



EDUCACIÓN

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

Tecnológico Nacional de México

Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico

Tesis de Maestría

Diseño y manejo de energía de un sistema
híbrido celda fotovoltaica-baterías de flujo de
pequeña potencia

presentada por

Ing. Bernardino Rosales Arriaga

como requisito para obtener el grado de
**Maestro en Ciencias en Ingeniería
Electrónica**

Director de tesis

Dra. Ma. Guadalupe López López

Codirector de tesis

Dr. Víctor Manuel Alvarado Martínez

Cuernavaca, Morelos, México. Febrero de 2024.



Cuernavaca, Mor.,
No. de Oficio:
Asunto:

29/enero/2024

DIE/010/2024

Aceptación de documentos de tesis

DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del **C. Bernardino Rosales Arriaga**, con número de control **M22CE024** de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado **“DISEÑO Y MANEJO DE ENERGÍA DE UN SISTEMA HÍBRIDO CELDA FOTOVOLTAICA-BATERIAS DE FLUJO DE PEQUEÑA POTENCIA”**, y hemos encontrado que se han realizado todas las correcciones y observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.

DIRECTOR DE TESIS

Dra. Ma. Guadalupe López López
Doctora en Ciencias en Ingeniería Química
Cédula profesional 7980045

CODIRECTOR DE TESIS

Dr. Víctor Manuel Alvarado Martínez
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 8031070

REVISOR 1

Dr. Enrique Quintero Mármol Márquez
Doctor en Ciencias en Ingeniería Química
Cédula profesional 10259407

REVISOR 2

Dr. Manuel Adam Medina
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 5992003

C. p. M.T.I. Maria Elena Gómez Torres. Jefa del Departamento de Servicios Escolares
Estudiante
JGM/kmqh





Cuernavaca, Mor.,
No. De Oficio:
Asunto:

30/enero/2024
SAC/016/2024
Autorización de
impresión de tesis

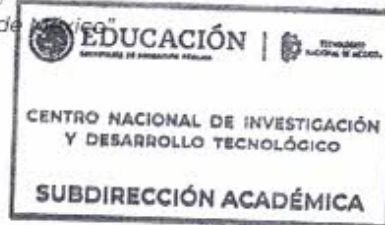
**BERNARDINO ROSALES ARRIAGA
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
P R E S E N T E**

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **"DISEÑO Y MANEJO DE ENERGÍA DE UN SISTEMA HÍBRIDO CELDA FOTOVOLTAICA-BATERIAS DE FLUJO DE PEQUEÑA POTENCIA"**, ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

A T E N T A M E N T E

Excelencia en Educación Tecnológica®
"Conocimiento y tecnología al servicio de México"



**CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO**

C. c. p. Departamento de Ingeniería Electrónica
Departamento de Servicios Escolares

CMAZ/lmz



Resumen

El presente trabajo de investigación describe el “Diseño y manejo de energía de un sistema híbrido celda fotovoltaica-baterías de flujo de pequeña potencia”. El objetivo de la tesis es diseñar y modelar un sistema híbrido de 50 kW compuesto por módulos fotovoltaicos y una batería de flujo, y definir una estrategia de manejo de energía que permita satisfacer las necesidades de una comunidad rural.

Se detallan los conceptos técnicos fundamentales para abordar el tema de la tesis, como la energía solar, los paneles fotovoltaicos, los convertidores de potencia, y las baterías de flujo redox vanadio. También se hace una revisión de la literatura existente sobre sistemas híbridos de generación de energía eléctrica. La metodología planteada para desarrollar el proyecto incluye la definición de las especificaciones de diseño y dimensionamiento del sistema híbrido.

Se obtiene un circuito eléctrico equivalente de la batería de flujo redox vanadio. Posteriormente se formulan modelos de los componentes del sistema híbrido y se simula el comportamiento del sistema que considera diferentes escenarios de irradiancia en la plataforma de Matlab-Simulink.

Finalmente se obtiene un manejo de energía del sistema híbrido diseñado para proporcionar un suministro constante de energía en una zona rural con una potencia nominal de 50 kW. Se destaca la importancia de una integración eficiente de la celda fotovoltaicas con las baterías de flujo redox vanadio, como solución para enfrentar los desafíos energéticos en entornos aislados.

Abstract

This research work describes the "Design and energy management of a small power hybrid photovoltaic cell-flow battery system". The objective of the work is to design and model a 50 kW hybrid system composed of photovoltaic modules and a flow battery, and to define an energy management strategy for the needs of a rural community.

The technical concepts fundamental to the thesis topic, such as solar energy, photovoltaic panels, power converters and vanadium redox flow batteries, are detailed. A review of the existing literature on hybrid electric power generation systems is also carried out. The methodology proposed for the development of the project includes the definition of the design and sizing specifications of the hybrid system.

An equivalent electrical circuit of the vanadium redox flow battery is obtained. Subsequently, the models of the hybrid system components are formulated and the system behavior is simulated considering different irradiance scenarios in Matlab-Simulink software.

Finally, an energy management of the hybrid system designed to provide a constant power supply in a rural area with a nominal power of 50 kW is obtained. The importance of an efficient integration of the photovoltaic cell with vanadium redox flow batteries as a solution to face the energy challenges in isolated environments is highlighted.

Dedicatoria

A mis amados padres, Aurelia Arriaga Barrera y José Luis Rosales Gómez, a quienes les dedico este logro como expresión de gratitud por su amor incondicional, esfuerzo y apoyo constante a lo largo de mi trayectoria académica. A mis queridos hermanos, fuente constante de inspiración en mi día a día; este triunfo también es de ustedes.

Agradezco a mis valiosos amigos, cuya amistad y aliento han sido un pilar fundamental en este camino. A mis respetados profesores, quienes con su sabiduría y orientación han iluminado mi trayecto académico. Este logro es el resultado del esfuerzo conjunto de todos ustedes. Con sincero agradecimiento, ¡gracias!

Agradecimientos

Al Consejo Nacional de Humanidades, Ciencia y Tecnología (CONAHCYT) por el valioso respaldo y apoyo que me proporcionaron para alcanzar una meta adicional en mi vida.

Asimismo, doy gracias al Tecnológico Nacional de México (TECNM) por ofrecer la maestría en Ciencia en Ingeniería Electrónica, con la especialidad en Energía Renovable y Eficiencia Energética. Estoy especialmente agradecido por inspirar en mí el interés por la investigación tecnológica.

Quiero reconocer y expresar mi agradecimiento al Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET) y a todo el personal de la institución por su dedicación y esfuerzo. Su aporte fue esencial para hacer posible este logro significativo en mi trayectoria académica y profesional.

Agradezco a mis asesores, la Dra. Guadalupe López López y el Dr. Víctor Manuel Alvarado Martínez, por sus consejos constantes que me han ayudado en el desempeño adecuado de mis responsabilidades. También les agradezco por compartir su conocimiento y brindarme apoyo en todo lo relacionado con este trabajo de investigación.

Expreso mi reconocimiento a los miembros de mi comité revisor, el Dr. Enrique Quintero Mármol Márquez y el Dr. Manuel Adam Medina, por sus valiosas observaciones y los consejos que han contribuido a mejorar y corregir de manera continua mi proyecto. Su colaboración ha sido fundamental para el avance y la calidad del mismo.

Además, quiero expresar mi gratitud a mis compañeros y amigos que han sido parte integral de esta etapa de mi vida. También agradezco a los profesores con los que he tenido el placer de convivir durante este tiempo.

Contenido

1. Introducción	8
1.1. Antecedentes.	9
1.2. Estado de arte	10
1.3. Justificación	16
1.4. Metas	16
1.5. Objetivos.	17
1.5.1. Generales	17
1.5.2. Particulares.	17
1.6. Organización del documento	17
2. Marco Teórico	19
2.1. Efecto fotovoltaico	19
2.2. Panel fotovoltaico	20
2.2.1. Generador fotovoltaico	21
2.3. Tipos de sistemas fotovoltaicos	22
2.4. Almacenamiento de energía	23
2.5. Batería de flujo redox vanadio (BFRV)	24
2.6. Convertidores CD-CD	26
2.7. Controlador MPPT	28

3. Metodología	30
3.1. Determinación de la región geográfica y obtención de los datos de irradiación solar	31
3.2. Dimensionamiento del sistema híbrido	34
3.2.1. Análisis de carga	34
3.2.2. Dimensionamiento del generador fotovoltaico	35
3.3. Diseño de la batería de flujo redox vanadio	39
3.3.1. Modelo matemático	39
3.3.2. Voltaje de la celda de una batería de flujo redox	42
3.3.3. Estado de carga SOC	43
3.3.4. Circuito eléctrico equivalente para BFRV	44
3.3.5. Dimensionamiento de la batería	47
3.4. Superficie requerida para el sistema híbrido	49
3.5. Costos estimados del sistema híbrido	49
3.6. Etapa de regulación de voltaje	50
3.6.1. Convertidor boost	50
3.6.2. Convertidor DC-DC bidireccional	52
3.6.3. Operación en modo Buck	52
3.6.4. Operación en modo Boost	54
3.7. Controlador Proporcional- Integral PI	57
3.7.1. Control PI para carga-descarga de voltaje	57
3.7.2. Control PI de corriente	58
4. Resultados de simulación	61
4.1. Producción fotovoltaica	62
4.2. Gestión de energía del sistema híbrido	63
4.2.1. Modo A: Generación fotovoltaica, carga de la batería	65

4.2.2. Modo B: Generación fotovoltaica, descarga de la batería	67
4.2.3. Modo C: Abastecimiento solo desde la batería hacia la carga	70
5. Conclusiones	72
Bibliografía	82
Anexo A. Tabla de datos de perfil de consumo de zonas rurales obtenidos de la SENER	83
Anexo B. Datos del panel solar comercial	84
Anexo C. Datos de la batería de flujo redox vanadio comercial	85
Anexo D. Código de la batería de flujo redox vanadio	86
Anexo E. Código del algoritmo del seguimiento del punto de máxima potencia MPPT	92

Lista de tablas

1.1. Proyectos recientes de la BFRV y sus aplicaciones.	15
2.1. Comparación de los métodos de búsqueda del MPPT.	29
3.1. Datos geográficos de la ubicación seleccionada.	31
3.2. Irradiancia promedio ($\frac{W}{m^2}$) para el mes de mayo y diciembre del 2021, en ciudad Juárez, Chihuahua.	33
3.3. Consumo energético diario medio de 45 casas.	34
3.4. Perfil de consumo por vivienda.	35
3.5. Parámetros eléctricos del panel solar, modelo CS3U-375MS del fabricante Canadian Solar.	35
3.6. HSP y consumo mensuales de las 45 casas.	36
3.7. Parámetros de una BFRV de 50kW, (2 stacks con 90 celdas cada uno).	40
3.8. Parámetros obtenidos para el circuito equivalente.	47
3.9. Costos fotovoltaicos Grupo MAE.	49
3.10. Parámetros del convertidor boost.	51
3.11. Parámetros del convertidor buck-boost bidireccional.	56
3.12. Ganancias de los controladores PI	59

Lista de figuras

1.1. Diagrama del sistema de generación híbrido.	9
1.2. Tipo de comunidad pequeña dispersa con sistemas aislados.	11
1.3. Tipo de comunidad pequeña no dispersa con granjas fotovoltaicas centralizadas.	11
2.1. Efecto fotovoltaico.	20
2.2. Curvas de comportamiento de potencia y corriente en un arreglo fotovoltaico a diferentes niveles de irradiancia, obtenidas del software Matlab-Simulink con el modelo del panel CS3U-375MS.	21
2.3. Arreglo fotovoltaico constituido por 6 ramificaciones, donde cada una incluye 3 paneles conectados en serie.	22
2.4. Tipos de sistemas fotovoltaicos.	23
2.5. Esquema de funcionamiento de una batería de flujo redox.	25
2.6. Modos de operación de un convertidor reductor	27
2.7. Modos de operación de un convertidor elevador	28
2.8. Modos de funcionamiento de un convertidor reductor-elevador	28
2.9. Curvas características del arreglo fotovoltaico con su MPP.	28
2.10. Algoritmo P&O, seguimiento del punto de máxima potencia MPPT.	29
3.1. Recurso solar en México.	32
3.2. Horas solares pico de Chihuahua.	32

3.3. Perfil de irradiancia promedio en el mes de mayo y Diciembre en Ciudad Juarez.	33
3.4. Bloque del arreglo fotovoltaico con el modelo CS3U-375MS en Matlab-Simulink.	37
3.5. Circuito equivalente del bloque PV array.	38
3.6. Datos del generador fotovoltaico CS3U-375MS.	38
3.7. Diagrama de funcionamiento de una batería de flujo redox vanadio.	39
3.8. Gráfica del ciclo de carga-descarga de la BFRV, simulado con el modelo matemático, con un SOC inicial del 15%.	44
3.9. Circuito eléctrico equivalente.	45
3.10. Comparación de la curva característica del V_{oc} del modelo electroquímico con el polinomio.	46
3.11. Circuito eléctrico equivalente de la batería de flujo redox.	47
3.12. Comparación del resultado de la dinámica del modelo electroquímico V_b con el estimado del circuito eléctrico equivalente V_{ce} .	48
3.13. Error entre el modelo electroquímico con el estimado del circuito eléctrico equivalente.	48
3.14. Diagrama del convertidor boost. (a) La energía se transfiere de V_{pv} a la bobina y del capacitor C_c a la carga. (b) La energía se transfiere de V_{pv} y de L_{pv} al capacitor y, posteriormente, a la carga.	51
3.15. Diagrama eléctrico del convertidor boost DC, con la implementación de un MPPT para maximizar la cosecha de energía del sistema fotovoltaico.	52
3.16. Circuito del convertidor buck en estado 1.	53
3.17. Circuito del convertidor buck en estado 2.	54
3.18. Circuito del convertidor boost en estado 1.	55
3.19. Circuito del convertidor boost en estado 2.	56
3.20. Interfaz de usuario de la herramienta PID Tuner de Matlab-Simulink.	57
3.21. Diagrama de control PI para carga de la batería.	58
3.22. Diagrama de control PI para descarga de la batería.	58

3.23. Diagrama del regulador de potencia del sistema híbrido.	60
4.1. Diagrama de bloque del funcionamiento del sistema híbrido.	62
4.2. Curva I-V y P-V del generador fotovoltaico (180 paneles de la marca Canadian Solar, modelo CS3U-375MS) a diferente irradiancia.	63
4.3. Producción del generador fotovoltaico en el mes de diciembre con 3.28 HSP.	64
4.4. Producción del generador fotovoltaico en el mes de mayo con 7.9 HSP.	64
4.5. Voltaje V_{pv} , corriente I_{pv} , potencia P_{pv} del generador fotovoltaico y la irradiancia de entrada IRR.	65
4.6. Estado de carga de la batería con un SOC inicial de 0.5.	66
4.7. Comparación de la potencia P_c de la demanda, con la del generador híbrido P_s	66
4.8. Potencia del generador fotovoltaico y de la batería respectivamente.	67
4.9. Voltaje V_{pv} , corriente I_{pv} , potencia P_{pv} del generador fotovoltaico y la irradiancia de entrada IRR.	67
4.10. Estado de carga de la batería con un SOC inicial de 0.9.	68
4.11. Potencia del generador fotovoltaico y de la batería respectivamente.	69
4.12. Comparación de la potencia P_c de la demanda, con la del generador híbrido P_s	69
4.13. Comparación de la potencia P_c de la demanda, con la del generador híbrido P_s	70
4.14. Estado de carga de la batería con un SOC inicial de 0.9.	70
.1. Perfil de consumo de zonas rurales	83
.2. Data sheet del Panel fotovoltaico Canadian Solar, modelo CS3U-375MS	84
.3. Data sheet de la batería E22	85
.4. Data sheet de la batería E22	86

Simbología

A	Ampere
A_h	Capacidad energética
e^-	Electrón
C_c	Capacitor de salida convertidor boost
C_e	Energía consumida por día
C_I	Capacitor interno
C_{pv}	Capacitor de entrada del convertidor boost
D_1	Diodo 1
D_2	Coefficiente de difusión del ion C_2
D_2	Diodo 2
D_3	Coefficiente de difusión del ion C_3
D_4	Coefficiente de difusión del ion C_4
D_4	Coefficiente de difusión del ion C_4
D_5	Coefficiente de difusión del ion C_5
F	Constante de Faraday
f	Frecuencia
H_2O	Agua

I	Corriente que atraviesa la celda
I_L	Corriente generada por la celda solar
I_{Lr}	Corriente de referencia
I_{mp}	Corriente máxima máximo
I_{pv}	Corriente del generador fotovoltaico
I_b	Corriente de la batería de flujo redox vanadio
IRR	Irradiancia
K_i	Ganancia integral
K_p	Ganancia proporcional
L_2	Inductor del convertidor bidireccional
L_{pv}	Inductor del convertidor boost
MWh	Megawatt hora
MW	Megawatt
N_p	Número de celdas solares en paralelo
N_s	Número de celdas solares en serie
N_t	Número total de módulos fotovoltaicos
P	Potencia
P_d	Profundidad de descarga de la batería

P_{mp}	Potencia máxima del módulo fotovoltaico
P_{pv}	Potencia del panel solar
P_b	Potencia de la batería de flujo redox vanadio
P_c	Potencia de la demanda
P_s	Potencia total del sistema híbrido
Q_{celda}	Flujo de disolución que atraviesa la celda
R	Constante de gas que es igual a 8,314 J/mol.K
R_0	Resistencia interna del circuito eléctrico equivalente
R_b	Resistencia de la batería
R_c	Resistencia del convertidor boost
R_I	Resistencia no lineal
R_s	Resistencia interna de la celda
S_1	Interruptor 1 del convertidor bidireccional
S_2	Interruptor 2 del convertidor bidireccional
S_{pv}	Interruptor del convertidor boost
T	Temperatura de la batería
T_s	Tiempo de muestreo
V^{2+}	Vanadio II

V^{3+}	Vanadio III
V^{2+}	Oxido de vanadio III
V_2^{+}	Oxido de vanadio IV
V_b	Voltaje de la batería de flujo redox vanadio
V_{ce}	Voltaje de circuito eléctrico equivalente
V_i	Voltaje de entrada
V_{LL}	Voltaje línea a línea
V_{mp}	Voltaje máximo
V_o	Voltaje de salida
V_{pv}	Voltaje del panel
W/m^2	Kilowatt entre metro cuadrado
c_n^{celda}	Concentración de la celda
c_n^{tanque}	Concentración de la celda
c_v	Concentración total del vanadio
d_m	Grosor de la membrana
n	Número de celdas
ΔI_{L_2}	Rizo de corriente en el inductor del convertidor bidireccional
$\Delta I_{L_{pv}}$	Rizo en el inductor

ΔV_{bus} Rizo de voltaje en el bus CD

z Número de electrones transferidos

Acrónimos

CA	Corriente alterna
CEE	Circuito eléctrico equivalente
CENIDET	Centro nacional de investigación y desarrollo tecnológico
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CONAHCYT	Consejo Nacional de Humanidades, Ciencia y Tecnología
HSP	Hora solar pico
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
LQR	Regulador Lineal Cuadrático, por sus siglas en inglés
MPPT	Seguidor del punto de máxima potencia, por sus siglas en inglés
NASA	Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio, por sus siglas en inglés
NiMH	Níquel metal hidruro
NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables, por sus siglas en inglés
P y O	Perturbar y observar
PID	Proporcional, integral y derivativo
PI	Proporcional integral

PR	Rendimiento energético
PWM	Modulación por ancho de pulsos, por sus siglas en inglés
PV	Fotovoltaico, por sus siglas en inglés
SOC	Estado de carga, por sus siglas en inglés
SFA	Sistema fotovoltaico autónomo
TECNM	Tecnológico Nacional de México
USD	Dolar estadounidense
BFRV	Batería de flujo redox de vanadio
CD	Corriente directa

Capítulo 1

Introducción

En México, en la última década ha habido un creciente reconocimiento de la importancia de la sustentabilidad de los sistemas de producción energética, y de la necesidad de reducir la dependencia de fuentes de energía convencionales [1]. Como consecuencia, ha aumentado el interés en la investigación y desarrollo de los sistemas fotovoltaicos aislados de la red.

Estos sistemas han emergido como una solución prometedora en comunidades rurales y áreas geográficas remotas porque son sistemas de generación autónomos que ofrecen una alternativa viable y eficiente frente a las redes eléctricas convencionales, especialmente en entornos donde el acceso a la red principal es limitado [2]. En la figura 1.1 se muestra un esquema general de un sistema fotovoltaico aislado de la red eléctrica.

El presente proyecto de investigación se centra en la implementación, a nivel simulación, de un sistema fotovoltaico compuesto por un banco de paneles fotovoltaicos y baterías de flujo redox vanadio (BFRV). El objetivo principal es diseñar una estrategia de manejo de energía para garantizar la autonomía y la estabilidad del sistema.

En este estudio se dimensionó un generador fotovoltaico y una batería de flujo redox vanadio

con una capacidad de 50 kW. Para lograr este objetivo se hizo una revisión del estado del arte que permitió conocer el funcionamiento del panel fotovoltaico, de los convertidores de potencia requeridos, y de las baterías de flujo redox. Por último se obtuvo un modelo de circuito eléctrico equivalente que representa el comportamiento del sistema híbrido de generación de energía eléctrica.

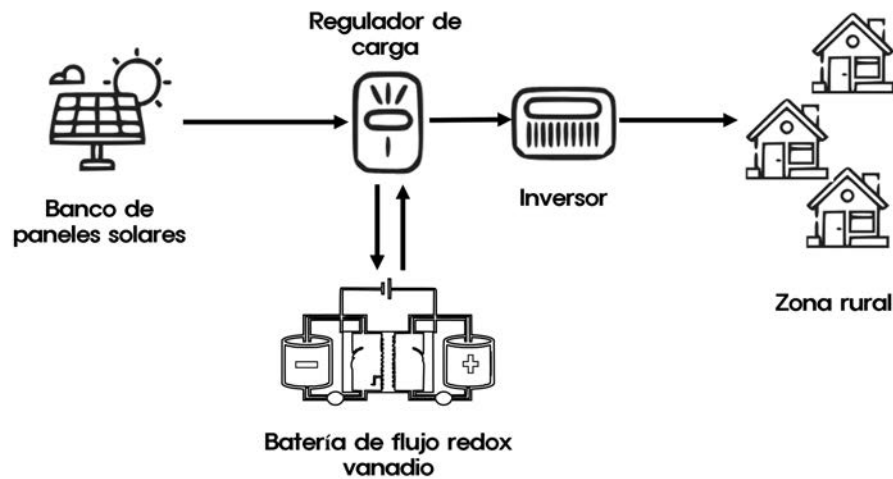


Figura 1.1: Diagrama del sistema de generación híbrido.

1.1. Antecedentes.

En la actualidad, la revolución de las energías renovables está transformando el panorama energético global. Dentro de estas, la energía solar destaca especialmente, utilizando tecnologías como los captadores cilindro-parabólicos para la generación directa de vapor y los paneles fotovoltaicos como los principales medios de captación. A pesar de sus ventajas, la naturaleza intermitente de la energía solar plantea desafíos significativos para la estabilidad y fiabilidad de los sistemas fotovoltaicos, especialmente en áreas con condiciones climáticas variables y un acceso limitado o nulo a la red eléctrica [3].

En México, existen regiones donde la infraestructura de la red eléctrica no abarca ciertas

zonas, sobre todo en áreas rurales. El suministro y almacenamiento de energía representan un desafío crucial para la implantación de estas fuentes renovables. En respuesta a estos desafíos, se ha investigado más sobre las BFRV que han surgido como una solución prometedora para el almacenamiento de energía a gran escala en sistemas fotovoltaicos [4].

En el repositorio de tesis del Centro nacional de investigación y desarrollo tecnológico (CENIDET) se encuentran trabajos con temas sobre sistemas híbridos. Se cita en particular la tesis con título '**Diseño térmico de un sistema híbrido de concentración solar de pequeña potencia**'[5]. El objetivo fue diseñar y especificar un sistema de generación continua de energía eléctrica en zonas rurales.

El sistema híbrido propuesto consiste de un campo solar de captadores cilindro-parabólicos de generación directa de vapor y de un sistema de producción de biogás a partir de biomasa de nopal. Posteriormente en 2019 se llevó a cabo un proyecto cuyo objetivo fue diseñar un sistema híbrido '**Adecuación y Estudios Termo-Hidráulicos de un Sistema Híbrido de Concentración solar de pequeña potencia para diferentes condiciones climáticas**' [6]. En esta tesis se presentó el diseño de un sistema híbrido solar-biomasa de pequeña potencia para la generación continua de 100 kW de potencia.

1.2. Estado de arte

El concepto de sistema fotovoltaico aislado de la red eléctrica surge como una estrategia efectiva para optimizar la producción de energía eléctrica en regiones aisladas en donde es posible aprovechar fuentes renovables [7].

En la revisión de la literatura sobre sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica para zonas remotas se identificaron dos formas predominantes de distribuir electricidad en los distintos tipos de comunidades. La primera opción corresponde a comunidades organizadas de forma lineal con una dispersión notable, característica de aquellas con un reducido número de

viviendas, en donde se pueden instalar más fácilmente sistemas aislados. Estas comunidades representan aproximadamente el 90 % a 95 % de todas las comunidades, véase la figura 1.2.

La segunda alternativa consiste en comunidades organizadas de manera nuclear, con un mayor número de viviendas, en donde se pueden instalar granjas fotovoltaica, este tipo es menos común y representa el restante 5 % a 10 %, véase la figura 1.3.

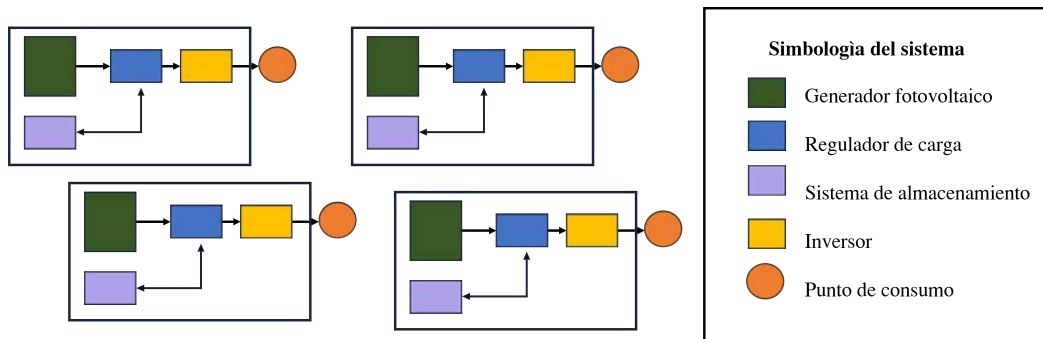


Figura 1.2: Tipo de comunidad pequeña dispersa con sistemas aislados.

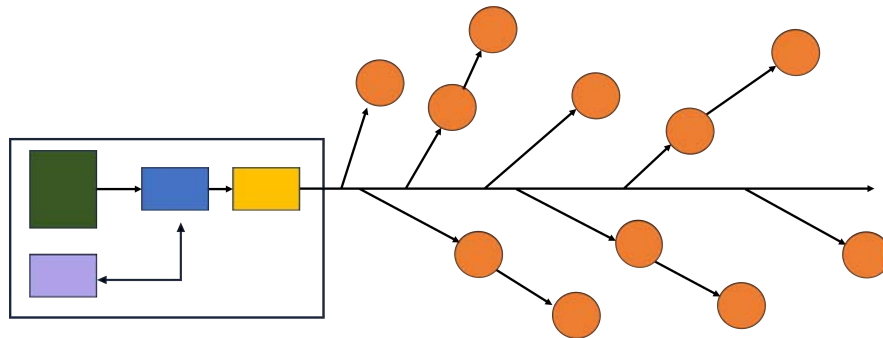


Figura 1.3: Tipo de comunidad pequeña no dispersa con granjas fotovoltaicas centralizadas.

Las granjas fotovoltaicas centralizadas son instalaciones de generación de energía solar a gran escala que cuentan con un banco de paneles solares para convertir la luz solar en electricidad. Estas instalaciones abarcan grandes extensiones de terreno y están diseñadas para generar grandes cantidades de electricidad para alimentar zonas remotas [8]. Estos sistemas se sitúan en regiones con climas soleados y pocas obstrucciones a la luz solar, como desiertos o zonas rurales [9].

La naturaleza variable y no siempre predecible de la energía solar, ha impulsado la necesidad de implementar sistemas de almacenamiento de energía [10]. La creciente demanda de energía renovable, ha surgido la necesidad de desarrollar sistemas de almacenamiento de energía a gran escala para despliegues remotos en redes descentralizadas y desreguladas. Las baterías de flujo de vanadio, con electrolitos de vanadio almacenados en tanques externos se presentan como soluciones clave debido a su capacidad prácticamente ilimitada, siendo relevantes tanto en aplicaciones conectadas a la red como en ubicaciones remotas [11].

Esan et al [12] plantea que a pesar de las notables ventajas que ofrece esta tecnología, su aceptación en el mercado se ve limitada por desafíos críticos como el cruce de especies electroactivas, pérdida de capacidad, reacciones no deseadas, y la necesidad de expandir y mejorar las geometrías estructurales a diversas escalas y condiciones operativas. Superar estos obstáculos demanda una comprensión completa de los factores de diseño y de las operaciones dentro del sistema de la batería.

Como técnicas de modelado de las BFRVs se usan circuitos eléctricos equivalentes (CEE), modelos electroquímicos y modelos híbridos [13]. Estos se presentan como herramientas eficaces para comprender y optimizar de manera eficiente las interfaces de reacción, los componentes de la batería y el sistema en su conjunto. En el trabajo descrito en [14] se presenta una simulación de una BFRV, el estudio se enfoca en el almacenamiento de energía a gran escala, con una potencia de 250 kW. Se resalta la presencia del retardo en el transporte del electrolito en estos sistemas y su impacto significativo en el diseño y desempeño de las baterías de flujo.

Adicionalmente se emplea un modelo dinámico integral que incorpora este retardo, seguido de simulaciones para analizar el rendimiento del módulo bajo diversas condiciones. Los resultados evidencian que el retardo puede generar problemas de uniformidad y afectar adversamente la eficiencia y la capacidad efectiva. Sin embargo en [15] se destaca que la optimización del suministro de electrolito, junto con la selección adecuada de parámetros operativos, puede re-

ducir estos efectos negativos. Este análisis de simulación proporciona una herramienta viable para comprender y mejorar los sistemas de baterías de flujo a gran escala.

Karrech et al [16] realizó un experimento de laboratorio con una BFRV a escala de laboratorio, hizo funcionar una celda única de 64 cm^2 de área activa. El electrolito, producido mediante la disolución de pentóxido de vanadio en ácido sulfúrico mostró notables eficiencias: 97 % en eficiencia coulombica, 74.5 % en eficiencia de voltaje y 72.3 % en eficiencia energética. Los resultados revelaron que un aumento en la velocidad de flujo incrementa la capacidad de la batería, pero también evidencia un compromiso entre la capacidad y la eficiencia global, sugiere que ajustar la velocidad de flujo puede optimizar este equilibrio. Este estudio aporta valiosos conocimientos para la mejora de BFRV, especialmente demostró que la optimización de la velocidad de flujo es útil para equilibrar la capacidad y la eficiencia.

Dong et al [17] estudiaron la optimización de un sistema de BFRV haciendo un análisis paramétrico. Los autores desarrollaron un modelo transitorio respaldado por datos experimentales, revelando que el ajuste de la tasa de flujo, la densidad de corriente y el tamaño del área activa impacta significativamente la eficiencia energética y el rendimiento del sistema. Sin embargo en [18] se observa que en el aumento de flujo del electrolito mejora la eficiencia, pero afecta el ciclo de carga-descarga de la batería.

Bhattacharjee et al [19] simularon diferentes modelos electroquímicos que representan el comportamiento de baterías de flujo redox, los cuales obedecen las leyes de la conservación de masa y son expresados en función de la concentración y flujo de las especies. Estos modelos electroquímicos requieren información sobre las membranas, el electrolito y dependen de la determinación del flujo óptimo de los reactantes. En [20] se analizó el funcionamiento de la BFRV con base en la respuesta de un modelo matemático constituido por un sistema de ecuaciones diferenciales de orden 8 que se acopla a la ecuación algebraica de Nerst que proporciona la salida del sistema.

En el caso de simular la dinámica de una BFRV y posteriormente aplicar control a los sistemas electrónicos de potencia de la batería, es ideal optar por un CEE, para el cual se estiman los parámetros característicos de tal forma que su respuesta se ajusta a la del sistema físico y a los modelos matemáticos electroquímicos [21]. Yesilrut et al [22] proporcionaron un modelo CEE de una BFRV, cuantificando las pérdidas en estas baterías. Los resultados obtenidos indicaron que el modelo desarrollado tuvo una precisión del 3% en las condiciones de funcionamiento seleccionadas para el experimento.

Para implementar la simulación de una BFRV acoplada con sistemas fotovoltaicos se deben dimensionar ambos componentes del generador para una potencia (kW) específica. Existe una gran diversidad de topologías de conexión de los convertidores de potencia que son necesarios para el sistema híbrido. Para la etapa de generación se emplea un convertidor elevador de voltaje y para el control de carga-descarga de la batería se usa un convertidor bidireccional [23], [24].

En la revisión de estudios publicados se encontraron varias formas de realizar un control de carga y descarga de baterías, en [25] se presentó un control del convertidor CD-CD bidireccional en una Microrred para estabilizar la tensión. Mientras que en [26] se implementó el control de corriente-voltaje para una batería, en este caso se optó por un MPPT para la producción de energía fotovoltaica. Con el sistema híbrido descrito en [27] se realizaron simulaciones, considerando la irradiancia solar de siete días, asimismo se consideraron características de carga residencial que debería ser alimentada por una BFRV de 1 kW, manejando cantidades variables del volumen de electrolito. Se simularon varios escenarios utilizando factores de escala de potencia y de energía.

El dimensionamiento de estos sistemas ha sido realizado para proyectos en zonas remotas o naves industriales, en donde se determina el área de instalación del banco de paneles fotovoltaicos y de las baterías de flujo. Pérez et al., 2020 [28] dimensionaron un sistema de

generación de energía solar fotovoltaica de 50 kW para una nave industrial en Alcalá de Guadaíra (Sevilla).

A continuación en la tabla 1.1 se muestran proyectos recientes sobre BFRV en sinergia con las energías renovables [29].

Tabla 1.1: Proyectos recientes de la BFRV y sus aplicaciones.

Nombre del proyecto	Tamaño	Ubicación	Año	Aplicación	Referencia
Proyecto Hesteel	$5kW/20kWh$	China	2020	Sistema híbrido, generador fotovoltaico como fuente de energía primaria.	[30]
Proyecto agua Escocesa	$800kWh$	Reino unido	2022	Implementación como respaldo de energía en sistemas fotovoltaicos y eólicos.	[31]
Proyecto energético Yadlamka	$8MWh$	Australia	2022	Apoyo a la frecuencia de la red local en conjunto con una granja fotovoltaica.	[32]
Energía Elemental	$2.8MW/8.4MWh$	Canadá	2022	Mejora de la eficiencia fotovoltaica, apoyo a la red y aumento de la flexibilidad del sistema híbrido.	[33]
Parque industrial Automobile (en curso)	$100MW/500MWh$	China	2023	Soporte a la red eléctrica.	[34]
G & W (en curso)	$2MW/8MWh$	Estados unidos	2023	Sistema fotovoltaico con respaldo de energía para suministros públicos.	[35]

El panorama actual de los sistemas híbridos entre las baterías de flujo redox y paneles fotovoltaicos revelan avances notables [36]. La integración de ambas tecnologías permite superar las limitaciones individuales al coordinar la generación fotovoltaica intermitente con la capacidad de almacenamiento de la BFRV. Dentro del estudio del estado del arte se encontraron diferentes estrategias avanzadas de control, gestión de energía y mejoras en materiales para optimizar la eficiencia, vida útil y densidad de energía de estos sistemas.

1.3. Justificación

Se planteó especificar las características técnicas y de operación, así como una estrategia de manejo de energía de una fuente híbrida compuesta por celdas fotovoltaicas y batería de flujo, que pueda ser aplicada para suministrar energía eléctrica a una comunidad rural.

Este proyecto tiene como fin hacer una propuesta para generar energía eléctrica mediante paneles solares, incorporando un componente de almacenamiento que puedan aportar energía en ciertos periodos en los que la radiación solar no es suficiente para suministrar la demanda requerida, y que tenga la capacidad de almacenamiento necesaria en sistemas del orden de decenas de kilowatts. El trabajo implica un estudio teórico sobre el diseño de un sistema de alimentación híbrido basado en paneles solares y como contribución se desarrolló un simulador del sistema para futuros proyectos de investigación.

Además, la tesis que se propone tiene como fin plantear un proyecto que puede resultar ventajoso para su implementación en zonas rurales, en donde no hay acceso a la red eléctrica, por lo que un sistema de almacenamiento resulta esencial. Con relación al tema de almacenamiento de energía, las baterías de ion-lito y otras de desempeño similar no son suficientes para el rango de potencia considerado en este proyecto, que debe ser suficiente para alimentar un grupo de casas habitación con requerimientos mínimos en zonas rurales. En este sentido, se ha considerado incorporar baterías de flujo como fuente secundaria.

1.4. Metas

- Elaboración de una tabla de datos de irradiación solar de la ubicación a trabajar.
- Análisis del cálculo del consumo de energía en la comunidad rural.
- Diseño del sistema híbrido de una Simulación del banco de paneles fotovoltaicos y el

banco de baterías de flujo con una potencia de 50kW.

1.5. Objetivos.

1.5.1. Generales

Diseñar y modelar un sistema híbrido de 50 kW compuesto por un módulo fotovoltaico y una batería de flujo, y definir una estrategia de manejo de energía que permita satisfacer las necesidades de una comunidad rural.

1.5.2. Particulares.

1. Especificar un banco de paneles fotovoltaicos para una potencia aproximada de 50 kW, definiendo las características comerciales de las unidades del banco.
2. Definir las características comerciales de un banco de baterías de flujo para la hibridación del sistema fotovoltaico.
3. Diseñar una estrategia de manejo de energía para el sistema híbrido.
4. Formular modelos de comportamiento de los componentes del sistema.
5. Simular el comportamiento del sistema considerando diferentes escenarios.

1.6. Organización del documento

En el Capítulo 2, se presenta el marco teórico donde se detallan conceptos técnicos fundamentales para abordar el tema de esta tesis. En el Capítulo 3, se expone la metodología necesaria para alcanzar los objetivos propuestos, destacando el dimensionado del sistema híbrido y la obtención de un circuito eléctrico equivalente de la batería de flujo redox. Los

resultados de las simulaciones realizadas se presentan en el Capítulo 4, que aborda la gestión de energía obtenida del sistema híbrido de acuerdo a los escenarios establecidos. Finalmente, en el Capítulo 5 se incluyen las conclusiones y se describe la contribución de este estudio.

Capítulo 2

Marco Teórico

El marco teórico que enmarca el estudio de un sistema fotovoltaico aislado de la red eléctrica proporciona una base conceptual sólida para comprender la generación de energía eléctrica a partir de la radiación solar. Este marco abarca aspectos fundamentales, como la conversión de la luz solar en electricidad mediante celdas fotovoltaicas, el almacenamiento de energía en baterías para su uso posterior y la regulación y control de la carga para optimizar la eficiencia del sistema híbrido. Es de suma importancia comprender las condiciones meteorológicas para dimensionar adecuadamente el sistema, garantizando así un suministro continuo y fiable de energía eléctrica.

2.1. Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico, descubierto por Alexandre Edmond Becquerel en 1839, representa una fascinante interacción entre la luz y los materiales semiconductores. En la figura 2.1 se muestra el fenómeno, el cual se manifiesta cuando la radiación electromagnética, como la luz solar, incide sobre ciertos materiales, generando una corriente eléctrica continua. Dicho principio

radica en la estructura de las celdas fotovoltaicas, compuestas comúnmente de silicio u otros materiales semiconductores, que tienen la capacidad de liberar electrones cuando se exponen a la radiación solar [37].

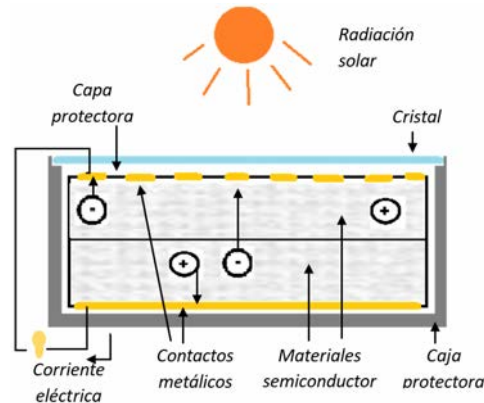


Figura 2.1: Efecto fotovoltaico.

La comprensión y aprovechamiento del concepto del efecto fotovoltaico da como resultado la fabricación de paneles solares que aprovechan la energía del sol. El uso de estos dispositivos ha crecido de manera importante y global. El rendimiento de las celdas cristalinas puede alcanzar el 22 %, mientras que el de las amorfas apenas llega al 10 %.

2.2. Panel fotovoltaico

Los paneles fotovoltaicos se conforman mediante la unión de células fotovoltaicas individuales. La eficiencia de un panel solar se define como la proporción entre la potencia eléctrica generada en sus terminales y la potencia de radiación solar incidente en su superficie. Se utiliza un valor estándar de referencia de $1000 \frac{W}{m^2}$ para medir la radiación solar. La curva característica de un panel fotovoltaico representa la relación entre la corriente y la tensión de salida del panel fotovoltaico, la cual cambia para diferentes condiciones de radiación solar incidente y temperatura [38]. En la figura 2.2 se muestran estas curvas características que son importantes para comprender el comportamiento y el rendimiento de los paneles fotovol-

taicos en diferentes condiciones de irradiancia y de funcionamiento. Además, son útiles para determinar el punto de operación óptimo del panel que maximice la eficiencia y la generación de energía eléctrica.

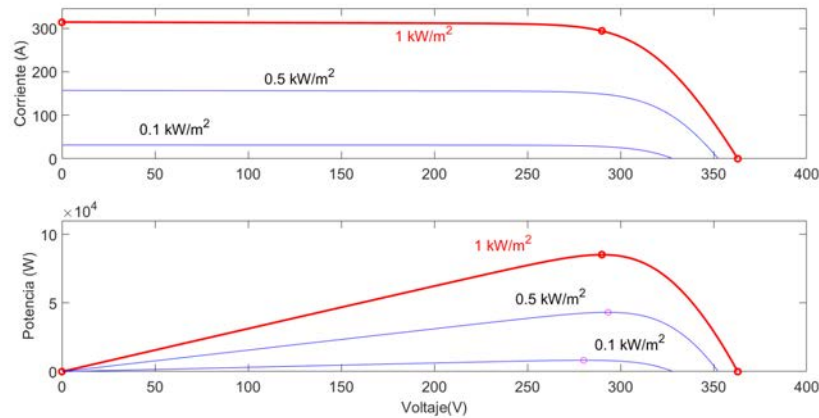


Figura 2.2: Curvas de comportamiento de potencia y corriente en un arreglo fotovoltaico a diferentes niveles de irradiancia, obtenidas del software Matlab-Simulink con el modelo del panel CS3U-375MS.

En condiciones de circuito abierto la corriente es igual a cero y la tensión alcanza su máximo valor. En el punto de máxima potencia, la curva alcanza su punto máximo, donde la corriente y la tensión tienen un equilibrio óptimo para generar la máxima potencia posible, y en condiciones de cortocircuito la corriente alcanza su valor máximo y la tensión es igual a cero [38].

2.2.1. Generador fotovoltaico

Un generador fotovoltaico se conforma eléctricamente mediante la agrupación de módulos fotovoltaicos, adaptándose así a los requisitos específicos de una aplicación particular. Está conformado por una cantidad de módulos conectados en serie N_S y módulos de ramas en paralelo N_P . La cantidad de ramas determina la corriente total del generador, mientras que la cantidad de módulos en serie define el voltaje del generador. La Figura 2.3 presenta un

arreglo fotovoltaico conformado por 6 ramas, cada una con 3 módulos conectadas en serie.

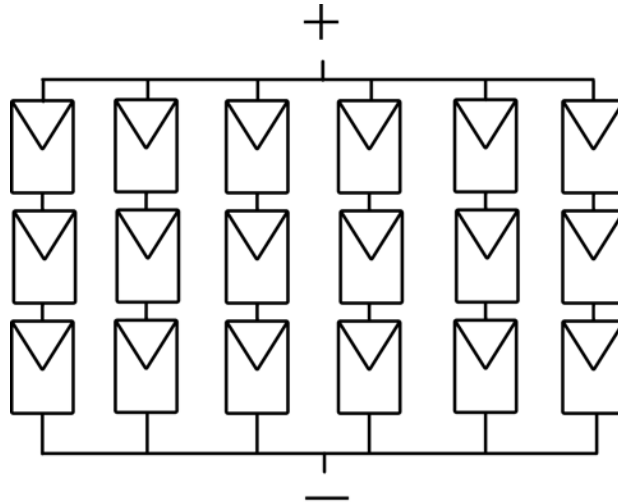


Figura 2.3: Arreglo fotovoltaico constituido por 6 ramificaciones, donde cada una incluye 3 paneles conectados en serie.

2.3. Tipos de sistemas fotovoltaicos

La clasificación de los sistemas fotovoltaicos se hace en función de su capacidad o de sus aplicaciones específicas. De manera general, los sistemas fotovoltaicos se dividen en dos tipos, como se muestra en la figura 2.4. Los sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA) se caracterizan por utilizar baterías o acumuladores, ya que requieren un sistema de almacenamiento que proporcione energía durante las horas del día o la noche, cuando la intensidad lumínica no es suficiente para satisfacer la demanda eléctrica [39]

Los sistemas híbridos surgen como una solución ante la probabilidad de fallos en el suministro de energía. Estos sistemas constan de un banco de paneles solares, un sistema de almacenamiento, un regulador de carga solar, y un inversor de corriente de CD a CA. Es posible que la demanda incluya tanto cargas en corriente continua como en corriente alterna, o que se componga exclusivamente de cargas en corriente alterna.



Figura 2.4: Tipos de sistemas fotovoltaicos.

2.4. Almacenamiento de energía

En la actualidad, hay una amplia gama de sistemas de almacenamiento disponibles en el mercado, cada uno con características y condiciones de funcionamiento específicas, adaptadas a la orientación particular de un proyecto.

Los tipos de almacenamiento electroquímico son las más comunes en instalaciones de naves industriales y de uso domésticos. Su manera de funcionamiento consiste en acumular la energía mediante reacciones electroquímicas [40],[41]. A continuación, se explican los principales tipos de almacenamiento electroquímicos [42].

Baterías de ion litio: Estas baterías son las más eficientes y populares en el mercado, principalmente por su densidad energética, pero presentan un ciclo de vida limitado por un número de cargas. La batería está compuesta por un ánodo de grafito y placas colectoras de cobre, y un cátodo compuesto por metales de transición y placas colectoras de aluminio, ambos separados por un electrolito. El flujo de electrones se realiza a través del electrolito.

Batería de plomo-ácido: Esta batería se utiliza con frecuencia en vehículos. Está conformada

por un conjunto de placas de plomo dispuestas de manera paralela, alternando su polaridad, y sumergidas en un electrolito de ácido sulfúrico. La eficiencia de esta batería es menor que la de una batería de litio, y su proceso de carga es más lento.

La batería de sodio-sulfuro: Su funcionamiento se basa en la capacidad del sodio para intercambiar electrones durante los procesos de carga - descarga, mientras que el azufre cumple la función de material en el cátodo. A pesar de contar con buenos aspectos, esta tecnología enfrenta desafíos relacionados con la duración, seguridad y densidad de energía.

Baterías de flujo redox: En las baterías de flujo redox, la energía se guarda en el electrolito en lugar de los electrodos, lo que confiere flexibilidad y facilidad de adaptación a estos sistemas. Una característica notable es la capacidad de ajustar independientemente la potencia y la capacidad energética mediante el control del número de celdas y del volumen de los tanques, respectivamente.

2.5. Batería de flujo redox vanadio (BFRV)

Hay una amplia variedad de baterías de flujo redox, que se clasifican en función del electrolito que contienen, pero todas funcionan bajo el mismo principio.

La batería de flujo redox de vanadio, al intercambiar iones de vanadio en especies electroactivas con varios estados de oxidación, posibilita la conversión bidireccional entre energía química y eléctrica en su sistema de almacenamiento electroquímico. Su característica distintiva radica en que la potencia y la capacidad de almacenamiento son independientes, además de una gran flexibilidad para adaptarse a diversas aplicaciones según los requisitos de potencia y capacidad [11].

El sistema de la Batería de Flujo Redox Vanadio (BFRV) se compone de 2 tanques para el almacenamiento de electrolitos, celdas conectadas en serie o paralelo para la conversión

de energía química a eléctrica, un sistema hidráulico que distribuye los electrolitos mediante bombas y tuberías desde los tanques hasta las celdas, y un dispositivo de control que regula el régimen de carga y descarga de la batería. La capacidad de almacenamiento de la BFRV se determina por la concentración de la especie electroactiva y el volumen del electrolito en los tanques, mientras que la potencia se define según la configuración de las celdas en el apilamiento de la batería (ver figura 2.5).

El funcionamiento de la batería se describe a continuación. En primer lugar, se activan las bombas hidráulicas, las cuales impulsan el electrolito, que almacena la energía química, hacia las celdas electroquímicas. En cada una de las semiceldas de la batería, se produce una transferencia de electrones entre el electrolito y el electrodo. La celda está separada por una membrana que facilita el movimiento de los iones, pero impide el paso de los demás elementos del electrolito.

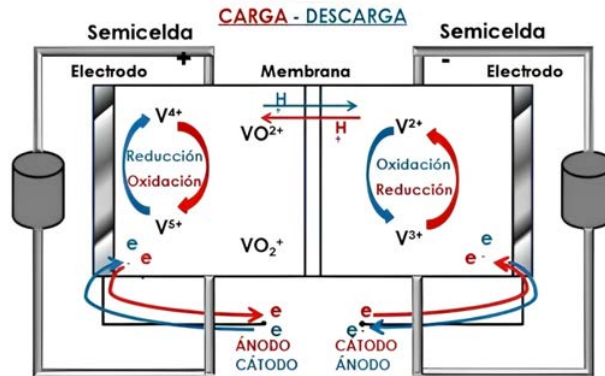


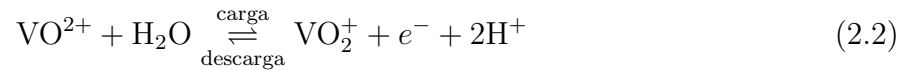
Figura 2.5: Esquema de funcionamiento de una batería de flujo redox.

Las siguientes reacciones electroquímicas (2.1) y (2.2) representan el comportamiento de la batería de flujo redox, en el ánodo y en el cátodo, respectivamente [12]. Durante la carga de la batería, el VO^{2+} en el electrodo positivo reacciona para formar VO_2^+ , liberando electrones que fluyen a través del circuito externo y a su vez estos reaccionan con V^{3+} en el electrodo negativo para formar V^{2+} . Este proceso es reversible durante la descarga.

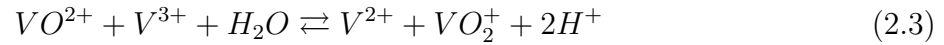
Electrodo negativo(ánodo):



Electrodo positivo (cátodo):



Dando una reacción general:



Los diseños flexibles y personalizables de las BFRV permiten satisfacer las demandas en un rango amplio de relaciones energía-potencia. Más de 20 compuestos químicos han sido objeto de investigación para el desarrollo de baterías de flujo, entre ellos el zinc-bromo, zinc-hierro, zinc-cerio y magnesio-vanadio, siendo el vanadio el que ha experimentado una mayor comercialización.

Las BFRV han demostrado una eficiencia que varía entre el 75 % y el 85 %, y con el debido mantenimiento pueden lograr una vida útil de hasta 12,000 ciclos con una profundidad de descarga del 100 % [16]. Por otro lado, las baterías de Zinc-Bromo exhiben eficiencias que se sitúan en el rango del 70 % al 75 %. con capacidad mínima de 2000 ciclos y capacidad de descarga de hasta 100 % [43].

2.6. Convertidores CD-CD

Un convertidor de corriente continua a corriente continua (CD a CD) es un dispositivo electrónico que toma una entrada de corriente continua en un determinado nivel de voltaje y la convierte en una salida de corriente continua a un nivel de voltaje deseado. Estos convertidores se usan en aplicaciones donde se debe ajustar, elevar o reducir el voltaje de la

fuente de alimentación [44].

Existen varios tipos de convertidores CD-CD con distintas topologías y propósitos. Aquí se presentan algunas de las categorías más comunes:

- Convertidor Buck (Reductor): Reduce el nivel de voltaje de entrada y es eficiente cuando se requiere una salida de menor voltaje(véase 2.6).
- Convertidor Boost (Elevador): Aumenta el nivel de voltaje de entrada y es útil cuando se necesita una salida de voltaje mayor(véase 2.7).
- Convertidor Buck-Boost: Permite tanto la reducción como la elevación del voltaje de entrada, siendo versátil para diversas aplicaciones (véase 2.8).
- Convertidor Buck-Boost bidireccional: Cuando la fuente de energía y la carga pueden suministrar y absorber energía, el flujo de energía puede circular en ambas direcciones. CD-CD [44], [45].

El principio de funcionamiento de estos convertidores generalmente implica la conmutación de elementos como transistores o diodos a través de un circuito de control. Durante el proceso de conmutación, la energía se almacena temporalmente y luego se libera en el nivel de voltaje de salida deseado [46]. Estos convertidores CD a CD son fundamentales en sistemas de energía renovable, electrónica de potencia, carga de baterías y fuentes de alimentación reguladas [47].

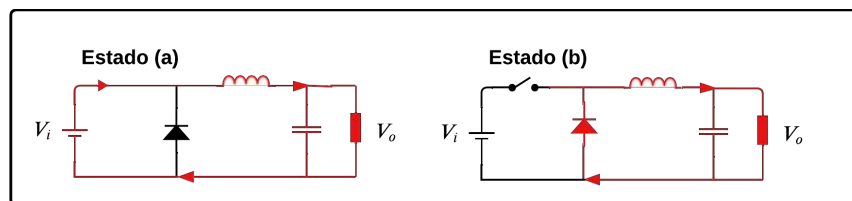


Figura 2.6: Modos de operación de un convertidor reductor

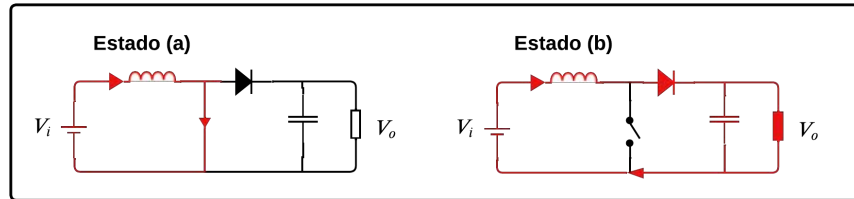


Figura 2.7: Modos de operación de un convertidor elevador

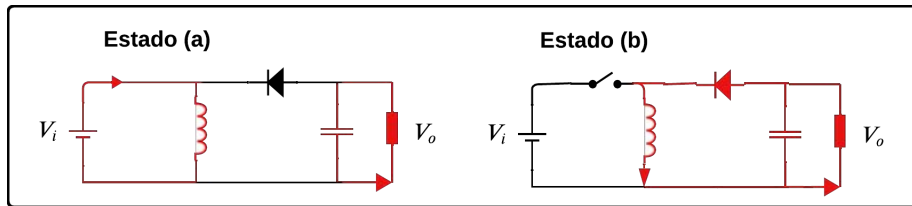


Figura 2.8: Modos de funcionamiento de un convertidor reductor-elevador

2.7. Controlador MPPT

Los sistemas fotovoltaicos presentan un punto de operación específico en el cual puede suministrar la máxima potencia a la carga, conocido como Punto de Máxima Potencia (MPP), como se observa en la figura 2.9. Este punto cambia de manera no lineal con relación a la irradiancia solar y a la temperatura del panel a lo largo del día. Por lo tanto, con el objetivo de operar el sistema fotovoltaico en su MPP, es necesario conectarlo a través de un controlador de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT por sus siglas en inglés).

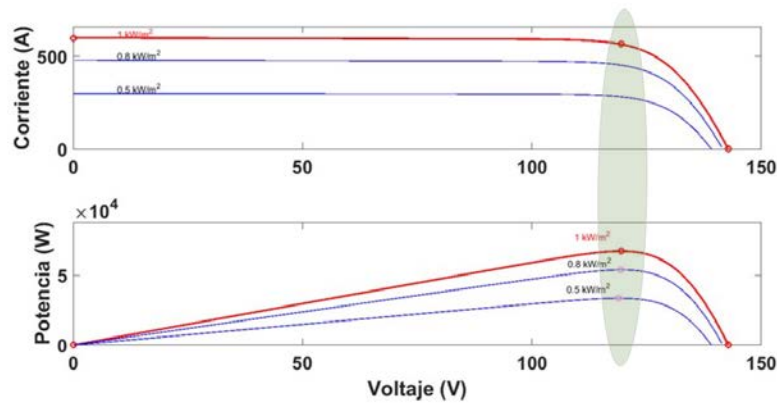


Figura 2.9: Curvas características del arreglo fotovoltaico con su MPP.

Existen gran variedad de algoritmos de control MPPT, en la siguiente tabla 2.1 se muestran los mas relevantes y su respectiva comparación [48].

Tabla 2.1: Comparación de los métodos de búsqueda del MPPT.

Algoritmo	Digital o analógico	Velocidad de convergencia	Complejidad de implementación	Parámetros medidos
Corriente del corto circuito del generador fotovoltaico	D & A	media	baja	I
Conductancia incremental	D	variable	alta	V, I
Perturbar y observar	D & A	variable	media	V, I
Búsqueda en tabla	D & A	media	media	V, I

El algoritmo MPPT más utilizado se basa en la técnica perturbar y observar (P&O) (véase 2.10). Esta técnica aplica la perturbación a la corriente o la tensión proveniente de los paneles solares y luego se observa cómo esta modificación afecta la potencia generada [49]. Mediante este proceso de ajuste constante, en el sistema se puede identificar y mantener el punto de máxima potencia, mejorando así la eficiencia general de la generación de energía [50].

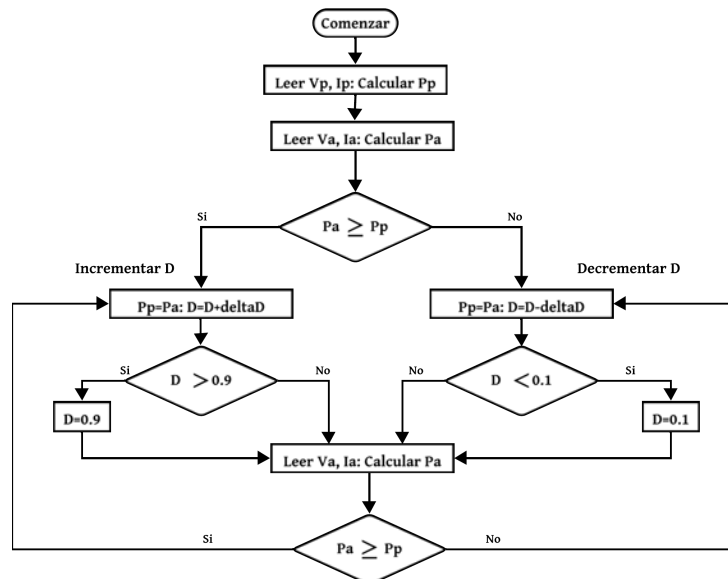


Figura 2.10: Algoritmo P&O, seguimiento del punto de máxima potencia MPPT.

Capítulo 3

Metodología

La metodología planificada para desarrollar el proyecto es la siguiente: Se realizó una revisión detallada del estado del arte, investigando sobre los principales conceptos y temas que son relevantes para el desarrollo de la tesis.

En un primer paso, se han establecido las especificaciones del diseño, utilizando tanto la información sobre el consumo energético de la zona rural como la evaluación de su recurso solar. El diseño del sistema fue concebido teniendo en cuenta las condiciones más adversas que se anticipa enfrentará durante el mes crítico de operación.

En la siguiente fase, se ha detallado la configuración del sistema de generación de energía (banco de paneles solares). Es fundamental asegurar que la producción energética de este sea adecuada para cubrir las necesidades de consumo energético a lo largo de todo el año. Asimismo, se ha llevado a cabo la planificación del sistema de almacenamiento, incorporando la batería de flujo redox.

Se detalló un sistema con la capacidad de almacenar la energía generada durante períodos de alta radiación solar para abastecer la totalidad de los consumos durante momentos de baja

radiación. Se formularon modelos de los componentes del sistema híbrido para posteriormente simular el funcionamiento general en el ambiente Matlab-Simulink, y por último se definió una estrategia de administración de la energía para diferentes modos de operación del sistema híbrido.

3.1. Determinación de la región geográfica y obtención de los datos de irradiación solar

Para seleccionar el escenario de demanda que se busca resolver en este proyecto se consideraron las siguientes actividades [51]:

- Se seleccionaron las entidades federativas con poca disponibilidad de energía eléctrica en México.
- Se seleccionó una región geográfica con clima seco.
- Se analizó la radiación solar directa en la localidad, y se identificaron las horas solares pico (HSP).

Como resultado de las actividades anteriores se seleccionó el estado de Chihuahua, donde se encontró que la cantidad de hogares que carecen de acceso a energía eléctrica supera los 16,000 hogares. [2]. Como caso de estudio se seleccionó Ciudad Juárez, Chihuahua, en la

Tabla 3.1: Datos geográficos de la ubicación seleccionada.

Región geográfica	Ciudad Juarez, Chihuahua
Longitud	-106.4833300
Latitud	31.7333300

tabla 3.1 se muestran los datos geográficos. Además se obtuvo información sobre las horas solares pico con ayuda la plataforma NASA Power y el mapeo del recurso solar en México.

Esta información es de gran utilidad para conocer la energía que se puede aprovechar en cada región y con ello también para calcular el número necesario de unidades de paneles fotovoltaicos.

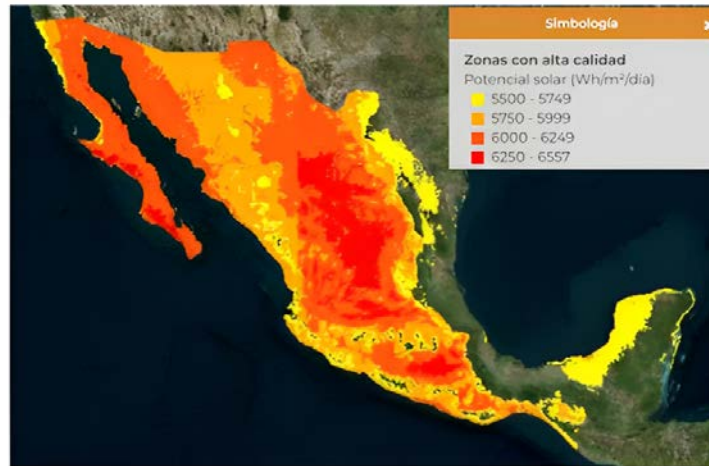


Figura 3.1: Recurso solar en México.

En la siguiente figura 3.2 se muestra la HSP de ciudad Juarez, Chihuahua. Los datos obtenidos son del año 2021, el mes con mayor recurso solar es mayo con 7.98 HSP y el mes más crítico es diciembre con 3.28 HSP.



Figura 3.2: Horas solares pico de Chihuahua.

En la tabla 3.2 se presentan los valores de irradiancia promedio para cada hora de estos

meses. Los datos presentados fueron obtenidos de la base de datos de NASA Power.

Tabla 3.2: Irradiancia promedio ($\frac{W}{m^2}$) para el mes de mayo y diciembre del 2021, en ciudad Juarez, Chihuahua.

Hora	Irradiancia ($\frac{kW}{m^2}$) mayo	Irradiancia ($\frac{kW}{m^2}$) diciembre
6	0.02	0.0
7	0.11	0.09
8	0.41	0.15
9	0.62	0.28
10	0.79	0.33
11	0.92	0.49
12	1.0	0.52
13	1.0	0.48
14	0.95	0.47
15	0.83	0.30
16	0.64	0.16
17	0.40	0.08
18	0.17	0.01
19	0.02	0.0

En la siguiente figura 3.3, se muestra que la máxima radiación solar ocurre durante el intervalo de 11:00 a.m. a 1:00 p.m. en los meses de julio y diciembre, alcanzando valores máximos de $1000 \frac{W}{m^2}$ y $520 \frac{W}{m^2}$, respectivamente.

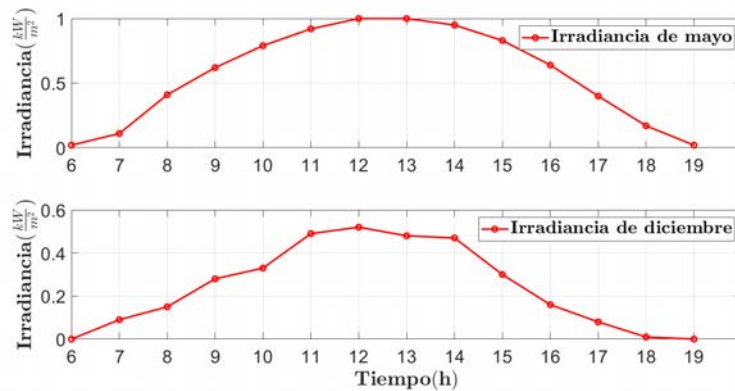


Figura 3.3: Perfil de irradiancia promedio en el mes de mayo y Diciembre en Ciudad Juarez.

3.2. Dimensionamiento del sistema híbrido

3.2.1. Análisis de carga

Una vez ubicada la región geográfica seleccionada se calculó el consumo eléctrico promedio de una casa habitación durante el día, el cual debe ser cubierto por el sistema híbrido. El consumo promedio por hogar se obtuvo de las licitaciones de la CFE. En la tabla 3.4 se muestran los electrodomésticos que se consideraron para los hogares rurales y su consumo de energía es inferior al de un hogar urbano.

De acuerdo con los datos del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), en la tabla 3.3 se muestra el consumo diario por vivienda, el cual va de 2.69 kWh/día a 3.59 kWh/día, ver **Anexo A**. Tomando esos datos como referencia, se consideró un promedio de 45 viviendas para la zona rural. Dando un consumo medio diario de 165.51 kWh/día para el mes de diciembre y 149.9 kWh/día para el mes de mayo.

Tabla 3.3: Consumo energético diario medio de 45 casas.

Mes	Consumo (kWh)	N°.Días	Consumo diario medio(kWh/día 45 casas)
Enero	5053.0	31	163.0
Febrero	4474.4	28	159.8
Marzo	4805.0	31	155.0
Abril	4410.0	30	147.0
Mayo	4646.9	31	149.9
Junio	4500.0	30	150.0
Julio	4696.5	31	151.5
Agosto	4705.8	31	151.8
Septiembre	4620.0	30	154.0
Octubre	4836.0	31	156.0
Noviembre	4830.0	30	161.0
Diciembre	5130.81	31	165.51

Tabla 3.4: Perfil de consumo por vivienda.

Electrodomésticos	Potencia (kW)	Horas de uso	Consumo (kWh/día)
Focos ahorradores	0.05	8	0.40
Licuadaora	0.3	0.16	0.05
Refrigerador	0.25	8	2.00
Lavadora	0.4	1	0.40
Tv(32")	0.03	8	0.24
Plancha	1	0.5	0.50
Otros(Cargadores de móvil indicadores, etc.)	0.015	6	0.09
Consumo total			3.68

3.2.2. Dimensionamiento del generador fotovoltaico

Se calculó la potencia pico necesaria de los paneles solares en función de la carga total diaria y de la radiación solar del mes crítico. Es importante considerar las pérdidas por sombreado, suciedad y degradación de los paneles para determinar la capacidad real requerida, lo anterior se incluye en lo que se conoce como coeficiente de rendimiento (PR).

Para el generador fotovoltaico se seleccionó la marca Canadian Solar, modelo CS3U-375MS, con una potencia nominal de 375W, ver **Anexo B**. Contando con los datos del panel solar que se muestran en la tabla 3.5, se calculó el número de módulos fotovoltaicos necesarios para satisfacer el consumo de la zona rural, el cual se expresa mediante la siguiente ecuación obtenida por balance energético [52].

Tabla 3.5: Parámetros eléctricos del panel solar, modelo CS3U-375MS del fabricante Canadian Solar.

Parámetros eléctricos	Valor
Potencia máxima (P_{mp})	375 W
Voltaje nominal (V_{mp})	39.8 V
Corriente nominal (I_{mp})	9.43 A
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	47.6 V
Corriente de corto circuito (I_{Isc})	9.93 A
Eficiencia del módulo	18.9 %

$$N_t = \frac{C_e}{P_{mp} * HSP * PR} \quad (3.1)$$

- N_t = Número total de módulos fotovoltaicos
- C_e = Energía consumida por día
- P_{mp} = Potencia máxima del módulo fotovoltaico
- HSP = Horas solares pico del mes crítico
- PR =Rendimiento energético del módulo

De acuerdo con la fórmula 3.1, el consumo energético C_e se establece en 165.51 kWh. La potencia máxima del panel se indica como $P_{mp} = 0.375$ kW, según la información proporcionada por el fabricante. Se consideraron 3.28 horas solares pico (HSP) en el mes de diciembre, identificado como el período más crítico, véase tabla 3.6. Se tomó en cuenta un rendimiento energético PR de 0.9 y se hizo un sobredimensionado del sistema fotovoltaico con un factor de seguridad del 20%. Como resultado se determinó que se requieren 180 paneles fotovoltaicos.

Tabla 3.6: HSP y consumo mensuales de las 45 casas.

Mes	HSP/día	Potencia (kWp)	Consumo diario medio(kWh/día 45 casas)
Enero	3.78	43.12	163.0
Febrero	4.83	33.08	159.8
Marzo	6.43	24.11	155.0
Abril	7.01	20.97	147.0
Mayo	7.98	18.78	149.9
Junio	7.44	20.16	150.0
Julio	7.22	20.98	151.5
Agosto	6.74	22.52	151.8
Septiembre	6.01	25.62	154.0
Octubre	5.52	28.26	156.0
Noviembre	4.06	39.66	161.0
Diciembre	3.28	50.46	165.51

Para calcular el número de paneles conectados en serie N_s , se divide el voltaje nominal de la batería (V_b) de 115 V entre el voltaje máximo del panel (V_{mp}) 39.8 V, dado por el fabricante. El resultado que arroja el cálculo es de 3 paneles fotovoltaicos en serie. Para calcular el número de paneles conectados en paralelo N_p se divide el número total del arreglo N_t entre el número de ramas en serie N_s , lo que resulta en un total de 60 paneles fotovoltaicos en paralelo.

Los valores obtenidos de N_t , N_s y N_p se redondean al entero superior más próximo.

En la figura 3.4 se muestran las características del generador fotovoltaico, marca Canadian Solar, modelo CS3U-375MS, el bloque que se simuló fue el de PV Array de la plataforma de Simulink.

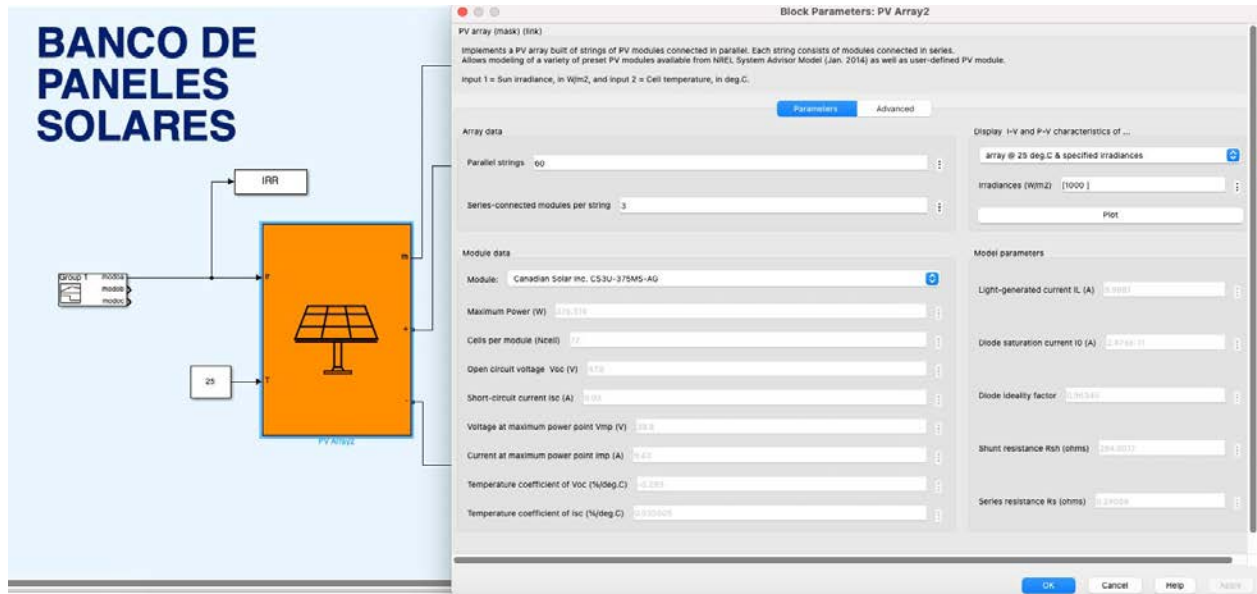


Figura 3.4: Bloque del arreglo fotovoltaico con el modelo CS3U-375MS en Matlab-Simulink.

El bloque PV Array representa una agrupación de módulos fotovoltaicos. La configuración consiste en cadenas de módulos conectadas en paralelo, donde cada cadena está compuesta por módulos interconectados en serie. Esta herramienta permite simular los paneles fotovoltaicos predefinidos del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), así como la

creación de módulos personalizados por el usuario con asignación de datos del panel fotovoltaico.

El bloque PV Array constituye un modelo de cinco parámetros que emplea una fuente de corriente generada por la luz (I_L), un diodo, una resistencia en serie (R_S) y una resistencia en derivación (R_{sh}). Este modelo tiene la finalidad de describir las características corriente-voltaje (I-V) de los módulos en función de la irradiancia y la temperatura, véase la figura 3.5.

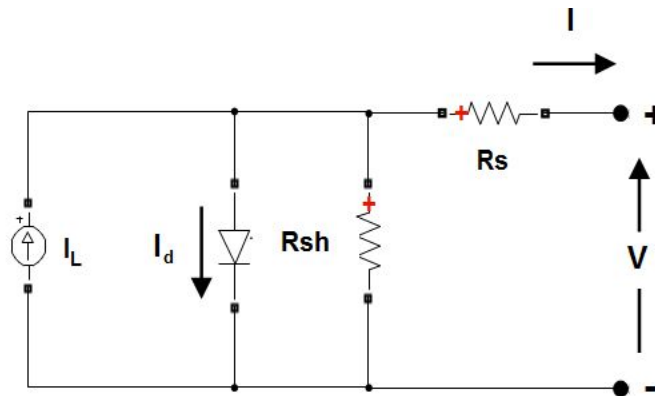


Figura 3.5: Circuito equivalente del bloque PV array.

En resumen, en la siguiente figura 3.6 se muestran los datos del generador fotovoltaico obtenido con las características principales calculados para suministrar energía a la zona rural.

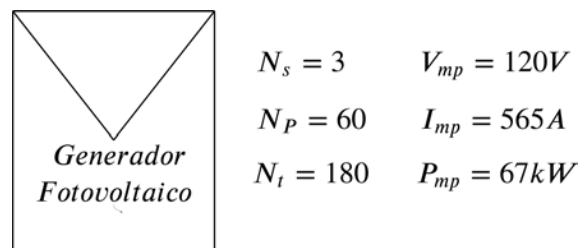


Figura 3.6: Datos del generador fotovoltaico CS3U-375MS.

3.3. Diseño de la batería de flujo redox vanadio

Diseñar y dimensionar una BFRV implica considerar varios aspectos clave para garantizar su funcionamiento eficiente y efectivo. Se tiene que determinar la potencia requerida, calcular la cantidad de energía que necesita ser almacenada en la batería de flujo redox. La potencia requerida depende de la aplicación específica para la cual se está diseñando la batería.

La selección de los electrolitos adecuados para el par redox que se desean utilizar en la batería también es un aspecto importante. Los electrolitos determinan la capacidad, la estabilidad y otras características de rendimiento de la batería.

3.3.1. Modelo matemático

A continuación se muestra el diagrama general de la batería de flujo redox, haciendo evidente el balance de materia de las especies participantes, véase la figura 3.7. En el diagrama se muestran los parámetros necesarios para simular la batería con las ecuaciones diferenciales del modelo electroquímico.

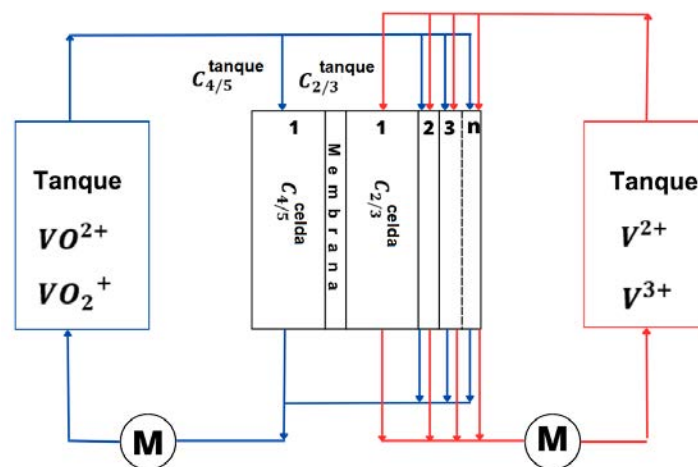


Figura 3.7: Diagrama de funcionamiento de una batería de flujo redox vanadio.

El modelo de la batería de flujo consiste en un sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias de orden 8 que se acopla a una ecuación algebraica que proporciona la salida del sistema. Los cuatro estados corresponden a las concentraciones de las cuatro especies de vanadio en diferentes estados de oxidación dentro de las celdas que contienen el electrolito. Los otros cuatro estados representan las concentraciones de las cuatro especies contenidas en los tanques que conforman el ánodo y cátodo de la batería de flujo. Las entradas del modelo son el flujo volumétrico de disolución que atraviesa la celda, así como la corriente eléctrica demandada.

El modelo electroquímico reproduce el comportamiento de una batería de flujo y está dado por las ecuaciones (3.2), (3.3) y (3.4). Las variables y los parámetros del modelo, así como sus unidades, están definidos en la siguiente tabla 3.7. Donde el número de celdas proporciona el voltaje de salida deseado.

Tabla 3.7: Parámetros de una BFRV de 50kW, (2 stacks con 90 celdas cada uno).

Nomenclatura	Descripción	Valor	Unidades
V_{celda}	Volumen de la celda	0.00094	$[m^3]$
c_n^{celda}	Concentración de la celda	-	$[\frac{mol}{m^3}]$
V_{tanque}	Volumen del tanque	10	$[m^3]$
c_n^{tanque}	Concentración del tanque	-	$[\frac{mol}{m^3}]$
F	Constante de Faraday	96485.3365	$[\frac{c}{mol}]$
z	Número de electrones transferidos	1	$[-]$
I	Corriente que atraviesa la celda	220	$[A]$
Q_{celda}	Flujo de disolución que atraviesa la celda	0.0032	$[\frac{m^3}{s}]$
Am	Área de la membrana	0.18	$[m^2]$
dm	Grosor de la membrana	0.00014	$[m]$
D_2	Coefficiente de difusión del ion c_2	4.438×10^{-12}	$[\frac{m^2}{s}]$
D_3	Coefficiente de difusión del ion c_3	1.0024×10^{-12}	$[\frac{m^2}{s}]$
D_4	Coefficiente de difusión del ion c_4	3.8×10^{-12}	$[\frac{m^2}{s}]$
D_5	Coefficiente de difusión del ion c_5	1.75×10^{-12}	$[\frac{m^2}{s}]$
n	Número de celdas	90	$[-]$
c_v	Concentración total del vanadio	2	$[M]$
T	Temperatura de la batería	298	$[K]$
R	Constante de gas	8.314	$[\frac{J}{mol \cdot K}]$

El modelo usado en las investigaciones de [53], [54] fue establecido bajo las siguientes suposiciones:

- El flujo de la disolución es uniforme en cada celda.
- Los tanques y las celdas están llenos por completo de electrolitos, por lo que se asume un volumen constante en los tanques.
- La mezcla del electrolito en el tanque es completa, lo que implica que la concentración del electrolito en el tanque o celda es homogénea en todas partes.
- Las reacciones secundarias a través de la membrana ocurren de manera instantánea, lo que implica que en la celda negativa solo se encuentran iones V^{2+} y V^{3+} , mientras que en la celda positiva solo están presentes VO^{2+} y VO_2^+ .
- La temperatura permanece constante.
- Un flujo de corriente con signo negativo indica la carga de la batería, mientras que una corriente con signo positivo señala la descarga de la batería.

$$\begin{aligned}
 \frac{V_{celda}}{2} \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} c_2^{celda} \\ c_3^{celda} \\ c_4^{celda} \\ c_5^{celda} \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} I/F \\ -I/F \\ -I/F \\ I/F \end{pmatrix} + Q \begin{pmatrix} c_2^{tanque} - c_2^{celda} \\ c_3^{tanque} - c_3^{celda} \\ c_4^{tanque} - c_4^{celda} \\ c_5^{tanque} - c_5^{celda} \end{pmatrix} \\
 + \frac{A_m}{d_m} \begin{pmatrix} -D_2 & 0 & -D_4 & -2D_5 \\ 0 & -D_3 & 2D_4 & 3D_5 \\ 3D_2 & 2D_3 & -D_4 & 0 \\ -2D_2 & -D_3 & 0 & -D_5 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} c_2^{celda} \\ c_3^{celda} \\ c_4^{celda} \\ c_5^{celda} \end{pmatrix} & \quad (3.2)
 \end{aligned}$$

Las dinámicas de las concentraciones dentro del tanque están determinadas por las siguientes ecuaciones diferenciales:

$$V_{tanque} \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} c_2^{tanque} \\ c_3^{tanque} \\ c_4^{tanque} \\ c_5^{tanque} \end{pmatrix} = n * Q \begin{pmatrix} c_2^{celda} - c_2^{tanque} \\ c_3^{celda} - c_3^{tanque} \\ c_4^{celda} - c_4^{tanque} \\ c_5^{celda} - c_5^{tanque} \end{pmatrix} \quad (3.3)$$

En todo momento se considera que ambos tanques están igualmente cargados, las concentraciones de los iones $V_{(C2)}^{2+} + VO_{2(C5)}^{+}$ son iguales, tanto en el tanque como en la celda. Lo mismo sucede con las concentraciones de los iones $V_{(C3)}^{3+}$ y $VO_{(C4)}^{2+}$. La ecuación algebraica (3.4) calcula la tensión de salida de la celda, en función de las concentraciones de las especies en la celda y del potencial de la celda en condiciones estándar. La salida del modelo en todo momento también está determinada por el estado de carga (SOC).

3.3.2. Voltaje de la celda de una batería de flujo redox

El voltaje de equilibrio se calcula como la suma de los potenciales de equilibrio de cada celda que compone el stack. Estos potenciales se determinan mediante la ecuación de Nernst y están condicionados por la concentración de cada ion de vanadio.

El voltaje de cada celda se calcula de la siguiente manera:

$$E_{celda} = E_{formal} + \frac{RT}{zF} \ln \left[\frac{c_2^{celda} c_5^{celda}}{c_3^{celda} c_4^{celda}} \right] \quad (3.4)$$

En la ecuación anterior, E_{formal} representa el potencial estándar de la celda al 50% de carga, con un valor de 1.4 V a una temperatura de 25°C. La constante universal de los gases, denotada como R , tiene un valor de 8.31 J/(mol·K), mientras que F corresponde a la constante de Faraday. La temperatura, representada por T , se mantiene constante a 298 K

en todo momento para el propósito de este estudio, y z representa la cantidad de electrones transferidos.

3.3.3. Estado de carga SOC

El SOC da información sobre la cantidad de energía almacenada en el sistema y está directamente vinculado a la cantidad de especies contenidas en dicho sistema. Por lo tanto, el valor del SOC puede variar según la concentración de especies en cada electrolito.

Cuando la batería está en proceso de carga, las concentraciones de $V_{(C2)}^{2+}$ y $VO_{2(C5)}^+$ aumentan, mientras $V_{(C3)}^{3+}$ y $VO_{(C4)}^{2+}$ se encuentran disminuyendo. En baterías y sistemas de almacenamiento de energía, la medición del SOC es crucial para asegurar el funcionamiento adecuado del sistema. El SOC varía desde 0 hasta 1.

El SOC se calcula de la siguiente manera a partir de la concentraciones del electrodo:

$$SOC = \frac{C_2^{tanque}}{C_2^{tanque} + C_3^{tanque}} = \frac{C_2^{tanque}}{C_v} \quad (3.5)$$

$$SOC = \frac{C_5^{tanque}}{C_5^{tanque} + C_4^{tanque}} = \frac{C_5^{tanque}}{C_v} \quad (3.6)$$

O bien otra forma de calcular el SOC, es integrar la corriente que ha pasado por la batería durante el proceso de carga-descarga por la capacidad nominal de la batería, mas el estado de carga inicial, como se muestra en la siguiente expresión:

$$SOC_{tanque}(t) = SOC_{tanque}(0) + \frac{n}{FV_{tanque}C_v} \int_0^t Idt \quad (3.7)$$

La simulación de la batería se ejecutó en la plataforma Matlab/Simulink, en donde se introducen las 8 ecuaciones diferenciales y 1 ecuación algebraica, teniendo como entrada la corriente (I) y el flujo (Q), y como salida el voltaje (V) y las 8 concentraciones (c_n^{celda} y

c_n^{tanque}), ver **Anexo D**.

La simulación se realizó considerando las características de la batería de flujo estudiada por [20]. Es un módulo de 50 kW de potencia, el cual está compuesto por 2 apilamientos con 90 celdas cada uno, éstos apilamientos dependerán del voltaje y corriente que se requieran del sistema. Se considera un flujo constante de $0.0032 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$. En la figura 3.8 se muestra el ciclo de cara-descarga de la batería de flujo redox vanadio considerando un SOC inicial del 15%.

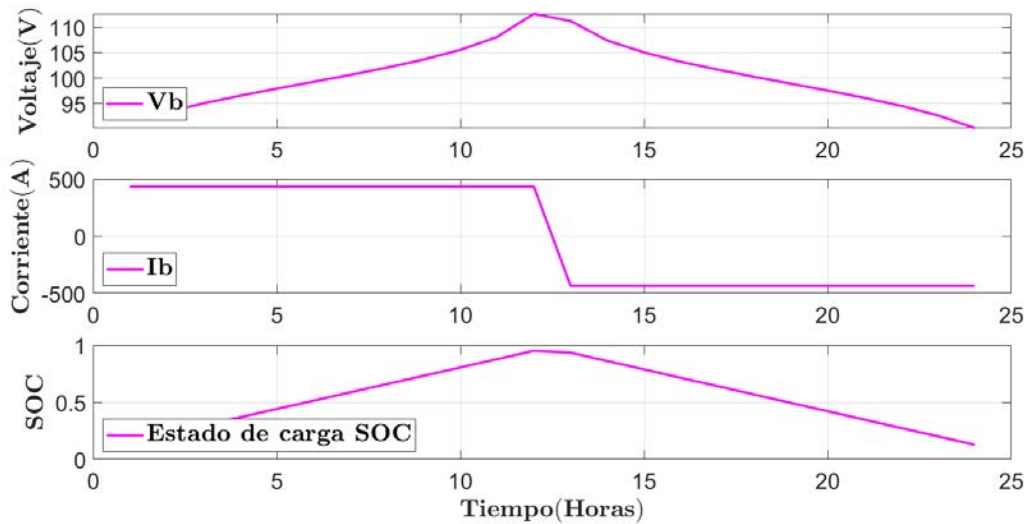


Figura 3.8: Gráfica del ciclo de carga-descarga de la BFRV, simulado con el modelo matemático, con un SOC inicial del 15%.

3.3.4. Circuito eléctrico equivalente para BFRV

El circuito eléctrico equivalente (CEE) de una batería de flujo proporciona una representación simplificada de sus componentes, ya que es una descripción empírica que se reduce a proporcionar sus características eléctricas, permitiendo predecir con mayor facilidad el voltaje de salida y su dinámica frente a variaciones del flujo de la corriente eléctrica demandada.

En la figura 3.9 se muestra el modelo de CEE de la batería, que está constituido por una fuente de tensión dependiente del SOC, conectada en serie con redes de resistencia-condensador

(RC). El CEE es similar al modelo utilizado para las baterías de ion de litio propuesto por [21]. Se aclara que para simular la batería de flujo se consideró que el flujo de electrolito es constante.

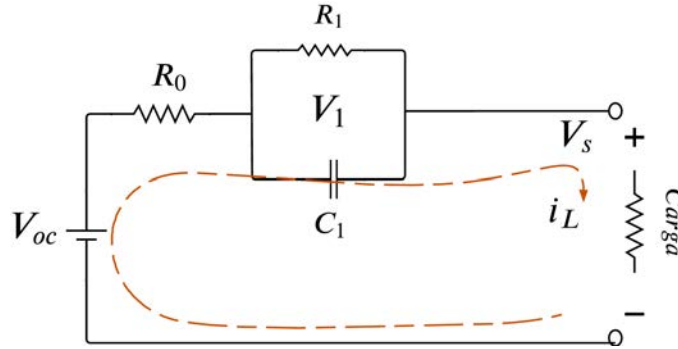


Figura 3.9: Circuito eléctrico equivalente.

Al aplicarse la segunda ley de Kirchoff al circuito eléctrico se obtiene la ecuación;

$$V_s(t) = V_{oc}(t) - i_L(t)R_0 - V_1(t) \quad (3.8)$$

$$\dot{V}_1(t) = \frac{i_L(t)}{C_1} - \frac{V_1(t)}{R_1 C_1} \quad (3.9)$$

Donde $V_s(t)$ es el voltaje en las terminales, V_{oc} es el voltaje de circuito abierto, $i_L(t)$ es la corriente de descarga y $V_1(t)$ es la polarización de caída de tensión del circuito de la rama RC.

Para estimar el voltaje en circuito abierto V_{oc} se aproximó la función no lineal $V_{oc}(SOC)$ a partir de una señal compuesta por un tren de pulsos de corriente. Cada descarga se realiza a intensidad constante y la función no lineal de V_{oc} en términos del SOC es una estructura matemática polinomial.

La aproximación de V_{oc} se hizo con la interfaz de usuario para ajuste básico de Matlab, la cual permite ajustar datos mediante diferentes estructuras matemáticas, entre las cuales están los polinomios. La ecuación (3.10) representa el voltaje en circuito abierto en función del SOC.

$$V_{oc} = 458SOC^5 - 1,112SOC^4 + 1,039SOC^3 - 467.5SOC^2 + 122SOC + 76; \quad (3.10)$$

Para evaluar la efectividad del modelo polinómico que representa la tensión en circuito abierto, su respuesta se compara con la respuesta de la planta que resulta de la simulación del modelo electroquímico antes descrito. En la figura 3.10 se observa que la función polinómica sigue con exactitud la dinámica de carga de la batería en todo el rango de SOC.

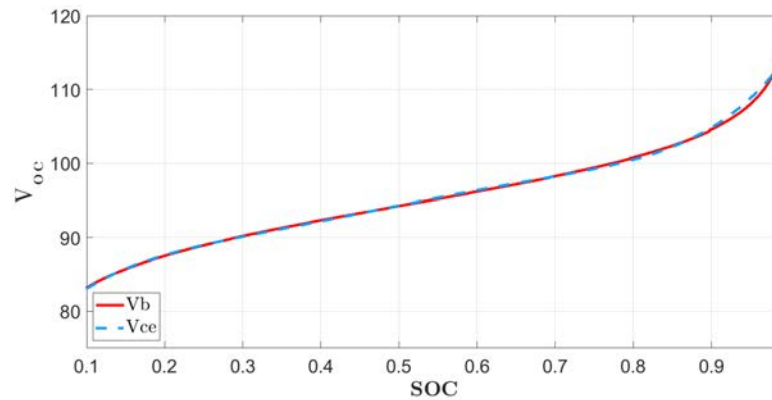


Figura 3.10: Comparación de la curva característica del V_{oc} del modelo electroquímico con el polinomio.

La función para calcular V_{oc} (3.10) se usa para estimar los parámetros del CEE de la batería de flujo redox. Los parámetros se denotan como R_0 , R_1 y C_1 .

Los 3 parámetros del CEE fueron estimados haciendo uso de una aplicación de estimación de parámetros en la plataforma Matlab/Simulink (versión 2023b). La aplicación implementa el método de optimización de mínimos cuadrados no lineales, para lograr una identificación del modelo con un buen ajuste. Se usó como referencia el voltaje de circuito abierto V_{oc} obtenido del modelo electroquímico para ajustar la curva de descarga mediante un polinomio de quinto grado.

Como resultado de la identificación del modelo se obtuvieron los parámetros reportados en la tabla 3.8;

Tabla 3.8: Parámetros obtenidos para el circuito equivalente.

R_0 : 1.3312e-5 ohm	R_1 :0.005 ohm	C_1 : 5500 F
-----------------------	------------------	----------------

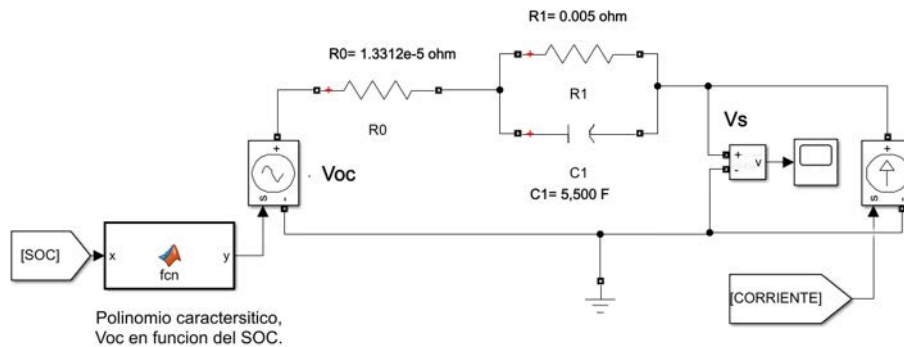


Figura 3.11: Circuito eléctrico equivalente de la batería de flujo redox.

El parámetro R_0 representa la resistencia interna que es responsable de la caída de tensión instantánea producida ante un escalón aplicado en la intensidad demandada solicitada a la batería. El condensador C_1 modela la capacidad almacenar la energía y la R_1 representa la resistencia no lineal entre los electrodos y el electrolito. Esta red modela la respuesta transitoria de la batería de flujo redox.

Se simuló la dinámica del CEE estimado y su respuesta se comparó con la respuesta del modelo electroquímico ante una variación de corriente de entrada. Como se observa en la figura 3.12, ambos modelos tienen una dinámica parecida. El modelo estimado se aproxima a la planta electroquímica.

3.3.5. Dimensionamiento de la batería

Para dimensionar la capacidad energética (C_n) de la BFRV se toman en cuenta los siguientes parámetros: los días de autonomía (D_i), que representan el número de días consecutivos en

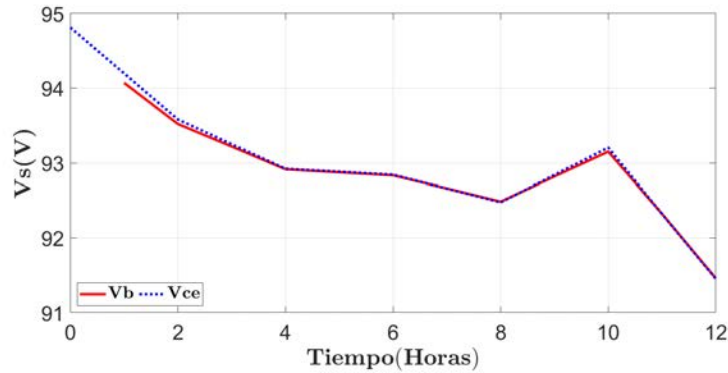


Figura 3.12: Comparación del resultado de la dinámica del modelo electroquímico V_b con el estimado del circuito eléctrico equivalente V_{ce} .

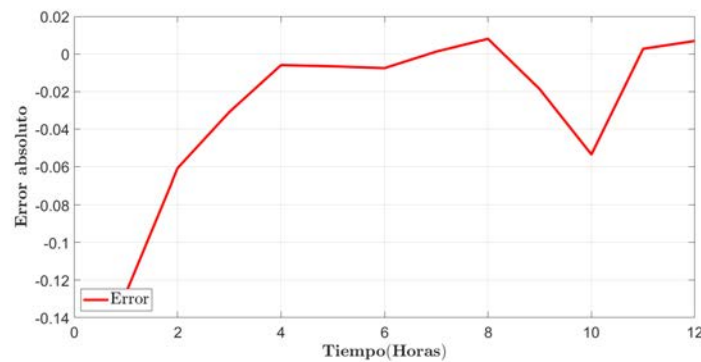


Figura 3.13: Error entre el modelo electroquímico con el estimado del circuito eléctrico equivalente.

los que la batería debe suministrar energía en ausencia de luz solar (normalmente se considera 1 día de autonomía), y la profundidad de descarga (P_d) (habitualmente $P_d = 0.9$ en BFRV). La fórmula 3.11 proporciona el cálculo de C_n .

$$C_n = \frac{C_e D_i}{V_b P_d} = \frac{165.51 \text{ kWh}}{115 \text{ V}(0.9)} = 1599.13 \text{ Ah} \quad (3.11)$$

La capacidad energética de las baterías de flujo redox se expresa comúnmente en kWh. Por lo tanto, se obtiene una capacidad energética de 183.9 kWh para 1 día de autonomía, ver **Anexo C**.

3.4. Superficie requerida para el sistema híbrido

Para calcular la superficie necesaria del generador fotovoltaico, se estima que se requieren aproximadamente entre $8 m^2$ y $10 m^2$ de área por cada kW_p instalado. Para una instalación dimensionada con una potencia de 50 kW, esto equivale a un promedio de $450 m^2$. De igual manera, la batería de flujo redox vanadio de la empresa canadiense E22, con una potencia de 50 kW, abarca una superficie de $14.4 m^2$. Sumando ambas áreas, la superficie total requerida para el sistema híbrido es de $464.4 m^2$.

Es importante tener en cuenta que este cálculo es una estimación y que la superficie requerida por los paneles solares puede variar.

3.5. Costos estimados del sistema híbrido

De acuerdo con la empresa Grupo MAE, dedicada a la instalación de paneles solares en México, se estiman los siguientes costos:

Tabla 3.9: Costos fotovoltaicos Grupo MAE.

USD / kWp	1,300	1,300	1,200	1,200	1,200
Potencia(kWp)	2.5-5	5-15	15-306	30-50	50-100

- El costo aproximado del generador fotovoltaico es de \$60,000.00 USD
- El costo aproximado de la batería de flujo redox vanadio E22 es de \$ 100,000.00 USD con una capacidad energética de 200 kWh.

El costo estimado total del sistema híbrido dimensionado es de \$160,000.00 USD.

3.6. Etapa de regulación de voltaje

Al disponer del generador fotovoltaico y la batería de flujo redox dimensionados para suministrar la potencia especificada, resulta indispensable llevar a cabo una etapa de regulación de voltaje. Esta acción es fundamental para garantizar una carga y descarga seguras y eficientes del sistema de almacenamiento.

Para esta fase, se eligió un convertidor boost para regular el voltaje del banco de paneles solares. En cuanto a la carga y descarga de la batería, se empleó un convertidor bidireccional.

3.6.1. Convertidor boost

La aplicación de un convertidor boost en un sistema fotovoltaico generalmente implica el monitoreo constante de la tensión generada por el panel solar y la regulación del convertidor para ajustar la tensión de salida según sea necesario.

Para conocer el ciclo de trabajo del convertidor boost se calculó de la siguiente manera [55]:

$$D = 1 - \frac{V_{pv}}{V_{bus}} \quad (3.12)$$

La inductancia L_{pv} ,

$$L_{pv} = \frac{DT_s V_{pv}}{\Delta I_{L_{pv}}} \quad (3.13)$$

El capacitor de salida,

$$C_b = \frac{DI_{bus}}{f \Delta V_{bus}} \quad (3.14)$$

En la tabla 3.10 se muestra los parámetros calculados D , L_{pv} , C_b , y el resto de parámetros propios del sistema, considerando un rizo de corriente $\Delta I_{L_{pv}}$ y de voltaje ΔV_{bus} del 5% si-

Tabla 3.10: Parámetros del convertidor boost.

Parámetros	Valores
Ciclo de trabajo (D)	0.1 - 0.85
Frecuencia (f)	50 kHz
Potencia pico de salida (P)	65 kW _p
Voltaje de salida (V_{bus})	400 V
Voltaje del generador fotovoltaico (V_{pv})	120 V
Inductor L_{pv}	.0083 H
Capacitor C_c	0.22 F
Capacitor C_{pv}	600 uF
Resistencia R_c	3.28 Ω
$\Delta I_{L_{pv}}$	5 %
ΔV_{bus}	5 %

mulados bajo las plataformas de Matlab-Simulink. Los componentes ideales, como inductores y condensadores ideales, facilitan cálculos y modelos matemáticos simples.

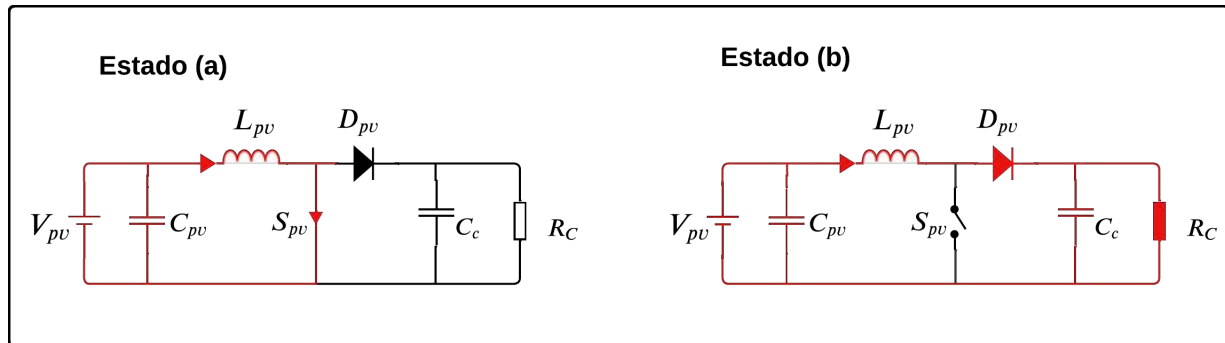


Figura 3.14: Diagrama del convertidor boost. (a) La energía se transfiere de V_{pv} a la bobina y del capacitor C_c a la carga. (b) La energía se transfiere de V_{pv} y de L_{pv} al capacitor y, posteriormente, a la carga.

La implementación del MPPT al convertidor boost que se conecta con el generador fotovoltaico resulta ser esencial para cosechar la máxima energía del sistema. en la siguiente figura 3.15 se muestra el diagrama de control del sistema.

El MPPT hace uso del algoritmo perturbar y observar (P&O). Consiste en aplicar pequeñas perturbaciones en la corriente o tensión generada por el sistema fotovoltaico, medir la potencia

resultante y ajustar la perturbación según si la potencia aumenta o disminuye, ver **Anexo E** [56]. La salida del MPPT es el ajuste del ciclo de trabajo del interruptor S_{pv} denominado como D . Este proceso se repite hasta que el sistema converge al MPP, donde la potencia generada es máxima para las condiciones de luz y temperatura [57].

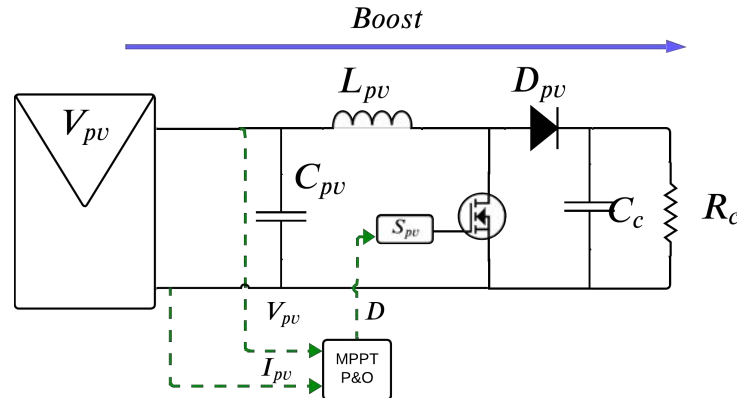


Figura 3.15: Diagrama eléctrico del convertidor boost DC, con la implementación de un MPPT para maximizar la cosecha de energía del sistema fotovoltaico.

3.6.2. Convertidor DC-DC bidireccional

El uso de convertidores bidireccionales es ideal para simular la administración de energía de un sistema fotovoltaico para la carga de baterías. su topología permite configurar a 2 modos de trabajo que depende del flujo de potencia, se cuenta con el modo reductor y elevador. La dinámica de los interruptores S_1 y S_2 son complementarios y se activan en un tiempo denominado DT , dependiendo del modo de trabajo. Donde T es el periodo de conmutación y D el ciclo de trabajo de cada interruptor [55].

3.6.3. Operación en modo Buck

En el modo buck, el convertidor carga a la batería de flujo redox, el cual se logra mediante el control a los interruptores del circuito. Para este modo se definió el ciclo de trabajo (D) que permite definir los componentes que conforman el convertidor, el ciclo de trabajo se calcula

de la siguiente manera:

$$D = \frac{V_b}{V_{bus}} \quad (3.15)$$

Para definir la inductancia de salida se emplea la siguiente formula,

$$L_2 = \frac{DT_s(V_{bus} - V_b)}{\Delta I_{L2}} \quad (3.16)$$

El capacitor de salida,

$$C_{c2} = \frac{(1 - D)V_{bus}T_s^2}{8L_2\Delta V_{bus}} \quad (3.17)$$

En el estado 1 el MOSFET S_1 se encuentra apagado, S_2 está encendido y el diodo D_1 está polarizado en inversa, como se muestra en la figura 3.16 el inductor se carga linealmente por la tensión de V_{bus} .

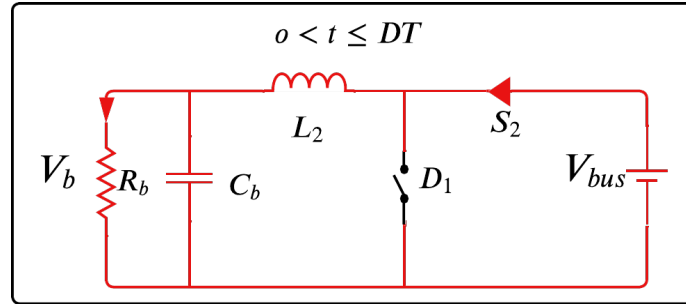


Figura 3.16: Circuito del convertidor buck en estado 1.

Aplicando las leyes de voltaje y corriente de Kirchhoff se obtuvieron las siguientes ecuaciones:

$$\frac{di_{L_2}}{dt} = -\frac{V_{Cb}}{L_2} + \frac{V_{bus}}{L_2} \quad (3.18)$$

$$\frac{dV_{Cb}}{dt} = \frac{i_{L_2}}{C_b} - \frac{V_{Cb}}{R_b C_b} \quad (3.19)$$

Para el estado 2, el MOSFET S_2 está apagado y D_1 está polarizado de forma directa. La

tensión del inductor L_2 es la misma que la del capacitor C_b pero con signo opuesto, véase la figura 3.17.

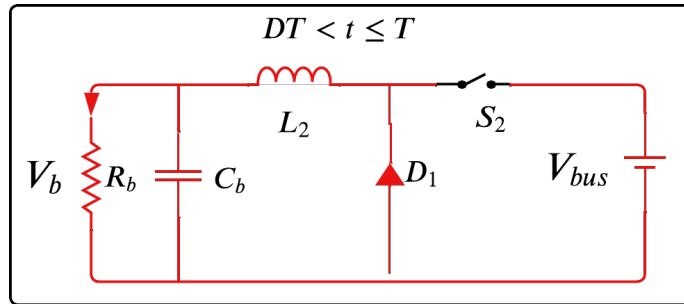


Figura 3.17: Circuito del convertidor buck en estado 2.

Las ecuaciones que representan el estado 2 son las siguientes:

$$\frac{di_{L_2}}{dt} = -\frac{V_{C_b}}{L_2} \quad (3.20)$$

$$\frac{dV_{C_b}}{dt} = \frac{i_{L_2}}{C_b} - \frac{V_{C_b}}{R_b C_b} \quad (3.21)$$

3.6.4. Operación en modo Boost

En el modo boost del convertidor, se realiza la descarga de energía desde la batería de flujo con el fin de suministrar energía a la carga rural. En el diseño de este convertidor, al igual que en el modo buck, es necesario definir el ciclo de trabajo para calcular sus componentes en esta modalidad de operación.

$$D = 1 - \frac{V_b}{V_{bus}} \quad (3.22)$$

Para el valor de L_2 se define de la siguiente manera,

$$L_2 = \frac{DT_s V_b}{\Delta I_{L_2}} \quad (3.23)$$

El capacitor de salida,

$$C_b = \frac{DI_{bus}}{f\Delta V_{bus}} \quad (3.24)$$

En el estado 1 el MOSFET S_1 está encendido, S_2 está apagado y el diodo D_2 está polarizado en inversa. El inductor L_2 se carga linealmente por el voltaje de la batería V_b , véase la figura 3.18.

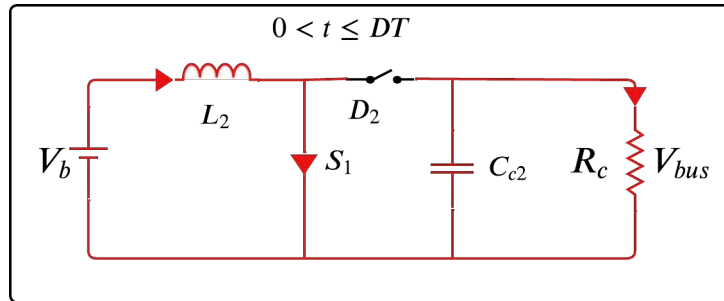


Figura 3.18: Circuito del convertidor boost en estado 1.

Aplicando las leyes de voltaje y corriente de Kirchhoff se obtuvieron las siguientes ecuaciones:

$$\frac{di_{L_2}}{dt} = \frac{V_{bus}}{L_2} \quad (3.25)$$

$$\frac{dV_{C_2}}{dt} = -\frac{V_{C_2}}{R_c C_2} \quad (3.26)$$

En el siguiente modo S_1 está apagado, S_2 sigue apagado y D_2 conduce. El voltaje de L_2 es igual a la diferencia entre el voltaje de entrada y el del capacitor C_{c2} , véase la figura 3.19

Las ecuaciones que representan este modo son las siguientes:

$$\frac{di_{L_2}}{dt} = -\frac{V_{C_2}}{L_2} + \frac{V_b}{L_2} \quad (3.27)$$

$$\frac{dV_{C_2}}{dt} = \frac{i_{L_2}}{C_2} - \frac{V_{C_2}}{R_c C_2} \quad (3.28)$$

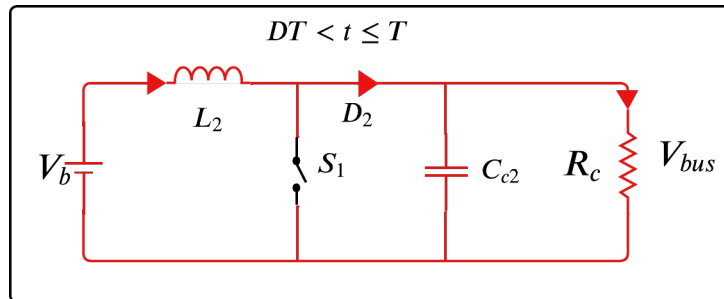


Figura 3.19: Circuito del convertidor boost en estado 2.

En la tabla 3.11 se muestra los parámetros calculados D , L_{pv} , C_b , y el resto de parámetros propios del sistema, considerando un rizo de corriente ΔI_{L2} y de voltaje ΔV_{bus} del 5% simulados con el software Matlab-Simulink.

Para realizar el diseño del convertidor se asume que los componentes son ideales para el análisis de la simulación del sistema híbrido. Aunque los componentes ideales pueden no representar con precisión el comportamiento real de los dispositivos, permiten la aplicación de diferentes estrategias de control para el sistema completo.

Tabla 3.11: Parámetros del convertidor buck-boost bidireccional.

Parámetros	Valores
Ciclo de trabajo(D)	0.1 - 0.85
Frecuencia (f)	50 kHz
Potencia pico de salida (P)	50 kW
Voltaje de salida (V_{bus})	400 V
Voltaje de la batería (V_b)	115 V
Inductor L_2	.0083 H
Capacitor C_{c2}	0.44 F
ΔI_{L2}	5%
ΔV_{bus}	5%

3.7. Controlador Proporcional- Integral PI

Para el propósito de control del convertidor bidireccional CD-CD, se utilizaron tres controladores PI, específicamente el controlador de voltaje para la carga, el controlador de voltaje para la descarga y el controlador de corriente, respectivamente.

Para sintonizar y ajustar automáticamente las ganancias del controlador PI se usó la herramienta de PID Tuner de Matlab-Simulink. La sintonización automática implementa el método de regulación cuadrática lineal (LQR), este método de control óptimo asegura la estabilidad de un sistema en lazo cerrado a través de ganancias de retroalimentación. La sintonización del LQR consiste en un proceso de prueba y error, simulando el modelo lineal para entradas escalón en la referencia, véase la figura 3.20.

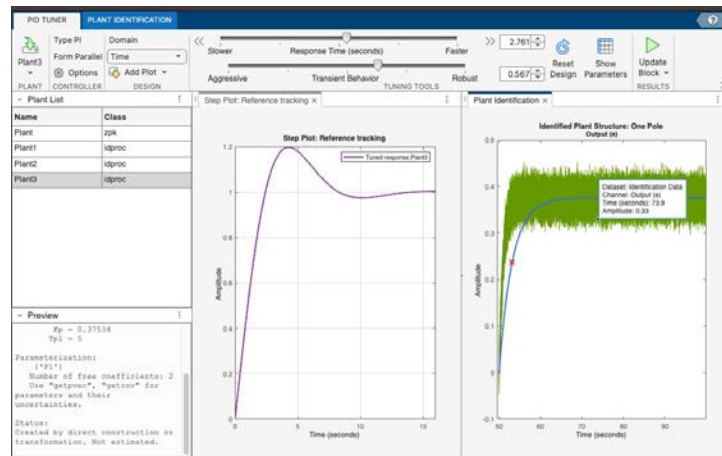


Figura 3.20: Interfaz de usuario de la herramienta PID Tuner de Matlab-Simulink.

3.7.1. Control PI para carga-descarga de voltaje

En este escenario, el controlador PI de carga de voltaje tiene como fin generar la corriente de carga de referencia para la batería de flujo redox. La tensión de carga de referencia de la batería se fija en 115 V. El lazo de retroalimentación de V_b se compara con el voltaje de referencia de la batería y el error generado es la entrada del control PI.

El controlador PI de descarga de voltaje genera como salida la corriente de descarga de la batería. El voltaje de referencia V_{bus} es de 400 V, teniendo una rama de retroalimentación del voltaje de carga.

3.7.2. Control PI de corriente

Los controladores calculados previamente permiten la regulación de corriente. Esta proporciona el estado de carga o descarga de la batería, dando una salida de modulación por ancho de pulso (PWM), la cual produce la relación de trabajo requerida para los interruptores del convertidor bidireccional CD-CD.

En la figura 3.21 y 3.22 se muestran los diagramas de control de carga-descarga de la batería respectivamente. En la tabla 3.12 se muestran las ganancias de los controladores del sistema.

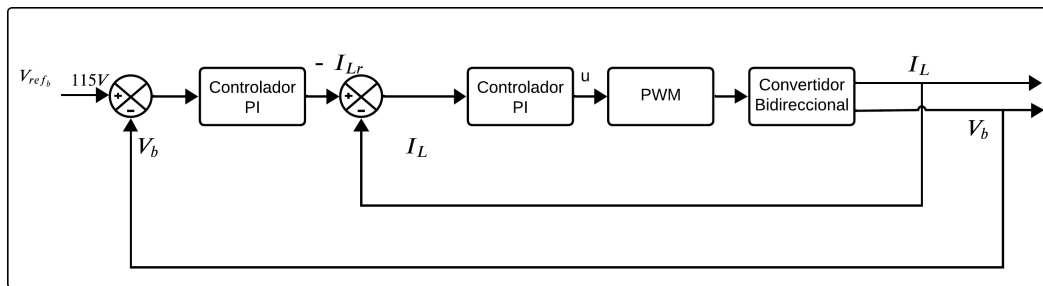


Figura 3.21: Diagrama de control PI para carga de la batería.

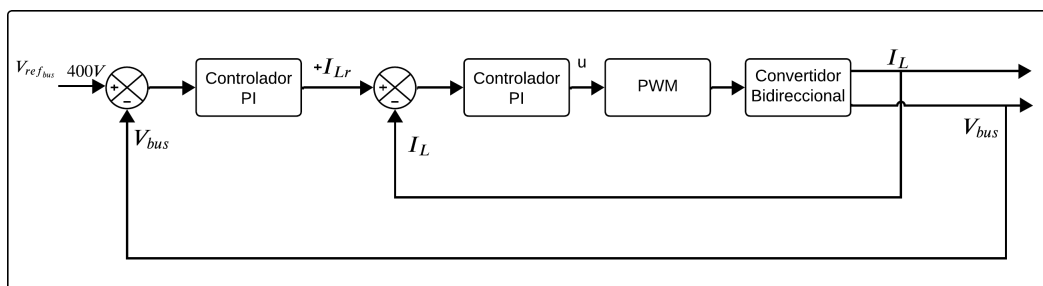


Figura 3.22: Diagrama de control PI para descarga de la batería.

Tabla 3.12: Ganancias de los controladores PI

Ganancias	Control BUS C-D	Control voltaje batería	Control corriente batería
Kp	16	15	4
Ki	100	100	11

El convertidor boost visto previamente, con una implementación del seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT) desempeña un papel crucial en la regulación del voltaje de salida del generador fotovoltaico al mejorar la eficiencia, estabilizar el voltaje y compensar las pérdidas de energía.

Por otro lado, el convertidor buck-boost bidireccional permite regular el voltaje en ambas direcciones mediante la implementación de un control PI, lo cual es esencial en aplicaciones que requieren la conversión bidireccional de energía, como en sistemas de almacenamiento de energía. En la salida del bus CD, es necesario mantener un voltaje de tensión específico para el inversor, con una corriente alterna (CA) trifásica de 220 V, línea a línea. Este voltaje varía de 360 a 400 V y se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$V_{bus} = \frac{2(V_{LL})\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad (3.29)$$

- V_{bus} = Voltaje CD de salida
- V_{LL} = Voltaje de línea a línea CA (220v)

Una vez diseñado el convertidor boost y el convertidor buck boost bidireccional, se simuló en la plataforma Matlab/Simulink conectado al arreglo fotovoltaico y al CEE de la batería de flujo redox. En la Figura 3.23, se presenta la conexión del circuito eléctrico de la etapa de regulación del voltaje.

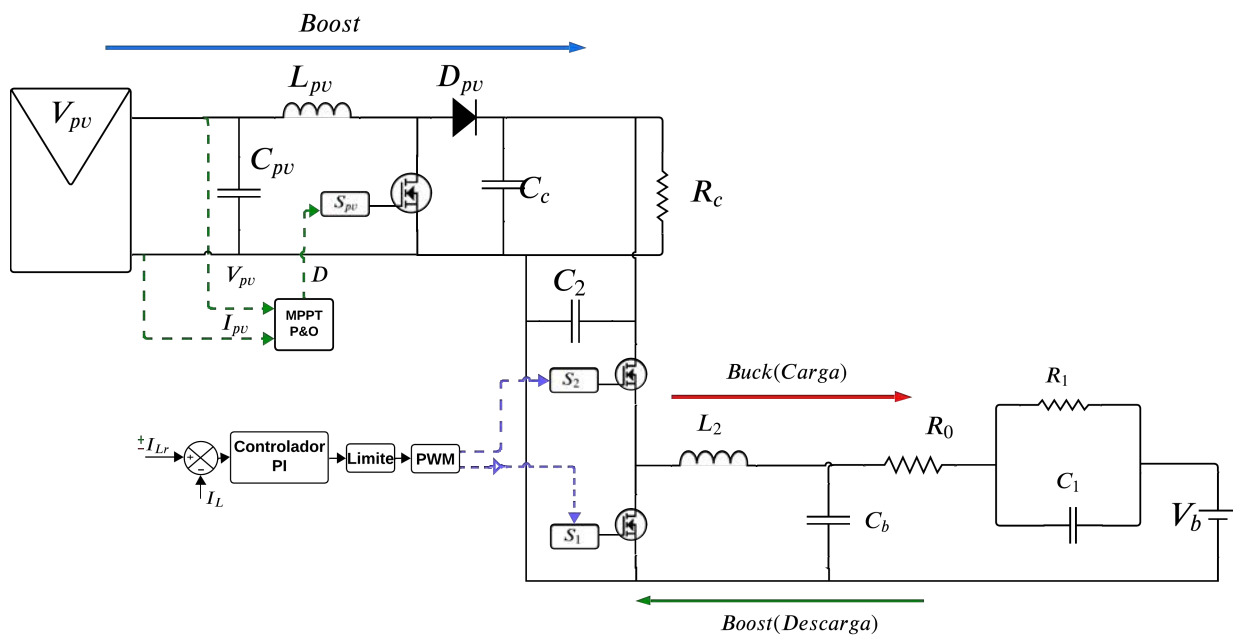


Figura 3.23: Diagrama del regulador de potencia del sistema híbrido.

Capítulo 4

Resultados de simulación

Una vez dimensionado el sistema completo, se llevó a cabo la simulación del sistema híbrido en el software Matlab-Simulink. El generador fotovoltaico contiene un arreglo de 180 paneles fotovoltaicos (CS3U-375MS) con potencia de 67 kWp. Como respaldo del suministro de energía del sistema híbrido, la BFRV tiene una potencia nominal de 50 kW y una capacidad energética de 200 kWh.

La BFRV se encuentra en el mercado con la capacidad necesaria para el sistema que aquí se dimensiona. Se trata de una batería E22-50kW. En la figura 4.1 se muestra el diagrama de bloque del sistema híbrido, el generador fotovoltaico, el convertidor boost, el convertidor bidireccional y por último, la BFRV simulada mediante el CEE. Posteriormente se le aplicó un control al sistema híbrido para obtener la gestión de energía de acuerdo con la demanda de la zona rural. Un sistema de control para la batería y un MPPT para el generador fotovoltaico.

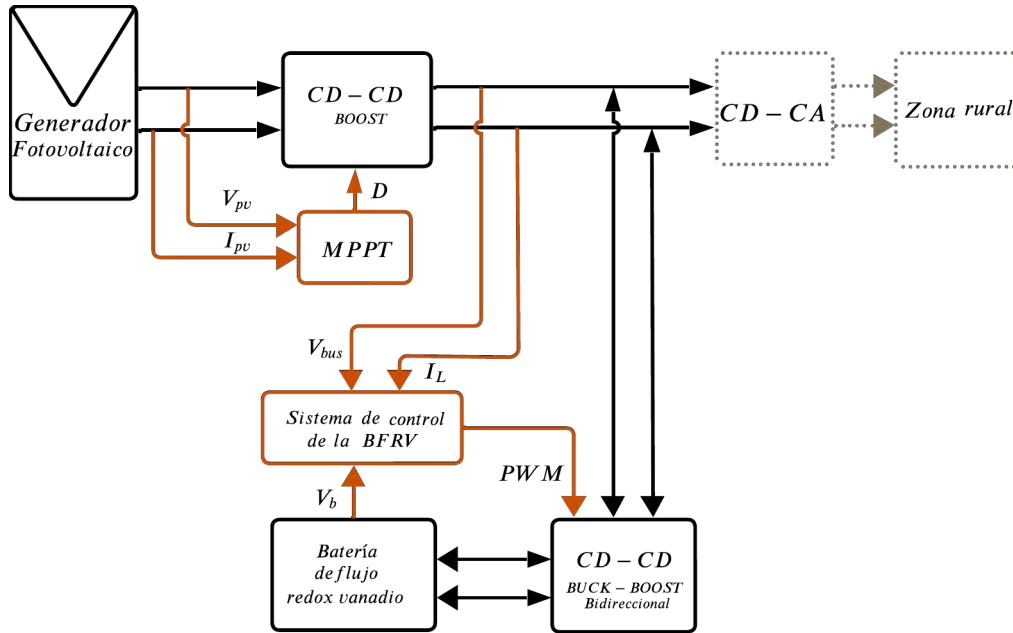


Figura 4.1: Diagrama de bloque del funcionamiento del sistema híbrido.

4.1. Producción fotovoltaica

La simulación del banco de paneles solares se llevó a cabo en un arreglo solar compuesto por 180 paneles de la marca Canadian Solar, modelo CS3U-375MS, utilizando el software Matlab-Simulink mediante el bloque PV Array. Se definieron los parámetros del panel, como las curvas I-V y P-V, basándose en los datos proporcionados por el fabricante

Posteriormente se configuró el arreglo solar especificando el número de paneles en serie (3) y en paralelo (60). Se establecieron las condiciones de entrada, fijando la temperatura a $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ y variando la irradiancia entre $200\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$, $500\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$, $800\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ y $1000\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$. Al tener cambios de irradiancia obtenemos diferentes salidas de potencia del generador fotovoltaico.

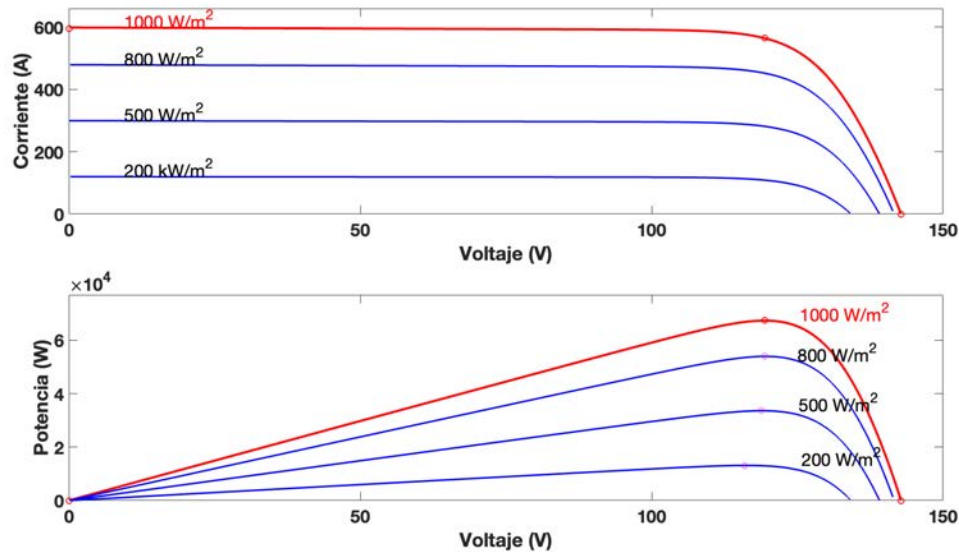


Figura 4.2: Curva I-V y P-V del generador fotovoltaico (180 paneles de la marca Canadian Solar, modelo CS3U-375MS) a diferente irradiancia.

4.2. Gestión de energía del sistema híbrido

La gestión de energía debe establecer prioridades en el uso de fuentes de energía. Por ejemplo, dar preferencia a la energía solar directa cuando está disponible y utilizar la batería cuando la generación solar es insuficiente. Para ello se establecieron umbrales de carga y descarga óptimos en función de la demanda prevista para garantizar un suministro constante de energía cuando sea necesario. Los modos de trabajo del sistema son los siguientes;

- Modo A: La generación fotovoltaica se hace a irradiancia máxima y es capaz de suministrar energía a la carga, mientras que el exceso se dirige a la batería.
- Modo B: La generación fotovoltaica se hace a irradiancia media y la batería entra en apoyo, ambos suministran a la carga.
- Modo C: La generación fotovoltaica es nula y solo la batería suministra a la carga.

El sistema está dimensionado para funcionar durante todo el año. En la siguiente gráfica se pueden observar los tres modos de operación del sistema híbrido. Se obtuvieron los datos de la irradiancia para los meses de mayo y diciembre, comparados con un perfil de consumo para 45 casas. En el mes de mayo se registró una irradiación solar promedio (HSP) de 7.9, lo que indica que es el mes en el que se cosecha la mayor cantidad de energía del banco de paneles fotovoltaicos. Por otro lado, en diciembre, la HSP promedio fue de 3.28, siendo el mes más crítico en términos de generación de energía.

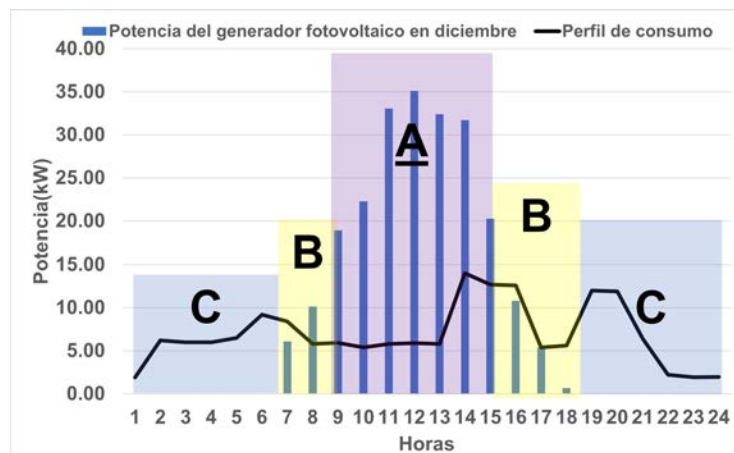


Figura 4.3: Producción del generador fotovoltaico en el mes de diciembre con 3.28 HSP.

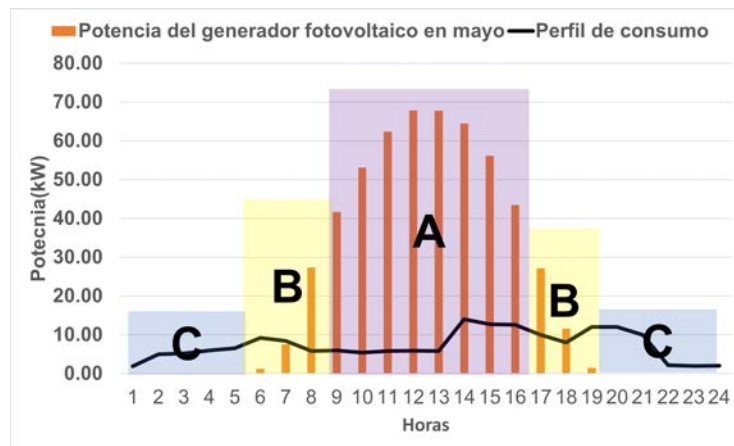


Figura 4.4: Producción del generador fotovoltaico en el mes de mayo con 7.9 HSP.

4.2.1. Modo A: Generación fotovoltaica, carga de la batería

Cuando la producción de energía fotovoltaica P_{pv} supera la demanda de energía P_c y la batería tiene un SOC de 0.5, se activa el modo A. Durante este modo de funcionamiento, el generador suministra carga bajo control del MPPT, y el exceso de potencia producido se dirige a la carga de la batería. En este modo, la batería se carga mediante el modo de funcionamiento buck del convertidor bidireccional. En la figura 4.5 se muestran los valores de irradiancia para la simulación de este escenario.

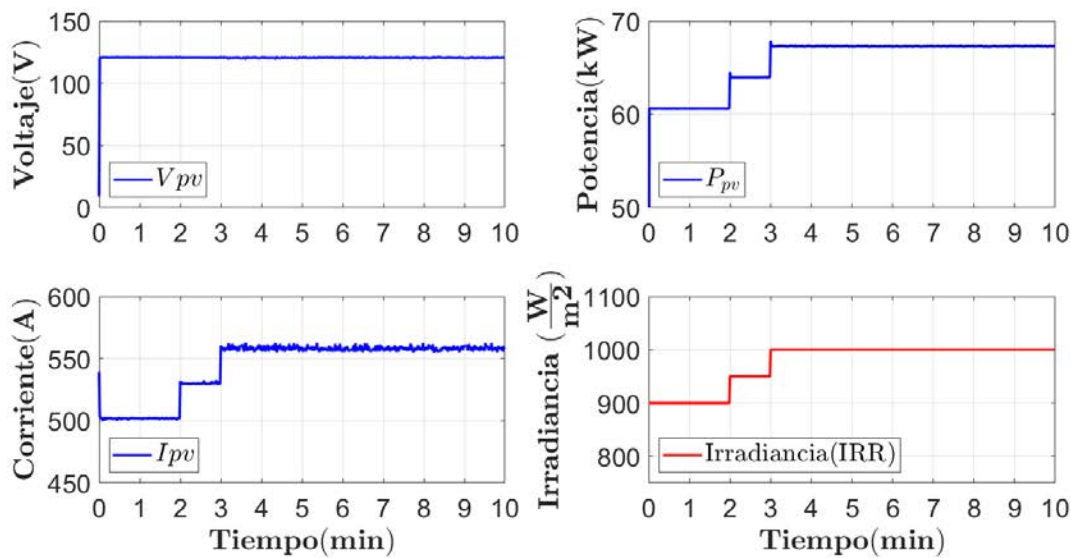


Figura 4.5: Voltaje V_{pv} , corriente I_{pv} , potencia P_{pv} del generador fotovoltaico y la irradiancia de entrada IRR.

Conforme a la hoja de datos del fabricante del panel fotovoltaico (CS3U-375MS), bajo una irradiancia de $1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$, se espera que el arreglo total conformado por 180 módulos genere una corriente máxima I_{mp} de 565 A y un voltaje máximo V_{mp} de 120 V.

En la figura 4.6, la simulación inicia con la batería cargada al 50%, mostrando el período de carga hasta alcanzar una potencia de 20 kW. La potencia de carga de la batería varía de acuerdo con el consumo de la zona rural y en función de la irradiación solar.

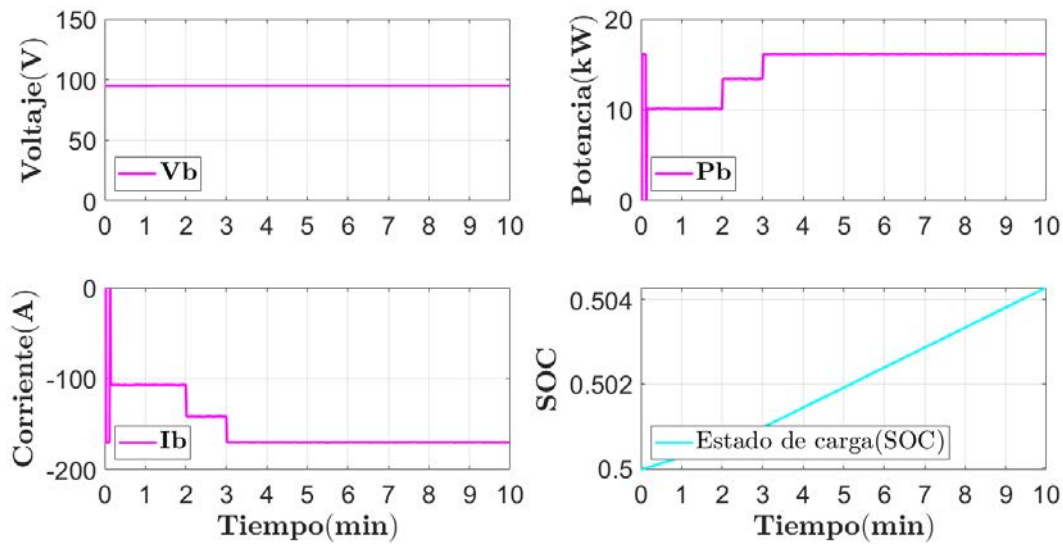


Figura 4.6: Estado de carga de la batería con un SOC inicial de 0.5.

Para el bus de salida, es necesario mantener un voltaje dentro del rango de 360V a 400V, conforme a los requisitos del inversor. En la figura 4.7, se representa la potencia de salida P_c frente a las variaciones de irradiancia.

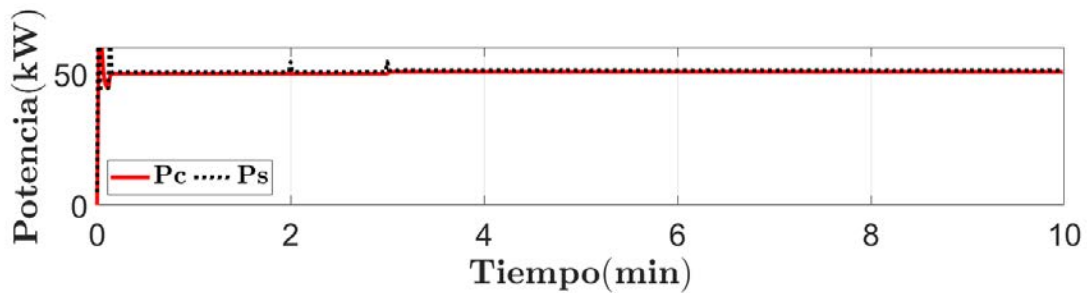


Figura 4.7: Comparación de la potencia P_c de la demanda, con la del generador híbrido P_s .

A continuación en la figura 4.8 se muestra la potencia generada por el generador fotovoltaico, que cubre la demanda de energía, y aproximadamente el 26.6% del resto de la energía producida se dirige al sistema de almacenamiento.

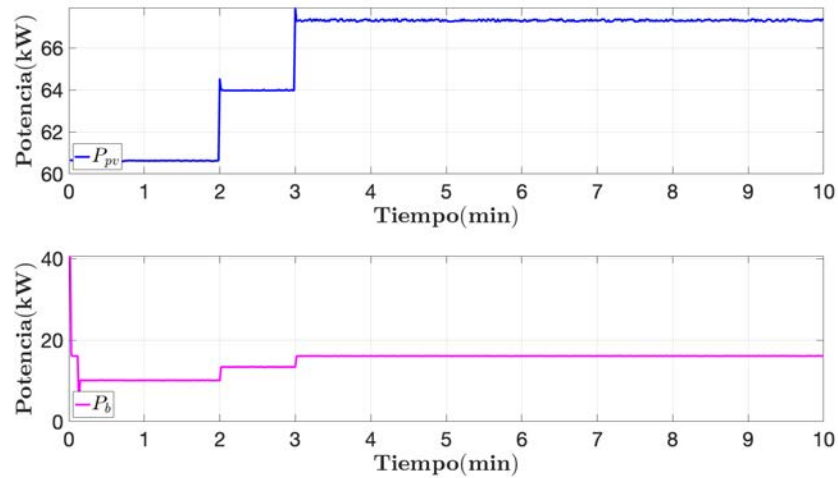


Figura 4.8: Potencia del generador fotovoltaico y de la batería respectivamente.

4.2.2. Modo B: Generación fotovoltaica, descarga de la batería

Este modo de funcionamiento se activa cuando la producción de energía fotovoltaica P_{pv} es menor que la demanda de energía P_c , el SOC de la BFRV está al 90% y es capaz de suministrar energía, ver figura 4.9. En este estado, la batería proporciona energía junto con la energía fotovoltaica.

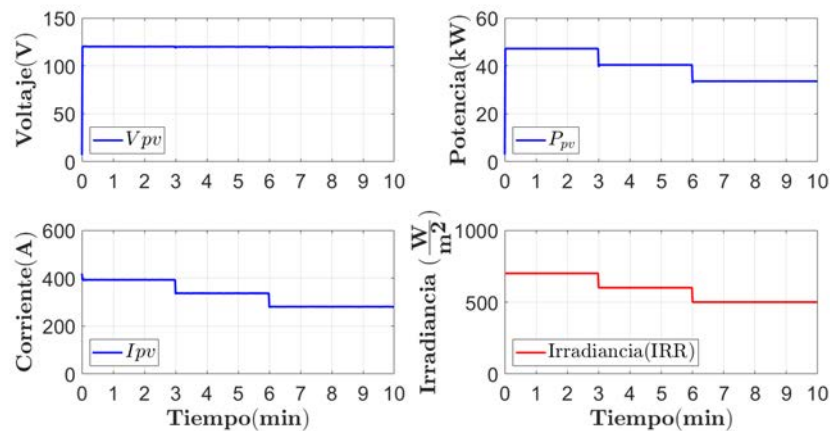


Figura 4.9: Voltaje V_{pv} , corriente I_{pv} , potencia P_{pv} del generador fotovoltaico y la irradiancia de entrada IRR.

Los paneles solares suministran energía a la carga tanto como sea posible, utilizando el algoritmo MPPT activado. Mientras tanto, la batería proporciona potencia adicional mediante el funcionamiento en modo boost del convertidor buck-boost bidireccional.

En el Modo B, la batería inicia con un SOC del 90 %, disminuyendo progresivamente con el tiempo, como se muestra en la figura 4.10.

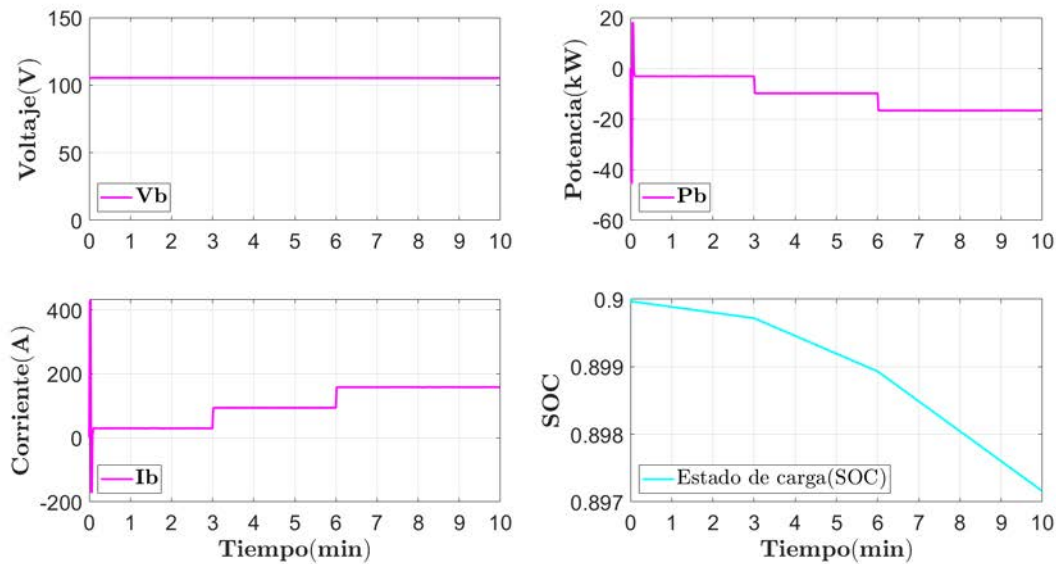


Figura 4.10: Estado de carga de la batería con un SOC inicial de 0.9.

En la figura 4.11, se observa cómo la batería debe suministrar una potencia complementaria P_b para mantener la potencia de la demanda P_c , dado que los paneles solares no logran cosechar el 100 % de la potencia P_{pv} .

La producción fotovoltaica es del 93.78 %, 80.38 % y 66.85 % antes los cambios de irradiancia. Mientras el porcentaje complementario de suministro de la batería es del 6.21 %, 19.61 % y 33.14 %

El Modo B abarca el intervalo de tiempo entre las 7:00 a.m. y las 10:00 a.m., así como de las 3:00 p.m. a las 6:00 p.m., momentos en los cuales la irradiancia es baja y la producción

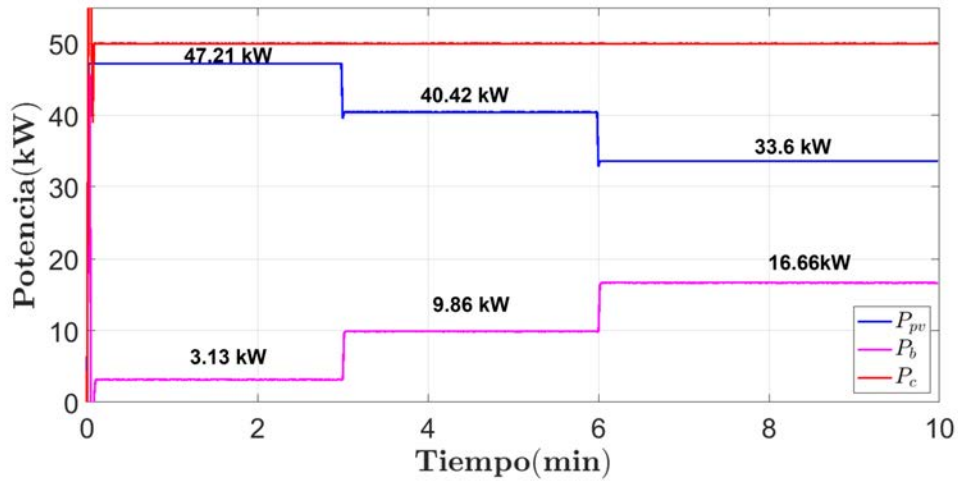


Figura 4.11: Potencia del generador fotovoltaico y de la batería respectivamente.

fotovoltaica se ve afectada.

En la figura 4.12, se aprecia que durante las variaciones de irradiancia, la potencia de demanda se mantiene estable, porque ambos sistemas están proporcionando energía.

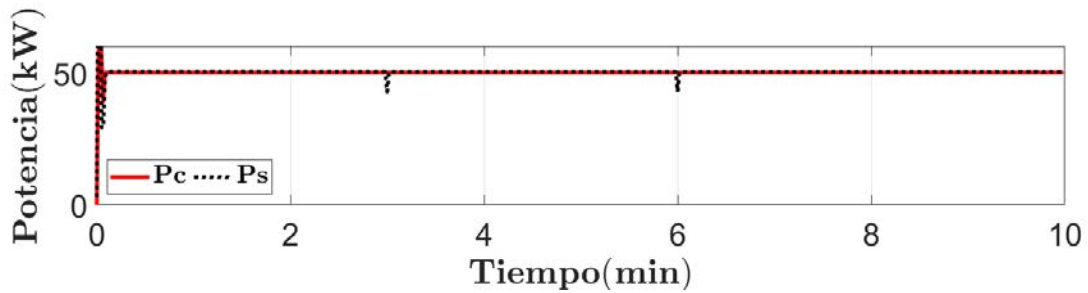


Figura 4.12: Comparación de la potencia P_c de la demanda, con la del generador híbrido P_s .

4.2.3. Modo C: Abastecimiento solo desde la batería hacia la carga

Cuando el sistema fotovoltaico se encuentra en un estado de generación nula, la BFRV entra en acción para suministrar energía a la demanda. Al actuar como una reserva de energía confiable, la BFRV garantiza un suministro constante de electricidad, lo que es fundamental para mantener el funcionamiento ininterrumpido de los sistemas conectados, ver figura 4.13.

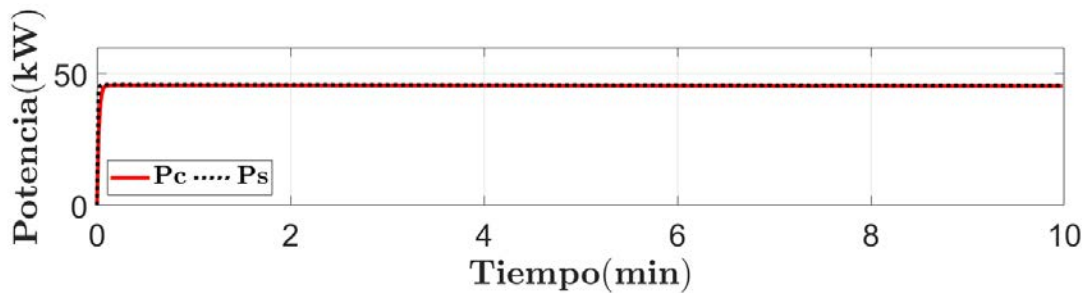


Figura 4.13: Comparación de la potencia P_c de la demanda, con la del generador híbrido P_s .

Para este modo de operación la irradiancia es nula, lo que implica que la batería funcione al 100%, vertiendo la máxima potencia P_b , que se gráfica en la figura 4.14. Este escenario se activa en la noche, que va en promedio desde las 7:00 pm a 5:00 am.

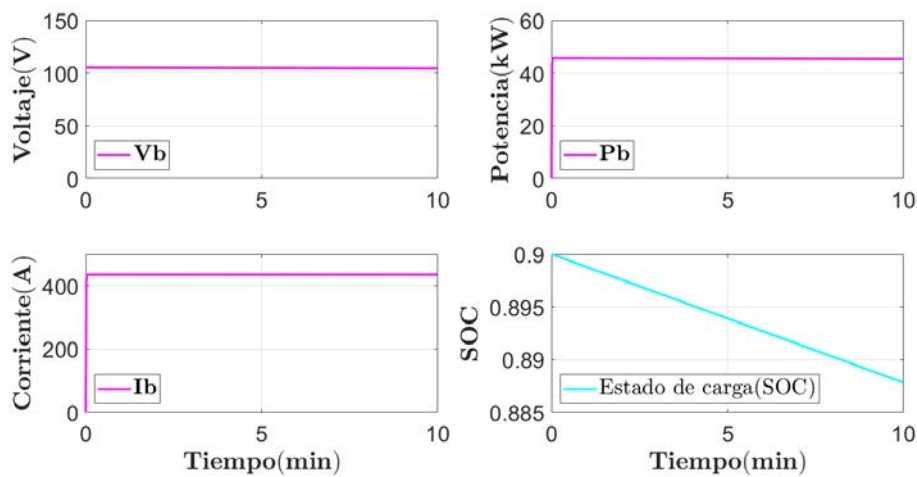


Figura 4.14: Estado de carga de la batería con un SOC inicial de 0.9.

Al estar en este modo, el SOC va decayendo y por ende su potencia disminuye, una vez que el generador fotovoltaico produzca nuevamente la energía suficiente para alimentar la carga resistiva. El exceso se conduce hacia la batería BFRV.

Capítulo 5

Conclusiones

La presente investigación sobre el sistema híbrido celda fotovoltaica-baterías de flujo redox ha tenido como objetivo dimensionar el generador híbrido de tal forma que tenga la capacidad de suministrar energía a una zona rural con una potencia nominal de 50 kW. A través de una estrategia diseñada para el manejo de energía, se logró demostrar en simulación la capacidad de este sistema para proporcionar un suministro constante de energía.

Para el presente estudio se usaron los datos de irradiancia de la entidad de Ciudad Juárez Chihuahua, al contar con un alto recurso solar. Con 7.9 HSP en el mes de mayo y con 3.28 en el mes más crítico. El análisis detallado de la operación del sistema reveló su capacidad para adaptarse a las variaciones en la generación y demanda de energía, garantizando un flujo de energía continuo y estable. Los resultados obtenidos subrayan la importancia de una integración eficiente de tecnologías renovables y soluciones de almacenamiento de energía. En este trabajo se investigó el uso de baterías de flujo redox de vanadio (BFRV) como solución para enfrentar los desafíos energéticos en entornos aislados. Estas baterías poseen una versatilidad de diseño notable, ya que su potencia y capacidad energética son independientes entre sí. La potencia de estas baterías depende del diseño de los apilamientos de las celdas y

su capacidad energética, dependen del tamaño de los tanques. Además, su larga vida útil las hace idóneas para su integración con fuentes renovables.

Se obtuvo un CEE de la batería de flujo redox vanadio. La formulación del modelo CEE se sometió al Congreso Nacional de Control Automático (CNCA 2023). Para la simulación, se consideró un flujo constante del electrolito en un valor de $0.0032 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$. El modelo del arreglo fotovoltaico se realizó utilizando el bloque PV Array del entorno Simulink. Para el dimensionamiento y simulación del sistema, en particular se seleccionó el modelo de panel fotovoltaico CS3U-375MS de la marca Canadian Solar, para la parte del almacenamiento se encontró que la batería de flujo redox E22 cumple con las características dimensionadas.

El desarrollo de un esquema eléctrico de potencia en Matlab-Simulink, detallado en este estudio, se complementó con un sistema de control de la BFRV, mediante la implementación de 3 controles PI (Proporcional Integral) con el fin de establecer acciones de regulación en la batería, ver figura 3.22 y 3.21. La implementación del algoritmo de Perturbar y Observar (P&O) para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) aplicado al generador fotovoltaico garantizó la producción máxima durante diversas condiciones de irradiancia, ver **Anexo E**. Estos controles fueron fundamentales para simular la estrategia de gestión de energía del sistema integrado, de manera que el perfil de demanda se cubrió con la producción de energía en los meses de mayo y diciembre.

Por último, se espera que las simulaciones de los CEE y modelos matemáticos de esta investigación proporcionen una base para futuros estudios y proyectos relacionados con la implementación de sistemas híbridos en entornos rurales.

Bibliografía

- [1] Alejandra Cecilia Morales Ramos, Marisela Pérez Figueroa, Jorge Raúl Pérez Gallardo, and Sofía De León Almaraz. Energías renovables y el hidrógeno: un par prometedor en la transición energética de México. *Investigación y Ciencia de la Universidad Autónoma de Aguascalientes*, (70):92–101, 2017.
- [2] Luis A Becerra-Pérez, Romel R González-Díaz, and Ana C Villegas-Gutiérrez. La energía solar fotovoltaica, análisis costo beneficio de los proyectos en México. *RINDERESU*, 5(2), 2021.
- [3] Abdul Ghafoor and Anjum Munir. Design and economics analysis of an off-grid pv system for household electrification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42:496–502, 2015.
- [4] Rebecca A Potash, James R McKone, Sean Conte, and Héctor D Abruna. On the benefits of a symmetric redox flow battery. *Journal of The Electrochemical Society*, 163(3):A338, 2015.
- [5] Hermenegildo Santiz Gomez et al. Diseño térmico de un sistema híbrido de concentración solar de pequeña potencia. Master's thesis, Tecnológico Nacional de México, 2018.
- [6] JI Hernandez Cansino. Adecuación y estudios termo-hidraulicos de un sistema híbrido

- de concentración solar de pequeña potencia para diferentes condiciones climatológicas. B.S. thesis, Tecnológico Nacional de México, 2019.
- [7] Fernando Ángel Retamar Rodríguez. Análisis del abastecimiento energético a una vivienda con energía solar fotovoltaica y sistema de almacenamiento en baterías. Master's thesis, Universidad de Sevilla, 2023.
- [8] Cayetano Espejo Marín et al. La energía solar fotovoltaica en España. Master's thesis, Universidad de Almería, 2004.
- [9] Óscar Perpiñán Lamigueiro. Grandes centrales fotovoltaicas: producción, seguimiento y ciclo de vida. *Universidad Nacional de Educación a Distancia (España). Escuela Técnica*, 2008.
- [10] Darwin Orlando Cardozo Sarmiento. Simulación de un sistema fotovoltaico aislado en matlab/simulink. *Mundo Fesc*, 9(17):16–22, 2019.
- [11] Piergiorgio Alotto, Massimo Guarnieri, and Federico Moro. Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29:325–335, 2014.
- [12] Oladapo Christopher Esan, Xingyi Shi, Zhefei Pan, Xiaoyu Huo, Liang An, and TS Zhao. Modeling and simulation of flow batteries. *Advanced Energy Materials*, 10(31):2000758, 2020.
- [13] Jose Helber Vinco, Ana Eluiza Esther da Cunha Domingos, Denise Croce Romano Espinosa, Jorge Alberto Soares Tenório, and Marcela dos Passos Galluzzi Baltazar. Unfolding the vanadium redox flow batteries: An in-depth perspective on its components and current operation challenges. *Journal of Energy Storage*, 43:103180, 2021.
-

- [14] Hui Chen, Xiangrong Li, Hai Gao, Jianguo Liu, Chuanwei Yan, and Ao Tang. Numerical modelling and in-depth analysis of multi-stack vanadium flow battery module incorporating transport delay. *Applied energy*, 247:13–23, 2019.
- [15] Tao Wang, Jiahui Fu, Menglian Zheng, and Zitao Yu. Dynamic control strategy for the electrolyte flow rate of vanadium redox flow batteries. *Applied Energy*, 227:613–623, 2018.
- [16] A Karrech, K Regenauer-Lieb, and F Abbassi. Vanadium flow batteries at variable flow rates. *Journal of Energy Storage*, 45:103623, 2022.
- [17] Dong Kyu Kim, Sang Jun Yoon, Jaeho Lee, and Sangwon Kim. Parametric study and flow rate optimization of all-vanadium redox flow batteries. *Applied energy*, 228:891–901, 2018.
- [18] Tossaporn Jirabovornwisut, Soorathep Kheawhom, Yong-Song Chen, and Amornchai Arpornwichanop. Optimal operational strategy for a vanadium redox flow battery. *Computers & Chemical Engineering*, 136:106805, 2020.
- [19] Ankur Bhattacharjee, Anirban Roy, Nipak Banerjee, Snehangshu Patra, and Hiranmay Saha. Precision dynamic equivalent circuit model of a vanadium redox flow battery and determination of circuit parameters for its optimal performance in renewable energy applications. *Journal of Power Sources*, 396:506–518, 2018.
- [20] WY Xiao and L Tan. Control strategy optimization of electrolyte flow rate for all vanadium redox flow battery with consideration of pump. *Renewable Energy*, 133:1445–1454, 2019.
- [21] Yu Zhang, Jiyun Zhao, Peng Wang, Maria Skyllas-Kazacos, Binyu Xiong, and Rajagopalan Badrinarayanan. A comprehensive equivalent circuit model of all-vanadium redox flow battery for power system analysis. *Journal of Power Sources*, 290:14–24, 2015.

- [22] Muhammed Samil Yesilyurt and Huseyin Ayhan Yavasoglu. An all-vanadium redox flow battery: A comprehensive equivalent circuit model. *Energies*, 16(4):2040, 2023.
- [23] Seema Jadhav, Neha Devdas, Shakila Nisar, and Vaibhav Bajpai. Bidirectional dc-dc converter in solar pv system for battery charging application. In *2018 international conference on smart city and emerging technology (ICSCET)*, pages 1–4. IEEE, 2018.
- [24] Hyeon-Seok Lee and Jae-Jung Yun. High-efficiency bidirectional buck–boost converter for photovoltaic and energy storage systems in a smart grid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 34(5):4316–4328, 2018.
- [25] KR Bharath, Harsha Choutapalli, and P Kanakasabapathy. Control of bidirectional dc-dc converter in renewable based dc microgrid with improved voltage stability. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 8(2):871–877, 2018.
- [26] Mirza Mursalin Iqbal and Kafiul Islam. Design and simulation of a pv system with battery storage using bidirectional dc-dc converter using matlab simulink. *International Journal of scientific & Technology research*, 6(07):403–410, 2017.
- [27] Purnima Parmeshwarappa, Ravendra Gundlapalli, and Sreenivas Jayanti. Power and energy rating considerations in integration of flow battery with solar pv and residential load. *Batteries*, 7(3):62, 2021.
- [28] Juan Pérez Rico. *Diseño de un sistema fotovoltaico de 50 kW con almacenamiento de energía en batería de flujo redox de vanadio para un centro logístico de una empresa de construcción*. PhD thesis, Universitat Politècnica de València, 2020.
- [29] Anuoluwapo Aluko and Andy Knight. A review on vanadium redox flow battery storage systems for large-scale power systems application. *IEEE Access*, 2023.
- [30] Vrb energy commissions 5 kw vanadium redox battery energy storage system. <https://vrbenergy.com/>, 2022. [Accedido: Ene. 8. 2024].

- [31] Energy superhub oxford invinity energy systems. <https://invinity.com/scottish-water-case-study/>, 2022. [Accedido: Ene. 8. 2024].
- [32] Yadlamalka energ project invinity energy systems. <https://invinity.com/yadlamalka-energy/>, 2022. [Accedido: Ene. 8. 2024].
- [33] Canada’s largest solar-powered vanadium flow battery invinity energy systems. <https://invinity.com/>, 2023. [Accedido: Ene. 8. 2024].
- [34] B. Emiliano. Work begins on 100 mw/500 mwh vanadium flow battery in china pv magazine. <https://www.pv-magazine.com/2021/09/01/work-begins-on-100-mw-500-mwh-vanadium-flow-battery-in-china/>, 2023. [Accedido: Ene. 8. 2024].
- [35] Cellcube vrfb chosen for u.s. microgrid project energy storage journal. <https://www.energystoragejournal.com/cellcube-vrfb-chosen-for-us-microgrid-project/>, 2023. [Accedido: Ene. 8. 2024].
- [36] Abdul Ghani Olabi, Mohamed Adel Allam, Mohammad Ali Abdelkareem, TD Deepa, Abdul Hai Alami, Qaisar Abbas, Ammar Alkhalidi, and Enas Taha Sayed. Redox flow batteries: Recent development in main components, emerging technologies, diagnostic techniques, large-scale applications, and challenges and barriers. *Batteries*, 9(8):409, 2023.
- [37] Fernando Rodríguez Mas, Abraham Ruiz Gómez, and David Valiente García. *Apuntes sobre la energía fotovoltaica*. Universidad Miguel Hernández, 2022.
- [38] Adalberto Ospino Castro, Carlos Robles Algarín, and Alejandro Duran Pabón. Modelado y simulación de un panel fotovoltaico empleando técnicas de inteligencia artificial. *Ingeniería Energética*, 35(3):225–233, 2014.
- [39] Pedro Francisco García Martín. *Energía solar fotovoltaica para todos*. Marcombo, 2021.

- [40] José Miguel Sánchez Lobato. Tecnologías de almacenamiento en micro-red aislada. *Dinamo técnica: revista gallega de energía*, (18):24–25, 2016.
- [41] Tomás Lavados Munita. Aplicación de acumuladores electroquímicos para el almacenamiento comercial de energía eléctrica en sistemas interconectados. 2013.
- [42] J Castro Martínez, M Domínguez Gómez, R Villaseñor Madero, and José Luis Rodríguez Amenedo. Sistemas de almacenamiento mediante baterías electroquímicas. contribución a la integración de energías renovables. *UC3M, Madrid*, 2019.
- [43] Hyeon Sun Yang, Jong Ho Park, Ho Won Ra, Chang-Soo Jin, and Jung Hoon Yang. Critical rate of electrolyte circulation for preventing zinc dendrite formation in a zinc–bromine redox flow battery. *Journal of Power Sources*, 325:446–452, 2016.
- [44] Marcela González Valencia and Alfonso Alzate Gómez. Diseño estático de un convertidor dc/dc reductor-elevador bidireccional. *Tecnura*, 14(26):7–14, 2010.
- [45] Bussa Vinod Kumar, RK Singh, and R Mahanty. A modified non-isolated bidirectional dc-dc converter for ev/hev’s traction drive systems. In *2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, pages 1–6. IEEE, 2016.
- [46] BY Li, C Xu, C Lib, and Z Guan. Working principle analysis and control algorithm for bidirectional dc/dc converter. *Journal of Power Technologies*, 97(4), 2017.
- [47] Francisco José Gimeno Sales, Salvador Seguí Chilet, and Salvador Orts Grau. *Convertidores electrónicos: energía solar fotovoltaica, aplicaciones y diseño*. Editorial Universitat Politècnica de València, 2011.
- [48] Oscar Botina and Oscar Jurado. Desarrollo de un controlador electrónico con mppt para sistemas fotovoltaicos. 2015.

- [49] Saibal Manna and Ashok Kumar Akella. Comparative analysis of various p & o mppt algorithm for pv system under varying radiation condition. In *2021 1st International Conference on Power Electronics and Energy (ICPEE)*, pages 1–6. IEEE, 2021.
- [50] Salman Salman, Xin Ai, and Zhouyang Wu. Design of a p-&o algorithm based mppt charge controller for a stand-alone 200w pv system. *Protection and control of modern power systems*, 3(1):1–8, 2018.
- [51] Juan José del Valle Gasanz. Guía metodológica para el desarrollo de proyectos de electrificación rural mediante sistemas fotovoltaicos aislados. B.S. thesis, 2011.
- [52] Oliver Style. *Energía Solar Autónoma: Planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo*. Oliver Style, 2012.
- [53] Miguel Moreno Yerro. Modelado, dimensionamiento y aplicación de una batería de flujo redox de vanadio. B.S. thesis, Universitat Politècnica de Catalunya, 2020.
- [54] Ao Tang, John McCann, Jie Bao, and Maria Skyllas-Kazacos. Investigation of the effect of shunt current on battery efficiency and stack temperature in vanadium redox flow battery. *Journal of Power Sources*, 242:349–356, 2013.
- [55] Grisel A. Díaz Olano, Víctor Ramírez Rivera, and Diego Langarica Córdoba. Control of a bidirectional buck-boost dc-dc converter for marine applications. *AMCA*, 2020.
- [56] Mohamed A Eltawil and Zhengming Zhao. Mppt techniques for photovoltaic applications. *Renewable and sustainable energy reviews*, 25:793–813, 2013.
- [57] Nabil Karami, Nazih Moubayed, and Rachid Outbib. General review and classification of different mppt techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68:1–18, 2017.
- [58] Alfredo Gil Velazco et al. Operación y control de un sistema fotovoltaico autónomo con extracción de máxima energía y mínimo capacitor de enlace. 2021.

- [59] J Chahwan, C Abbey, and G Joos. Vrb modelling for the study of output terminal voltages, internal losses and performance. In *2007 IEEE Canada Electrical Power Conference*, pages 387–392. IEEE, 2007.
- [60] Akira Shibata and Kanji Sato. Development of vanadium redox flow battery for electricity storage. *Power Engineering Journal*, 13(3):130–135, 1999.
- [61] Robert L Fares, Jeremy P Meyers, and Michael E Webber. A dynamic model-based estimate of the value of a vanadium redox flow battery for frequency regulation in texas. *Applied Energy*, 113:189–198, 2014.
- [62] MR Mohamed, H Ahmad, MN Abu Seman, S Razali, and MS Najib. Electrical circuit model of a vanadium redox flow battery using extended kalman filter. *Journal of power sources*, 239:284–293, 2013.
- [63] FT Wandschneider, S Röhm, P Fischer, K Pinkwart, J Tübke, and H Nirschl. A multi-stack simulation of shunt currents in vanadium redox flow batteries. *Journal of Power Sources*, 261:64–74, 2014.
- [64] Binyu Xiong, Jiyun Zhao, King Jet Tseng, Maria Skyllas-Kazacos, Tuti Mariana Lim, and Yu Zhang. Thermal hydraulic behavior and efficiency analysis of an all-vanadium redox flow battery. *Journal of Power Sources*, 242:314–324, 2013.
- [65] Ao Tang, Jie Bao, and Maria Skyllas-Kazacos. Studies on pressure losses and flow rate optimization in vanadium redox flow battery. *Journal of power sources*, 248:154–162, 2014.
- [66] Andrea Trovò, Walter Zamboni, and Massimo Guarnieri. Multichannel electrochemical impedance spectroscopy and equivalent circuit synthesis of a large-scale vanadium redox flow battery. *Journal of Power Sources*, 493:229703, 2021.

- [67] Zebo Huang, Yilin Liu, Xing Xie, Qian Huang, and Cao Huang. Experimental study on efficiency improvement methods of vanadium redox flow battery for large-scale energy storage. *Electrochimica Acta*, 466:143025, 2023.

Anexo A. Tabla de datos de perfil de consumo de zonas rurales obtenidos de la SENER

Licitación	Localidad	Municipio	Estado	NV	NH	CPV	CTC _v = NV*CPV	CT _{CR,CO,AL}	CT = CTC _v + CT _{CR,CO,AL}	CTH = CT/NH	CTV = CT/NV	
	División del Norte	San Bernardo	Durango	40	114	2,690	83,390	25,017	108.4	0.951	3.497	
L-03-PSIE-79-LPI-B-SENER-CFE	Chorreras	Aldama	Chihuahua	28	109	2,690	75,320	22,596	97.9	0.898	3.497	
	Basogachi	Ocampo	Chihuahua	60	300	2,690	161,400	48,420	209.8	0.699	3.497	
	Toyana	Mezquital	Durango	20	122	2,690	53,800	16,140	69.9	0.573	3.497	
	Ceja de Cebolleta	Mezquital	Durango	92	226	2,690	247,480	74,244	321.7	1.424	3.497	
	El Encinal	Bacanora	Sonora	69	186	2,690	185,610	55,683	241.3	1.297	3.497	
	Piedras Grandes	Atoyac de Álvarez	Guerrero	53	224	2,690	142,570	42,771	185.3	0.827	3.497	
	Potrero de la Palmita	Del Nayar	Nayarit	133	532	2,690	357,770	107,331	465.1	0.874	3.497	
	Los Lobos	Tierra Nueva	San Luis Potosí	73	292	2,690	196,370	58,911	255.3	0.874	3.497	
	Ciénega de los Frailes	Tepehuanes	Durango	14	53	2,690	37,660	11,298	48.96	0.924	3.497	
	Boquillas del Carmen	Ocampo	Coahuila	60	120	2,690	161,400	48,420	209.8	1.749	3.497	
L-05-PSIE-78-LPI-B-SENER-CFE	Luis Echeverría Álvarez	Mulegé	Baja California Sur	88	170	3,210	263,220	78,966	342.2	2.013	4.173	
L-06-PSIE-B-86-LPI-B-SENER-CFE	Zapote de Picachos	Tepic	Nayarit	118	590	3,110	366,980	42,840	409.8	0.695	3.473	
	El Ciruelar	Del Nayar	Nayarit	30	175	3,593	107,800	7,350	115.2	0.658	3.838	
						Mediana	2,690		30,450	147	0.94	3.50
						DS	202.1		24,329	108.2	0.33	0.26
						Min	2,648		7,350	45	0.43	2.82
						Max	3,593		107,331	465	2.01	4.17

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE

Notas: V: Viviendas; H: Habitantes, CR: Crecimiento (Desarrollos Productivos, Vivienda Futura y Servicios Comunes); CO: Comercios; AL: Alumbrado; NV: Número de Viviendas, NH: Número de Habitantes, CPV: Consumo por Vivienda; CTC_v: Consumo Total de la Comunidad debido a Viviendas; CT_{CR,CO,AL}: Consumo Total debido a Crecimiento de la Población, a Comercios y Alumbrado Público; CT: Consumo Total de toda la comunidad; CTH Consumo Total teórico por Habitante, CTV Consumo Total teórico por vivienda.

Figura .1: Perfil de consumo de zonas rurales

Anexo B. Datos del panel solar comercial

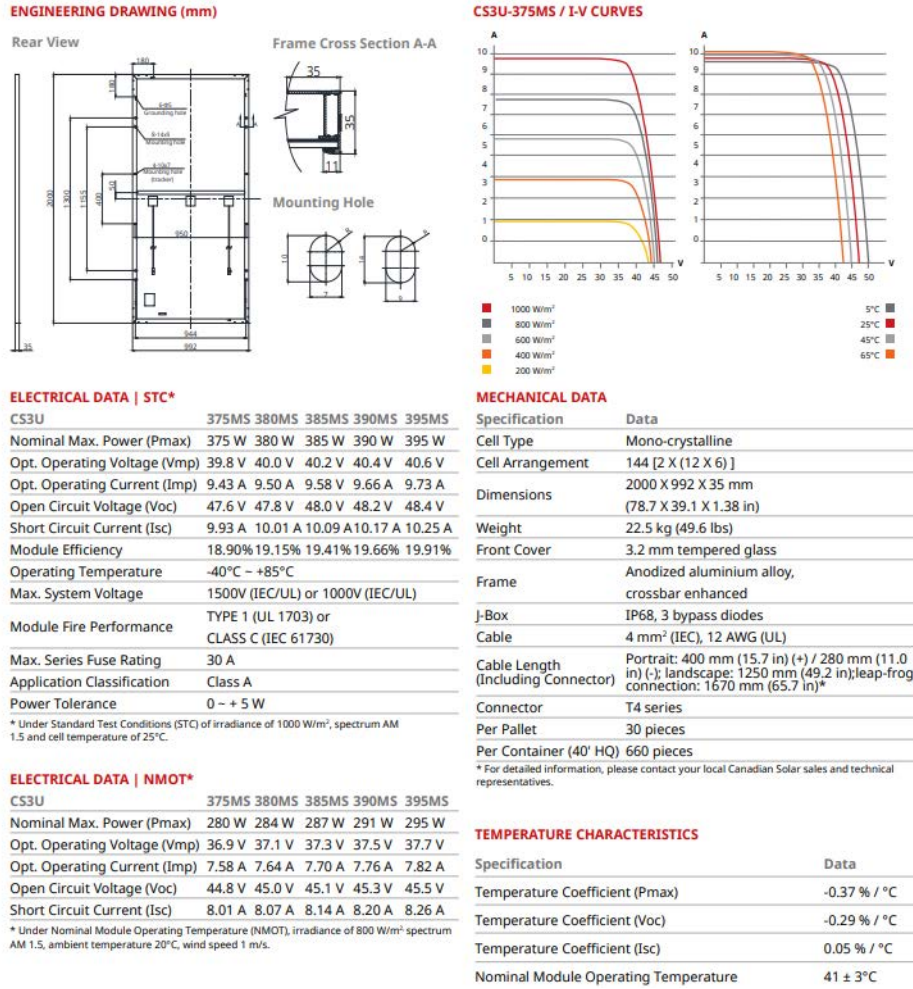


Figura .2: Data sheet del Panel fotovoltaico Canadian Solar, modelo CS3U-375MS

Anexo C. Datos de la batería de flujo redox vanadio comercial

DATASHEET
50kW 200kWh



E22 ENERGY STORAGE SOLUTIONS

DATASHEET
50kW 200kWh

“Our products are designed to deliver the lowest total cost of energy (LCOE) along with industry leading reliability.”

About E22

E22 Energy Storage Solutions is a part of the Group Gransolar group of companies with an extensive global presence.

As a part of our vision we provide total energy solutions, integrating Photovoltaic (PV) power generation with energy storage, project engineering and energy management.

To guarantee our reliability and quality and underpin “bankability”, **E22** products have been verified by third-party certification entities together with a flexible supply chain, and our inhouse fabrication facility.



E22 Energy Storage Solutions

Avenida de Barajas 32
Parque Empresarial Omega
Edificio A
28108 Alcobendas
Spain

(+34) 960 918 522
info@energystoragesolutions.com



50kW 200kWh

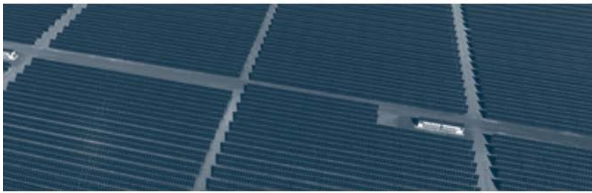
Vanadium Redox Flow Battery

The product is an electro-chemical all vanadium, electrical energy storage system which includes remote diagnostics and continuous monitoring of all parameters including the state of charge (SOC). The system is built in a 6meter (20-foot) container with 4 hours of energy storage.

Figura .3: Data sheet de la batería E22

Distinguishing features are:

- A turnkey package in secured weatherproof enclosure.
- Product life exceeds 10,000 cycles at full power and 100% depth of discharge (DOD).
- Operation at partial states of charge (SOC) has no impact on life, allowing effective upward and downward ramp control.
- Islanding mode ideal for microgrid applications.
- Operational life greater than 20 years for most components.
- Low component count and robust design yield very high availability.
- Low maintenance costs and unmanned operation.
- Ease of permitting – non-flammable, low temperature and low pressure.
- No electrode management is required, so system is available continuously.



Applications:

- Integrated operation in with Renewable energy generation
- Demand charge management
- Diesel offset
- Peak shaving
- Energy shifting
- Microgrid and back-up power

PARAMETER		RATING	NOTES
Power rating output (nominal)	kWac:400/480V 50/60Hz	50kW	
Response time AC	-100% to +100% output	<70ms	Excludes latency effects
Cycles		Unlimited	Partial or 100% DOD, multiple times a day
DC DC efficiency		78%	Mesured at 100% duty cycle
Storage Duration		4 hours	
DC bus voltage		<60V	
Communications interface		Modbus	
Self-discharge	%/day	0.05%	
Noise level@1 meter		<75dBA	
Warranty	Standard Option	5years 10years	No cycles limitations No cycles limitations
Standard		IEEES19, IEEES1547, UL1741, EN 62103	
Dimensions	LxWxH	6x2.4x2.6m	6m (20foot) shipping container
Weight		24000kg	Including electrolyte 4h
Fire, Health and Safety		Does not burn, no fire suppression requirements	NFPA 704 Category "0"
Altitude		<2000m	Derating after this level based on cooling
Ambient operating Temperature		-20C to 50C (14F to 131F)	Outside this range special conditioning required

Figura .4: Data sheet de la batería E22

Anexo D. Código de la batería de flujo redox vanadio

```

1 %% Inputs :
2 % I[A] corriente + o -
3 % Q 0.0032 m^3/s
4
5 %% Parameter :
6 % D2=4.438*10^-12; diffusion coefficients
7 % D3=1.0024*10^-12; diffusion coefficients
8 % D4=3.8*10^-12; diffusion coefficients
9 % D5=1.75*10^-12; diffusion coefficients
10 % am=0.18; area de la membrana
11 % dm=0.00014; grosor de la membrana
12 % z=1; e tranferidos
    
```

```
13 % R=8.314; constante de gas
14 % F=96485.3365; constante de faraday
15 % V_cell= 0.00094 m^3 volumen en la celda
16 %-----
17 %V_tank= 10 m^3    volumen en el tanque
18 %n=90    # de celdas en serie
19 %T=298 kelvin
20 %Ef=1.4 Potencial estandar de la celda
21
22 %% Outputs:
23 % dc2c
24 % dc3c
25 % dc4c
26 % dc5c
27 % dc2t
28 % dc3t
29 % dc4t
30 % dc5t
31 %% States
32 % dc2c
33 % dc3c
34 % dc4c
35 % dc5c
36 % dc2t
37 % dc3t
38 % dc4t
39 % dc5t
40 function [sys,x0,str,ts]=concentraciones(t,x,u,flag,D2,D3,
41 D4,D5,am,dm,R,z,F,n,V_cell,V_tank,T,Ef)
```

```

42 %-----
43 %% General structure (llamada de las funciones)
44 %-----
45 switch flag
46     %Inicialitation function
47     case 0, [sys,x0,str,ts]=mdlInitializeSizes;
48     % Derivative function
49     case 1, sys=mdlDerivates(t,x,u,D2,D3,D4,D5,am,dm,
50     R,z,F,n,V_cell,V_tank,T,Ef);
51     %Fcn de actualizacion
52     case 2, sys=[];
53     %Outputs function
54     case 3, sys=mdlOutputs(t,x,u,D2,D3,D4,D5,am,dm,R,
55     z,F,n,V_cell,V_tank,T,Ef);
56     %Fcn de la siguiente iteracion discreta
57     case 4, sys=[];
58     %Finish function
59     case 9, sys=[];
60     %Other flags
61     otherwise
62     DASTudio.error('Simulink:blocks:unhandledFlag',
63     num2str(flag));
64 end
65 %-----
66 %% Inicialitation function
67 %-----
68
69 function [sys,x0,str,ts]=mdlInitializeSizes
70 sizes = simsizes;           % Dimensions

```

```
71 sizes.NumContStates = 8; % Continue states
72 sizes.NumDiscStates = 0; % Discrete states
73 sizes.NumOutputs = 8; % Outputs
74 sizes.NumInputs = 2; % Inputs (u vector)
75 sizes.DirFeedthrough = 0; %
76 sizes.NumSampleTimes = 1; % at least one sample time is needed
77 sys = simsizes(sizes); % Dimensions
78
79 %Para calcular los estados iniciales se usan las siguientes
    operaciones
80 % cv=2000;
81 % SOC=0.85;
82 % c2t=cv*(SOC);
83 % c5t=c2t;
84 % c3t=cv*(1-SOC);
85 % c4t=c3t;
86
87 %Condciones iniciales
88 % x0=[0,0,0,0,2000,0,0,2000]; %100 Estado de carga
89 % x0=[0,0,0,0,1700,300,300,1700]; %85 Estado de carga
90 x0=[0,0,0,0,1000,1000,1000,1000]; %50 Estado de carga
91 % x0=[0,0,0,0,300,1700,1700,300]; %15 Estado de carga
92 % x0=[0,0,0,0,0,0,0,0]; %0 soc
93
94 str=[]; %Empty arra
95 ts=[0 0]; %Sampling time
96
97 %-----
98 %% Derivative function
```

```

99 %-----
100
101 function sys=mdlDerivates(t,x,u,D2,D3,D4,D5,am,
102 dm,R,z,F,n,V_cell,V_tank,T,Ef)
103 %Assign inputs variables
104 I=u(1);
105 Q=u(2);
106
107 %Define states
108 c2c=x(1);
109 c3c=x(2);
110 c4c=x(3);
111 c5c=x(4);
112 c2t=x(5);
113 c3t=x(6);
114 c4t=x(7);
115 c5t=x(8);
116 %The equations to be integrated are developed
117
118 dc2=(Q*(c2t-c2c)+(I/(z*F))-((D2*c2c)*am/dm)-((2*D5*c5c*am)/dm)
119 -((D4*c4c*am)/dm))/(V_cell/2);
120 dc3=(Q*(c3t-c3c)-(I/(z*F))-((D3*c3c)*am/dm)+((3*D5*c5c*am)/dm)
121 +((2*D4*c4c*am)/dm))/(V_cell/2);
122 dc4=(Q*(c4t-c4c)-(I/(z*F))-((D4*c4c)*am/dm)+((3*D2*c2c*am)/dm)
123 +((2*D3*c3c*am)/dm))/(V_cell/2);
124 dc5=(Q*(c5t-c5c)+(I/(z*F))-((D5*c5c)*am/dm)-((2*D2*c2c*am)/dm)
125 -((D3*c3c*am)/dm))/(V_cell/2);
126
127 dc2t=n*Q*(c2c-c2t)/V_tank;

```

```
128 dc3t=n*Q*(c3c-c3t)/V_tank;
129 dc4t=n*Q*(c4c-c4t)/V_tank;
130 dc5t=n*Q*(c5c-c5t)/V_tank;
131
132 %Feedback variables
133 sys(1)=dc2;
134 sys(2)=dc3;
135 sys(3)=dc4;
136 sys(4)=dc5;
137 sys(5)=dc2t;
138 sys(6)=dc3t;
139 sys(7)=dc4t;
140 sys(8)=dc5t;
141
142 %-----
143 %% Outputs function
144 %-----
145
146 function sys=mdlOutputs(t,x,u,D2,D3,
147 D4,D5,am,dm,R,z,F,n,V_cell,V_tank,T,Ef)
148 c2c=x(1);
149 c3c=x(2);
150 c4c=x(3);
151 c5c=x(4);
152 c2t=x(5);
153 c3t=x(6);
154 c4t=x(7);
155 c5t=x(8);
156
```

```
157 % Esta operacion algebraica proporciona
158 % Ecelda=Ef+(R*T/z*F)*log((c2c*c5c)/(c3c*c4c));
159 %% Outputs "x"
160 sys=[x];
```

Listing 1: Código del compartamiento de la BFRV.

Anexo E. Código del algoritmo del seguimiento del punto de máxima potencia MPPT

```
1
2 %%Perturbar y Observar
3 function D= fcn(vpv,ipv)
4
5 Dinit=.4;
6 Dmax=.9;
7 Dmin=0.1;
8 deltaD=3e-4*0.5;
9 persistent Vold Pold Dold;
10
11 dataType="double";
12
13 if isempty(Vold)
14     Vold=0;
15     Pold=0;
16     Dold=Dinit;
17 end
18 P=vpv*ipv;
19 dV=vpv-Vold;
20 dP=P-Pold;
```

```
21
22 if dP~=0
23     if dP<0
24         if dV<0
25             D=Dold-deltaD;
26         else
27             D=Dold+deltaD;
28         end
29     else
30         if dV<0
31             D=Dold+deltaD;
32         else
33             D=Dold-deltaD;
34         end
35     end
36     else D=Dold;
37 end
38
39 if D>=Dmax | D<=Dmin
40     D=Dold;
41
42 end
43 Dold=D;
44 Vold=vpv;
45 Pold=P;
```

Listing 2: Código del MPPT



**TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO**

cenidet[®]
Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico