emulación de sistemas.....	24
2.5.3. Procedimiento en simulación basada en PHIL.....	26
2.5.4. Arquitectura PHIL .....	27
2.5.5. Estrategias de control .....	28
2.5.6. Técnica P&O .....	31
2.5.7. Convertidor Boost .....	32
2.5.8. Limitaciones de los algoritmos .....	32
2.6. Procesamiento basado en sistemas en RT.....	35
2.6.1. Componentes .....	36
2.6.2. Real Time Digital Simulator y la Interfaz en la simulación PHIL.....	37
2.6.3. Algoritmo de Interfaz y modelos de implementación .	39

2.6.4.	Emuladores .....	39
2.6.5.	Motor de Ejecución con NI VeriStand y NI myRio .....	40
2.6.6.	Hardware de uso con NI myRio.....	41
2.6.7.	Aplicación de P-HIL en emulación de Sistemas Fotovoltaicos.....	42
2.7.	Co-Procesamiento basado en sistemas FPGA.....	43
2.7.1.	Adquisición de datos mediante NI myRio.....	43
<b>3.</b>	<b>Implementación de modelos, recursos y equipos del sistema propuesto</b> .....	<b>46</b>
3.1.	Simulación en Simulink-Matlab.....	47
3.1.1.	Modelo incorporado .....	47
3.1.2.	PV comercial seleccionado.....	49
3.2.	Implementación en Simulink.....	49
3.2.1.	Implementación de la celda PV .....	49
3.2.2.	Simulación del sistema PV utilizando un bloque de función en Simulink.....	56
3.3.	Implementación del seguimiento del punto de máxima potencia	59
3.3.1.	Método P&O .....	60
3.3.2.	Implementación del Boost Converter .....	61
3.4.	Formulación del sistema completo.....	64
<b>4.</b>	<b>Simulación HIL del sistema de generación fotovoltaico</b> .....	<b>69</b>
4.1.	Programación en VeriStand .....	70
4.1.1.	Componentes en VeriStand.....	70
4.2.	Simulación en myRio-VeriStand en RT.....	73
4.2.1.	Creación de archivos personalizados .....	73
4.2.2.	Preparación de Simulink para simulación del modelo .	74
4.3.	Programación en VeriStand .....	76
4.3.1.	Configuración de los canales E/S y calibración de resolución.....	77
4.3.2.	Integración del Modelo Matemático .....	82
4.3.3.	Pruebas de operación del panel PV .....	85
4.4.	Implementación de un banco de pruebas.....	93
4.4.1.	Prueba 1 .....	93
4.4.2.	Prueba 2 .....	99
<b>5.</b>	<b>Conclusiones y recomendaciones</b> .....	<b>102</b>
5.1.	Conclusiones.....	102
5.2.	Recomendaciones .....	103

# Índice de Figuras

1.1. Proceso de generación eléctrica de un panel PV. ....	7
1.2. Componentes de la radiación solar. ....	8
1.3. Irradiación en Ecuador CONELEC [2008]. ....	9
1.4. Histograma de frecuencia de irradiación en Ecuador CONELEC [2008]. ....	10
2.1. Interconexión de elementos en un sistema con paneles solares. ....	15
2.2. Diagrama de bloques de los elementos en un sistema con paneles solares. ....	15
2.3. Modelo matemático de una celda solar de un solo diodo. ....	16
2.4. Modelo matemático del PV en función del Voltaje. ....	19
2.5. Curvas características entre potencia y voltaje de una celda PV. ....	20
2.6. Diagrama de bloques de un sistema HIL. ....	22
2.7. Diferencias entre CHIL y PHIL. ....	24
2.8. Diagrama de bloques del proceso de simulación HIL. ....	27
2.9. Estructura de una simulación PHIL. ....	28
2.10. Celda PV con un algoritmo MPPT conectado a una carga. ....	29
2.11. Estrategias de control MPPT. ....	30
2.12. Algoritmo P&O. ....	32
2.13. Circuito de la fuente Boost. ....	33
2.14. Interfaz del circuito divisor de voltaje. ....	34
2.15. Arquitectura en Veristand desarrollado para el dispositivo de simulación en RT. ....	40
2.16. Interfaz Veristand entre la computadora y el dispositivo de simulación en RT. ....	41
2.17. Procedimiento secuencial de la simulación en RT. ....	42
2.18. Procedimiento de implementación de un modelo Matemático en un Hardware para simulación HIL. ....	44
2.19. Entradas analógicas del dispositivo myRio. ....	45

3.1. Circuito equivalente de la celda PV seleccionado.....	48
3.2. Panel PV Trina solar TSM 290-PA14.....	50
3.3. Diagrama de bloques en Simulink de la celda solar.....	51
3.4. Parámetros de las variables utilizadas para la simulación.....	52
3.5. Diagrama de bloques en Simulink del PV.....	52
3.6. Diagrama de bloques en Simulink de $I_o$ .....	53
3.7. Diagrama de bloques en Simulink de $I_{rs}$ .....	53
3.8. Diagrama de bloques en Simulink de $I_{ph}$ .....	54
3.9. Diagrama de bloques en Simulink de $I_{sh}$ .....	54
3.10. Diagrama de bloques en Simulink de corriente del panel PV.....	54
3.11. Diagrama de bloques en Simulink de la etapa de generación de voltaje del PV.....	55
3.12. Señal de respuesta del PV implementado con las variables I-V y P-V.....	55
3.13. Diagrama de bloques del PV en Simulink usando un bloque de función.....	56
3.14. Programación del PV mediante bloque de función en Simulink.....	57
3.15. Resultados de la simulación del PV utilizando el bloque de programación de Simulink.....	58
3.16. Diagrama de bloques del PV en Simulink usando la librería de un panel solar.....	58
3.17. Resultados de la simulación del PV en Simulink usando la librería de un panel solar.....	59
3.18. Bloque en Simulink que ejecuta el MPPT.....	60
3.19. Bloque MPPT en Simulink que representa el algoritmo P&O.....	60
3.20. Programación del algoritmo P&O dentro de la función MPPT.....	61
3.21. Diagrama de bloque del Boost converter en Simulink.....	62
3.22. Componentes internos del bloque del Boost converter en Simulink.....	62
3.23. Simulación del sistema de generación PV completo.....	64
3.24. Diagrama de bloques de potencia, eficiencia e irradiación.....	65
3.25. Resultados de la extracción de potencia generada, eficiencia e irradiación.....	65
3.26. Resultados del Duty Cycle y extracción de potencia del sistema propuesto.....	66
3.27. Resultados del Duty Cycle y extracción de corriente del sistema propuesto.....	67
3.28. Resultados del Duty Cycle y voltaje de salida del sistema propuesto.....	68

4.1. Mapeo entre variables de los modelos inscritos en VeriStand. .	72
4.2. Paleta de herramientas para controles e indicadores dentro de VeriStand Screen. ....	73
4.3. Preparación de la myRio desde NI MAX para instalación del VeriStand Engine.....	75
4.4. Panel de configuración dentro de Simulink para la selección del Motor de conversión de un diagrama en simulink a un archivo .so basado en el lenguaje de conversión C. ....	77
4.5. Parámetros de configuración para la resolución de los diseños en Simulink. ....	77
4.6. Configuración del dispositivo en VeriStand. ....	78
4.7. Visualización del dispositivo utilizado en VeriStand. ....	78
4.8. Comunicación del hardware en VeriStand. ....	79
4.9. Canales de E/S del dispositivo myRio en VeriStand.....	79
4.10. Configuración del escalamiento del dispositivo myRio.....	80
4.11. Calibración de la resolución de datos en el dispositivo myRio. ....	81
4.12. Escalamiento de los canales del myRio. ....	81
4.13. Enlace del escalamiento de voltaje con el canal C del myRio. ....	81
4.14. Incorporación del modelo en VeriStand. ....	82
4.15. Configuración del mapeo de E/S del dispositivo myRio. ....	82
4.16. Enlace entre el módulo de salida del dispositivo con el modelo generado. ....	83
4.17. Enlace entre el módulo de señales analógicas del myRio con el modelo propuesto. ....	83
4.18. Enlace entre los canales de comunicación con el myRio. ....	84
4.19. Configuración del visualizador del modelo propuesto. ....	84
4.20. Configuración del controlador del modelo propuesto. ....	84
4.21. Configuración del dispositivo.....	85
4.22. Esquema del PV usando la librería de PV de Simulink, adaptado para ejecutarse en VeriStand.....	86
4.23. Características de uso del sistema del modelo seleccionado.....	86
4.24. Curva característica del PV con la incorporación del PV de Simulink. ....	86
4.25. Respuesta de la simulación de la celda PV en un osciloscopio. ....	87
4.26. Panel TrinaSolar formulado en Simulink adaptado para ejecutarse en VeriStand.....	88
4.27. Características de uso del sistema del panel TrinaSolar seleccionado.....	88
4.28. Curva característica del PV con la implementación del algoritmo de un Panel TrinaSolar en Simulink. ....	88

4.29. PV programado mediante bloques graficos formulado en Simulink y adaptado para ejecutarse en VeriStand.....	90
4.30. Características de uso del sistema del PV programado mediante bloques graficos. ....	90
4.31. Curva característica del PV con la implementación de bloques de programación en Simulink. ....	91
4.32. Gráfica en VeriStand de los 3 modelos matemáticos desarrollados que representan el funcionamiento de un PV.....	92
4.33. Componentes del banco de pruebas. ....	93
4.34. Gráfica de los bloques de eficiencia. ....	94
4.35. Diagrama de Bloques del Sistema PV+MPPT+Boost con señal de irradiación generada desde software.....	94
4.36. Desempeño del Sistema HIL ante variaciones de sus señales de entrada. ....	95
4.37. Desempeño del Sistema HIL ante variaciones de sus señales de entrada. ....	96
4.38. Respuestas del desempeño del sistema HIL relacionada con su salidas analogicas y visualizadas en el osciloscopio. ....	97
4.39. Respuesta del desempeño del sistema relacionada con su salidas analogicas y visualizadas en el osciloscopio. ....	97
4.40. Eficiencia de funcionamiento del algoritmo MPPT Implementado. ....	98
4.41. Diagrama de conexión del sistema de generación fotovoltaico propuesto.....	99
4.42. Gráfica de irradiancia y temperatura de la emulación del modelo propuesto. ....	100
4.43. Gráfica de voltaje, irradiancia y temperatura de la emulación del modelo propuesto. ....	100
4.44. Señales de voltaje en la salida del modelo emulado propuesto. ....	101
4.45. Señales de voltaje del boost y del PV del modelo emulado propuesto analizadas en el osciloscopio.....	101

# Índice de Tablas

2.1. Pros y contras de los algoritmos de interfaz. ....	33
3.1. Parámetros mediambientales medidos en la propuesta. ....	47
3.2. Datos medidos del sistema de generación. ....	47
3.3. Características de la celda seleccionada .....	51
4.1. Recursos del sistema utilizados mediante la simulación con la librería simscape-Simulink .....	87
4.2. Recursos del sistema utilizados mediante un bloque de función programado .....	89
4.3. Recursos del sistema utilizado mediante bloques gráficos de programación .....	90

# Resumen

En la actualidad la necesidad de contar con energía limpia impulsa el uso de los paneles fotovoltaicos. El arreglo e implementación de gran cantidad de sistemas similares incurren en un alto costo económico y de complejidad técnica, por lo que al trabajar previamente en sistemas basados en un procesamiento de tiempo real, en donde los sistemas de generación PV a gran escala pueden ser parte integral del sistema eléctrico. La implementación en hardware basada en procesamiento en tiempo reales denominada como Hardware in the Loop (HIL), siendo la base para este trabajo en el que se busca la emulación mediante HIL del modelo matemático del sistema fotovoltaico, que incluye también la estrategia de control sobre un dispositivo en tiempo real llamado myRIO, fabricado por la compañía National Instruments. Para ello, la adaptación de modelos del ambiente matemático de Matlab/Simulink se realizó a través de hardware desarrollado por NI para emular y valorar adecuadamente los modelos de energía solar fotovoltaica. Se implementaron pruebas del sistema del panel PV, junto a las técnicas de Perturbación y observancia (P&O) para MPPT, además de todos los subsistemas involucrados como la conversión DC-DC, convertidores Boost/Buck, al vacío y con carga mediante una conexión a una resistencia fija. Cabe recalcar que el uso del software de NI VeriStand, desarrollado también por la compañía de National Instruments, es usado para la adaptación y configuración del sistema embebido en el que se emula el panel PV y todos sus subsistemas. La capacidad de generación de los sistemas PV depende también de condiciones ambientales, variables incorporadas en la emulación de tiempo real referentes a los cambios dinámicos de ingreso al modelo que se encuentran representadas por sensores de temperatura e irradiación, que sirven para validar el comportamiento real del sistema general en el denominado banco de pruebas.

# Abstract

Currently, the need to use clean energy drives the use of photovoltaic panels. The arrangement and implementation of a large number of these systems can incur in a high economic cost and technical complexity, so when previously working on systems based on real-time processing, where large-scale PV generation systems they can be an integral part of the electrical system. The hardware implementation, based on real-time processing, is called Hardware in the Loop (HIL), being the basis for this work in which the implementation in HIL of the mathematical model of the photovoltaic system is sought, which also includes the strategy of control over a real-time device called myRIO, manufactured by the National Instruments company. To do this, the Matlab / Simulink mathematical environment models must also be adapted with NI hardware, to emulate and properly assess those of photovoltaic solar energy. Testing of the PV panel system is included along with the Perturbation and Compliance (P & O) techniques for MPPT, plus all the subsystems involved such as DC-DC conversion, Boost / Buck converters, testing with vacuum and load via a connection to a fixed resistor. It should be noted that the use of NI VeriStand software, also developed by the National Instruments company, is used for the adaptation and configuration of the embedded system in which the PV panel and all its subsystems are emulated. The generation capacity of PV systems also depends on environmental conditions, variables that will be integrated into the real-time emulation, also considering these aspects to test the inputs of the dynamic changes of these values that they are represented by temperature and irradiation sensors that enter the hardware, and thus validate the real behavior of the general system, which has been called test benches.

# Capítulo 1

## Introducción

En la actualidad, la energía solar es una fuente de energía renovable que ha mostrado una tendencia de crecimiento alrededor del mundo gracias a sus beneficios y ventajas. Según "Solar Energy International" [SEI \[2019\]](#) la energía solar y eólica podría reemplazar aproximadamente el 74 % de la energía proporcionada por el carbón en los EE. UU., traducándose en un ahorro inmediato para los consumidores; adicionalmente, el desarrollar sistemas más eficientes, responsables con el medio ambiente y escalables se traducen en propuestas más atractivas al mercado generando una competitividad cada vez mayor. Con la implementación de sistemas basados en energías renovables se estima que se reduzca cerca de 198 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año, equivalente a la circulación de 43 millones de automóviles [WWEA \[2010\]](#). Sin embargo, la creciente demanda requiere mejores técnicas de extracción de potencia, por lo que distintos mecanismos de control y simulación en tiempo real (RT) han sido desarrollados en los últimos años a fin de proporcionar sistemas más eficientes y evaluarlos en condiciones normales de uso.

## 1.1. Glosario

- PV = Panel fotovoltaico.
- HIL = Hardware in the loop.
- P&O = Perturbación y observación.
- MPPT = Punto de seguimiento de máxima potencia.
- RT = Tiempo real.
- FPGA = Field Programmable Gate Array.
- HUT = Hardware bajo prueba.
- VSS = Sistema virtual de simulación.
- CHIL = Controller hardware in the loop.
- PHIL = Power hardware in the loop.
- ROS = Rest of the system.
- HMI = Interfaz humano máquina.
- PCC = Punto de acoplamiento común.
- DRTS = Simulación digital en tiempo real.
- E/S = Entradas/salidas.
- ADC = Conversor analógico digital.
- PWM = Modulador de ancho de pulso.
- MIL = Modelo dentro del lazo de control.
- UI = Interfaz de usuario.
- SO = Sistema operativo.
- $I_o$  = Corriente de saturación del diodo.
- $I_{ph}$  = Corriente fotónica.
- $I_{pv}$  = Corriente fotónica del panel PV.

- $I_{sc}$  = Corriente de corto circuito del panel PV.
- $V_d$  = Voltaje del diodo.
- $I_d$  = Corriente del diodo.
- $V_t$  = Voltaje térmico del diodo.
- $I_{rs}$  = Corriente de saturación inversa del diodo.
- $V_{oc}$  = Voltaje de circuito abierto del panel PV.
- $V_{mp}$  = Voltaje en el punto de máxima extracción.
- $I_{mp}$  = Corriente en el punto de máxima extracción.
- $n$  = Factor ideal del diodo.
- $k_i$  = Coeficiente de temperatura de corriente de corto circuito.
- $T_{ref}$  = Temperatura de referencia.
- $N_{cell}$  = Número de paneles PV en serie.
- $R_{sh}$  = Resistencia de shunt.
- $R_s$  = Resistencia en serie.

## 1.2. Descripción general del problema

Con el avance tecnológico en sistemas de extracción de energía, el progreso de mecanismos y tecnología referente a la fabricación, implementación y uso de estos sistemas, específicamente en el desarrollo de paneles fotovoltaicos, muestra una tendencia prometedora en los últimos años. A pesar de las limitaciones tecnológicas aun existentes, ciertos componentes de los sistemas de generación se encuentran en desarrollo a fin de conseguir elementos más eficientes en términos de producción energética. Una variedad de pruebas, herramientas, y métodos de validación se traducen en altos costos de inversión, sin ser un determinante de éxito, ni una garantía del correcto funcionamiento del equipo. Sin embargo, con el objetivo de minimizar estos riesgos y aportar con un sistema de evaluación estandarizado a partir de la investigación, es posible hacer uso de estas tecnologías de emulación para validar procesos basados en energía fotovoltaica. La propuesta busca representar un funcionamiento real apoyado en una implementación

matemática sobre hardware, emulando el comportamiento del sistema para establecer pruebas que faciliten la selección de un modelo eficiente basado en sus resultados. De esta manera, se pretende desarrollar bancos de pruebas con emuladores de hardware de bajo costo para representar el funcionamiento de un panel solar y sus diferentes sistemas, como una de las soluciones posibles a los inconvenientes antes mencionados.

### 1.3. Justificación

La necesidad de contar con energía limpia impulsa el uso de los paneles fotovoltaicos. Basados en sistemas RT es posible emular el comportamiento de una planta fotovoltaica [Chettibi and Mellit \[2014\]](#) para validar las mejores alternativas de este tipo de proyectos previas a su implementación. La implementación en hardware, basada en procesamiento en RT es denominada como hardware in the loop (HIL), que es ampliamente usada en la industria automotriz, en aplicaciones de la marina y aeroespaciales. Además, está ganando mucha popularidad en algunas otras, como plataforma de prueba en redes eléctricas, de potencia y energías renovables, con el objetivo de ejecutar una adecuada planeación, pruebas y su gestión. A pesar de que HIL tiene muchos beneficios, todavía es un tema que está emergiendo en el campo de la investigación.

Este trabajo busca la implementación en HIL del modelo matemático del sistema fotovoltaico, que incluye también la estrategia de control sobre un dispositivo en RT llamado myRio, fabricado por la compañía National Instruments. Para ello, también se deberá adaptar los modelos del ambiente matemático de Matlab/Simulink con el hardware fabricado por National Instruments (NI) [Hamdi et al. \[2019\]](#), para emular y valorar adecuadamente los modelos de energía solar fotovoltaica.

Se pretende demostrar en esta investigación, que mediante la emulación de un Sistema PV, se puede reducir riesgos económicos y técnicos, tanto en el diseño, implementación y prueba del sistema en un entorno requerido, antes de incurrir en el gasto de adquisición de un equipo físico real. Además, el mismo sistema emulado podría servir en la enseñanza del funcionamiento y manejo de este tipo de sistemas sin la necesidad de contar con un Sistema PV real, lo que abarataría los costos de adquisición de equipos para un laboratorio.

## 1.4. Objetivos

### 1.4.1. Objetivo general

Emular un sistema solar fotovoltaico en un dispositivo de ejecución en RT de bajo costo para el desarrollo de un entorno de simulación basado en Hardware in the Loop, que permita analizar el comportamiento de las variables que caracterizan el sistema.

### 1.4.2. Objetivos específicos

- Modelar matemáticamente un sistema fotovoltaico (incluye procesos de conversión DC-DC, convertidores Boost/Buck, MPPT) mediante las herramientas de Matlab/Simulink que cumpla con requerimientos de rápida convergencia para su correcta implementación en un sistema de proceso de RT.
- Evaluar la arquitectura de programación más adecuada para implementar en la simulación RT basada en el NI myRIO y así obtener el mejor rendimiento de la plataforma.
- Implementación de un banco de pruebas del sistema fotovoltaico basado en los algoritmos y modelos matemáticos seleccionados para el sistema RT y así emular con el mejor rendimiento la representación de un sistema real.
- Comprobar el correcto funcionamiento del Sistema emulado, comparando los resultados del sistema implementado en hardware con los modelos matemáticos simulados para validar el correcto funcionamiento del banco de pruebas.

## 1.5. Contribuciones

El presente trabajo cumple con el aporte de:

- Implementación de modelos matemáticos desarrollados y previamente comprobados con software para la simulación, en un equipo de hardware basado en un procesador de RT y un field programmable gate array (FPGA), cumpliendo con la metodología de pruebas en (HIL), el cual se utilizará para comprobar el correcto funcionamiento de un panel fotovoltaico y sus componentes en el que se incluye un algoritmo (MPPT), un convertidor Buck/Boost, que se emularán en el equipo

para obtener los resultados que se plantearon en simulación y verificar que su funcionamiento este acorde a los parámetros establecidos en las hojas de datos del panel fotovoltaico.

- La emulación del panel fotovoltaico pone a prueba un modelo matemático que representa dicho sistema, y que responde a variables externas como la temperatura y la cantidad de irradiación luminosa, por lo que, al utilizar este tipo de arquitectura del sistema para pruebas con un dispositivo de bajo costo, abarata los costos de estudios previos a la implementación real de un sistema.
- Propuesta de un banco de pruebas que puede ser fácilmente implementado en laboratorios para análisis y estudios de distintos sistemas, basados en un equipo de bajo costo y con las herramientas de software que se manejan dentro de la Universidad Politécnica Salesiana, de manera que pueda contribuir con la investigación y el desarrollo.

## 1.6. Introducción a los sistemas fotovoltaicos

El principio de generación de un (panel PV) se muestra en la Figura 1.1, es importante mencionar que este tipo de celdas pueden extraer energía eléctrica mediante luces artificiales, sin embargo, este proceso es menos eficiente debido a la limitada capacidad de extracción de energía. Con respecto a los componentes que integran un panel fotovoltaico (PV) podemos mencionar los electrodos, elementos disponibles para conectar una carga directamente al PV por acción de la generación directa; de acuerdo con 3M [2016] la película reflectante por lo general son elementos micro estructurados para recuperar una parte significativa de la luz, este elemento permite que los rayos del sol no se reflejen fuera del panel fotovoltaico. El uso de este tipo de elementos permite extraer entre el 1.5 % y 2.5 % de energía eléctrica adicional en un panel fotovoltaico.

Una de las principales limitaciones de tecnologías relacionadas a paneles solares es la delimitación geográfica, debido a que la extracción de potencia está relacionada directamente con las horas de sol disponibles. Las horas de la noche también afectan a la capacidad de extracción de potencia de los paneles fotovoltaicos, debido a la baja eficiencia de este tipo de elementos, una de las principales preocupaciones al momento de implementar este tipo de sistemas es la falta de producción de energía eléctrica por parte de los paneles solares cuando las condiciones ambientales no son favorables. Sin embargo, al tener una fuente de energía inagotable, sistemas basados en energía solar se vuelven

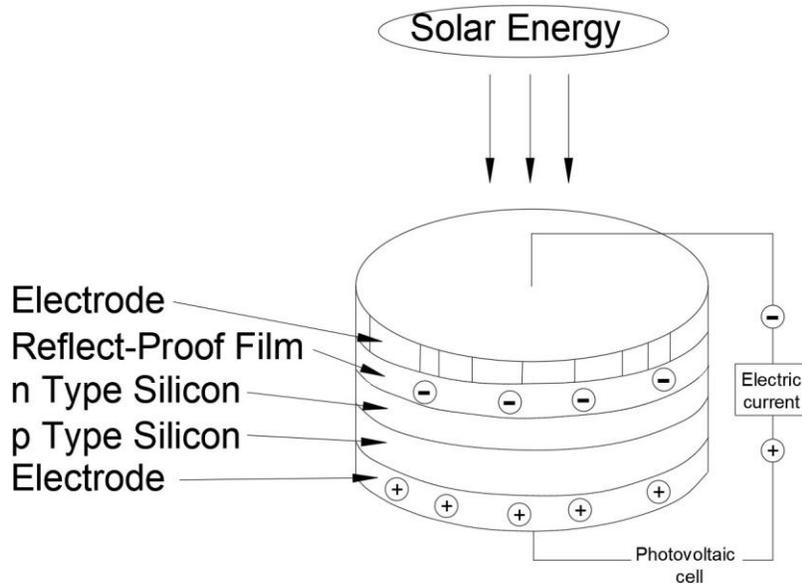


Figura 1.1: Proceso de generación eléctrica de un panel PV.

atractivos como instalaciones complementarias en hogares, industrias y consumidores en general [Bagheritabar et al. \[2018\]](#). Adicionalmente, dentro de la cantidad de energía emitida por el Sol, aproximadamente el 47.5 % llega de manera efectiva a la superficie de la tierra. Entre las maneras que la radiación solar llega a la superficie terrestre se encuentra la radiación directa, misma que incide sobre los objetivos iluminados directamente por el sol; por otro lado la radiación difusa absorbe la radiación por factores adicionales como el polvo, las nubes y el mismo aire (principal radiación disponible en días nublados); finalmente la radiación reflejada o albedo es la resultante de la reflexión de la radiación directa en elementos presentes en el entorno, este tipo de radiación es altamente aprovechada en zonas con presencia de nieveo en el mar. La Figura 1.2 muestra una representación de los principales componentes de la radiación solar [Carta et al. \[2009\]](#)

### Proyección de uso de sistemas fotovoltaicos en el Ecuador

Por su ubicación, el Ecuador cuenta con un elevado potencial en términos de recursos solares, gracias a la delimitación geográfica, el país recibe

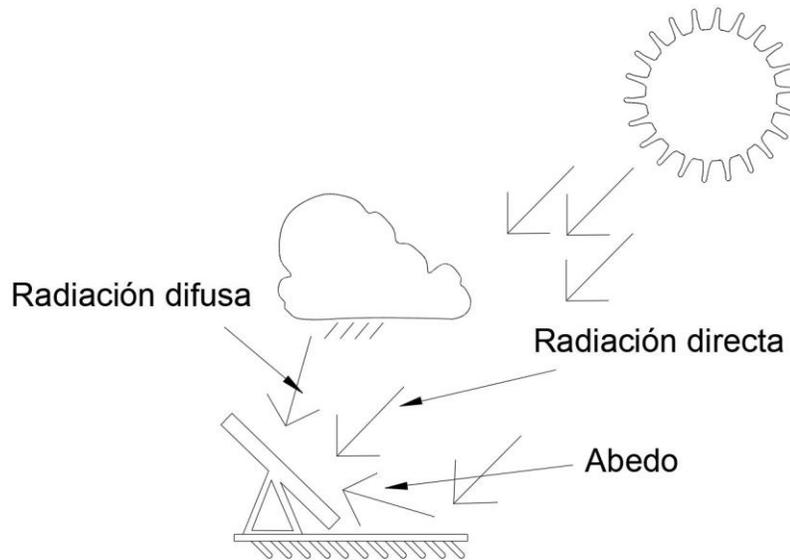


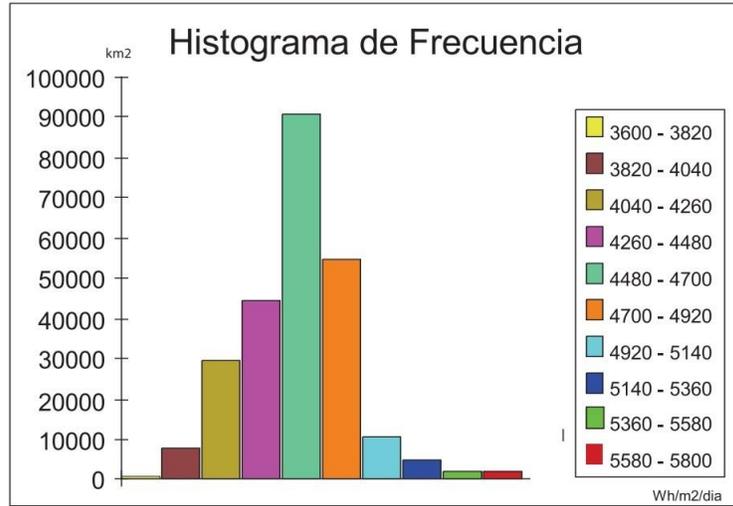
Figura 1.2: Componentes de la radiación solar.

una radiación perpendicular, sin cambios a lo largo del año y con un ángulo pitch constante. Se estima que entre 4 y 6  $KWh/m^2$  de energía es económicamente factible para una implementación, y Ecuador mantiene una media de 4.57  $KWh/m^2$  diarios [Cevallos-Sierra and Ramos-Martin \[2018\]](#) [CONELEC \[2008\]](#). La Figura 1.3 muestra las zonas con mayor insolación en el país, donde las provincias de Loja, El Oro, Cotopaxi, Pichincha y Santo Domingo presentan las condiciones idóneas para una implementación a gran escala; la Figura 1.4 presenta un histograma de frecuencia donde sintetiza el índice de radiación a lo largo de un año de análisis [Aguirre \[2018\]](#).

Ante el inminente cambio de la matriz energética en el país, el estado ha contribuido en el reemplazo del consumo de combustibles fósiles por un 51.78 % en la producción de energía renovable, esto representa 13.638,89 gigavatios hora  $GWh$  [ARCONEL \[2016\]](#).

Con respecto a implementaciones comerciales en Ecuador, es necesario evaluar la condición de radiación solar disponible en el territorio, esto se debe principalmente, a variaciones de la energía emitida por el sol y cambios de distancia entre el sol y la tierra. La ecuación 1.1 propuesta por Spencer describe la capacidad de irradiación de una locación específica. Donde,  $G_{on}$  es la irradiación extraterrestre sobre un plano normal a la dirección de los rayos solares  $W/m^2$ ,  $n$  define el día del año y  $G_{sc}$  define una constante solar [Perez \[2008\]](#).





Valor Máximo: 5 748 Wh/m2/dia  
 Valor Mínimo: 3634 Wh/m2/dia  
 Valor Promedio: 4574,99 Wh/m2/dia  
 Desviación Estándar: 301,4093 Wh/m2/dia

Figura 1.4: Histograma de frecuencia de irradiación en Ecuador [CONELEC \[2008\]](#).

En este sentido, para una implementación de características industriales o en sistemas que requieren gran demanda energética es necesario evaluar el comportamiento de los controladores a fin de maximizar la capacidad de extracción de potencia eléctrica. Diversos autores mencionan la importancia de evaluar el comportamiento del diseño de controladores en sistemas (HIL), en [Nithin et al. \[2017\]](#) los autores desarrollan la implementación de hardware basado en FPGA de un sistema de energía solar fotovoltaica, en [Ickilli et al. \[2012\]](#) se presenta un sistema de emulación de un panel PV a fin de poner a prueba la capacidad de respuesta del dispositivo; finalmente, un sistema de bajo costo de simulación basado en dispositivos FPGA [Moussa et al. \[2017a\]](#).

### Técnicas de control en sistemas fotovoltaicos

Un sistema de generación basado en paneles fotovoltaicos funciona en un rango delimitado de voltaje y corriente; sin embargo, la máxima potencia de extracción ocurre para un valor de voltaje y corriente específico. La potencia depende de los valores de irradiación y temperatura, por lo que estas variaciones inducen una variación entre la extracción de potencia y el punto de potencia máxima (MPPT). Por lo tanto, para llegar al punto de máxima generación dentro de condiciones específicas, se utiliza un algoritmo de control (MPPT), mismo que permite el control de punto de funcionamiento del módulo fotovoltaico [Chettibi and Mellit \[2014\]](#) [Achary et al. \[2014\]](#). Varias técnicas de control de MPPT se han desarrollado para sistemas fotovoltaicos, estos permiten mejorar la capacidad de extracción de potencia proporcionando sistemas más eficientes; en términos de desarrollo, se han propuesto diferentes técnicas de búsqueda de puntos de potencia óptimos, destaca el algoritmo de Perturbación y observación (P&O) [Yuwanda et al. \[2020\]](#), mismo que es un algoritmo ampliamente utilizado; otra técnica de control es Hill-Climbing (H-C) [Bahari et al. \[2016\]](#), métodos de conductancia incremental [Hussein et al. \[1995\]](#), y otros métodos de mejora pueden encontrarse en [Adam and Miyauchi \[2017\]](#) y [Jia and Wu \[2016\]](#). P&O presenta una estrategia de control convencional que afecta el MPPT con una señal de regulación en función de cada ciclo de trabajo. El tiempo de respuesta permite mejorar el desempeño del sistema, si el ciclo de trabajo es demasiado pequeño, el tiempo de respuesta se incrementará.

Para evaluar los controladores y distintos componentes dentro del desarrollo de un sistema integrado, se necesita analizar la capacidad de respuesta en una planta real. Para ello, un método adecuado para evaluar el diseño es utilizar la técnica (HIL), que proporciona una solución eficiente que no requiere de una gran cantidad de recursos para evaluar un sistema, y que aporta en mucho antes de ser implementado en un sistema real [Abbes et al. \[2015\]](#). A través de la evaluación del controlador, el modelo se utiliza para precisar los parámetros del sistema y controlador, así mismo se comprueba la salida del sistema evaluado con respecto al modelo real y se mejora la dinámica del comportamiento. Estos sistemas de evaluación utilizan un algoritmo de búsqueda entre curvas en función del voltaje y corriente del panel fotovoltaico [Moussa et al. \[2017a\]](#). Entre algunas ventajas de utilizar un emulador HIL son: [Ickilli et al. \[2012\]](#):

- El emulador de panel fotovoltaico requiere menos espacio.

- Cualquier condición atmosférica se puede simular fácilmente.
- Se pueden establecer diferentes tipos de características de células solares simulados.
- Los emuladores fotovoltaicos se pueden utilizar con fines de calibración.
- Además, al ser un dispositivo programable, el emulador de panel fotovoltaico puede protegerse a sí mismo en caso de sobrecarga o cortocircuito

## 1.7. Organización del manuscrito

El manuscrito se encuentra dividido en 5 capítulos en los cuales:

El capítulo 1 aborda una breve introducción del tema en el que se incluye la fundamentación de la selección del tema referente al interés general sobre las energías renovables, el uso de generación de energía limpia con el uso de paneles solares, y un marco teórico referente al tema.

El Capítulo 2 explica a detalle la revisión teórica, enfocado en los componentes que forman el sistema HIL, desde el planteamiento matemático que rigen las ecuaciones que representan a los paneles fotovoltaicos y a sus componentes, hasta la selección del hardware y las diferentes metodologías y arquitecturas disponibles tanto en software como en hardware. Se plantea los limitantes de metodologías y arquitecturas clásicas, así como una visión general de la implementación y adaptación de los modelos, metodologías y técnicas para la emulación de los paneles fotovoltaicos.

En el capítulo 3 se desarrolla la implementación del análisis teórico a la simulación, a través de las pruebas respectivas que incluyen todos los componentes que se utilizan con el panel PV, así como también se describe el uso del software y procedimientos para implementar esos modelos matemáticos generados dentro del Hardware, referente al HIL.

Por último, los capítulos 4 y 5, se desarrolla la implementación de los distintos bancos de prueba en el que se verifica el funcionamiento independiente de una celda solar, así como el conjunto de celdas que representan a un panel fotovoltaico, al vacío, y con una carga que será representada por una resistencia fija. Los resultados obtenidos en los bancos de pruebas implementados en el hardware son analizados y comparados con las simulaciones y las hojas de datos del equipo del PV, por lo que se plantean las conclusiones y recomendaciones de los datos obtenidos.

## **Capítulo 2**

# **Fundamentación teórica**

Esta sección desarrolla los fundamentos teóricos necesarios en referencia a los paneles PV. Se presentan los modelos matemáticos a partir de la formulación de relaciones matemáticas que delimitan el comportamiento del panel; adicionalmente se presentan los componentes, recomendaciones de arquitectura y técnicas para un sistema basado en RT. Finalmente una breve reseña de emuladores comerciales actuales y proyecciones futuras de las implementaciones son detalladas.

## 2.1. Descripción del sistema

Un sistema de generación fotovoltaico, en términos sencillos puede ser descrito como la agrupación y operación de un conjunto de elementos que permiten transformar la energía solar en energía eléctrica. La energía solar a partir de elementos fotovoltaicos se basa en incorporar paneles PV, mismas que son manufacturadas a partir de materiales semiconductores cristalinos que, por efecto fotovoltaico generan corriente eléctrica, siempre cuando una fuente de radiación solar actúe sobre estos elementos; dentro de los componentes utilizados, el silicio se considera uno de los elementos principales al momento de manufacturar paneles PV [Carta et al. \[2009\]](#). Es importante mencionar que este tipo de sistemas en particular, han sido implementados ampliamente durante décadas, sin embargo, con el desarrollo de tecnología de producción e investigación referente a materiales, cada vez la eficiencia de estos dispositivos se incrementa, lo cual se traduce en dispositivos más competitivos, con capacidad de extraer una mayor cantidad de corriente eléctrica y que al trabajar con una fuente de energía renovable, proporcionan las condiciones idóneas en función de la tendencia mundial de utilizar energías limpias y dispositivos con un largo ciclo de vida.

La generación de corriente eléctrica mediante paneles PV tiene una amplia variedad de aplicaciones; uno de los principales usos de este tipo de sistemas es proporcionar energía eléctrica a zonas sin suministro eléctrico, un segundo uso consiste en incorporar energía eléctrica a las redes de distribución, así como aplicaciones específicas como en la aeronáutica o en aplicaciones espaciales; en cualquiera de los casos, los componentes fotovoltaicos encargados de realizar las operaciones son: un módulo o panel PV, una batería, un regulador de carga, un inversor y la carga a alimentar. Este conjunto de sistemas permite realizar cuatro funciones fundamentales [Carta et al. \[2009\]](#) [Biomass-Users-Network \[2002\]](#):

- Transformar directa y eficientemente la energía solar en energía eléctrica .
- Almacenar adecuadamente la energía eléctrica generada.
- Proveer adecuadamente la energía producida (el consumo) y almacenada.
- Utilizar eficientemente la energía producida y almacenada.

Diversos factores como la luz solar, las condiciones climáticas, horas de incidencia de radiación, tienen un efecto significativo para la capacidad de

producir corriente eléctrica en un panel PV [Mutoh et al. \[2006\]](#) [Zulu and Kashweka \[2013\]](#). La potencia de salida tiene una relación directa entre la cantidad de corriente generada y las especificaciones técnicas de cada panel PV dentro de la composición de los paneles [Minnaert \[2014\]](#) [Bagheritabar et al. \[2018\]](#) [Aguirre \[2018\]](#); algunas de las limitaciones de este tipo de paneles destaca la necesidad de la limpieza de los paneles, puesto que con el paso del tiempo la acumulación de polvo reduce la capacidad de absorber radiación. Actualmente el desarrollo de elementos de limpieza autónomos en paneles solares tiene un crecimiento exponencial, por lo que se estima que en los próximos años esta limitación de implementación se vea eliminada. La Figura 2.1 muestra la relación entre la interconexión de los componentes mencionados en esta sección; mientras que la Figura 2.2 muestra un diagrama de bloques equivalente, donde se aprecia la relación e interconexión entre los componentes de un sistema de generación basado en paneles PV.

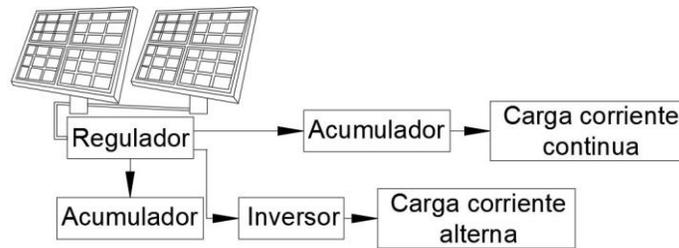


Figura 2.1: Interconexión de elementos en un sistema con paneles solares.

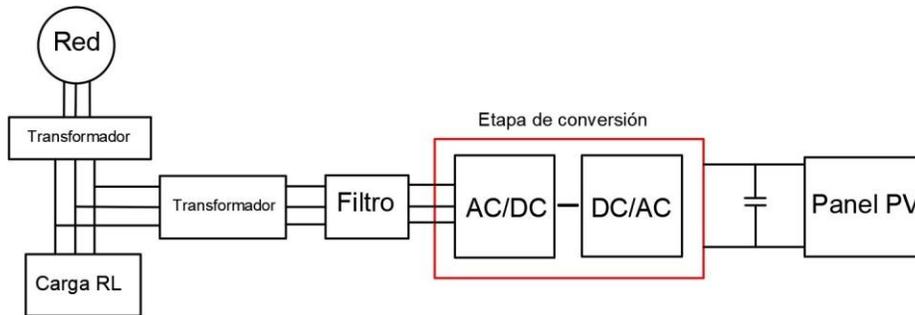


Figura 2.2: Diagrama de bloques de los elementos en un sistema con paneles solares.

## 2.2. Modelo matemático en sistemas PV

Con respecto al modelo matemático de una celda fotovoltaica, un modelo equivalente mediante un diodo único ha sido considerado, gracias al circuito planteado; mismo que se considera ideal, y permite realizar el correcto estudio de las relaciones matemáticas que delimitan el comportamiento del panel PV para usarlos en la simulación HIL, como el uso de otros modelos para su experimentación. Todos estos serán construidos mediante Matlab/Simulink en los siguientes apartados.

**Interpretación matemática:** Para el análisis del panel PV propuesto, un modelo basado en cinco parámetros se ilustra en la Figura 2.3, donde se muestra la distribución de elementos. Para la simulación, la consigna básica del panel es un modelo ideal, lo que indica que el panel no se degrada con el tiempo; la fuente de corriente representa las corrientes generadas a partir de los fotones cuando la fuente de radiación incide sobre el panel, el diodo conectado a través de la fuente de corriente sirve para mostrar el efecto de la difusión de carga en el semiconductor, es así que este modelo proporciona las características suficientes para analizar la generación de corriente Achary et al. [2014] Moussa et al. [2017b]. Las relaciones matemáticas representan la correlación entre las variables, parámetros y restricciones generadas por la dinámica de funcionamiento de un sistema de panel PV; las cualidades y características principales del modelo proporcionan la información necesaria para evaluar posteriormente el algoritmo de control propuesto mediante una estrategia de P&O.

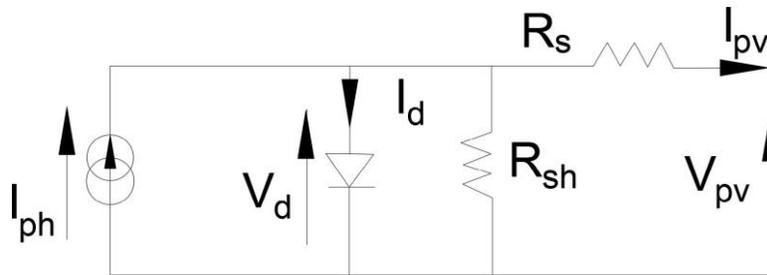


Figura 2.3: Modelo matemático de una celda solar de un solo diodo.

En resumen, el modelo consiste en una fuente de corriente en paralelo con el diodo, la luz de la celda determinará la salida de la fuente de corriente  $I_{ph}$ .  $R_{sh}$  y  $R_s$  son la derivación intrínseca y la resistencia en serie de la celda, respectivamente. La característica  $I-V$  de la celda es determinada por el diodo que caracteriza la unión de los semiconductores

que componen la celda solar. Las celdas fotovoltaicas se agrupan en unidades más grandes para formar módulos fotovoltaicos, estos módulos se conectan en serie o en paralelo para crear una matriz fotovoltaica y obtener la energía eléctrica necesaria. Aplicando la ley de corriente de Kirchoff (LCK), las características de voltaje de corriente  $I - V$  del panel se pueden expresar como la ecuación 2.1; donde  $I_{pv}$  es igual a la corriente de la celda,  $I_{ph}$  es igual a la corriente fotónica,  $I_{sh}$  es igual a la corriente de derivación,  $q$  es igual a la carga de un electrón  $1,6 \times 10^{-19} C$ ,  $K$  es igual a la constante de Boltzmann  $1,3805 \times 10^{-23} C$  y  $T$  es igual a la temperatura en grados Kelvin Palahalli et al. [2018] Hamdi et al. [2019] Subudhi and Pradhan [2019].

$$I_{pv} = I_{ph} - I_o * [\exp^{\frac{qV}{KT}} - 1] - I_{sh} \quad (2.1)$$

La corriente fotónica del panel PV se puede calcular en función de los términos de la ecuación 2.2 donde  $\lambda$  es igual a la proporción de irradiación solar,  $I_{sc}$  es igual a la corriente de corto circuito de celda,  $k_i$  es igual al coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito,  $T_{cell}$  y  $T_{ref}$  es igual a la temperatura de referencia de la celda en grados Kelvin [Ickilli et al. [2012] Abbes et al. [2015].

$$I_{ph} = [I_{sc} + k_i(T_{cell} - T_{ref})] * \lambda \quad (2.2)$$

Por lo tanto, la corriente de saturación del diodo  $I_o$  y la corriente inversa de saturación del diodo  $I_{rs}$  se encuentran definidas por la ecuación 2.3 y la ecuación 2.4 respectivamente Ickilli et al. [2012] Palahalli et al. [2018] Bahari et al. [2016]; donde  $E_g$  es la brecha de energía de banda del material semiconductor,  $n$  es igual al factor ideal del diodo,  $N_{cell}$  es igual al número de paneles PV en serie (en el caso de requerir un módulo de paneles) y  $V_{oc}$  es igual al voltaje de circuito abierto de la celda.

$$I_o = I_{rs} \left[ \frac{T_{cell}}{T_{ref}} \right]^3 * \exp \left[ \frac{qE_g}{nK} \left( \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_{cell}} \right) \right] \quad (2.3)$$

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{\left[ \exp \left( \frac{qV_{oc}}{N_{cell} * K * n * T_{cell}} \right) - 1 \right]} \quad (2.4)$$

Si no existe flujo de corriente en el panel PV hacia la carga, la celda tendrá su valor de voltaje máximo, por ejemplo, cuando la celda está en circuito

abierto el voltaje máximo es igual a  $V_{oc}$ , lo que indica que por el diodo circula toda la corriente del panel PV. El voltaje  $V_{oc}$  se calcula mediante la ecuación 2.5 Herrera [2013].

$$V_{oc} = \frac{KT}{q} * \ln\left[\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right] \tag{2.5}$$

Existe un punto en la curva de potencia, donde no se ha llegado a los puntos límites de  $V_{oc}$  ni de  $I_{sc}$ , donde se conoce que el valor se encuentra en su punto máximo de potencia MPP, en el cuál, en ese instante la celdase encuentra en la mayor capacidad de extracción de potencia eléctrica, loque indica el punto sobre el cual el sistema debe trabajar para mantener una mayor eficiencia. La corriente de derivación para este caso se presenta en la ecuación 2.6 Abbes et al. [2015] Herrera [2013].

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} - R_s I_{pv}}{R_{sh}} \tag{2.6}$$

La configuración de las resistencias  $R_s$  y  $R_{sh}$  corresponden a las únicas variables dentro del sistema de generación fotovoltaico. Es así como cada valor de  $R_s$  corresponde a un valor específico de  $R_{sh}$  para mantener la curva de potencia en su valor máximo Moussa et al. [2017b] Bahari et al. [2016]. En este sentido, encontrar los valores estimados para configurar el sistema en su valor óptimo es de suma importancia; la potencia máxima se encuentra a través de la ecuación 2.7, donde  $I_{mp}$  es el valor de la corriente correspondiente al MPP y  $V_{mp}$  corresponde al voltaje en el punto de máxima extracción.

$$P_{max,m} = V_{mp} \left( I_{pv} - I_0 \left[ \exp\left[ \frac{q}{KT_{cell}} \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{nN_{cell}} \right] - 1 \right] - \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{R_{sh}} \right) \tag{2.7}$$

### 2.3. Diseños formulados

En base al modelo presentado en la Figura 2.3, el modelo formulado respeta la configuración y ecuaciones propuestas, mismas que responden al comportamiento del panel PV. Resolviendo la LCK en términos de  $I_{pv}$  se obtiene la relación presentada en la ecuación 2.8; de igual manera, la expresión de la ecuación 2.9 presenta la relación entre las corrientes del modelo basado en un diodo único en función de la corriente y voltaje de

operación de los paneles PV donde  $V_d$  es igual al voltaje del diodo y  $V_t$  es igual al voltaje térmico del diodo [Yuwanda et al. \[2020\]](#).

$$I_{ph} + I_d + I_{sh} + I_{pv} = 0 \tag{2.8}$$

$$I_{ph} - I_0 \left( \exp \frac{V_d}{V_t} - 1 \right) - \frac{V_d}{R_{sh}} - I_{pv} = 0 \tag{2.9}$$

Mediante manipulaciones matemáticas de la ecuación 2.9 para el voltaje del diodo, la corriente  $I_{pv}$  puede ser calculada al medir el voltaje generado por el panel PV, siempre y cuando se alimente la corriente de la fuente; o en su defecto, si se alimenta la fuente de corriente de la celda se puede estimar el valor del voltaje del panel. Para la simulación del sistema mediante la técnica HIL, es importante mencionar que la relación de impedancias del modelo debe ser menor a uno; en este sentido, los valores para dimensionar la resistencia  $R_s$  deben ser valores menores que la resistencia  $R_{sh}$  a fin de mantener la relación de impedancias. Una representación del modelo resultante del panel PV se puede representar mediante el esquema que se muestra en la Figura 2.4.

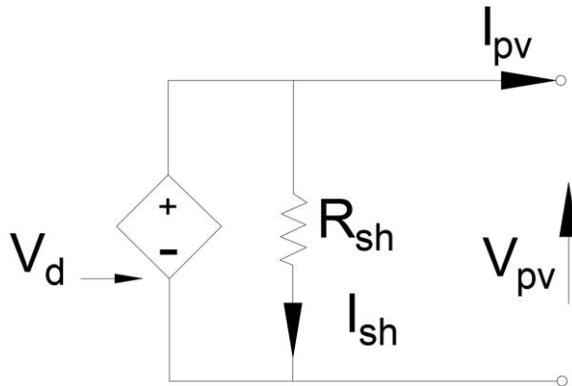


Figura 2.4: Modelo matemático del PV en función del Voltaje.

Con respecto a las pruebas necesarias mediante HIL de los paneles PV propuestos, la estrategia de simulación busca controlar la fuente de corriente a fin de inducir las características de la carga del sistema; en este sentido, la corriente generada en el panel PV se induce mientras se estima el valor del voltaje del diodo.

La relación que expresa el comportamiento de  $V_d$ , así como la solución de la igualdad se presentan en la ecuación 2.10 y ecuación 2.11 respectivamente.

$$f^j(V_d) = -I_0 \left[ \frac{\exp \frac{V_d}{V_t}}{V_t} \right] - \frac{1}{R_{sh}} = 0 \tag{2.10}$$

$$V_{d+1} = V_d - \frac{f(V_d)}{f'(V_d)} \tag{2.11}$$

Los parámetros de caracterización del comportamiento de un panel PV puede ser fácilmente interpretados, los elementos que describen la eficiencia y capacidad de respuesta de las celdas son las curvas entre corriente y voltaje, así como de potencia y voltaje. Mediante la variación de la carga conectada a los paneles PV, y manteniendo constantes la temperatura e irradiación, la corriente y voltaje cambian produciendo una familia de curvas características como se muestra en la Figura 2.5 Lay-Ekuakille et al. [2009].

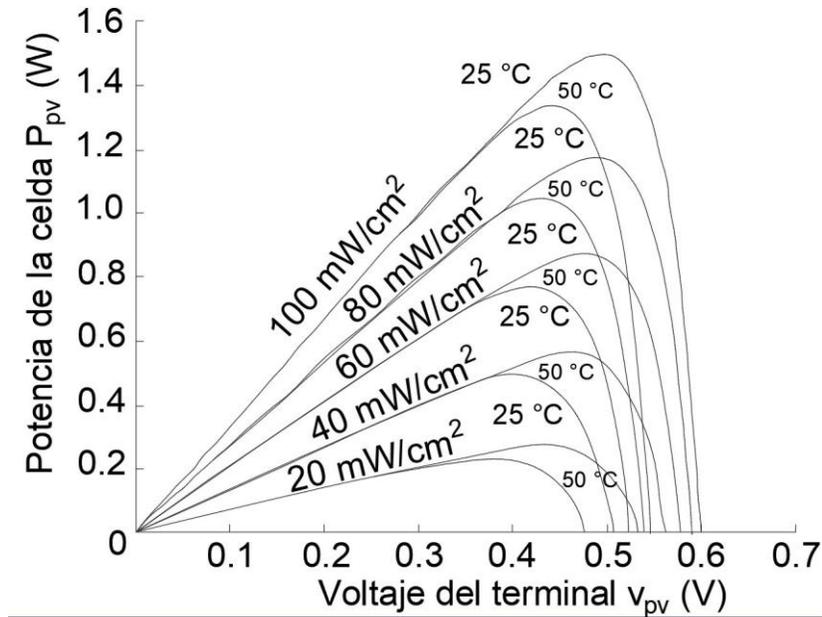


Figura 2.5: Curvas características entre potencia y voltaje de una celda PV.

## 2.4. Componentes del sistema HIL

HIL es una técnica ampliamente utilizada en sistemas embebidos para la evaluación del desempeño de sistemas complejos ante la incorporación de controladores en RT. En la actualidad el modelado y simulación de sistemas de generación eléctrica son ampliamente utilizados, con especial énfasis en sistemas de generación PV de gran dimensionamiento; estas simulaciones proporcionan información inicial del desempeño del sistema, [Edrington et al. \[2015\]](#):

- Cambios dinámicos en la entrada del sistema, así como de perturbaciones en las variables a medir.
- Las simulaciones requieren una correcta interpretación de los resultados, así como el tiempo de evaluación a largo plazo.
- Variaciones en las condiciones de simulación a lo largo del tiempo (condiciones medioambientales).

La validación de los resultados a través de las consideraciones presentadas, representan un riesgo al momento de evaluar el desempeño de un elemento de control en sistemas de gran capacidad de extracción, es por ello que sistemas basados en simulación en RT han ganado terreno en la actualidad, por lo cuál, a través de estos sistemas los mecanismos de validación permiten estimar el comportamiento de un sistema con mayor precisión, respecto a la respuesta, en función de posibles perturbaciones y variaciones en las condiciones de operación. En este sentido, la técnica HIL permite emular y solventar las limitaciones generadas en métodos de simulación convencionales; gracias a la emulación mediante un dispositivo de adquisición de datos como un FPGA, la validación mediante hardware permite ajustar los parámetros de un controla fin de satisfacer los requerimientos de diseño.

Estos sistemas de simulación en RT tienen restricciones muy estrictas con respecto a requerimientos técnicos como tiempos de muestreo, potencia de procesamiento de datos, protocolos de comunicación, entre otros [Abourida et al. \[2002\]](#) Por esta razón, un dispositivo FPGA tiene prestaciones superiores que otros dispositivos de adquisición de datos. La principal ventajaradica en la capacidad de muestrear datos a frecuencias elevadas, lo que garantiza un mejor rendimiento, además de un bajo consumo energético;al ser un elemento al cual se pueden incorporar funcionalidades, un FPGA minimiza los requisitos de hardware adicionales y reduce considerablemente el costo de una implementación. Otra ventaja de los dispositivos FPGA es

la capacidad para implementar arquitecturas paralelas que proporcionan un tiempo de ejecución más corto [Chettibi and Mellit \[2014\]](#).

Dentro de la técnica HIL, es importante mencionar diversos componentes que interactúan dentro de la evaluación de desempeño. Entre los componentes utilizados en la propuesta destaca el elemento de hardware, mismo que proporciona la información referente al modelo, así como las características y parámetros del panel PV comercial implementado, sistemas de adquisición de datos a través de conversores analógicos-digitales, un elemento de amplificación para simular el punto de acoplamiento común (PCC) entre el sensor y el sistema a validar; finalmente, un elemento de simulación e interacción es necesario. Un esquema de la interconexión de los componentes se aprecia en la Figura 2.6 donde se muestra la relación entre los componentes necesarios para aplicar la técnica HIL [Strasser \[2015\]](#).

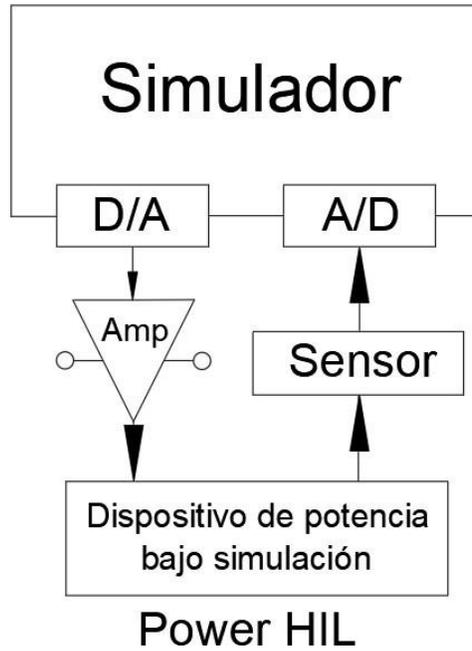


Figura 2.6: Diagrama de bloques de un sistema HIL.

## 2.5. Emulación de hardware en RT

Con el desarrollo de tecnologías referentes a entornos de validación de sistemas complejos, la técnica HIL al ser un simulador en RT se encuentra en la capacidad de ejecutar un modelo a gran escala en torno a la disposición física de elementos; por lo tanto, es una herramienta idónea para simular largos periodos de funcionamiento de sistemas complejos [Guo et al. \[2013\]](#). HIL es altamente caracterizado por trabajar mediante componentes reales y elementos simulados en RT; en este sentido, el hardware del sistema de control y el software dimensionado en función de los requerimientos de simulación en RT trabajan de manera coordinada. Dentro de una implementación HIL podemos mencionar el hardware bajo prueba (HUT), el (VSS) y una interfaz que permite la comunicación entre los elementos previamente mencionados [Strasser \[2015\]](#). La emulación en HIL es categorizada en 2 grupos:

- Controller hardware in the loop (CHIL)
- Power hardware in the loop (PHIL)

### 2.5.1. CHIL y PHIL

PHIL es una técnica que permite eliminar riesgos presentes en los experimentos, proporciona información necesaria con respecto a las pruebas realizadas, puede escalarse a sistemas más complejos, lo que permite una validación más rentable en términos de recursos y que permite verificar de manera adecuada y eficaz los modelos, así como las técnicas de control implementadas en modelos matemáticos [Edrington et al. \[2015\]](#). En este sentido, cualquier simulación HIL que implique la transferencia de energía desde o hacia el HUT se denomina PHIL; en este caso, parte del sistema de energía es simulado internamente y la otra parte mediante hardware, para ello es necesario incorporar una fuente de alimentación externa con su debida ventilación (a través de la interfaz PHIL), misma que permitirá extraer o disipar energía en función de los requerimientos de simulación [Strasser \[2015\]](#).

Para la generación de señales, tanto las señales de entrada como errores entre comparadores, son calculadas en un entorno puramente virtual, mediante procesos internos donde se involucran elementos físicos como amplificadores; con respecto a las realimentaciones de los sistemas simulados, elementos de conversión de señales son implementados a fin de acondicionar la señal y garantizar que no existan perturbaciones externas que puedan afectar el rendimiento del sistema en condiciones normales de operación.

Por otro lado, si el sistema HIL involucra hardware real para el controlador que es capaz de interactuar con el resto del sistema simulado, se denomina CHIL. Esta técnica se utiliza ampliamente para la creación de controladores en fases de desarrollo cortas; sin embargo, CHIL no tiene la capacidad de transferir energía real, así, el sistema de potencia se modela como un sistema virtual dentro del simulador, y el hardware del controlador externo interactúa con diferentes señales a través de un modulo de entradas y salidas (E/S) con en el entorno de simulación [Strasser \[2015\]](#). Un proceso básico de funcionamiento esta presente en sistemas donde el controlador regula las señales del sistema en función de la retroalimentación de error, mismas que son procesadas mediante el entorno virtual de simulación. La Figura 2.7 muestra la diferencia entre CHIL y PHIL donde se muestran los principales componentes de cada técnica, así de como interactúan los componentes presentes en cada mecanismo de simulación.

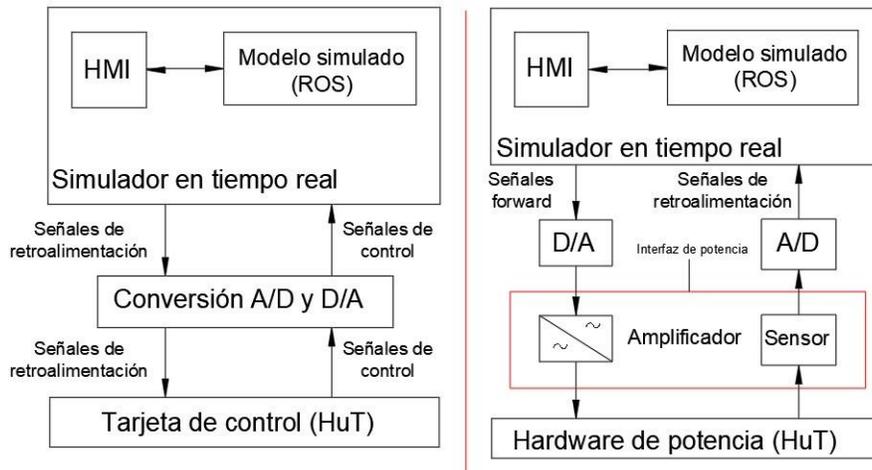


Figura 2.7: Diferencias entre CHIL y PHIL.

### 2.5.2. Metodología aplicada en emulación de sistemas

La principal ventaja de la técnica PHIL, es el mecanismo de evaluación a fin de probar sistemas complejos sin tener de manipularlos físicamente; es decir, la técnica permite emular el funcionamiento de manera que se evite el riesgo en los componentes electrónicos de conmutación, comunicación y de potencia, así como sensores, actuadores, entre otros [Palahalli et al. \[2018\]](#). Este mecanismo de simulación permite evaluar el desempeño antes de una

implementación real. El hardware elegido tiene la capacidad de dividir el proceso en diferentes subsistemas, permitiendo la simulación de diferentes condiciones climáticas, entradas de irradiación, entre otros. Este trabajo propone el simulador en RT para la evaluar el desempeño de un sistema fotovoltaico para diversas cargas, variaciones climáticas y, además, para una estrategia de control basado en *P&O*.

El diseño de un sistema de simulación basado en PHIL se basa en la configuración paralela de la simulación por computadora de los subsistemas presentes en un modelo de panel PV, esta simulación se denomina *rest of the system ROS* basado en simulación en RT; así como el diseño de la técnica de control y las mediciones basadas en HUT, misma que se enlaza a través de la simulación en RT y su interfaz mediante módulos de entrada y salida, mediante elementos de conversión analógicos y digitales. Un componente fundamental en el enfoque en P-HIL es la naturaleza del lazo cerrado en sus interfaces, permitiendo una interacción de 2 vías entre el HUT y los sistemas virtuales de simulación *VSS* [Fei et al. \[2014\]](#). Cuando un subsistema (módulo o dispositivo) tiene que ser desplegado dentro de un gran sistema, es recomendable hacer pruebas PHIL, siendo este dispositivo un elemento de prueba como una unidad HUT mientras que el sistema complejo debe emularse en el sistema basado en RT. La principal idea de implementación es el nivel de interacción entre los sistemas, además de mitigar los posibles errores generados de la interacción de los subsistemas presentes en el sistema de generación con un panel PV.

Las pruebas desarrolladas mediante PHIL pueden ser evaluadas dentro de un laboratorio con un ambiente totalmente controlado, lo que permite conseguir resultados rápidos y fiables, asegurando resultados mediante la incorporación de HUTs para evaluar el desempeño en condiciones extremas o peligrosas. Implementar técnicas basadas en PHIL tiene amplias ventajas, aunque en periodos anteriores la comunidad científica utilizó métodos tradicionales, así como nuevas tecnologías para evaluar el desempeño de sistemas y controladores. Sin embargo, gracias a los avances de los FPGAs y los crecientes problemas de energía, en conjunto con el requerimiento de uso de energías renovables, las pruebas PHIL han ganado terreno en términos de metodología de pruebas, tanto para el diseño, evaluación e integración a una red general; por lo que es un método que reduce riesgos y que además permite emular un entorno más realista que la simulación de software por sí sola [Ghanbari and Bhattacharya \[2019a\]](#).

### **2.5.3. Procedimiento en simulación basada en PHIL**

Con respecto a los procedimientos de simulación basados en la técnica PHIL, diferentes metodologías pueden ser abordadas; es importante mencionar que los procesos que interactúan en el sistema, así como los mecanismos y dispositivos presentes en la técnica de evaluación puede ser descrito en el procedimiento que se detalla en esta sección. Para el desarrollo del caso de prueba, es importante definir la posible configuración del sistema eléctrico, así como los subsistemas que interactúan en el modelo de generación basado en paneles PV. Para ello es importante seleccionar los parámetros configurables de la celda solar a fin de extraer en su totalidad la información necesaria correspondiente al funcionamiento y respuestas, con la incorporación del controlador a entradas variables de irradiación, así como de diferentes condiciones atmosféricas, mismas que responderán a la capacidad de extracción de potencia del sistema propuesto; con respecto al análisis y selección del equipo es importante validar la selección del simulador en RT, tanto por los elementos amplificadores y de filtrado en los diferentes módulos de entrada y salida como los subsistemas presentes en la simulación, adicionalmente es importante analizar los dispositivos referentes a instrumentación a fin de garantizar que la recolección de datos se realice de manera adecuada.

Para la fase de modelamiento es importante analizar la interacción del sistema equivalente desarrollado, así como su desempeño en condiciones reales de operación; en este sentido, es importante incorporar valores de pérdida de potencia, así como factores que tengan una relación directa entre los fenómenos presentados en la realidad con la capacidad de extracción de potencia del sistema. Con respecto a la ejecución offline, las pruebas contempladas para la emulación deben responder a un correcto dimensionamiento del controlador, capaz de mantener un desempeño correcto a fin de evaluar la viabilidad del modelo en condiciones de lazo abierto, en condiciones de retroalimentación o con perturbaciones adicionales generadas por fenómenos presentes en la vida real.

Para comprobar la estabilidad del sistema propuesto mediante una simulación offline, se debe tener en cuenta la verificación de los errores del sistema de simulación, así como la precisión de la señal, histéresis, método de recolección de datos y demás factores que influyen en la calidad de respuesta del sistema. A través de esta comprobación, la evaluación de la estabilidad del sistema debe realizarse a partir de las funciones de transferencia del modelo en lazo abierto y en lazo cerrado, esto para garantizar que los polos resultantes de la retroalimentación del sistema permitan ubicarlas dentro del

semiplano izquierdo, garantizando así un comportamiento estable a lo largo del periodo de simulación como se detalla en [Chettibi and Mellit \[2014\]](#) [Palahalli et al. \[2018\]](#).

Para la verificación de la correcta comunicación entre las señales presentes en los módulos de entrada y salida es importante realizar un diagnóstico inicial de estos, posteriormente del HUT, así como de los elementos conversores de señales a fin de verificar la correcta adquisición, filtrado y amplificación de señales presentes en el sistema PV. Para la integración y verificación de las seguridades necesarias en hardware y software es importante diseñar y dimensionar sistemas de interfaz humano maquina (HMI), sistemas de gestión autónomos, sistemas de alarma y demás mecanismos de control del sistema propuesto. Finalmente, para la ejecución de la simulación online del sistema basado en la técnica PHIL, las operaciones realizadas en lazo cerrado a lo largo de los cálculos matemáticos y comunicación entre los sistemas HIL deben ser evaluados considerando singularidades presentadas en el mundo real, así como en la facilidad de recolección de datos para su posterior análisis. La Figura 2.8 muestra un diagrama equivalente del proceso de simulación basada en PHIL.

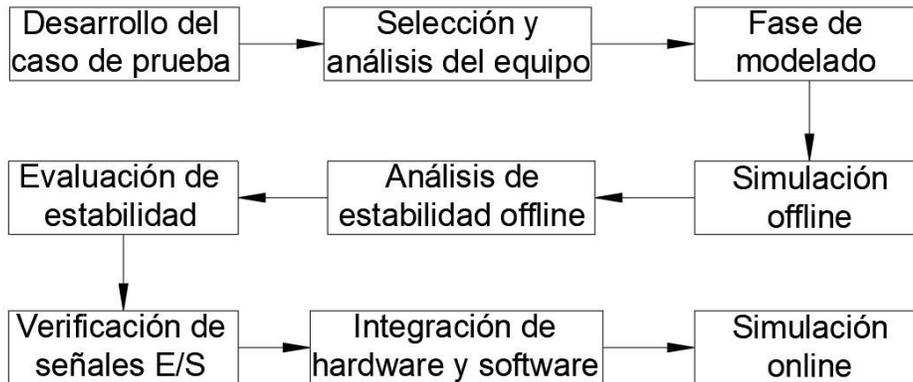


Figura 2.8: Diagrama de bloques del proceso de simulación HIL.

#### 2.5.4. Arquitectura PHIL

En cuanto a la arquitectura referente a la emulación PHIL, una parte del sistema de potencia es emulado en el procesador RT, mientras que lo demás se mantiene con el valor de sus elementos físicos. El intercambio de energía entre los subsistemas involucrados se asegura por medio de amplificadores

de potencia [Dagbagi \[2006\]](#). La configuración básica de una simulación PHIL se muestra en la Figura 2.9.

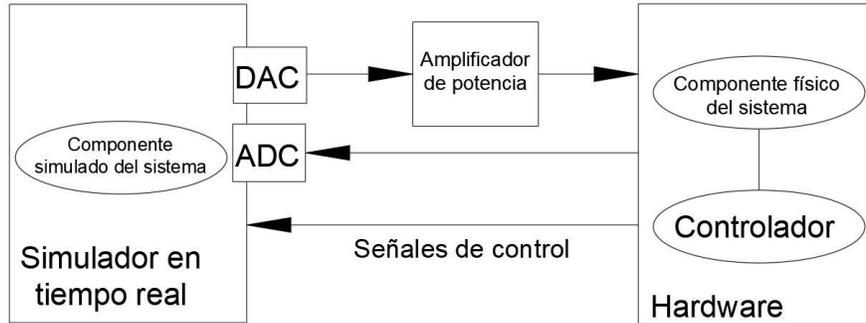


Figura 2.9: Estructura de una simulación PHIL.

Como se muestra en la Figura 2.9, la arquitectura de simulación cooperativa consta de tres componentes principales: el hardware PHIL, el modelo de distribución y el enlace de comunicación. Las técnicas PHIL se utilizan para simular dos tipos de fenómenos: la dinámica eléctrica del sistema de distribución en PCC y la respuesta de la matriz fotovoltaica a las condiciones ambientales variables [Palmintier et al. \[2015\]](#).

### 2.5.5. Estrategias de control

Con respecto a las técnicas de control, existe un punto en la curva del panel PV donde existe la potencia máxima extraída en función de una entrada de irradiación específica. En este sentido, diversas técnicas de control se han desarrollado en torno a maximizar la capacidad de extracción de potencia de estos dispositivos. Si el panel PV está conectado directamente a la carga, el voltaje del terminal de la celda se fijará de acuerdo con la corriente consumida en ese momento; por lo tanto, no existe garantía de que se entregue la máxima potencia [Balan et al. \[2015\]](#) [Subudhi and Pradhan \[2019\]](#).

La estrategia para mantener el punto de extracción máximo consiste en variar la carga conectada al panel PV para extraer la mayor potencia eléctrica en función de los cambios en la irradiación solar y la temperatura. Para extraer la mayor cantidad de potencia, el controlador MPPT se utiliza en conjunto con convertidores DC-DC [Bahari et al. \[2016\]](#). La Figura 2.10 muestra un esquema del sistema MPPT donde se indica la interacción de los subsistemas presentes dentro del panel PV; el controlador MPPT es manipulado de acuerdo al ciclo de trabajo de la señal, por lo que los

convertidores DC-DC están en capacidad de variar la resistencia de entrada para que la celda solar pueda entregar su máxima potencia [Moussa et al. [2017b]].

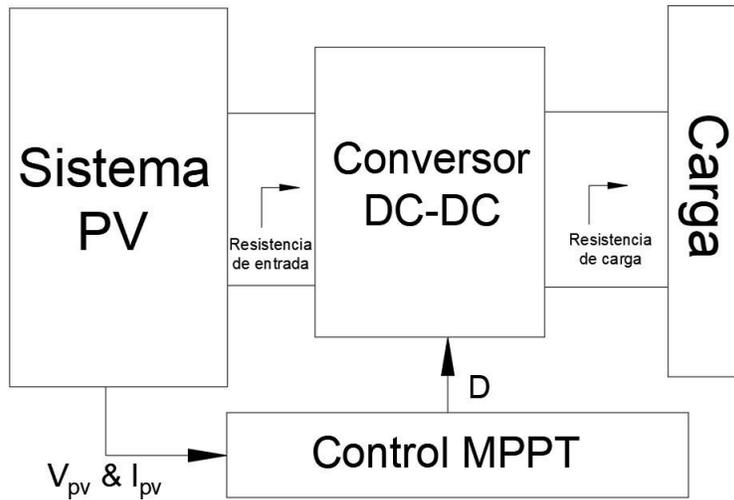


Figura 2.10: Celda PV con un algoritmo MPPT conectado a una carga.

El esquema de operación de un controlador MPPT se basa en la retroalimentación del coeficiente de potencia mediante la señal de error generada por el controlador, así el algoritmo empleado puede regular la resistencia de la celda a fin de manipular el funcionamiento del sistema PV; mediante los convertidores DC-DC el sistema puede extraer más potencia, haciendo al dispositivo más eficiente en términos de capacidad de extracción de corriente eléctrica.

Existen varios factores al momento de dimensionar un convertidor DC-DC previo a una implementación, como la resistencia de carga, la resistencia en el MPPT y el voltaje de salida DC requerido. En el caso de que la salida de voltaje de la celda PV sea mucho más alto que el requerido, se puede incorporar un Boost Converter, que es recomendado para mitigar el efecto de sobredimensionamiento. Existen diferentes configuraciones para las fuentes Buck, así como los convertidores Boost, que aportan con mejoras para obtener los beneficios de operación sobre una salida de voltaje. Para el seguimiento de la máxima potencia, algunas estrategias se pueden mencionar de acuerdo con Subudhi and Pradhan [2019] Podder et al. [2019]:

- Técnica de ajuste de curva (Curve-Fitting)

- Técnica de corto circuito de corriente fraccional
- Técnica basada en controladores FUZZY
- Técnica de control de un ciclo
- Técnica de diferenciación
- Técnica de voltaje o corriente de retroalimentación
- Retroalimentación de la variación de potencia con técnica de voltaje
- Retroalimentación de la variación de potencia con la técnica de corriente
- Técnica (P&O)
- Técnica de conductancia incremental
- Técnicas inteligentes MPPT

La Figura 2.11 muestra los principales algoritmos de MPPT basados en diferentes principios de diseño de controladores.

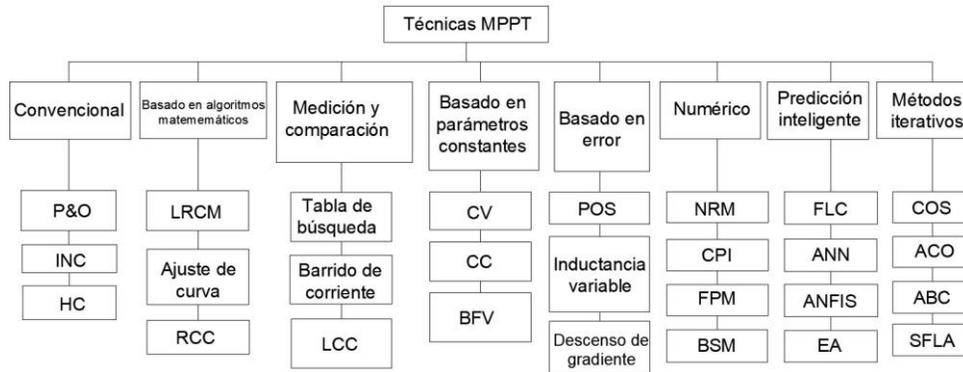


Figura 2.11: Estrategias de control MPPT.

Para una implementación sencilla, técnicas basadas en ajuste de curva, cortocircuito de corriente fraccional y de control de un ciclo, son estrategias de implementación tradicionales que brindan buenas prestaciones, mismas que se basan en la estimación del MPPT por aproximación del comportamiento característico de una celda PV. Una de las limitaciones

relacionadas a este tipo de algoritmos radica en la tasa de variación entre la máxima capacidad de la celda con respecto al comportamiento real; en este sentido, este tipo de controladores no tienen una buena respuesta al incorporar perturbaciones referentes a los parámetros de entrada medioambientales, comportamiento de la carga y en términos de irradiación [Podder et al. \[2019\]](#). Las técnicas inteligentes MPPT más avanzadas responden a una mejor eficiencia, además de permitir una respuesta rápida sin tener sobresaltos y con menos fluctuaciones en el estado estable ante variaciones de los parámetros de entrada.

Sin embargo, la técnica más popular y comúnmente utilizada para el control MPPT, es la técnica P&O, así como de conductancia incremental, debido a sus algoritmos sencillos y de fácil implementación. Por lo que en el desarrollo de la propuesta, la técnica P&O será dimensionada para proporcionar un controlador MPPT en una celda solar.

### 2.5.6. Técnica P&O

La técnica P&O es uno de los métodos más convencionales entre todas las estrategias MPPT. En este algoritmo, como se explica en la [Figura 2.12](#), el tamaño del paso se usa de forma fija, misma que está determinada por los requisitos del sistema PV dimensionado en términos de velocidad de seguimiento y precisión. Esta técnica opera perturbando periódicamente el voltaje o la corriente del terminal del panel y comparando la potencia de salida de la celda PV con la del ciclo de perturbación anterior [Moussa et al. \[2017b\]](#) [Yuwanda et al. \[2020\]](#). En el método P&O se mide el voltaje  $V_k$  y la corriente  $I_k$  del terminal, que son calculados en función del modelo del panel PV y que sirve para determinar la potencia instantánea  $P(k)$ . Las perturbaciones de voltaje se presentan como un pequeño valor llamado  $\Delta K$ ; lo que representa un cambio de potencia  $\Delta K$  que será estimado.

El comportamiento del MPPT no está solamente afectado por las condiciones medioambientales sino que está influenciado también de manera permanente por las condiciones de la carga. El esquema de control estima el duty cycle (D) del convertidor, el cual se ajusta para operar en el MPPT, modificando la resistencia de carga del modelo hasta ajustarse al nivel del punto máximo requerido para extraer la máxima potencia [Serrano et al. \[2016\]](#).

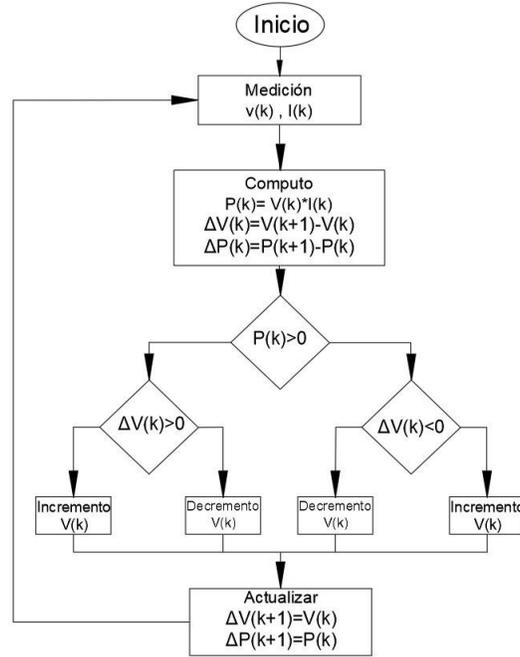


Figura 2.12: Algoritmo P&O.

### 2.5.7. Convertidor Boost

Para la aplicación del controlador P&O en un sistema de generación PV, es muy común incorporar un convertido Boost para la fase de amplificación de voltaje, esto significa que el modelo necesitará en su módulo de salida un mayor voltaje que los terminales de la celda solar. Para ello, la salida de voltaje del convertidor  $V_o$  se expresa en la ecuación 2.12 Hamdi et al. [2019] Yuwanda et al. [2020]. Donde  $V_o$  es igual al voltaje de salida del convertidor,  $V_{pv}$  es igual al voltaje del terminal del panel PV y  $D$  es igual al duty cycle estimado en el controlador MPPT. El diagrama esquemático del convertidor Boost se muestra en Figura 2.13.

$$V_o = \frac{V_{pv}}{1 - D} \tag{2.12}$$

### 2.5.8. Limitaciones de los algoritmos

#### Pros y Contras de los Algoritmos de Interfaces

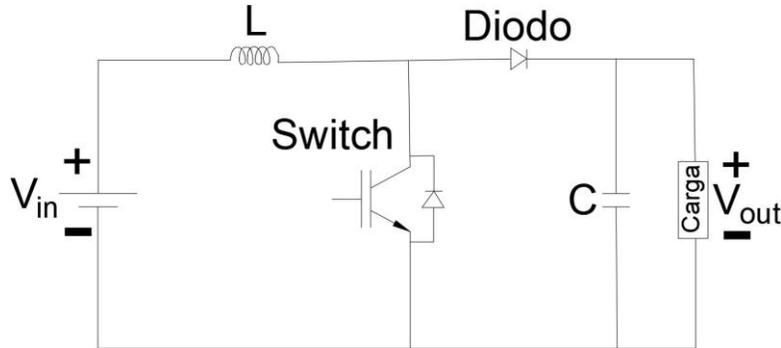


Figura 2.13: Circuito de la fuente Boost.

Tabla 2.1: Pros y contras de los algoritmos de interfaz.

Método	Pros	Contras
ITM	Fácil de implementar Alta Precisión	La estabilidad depende de la relación entre la impedancia de la fuente y la impedancia de carga.
TFA	El modelo se puede aproximar a uno de primer orden Alto ancho de banda Corrección de error	Alta complejidad computacional Inestabilidad en el comportamiento predictivo Imprecisión por ruido del sensor
TLA	Estabilidad alta por la aproximación trapezoidal	Poca flexibilidad Alto costo de mantenimiento
PCD	Alta estabilidad	Pobre convergencia en los límites de aplicabilidad

Existen algoritmos de interfaz que se aplican de acuerdo con las necesidades y al manejo de los problemas, sin embargo, propuestas tradicionales pueden ser incorporados fácilmente. El uso de algoritmos de interfaz presenta algunas ventajas y desventajas según su uso. La Tabla 2.1 ilustra una comparación genérica de cada uno de estos métodos, donde (ITM) es el modelo de transformador ideal, (TFA) es la aproximación transitoria de primer orden, (TLA) es la aproximación de la línea de transmisión, (PCD) es la duplicación parcial del circuito y (DIM) es el método de impedancia amortiguada [Edrington et al. \[2015\]](#).

### Problemas abiertos en P-HIL

Los sistemas circundantes virtuales tienen limitaciones por la precisión de los modelos empleados en ese sistema. Las restricciones impuestas por los requerimientos de la simulación en RT pueden imponer limitantes adicionales en el tamaño y nivel de detalle que pueden ser incluidos en los modelos. Estas restricciones pueden tener implicaciones en las constantes de tiempo que se

pueden representar, conmutación de frecuencias que se pueden emplear para los modelos electrónicos de comunicación y de potencia. Adicionalmente, los amplificadores, actuadores, sensores, dispositivos conversores de señales comprometen las interfaces PHIL introduciendo retrasos, distorsión, ruido y sus propias restricciones del ancho de banda, la cuál pueden afectar la calidad de los resultados en los experimentos, y en algunos casos, llevarlos a la inestabilidad. Por consiguiente, es importante considerar la precisión de los resultados en el contexto de las limitaciones mencionadas en esta sección [Pen \[2007\]](#) [Ghanbari and Bhattacharya \[2019b\]](#).

**Problemas de estabilidad en PHIL**

Una de las principales fuentes de inestabilidad en las simulaciones en PHIL es el tiempo computacional y el de adquisición de datos en los sistemas de simulación en RT. A pesar del paso de tiempo reducido, en el rango de los microsegundos, para ciertos parámetros del hardware, la simulación HIL puede llegar a ser inestable. El circuito partidor de voltaje mostrado en la Figura 2.14, siendo la impedancia de carga la resistencia física, mientras que los otros componentes del circuito son los elementos calculados en el entorno de simulación [Palahalli \[2018\]](#).

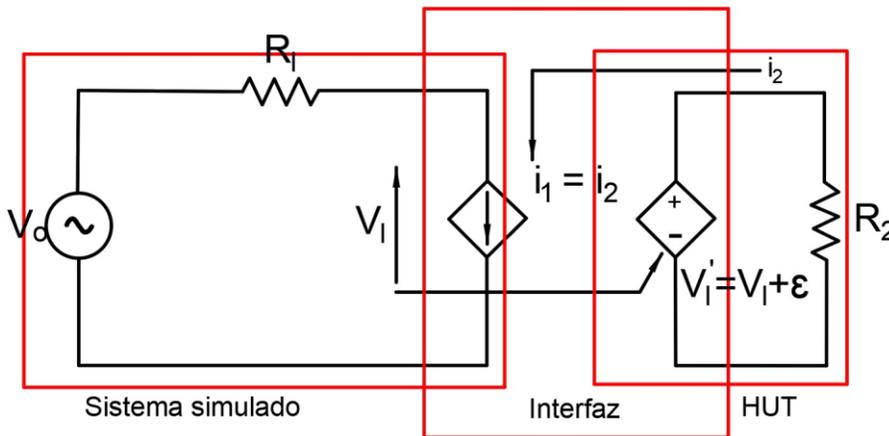


Figura 2.14: Interfaz del circuito divisor de voltaje.

Con la actualización del valor de voltaje a lo largo de la simulación, el previo error es amplificado por la relación de impedancias. En conclusión, para que la simulación sea estable, el HUT y el modelo simulado deben

responder a un adecuado tiempo de muestreo.

### **Problemas de precisión en PHIL**

La precisión se basa en la estabilidad, es una condición necesaria y suficiente para la simulación PHIL. La simulación PHIL demanda un alto nivel de precisión, de otra manera los resultados no responden al comportamiento real del sistema analizado. Sin embargo, una interfaz ideal no es alcanzable ni asequible en términos de una implementación real. Como resultado, todas las simulaciones HIL contienen errores derivados por la imperfección de las interfaces. Pocas investigaciones han sido desarrolladas sobre los problemas de precisión en la simulación y se mantienen como un problema de estudio abierta que necesita soluciones puntuales a fin de evaluar el comportamiento de sistemas complejos mediante la incorporación de nuevos algoritmos de control. Considerando el error del voltaje como una perturbación externa y analizando la función de transferencia entre la perturbación y el voltaje de salida [Pen \[2007\]](#).

### **Compensación de Interfaz**

Dado que la técnica HIL hereda la flexibilidad del software, varios bloques de función pueden ser fácilmente implementados en la simulación, pre procesando una señal antes de enviarla a la interfaz. La compensación de interfaz no altera la topología del sistema HIL y, por el contrario, inserta una función de bloque entre la señal de interfaz de manera que se pueda compensar el retraso de tiempo. El mayor error del factor de potencia causado por el retraso en el tiempo en una simulación HIL puede ser fácilmente reducida cambiando la fase de la corriente de retroalimentación.

## **2.6. Procesamiento basado en sistemas en RT**

La simulación digital en tiempo real (RTDS) del sistema de energía eléctrica es la reproducción de ondas mediante módulos de salida (voltaje/corrientes) manteniendo una precisión apropiada. En este sentido, los sistemas se representan aprovechando los modelos de componentes disponibles en las herramientas del simulador a través de una interfaz grafica y simulados en una plataforma de hardware que emplea computación en paralelo. La principal ventaja de utilizar este tipo de herramientas es la variación en los parámetros de simulación, mientras que el efecto del

cambio en las condiciones atmosféricas temperatura e irradiación en el campo PV se pueden incorporar características de funcionamiento volviendo una herramienta atractiva en el análisis de sistemas PV [Strasser \[2015\]](#) [Moussa et al. \[2017b\]](#).

En esta sección, se analizará la simulación basada en RT, así como la interfaz de simulación basada en la técnica PHIL, como también los componentes que se involucran en la simulación HIL y adicionalmente los algoritmos de interfaz y modelos de implementación para la simulación a través del software y hardware. Finalmente, los emuladores y modelos de línea de transición de datos serán detallados.

### 2.6.1. Componentes

El factor principal para elegir el dispositivo de prueba es la capacidad computacional [Moussa et al. \[2017b\]](#). La arquitectura de un RTDS puede agruparse según su elección dentro de las siguientes categorías [Dagbagi \[2006\]](#) [Nemes et al. \[2018\]](#) [Achary et al. \[2014\]](#).

- Basado en PC: Usa procesadores multinúcleo de propósito general en el que puede correr en RT.
- Basado en procesadores personalizables: Basados en procesadores RISC que corren un tipo especial de sistema operativo (SO) con su respectiva interfaz de usuario (UI)
- Basado en Supercomputadoras: Basado en máquinas con una extensa plataforma computacional.
- Basado en FPGA: Basado en el arreglo computacional de compuertas, que suele ser más complejo de programarlo y que usualmente requiere una experiencia de programación a bajo nivel.

La mayoría de RTDS incorporan en su software de aplicación librerías internas que proveen el elemento para desarrollar el modelado matemático, además que se provee una plataforma para construir modelos personalizables usando código C o herramientas similares. Con el uso de [MATLAB MathWorks.](#), existe la posibilidad de generar un ambiente de desarrollo análisis de modelos de manera interactiva para reducir el tiempo de desarrollo, gracias al soporte y compatibilidad de este tipo de herramientas.

### 2.6.2. Real Time Digital Simulator y la Interfaz en la simulación PHIL

El RTDS aplicado al dominio de los sistemas de energía se puede clasificar en dos categorías: simulación totalmente digital en RT y simulación HIL. Una simulación totalmente digital en RT requiere que todo el sistema se modele dentro del simulador y no implica interfaces externas o módulos de E/S. Por otro lado, la simulación HIL se refiere a la condición en la que partes de la simulación en RT, totalmente digital, sean reemplazados con componentes físicos reales [Strasser \[2015\]](#), considerando uno de los factores más importantes como la capacidad de emular sistemas complejos bajo condiciones de diseño específicas, a manera de evaluar el rendimiento del controlador en diferentes condiciones medioambientales y climáticas. Para implementar una simulación basada en PHIL se debe tomar en cuenta algunos conceptos de desarrollo y sobre todo un buen manejo de los errores, por lo que se puede citar:

- Real time Digital Simulator
- Amplificador operacional
- Interfaz

#### Simulador Digital en Tiempo Real

Aquí el modelo Emulado es controlado por el Sistema RTDS y es el responsable de mantener la simulación en RT. Este tipo de simuladores han sido desarrollados bajo la consigna de utilizar entornos de simulación como Matlab/Simulink para el desarrollo de sistemas de control y potencia de modelos. Este es también un puente de software entre el modelo emulado en el periodo de simulación y la interacción humana, que es en realidad una interfaz de manipulación entre el usuario que lo prueba y el objetivo a simular en RT [Ingalalli et al. \[2016\]](#) [Palahalli et al. \[2018\]](#).

#### Amplificadores operacionales

Es importante dimensionar elementos amplificadores que cumplan con el ancho de banda necesario para desarrollar las pruebas dinámicas planteadas. Además de verificar la cuantización de los errores en las síntesis del manejo de variables de voltaje o corriente [Edrington et al. \[2015\]](#). Una guía para seleccionar los amplificadores operacionales [Lehfuss et al. \[2013\]](#) [Pen \[2007\]](#)

[Tang and Silva \[2006\]](#) se enfoca en la selección de elementos según la siguiente clasificación:

- Amplificadores de potencia modo switching que trabajan en el rango de pequeña escala de potencia hasta el rango de MegaWatts.
- Amplificadores de potencia lineales
- Amplificadores de potencia de tipo generador.

Además de tener en cuenta otras características importantes que deben tener los dispositivos, como [Lehfuss et al. \[2013\]](#):

- Rangos de potencia que manejará el equipo bajo prueba
- Conexiones de interfaz del amplificador
- Clasificación de potencia del amplificador sea este tipo Source o Sink
- Tiempos de respuesta del amplificador
- Tiempo de subida de un amplificador (slew rate)
- La distorsión Armónica y resolución de frecuencia de un amplificador
- Rango de Voltaje/Corriente de entrada/salida del AO.
- Impedancia de entrada/salida del amplificador

### **Interfaz**

La interfaz influirá en la estabilidad y exactitud de la simulación, por lo que seleccionar el correcto algoritmo de interfaz es la clave para obtener resultados con precisión y obtener los objetivos de la simulación. Es importante mencionar que el diseño de la plataforma de control debe mantener la disposición de elementos suficientes para garantizar el correcto funcionamiento del sistema de generación, así como los elementos de medición. Por el entorno grafico de simulación se vuelve un factor critico al momento de implementar una simulación de un proceso en RT.

### 2.6.3. Algoritmo de Interfaz y modelos de implementación

Los algoritmos de interfaz proporcionan los medios para relacionar el voltaje y las corrientes simulados en el sistema entre el software y el HUT con el voltaje y la corriente medidos del amplificador PHIL. Estecriterio es elemental para conseguir exactitud y estabilidad en las pruebasde simulación. Los métodos de Algoritmos de Interfaz se indican en [Pen \[2007\]](#) [SEI \[2019\]](#). Distintas formas de cada método son referidas comoel tipo corriente y al tipo voltaje y que generalmente están disponibles para desarrollar operaciones con un amplificador, acoplando la referenciade voltaje o corriente [Cevallos-Sierra and Ramos-Martin \[2018\]](#).

### 2.6.4. Emuladores

El modelo emulado es controlado por el RTDS y es el único responsable en mantener la simulación en RT. Es además, el único enlace entre el modelo emulado en el hardware y la interacción humana, la cual provee una interfaz de operación entre el experimentador y el hardware objetivo en RT. Algunos RTDS presentes en el mercado son elaborados por diferentes compañías de hardware y servicio como [Bahari et al. \[2016\]](#) [Moussa et al. \[2017b\]](#) [Palahalli et al. \[2018\]](#) [Strasser \[2015\]](#):

- dSPACE
- RT-LAB de Opal-RT.
- Simulink Real Time
- TestStand
- VeriStand de NI

Una plataforma muy flexible en RTDS es VeriStand [Miñambres-Marcos et al. \[2013\]](#), la cual puede trabajar con diferentes tipos de hardware sugeridos por National Instruments (NI), además que permiten al usuario agregar hardware personalizable siguiendo procesos simples. El “Model Interface Toolkit” de VeriStand permite importar modelos matemáticos a través de varias plataformas de diseño basado en modelos preestablecidosy también una codificación en C. El dispositivo para utilizar se denomina [myRio Instruments \[2016\]](#), desarrollada por NI, este dispositivo permitirá la comunicación a través de VeriStand, así una propuesta de bajo costo, interactivo y amigable con el medioambiente brinda prestaciones adecuadas

para una implementación. Además, este tipo de plataformas son ampliamente utilizadas en la enseñanza de ingeniería por varias instituciones alrededor del mundo [Palahalli et al. \[2018\]](#) [Strasser \[2015\]](#).

**2.6.5. Motor de Ejecución con NI VeriStand y NImyRio**

Al usar NI VeriStand se podrá adherir un FPGA como el hardware de la propuesta. Es un software diseñado para desarrollar pruebas basado en configuraciones específicas, su principal característica es la posibilidad de simulación en RT [Miñambres-Marcos et al. \[2013\]](#).

**Arquitectura del Motor de NI VeriStand**

NI VeriStand es el mecanismo de ejecución responsable del uso de las E/S del hardware, modelos, procedimientos, alarmas y otras tareas que son especificadas en el archivo de definición del sistema. La arquitectura del motor de VeriStand consiste en 4 bucles principales la cual tiene como objetivo controlar eventos desde el hardware en el menor tiempo posible. Estos bucles se indican en la Figura 2.15 y se clasifican en bucle de control primario, bucle de modelo de ejecución, bucle de administración de información y bucle del modelo de interfaz [Palahalli \[2018\]](#) [National-Instruments \[2021\]](#):

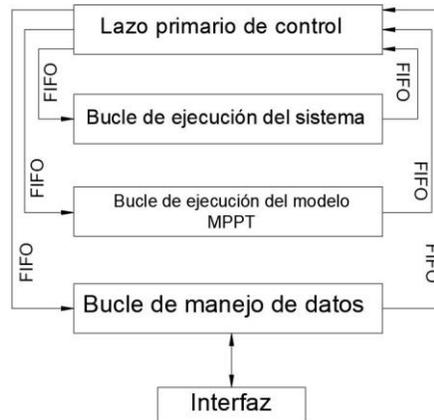


Figura 2.15: Arquitectura en Veristand desarrollado para el dispositivo de simulación en RT.

**2.6.6. Hardware de uso con NI myRio**

El modelo matemático será simulado en la myRio en RT. El módulo de E/S del FPGA son el enlace para el mundo real de acuerdo con la adquisición de datos de los puertos de entrada o salida. El Modelo matemático es compilado para ejecutarse en el sistema de procesamiento ARM-32 bits que trabaja con el SO Linux [Instruments \[2016\]](#). Matlab/Simulink traducirá el modelo desarrollado al lenguaje C mediante su herramienta de generación de código C interno, pero de igual forma se requerirá una herramienta de compilación, la misma que ofrece NI VeriStand con su add on de Matlab y que puede generar archivos .SO que definirá las librerías a usarse con el modelo utilizado [Nemes et al. \[2018\]](#). El motor de NI VeriStand por su parte será utilizado para hacer un despliegue al dispositivo de simulación en RT, mismo que permitirá crear compatibilidad con la computadora del HOST. Mediante un archivo. Ivbitx se creará la personalidad para el FPGA, misma que será implementada en la emulación del dispositivo en RT; el procedimiento a implementar se muestra en la Figura 2.16.

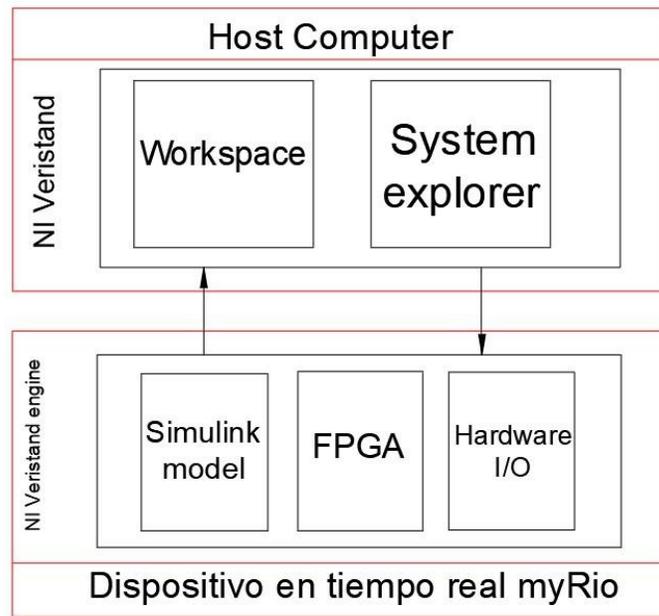


Figura 2.16: Interfaz Veristand entre la computadora y el dispositivo de simulación en RT.

Los procedimientos para crear el archivo personalizable y el archivo

xml dentro del procedimiento para generar el código automático para los targets basados en ARM mediante Linux. El procedimiento secuencial para desarrollar la emulación en RT de un modelo desarrollado hasta el análisis e interpretación de resultados se muestra en la Figura 28.

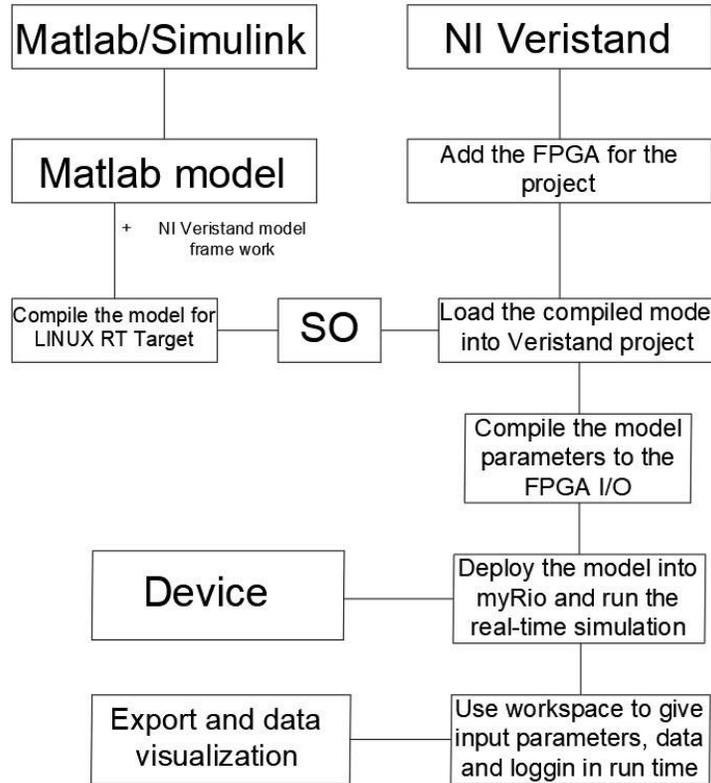


Figura 2.17: Procedimiento secuencial de la simulación en RT.

### 2.6.7. Aplicación de P-HIL en emulación de Sistemas Fotovoltaicos

En esta sección se presentará la arquitectura de los RTDS para llevar a cabo la simulación HIL de los PV usando las técnicas actuales de medición con el uso de una plataforma de prueba. Las siguientes herramientas han sido implementadas para crear los modelos matemáticos y para ejecutar la simulación en RT.

- Matlab Simulink

- NI Veristand
- Model Interface Toolkit by NI
- Simulink Coder

El principal uso de estas herramientas es el desarrollo del modelo matemático mediante el software Matlab/Simulink; posteriormente con el uso de Simulink Coder el sistema genera el código apropiado para el target. El Toolkit de NI “Model Interfaz” en conjunto con el software de Simulink generará automáticamente el código para el hardware. NI VeriStand es el elemento de ejecución de la simulación en tiempo-real.

## 2.7. Co-Procesamiento basado en sistemas FPGA

Los modelos matemáticos implementados en Hardware para emular el funcionamiento de un panel PV han sido seleccionados a través de la herramienta de NI denominada myRio. Este equipo cuenta con un procesador en RT y un FPGA, mismo que será utilizado para integrar el modelo y el desarrollo de la interfaz de comunicación con el mundo real por medio del sistema de medición adquisición y procesamiento de datos.

El modelo NI myRio 1900 se basa en el SO de Linux, que incorpora un SoC de Xilinx Zynq Z-7010 [Instruments \[2016\]](#) donde se encuentra el FPGA. Al incorporar los modelos matemáticos en Matlab/Simulink, se migrará el modelo a código C; sin embargo, se requiere un compilador adicional para generar archivos compatibles por el Hardware. El motor de ejecución de VeriStand se despliega en el target de RT de myRio para que los modelos puedan ser compatibles durante la ejecución de la simulación. El esquema general por implementar requiere de un proceso definido para poder llevar a cabo la simulación en RT de los modelos matemáticos diseñados y así obtener los resultados de los valores y condiciones que se pongan a prueba como se indica en la Figura [2.18 Palahalli \[2018\]](#).

### 2.7.1. Adquisición de datos mediante NI myRio

Se debe tomar en cuenta que la adquisición de datos estará establecida por el módulo de E/S definidas desde el dispositivo myRio. Dependiendo del tipo de dato que se maneje en el mundo real para ser adquirido o controlado por las E/S, la información deberá ser procesada por medio de un conversor analógico digital (ADC) para luego ser transmitido al FPGA. La salida del modelo puede obtenerse del mundo real a través de los pines de salida del

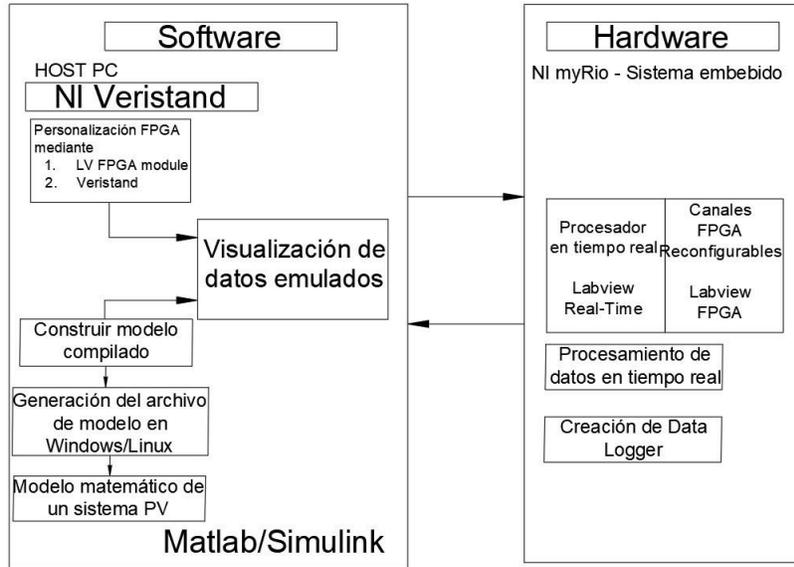


Figura 2.18: Procedimiento de implementación de un modelo Matemático en un Hardware para simulación HIL.

FPGA, ya sea con un convertor digital analógico (DAC) o modulador de ancho de pulso (PWM) con el uso apropiado de filtro pasa bajo de ser necesario. Con el objetivo de maximizar el uso de la plataforma del FPGA de la myRio se puede usar los DAC internos que son de alta fiabilidad y con una buena resolución. Las entradas analógicas son multiplexadas a un único ADC que muestrea todos los canales. Los conectores MXP A y B tienen cuatro entradas analógicas por conector (AI0 – AI3) que pueden medir señales de voltaje de 0–5V. El conector MSP C, tiene 2 canales analógicos diferenciales de entrada integradas con alta impedancia, la cual permite medir señales hasta  $\pm 10V$  como se muestra en la Figura 2.19 Instruments [2016].

Adicionalmente existen canales analógicos dentro del dispositivo myRio en los conectores A, B y C. Cada canal de salida analógico tiene su propio DAC, lo que permite actualizar los valores para operar de forma simultánea. Los DAC's para los canales analógicos de salida son controlados por buses de comunicación serial. La conversión de los datos de valores primitivos se lleva a cabo al incorporar las relaciones matemáticas apropiadas; si se toma en cuenta que para las entradas y salidas analógicas de los conectores MXP, la resolución del ADC es de 12 bits, así se pueden estimar las relaciones en las ecuaciones presentadas en 2.13-2.17.

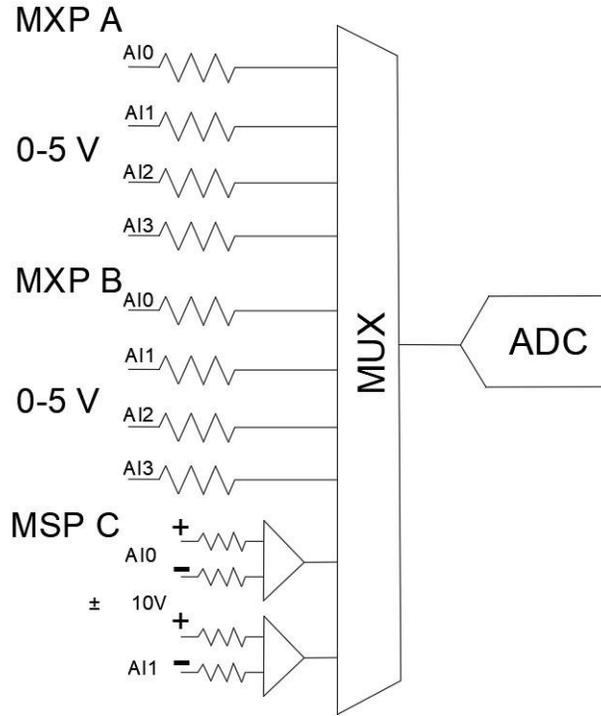


Figura 2.19: Entradas analógicas del dispositivo myRio.

$$LSB_{weight} = \frac{5V}{2^{12}} = 1,221mV \quad (2.13)$$

$$Max_{reading} = 4095 * \frac{1,221mV}{20V} = 4,999V \quad (2.14)$$

$$LSB_{weight} = \frac{20V}{2^{12}} = 4,833mV \quad (2.15)$$

$$Max_{+reading} = +2047 * 4,833mV = +9,995V \quad (2.16)$$

$$Max_{-reading} = -2048 * 4,833mV = -10V \quad (2.17)$$

## **Capítulo 3**

# **Implementación de modelos, recursos y equipos del sistema propuesto**

Esta sección presenta la implementación de los modelos matemáticos en colaboración con el software de simulación. Para el desarrollo se caracterizan las herramientas disponibles en el software Matlab-Simulink en el cuál los modelos indicados en la sección anterior son implementados y comparados con la finalidad de evaluar resultados. Para ello el modelo de un PV comercial fue evaluado y así obtener los resultados del desempeño del dispositivo en términos de extracción de potencia, así como de regulación de voltaje y el control MPPT.

Tabla 3.1: Parámetros mediambientales medidos en la propuesta.

Parámetro	Método de medición
Temperatura	Conocido (Tomado a través del sensor de temperatura)
Irradiación	Conocido (Tomado a través de un integrado LM35)
$I_{pv}$	Corriente del panel PV

Tabla 3.2: Datos medidos del sistema de generación.

Variable	Descripción	Unidades
$V_{oc}$	Voltaje de circuito abierto	V
$I_{sc}$	Corriente de circuito cerrado	I
$V_{mp}$	Voltaje a máxima potencia	V
$I_{mp}$	Corriente a máxima potencia	I
$K_i$	Coef de temp de la corriente de corto circuito	K
K	Constante de Boltzman	F/K
$T_n$	Temperatura nominal	K
G	Irradiación solar	W/m <sup>2</sup>
A	Relación de irradiación solar	W/m <sup>2</sup>
t	Carga del electrón	C
q	Carga del electrón	C
n	Factor ideal del diodo	Adimensional
Eg	Energía de banda de separación del semiconductor	eV
Ns	Número de celdas en serie	Ns
Np	Número de celdas en paralelo	Np
Vt	Voltaje térmico del diodo	V
$R_s$	Resistencia en serie	$\Omega$
$R_{sh}$	Resistencia Shunt	$\Omega$

### 3.1. Simulación en Simulink-Matlab

Para la simulación del panel PV con el software Simulink-Matlab es importante delimitar las variables y parámetros que van a ser medidos dentro del sistema. Para la propuesta de este documento los parámetros medioambientales se muestran en la Tabla 3.1, mientras que los datos medidos del sistema de generación se muestran en la Tabla 3.2.

#### 3.1.1. Modelo incorporado

El modelo del sistema propuesto incorpora las características físicas, químicas y eléctricas de una celda solar PV a fin de recopilar la información del comportamiento de las curvas características de  $I - V$  y  $P - V$  del arreglo

de la celda solar comercial seleccionada.

Con respecto al diagrama del circuito, conforme se explica en el Capítulo 2, el circuito referencial equivalente se muestra en la Figura 3.1

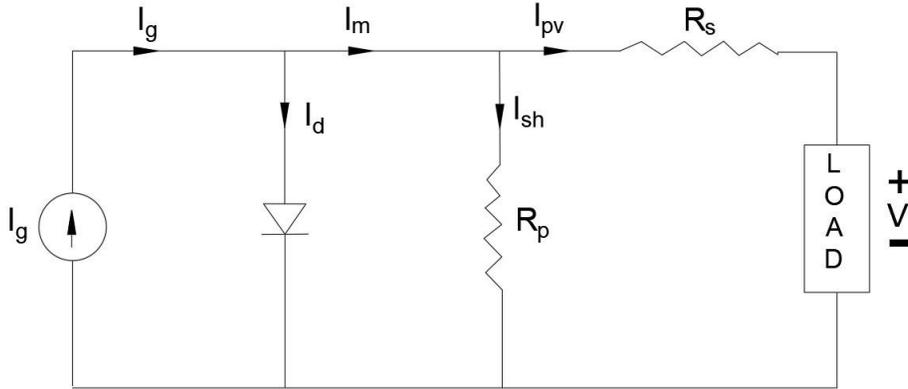


Figura 3.1: Circuito equivalente de la celda PV seleccionado.

### Relaciones matemáticas utilizadas

La corriente generada de la celda PV es directamente proporcional a la insolación solar, por lo que la configuración del circuito presentado en la Figura 3.1, se identifica que la corriente generada por el panel se puede describir por la ecuación 3.1.

$$I_{pv} = I_m - I_{sh} \quad (3.1)$$

La corriente  $I_g$  generada por el PV es proporcional a la insolación solar y se define con la ecuación 3.2.

$$I_g = (I_{g,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (3.2)$$

Las ecuaciones que relacionan la corriente fotónica, corriente desaturación, corriente de saturación inversa, corriente a través de la resistencia de shunt y corriente de salida se muestran en las ecuaciones 2.2, 2.3, 2.4, 2.6 y 2.9 respectivamente.

La corriente fotónica se estima en función de la configuración de los parámetros de la celda solar con los siguientes parámetros:

- $T_{ref} = 298K$
- $\lambda = G/1000$
- $G =$  Irradiación solar

La corriente de saturación configura un valor de factor ideal del diodo con un valor de 1.3 y un valor de  $E_g$  de 1.1 eV. La corriente de saturación inversa utiliza 50 celdas en serie para el sistema propuesto. Para la corriente a través de la resistencia de shunt incorpora al modelo resistencias configuradas como:

- $R = 0,221$  ohm
- $R_s = 414,5$  ohm

### 3.1.2. PV comercial seleccionado

Para modelar el panel PV, la selección de la celda solar comercial y de fácil adquisición se muestra en la Figura 3.2.

El módulo multicristalino configurado con 72 celdas, está fabricado con silicio policristalino caracterizado por reducir la distancia para la circulación de corriente en un 50 % reflejándose una disminución de las pérdidas resistivas de las cintas internas hasta en un 15 %. Se basan en un diseño busbars que son más finos y estrechos y reducen eficazmente el área de sombreado, resultando en un aumento efectivo de recepción de la luz. Además, la tecnología seleccionada disminuye la posibilidad de pérdida de potencia incrementando la eficiencia energética [Trina-Solar \[2019\]](#).

### Características del módulo solar

Las características correspondientes al panel comercial seleccionado se presentan en la Tabla 3.3.

## 3.2. Implementación en Simulink

### 3.2.1. Implementación de la celda PV

A través de Matlab-Simulink la simulación en conjunto con los modelos desarrollados en el Capítulo 2 se elabora el modelo de simulación sobre el cual el sistema funciona. La prueba inicial se realizó con los parámetros de pruebas en condiciones estándar, en el que la temperatura se la configura a



Figura 3.2: Panel PV Trina solar TSM 290-PA14.

25 °C y la irradiación con un calor de  $1000 \text{ W/m}^2$ , utilizando el siguiente el esquema de la Figura 3.3.

Los valores de las variables son incorporadas con los datos del PV comercial seleccionado para el desarrollo de la propuesta se indican en la Figura 3.4:

El módulo PV está compuesto por distintos bloques que representan cada una de las ecuaciones matemáticas desarrolladas en secciones anteriores, en el cuál se genera una representación como muestra la Figura 3.5.

Para identificar con mayor detalle el proceso de la implementación del PV en Simulink, cada variable que interviene en el proceso fue programada

Tabla 3.3: Características de la celda seleccionada

Variable	Descripción	Medida
$P_{mp}$	Potencia nominal	290 W
$V_{mp}$	Voltaje de máxima potencia	36.1 V
$I_{mp}$	Corriente de máxima potencia	8.04 A
$V_{oc}$	Voltaje a circuito abierto	44.9 V
$I_{sc}$	Corriente de corto circuito	8.53 A
$N_s$	Número de celdas en serie	1
$N_p$	Número de celdas en paralelo	4
$C$	Orientación de la celda	72

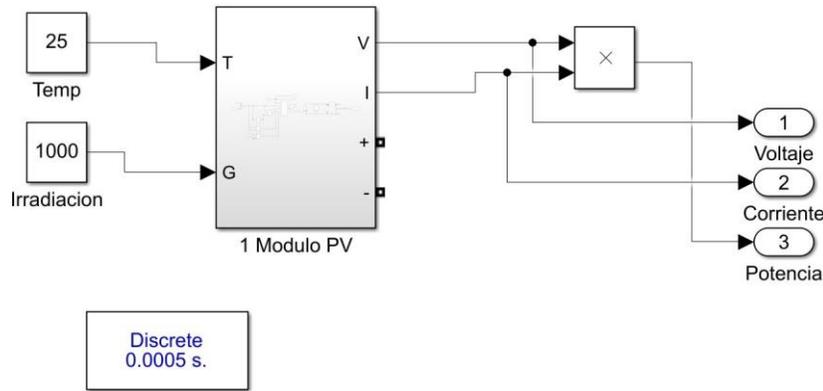


Figura 3.3: Diagrama de bloques en Simulink de la celda solar.

dentro de sub-diagramas de bloques. Así la corriente de saturación  $I_o$  se muestra en la Figura 3.6.

La corriente de saturación Inversa  $I_{rs}$  se representa como se muestra en la Figura 3.7.

La corriente fotónica  $I_{ph}$  es representada como se indica en la Figura 3.8.

La corriente de shunt  $I_{sh}$  es representada como se indica en la Figura 3.9.

La corriente del panel PV se estima a partir de la temperatura y un estímulo de voltaje representado como una función de entrada tipo rampa durante la operación del sistema de generación. La implementación de esta corriente final de la celda se muestra en la Figura 3.10.

Al final del bloque que representa la corriente de salida del PV, es posible

### Cap 3. IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS, RECURSOS Y EQUIPOS DEL SISTEMA PROPUESTO52

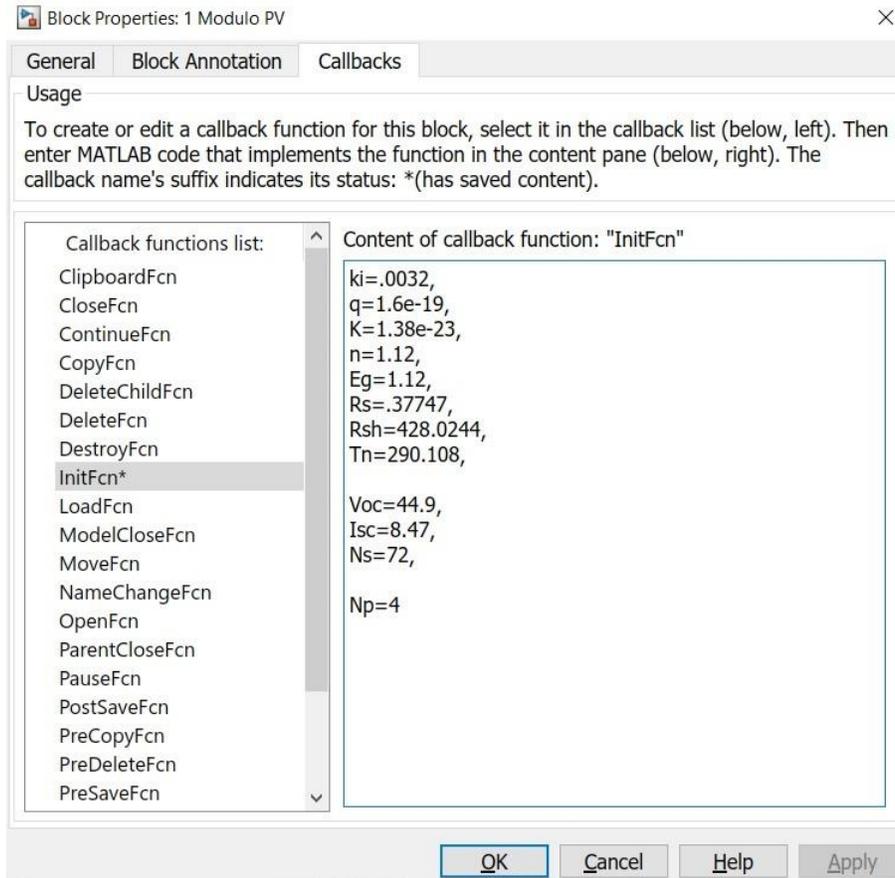


Figura 3.4: Parámetros de las variables utilizadas para la simulación.

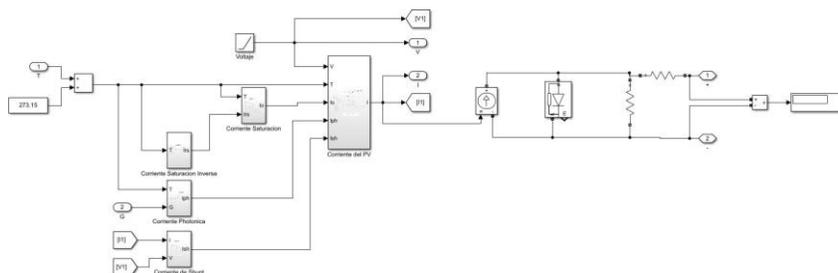


Figura 3.5: Diagrama de bloques en Simulink del PV.

Cap 3. IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS, RECURSOS Y EQUIPOS DEL SISTEMA PROPUESTO53

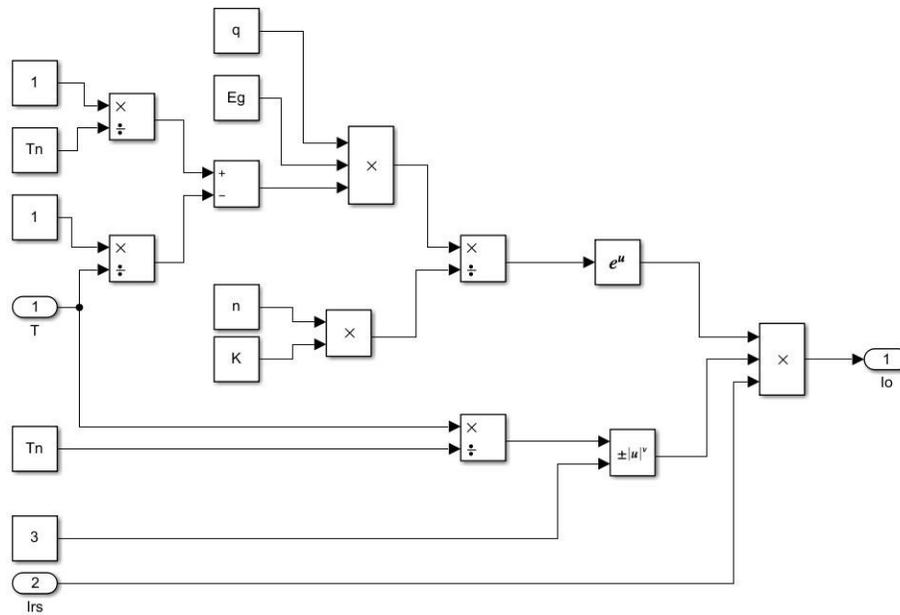


Figura 3.6: Diagrama de bloques en Simulink de  $I_o$ .

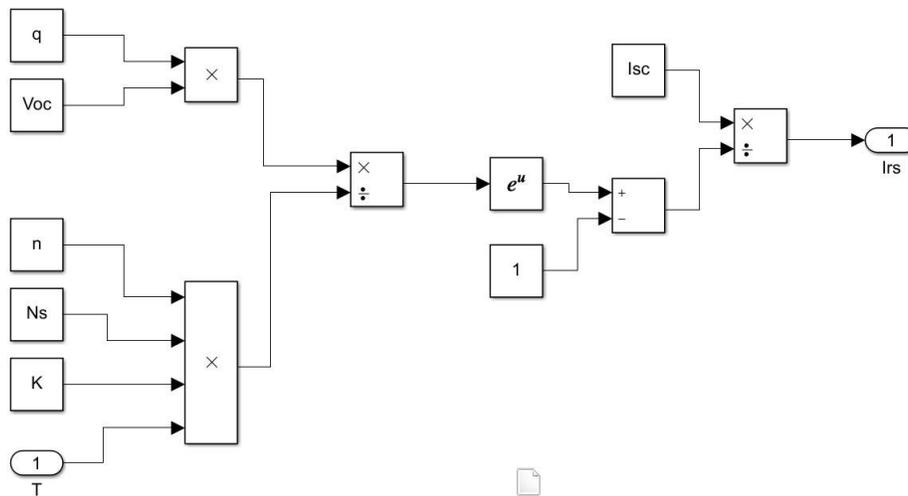


Figura 3.7: Diagrama de bloques en Simulink de  $I_{rs}$ .

introducir una etapa de generación de voltaje, que genera una señal numérica de tensión utilizada en las pruebas de control MPPT en conjunto con el

Cap 3. IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS, RECURSOS Y EQUIPOS DEL SISTEMA PROPUESTO54

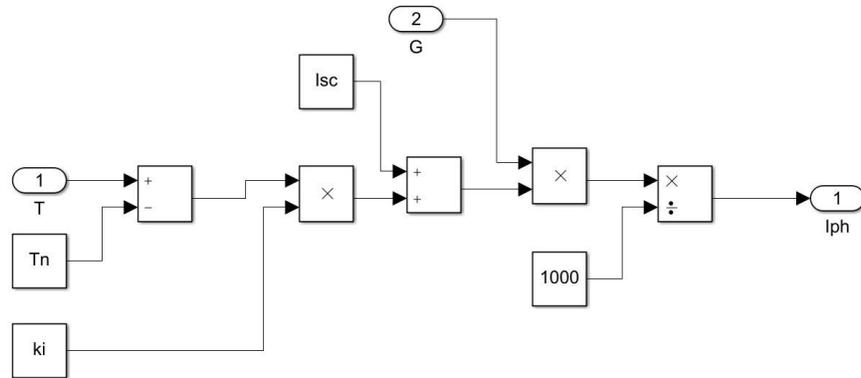


Figura 3.8: Diagrama de bloques en Simulink de  $I_{ph}$ .

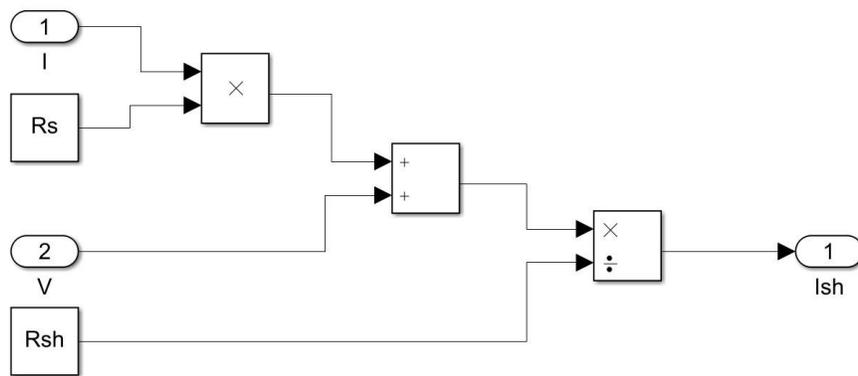


Figura 3.9: Diagrama de bloques en Simulink de  $I_{sh}$ .

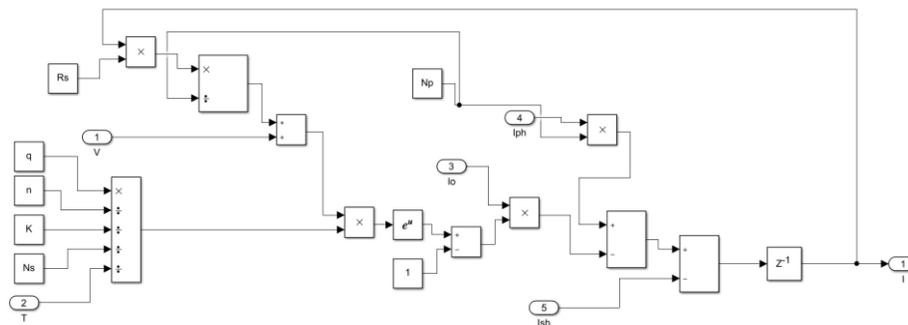


Figura 3.10: Diagrama de bloques en Simulink de corriente del panel PV.

convertidor Boost. La implementación analizada en Simulink de esta etapa se muestra en la Figura 3.11.

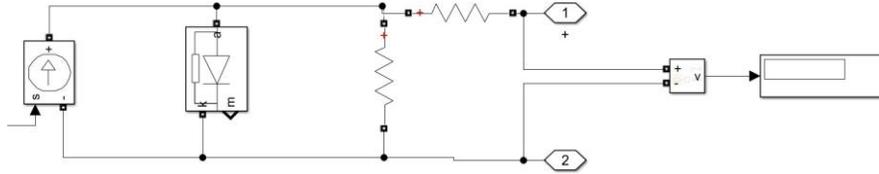


Figura 3.11: Diagrama de bloques en Simulink de la etapa de generación de voltaje del PV.

Los resultados de la implementación a través del software Simulink permitió extraer la información de las curvas características de las señales de corriente-voltaje, así como de potencia-voltaje. El resultado referente a las señales de I-V y de P-V se muestran en la Figura 3.12.

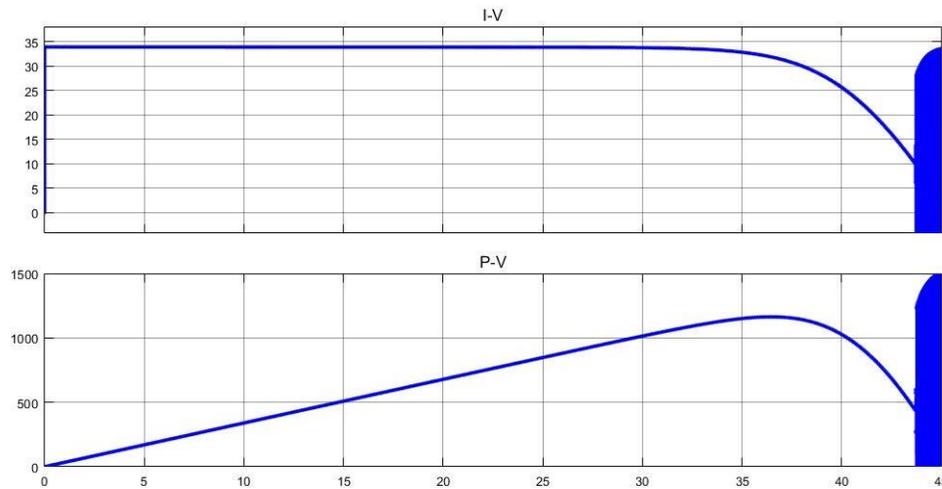


Figura 3.12: Señal de respuesta del PV implementado con las variables I-V y P-V.

Para comparar la eficiencia de distintas técnicas de programación y comparar la capacidad de respuesta en términos de extracción de potencia, es posible evaluar el desempeño a fin de incorporar estas aproximaciones mediante hardware para comprobar:

- Eficiencia de los algoritmos programados.

- Espacio de memoria requerido utilizado por el hardware.
- Velocidad de respuesta del hardware.

Por tal motivo, se procede a la simulación de los algoritmos planteados, mediante diferentes técnicas como se presenta en las siguientes secciones de este capítulo.

### 3.2.2. Simulación del sistema PV utilizando un bloque de función en Simulink

Para la simulación del sistema de generación fotovoltaico un esquema de funcionamiento tradicional se muestra en la Figura 3.13, donde se consideran como entradas una función de evaluación tipo rampa, así como datos de temperatura e irradiación comúnmente disponibles en el país.

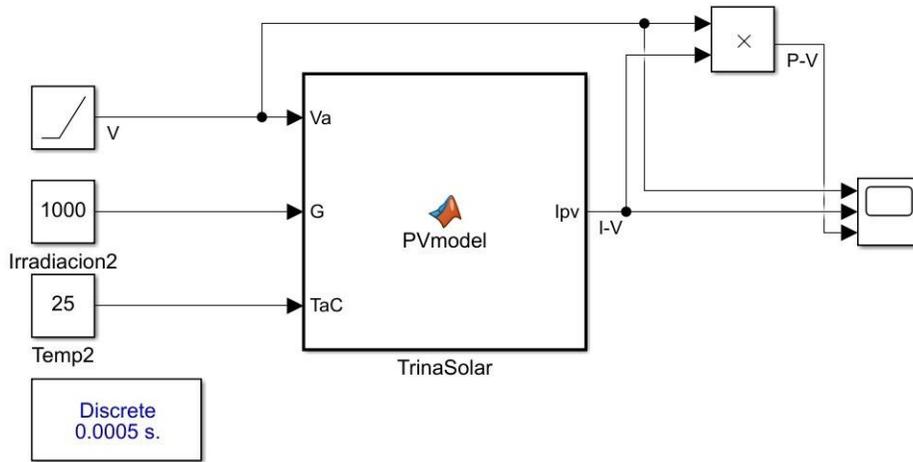


Figura 3.13: Diagrama de bloques del PV en Simulink usando un bloque de función.

Dentro del sistema de generación solar proporcionado por Simulink, los bloques de función son programados conforme el dimensionamiento y la capacidad operativa del panel. La Figura 3.14 muestran los códigos empleados para dimensionar las celdas solares.

Con la interacción de los algoritmos formulados, en conjunto con la lógica configurada dentro del sistema de generación proporcionado por Simulink los resultados indican un comportamiento apropiado para la configuración analizada. Los resultados de la simulación se muestran en la Figura 3.15.

```

TrinaSolar* x +
1 function Ipv = PVmodel(Va,G,TaC)
2 k = 1.38e-23;q = 1.60e-19;A = 1.0072;Vg = 1.12;
3 Ns = 72;T1 = 273 + 25; Voc_T1 = 44.9 /Ns;Isc_T1 = 8.47;
4 T2 = 273 + 75;Isc_T2 = 8.37;TaK = 273 + TaC;
5
6 Iph_T1 = Isc_T1 * (G/1000);
7 a = (Isc_T2 - Isc_T1)/Isc_T1 * 1/(T2 - T1);
8 Iph = Iph_T1 * (1 + a*(TaK - T1));
9 Vt_T1 = k * T1 / q; % = A * kT/q
10 Ir_T1 = Isc_T1 / (exp(Voc_T1/(A*Vt_T1))-1);
11
12 b = Vg * q / (A * k);
13 Ir = Ir_T1 * (TaK/T1).^ (3/A) .* exp(-b.*(1./TaK - 1/T1));
14 X2v = Ir_T1/(A*Vt_T1) * exp(Voc_T1/(A*Vt_T1));
15 dVdI_Voc = - 1.15/Ns / 2; % dV/dI at Voc per cell --
16 Rs = - dVdI_Voc - 1/X2v; % Resistencia Serie por Celda
17
18 Vt_Ta = A * 1.38e-23 * TaK / 1.60e-19; % = A * kT/q
19 Vc = Va/Ns;
20
21 Ia = 0;
22
23 for j=1:5;
24 Ia = Ia - (Iph - Ia - Ir*( exp((Vc+Ia*Rs)/Vt_Ta) -1))...
25 / (-1 - (Ir*( exp((Vc+Ia*Rs)/Vt_Ta) -1))*Rs/Vt_Ta);
26
27 end
28 ac = 0.98875;
29 Ipv = 4*Ia * ac;

```

Figura 3.14: Programación del PV mediante bloque de función en Simulink.

### Simulación de la celda con librería PV Simulink

A fin de contrastar el desempeño de la propuesta realizada, se evaluó el desempeño del bloque predeterminado disponible en Simulink para comparar la respuesta en términos de eficiencia, velocidad de respuesta y capacidad de extracción. La Figura 3.16 muestra el esquema implementado para la simulación de la celda disponible en Simulink mientras que en la Figura 3.17 se muestra el resultado de la simulación en términos de potencia extraída por el sistema.

### Cap 3. IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS, RECURSOS y EQUIPOS DEL SISTEMA PROPUESTO58

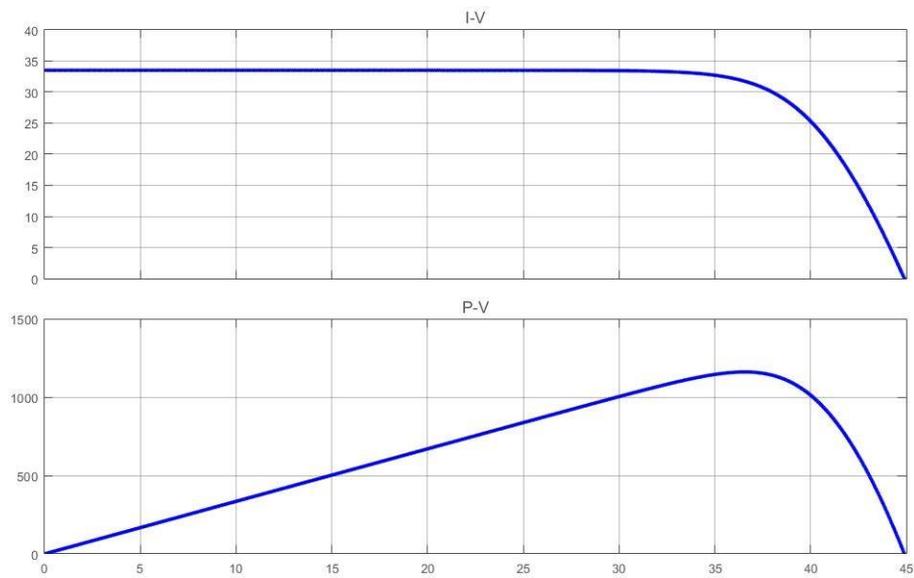


Figura 3.15: Resultados de la simulación del PV utilizando el bloque de programación de Simulink.

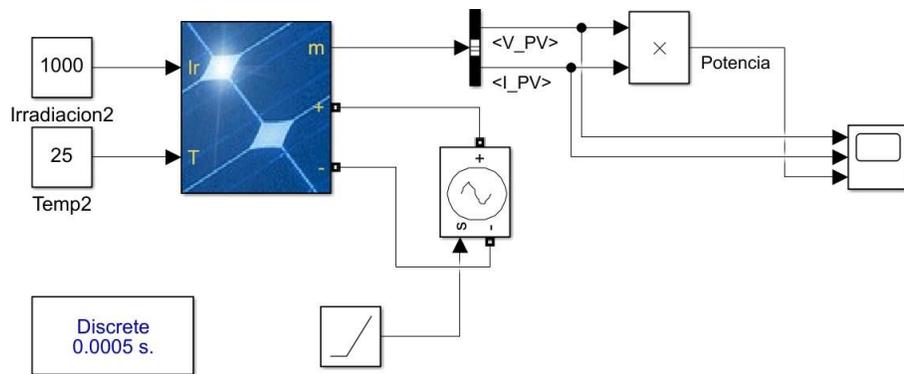


Figura 3.16: Diagrama de bloques del PV en Simulink usando la librería de un panel solar.

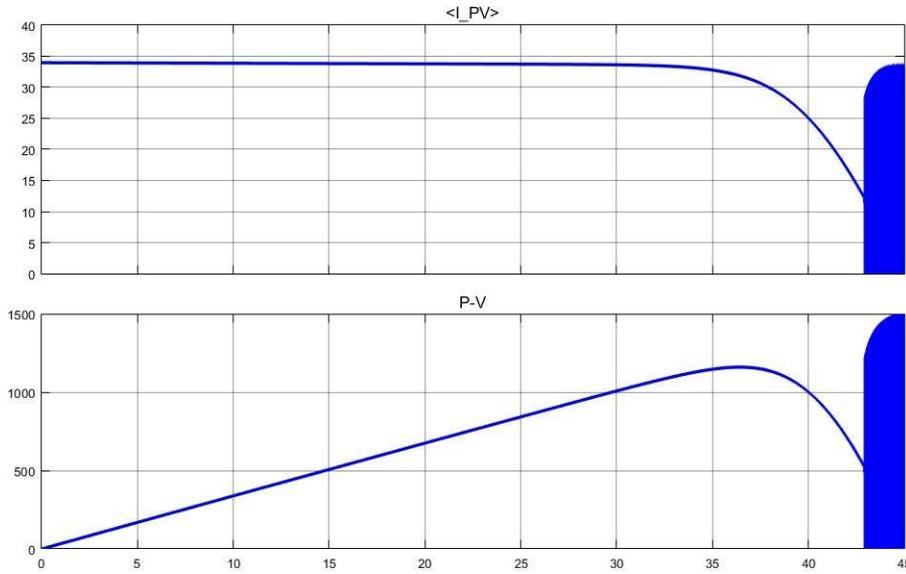


Figura 3.17: Resultados de la simulación del PV en Simulink usando la librería de un panel solar.

### 3.3. Implementación del seguimiento del punto de máxima potencia

Una vez comprobado el correcto funcionamiento de la celda solar fotovoltaica, se implementa el algoritmo para hacer seguimiento al punto máximo de potencia con la finalidad de controlar la compuerta del transistor IGBT mediante el control PWM que se genera como resultado del algoritmo P&O implementado.

En Matlab-Simulink se debe considerar las variables de entrada el voltaje (V) y la corriente (I) estimados a partir de la salida del panel PV para obtener la salida de control que regulará el PWM como se muestra en la Figura 3.18 y Figura 3.19.

Delta representa la frecuencia con la que se generará el duty cycle, es decir, el paso mínimo con el que trabaja este sistema para el incremento o decremento de la señal hasta que alcance el valor preestablecido. El objetivo del MPPT es encontrar siempre el máximo punto de funcionamiento en la curva o señal, por lo que para determinar este valor es posible aplicar una secuencia de derivadas de una función y estimar el punto máximo de operación. El tiempo delta debe ser mayor a los 10 kHz del que se configura

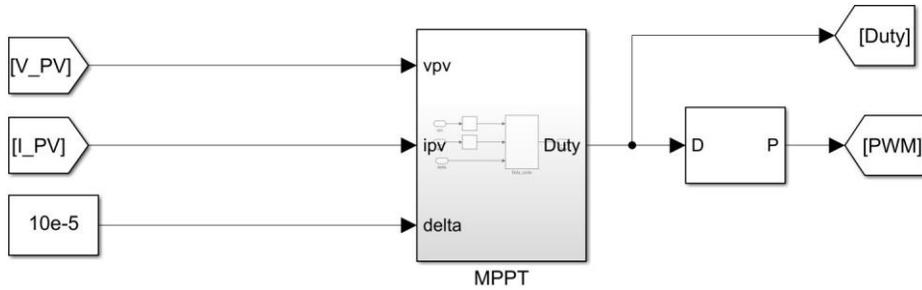


Figura 3.18: Bloque en Simulink que ejecuta el MPPT.

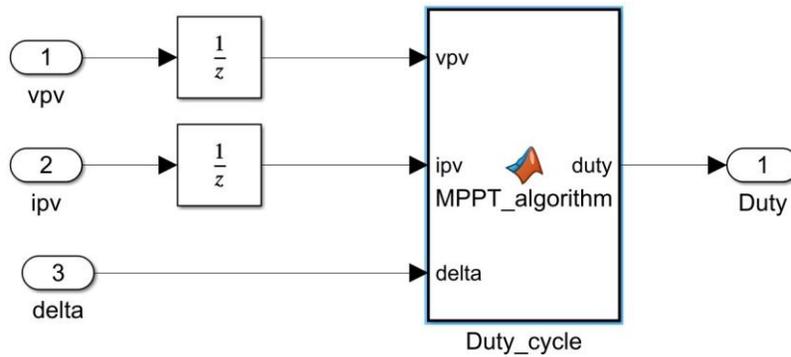


Figura 3.19: Bloque MPPT en Simulink que representa el algoritmo P&O.

para que trabaje el PWM de manera adecuada.

### 3.3.1. Método P&O

La programación del método P&O se lo hizo mediante la integración de una función en la que se programa para que se cumpla lo que este algoritmo requiere. El algoritmo se encuentra descrito en la Figura 2.12.

Las líneas de programación que corresponden a esta implementación corresponden a la Figura 3.20.

Para recopilar información de los estados previos del sistema se han implementado retrasos en las variables correspondientes a  $\frac{i}{pv}$  y  $\frac{v}{pv}$ ; el término  $1/Z$  ha sido colocado para evitar que el software estime modelos no convergentes en las mediciones de voltaje y corriente en los primeros instantes de la simulación. Finalmente, para la conversión del duty cycle a

### Cap 3. IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS, RECURSOS y EQUIPOS DEL SISTEMA PROPUESTO61

```
function duty = MPPT_algorithm(vpv,ipv,delta)
% Algoritmo MPPT
duty_init = 0.1; duty_min=0; duty_max=0.80;
persistent Vold Pold duty_old;
if isempty(Vold)
    Vold=0; Pold=0; duty_old=duty_init; end
P= vpv*ipv; dV= vpv - Vold; dP= P - Pold;
% El algoritmo busca donde dP/dV=0
% Si la derivada es igual a cero el duty ciclo no cambia
% Si la potencia anterior y la potencia nueva son diferentes
% y el voltaje del panel solar es mayor a 30V el algoritmo trabaja
if dP ~= 0 && vpv>20
    if dP < 0
        if dV < 0
            duty = duty_old - delta; else
            duty = duty_old + delta; end else
        if dV > 0
            duty = duty_old + delta; else
            duty = duty_old - delta; end end else
        duty = duty_old; end
% trabajamos con el duty cycle entre los limites maximo y minimo
if duty >= duty_max
    duty=duty_max; elseif duty<duty_min
    duty=duty_min;end
duty_old=duty; Vold=vpv; Pold=P;
```

Figura 3.20: Programación del algoritmo P&O dentro de la función MPPT.

una señal eléctrica de muestreo PWM es necesario configurar una frecuencia de muestreo de 10000 Hz.

#### 3.3.2. Implementación del Boost Converter

En esta etapa busca implementar el Boost converter cuyo objetivo es estabilizar la potencia de salida del PV a pesar de las variaciones que puedan existir según las variables de temperatura e irradiancia en su entrada. El conversor busca el máximo punto de operación que viene como resultado del MPPT quien controla mediante el PWM la apertura y cierre del transistor IGBT dentro del Boost que se encuentra descrito en forma de diagrama de bloque en la Figura 3.21.

Las partes que componen el Boost, así como las variables de medición se describen en la Figura 3.22, en el cual se componen de diversos

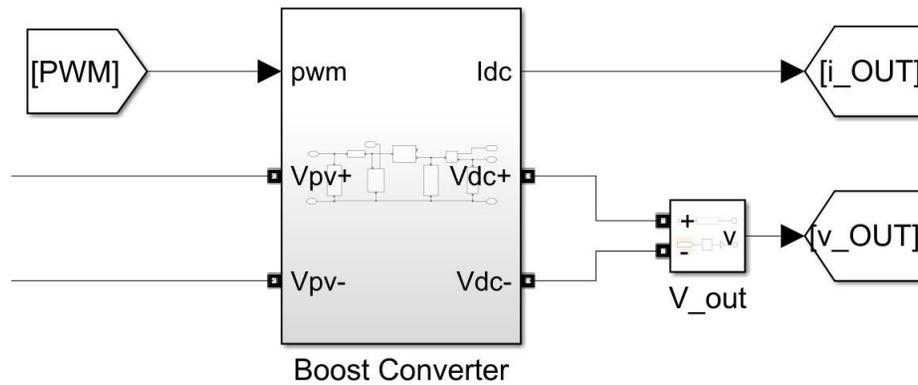


Figura 3.21: Diagrama de bloque del Boost converter en Simulink.

elementos activos, resistivos y señales de error generadas a partir de las corrientes medidas y estimadas para el correcto funcionamiento del sistema propuesto. Para determinar el cálculo de los distintos componentes del Boost entre las resistencias, condensadores, inductores se aplicaron las relaciones matemáticas desarrolladas en el Capítulo 2 que utilizan los parámetros de entrada y salida que el PV describe en el dimensionamiento del panel comercial seleccionado.

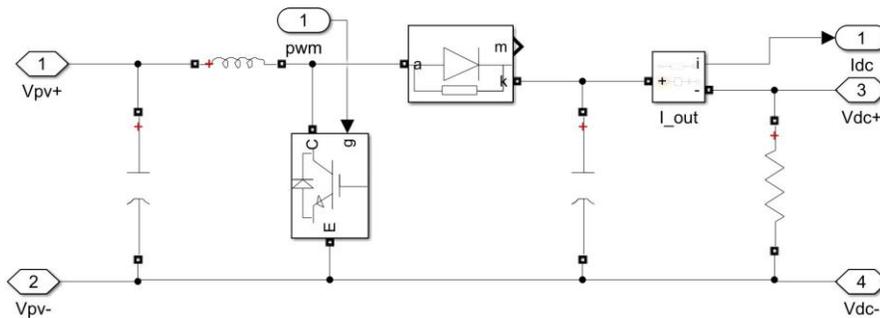


Figura 3.22: Componentes internos del bloque del Boost converter en Simulink.

### Diseño del convertidor Boost

Los valores conocidos al usar el diseño del panel PV Trina Solar se puede identificar en la Tabla 3.3. A partir de los parámetros establecidos por los valores comerciales del panel PV seleccionado es posible calcular el valor de los componentes. Inicialmente es posible calcular el término  $R_{MPP}$  mediante la relación de la ecuación 3.3

$$R_{MPP} = \frac{V_{MPP}}{I_{MPP}} \quad (3.3)$$

$$R_{MPP} = 4,1907ohm \quad (3.4)$$

$$R_L = 20ohm \quad (3.5)$$

Una vez estimado el valor de  $R_L$  es posible calcular el valor  $D_{mp}$  a partir de la relación expresada en la ecuación 3.6, es importante mencionar que para cumplir con las condiciones del dimensionamiento del sistema de generación solar la resistencia  $R_L$  debe ser mayor que el valor de la resistencia  $R_{MPP}$ . Asumiendo un convertidor de potencia ideal, donde la potencia generada por el panel PV es igual a la potencia de salida del conversor se puede estimar el valor de  $V_{out}$  a partir de la ecuación 3.8.

$$R_L = \frac{R_{MPP}}{(1 - D_{MPP})^2} \quad (3.6)$$

$$D_{MPP} = 0,5422 \quad (3.7)$$

$$V_{out} = \frac{V_{MPP}}{1 - D_{MPP}} \quad (3.8)$$

$$V_{out} = 79,51V \quad (3.9)$$

Finalmente se procede a calcular la inductancia mínima del sistema y el valor mínimo de los capacitores aplicando las ecuaciones 3.10 y 3.11 respectivamente. Para el cálculo del término  $\Delta I_{out}$  se selecciona un valor del 40 % del valor nominal de la corriente de salida y para el cálculo del coeficiente  $\Delta V_{out}$  se selecciona un valor del 2 % del valor nominal del voltaje de salida, para la frecuencia de muestreo  $f_s$  se selecciona una frecuencia de 10 kHz.

$$L_{min} = \frac{V_{MPP} \times D_{MPP}}{2 \times \Delta I_{out} \times f_s} \quad (3.10)$$

$$C_{min} = \frac{V_{out} \times D_{MPP}}{2 \times \Delta I_{out} \times fs \times R} \quad (3.11)$$

A través de las ecuaciones presentadas, el cálculo de los componentes resulta en una inductancia  $L_{min} = 0,3095mH$  y una capacitancia  $C_{min} = 67,775uF$ , éstos términos son los valores de configuración mínimos que se pueden implementar en el modelo seleccionado. Para el análisis se seleccionaron valores de  $L_{min} = 2mH$  y  $C_{min} = 100uF$ . Es importante mencionar que el Duty Ratio máximo es unitario, cuando se alcanza este valor el MOSFET siempre estará activo. Para evitar esto es que se ha elegido un valor cercano y menor a 1.

Además se debe recordar que no se debe permitir al convertor boost trabajar más allá de un específico Duty Ratio. Cabe recalcar que dentro de este Boost se encuentra integrada una resistencia de valor fijo que simulará una carga constante a través de una resistencia de 20 ohms.

### 3.4. Formulación del sistema completo

En la Figura 3.23 se observa el diagrama para la simulación del sistema de PV con MPPT y Boost converter.

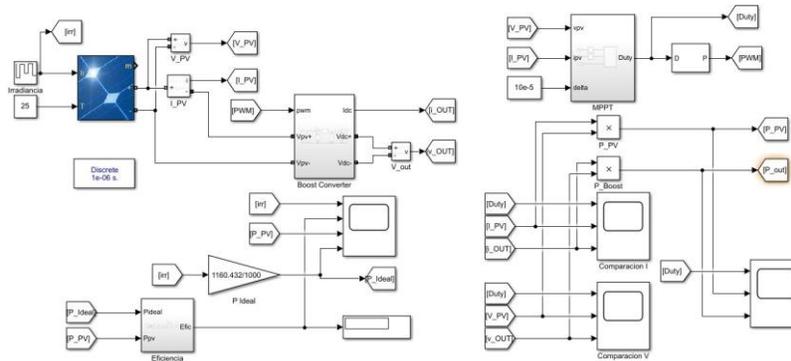


Figura 3.23: Simulación del sistema de generación PV completo.

La Figura 3.24 muestra el programa para determinar la eficiencia que tiene el sistema, donde existen subrutinas encargadas de la comprobación de la capacidad de extracción del modelo, así como la respuesta en términos de irradiación.

### Cap 3. IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS, RECURSOS Y EQUIPOS DEL SISTEMA PROPUESTO65

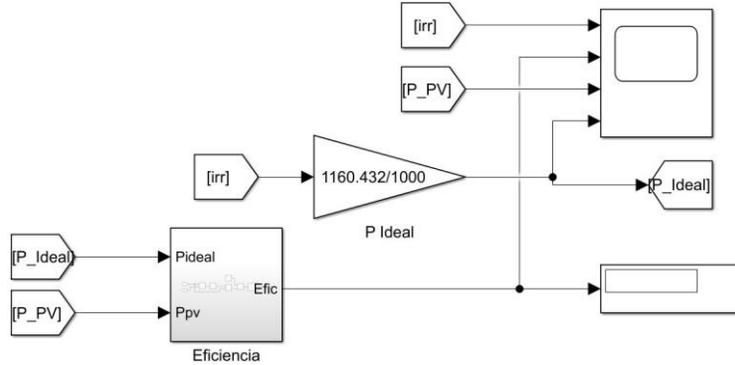


Figura 3.24: Diagrama de bloques de potencia, eficiencia e irradiación.

Los resultados de la simulación del sistema se muestran en la Figura 3.25 donde es posible observar la irradiancia en la parte superior del gráfico como entrada al panel PV mientras que en parte intermedia de la figura se observa la eficiencia del algoritmo MPPT que alcanza un valor mayor al 98%. En la parte inferior de la figura se observa la potencia ideal  $P_{ideal}$  y la potencia entregada por el panel  $P_{PV}$ , como indican las gráficas la potencia ideal y la potencia del panel son idénticas, con eso es posible determinar que el panel se encuentra trabajando en la zona que produce mayor eficiencia, es decir, trabaja en la zona MPPT.

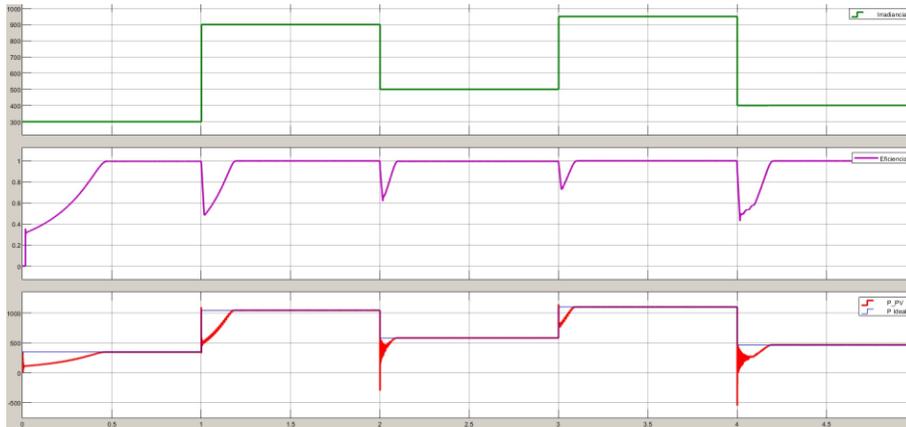


Figura 3.25: Resultados de la extracción de potencia generada, eficiencia e irradiación.

La evaluación preliminar de incorporar el controlador propuesto sugiere

### Cap 3. IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS, RECURSOS y EQUIPOS DEL SISTEMA PROPUESTO66

que el algoritmo de MPPT y el conversor Boost funcionan adecuadamente, debido a que el PVtaico trabaja siempre con la mayor potencia que pueda entregar en función de la irradiancia de entrada.

En la Figura 3.26 se observa el valor de Duty Cycle obtenido con el algoritmo de MPPT, además se muestra la potencia obtenida a la salida del panel  $P_{PV}$  y la potencia a la salida del conversor boost  $P_{out}$ .

Con el análisis del comportamiento del sistema es posible estimar la señal de salida del conversor boost, puesto que varía la amplitud en función de los cambios del Duty Cycle. Mediante el algoritmo MPPT es posible extraer la potencia máxima que el panel PV se encuentra en la capacidad de suministrar.

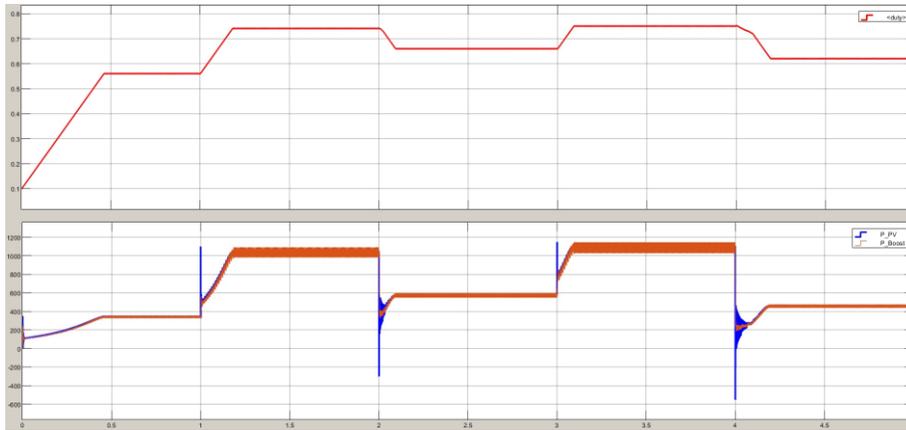


Figura 3.26: Resultados del Duty Cycle y extracción de potencia del sistema propuesto.

Debido a la variación de radiación solar, temperatura medioambiental, además de distintas cargas, el voltaje que genera el panel a su salida es variable así como la corriente de salida. Por tal motivo se utiliza el algoritmo MPPT con un convertidor boost (elevador) para incrementar el voltaje de salida del PV y así controlar la potencia entregada por el panel. En la Figura 3.27 se observa una gráfica del valor de Duty Cycle obtenido a través del algoritmo de MPPT. Además, se muestra la corriente obtenida a la salida del panel  $I_{PV}$  y la corriente a la salida del conversor boost  $I_{out}$ .

Finalmente, en la Figura 3.28 se observa una gráfica del valor de Duty Cycle obtenido con el algoritmo de MPPT, además se muestra el voltaje obtenido a la salida del panel  $V_{PV}$  y a la salida del conversor boost  $V_{out}$ .

Cap 3. IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS, RECURSOS y EQUIPOS DEL SISTEMA PROPUESTO67

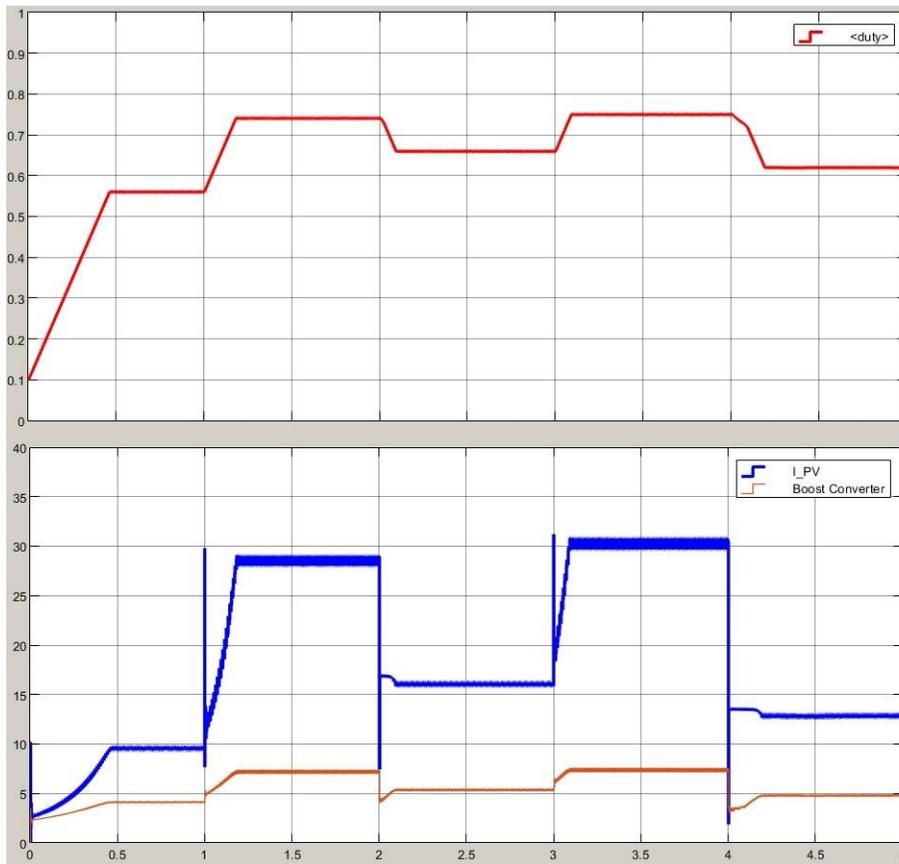


Figura 3.27: Resultados del Duty Cycle y extracción de corriente del sistema propuesto.

Cap 3. IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS, RECURSOS y EQUIPOS DEL SISTEMA PROPUESTO68

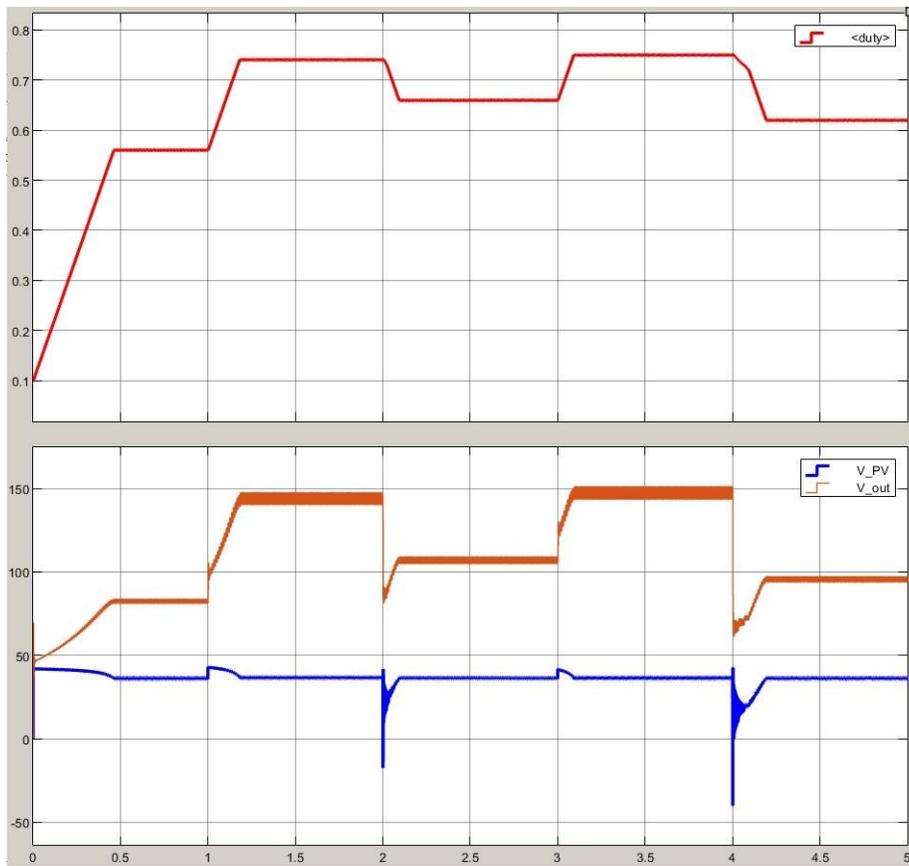


Figura 3.28: Resultados del Duty Cycle y voltaje de salida del sistema propuesto.

## **Capítulo 4**

# **Simulación HIL del sistema de generación fotovoltaico**

En esta sección se desarrollan mediante los recursos disponibles con la herramienta de software, la implementación de los modelos matemáticos en el hardware. Para ello se utiliza la arquitectura de interacción de los modelos en el dispositivo bajo una estructura secuencial para la simulación en RT. Adicionalmente se presentan los resultados de las etapas de emulación a fin de establecer una comparativa entre los resultados obtenidos y la eficiencia de los equipos proporcionada a través de los fabricantes.

## 4.1. Programación en VeriStand

La herramienta VeriStand proporciona las herramientas necesarias para implementar un modelo dentro del lazo de control (MIL). A través del modelo es posible recopilar y gestionar datos como [Instruments](#) [2021a]:

- Manejo de interfaz de usuario (UI) o HMI.
- Manejo de herramientas dentro de la interfaz de usuario: Este apartado permite manipular variables como visualización de datos, alarmas, credenciales de acceso y manejo de parámetros en el modelo.
- Perfil de estímulos.
- **Secuencias en RT:** Esta herramienta proporciona secuencias de ejecución desde un perfil de estímulos, así como la ejecución de interfaz del usuario desde el administrador.
- Diseño y esquematización de pruebas basado en HIL.

### 4.1.1. Componentes en VeriStand

El componente “System Explorer” permite la configuración del ambiente de simulación, así como la ejecución del sistema de pruebas y la operación del sistema de control propuesto. Los componentes principales de simulación incluyen:

- Alarmas
- Cálculo de Canales
- Entradas/Salidas para el Hardware
- Mapeos para el Sistema
- Procedimientos
- Simulación de Modelos
- Canales del Sistema
- Canales de Usuario
- Configuración de Ejecución para los motores de VeriStand

### **Incorporación de modelos**

El entorno de simulación VeriStand contienen los elementos del proyecto, controladores y modelos dimensionados en la simulación de la propuesta. El componente VeriStand es compatible con múltiples esquemas provenientes de diferentes ambientes de modelamiento, así como la comunicación entre los distintos softwares de simulación propuestos a fin de evaluar todas las componentes del sistema propuesto.

### **Parametrización del modelo seleccionado**

Del modelo agregado se puede incorporar los parámetros configurados de varias plataformas de programación de modelos. Para el panel TrinaSolar seleccionado es posible incorporar los parámetros del modelo en función del dimensionamiento de la celda, la posibilidad de agregar elementos de saturación de señales que responden a la capacidad de generación del sistema. Los parámetros incorporados al software se muestran en la Tabla 3.2.

### **Canales calculados**

Los canales se incorporan al sistema para producir valores de referencia, corrientes y voltajes de salida, señales de control y señales de error basados en las formulaciones matemáticas de la sección 2 para evaluar el desempeño del sistema de generación fotovoltaico.

### **Canales de usuarios**

Los canales de usuario son herramientas utilizadas como variable dentro de los procedimientos de simulación, así como en los perfiles de estímulo y perturbaciones del sistema. Una estrategia tradicional de incorporar un canal de usuario es el trabajo de múltiples modelos de manera simultánea, así es posible analizar las rutas de conversión de datos, esquemas de control del modelo y sistemas de conversión de componentes a fin de implementar un sistema dinámico donde los componentes de la simulación se activan en función de las variaciones de las entradas del modelo.

### **Tablas de mapeo**

Introducen la configuración necesaria para establecer la conexión entre los distintos modelos del proyecto. La Figura 4.1 muestra la incorporación de la tabla de mapeo del sistema de generación propuesto.

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO72

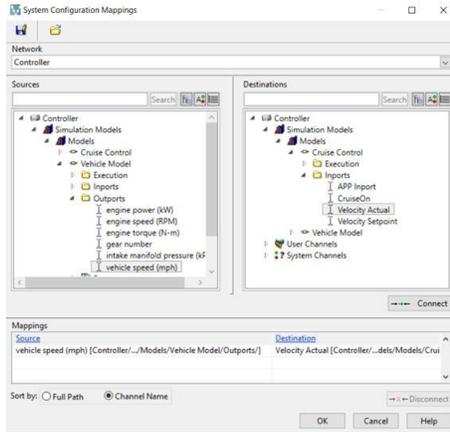


Figura 4.1: Mapeo entre variables de los modelos inscritos en VeriStand.

### Motor de ejecución

El motor de ejecución permite asignar una secuencia de operaciones a fin de garantizar la evaluación del modelo bajo los parámetros seleccionados como cantidad de núcleos disponibles, velocidad de ejecución y selección del SO. Es recomendable que la velocidad de muestreo de señales sea al menos de 100 Hz para garantizar que el modelo sea estable y pueda regular el voltaje del panel en un rango de tiempo moderado. Es importante mencionar que el tiempo de ejecución está ligado estrechamente a la capacidad de operación del sistema en RT.

### Administrador de la interfaz de usuario

El administrador de interfaz de usuario permite el desarrollo visual de manera profesional para la interfaz. Una implementación rápida y con facilidad abarca visualizaciones simples hasta correlaciones de datos del sistema distribuidos a lo largo del entorno de visualización. Es posible incluir dispositivos embebidos que permiten incrementar la eficiencia y productividad en términos de desarrollo. El objetivo del uso de las herramientas es el desarrollo de HMI's y de su integración para completar el monitoreo en las pruebas de aplicaciones en RT.

#### Pasos para la creación de un HMI editable en RT.

- Abrir un proyecto
- Definir la secuencia y parámetros de simulación verificando que no

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO73

existan errores.

- Desplegar el menú de selección de herramientas disponibles.
- En la paleta de selección de herramientas seleccionar el controlador o indicador respectivo como se muestra en la Figura 4.2
- Arrastrar el elemento seleccionado al entorno de simulación y configurarlo según sea el requerimiento.

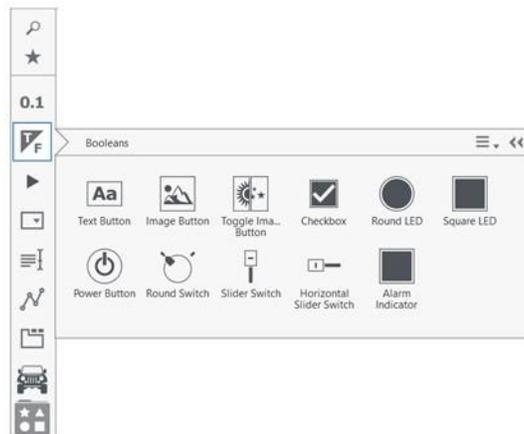


Figura 4.2: Paleta de herramientas para controles e indicadores dentro de VeriStand Screen.

## 4.2. Simulación en myRio-VeriStand en RT

### 4.2.1. Creación de archivos personalizados

Dentro de VeriStand no es posible la creación de “Bit Files” para el dispositivo myRio, esto se debe a las capacidades limitadas que podría tener la myRio para desarrollar operaciones complejas.

Sin embargo, es posible crear archivos “bit file” y .xml para el FPGA de manera que se incorporen a VeriStand y se trabaje de manera simultánea con el FPGA que se encuentra presente dentro de la myRio.

Se requiere la instalación de algunas plataformas en el ordenador a fin de crear los “bitfiles”. Entre los mencionados se tiene:

- LabVIEW

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO74

- LabVIEW Real Time
- LabVIEW FPGA
- LabVIEW myRio Toolkit [NI-Labview-myRio \[2019\]](#)
- LabVIEW Model Interface Toolkit [Instruments \[2020b\]](#)
- cRIO Drivers
- VeriStand con la extensión LabVIEW Support for VeriStand
- NI VeriStand FPGA-Based E/S Interface Tools [Instruments \[2017\]](#)

Es importante mencionar que la versión de VeriStand debe coincidir con la versión de LabVIEW instalada y de incluir en la instalación Labview support para VeriStand. Adicionalmente es necesario realizar el siguiente procedimiento [Instruments \[2021b\]](#) [Instruments \[2020a\]](#):

- Hacer una copia de la muestra del FPGA VI y del proyecto
- Personalizar el FPGA VI en LabVIEW
- Compilar el FPGA VI en un bitfile.

### 4.2.2. Preparación de Simulink para simulación del modelo

**Procedimiento para el uso de myRio en VeriStand** Es necesario definir una personalidad para el FPGA del dispositivo myRio para ser incorporado al modelo de simulación a través de VeriStand. Existen 2 métodos principalmente que permiten el uso de las E/S de la myRio con VeriStand [C8 \[2021\]](#):

- Crear un FPGA VI con capacidad de controlar las E/S desde VeriStand.
- Crear el dispositivo “FPGA Configuration File” (\*.fpgaconfig) requerido por VeriStand para el acceso del usuario para el uso de las E/S de la myRio.

**Procedimiento** Es importante instalar los drivers en el myRio, por lo que se recomienda hacer uso del programa NI MAX ( National Instruments) y agregar el software necesario en el sistema remoto mediante “Add/Remove Software”. Seleccionar el software para el sistema embebido que esté

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO75

relacionado a la versión de LabVIEW y VeriStand instalado en el PCNI-Labview-myRio [2019].

Seleccionar:

- LabVIEW Real Time.
- Custom Software Installation – VeriStand Engine.

Si se ha ejecutado un VI desde myRio no es posible usar el mismo myRio con VeriStand. Se necesitará del NI MAX para remover el VeriStand Engine del myRio para que se pueda trabajar nuevamente con VeriStand con la versión requerida, como se presenta en la Figura 4.3.

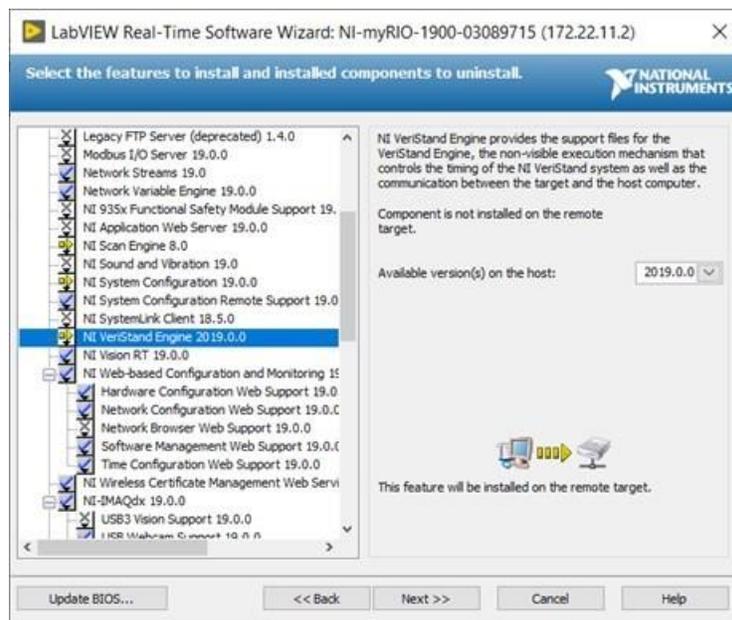


Figura 4.3: Preparación de la myRio desde NI MAX para instalación del VeriStand Engine.

### Preparación de Simulink para generación de archivos para VeriStand

Para la interacción de Simulink con el entorno de simulación Veristand es necesario instalar los siguientes softwares:

- Matlab
- C/C++ y Eclipse IDE for Windows.

- VeriStand Model Framework.

Al instalar VeriStand Model Framework asegurarse de tener instalado previamente Matlab (32 o 64 bits). Para hacer uso completo de VeriStand Model Framework el archivo “matlabrc.m” instalado por Matlab, no debe ser solamente “read-only”, de lo contrario tendrá que ser editado manualmente [C2 \[2021\]](#) [C7 \[2017\]](#).

Es posible convertir un modelo en Simulink para mantener la compatibilidad dentro de VeriStand. Para aquello, es necesario manipular el motor de conversión dentro de Matlab. Es así que se utiliza este motor de generación de código C, que permita crear el archivo .so para el procesador ARM que se utiliza internamente en la myRio. Adicionalmente, el conversor genera el código diseñado en Simulink a código C mediante las herramientas de compilación de C/C++ en el que se incluye herramientas C/C++ y Eclipse IDE, mismas que son necesarias para programar el hardware de NI que ejecuta el SO Linux Real-Time.

Es posible verificar dentro del ambiente de Simulink que las herramientas de compilación se encuentren instaladas, ingresando sobre el icono “Model Configuration Parameters” y elegir nuevamente “Model Configuration Parameter”. En el submenú seleccionar “Code Generation” y elegir dentro de “Target Selection” un archivo para el “System Target File” que permita la compilación mediante el uso del motor de conversión para procesadores ARM 32 basado en NI VeriStand para Linux como se indica en la [Figura 4.4](#).

Posteriormente, es necesario que las simulaciones en Simulink sean configuradas para que el procedimiento de resolución de los problemas se realice en tiempo discreto. Se aplica el método de Euler en correspondencia con las pruebas a realizarse en el HIL. Los parámetros de configuración se muestran en la [Figura 4.5](#).

### 4.3. Programación en VeriStand

Para incorporar los modelos y esquemas formulados se aplican los procedimientos descritos en las subsecciones de este apartado.

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO77

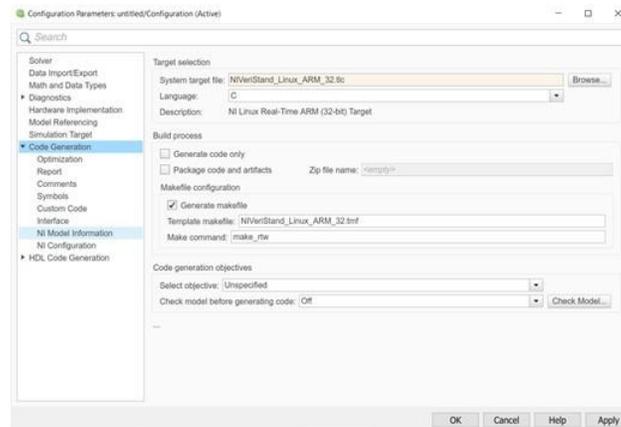


Figura 4.4: Panel de configuración dentro de Simulink para la selección del Motor de conversión de un diagrama en simulink a un archivo .so basado en el lenguaje de conversión C.

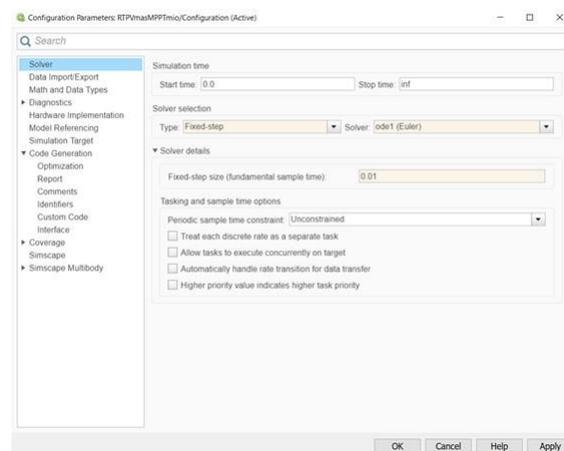


Figura 4.5: Parámetros de configuración para la resolución de los diseños en Simulink.

### 4.3.1. Configuración de los canales E/S y calibración de resolución

- **Configurar el dispositivo dentro del Arbol Click sobre “Controller”:** En la especificación del dispositivo implementado, seleccionar Linux ARM 32 y 172.22.11.2, que hacen referencia al SO y dirección IP del dispositivo utilizado respectivamente, como se muestra

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL del SISTEMA de GENERACIÓN FOTOVOLTAICO78

en la Figura 4.6.

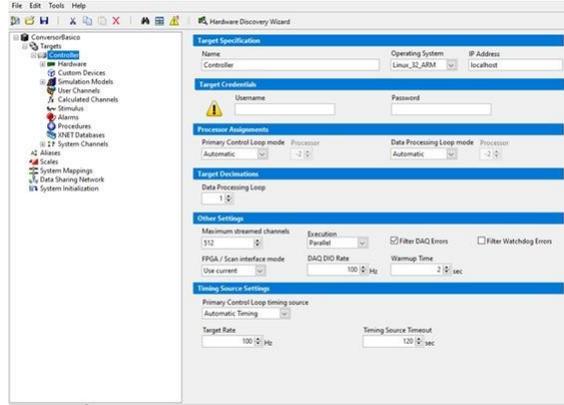


Figura 4.6: Configuración del dispositivo en VeriStand.

- Guardar
- Expandir del Arbol el Controlador, y seleccionar el FPGA y elegir “Hardware Discovery Wizard” donde se encontrará el FPGA del equipo que se encuentre asignado a la IP antes mencionada como se muestra en la Figura 4.7.

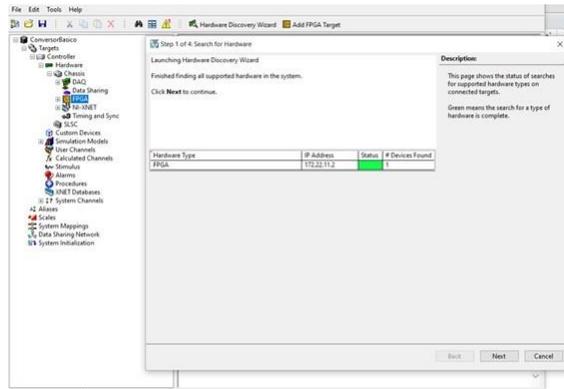


Figura 4.7: Visualización del dispositivo utilizado en VeriStand.

- Una vez agregado el equipo se integrará el archivo bitfile creado en LabVIEW, el mismo que se encuentra asociado al equipo y que permitirá usar las E/S de la myRio como se muestra en la Figura 4.8.

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL del SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO79

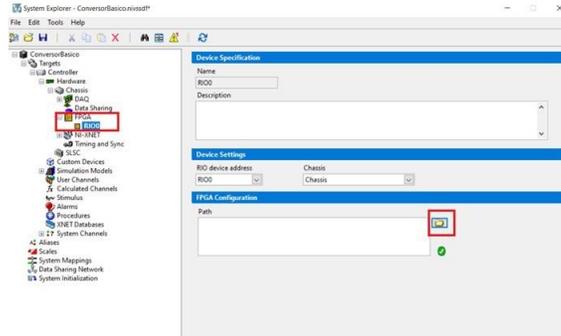


Figura 4.8: Comunicación del hardware en VeriStand.

- Visualizar todos los canales de E/S tanto analógicos como digitales de la myRio. Estos canales serán utilizados en la adquisición de señales posteriores en la propuesta de control. Los módulos de E/S del dispositivo se muestran en la Figura 4.9.

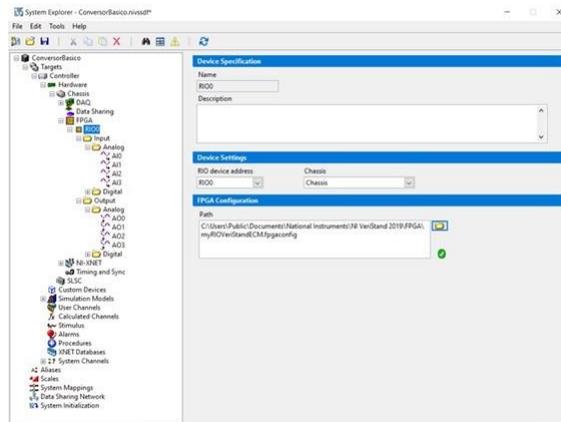


Figura 4.9: Canales de E/S del dispositivo myRio en VeriStand.

VeriStand trabaja en formato RAW (datos crudos), por ello es necesario aplicar un escalamiento:

- Los canales analógicos en el myRio producen valores en un formato RAW.
- El conector C de la myRio genera una variación de voltaje entre -10V a 10V

#### Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO80

- El conector C de la myRio genera señales de voltaje entre -10V a 10V

Para convertir los datos RAW a voltios se aplica la ecuación 4.1.

$$V = \text{Resolución ADC del canal} * \text{LSB Weight} \quad (4.1)$$

$$\text{LSB}_{\text{Weight}} = \frac{\text{Rango Nominal}}{2^{\text{Resolución ADC}}} \quad (4.2)$$

$$\text{LSB}_{\text{Weight}} = \frac{-10V - 10V}{2^{\frac{12}{20}}} \quad (4.3)$$

$$\text{LSB}_{\text{Weight}} = 2^{\overline{12}} \quad (4.4)$$

$$\text{LSB}_{\text{Weight}} = 4,883mV \quad (4.5)$$

Para realizar la conversión de voltaje, es necesario multiplicar el paso mínimo  $\text{LSB}_{\text{Weight}}$  por el valor RAW. De esta manera se configura el escalamiento como se muestra en la Figura 4.10.

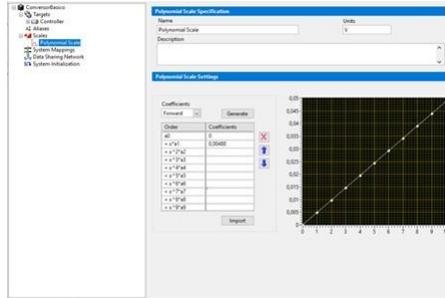


Figura 4.10: Configuración del escalamiento del dispositivo myRio.

VeriStand también está en la capacidad de analizar el caso inverso, por lo que se configuran los rangos en la opción “Generate” entre los voltajes de -10V a 10V. La configuración de la resolución del voltaje se muestra en la Figura 4.11.

Posteriormente, se relaciona el escalamiento a los canales de trabajo como se muestra en la Figura 4.12.

Finalmente, seleccionar y relacionar el escalamiento con los canales de E/S correspondientes al conector C de la myRio como se muestra en la Figura 4.13.

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL del SISTEMA de gENERACIÓN FOTOVOLTAICO81

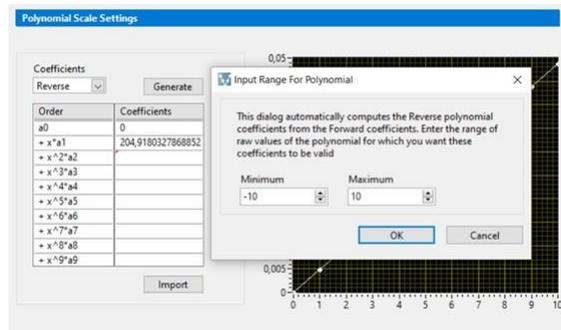


Figura 4.11: Calibración de la resolución de datos en el dispositivo myRio.

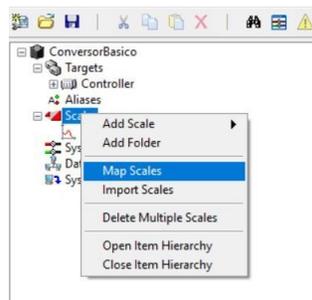


Figura 4.12: Escalamiento de los canales del myRio.

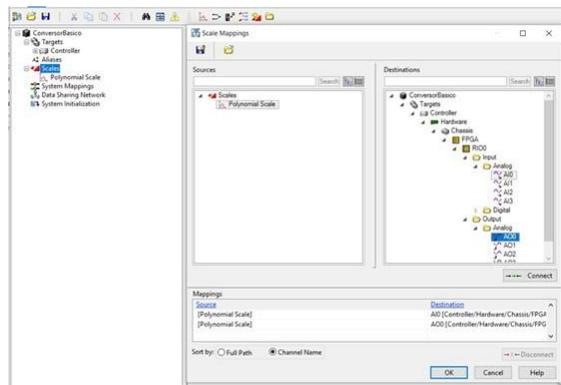


Figura 4.13: Enlace del escalamiento de voltaje con el canal C del myRio.

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO82

### 4.3.2. Integración del Modelo Matemático

Para la integración del modelo matemático propuesto, se enlazan las relaciones matemáticas presentes en Simulink, para ello se realiza el siguiente procedimiento C1 [2021]:

- Seleccionar y expandir la pestaña “Models”, posteriormente seleccionar “Add a simulation model” como se muestra en la Figura 4.14.

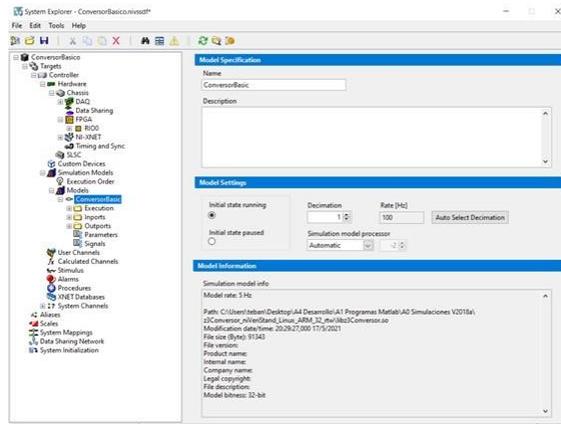


Figura 4.14: Incorporación del modelo en VeriStand.

- Configurar el mapeo de E/S y relacionar las salidas del modelo generado (source) con las salidas de la myRio (destination) como se muestra en la Figura 4.15 y Figura 4.16.

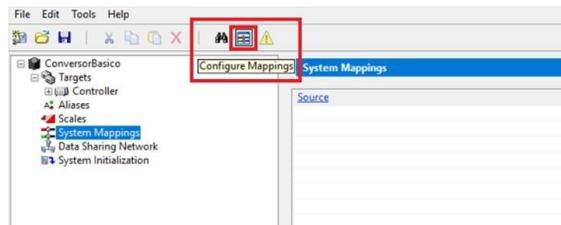


Figura 4.15: Configuración del mapeo de E/S del dispositivo myRio.

- Relacionar el bloque de entradas analógicas del myRio (source) con la entrada al modelo matemático propuesto (destination) como se muestra en la Figura 4.17. Finalmente, es posible visualizar las

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO83

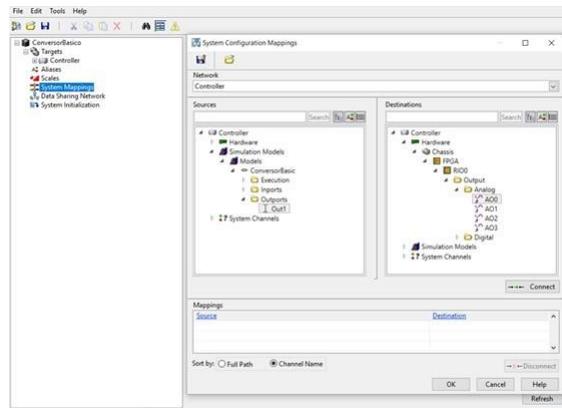


Figura 4.16: Enlace entre el módulo de salida del dispositivo con el modelo generado.

conexiones de los modelos entre los distintos softwares implementados para el desarrollo de la propuesta como se muestra en la Figura 4.18.

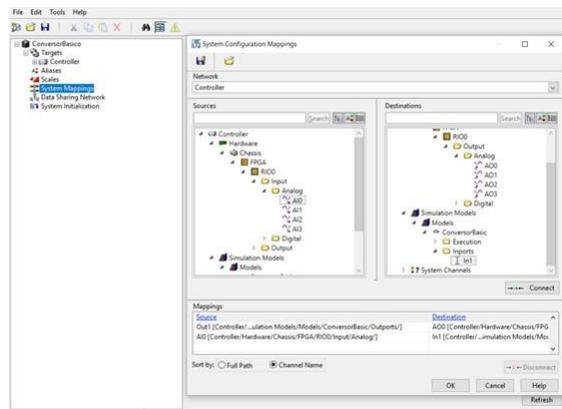


Figura 4.17: Enlace entre el módulo de señales analógicas del myRio con el modelo propuesto.

- Agregar una nueva pestaña e incorporar un controlador y visualizador configurado de acuerdo con el modelo matemático propuesto como se muestra en la Figura 4.19 y Figura 4.20.

Donde A00 es el voltaje de salida del myRio, a la vez que se relaciona con la entrada del modelo matemático. El indicador numérico muestra la salida

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO84

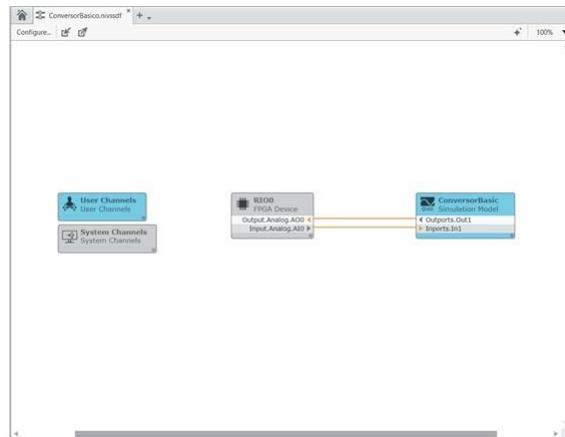


Figura 4.18: Enlace entre los canales de comunicación con el myRIO.

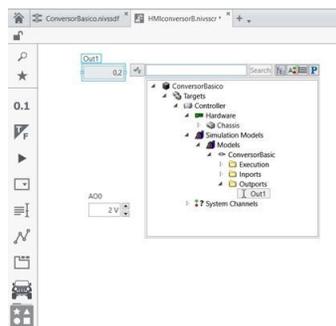


Figura 4.19: Configuración del visualizador del modelo propuesto.

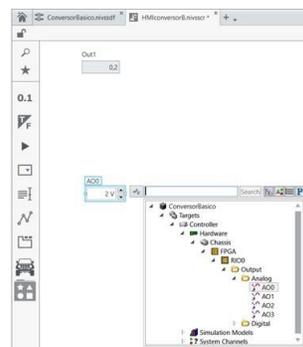


Figura 4.20: Configuración del controlador del modelo propuesto.

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO85

del modelo matemático resultante en términos de voltaje.

### 4.3.3. Pruebas de operación del panel PV

Para la prueba de operación en el panel PV propuesto se ha realizado el procedimiento descrito a continuación:

- Configurar el nombre, dirección y características del equipo.
- Agregar el FPGA del hardware como se muestra en la Figura 4.21.

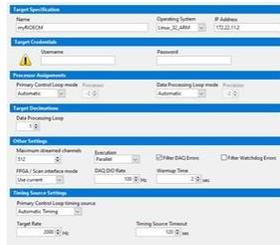


Figura 4.21: Configuración del dispositivo.

- Agregar el fpgaconfig file, archivo personalizado para el FPGA del myRio
- Configurar las escalas (tanto para la sensibilidad de pines de entradas como de salidas)
- Realizar un mapscale, asociando esas configuraciones a las E/S respectivas
- Agregar el modelo
- Configurar el mapeo para relacionar las salidas respectivas del modelo con las del Hardware.

### Modelo incorporado en VeriStand

El modelo de Simulink utilizado para correlacionar las formulaciones matemáticas en VeriStand, mantiene unas ligeras modificaciones en términos de sus entradas, salidas y valores de saturación. El modelo implementado desde Simulink se muestra en la Figura 4.22, mientras que las características de uso del sistema del modelo se muestran en la Figura 4.23. Finalmente, la

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO86

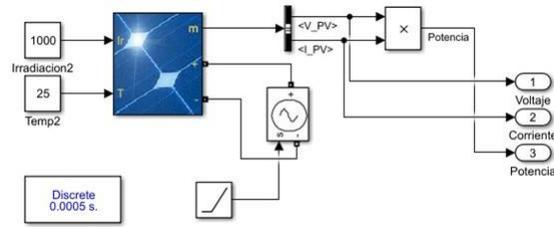


Figura 4.22: Esquema del PV usando la librería de PV de Simulink, adaptado para ejecutarse en VeriStand.



Figura 4.23: Características de uso del sistema del modelo seleccionado.

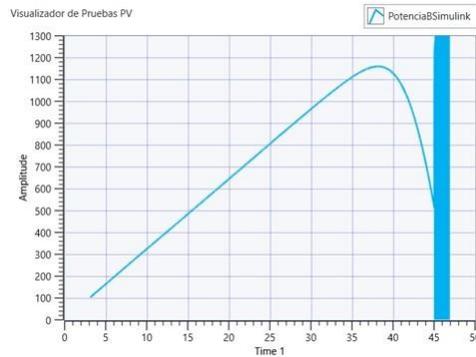


Figura 4.24: Curva característica del PV con la incorporación del PV de Simulink.

Figura 4.24 muestra la respuesta del panel PV en términos de extracción de potencia.

La salida analógica A0 del myRio fue configurada desde VeriStand para entregar el nivel de voltaje correspondiente a la entrega de potencia que puede generar la celda PV. Debido a que la salida puede manejar un voltaje entre +/- 10V, se hizo un escalamiento desde VeriStand para que la señal de

#### Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO87

salida relacionada a la generación de potencia, mantenga un rango de 0-10V. La Figura 4.25 muestra el resultado de la simulación en un osciloscopio.



Figura 4.25: Respuesta de la simulación de la celda PV en un osciloscopio.

Mediante el software de NI MAX es posible determinar el uso de recursos del hardware seleccionado. El resultado de utilización de recursos del dispositivo al realizar las simulaciones basadas con la librería de Simscape Simulink, a partir de periodos definidos de tiempo, se muestra en la Tabla 4.1 donde es posible determinar que el procesamiento de datos del hardware genera un uso de recursos acorde al procesador del equipo.

Tabla 4.1: Recursos del sistema utilizados mediante la simulación con la librería Simscape-Simulink

Recursos del sistema.			
Variable	Simulación 5 seg.	Simulación 10 seg	Simulación 15 seg.
Total memoria física.	244 MB	244 MB	244 MB
Memoria física disponible.	6.33 MB	6.33 MB	6.54 MB
Memoria virtual total.	244 MB	244 MB	244 MB
Memoria virtual disponible.	75.3 MB	74.8 MB	75.6 MB
Capacidad en el disco.	387 MB	387 MB	387 MB
Espacio disponible en el disco.	171 MB	171 MB	171 MB
Recursos del CPU.	97 % - 98 %	87 % - 98 %	90 % - 96 %
Carga de interrupción de CPU.	54 % - 50 %	46 % - 40 %	40 % - 44 %

#### Simulación mediante un bloque de función programado en Simulink del PV TrinaSolar

El modelo utilizado para el panel TrinaSolar generado desde Simulink se encuentra descrito en la Figura 4.26, mientras que las características de uso del sistema del modelo se muestran en la Figura 4.27. Finalmente, la

#### Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO88

respuesta de la curva característica del panel a través del entorno VeriStand se muestra en la Figura 4.28.

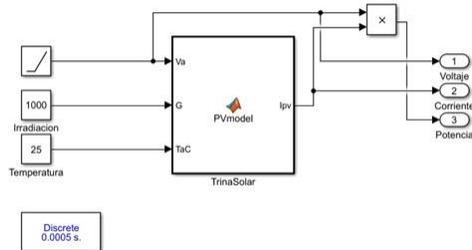


Figura 4.26: Panel TrinaSolar formulado en Simulink adaptado para ejecutarse en VeriStand.



Figura 4.27: Características de uso del sistema del panel TrinaSolar seleccionado.

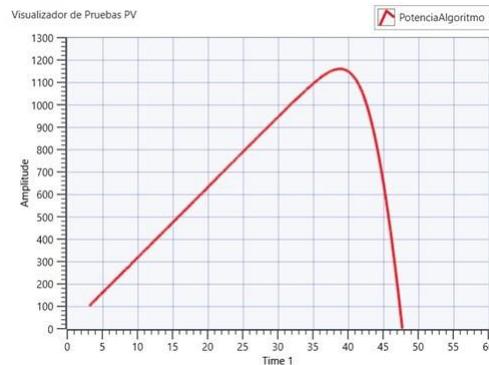


Figura 4.28: Curva característica del PV con la implementación del algoritmo de un Panel TrinaSolar en Simulink.

Mediante el software de NI MAX es posible determinar el uso de

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO89

recursos del hardware seleccionado. El resultado de la utilización de recursos del dispositivo al realizar las simulaciones basadas con un bloque de programación, se muestra en la Tabla 4.2 donde es posible determinar que el procesamiento de datos del hardware genera un uso de recursos acorde al procesador del equipo.

Tabla 4.2: Recursos del sistema utilizados mediante un bloque de función programado

Recursos del sistema.			
Variable	Simulación 5 seg.	Simulación 10 seg	Simulación 15 seg.
Total memoria física.	244 MB	244 MB	244 MB
Memoria física disponible.	6.95 MB	6.75 MB	7.40 MB
Memoria virtual total.	244 MB	244 MB	244 MB
Memoria virtual disponible.	72.8 MB	73.0 MB	74.1 MB
Capacidad en el disco.	387 MB	387 MB	387 MB
Espacio disponible en el disco.	170 MB	170 MB	170 MB
Recursos del CPU.	92 % - 98 %	91 % - 96 %	91 % - 94 %
Carga de interrupción de CPU.	44 % - 41 %	42 % - 45 %	45 % - 44 %

### Simulación del modelo clásico basado en Simulink

El modelo utilizado del panel mediante el uso de bloques gráficos de programación, generado desde Simulink, se encuentra descrito en la Figura 4.29, mientras que las características de uso del sistema del modelo se muestran en la Figura 4.30. Finalmente, la respuesta de la curva característica del panel a través del entorno VeriStand se muestra en la Figura 4.31.

Mediante el software de NI Max es posible determinar el uso de recursos del hardware seleccionado. El resultado de la utilización de recursos del dispositivo al realizar las simulaciones con la herramienta de Simulink a partir de periodos definidos de tiempo se muestra en la Tabla 4.3 donde es posible determinar que el procesamiento de datos del hardware genera un uso de recursos del procesador dispositivo a prueba.

Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO90

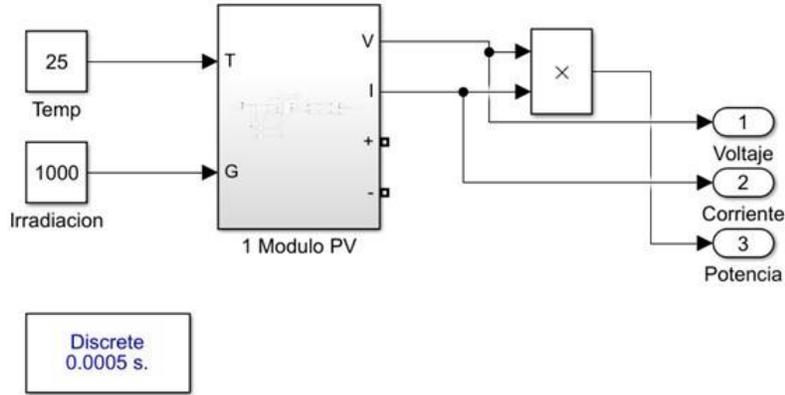


Figura 4.29: PV programado mediante bloques graficos formulado en Simulink y adaptado para ejecutarse en VeriStand.

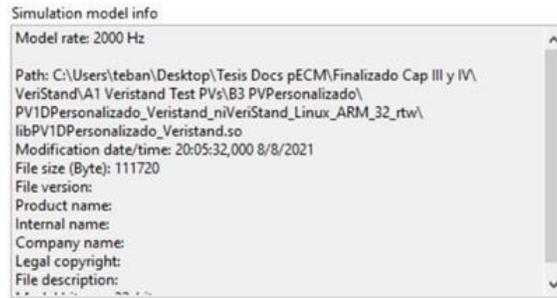


Figura 4.30: Características de uso del sistema del PV programado mediante bloques graficos.

Tabla 4.3: Recursos del sistema utilizado mediante bloques gráficos de programación

Recursos del sistema.			
Variable	Simulación 5 seg.	Simulación 10 seg	Simulación 15 seg.
Total memoria física.	244 MB	244 MB	244 MB
Memoria física disponible.	7.34 MB	6.87 MB	7.13 MB
Memoria virtual total.	244 MB	244 MB	244 MB
Memoria virtual disponible.	73.5 MB	73.1 MB	74.1 MB
Capacidad en el disco.	387 MB	387 MB	387 MB
Espacio disponible en el disco.	170 MB	170 MB	170 MB
Recursos del CPU.	97 % - 97 %	90 % - 97 %	93 % - 98 %
Carga de interrupción de CPU.	52 % - 52 %	40 % - 46 %	46 % - 47 %

#### Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO91

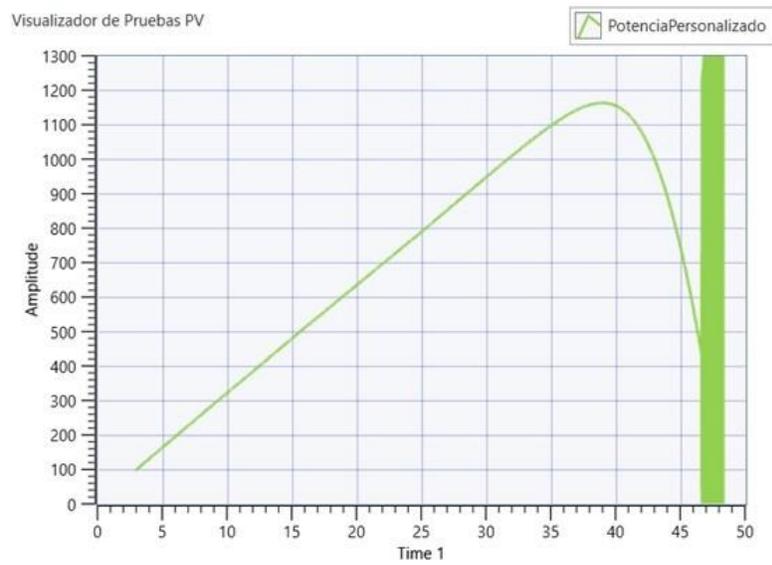


Figura 4.31: Curva característica del PV con la implementación de bloques de programación en Simulink.

## Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO92

Como método comparativo, dentro de VeriStand se agregaron los 3 modelos matemáticos previamente simulados, para establecer diferencias en el rendimiento y establecer una comparación, como se indica en la Figura 4.32.

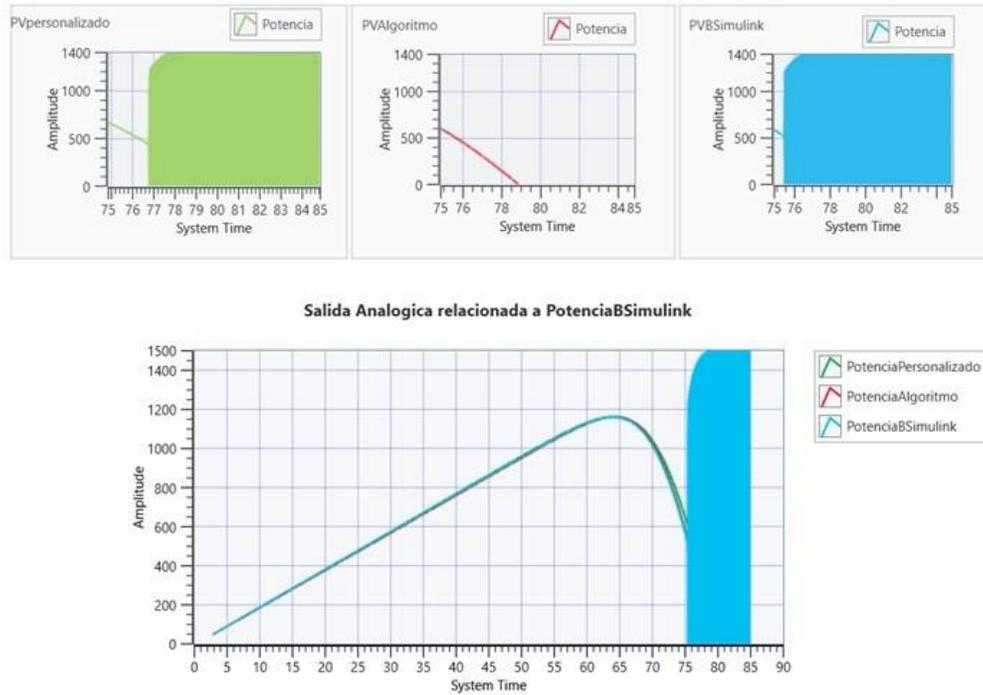


Figura 4.32: Gráfica en VeriStand de los 3 modelos matemáticos desarrollados que representan el funcionamiento de un PV.

#### 4.4. Implementación de un banco de pruebas

Para la adaptación del diseño de Simulink a VeriStand se realiza el siguiente procedimiento:

- Selección del PV de la librería de Simulink que presenta Simscape para representar los paneles solares.
- Implementación de algoritmo MPPT
- Implementación del Boost Converter
- Integración de todo el Sistema

Se desarrolló una variedad de pruebas en la que el sistema general se muestra a continuación:

- El banco de pruebas se muestra en la Figura 4.33.

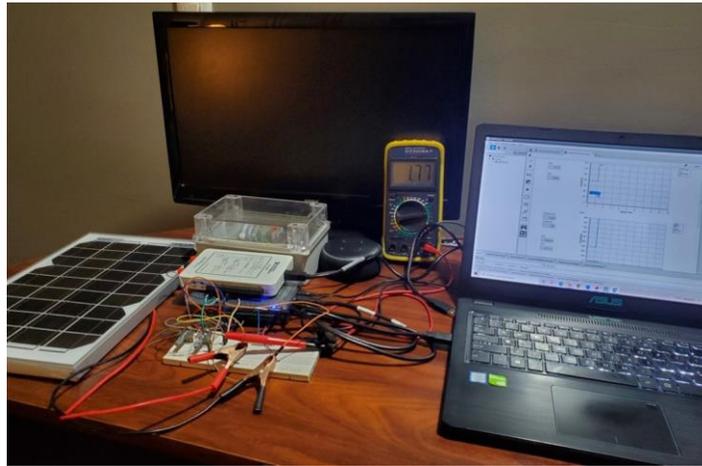


Figura 4.33: Componentes del banco de pruebas.

##### 4.4.1. Prueba 1

Con el sistema de banco de pruebas disponible, la primera prueba es desarrollada con la generación de irradiación programada desde Software y la extracción de temperatura mediante un sensor LM35. Para poder conocer la eficiencia en la que está trabajando el MPPT, se implementó una lógica

#### Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO94

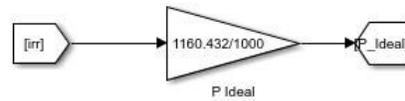


Figura 4.34: Gráfica de los bloques de eficiencia.

de programación en la que su algoritmo en bloques es representada como se muestra en la Figura 4.34.

La respuesta del voltaje de salida de la celda PV y el voltaje de salida del sistema después del convertor Boost en el que se evaluó diferentes índices de irradiación se muestran en la Figura 4.35.

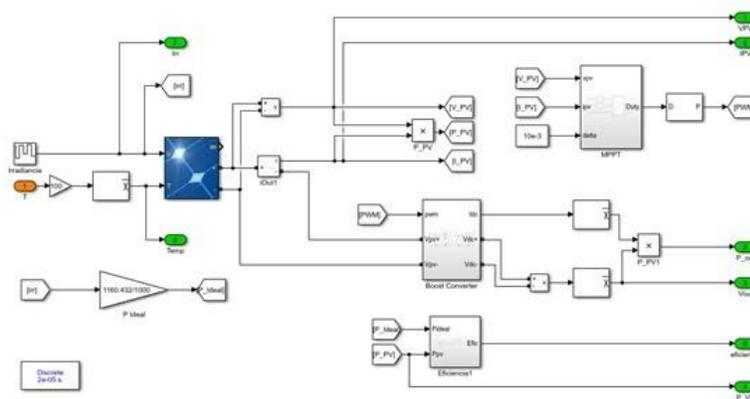


Figura 4.35: Diagrama de Bloques del Sistema PV+MPPT+Boost con señal de irradiancia generada desde software.

Los resultados obtenidos a diferentes índices de radiación generados se muestran en la Figura 4.36 y Figura 4.37, mientras que los resultados obtenidos en el osciloscopio del banco completo de pruebas se muestran en la Figura 4.38 y Figura 4.39.

#### Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO95

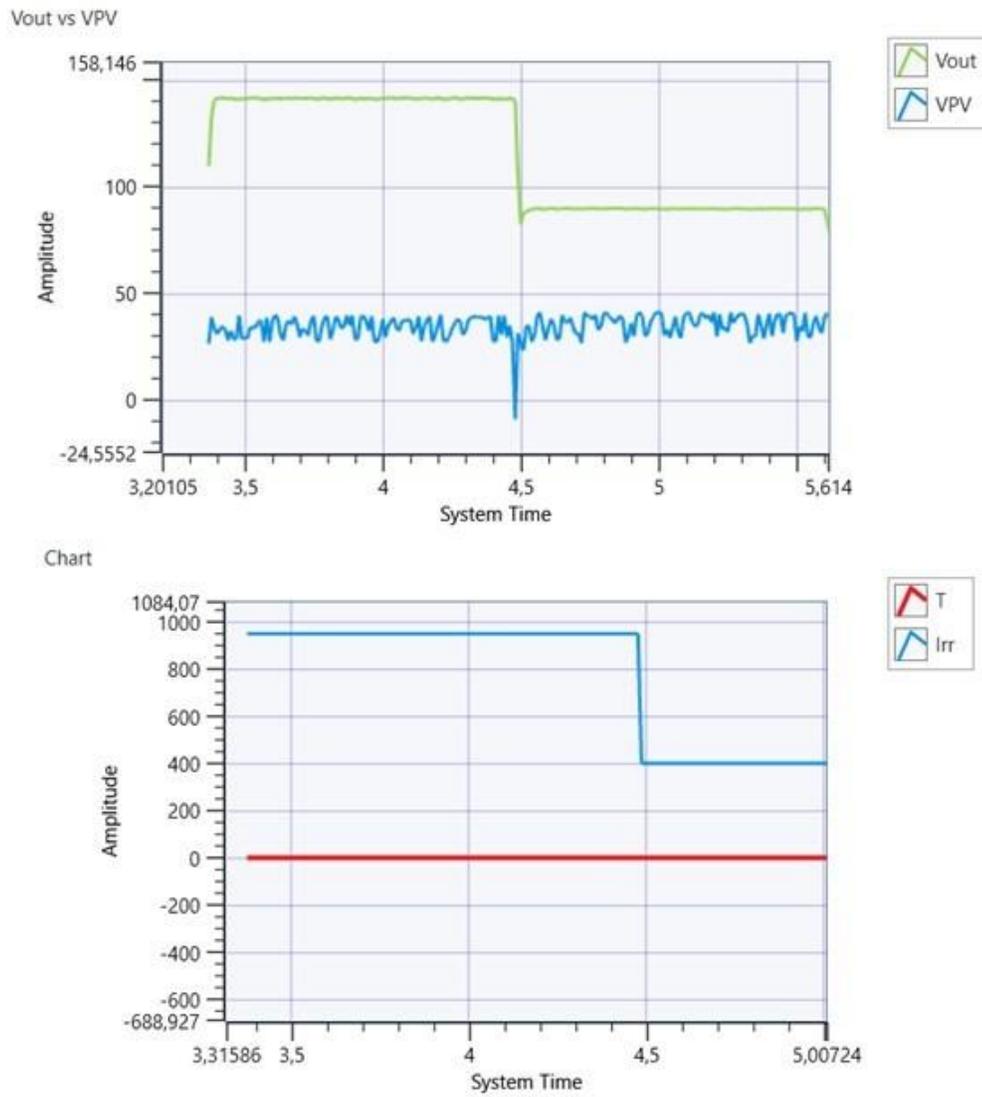


Figura 4.36: Desempeño del Sistema HIL ante variaciones de sus señales de entrada.

#### Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO96

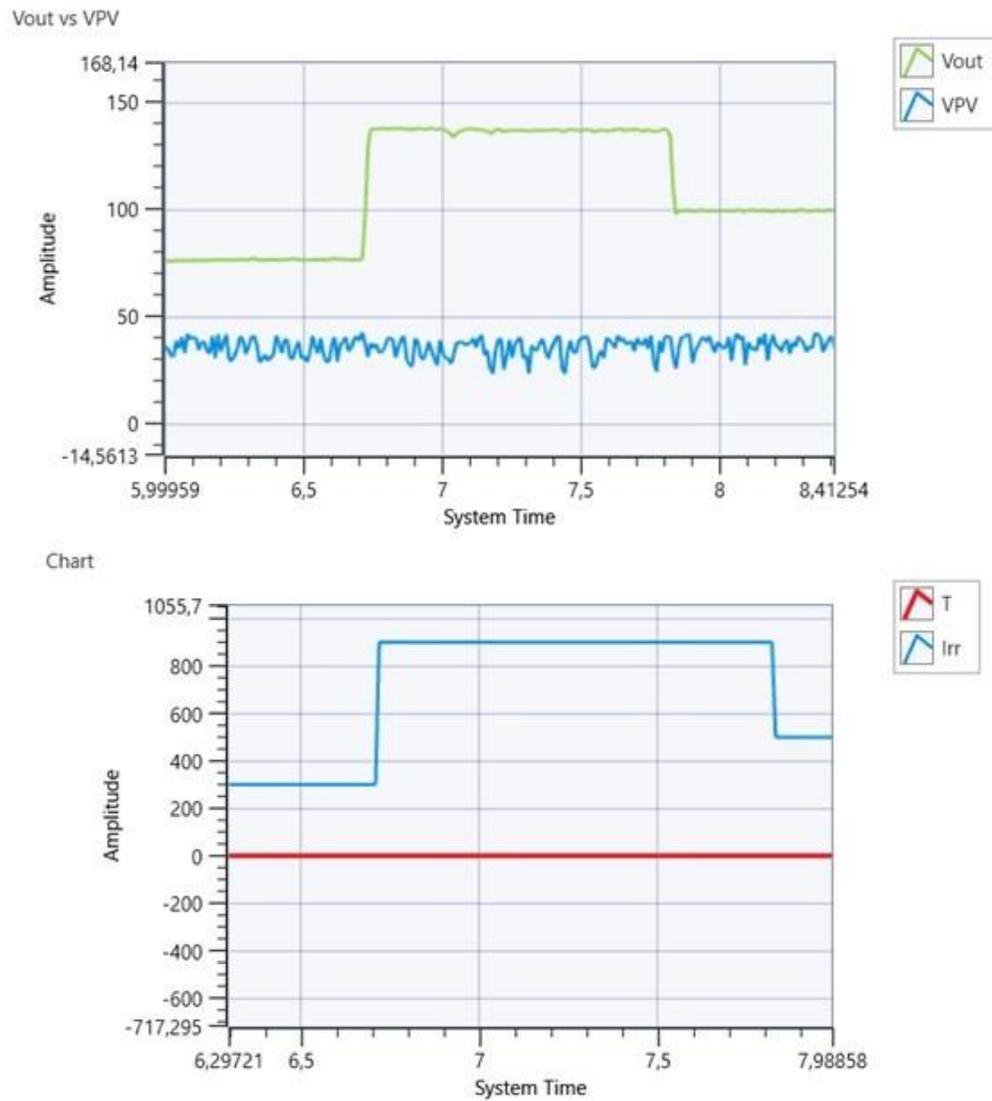


Figura 4.37: Desempeño del Sistema HIL ante variaciones de sus señales de entrada.

#### Cap 4. SIMULACIÓN HIL del SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO97



Figura 4.38: Respuestas del desempeño del sistema HIL relacionada con su salidas analogicas y visualizadas en el osciloscopio.

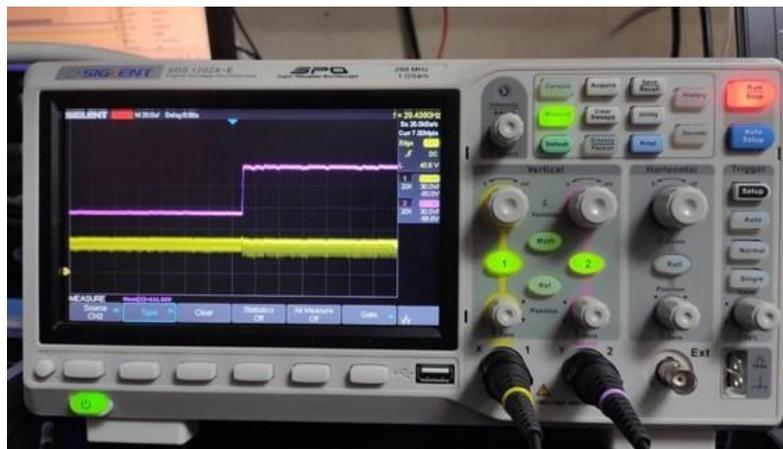


Figura 4.39: Respuesta del desempeño del sistema relacionada con su salidas analogicas y visualizadas en el osciloscopio.

#### Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO98

Para garantizar la operación del control MPPT al ejecutarse en el hardware, se comprobó mediante una visualización en VeriStand el correcto funcionamiento, cumpliendo con la eficiencia mínima requerida, la cual se muestra en la Figura 4.40.

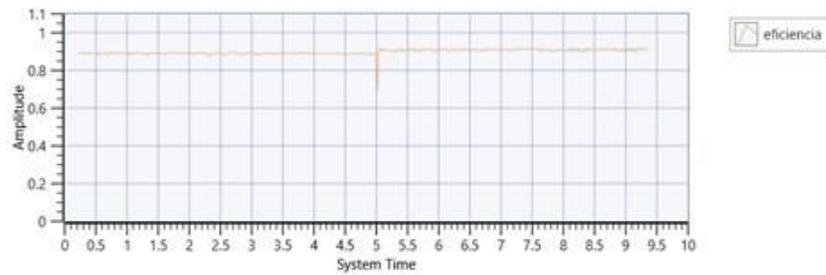


Figura 4.40: Eficiencia de funcionamiento del algoritmo MPPT Implementado.

### 4.4.2. Prueba 2

La siguiente prueba fue realizada a través de un sensor de irradiación, en el cual se incorporó una celda solar para el cálculo de insolación y la extracción de temperatura mediante un sensor LM35.

La Figura 4.41 muestra el diagrama de conexión utilizado para la generación del modelo implementado en el dispositivo myRio. En donde las entradas del sistema son las señales que proporcionan los sensores de irradiación solar y de temperatura.

Como salidas del sistema se detallan la medición del voltaje de salida del PV , la medición de corriente de salida del panel, la medición del voltaje de salida del convertidor boost y la medición de la corriente de salida del convertidor boost.

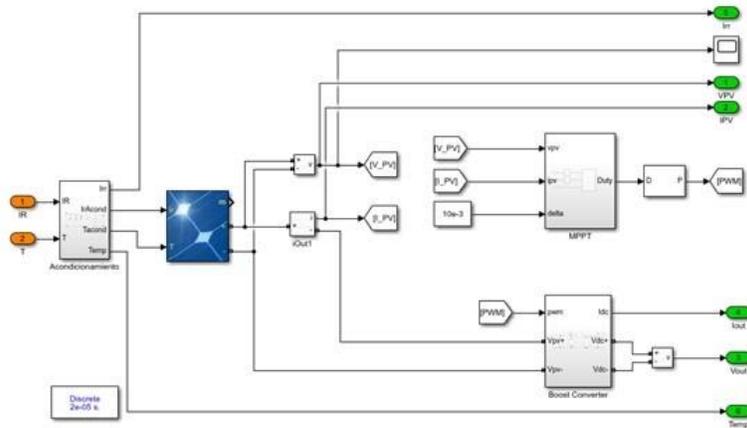


Figura 4.41: Diagrama de conexión del sistema de generación fotovoltaico propuesto.

En la Figura 4.42 se muestra la irradiancia y la temperatura obtenidas a través de los sensores externos conectados al dispositivo myRio. Estas señales han sido utilizadas como entrada para la emulación del modelo.

En la Figura 4.43 se muestran las gráficas de voltaje, irradiancia y temperatura durante la ejecución de la emulación del modelo en VeriStand.

En la Figura 4.44 se muestran las gráficas de voltaje de salida del panel y el voltaje de salida del convertidor boost, durante la ejecución del modelo en la tarjeta myRio.

En la Figura 4.45 se muestran las gráficas obtenidas en el osciloscopio de

#### Cap 4. SIMULACIÓN HIL DEL SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO100

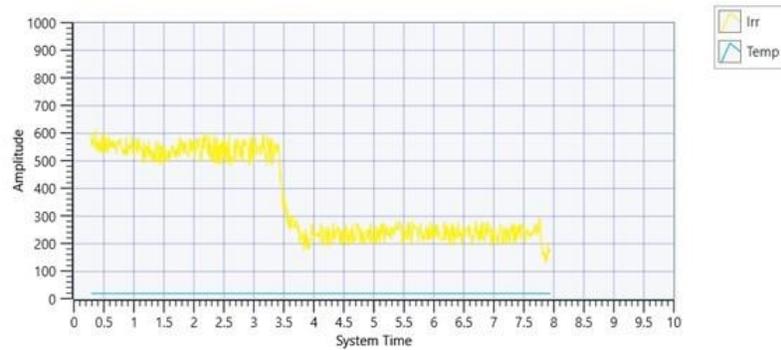


Figura 4.42: Gráfica de irradiancia y temperatura de la emulación del modelo propuesto.

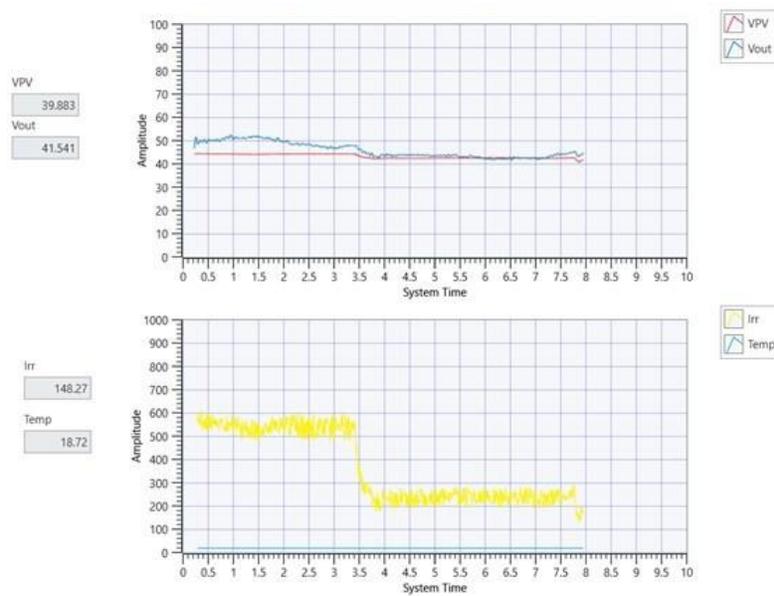


Figura 4.43: Gráfica de voltaje, irradiancia y temperatura de la emulación del modelo propuesto.

la salida de voltaje del panel (amarillo) y la salida de voltaje del convertidor boost (morado), las señales de voltaje fueron obtenidas a través de las salidas analógicas de la tarjeta myRio.

#### Cap 4. SIMULACIÓN HIL del SISTEMA DE gENERACIÓN FOTOVOLTAICO101

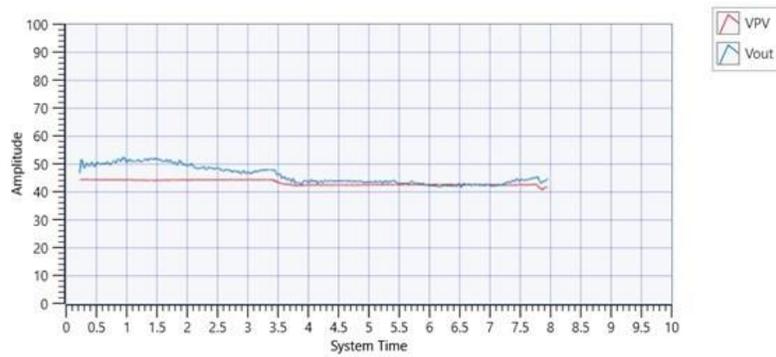


Figura 4.44: Señales de voltaje en la salida del modelo emulado propuesto.



Figura 4.45: Señales de voltaje del boost y del PV del modelo emulado propuesto analizadas en el osciloscopio.

## Capítulo 5

# Conclusiones y recomendaciones

### 5.1. Conclusiones

El objetivo principal de la tesis propuesta se enfoca en evaluar el comportamiento de un sistema de generación basado en paneles fotovoltaicos mediante la técnica HIL para determinar extracción de potencia del sistema a través una técnica de control basado en P&O. La aportación de este trabajo se basa en el objetivo de evaluar el sistema HIL diseñado para emular el funcionamiento de un PV y sus diferentes instancias mediante la integración de distintas técnicas para el procesamiento de información. Los modelos matemáticos formulados e incorporados en la simulación fueron ejecutados en el hardware propuesto a partir de los módulos de E/S gestionados por el FPGA. Mediante el dispositivo de ejecución fue posible obtener las señales eléctricas de salida del sistema de generación indicado.

Tomando como base la adquisición de datos, se diseñó un primer banco de pruebas apoyado en la arquitectura HIL a través de diferentes técnicas de programación con la finalidad de evaluar la precisión de respuesta y el uso de los recursos del sistema. Con respecto a la emulación del panel PV, la implementación del modelo matemático del sistema fue desarrollado a partir de programación en bloques, una función de programación y la librería de simscape de un PV dentro del ambiente de simulación de Simulink.

Ha sido posible identificar el modelo que menos recursos utilizó del sistema en términos de uso de memoria. El modelo ha sido desarrollado mediante una función de programación ilustrada en la Tabla 4.3; sin embargo, la implementación de la técnica desarrollada tiende a desprestigiar información en

las señales eléctricas de salida, como se muestra en la Figura 4.32; además, la simulación indica un mejor comportamiento del sistema en términos de precisión de respuesta y resolución de información. Así para el modelo completo, el bloque de Simscape que representa el PV TrinaSolar y que incorpora los componentes electrónicos, ha sido seleccionado.

Respecto a la emulación del sistema completo, el desempeño característico del sistema propuesto se muestra en la Figura 4.43 obteniendo resultados adecuados en términos de extracción de potencia y en concordancia con la información proporcionada por el fabricante. La acción de control tiene un comportamiento adecuado debido a la recuperación de potencia en términos del voltaje de salida, debido al cambio de variables de entrada al sistema. La señal de error para el escenario de emulación muestra una atenuación en la salida del panel PV, mostrando una oscilación mínima frente a las variaciones de entrada, así es posible determinar que el controlador MPPT basado en la técnica P&O muestra un acondicionamiento adecuado.

En términos generales, la efectividad del sistema propuesto con el controlador formulado responde a las relaciones matemáticas implementadas llegando al 99 % de eficiencia como se mostró en la Figura 4.40. Adicionalmente, es importante mencionar que el convertor BOOST fue desarrollado a partir de la interacción de sus componentes electrónicos para posteriormente ser incorporado al hardware propuesto, obteniendo una señal de salida más precisa.

Ciertas limitaciones fueron identificadas en la implementación de la propuesta. Al incorporar en la simulación componentes electrónicos como IGBT's, inductores, condensadores, el modelo matemático que representa a cada uno de estos elementos influye directamente en una mayor complejidad matemática para representar todo el sistema, el incorporar relaciones matemáticas complejas involucran más recursos para el procesamiento de la información de las señales de entrada. Es de vital importancia considerar el tiempo de discretización del sistema y la sincronización de datos para la frecuencia de muestreo, para generar la señal PWM que incurre en el control de apertura y cierre del IGBT dentro del convertor BOOST. Además, para sistemas complejos es necesario una alta frecuencia de operación, limitando la capacidad de procesamiento del hardware.

## 5.2. Recomendaciones

Para futuros trabajos, en donde sea necesario integrar sistemas más amplios y complejos, con más etapas de pruebas, se propone incorporar

solamente modelos matemáticos para representar las funcionalidades de cada etapa del sistema en lugar de incorporar componentes electrónicos. Esto se aplicaría con el objetivo de reducir el consumo de recursos del sistema, a fin de no saturar los el funcionamiento del dispositivo bajo prueba, como tampoco encontrarse limitados por las frecuencias máximas que se puedan delimitar para el muestreo o funcionamiento del mismo.

NI VeriStand puede verse limitado en la velocidad de ejecución en el hardware myRio, por lo que una alternativa para mejorar su eficiencia con el uso del hardware, puede ser el manejo de un software como LabVIEW, en el que se permita elaborar distintas personalidades para el uso del FPGA y así incorporar un co-procesamiento dentro del sistema.

La limitación del dispositivo myRio en términos de memoria compromete la correcta emulación de sistemas más complejos y extensos. Una posible estrategia consiste en dividir los componentes que interactúan en el sistema a través de diferentes dispositivos myRio y relacionarlos mediante un protocolo de comunicación serial. La posibilidad de formular una arquitectura basada en el co-procesamiento de las distintos modelos relacionados en un sistema PV, como cargas dinámicas e inversores, permiten optimizar recursos a partir de la utilización de varios dispositivos.

# Bibliografía

Herramientas de desarrollo c/c++ 2017, 2017. URL <https://www.ni.com/es-cr/support/downloads/software-products/download/unpackaged.c-c-development-tools.333407.html>.

How veristand imports models from mathworks simulink® software, 2021. URL <https://www.ni.com/documentation/en/veristand/latest/manual/import-models-simulink/>.

Veristand 2020 r6 manual - choosing compiler tools for a model, 2021. URL <https://www.ni.com/documentation/en/veristand/latest/manual/select-compiler/>.

Fpga configuration file to use myrio with veristand, 2021. URL <https://forums.ni.com/t5/Example-Code/FPGA-Configuration-file-to-use-myRIO-with-VeriStand/ta-p/4131193?profile.language=es>.

3M. Applications for 3m™ solar energy products, 2016.

H. Abbes, K. Loukil, H. Abid, M. Abid, and A. Toumi. Implementation of a maximum power point tracking fuzzy controller on fpga circuit for a photovoltaic system. In *2015 15th International Conference on Intelligent Systems Design and Applications (ISDA)*, pages 386–391, 2015. doi: 10.1109/ISDA.2015.7489260.

S. Abourida, C. Dufour, J. Bélanger, G. Murere, N. Lechevin, and B. Yu. Real-time pc-based simulator of electric systems and drives apec 2002. volume 1, pages 433–438, 02 2002. ISBN 0-7803-7404-5. doi: 10.1109/APEC.2002.989281.

B. S. Achary, S. Mishra, and A. Kumar. Real time hardware in loop testing of single phase grid connected pv system. In *2014 Eighteenth National*

- Power Systems Conference (NPSC)*, pages 1–6, 2014. doi: 10.1109/NPSC.2014.7103878.
- K. B. Adam and H. Miyauchi. Design of pv-dc mini grid using pi-based fuzzy mppt control considering load demand. In *TENCON 2017 - 2017 IEEE Region 10 Conference*, pages 2990–2995, 2017. doi: 10.1109/TENCON.2017.8228374.
- J. Aguirre. *Análisis de la matriz energética ecuatoriana y plan de desarrollo energético sostenible para la ciudad de Machala*. Universidad Politécnica de Valencia, 2018.
- ARCONEL. Ecuador posee un 51,78
- L. Aulestia and C. Celi. *Implementación de un sistema de paneles solares fotovoltaicos con la capacidad de 20 KW/mes para ser utilizados en instalaciones industriales*. Universidad Politécnica de Valencia, 2017.
- E. Baethge, A. Berzoy, V. Guzmán, and M. I. Giménez. Nuevo sistema de control para el seguimiento del punto de máxima potencia en paneles solares basado en el control predictivo de corriente de convertidores cc-cc. *Universidad, Ciencia y Tecnología*, 15:151 – 160, 09 2011. ISSN 1316-4821. URL [http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1316-48212011000300005&nrm=iso](http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1316-48212011000300005&nrm=iso).
- M. Bagheritabar, H. Bagheitabar, M. M. R. Kashani, and N. S. Khodashenas. Photovoltaic systems with rotational panels to harvest natural and artificial light for electrical production. In *2018 5th International Conference on Electrical and Electronic Engineering (ICEEE)*, pages 211–214, 2018. doi: 10.1109/ICEEE2.2018.8391332.
- M. I. Bahari, P. Tarassodi, Y. M. Naeini, A. K. Khalilabad, and P. Shirazi. Modeling and simulation of hill climbing mppt algorithm for photovoltaic application. In *2016 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, pages 1041–1044, 2016. doi: 10.1109/SPEEDAM.2016.7525990.
- D.-V. Balan, C.-L. Torous, D. Popescu, and D.-B. Balan. Search algorithms for the maximum power point on photovoltaic panels. pages 641–645, 10 2015. doi: 10.1109/ICSTCC.2015.7321365.
- Biomass-Users-Network. *Manuales sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica*. BUN-CA, 2002. ISBN 9968-9708-9-1.

- J. Carta, R. Calero, A. Colmenar, and M.-A. Castro. *Centrales de energías renovables: Generación eléctrica con energías renovables*. Pearson, 2009. ISBN 978-84-832-2227-0.
- J. Cevallos-Sierra and J. Ramos-Martin. Spatial assessment of the potential of renewable energy: The case of Ecuador. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81:1154–1165, 2018. ISSN 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.015>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117311590>.
- N. Chettibi and A. Mellit. Fpga-based real time simulation and control of grid-connected photovoltaic systems. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 43:34–53, 2014. ISSN 1569-190X. doi: <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2014.01.004>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1569190X14000057>.
- CONELEC. *Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica*. CONELEC, 2008.
- M. Dagbagi. *FPGA-Based Embedded Real Time Simulation of Electrical Systems*. L’Ecole Nationale d’Ingénieurs de Tunis, 2006.
- C. Edrington, M. Steurer, J. Langston, E.-M. Touria, and K. Schoder. Role of power hardware in the loop in modeling and simulation for experimentation in power and energy systems. *Proceedings of the IEEE*, 103(12):2401–2409, 2015.
- Z. Fei, Z. X. Lin, Z. Junjun, and H. Jingsheng. Hardware-in-the-loop simulation, modeling and close-loop testing for three-level photovoltaic grid-connected inverter based on rt-lab. In *2014 International Conference on Power System Technology*, pages 2794–2799, 2014. doi: 10.1109/POWERCON.2014.6993770.
- N. Ghanbari and S. Bhattacharya. Hardware-in-the-loop implementation of a grid connected pv system. 09 2019a. doi: 10.1109/IAS.2019.8912363.
- N. Ghanbari and S. Bhattacharya. Hardware-in-the-loop implementation of a grid connected pv system. 09 2019b. doi: 10.1109/IAS.2019.8912363.
- J. González and X. Cárdenas. *Análisis e implementación de un sistema electrónico para alcanzar el punto de máxima potencia en los paneles solares de la Universidad Politécnica Salesiana*. Universidad Politécnica Salesiana, 2016.

- F. Guo, L. Herrera, R. Murawski, E. Inoa, C.-L. Wang, P. Beauchamp, E. Ekici, and J. Wang. Comprehensive real-time simulation of the smart grid. *Transactions on industry applications*, 49(2):899–908, 2013.
- H. Hamdi, C. Ben Regaya, and A. Zaafour. Real-time study of a photovoltaic system with boost converter using the pso-rbf neural network algorithms in a myrio controller. *Solar Energy*, 183:1–16, 2019. ISSN 0038-092X. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.02.064>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X19301902>.
- R. Herrera. *Modelado y caracterización de paneles fotovoltaicos*. Centro de investigación en materiales avanzados, 2013.
- K. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, and M. Osakada. Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions. *Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 142:59 – 64, 1995.
- D. Ickilli, H. Can, and K. S. Parlak. Development of a fpga-based photovoltaic panel emulator based on a dc/dc converter. In *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pages 001417–001421, 2012. doi: 10.1109/PVSC.2012.6317863.
- A. Ingalalli, H. Satheesh, and M. Kande. Platform for hardware in loop simulation. pages 41–46, 06 2016. doi: 10.1109/SPEEDAM.2016.7525843.
- N. Instruments. User guide and specifications ni myrio-1900, 2016.
- N. Instruments. Ni veristand fpga-based i/o interface tools, 2017. URL <https://forums.ni.com/t5/NI-Labs-Toolkits/NI-VeriStand-FPGA-Based-I-O-Interface-Tools/ta-p/3493285?profile.language=es>.
- N. Instruments. Installing labview development support for veristand, 2020a. URL <https://knowledge.ni.com/KnowledgeArticleDetails?id=kA00Z000000fzLbSAI&l=es-EC>.
- N. Instruments. Labview model interface toolkit, 2020b. URL <https://www.ni.com/es-cr/support/downloads/software-products/download.labview-model-interface-toolkit.html#345619>.
- N. Instruments. Getting started with veristand 2018 sp1, 2021a. URL <https://knowledge.ni.com/KnowledgeArticleDetails?id=kA03q000000x2CvCAI&l=es-EC>.

- N. Instruments. Veristand modeling version compatibility, 2021b. URL <https://www.ni.com/es-cr/support/documentation/compatibility/17/veristand-version-compatibility.html>.
- Y. Jia and R. Wu. Voltage source grid-connected pv inverters based on mppt and droop control. In *2016 IEEE 2nd Annual Southern Power Electronics Conference (SPEC)*, pages 1–6, 2016. doi: 10.1109/SPEC.2016.7846033.
- A. Lay-Ekuakille, A. Trotta, F. Miduri, R. Carella, and D. Alonso. Experimental setup for multiparametric characterization of photovoltaic panels. In *AFRICON 2009*, pages 1–4, 2009. doi: 10.1109/AFRCON.2009.5308114.
- F. Lehfuss, G. Lauss, P. Kotsampopoulos, N. Hatziargyriou, P. Crolla, and A. Roscoe. Comparison of multiple power amplification types for power hardware-in-the-loop applications. pages 1–6, 2013.
- T. MathWorks. Matlab, 2018.
- B. Minnaert. A proposal for typical artificial light sources for the characterization of indoor photovoltaic applications. *Energies*, 7:1500–1516, 03 2014. doi: 10.3390/en7031500.
- V. Miñambres-Marcos, M. A. Guerrero-Martínez, E. Romero-Cadaval, and J. Gutiérrez. Issues and improvements of hardware/software co-design sensorless implementation in a permanent magnet synchronous motor using veristand. In *2013 IEEE International Symposium on Sensorless Control for Electrical Drives and Predictive Control of Electrical Drives and Power Electronics (SLED/PRECEDE)*, pages 1–7, 2013. doi: 10.1109/SLED-PRECEDE.2013.6684523.
- I. Moussa, A. Bouallegue, and A. Khedher. Development of a low cost pv simulator based on fpga technology. In *2017 International Conference on Green Energy Conversion Systems (GECS)*, pages 1–6, 2017a. doi: 10.1109/GECS.2017.8066243.
- I. Moussa, A. Bouallegue, and A. Khedher. New mppt algorithm modeling for photovoltaic emulator designed in fpga. In *2017 International Conference on Green Energy Conversion Systems (GECS)*, pages 1–7, 2017b. doi: 10.1109/GECS.2017.8066205.
- N. Mutoh, M. Ohno, and T. Inoue. A method for mppt control while searching for parameters corresponding to weather conditions for pv

- generation systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(4):1055–1065, 2006. doi: 10.1109/TIE.2006.878328.
- National-Instruments. Primary control loop step execution in models, 2021.
- R.-O. Nemes, M. Ruba, S. Ciornei, H. Hedesiu, C. Martis, and C. Husar. Real-time co-simulation of electric power steering system. pages 0103–0106, 10 2018. doi: 10.1109/ICEPE.2018.8559877.
- NI-Labview-myRio. Labview myrio toolkit, 2019. URL <https://www.ni.com/es-cr/support/downloads/software-products/download.labview-myrio-toolkit.html#305910>.
- T. Nithin, E. P. Cheriyan, and B. Jose. Fpga based hardware implementation of solar pv inverter to act as statcom. In *2017 IEEE International Conference on Signal Processing, Informatics, Communication and Energy Systems (SPICES)*, pages 1–6, 2017. doi: 10.1109/SPICES.2017.8091354.
- H. Palahalli. Advanced techniques for hil simulation of renewable energy: The case of pv system, 2018.
- H. Palahalli, Y. Huo, and G. Grusso. Real time simulation of photovoltaic system using fpga. In *2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, pages 865–870, 2018. doi: 10.1109/SPEEDAM.2018.8445288.
- B. Palmintier, B. Lundstrom, S. Chakraborty, T. Williams, K. Schneider, and D. Chassin. A power hardware-in-the-loop platform with remote distribution circuit cosimulation. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(4):2236–2245, 2015. doi: 10.1109/TIE.2014.2367462.
- W. Pen. *Accuracy Evalaution of Power Hardware-inthe-Loop (PHIL) Simulation*. Florida State University, 2007.
- J. Perez. *Ganancias solares sobre soluciones constructivas*. 2008.
- A. Podder, N. Roy, and H. Pota. Mppt methods for solar pv systems: A critical review based on tracking nature. *IET Renewable Power Generation*, 13, 04 2019. doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5946.
- SEI. Solar energy international: Reporte anual. Technical report, 2019.
- X. Serrano, J. González, X. Cárdenas, and G. Escrivá. Improved variable step size po mppt algorithm for pv systems. *51st International Universities*

*Power Engineering Conference (UPEC)*, pages 1–6, 2016. doi: 10.1109/UPEC.2016.8114046.

- T. Strasser. Real-time simulation technologies for power systems design, testing, and analysis. *Power and Energy Technology Systems Journal*, 2(2):63–73, 2015. doi: 10.1109/JPETS.2015.2427370.
- B. Subudhi and R. Pradhan. A new adaptive maximum power point controller for a photovoltaic system. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(4):1625–1632, 2019. doi: 10.1109/TSTE.2018.2865753.
- P. Tang and C. Silva. Compensation for transmission delays in an ethernet-based control network using variable-horizon predictive control. *Control Systems Technology, IEEE Transactions on*, 14:707 – 718, 08 2006. doi: 10.1109/TCST.2006.876640.
- Trina-Solar. Trina solar tsm 290-pa14 datasheet, 2019.
- WWEA. World wind energy report 2010. Technical report, 2010.
- R. I. Yuwanda, E. Prasetyono, and R. P. Eviningsih. Constant power generation using modified mppt p o to overcome overvoltage on solar power plants. In *2020 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA)*, pages 392–397, 2020. doi: 10.1109/ISITIA49792.2020.9163685.
- A. Zulu and G. Kashweka. The influence of artificial light and shading on photovoltaic solar panels. *International Journal of Energy Engineering*, 2013:15–20, 01 2013. doi: 10.5923/j.ijee.20130301.03.