



TRABAJO FINAL DE GRADO:

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA MICRORRED DE CC

Autores:	Facundo Ferrari	Federico Ruggeri
	Ingeniería Electromecánica	Ingeniería Eléctrica
	DNI: 40794464	DNI: 41106274
	MAT: 11945	MAT: 12120
	ferrarifacundo97@gmail.com	federicoruggeriarg@gmail.com

Director: Dr. Ing. JUDEWICZ, Marcos Gabriel

Codirector: Dr. Ing. CARRICA, Daniel Oscar

Evaluadores:

- Dr. Ing. FUNES, Marcos Alan
- Dr. Ing. GARCIA RETEGUI, Rogelio
- Esp. Ing. MURCIA, Guillermo José



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).



TRABAJO FINAL DE GRADO:

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA MICRORRED DE CC

Autores:	Facundo Ferrari	Federico Ruggeri
	Ingeniería Electromecánica	Ingeniería Eléctrica
	DNI: 40794464	DNI: 41106274
	MAT: 11945	MAT: 12120
	ferrarifacundo97@gmail.com	federicoruggeriarg@gmail.com

Director: Dr. Ing. JUDEWICZ, Marcos Gabriel

Codirector: Dr. Ing. CARRICA, Daniel Oscar

Evaluadores:

- Dr. Ing. FUNES, Marcos Alan
- Dr. Ing. GARCIA RETEGUI, Rogelio
- Esp. Ing. MURCIA, Guillermo José

RESUMEN

El presente trabajo final consiste en el estudio de las microrredes de corriente continua (CC) y en el posterior diseño, construcción prototípica y verificación experimental de una microrred de CC. En el capítulo 2 se introducen las generalidades de la temática; se explican las principales aplicaciones y arquitecturas de las microrredes de CC, los estándares y una breve comparación con la distribución en corriente alterna.

El caso de estudio se desarrolla a partir de la arquitectura de microrredes más simple, compuesta por: una fuente de energía de CC basada en paneles fotovoltaicos; un convertidor electrónico de potencia CC/CC tipo boost que convierte la tensión variable de los paneles en la tensión correspondiente al bus de CC de la microrred; un sistema de almacenamiento de energía que define la tensión del bus de CC; y distintos tipos de cargas.

El sistema de almacenamiento basado en baterías funciona en modo carga o en modo descarga, según sea el estado de carga de las baterías, la demanda de las cargas y la provisión de energía de los paneles. Las baterías pueden ser cargadas en modo corriente constante o en modo tensión constante. Todas estas situaciones implican la existencia de un sistema de control que verifica el punto de operación de cada uno de los componentes de la microrred de CC y en función de ello determina el tipo de control que se debe realizar.

El capítulo 3 se divide en tres partes: un análisis de los elementos de la microrred, con un estudio teórico y experimental; un diseño final a partir de la información obtenida; y un estudio de los conductores y protecciones eléctricas necesarios para el montaje de la MRCC. La microrred construida consta de: un panel fotovoltaico de 290 Wp; un convertidor comercial tipo boost; un banco de baterías de 960 Wh compuesto por cuatro acumuladores de plomo-ácido en serie; un bus de CC de tensión nominal 48 V; cargas resistivas, electrónicas y un motor universal.

En el capítulo 4 se presentan ensayos experimentales con un emulador solar para verificar la operación de la microrred de CC en los distintos modos de funcionamiento. En el capítulo 5 se desarrolla el diseño de un control PID para que con su aplicación futura se pueda obtener el comportamiento deseado de la microrred. Finalmente, en el capítulo 6, se proponen mejoras para la ampliación y trabajo autónomo de la red.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
2. INTRODUCCIÓN A LAS MICRORREDES DE CC.....	2
2.1 Aplicaciones de las MRCC.....	2
2.1.1 Telecomunicaciones	2
2.1.2 Centro de procesamiento de datos	2
2.1.3 Estaciones de carga rápida de vehículos eléctricos	2
2.1.4 Electrificación residencial y rural	3
2.2 Arquitecturas	4
2.2.1 Bus simple con conexión directa de baterías	4
2.2.2 Bus simple con conexión indirecta de baterías	5
2.2.3 Múltiples niveles de tensión	5
2.3 Normativa.....	6
2.4 Comparación de la eficiencia con la CA.....	7
3. DISEÑO Y MONTAJE DE LA MICRORRED DE CC.....	8
3.1 Análisis de elementos.....	8
3.1.1 Panel solar fotovoltaico	8
3.1.2 Baterías	12
3.1.2.1 Carga de baterías.....	13
3.1.2.2 Tensiones características.....	13
3.1.2.3 Circuito equivalente.....	14
3.1.2.4 Ensayos y simulaciones	18
3.1.3 Convertidor elevador.....	21
3.1.3.1 Límite operativo.....	23
3.1.3.2 Rendimientos	24
3.1.3.3 Frecuencia de conmutación.....	26
3.1.4 Cargas	26
3.1.4.1 Motor universal.....	27
3.1.4.2 Resistencias.....	28
3.1.4.3 Carga electrónica	28
3.2 Diseño de la microrred.....	28
3.2.1 Aprovechamiento de la energía	29
3.2.2 Diseño del nivel de tensión	30
3.2.3 Funcionamiento de la microrred.....	32

3.3 Conductores y protecciones	32
3.3.1 Selección de cables	33
3.3.2 Verificación por corriente admisible.....	33
3.3.3 Verificación por caída de tensión	34
3.3.4 Cálculo de corrientes de cortocircuito	35
3.3.5 Selección de protecciones	41
3.3.6 Verificación de actuación de protecciones	41
3.3.7 Verificación de cables al cortocircuito	43
4. RESULTADOS EXPERIMENTALES	45
4.1 MRCC con emulador de panel fotovoltaico	45
4.1.1 Funcionamiento del emulador	45
4.1.2 Microrred ensayada	46
4.2 Ensayos de cambio de carga	48
4.2.1 Control de corriente con cargas R-M.....	48
4.2.2 Control de corriente con cargas R-M-CPC	49
4.2.3 Control de corriente y tensión con CPC	50
4.2.4 Control de corriente y tensión con cargas R-M	52
4.2.5 Carga de baterías	53
4.3 Ensayos de cambio en el emulador	54
4.3.1 Conexión de panel	55
4.3.2 Disminución de V_{OC}	56
4.3.2.1 Limitación de tensión.....	56
4.3.2.2 Limitación de corriente	57
4.3.3 Disminución de V_{OC} e I_{SC}	58
4.3.4 Disminución de V_{OC} límite	60
5. CONTROL.....	63
5.1 Análisis de diagrama en bloques	63
5.2 Diseño del controlador de tensión.....	66
5.2.1 Controlador PI.....	67
5.2.2 Simulación del control de tensión.....	68
5.2.2.1 Cambios de carga	68
5.2.2.2 Condiciones climáticas variables	69
5.3 Diseño del controlador de corriente	70
5.3.1 Simulación control de corriente	71
5.3.1.1 Referencia de corriente variable	71
5.3.1.2 Cargas variables	72

5.4 Análisis de resultados	73
6. CONCLUSIONES	74
6.1. Discusión	74
6.2.1 Convertidor tipo boost	74
6.2.2 Emulador solar	74
6.2. Trabajo futuro	75
7. BIBLIOGRAFÍA	76
8. ANEXOS	80
8.1. Anexo I – Cálculo de parámetros del panel fotovoltaico	80
8.2. Anexo II – Utilización del emulador de panel fotovoltaico	82
8.3. Anexo III – Autodescarga de baterías	87
8.4. Anexo IV – Resistencia serie del capacitor de salida del convertidor	88
8.5. Anexo V – Esquema unifilar	90
8.6. Anexo VI – Problemas del funcionamiento del convertidor	91
8.6.1 Problemática 1	91
8.6.2 Problemática 2	92
8.6.3 Problemática 3	93
8.6.4 Conclusiones	94
8.7. Anexo VII – Obtención del diagrama de bode	95

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Arquitectura bus simple con conexión directa de baterías

Figura 2.2: Arquitectura bus simple con conexión indirecta de baterías

Figura 2.3: Arquitectura múltiples niveles de tensión

Figura 2.4: Arquitectura bus bipolar

Figura 3.1: Arquitectura de la microrred preliminar

Figura 3.2: Curva del panel fotovoltaico Sun Earth en condiciones estándar (STC)

Figura 3.3: Regiones de operación de un panel fotovoltaico

Figura 3.4: Irradiancia solar y temperatura ambiente del 29 de diciembre de 2017

Figura 3.5: Características de carga de baterías

Figura 3.6: Curvas de V_{OC} vs. capacidad: a) Del libro "Linden's Handbook of Batteries", b) De la ficha técnica de las baterías KIJO 6-DZF-20

Figura 3.7: Circuito equivalente de una batería con resistencia serie

Figura 3.8: Circuito equivalente de batería completo

Figura 3.9: Tiempos determinados de variaciones de tensión de cada resistencia

Figura 3.10: Ensayo descarga-reposo-descarga para obtención de circuito equivalente baterías, con descargas de 3,85 A donde la pendiente de la curva es negativa y reposo donde la pendiente es positiva.

Figura 3.11: Curva aproximación $C_{rápido} = 4000$ F. En azul, curva obtenida mediante simulación. En rojo, curva obtenida experimentalmente.

Figura 3.12: Reemplazo fuente de tensión por capacitor

Figura 3.13: Ensayos de baterías a) Descarga con resistencia con dos baterías en serie, b) Descarga con carga electrónica y una batería, c) Carga con fuente electrónica y una batería.

Figura 3.14: Ensayo descarga de batería con resistencia de 5,6 Ω

Figura 3.15: Ensayo cambio de carga de batería

Figura 3.16: Ensayo descarga y reposo de batería

Figura 3.17: Ensayo carga de batería

Figura 3.18: Diagrama circuital del convertidor tipo boost

Figura 3.19: Convertidor boost BST900

Figura 3.20: Esquemático del ensayo del convertidor

Figura 3.21: Limite operativo del convertidor, para una relación de conversión de dos a uno y tensiones de entrada de 30, 35 y 40 V

Figura 3.22: Límite de potencia de salida para distintas relaciones de conversión, $V_{IN} = 35$ V: a) Mediciones, b) Curva de tendencia de puntos límite

Figura 3.23: Rendimiento del convertidor BST900 en función de la relación de conversión, para $V_{IN} = 35$ V y $P_{OUT} = 150$ W

Figura 3.24: Rendimiento del convertidor en función de la corriente de entrada, para una relación de conversión de dos a uno y distintas tensiones de entrada

Figura 3.25: Captura de osciloscopio, frecuencia de conmutación

Figura 3.26: Comportamiento del motor universal en CC

Figura 3.27: Microrred de CC a) Arquitectura y cargas, b) Esquema topográfico

Figura 3.28: Potencia máxima de salida un panel el 13 de enero de 2017 en comparación a la potencia máxima de entrada en el convertidor.

Figura 3.29: Límite operativo de convertidor BST900 y potencia máxima de carga de baterías

Figura 3.30: Banco de baterías, 48 V

Figura 3.31: Diagrama de la instalación: a) Unifilar, b) Circuital

Figura 3.32: Circuito falla 1

Figura 3.33: Circuito falla 2

Figura 3.34: Circuito falla 3

Figura 3.35: Circuito falla 4

Figura 3.36: Esquema unifilar de la MRCC

Figura 3.37: a) Curva de actuación en corriente continua de las protecciones, b) Curvas de limitación de energía

Figura 4.1: Transitorio para $V_{OC} = 44,9$ V en vacío: a) OVP = 110 V, b) OVP = 60 V

Figura 4.2: Transitorio de arranque en vacío: a) $V_{OC} = 22$ V, b) $V_{OC} = 10$ V

Figura 4.3: Esquema de la microrred ensayada

Figura 4.4: Cargas utilizadas en los ensayos de la microrred: a) Carga (A), b) Carga (B), c) Carga (C), d) Carga (D)

Figura 4.5: Curva del panel fotovoltaico emulado

Figura 4.6: Mediciones del cambio de carga

Figura 4.7: Mediciones del cambio de carga

Figura 4.8: Mediciones del cambio de carga

Figura 4.9: Mediciones del cambio de carga

Figura 4.10: Mediciones de carga de baterías

Figura 4.11: Mediciones de conexión de panel

Figura 4.12: Mediciones de cambio de panel con limitación de tensión

Figura 4.13: Puntos de trabajo de panel fotovoltaico con distintos V_{OC} , a potencia constante

Figura 4.14: Mediciones de cambio de panel con limitación de corriente

Figura 4.15: Puntos de trabajo de emulador solar con distintos V_{OC} e I_{SC} , a potencia constante

Figura 4.16: Mediciones de cambio de panel con variación de V_{OC} e I_{SC}

Figura 4.17: Puntos de trabajo de emulador y V_{OC} límite

Figura 4.18: Mediciones de cambio de panel y V_{OC} límite

Figura 5.1: Diagrama control de tensión: a) Circuitual, b) En bloques

Figura 5.2: Diagrama en bloques del lazo de control de tensión

Figura 5.3: Transferencias de lazo abierto extremas. GH1: V_{IN} mínima, V_{OUT} máxima; GH2: V_{IN} máxima, V_{OUT} mínima

Figura 5.4: Diagrama de bode de transferencia de lazo abierto controlada con PI_V

Figura 5.5: Diagrama circuitual control de tensión – Simulink

Figura 5.6: Resultados de la simulación del control de tensión con cambios de carga

Figura 5.7: Resultados de la simulación del control de tensión con condiciones climáticas variables

Figura 5.8: Diagrama en bloques del lazo de control de corriente

Figura 5.9: Diagrama circuitual control de corriente – Simulink

Figura 5.10: Resultados de la simulación de control de corriente con corriente de referencia variable

Figura 5.11: Resultados de la simulación del control de corriente con cambios de carga

Figura 8.1: Diferencia entre temperatura de celda y ambiente en un panel fotovoltaico

Figura 8.2: Photovoltaic Power Profile Emulation: a) Pestaña de programación, b) Pestaña de visualización

Figura 8.3: Remote Interface Software: a) Pestaña del panel de control, b) Pestaña de modulación

Figura 8.4: Puente pines 24 y 25 en conector JS1

Figura 8.5: Autodescarga de una batería ELPRA 6-DZF-20

Figura 8.6: Simulación de la tensión y corriente de salida del convertidor para una carga RL: a) con resistencia serie en el capacitor de salida, b) sin resistencia serie en el capacitor de salida

Figura 8.7: Diagrama unifilar completo de la instalación

Figura 8.8: Captura del osciloscopio con las mediciones del ensayo

Figura 8.9: Mediciones de los ensayos de conexión y desconexión del motor universal

Figura 8.10: Resultados de un mismo escenario: a) sin transitorio, b) con transitorio

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Panel fotovoltaico: a) Datos eléctricos medidos en condiciones estándar (STC), b) Datos eléctricos medidos en condiciones nominales (NOCT)

Tabla 3.2: Tensiones máximas y mínimas de operación del panel. Tensiones máximas con $I_{rr} = 1000 \text{ W/m}^2$ y $T_a = -6,25 \text{ °C}$; Tensiones mínimas con $I_{rr} = 1200 \text{ W/m}^2$ y $T_a = 35 \text{ °C}$

Tabla 3.3: Especificaciones del fabricante de las baterías

Tabla 3.4: Tensiones características de las baterías

Tabla 3.5: Parámetros del circuito equivalente

Tabla 3.6: Especificaciones del convertidor BST900

Tabla 3.7: Inductancia de distintos tipos de cargas resistivas

Tabla 3.8: Condiciones de operación del convertidor

Tabla 3.9: Especificaciones del fabricante de cables Plastix CF

Tabla 3.10: Parámetros extremos de cortocircuito

Tabla 3.11: Resumen de corrientes de cortocircuito

Tabla 3.12: Actuación de protecciones

Tabla 3.13: Verificación de cables al cortocircuito

Tabla 4.1: Parámetros del convertidor y baterías

Tabla 4.2: Secuencia de cambios de carga

Tabla 4.3: Parámetros del convertidor y baterías

Tabla 4.4: Secuencia de cambios de carga

Tabla 4.5: Parámetros del convertidor y baterías

Tabla 4.6: Secuencia de cambios de carga

Tabla 4.7: Parámetros del convertidor y baterías

Tabla 4.8: Secuencia de cambios de carga

Tabla 4.9: Parámetros del convertidor y baterías

Tabla 4.10: Parámetros del convertidor y baterías

Tabla 4.11: Secuencia de cambios de carga y conexión del panel

Tabla 4.12: Parámetros del convertidor y baterías

Tabla 4.13: Secuencia de cambios de panel

Tabla 4.14: Parámetros del convertidor y baterías

Tabla 4.15: Secuencia de cambios de carga y de panel

Tabla 4.16: Parámetros del convertidor y baterías

Tabla 4.17: Secuencia de cambios de carga y de panel

Tabla 4.18: Parámetros del convertidor y baterías

Tabla 4.19: Secuencia de cambios de carga y de panel

Tabla 5.1: Parámetros de la G_{vd}

Tabla 5.2: Transferencias de lazo abierto y lazo cerrado del sistema

Tabla 5.3: Simulación del control de tensión, secuencia de cambios de carga y tensión seteada del convertidor

Tabla 5.4: Tensión seteada y carga en simulación del control de tensión

Tabla 5.5: Secuencia de cambios en el panel en simulación del control de tensión

Tabla 5.6: Secuencia de cambios de corriente de referencia

Tabla 5.7: Secuencia de cambios de carga y corriente de referencia del convertidor

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

- AGM:** Fibra de vidrio absorbente (*Absorbent Glass Mat*)
- CA:** Corriente alterna
- CC:** Corriente continua
- CCR:** Región de corriente constante (*Constant Current Region*)
- CPR:** Región de potencia constante (*Constant Power Region*)
- CVR:** Región de tensión constante (*Constant Voltage Region*)
- EV:** vehículo eléctrico (*Electric Vehicle*)
- LIC:** Laboratorio de Instrumentación y Control
- MPP:** Punto de máxima potencia (*Maximum Power Point*)
- MPPT:** Seguimiento de punto de máxima potencia (*Maximum Power Point Tracking*)
- MRA:** Microrredes aisladas
- MRCC:** Microrredes de corriente continua
- NOCT:** Temperatura de operación nominal de la célula (*Nominal Operating Cell Temperature*)
- OC:** Circuito abierto (*Open Circuit*)
- OVP:** Protección de sobretensión (*Over Voltage Protection*)
- PWM:** Modulación por ancho de pulsos (*Pulse-Width Modulation*)
- SAE:** Sistemas de almacenamiento de energía
- SC:** Cortocircuito (*Short Circuit*)
- SGD:** Sistemas de generación distribuida
- SoC:** Estado de carga (*State of Charge*)
- STC:** Condiciones estándares de medida (*Standard Test Condition*)
- VRLA:** Plomo-ácido regulada por válvula (*Valve Regulated Lead Acid*)

1. INTRODUCCIÓN

A causa de las consecuencias medioambientales producidas por el uso de combustibles fósiles, en las últimas décadas se enfatizó en el estudio de fuentes de energía alternativas. El uso de fuentes de energía naturales e “inagotables” como el aprovechamiento de vientos y de la radiación solar tuvieron gran repercusión en esta búsqueda de energías sostenibles. Con la proliferación de estas fuentes renovables (con generación natural en corriente continua), junto con el aumento del uso de cargas electrónicas, vehículos eléctricos y baterías (con consumos naturales en corriente continua), la aplicación de sistemas de distribución en corriente continua (CC) comenzó a cobrar una mayor relevancia [1].

Aunque por muchos años la distribución en corriente alterna (CA) ha dominado el panorama, con los avances en la electrónica de potencia, la CC se vuelve una opción factible para algunas redes específicas. En Argentina, el desarrollo de microrredes de CC está en línea con uno de los pilares de las tecnologías 4.0 [2], dado que es un sistema tecnológico integrado que se caracteriza por articular distintos subsistemas componiendo un gran sistema que permite conectarlos y potenciarlos para actuar de manera coordinada.

En este marco es que se plantea como objetivo diseñar y construir una microrred de CC con generación fotovoltaica conectada mediante un convertidor elevador (tipo boost) y un sistema de almacenamiento de energía en banco de baterías de plomo-ácido con conexión directa al bus de CC. También se busca evaluar su comportamiento frente a distintos tipos de cargas, condiciones de irradiación en los paneles y estado de carga de las baterías. Además, se propone contrastar los resultados de los ensayos experimentales con simulaciones.

La finalidad de este trabajo es abordar el primer paso en la construcción de una microrred de corriente continua (MRCC), que servirá de base para futuras investigaciones. Por este motivo es que se hace hincapié en los elementos de medición, cargas y relevamiento de equipos, de modo que los ensayos realizados sean fáciles de replicar.

2. INTRODUCCIÓN A LAS MICRORREDES DE CC

Las microrredes (MR) son sistemas de distribución de energía eléctrica de baja potencia que se encuentran alimentados con sistemas de generación distribuida (SGD) y que, por lo general, cuentan con sistemas de almacenamiento de energía (SAE). En las MR modernas se busca que los SGD sean principalmente de origen renovable, como solar o eólico. A diferencia de la generación tradicional, estos sistemas necesitan de convertidores electrónicos de potencia para el control y optimización de la generación [3].

Como no existen muchas redes de distribución de CC de baja o media tensión de gran extensión, estos sistemas de CC son operados de manera aislada o conectados a la red de distribución de corriente alterna (CA) existente [4].

2.1 Aplicaciones de las MRCC

Las MRCC se presentan como una solución atractiva para diversas aplicaciones. Cada sistema presenta requisitos específicos, pero, en general, las MRCC se pueden utilizar para mejorar el rendimiento en términos de eficiencia, confiabilidad y optimización de costos. En ciertos sistemas existentes, la utilización de CC brinda la posibilidad de reducir etapas de conversión y la complejidad operativa [1], [5]. En esta sección se exponen algunas de las aplicaciones típicas y se analizan brevemente sus beneficios y los desafíos que presentan de cara al futuro.

2.1.1 Telecomunicaciones

La industria de las telecomunicaciones se ha convertido en uno de los sectores de más rápido crecimiento debido especialmente a la expansión de las tecnologías inalámbricas y de banda ancha. Como resultado de este rápido crecimiento, el sector se ha convertido en un importante consumidor de energía [5].

Actualmente, el sistema de distribución más común que se utiliza en este tipo de instalaciones es de 48V de CC, aunque en los últimos años, por el constante crecimiento en la demanda, las redes de CC de 380 V han ganado popularidad [5].

2.1.2 Centro de procesamiento de datos

Al igual que las telecomunicaciones, los centros de procesamientos de datos han experimentado un rápido crecimiento en los últimos años, volviéndose un sector con un gran consumo energético. Aunque en los sistemas tradicionales se utiliza la distribución en CA, con la necesidad de una mejora en la eficiencia se han empezado a desarrollar sistemas de distribución energéticamente más eficientes basados en CC de 380V [5].

2.1.3 Estaciones de carga rápida de vehículos eléctricos

El interés por los vehículos eléctricos (EV, por sus siglas en inglés) ha ido creciendo, por el potencial que presentan en la reducción de la emisión de gases de efecto

invernadero. A pesar de ello, para garantizar el éxito comercial de esta tecnología, es fundamental disminuir los tiempos de recarga [5].

Para cargarse conectados a la red convencional de CA, los EV utilizan un convertidor integrado, el cual impone un límite en la rapidez del proceso de carga. Asimismo, los enchufes convencionales presentan un límite en la potencia que les puede ser extraída, lo que hace que el proceso de recarga sea muy lento y, por lo tanto, poco atractivo para los usuarios finales. En este contexto, las MRCC se presentan como una solución prometedora. Debido a la integración natural de los SGD, SAE y EV en un sistema de CC, es posible proporcionar una alta corriente de carga (potencia) durante períodos de tiempo más cortos [5].

El diseño de la arquitectura de carga debe tener en cuenta que la CC debe alimentar una batería a un nivel de tensión variable, en el rango de 50 a 600 V de CC para satisfacer los requisitos de los diferentes vehículos [5].

Dado que la infraestructura de carga rápida de CC requiere una gran extracción de energía, existen preocupaciones razonables sobre los efectos adversos de la gran penetración de las estaciones de carga rápida de vehículos eléctricos en las redes de distribución. Por lo tanto, será fundamental utilizar algún tipo de SAE y una estrategia de gestión inteligente de la energía en los sistemas de distribución de CC para la integración de los EV [5].

2.1.4 Electrificación residencial y rural

En edificaciones que se encuentran alejadas de los centros urbanos y de las redes eléctricas, el uso de microrredes aisladas (MRA) puede resultar más práctico que llevar la red de distribución hasta el emplazamiento. Lo mismo ocurre con pequeños pueblos remotos que no cuentan con un suministro eléctrico propio. El uso de SAE y de generadores diésel para cubrir los desequilibrios entre generación y demanda le da robustez a las MRA. Esto combinado con las energías renovables y el creciente aumento del uso de cargas electrónicas en el hogar justifica el estudio de las MRCC [3].

Los principales consumos residenciales se desglosan en: iluminación, heladeras, cocción, aire acondicionado y calefacción. Uno de los desafíos principales de las MRCC es el de utilizar estos componentes estandarizados para CA en CC sin necesidad de modificaciones. De esta manera se busca evitar aumentar los costos de los equipos empleados en las instalaciones y, en los casos en los que ya se tiene una instalación previa, cambiar la mínima cantidad de componentes posibles [5], [6].

No hay valores estandarizados de tensión de CC (ver sección 2.3). A bajas potencias de carga es más práctico alimentar con una tensión segura de 24 V o 48 V. Cuando se requieren potencias medianas o grandes es recomendable el uso de tensiones mayores, de hasta 380 V, a fin de minimizar las pérdidas en la distribución [5], [3].

2.2 Arquitecturas

En la literatura se han propuesto diversas topologías de microrredes de CC para cumplir con los requisitos específicos de distintas aplicaciones. Los principales criterios en ese sentido son la robustez, confiabilidad y flexibilidad de control. Como a menudo estas características se oponen entre sí, se analiza su relación de compromiso antes de decidir la configuración más adecuada para una aplicación determinada [1].

A continuación, se realiza una breve descripción de las topologías más empleadas.

2.2.1 Bus simple con conexión directa de baterías

La arquitectura de bus simple con conexión directa de baterías es la topología más utilizada (Figura 2.1). Los bornes del banco de baterías se conectan directamente al bus, siendo este el modo más básico y económico de conectar las baterías. Suele emplearse en telecomunicaciones y hogares rurales, con tensiones nominales de CC entre 12 V y 48 V [1].

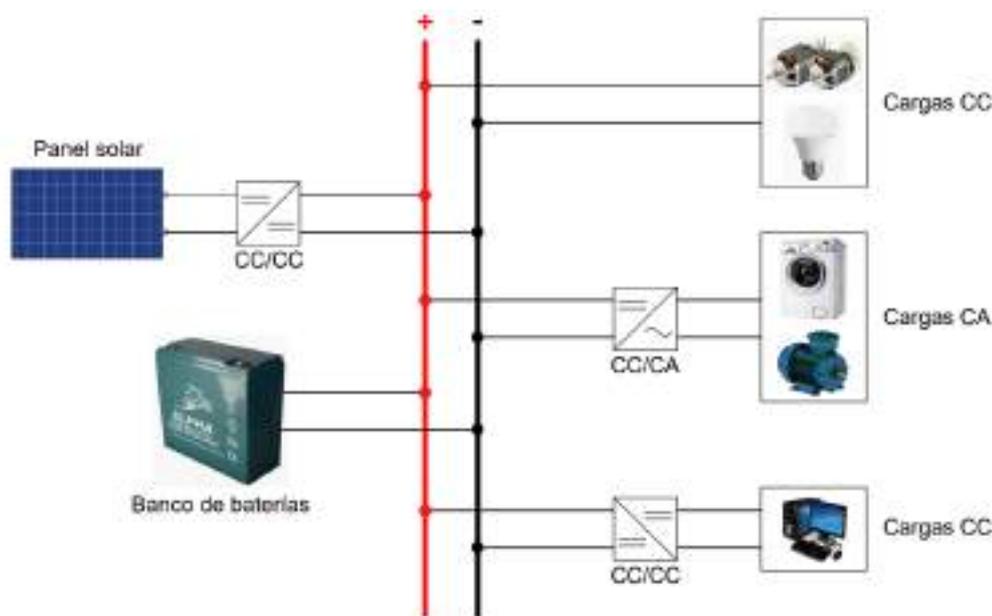


Figura 2.1: Arquitectura bus simple con conexión directa de baterías

La tensión de la red depende de la corriente y estado de carga de las baterías (*State of Charge*, SoC). Para dar una idea de la variación de tensión esperable, si se utilizan baterías VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*, plomo-ácido regulada por válvula) de 12 V, frente a una descarga severa se tienen tensiones de 11 V o menores. Por otro lado, en la carga se llegan a tensiones de entre 13,5 V y 14 V. Esto representa una diferencia entre valores extremos mayor al 20%.

De todas formas, las altas capacitancias de las baterías hacen que las fluctuaciones de tensión sean lentas y esto trae como consecuencia la alta estabilidad dinámica del sistema. Por lo tanto, esta topología es fácil de controlar. No obstante, la falta de regulación de corriente de baterías lleva a un desgaste más acelerado de las mismas [1].

2.2.2 Bus simple con conexión indirecta de baterías

En la conexión indirecta, entre el bus y las baterías se coloca un convertidor bidireccional (Figura 2.2). Su principal ventaja frente a la conexión directa de baterías es que la tensión del bus es regulada y constante. Además, se pueden conectar múltiples bancos de batería y controlar sus corrientes de carga y descarga. Sin embargo, es más compleja y costosa que el caso anterior por requerir el uso del convertidor bidireccional. Este modo de conexión de baterías se puede adaptar a distintos tipos de MRCC, como, por ejemplo: bus bipolar, bus en anillo, bus múltiple, entre otros [1].

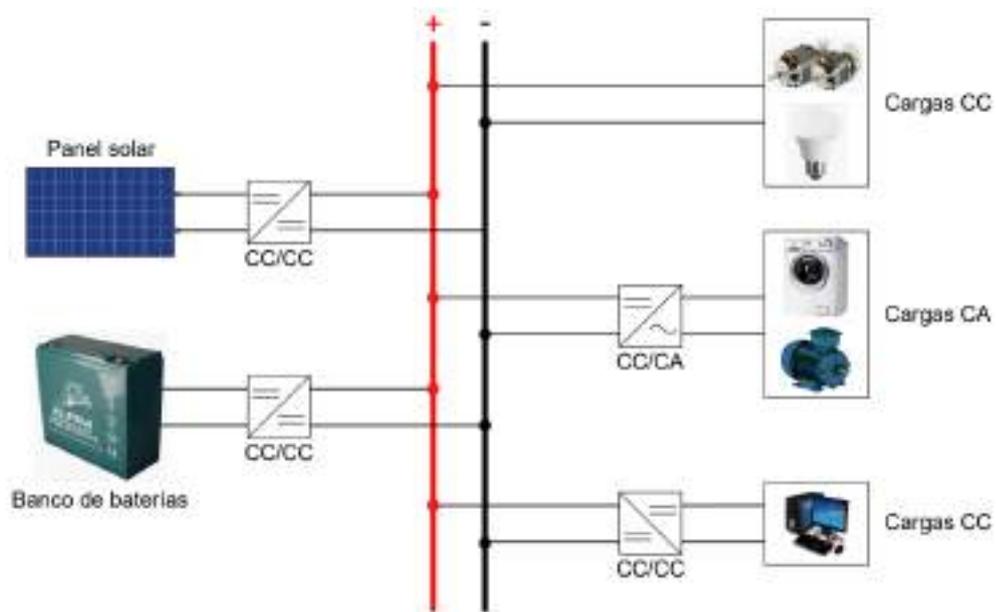


Figura 2.2: Arquitectura bus simple con conexión indirecta de baterías

2.2.3 Múltiples niveles de tensión

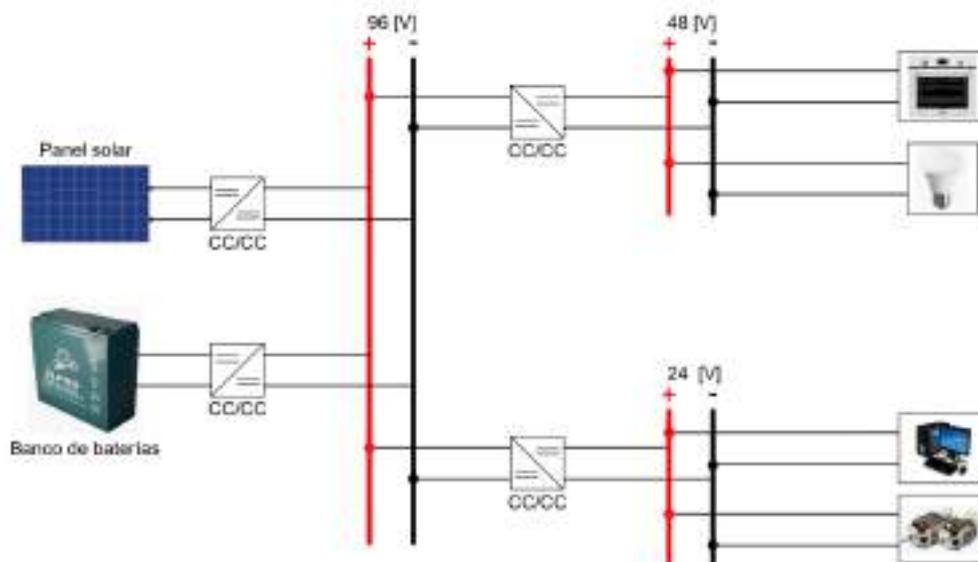


Figura 2.3: Arquitectura múltiples niveles de tensión

Otra opción es el uso de microrredes con distintos niveles de tensión, de modo que se puedan alimentar cargas de menores potencias con tensiones seguras (24 V o 48 V) y cargas de mayores potencias a tensiones más elevadas. El uso de múltiples niveles tiene la ventaja de requerir un solo convertidor para diversas cargas que trabajen al mismo voltaje (Figura 2.3). Se suelen implementar con conexión indirecta de baterías.

Un caso particular de este tipo de arquitecturas es el del bus bipolar (Figura 2.4), que cuenta con tres polos (el bus cuenta con tres conductores a diferente tensión) y dos niveles de tensión directos, sin el requerimiento de etapas de conversión. Por ejemplo, con un bus de ± 48 V, se podrían conectar las cargas de mayor potencia a 96 V, y luego el resto a +48 V o -48 V. Esta topología tiene la ventaja de que, ante la falla de una línea, se puede seguir entregando potencia mediante las otras dos líneas y un convertidor auxiliar.

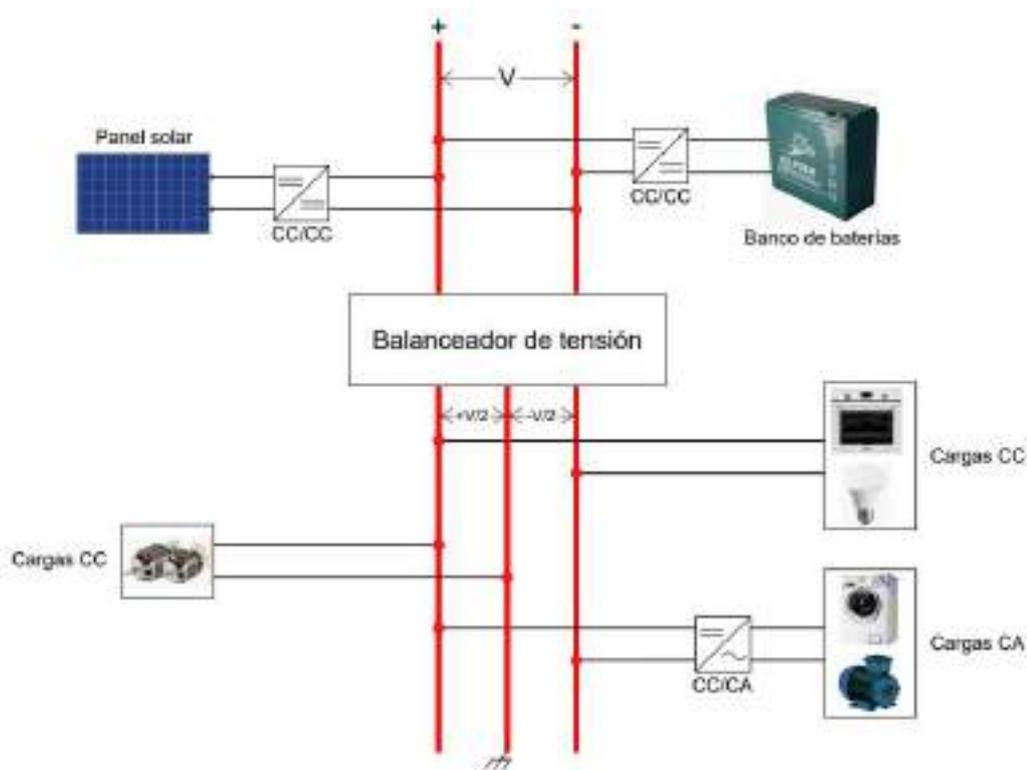


Figura 2.4: Arquitectura bus bipolar

2.3 Normativa

Aunque las MRCC se han estudiado intensamente en los últimos años, todavía es una tecnología emergente que debe enfrentar una serie de desafíos antes de su aceptación generalizada en aplicaciones industriales y comerciales [1]. Para reemplazar a la CA en la red de distribución de baja tensión, el mayor obstáculo para las MRCC es la falta de normas que definan el nivel de tensión, la seguridad y las protecciones [5].

La inexistencia de normativas acerca del nivel de tensión imposibilita unificar criterios en la fabricación de equipos, electrodomésticos y dispositivos para su uso directo en CC, lo que frena el crecimiento del sector.

Por otra parte, debido a las diferencias entre la CA y la CC se requieren repensar las normas de seguridad y las protecciones a utilizar [5]. Mientras que la CA tiene paso por cero en cada ciclo y muchas protecciones aprovechan en dichos pasos por cero para extinguir el arco eléctrico ante un cortocircuito, el uso de CC no permite utilizar este tipo de protecciones. Por lo que en algunos casos se requieren de protecciones más complejas y costosas en CC. En cuanto a la protección de personas frente a contactos eléctricos, los efectos sobre el cuerpo humano son distintos a los de la CA. Además, la aplicación del sistema de puesta a tierra TT, que es el más utilizado en Argentina a nivel doméstico, en CC pierde sentido debido al modo de funcionamiento de los interruptores diferenciales, que está ligado a la naturaleza de la CA.

Algunos entes y organizaciones que se encuentran trabajando en la normativa de los sistemas de distribución de CC son: la IEC, el IEEE, el ETSI, EMerge Alliance, entre otros. Estas normativas estudian las distintas arquitecturas, tensiones de trabajo, especificaciones técnicas de baterías, protecciones, sistemas de puesta a tierra, operación híbrida con CA, entre otros [1], [5].

2.4 Comparación de la eficiencia con la CA

Cuando se piensa en la adopción de la CC como sistema de distribución eléctrico, la comparación con la CA se hace inevitable. Aunque el debate se remonta mucho tiempo atrás, en los últimos años, con los avances en la electrónica de potencia, diversos autores han resaltado las ventajas de la CC. Varios trabajos afirman que se logra una mejora en la eficiencia con la aplicación de sistemas de distribución de baja tensión en CC [7], [8], [9], [10], [11], [12], [13], [14], [15], [16].

3. DISEÑO Y MONTAJE DE LA MICRORRED DE CC

Para el diseño de la MRCC se decidió optar por la topología de bus simple con conexión directa de baterías, por ser una de las topologías más utilizadas en la actualidad y una de las más simples. Con esta topología la tensión del bus depende del SoC y de la corriente de baterías, pero es una microrred con alta estabilidad dinámica, en la que se evitan los convertidores bidireccionales y se simplifica el control. Como consecuencia, esta topología es ideal para su estudio y se alinea con el objetivo de construir una MRCC que sirva como punto de partida para el desarrollo de proyectos futuros. En la Figura 3.1 se muestra la arquitectura con sus elementos y algunos tipos de carga, donde la carga de potencia constante se representa con la sigla CPC. Se eligió trabajar con un convertidor elevador tipo boost de modo que la tensión de la MRCC sea superior a la del panel fotovoltaico.

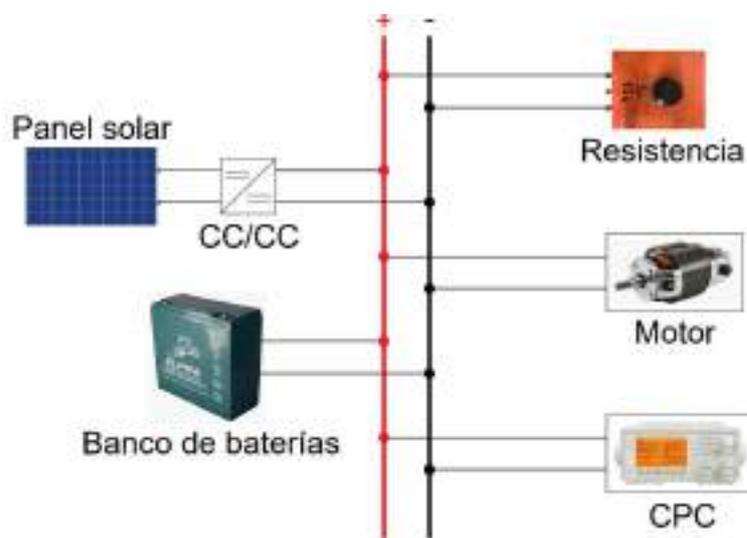


Figura 3.1: Arquitectura de la microrred preliminar

A continuación se realiza un análisis de los elementos de la MRCC, que incluye: panel fotovoltaico, baterías, convertidor y cargas. Luego se hace el diseño la MRCC, donde se analiza el aprovechamiento de energía del panel solar y se decide el nivel de tensión de trabajo. Por último, se presenta la selección y verificación analítica de los conductores y protecciones de la instalación.

3.1 Análisis de elementos

En este apartado se hace un análisis de los elementos que componen la MRCC. Se desarrolla un estudio general de cada equipo y también se estudian específicamente los elementos disponibles. Se incluyen ensayos experimentales a fin de relevar la información necesaria para diseñar la MRCC.

3.1.1 Panel solar fotovoltaico

Entre las tecnologías de generación de energía de origen renovable, la solar fotovoltaica es una de las más estudiadas y de mayor crecimiento en los últimos años. Por la ausencia de ruido y de partes mecánicas en movimiento, por su tamaño

reducido, alta versatilidad y bajo costo, por la ubicuidad y abundancia del recurso, entre otras cualidades, es uno de los SGD que mejor se acoplan a las MRCC.

Los paneles solares generan energía eléctrica en corriente continua a partir de la luz solar, debido a que están conformados por un arreglo de celdas fotovoltaicas. Son fuentes no lineales cuyos parámetros principales son la corriente de cortocircuito (I_{SC}), la tensión de circuito abierto (V_{OC}) y la potencia máxima (P_{MPP}), que dependen de las condiciones climáticas. La I_{SC} es aproximadamente proporcional a la irradiancia solar, la V_{OC} disminuye con la temperatura y la P_{MPP} es función de las dos anteriores. Estos parámetros se pueden observar en la Figura 3.2, con las curvas correspondientes a los paneles utilizados en este proyecto (Sun Earth modelo Polycrystalline TPB 156x156-72-P 290W [17]).

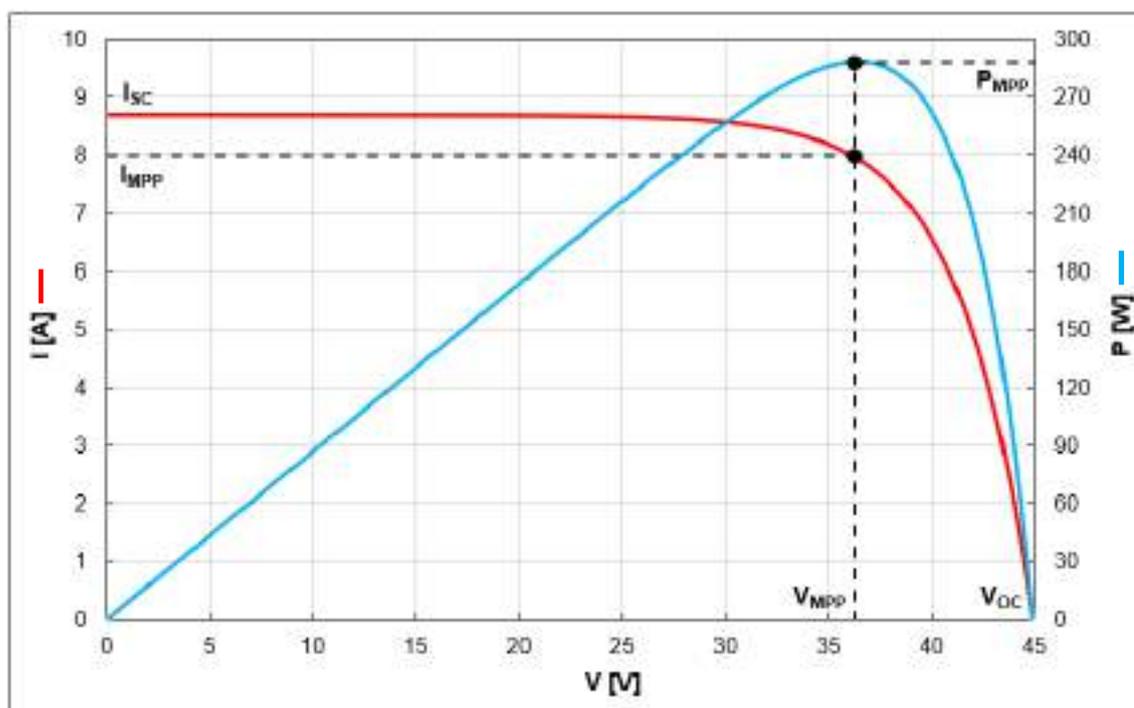


Figura 3.2: Curva del panel fotovoltaico Sun Earth en condiciones estándar (STC)

El comportamiento no lineal de los paneles se puede dividir en tres zonas (Figura 3.3): una región de corriente constante (CCR, por sus siglas en inglés), donde trabaja como fuente de corriente ($I \approx I_{SC}$); una región de potencia constante (CPR), de potencia máxima ($P \approx P_{m\acute{a}x.}$); y una región de tensión constante (CVR), donde se comporta como fuente de tensión ($V \approx V_{OC}$). Lo ideal es que el panel opere en la zona de potencia constante para aprovechar la máxima potencia disponible. El pico de potencia corresponde al punto de V_{MPP} (voltaje en el punto de máxima potencia) e I_{MPP} (corriente en el punto de máxima potencia).

En la Tabla 3.1 se muestran los parámetros de los paneles Sun Earth TPB 290W en las condiciones estándar y nominales. Mientras los parámetros estándar se definen para establecer un criterio generalizado de laboratorio y no son condiciones comunes de operación, los parámetros nominales representan mejor al funcionamiento real del panel. En la Figura 3.2. se muestra la curva de operación del panel Sun Earth en condiciones estándar.

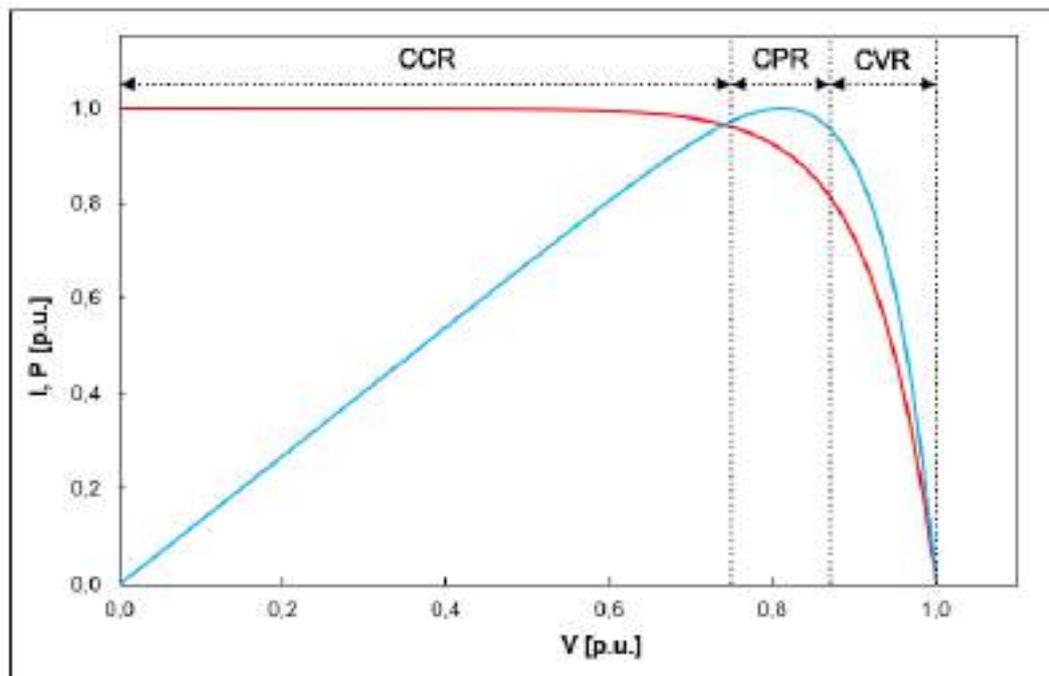


Figura 3.3: Regiones de operación de un panel fotovoltaico

ELECTRICAL DATA (STC)		ELECTRICAL DATA (NOCT)	
Max. power (P_{MPP}):	290 W	Max. power (P_{MPP}):	211.77 W
Max. voltage (U_{MPP}):	36.2 V	Max. voltage (U_{MPP}):	32.84 V
Max. current (I_{MPP}):	8.01 A	Max. current (I_{MPP}):	6.44 A
Open circuit voltage (U_{OC}):	44.9 V	Open circuit voltage (U_{OC}):	41.48 V
Short circuit current (I_{SC}):	8.69 A	Short circuit current (I_{SC}):	7.04 A
• STC-Irradiation: $1,000 \text{ W/m}^2$; AM: 1.5; T_c : 25°C		• NOCT-Irradiation: 800 W/m^2 ; T_c : 20°C ; wind speed: 1 m/s	
a)		b)	

Tabla 3.1: Panel fotovoltaico: a) Datos eléctricos medidos en condiciones estándar (STC), b) Datos eléctricos medidos en condiciones nominales (NOCT) [17]

Si bien se suele pensar al panel como una fuente de corriente, en esta aplicación el panel opera en modo CVR debido al funcionamiento del control del convertidor utilizado en este proyecto, que posee un lazo de realimentación de tensión a la salida y sólo logra la estabilidad cuando opera en la CVR [29]. Por lo tanto, las tensiones de panel varían entre la V_{MPP} y la V_{OC} . De este modo, se pueden definir tensiones mínimas y máximas del panel, que se corresponden con la tensión de entrada del convertidor. Se requieren conocer estas tensiones para poder calcular las máximas y mínimas relaciones de conversión del boost, lo que permite seleccionar la tensión del bus de CC (ver sección 3.2.2) y diseñar el control (ver sección 5).

Como se mencionó anteriormente, los parámetros del panel fotovoltaico dependen de las condiciones climáticas. La tensión de circuito abierto y de máxima potencia dependen casi exclusivamente de la temperatura de operación (aunque también es proporcional con la irradiancia, la variación es leve), que es función de la

temperatura ambiente y de la irradiancia [30], [31]. Con esto en consideración, pueden obtenerse los valores mínimos y máximos de tensión del panel. En el Anexo I se desarrolla el proceso de cálculo para la obtención de los parámetros eléctricos a distintas temperaturas e irradiancias.

Parámetros	A tensiones máx.	A tensiones mín.
P_{MPP}	290 W	278,5 W
V_{MPP}	36,2 V	29,0 V
I_{MPP}	8,01 A	9,6 A
V_{OC}	44,9 V	38,1 V
I_{SC}	8,69 A	10,4 A

Tabla 3.2: Tensiones máximas y mínimas de operación del panel. Tensiones máximas con $I_{rr} = 1000 \text{ W/m}^2$ y $T_a = -6,25 \text{ }^\circ\text{C}$; Tensiones mínimas con $I_{rr} = 1200 \text{ W/m}^2$ y $T_a = 35 \text{ }^\circ\text{C}$

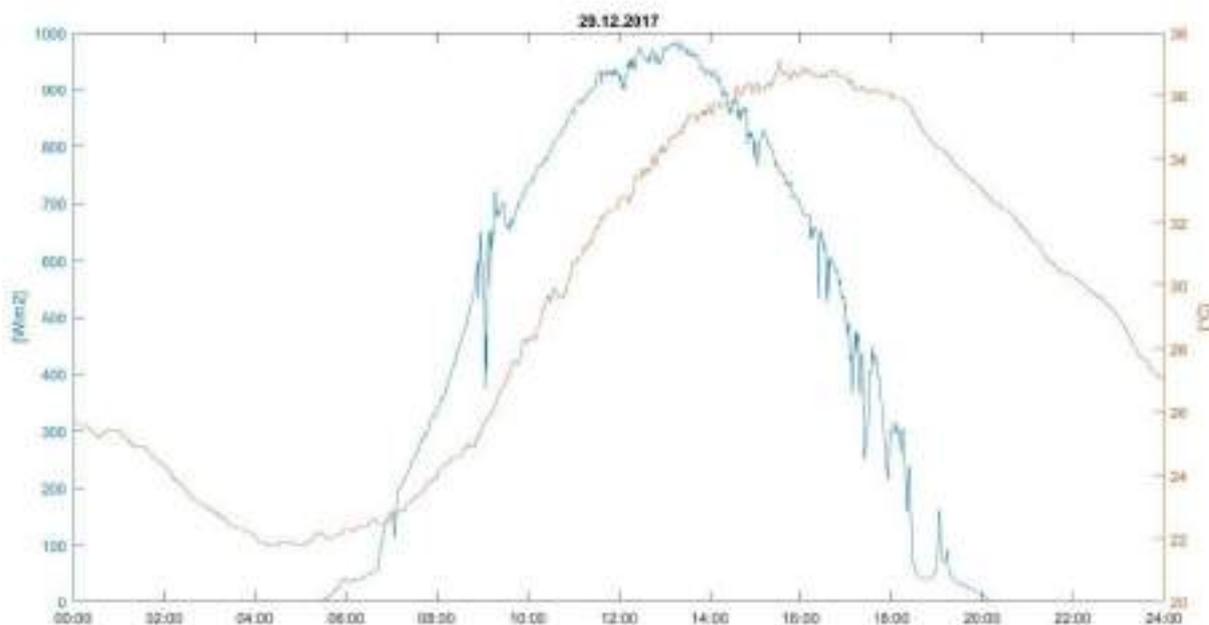


Figura 3.4: Irradiancia solar y temperatura ambiente del 29 de diciembre de 2017

Las mayores tensiones de circuito abierto y mayores tensiones en el punto de máxima potencia (Maximum Power Point, MPP) se presentan cuando la temperatura e irradiancia son bajas. Durante la noche se presentan las mínimas temperaturas aunque lógicamente en esos periodos no es posible extraerle potencia al panel. Para llegar a un compromiso en este aspecto se tomó como caso extremo a las condiciones STC, con temperatura ambiente de $-6,25 \text{ }^\circ\text{C}$ e irradiancia de 1000 W/m^2 . Aunque la irradiancia es elevada, por las muy bajas temperaturas se alcanzan igualmente tensiones elevadas (Tabla 3.2). Por otra parte, las tensiones de operación mínimas ocurren a temperaturas e irradiancias elevadas. El escenario

elegido se correspondió con una temperatura ambiente de 35 °C y una irradiancia de 1200 W/m². En estas condiciones la temperatura de la celda alcanzaría los 65 °C.

Dichas condiciones climáticas se eligieron en base a un análisis de datos obtenidos en 2017 por la estación meteorológica instalada en la Facultad de Ingeniería. Por ejemplo, el escenario de tensiones mínimas se podría corresponder a un día como el 29 de diciembre de 2017 (Figura 3.4).

3.1.2 Baterías

La incorporación de un SAE en las MRCC permite que la demanda supere a la generación durante determinados periodos de tiempo, lo que mejora la disponibilidad y confiabilidad del sistema. Estos sistemas son especialmente importantes en aquellas arquitecturas alimentadas por energía solar o eólica. La forma más común de almacenamiento de energía en las MRCC son las baterías electroquímicas [18].

En las instalaciones fotovoltaicas, usualmente, las baterías llegan a estados de carga muy bajos mediante descargas lentas, por lo que se deben utilizar baterías cuya vida útil no se vea muy reducida ante este escenario. Las tecnologías más apropiadas son las de litio y las de plomo-ácido VRLA de ciclo profundo, tanto de Gel como AGM (*Absorbent Glass Mat*). A pesar de que la tendencia a nivel mundial es utilizar baterías de litio, por su elevado costo se optó por el uso de plomo-ácido.

Las baterías VRLA de plomo-ácido además de ser más económicas, son más seguras que las de litio. Aunque poseen una baja densidad de energía en comparación a otras tecnologías, no es un aspecto relevante en aplicaciones estacionarias. Asimismo, la batería de plomo-ácido es la más fácil de reciclar [19]. Su tasa de reciclaje puede alcanzar un 99%, con una capacidad de reciclaje infinita del plomo, frente a un 15% en las baterías de ion-litio [20]. Esta ventaja hace que la batería de plomo-ácido con alto contenido de material reciclado pueda ser considerada como la más sustentable [20].

Para obtener las tensiones y corrientes deseadas en el sistema de almacenamiento, las baterías se agrupan y conectan entre sí para formar un banco de baterías. Con la conexión en serie se logra aumentar la tensión y con la conexión en paralelo, la corriente.

En este proyecto se adquirieron baterías de plomo-ácido VRLA de ciclo profundo ELPRA modelo 6-DZF-20, compatibles con sistemas de energía solar. En la Tabla 3.3 se muestran las especificaciones presentes en la ficha técnica de la batería.

Tensión nominal:	12 V
Capacidad de 20 hs.:	20 Ah

Tabla 3.3: Especificaciones del fabricante de las baterías [21]

3.1.2.1 Carga de baterías

El proceso para cargar las baterías debe seguir ciertas pautas ya que es de vital importancia para garantizar su correcto funcionamiento y extender su vida útil. Si bien existen distintas maneras, el método elegido consta de dos etapas: (a) carga a corriente constante y (b) carga a tensión constante (Figura 3.5). Para bajos SoC se trata de cargar la batería en el menor tiempo posible con un límite de corriente para evitar calentamientos excesivos. Luego, una vez que la tensión de batería llegó al valor límite, denominado tensión de flotación, la carga se realiza a tensión constante con este límite para prevenir sobretensiones [4].

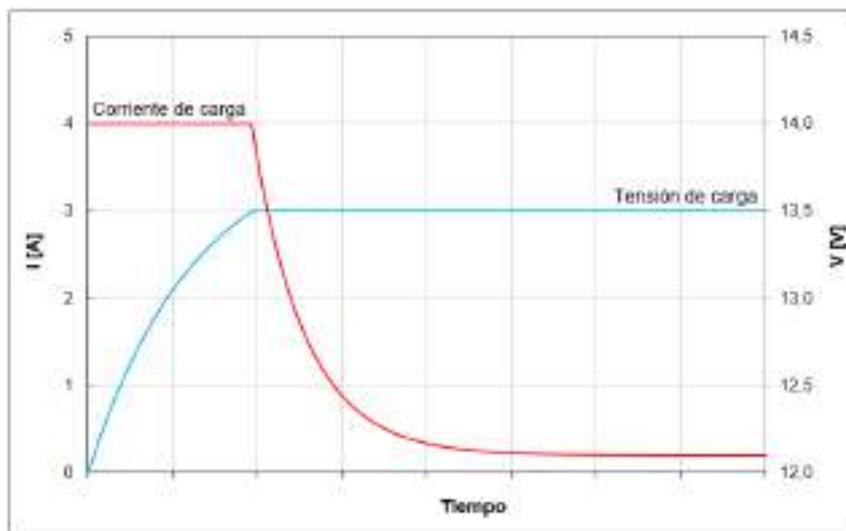


Figura 3.5: Características de carga de baterías

Se recomienda que el límite de corriente de carga no supere el 20% de la capacidad de la batería (Ah) pero expresada en amperios [22], [23], [24], [25]. Como la capacidad de las baterías es de 20 Ah, se definió como corriente de carga máxima 4 A. Por otro lado, la tensión de flotación (V_{flot}) se estableció en 13,5 V en base a la bibliografía [19], [22], [23], [24], [26].

Cabe destacar que existen otros modos de carga en los que la tensión máxima supera la de flotación hasta que se completa la carga, y luego se mantiene la batería a V_{flot} . Algunos fabricantes incluso recomiendan más etapas [22], [25]. Estos métodos permiten tener cargas más rápidas, pero requieren de un control más sofisticado.

3.1.2.2 Tensiones características

Para estudiar el funcionamiento de la microrred fue necesario definir las tensiones mínimas y máximas de operación de las baterías. Esto fue sumamente importante puesto que, por la topología utilizada, la tensión del bus de continua es igual a la del banco. Los niveles de tensión se utilizaron para definir parámetros en el diseño de la microrred (sección 3.2), como la tensión de flotación y la mínima de funcionamiento

Como se mencionó en el apartado anterior, la tensión de flotación adoptada fue de 13,5 V. Por otra parte, para obtener la tensión en SoC del 100% se cargaron las

baterías completamente. Se considero una carga completa luego de 30 minutos en estado flotante a baja corriente (menor a 200 mA, lo que representa un 5% de la corriente de carga máxima). Luego de la desconexión se esperaron 24 hs, para que la medición no sea afectada por los transitorios de la batería, y se midieron 13,1 V, pudiéndose asumir que corresponde a la tensión máxima.

Para la tensión correspondiente a capacidad residual nula se utilizó un manual (Figura 3.6a) y una ficha técnica de una batería de las mismas características (Figura 3.6b); se concluyó que para una tensión máxima de 13,1 V se puede asumir una tensión mínima de 11,8 V.

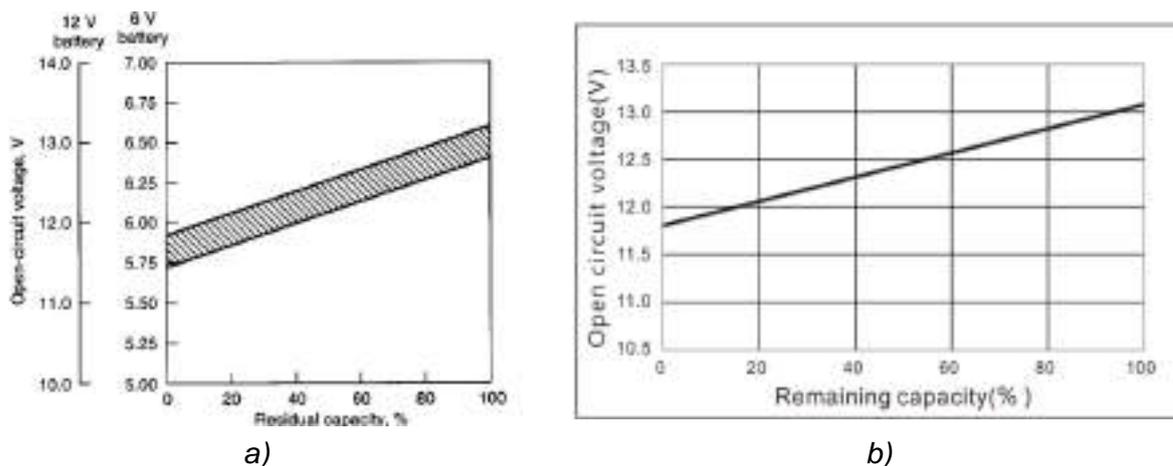


Figura 3.6: Curvas de V_{OC} vs. capacidad: a) Del libro “Linden’s Handbook of Batteries” [19], b) De la ficha técnica de las baterías KIJO 6-DZF-20 [25]

En resumen:

V_{OC} (100%):	13,1 V
V_{OC} (0%):	11,8 V
V flotación:	13,5 V

Tabla 3.4: Tensiones características de las baterías

3.1.2.3 Circuito equivalente

Se hizo hincapié en el circuito equivalente debido a que se utilizó para simular el control en la sección 5.2 y 5.3, y para calcular las corrientes de cortocircuito en la sección 3.3.4. Esta información también será útil para simular y contrastar el funcionamiento completo de la red en trabajos futuros.

Las baterías tienen un comportamiento no lineal debido a su característica electroquímica. La tensión depende principalmente del estado de carga e intensidad de corriente, ya sea de carga o de descarga. No hay una sola forma de representar a las baterías circuitalmente y el método elegido depende de la tecnología utilizada y de la precisión buscada.

El circuito equivalente más simple es el de una fuente de tensión, que depende del estado de carga de la batería, y una resistencia serie (Figura 3.7). Esta resistencia modela la caída de tensión óhmica debido a la corriente que atraviesa al electrolito y a las resistencias de contacto [19].

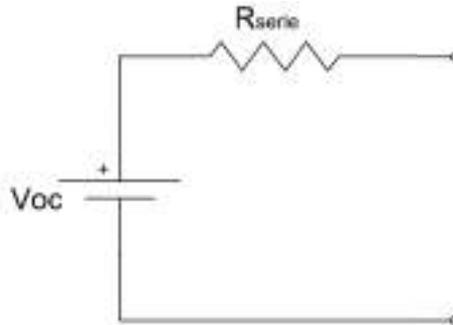


Figura 3.7: Circuito equivalente de una batería con resistencia serie

Por otra parte, en [32] se propone un circuito equivalente que tiene en cuenta la resistencia serie para las variaciones de tensión instantáneas y al comportamiento transitorio se lo modela utilizando un polo rápido y otro lento (Figura 3.8).

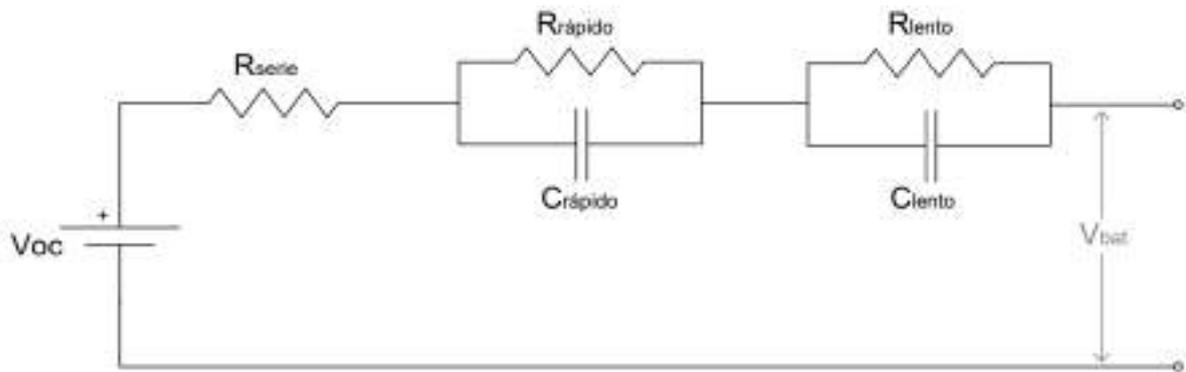


Figura 3.8: Circuito equivalente de batería completo

Para la obtención de los parámetros del circuito se realizó el ensayo propuesto en [32], pero adaptado a los tiempos e instrumentos disponibles (Figura 3.9). No se tuvo en cuenta la variación de las resistencias y capacitores con el estado de carga debido a la complejidad del análisis. Los ensayos se realizaron con la batería cargada entre el 80% y el 100%. Se calcularon las resistencias y capacitores con un ensayo de descarga-reposo-descarga de la batería. Las ecuaciones utilizadas fueron las siguientes:

$$R_{serie} = \frac{\Delta V_{ins}}{I_{bat}} \quad (3.1)$$

$$R_{rápido} = \frac{\Delta V_{rápido}}{I_{bat}} \quad (3.2)$$

$$R_{lento} = \frac{V_{OC} - V_{desc} - \Delta V_{ins} - \Delta V_{rápido}}{I_{bat}} \quad (3.3)$$

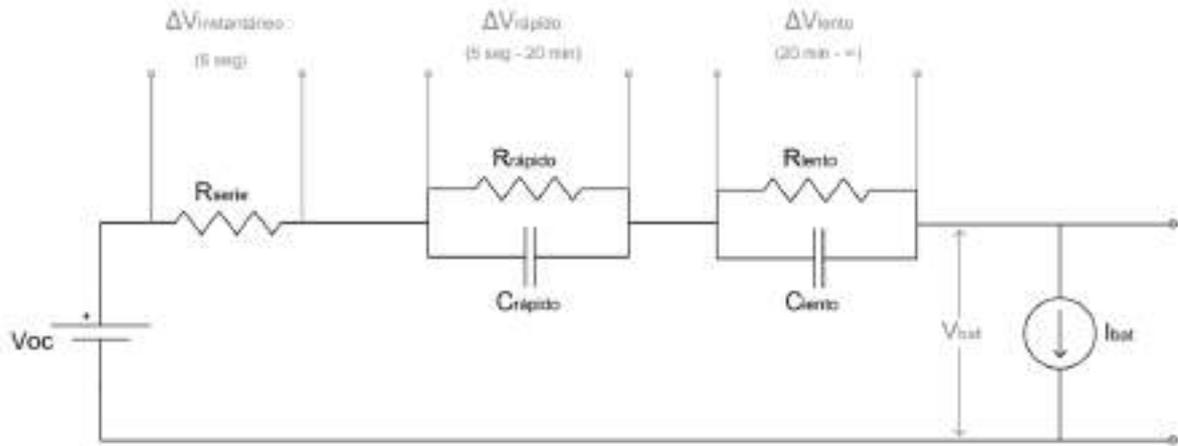


Figura 3.9: Tiempos determinados de variaciones de tensión de cada resistencia

El ensayo se llevó a cabo con la batería alimentando una carga electrónica programable Twintex PPL-8613B2 en modo corriente constante configurada en 4 A. El valor real de corriente consumida por la carga fue medido utilizando una sonda de corriente y resultó de 3,85 A. La tensión de circuito abierto de las baterías resultó de 12,83 V. Los resultados se muestran en la Figura 3.10.

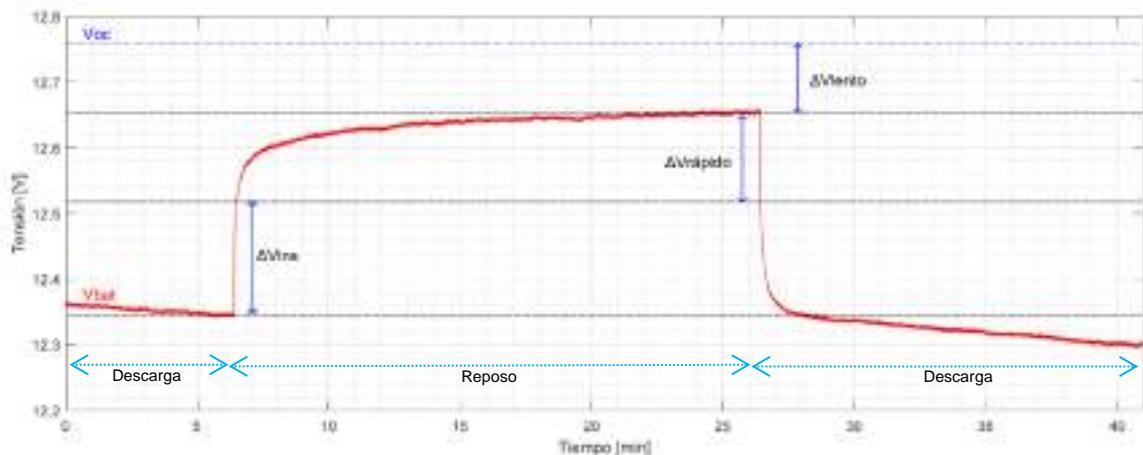


Figura 3.10: Ensayo descarga-reposo-descarga para obtención de circuito equivalente baterías, con descargas de 3,85 A donde la pendiente de la curva es negativa y reposo donde la pendiente es positiva.

La resistencia serie se calculó a partir de la variación de tensión instantánea, que se tomó como la caída luego de 5 segundos [33].

$$R_{serie} = \frac{\Delta V_{ins}}{I_{bat}} = \frac{0,174 [V]}{3,85 [A]} = 0,0452 [\Omega] \quad (3.4)$$

La resistencia $R_{\text{rápido}}$ se relaciona con la variación de tensión debido al transitorio de la batería en reposo, de 20 minutos de duración.

$$R_{\text{rápido}} = \frac{\Delta V_{\text{rápido}}}{I_{\text{bat}}} = \frac{0,133 \text{ [V]}}{3,85 \text{ [A]}} = 0,0345 \text{ [\Omega]} \quad (3.5)$$

Luego, se recomienda que la resistencia del polo lento R_{lento} (de hasta un día de duración) se calcule de la siguiente manera:

$$R_{\text{lento}} = \frac{V_{OC} - V_{\text{desc}} - \Delta V_{\text{ins}} - \Delta V_{\text{rápido}}}{I_{\text{bat}}} \quad (3.6)$$

Donde V_{desc} es la tensión durante la descarga justo antes del reposo. Entonces:

$$R_{\text{lento}} = \frac{12,76 \text{ [V]} - 12,36 \text{ [V]} - 0,174 \text{ [V]} - 0,133 \text{ [V]}}{3,85 \text{ [A]}} = 0,029 \text{ [\Omega]} \quad (3.7)$$

Se supuso que el comportamiento rápido (20 minutos) se debe puramente a la descarga del capacitor $C_{\text{rápido}}$. Por lo tanto, se aproximó el valor de $C_{\text{rápido}}$ mediante la curva de reposo del ensayo, correspondiente al tiempo de $I_{\text{bat}} = 0 \text{ A}$, buscando minimizar el error entre la curva simulada y la experimental (Figura 3.11). No se tuvo en cuenta la rama de C_{lento} y R_{lento} en este caso, debido a que su influencia es para tiempos mayores.

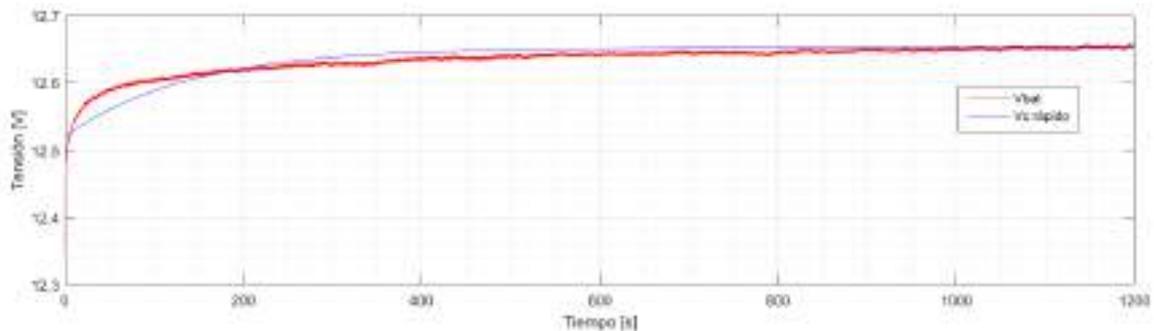


Figura 3.11: Curva aproximación $C_{\text{rápido}} = 4000 \text{ F}$. En azul, curva obtenida mediante simulación. En rojo, curva obtenida experimentalmente.

Se concluyó que:

$$C_{\text{rápido}} = 4000 \text{ [F]} \quad (3.8)$$

Para el C_{lento} se aproximó mediante un ensayo de 85 minutos de reposo luego de la descarga. Se obtuvo:

$$C_{\text{lento}} = 35000 \text{ [F]} \quad (3.9)$$

En resumen, los resultados se pueden observar en la Tabla 3.5.

La fuente de tensión (V_{OC}) del circuito equivalente puede reemplazarse por un capacitor C_{bat} de igual tensión (Figura 3.12). Esto se realizó para simular de forma más precisa el comportamiento de las baterías en los casos de descargas prolongadas en las que varió notoriamente el V_{OC} . No se utilizó este modelo en todos los casos debido a la dificultad de conocer el valor exacto de esta capacidad, por su variación con la corriente de descarga y la temperatura de baterías.

$R_{serie} [\Omega]$	0,0452
$R_{rápido} [\Omega]$	0,0345
$C_{rápido} [F]$	4000
$R_{lento} [\Omega]$	0,029
$C_{lento} [F]$	35000

Tabla 3.5: Parámetros del circuito equivalente



Figura 3.12: Reemplazo fuente de tensión por capacitor

La capacidad de la batería es de 20 Ah para una descarga continua de 1 A. Se calculó el capacitor correspondiente en estas condiciones de descarga.

$$C_{bat(20h)} = \frac{Q}{\Delta V} = \frac{20 [Ah]}{1,3 [V]} = \frac{72.000 [C]}{1,3 [V]} = 55.385 [F] \quad (3.10)$$

Donde:

- $C_{bat(20h)}$: es el capacitor principal de la batería, representado para una descarga de 20 horas.
- Q : carga almacenada en la batería.
- ΔV : diferencia entre tensión máxima y mínima de batería.

Finalmente, en el Anexo III se encuentra el cálculo de la resistencia de autodescarga de las baterías.

3.1.2.4 Ensayos y simulaciones

A fin de comparar el comportamiento del circuito equivalente con el real de la batería, se realizaron una serie de ensayos experimentales y sus respectivas simulaciones con el circuito equivalente de la Figura 3.9 y los valores de la Tabla 3.5. Cabe destacar que la variación de tensión ante un cambio de carga depende del valor de las resistencias internas de la batería. A mayores resistencias mayor es el ΔV . Luego, un ΔV simulado mayor al medido significa que R_{bat} (resistencia del circuito equivalente) es mayor a la real, y un menor ΔV simulado es consecuencia de que R_{bat} es menor a la real.

Se realizaron ensayos con: resistencias (R); carga electrónica (CE) programable Twintex PPL-8613B2, en modo de corriente constante (PPL Low range CCH o CCL); fuente programable (FE) Twintex PPS-6015. Para las mediciones se empleó el osciloscopio MSO 4034 Tektronix.

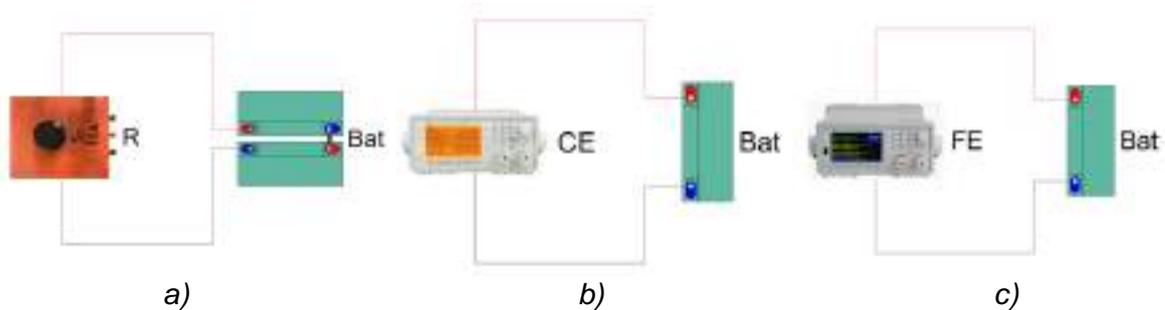


Figura 3.13: Ensayos de baterías: a) Descarga con resistencia con dos baterías en serie, b) Descarga con carga electrónica y una batería, c) Carga con fuente electrónica y una batería.

Descarga de batería 4,4 A

En el primer caso se pasó del reposo a descarga mediante una resistencia de $5,6 \Omega$ (Figura 3.13a).

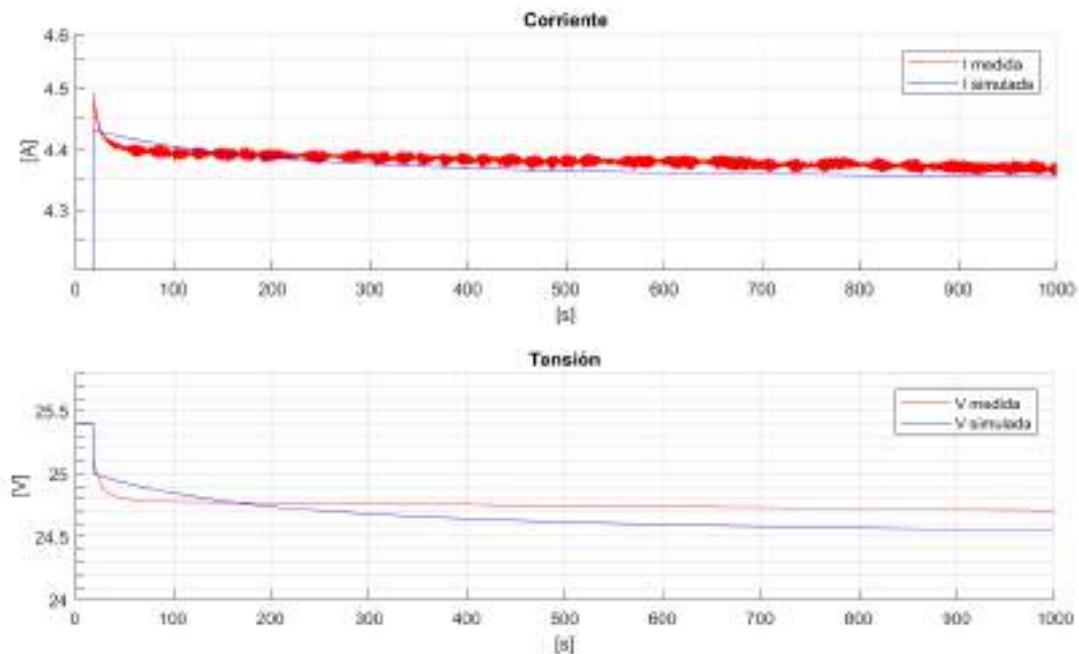


Figura 3.14: Ensayo descarga de batería con resistencia de $5,6 \Omega$

En la Figura 3.14 se puede ver que el transitorio simulado fue más lento que el real y que el ΔV en 1000 segundos fue mayor. La diferencia en la variación de tensión se debe a que las resistencias R_{serie} y $R_{\text{rápido}}$ (debido a los tiempos ensayados no influye R_{lento}) son mayores a las reales. El error en el ΔV a los 1000 segundos fue del 20% (0,7 V medidos y 0,85 V simulación, para dos baterías).

Cambio de carga 4,4 A – 2,8 A – 4,4 A

En el siguiente ensayo se redujo abruptamente la R (Figura 3.13a) de $5,6 \Omega$ a $2,8 \Omega$ durante poco más de 5 segundos (Figura 3.15).

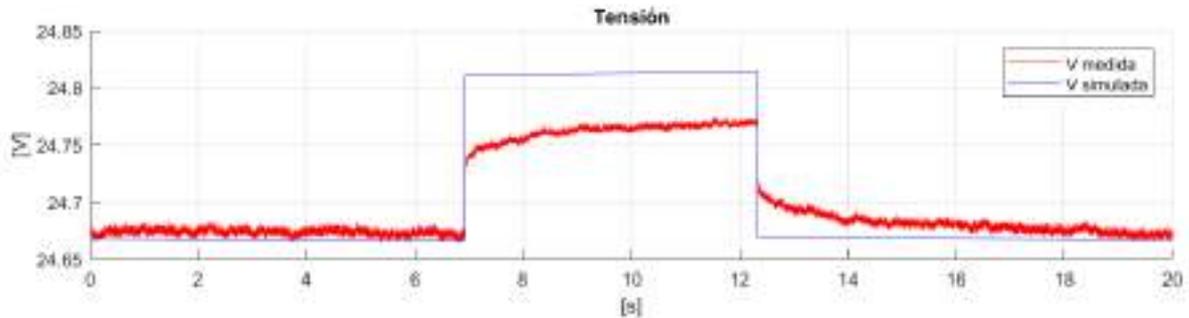


Figura 3.15: Ensayo cambio de carga de batería

La variación de tensión simulada instantánea fue levemente superior a la medida. De todos modos, se compensa cuando se volvió a variar la resistencia de descarga.

Descarga 4 A – Reposo

En este ensayo se empleó la carga electrónica (Figura 3.13b) y se simuló mediante el circuito equivalente con el capacitor en lugar de la fuente de tensión, debido a que la descarga prolongada llevó a un cambio considerable del estado de carga.

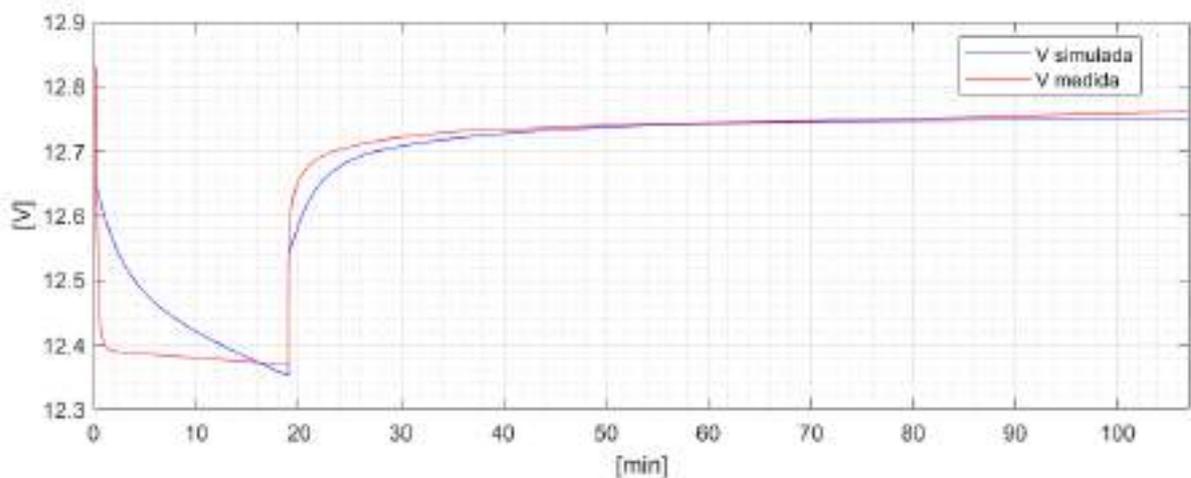


Figura 3.16: Ensayo descarga y reposo de batería

En la Figura 3.16 se puede observar que el transitorio hubiese presentado una mayor amplitud que en el ensayo si se hubiera descargado por más tiempo. Por otra parte, el comportamiento en reposo fue similar en ambos casos.

Carga de batería 4 A - 3 A - Reposo

En este ensayo se parte de una situación de carga a corriente constante 4 A, se pasa abruptamente a una carga 3 A y finalmente se pasa a reposo. Se utilizó la fuente programable (Figura 3.13c). Se simuló con el capacitor en lugar de la fuente de tensión ideal, para tener en cuenta la variación del SoC durante la carga.

En la Figura 3.17 el primer pico se dio al pasar de 4 a 3 A. Se puede observar una diferencia máxima de 250 mV entre la simulación y la medición. Este error se explica ya que el circuito equivalente se calculó mediante el comportamiento en descarga y reposo, que es diferente al trabajo en carga. De todos modos, en el reposo la simulación mostró un desempeño más aproximado al real.

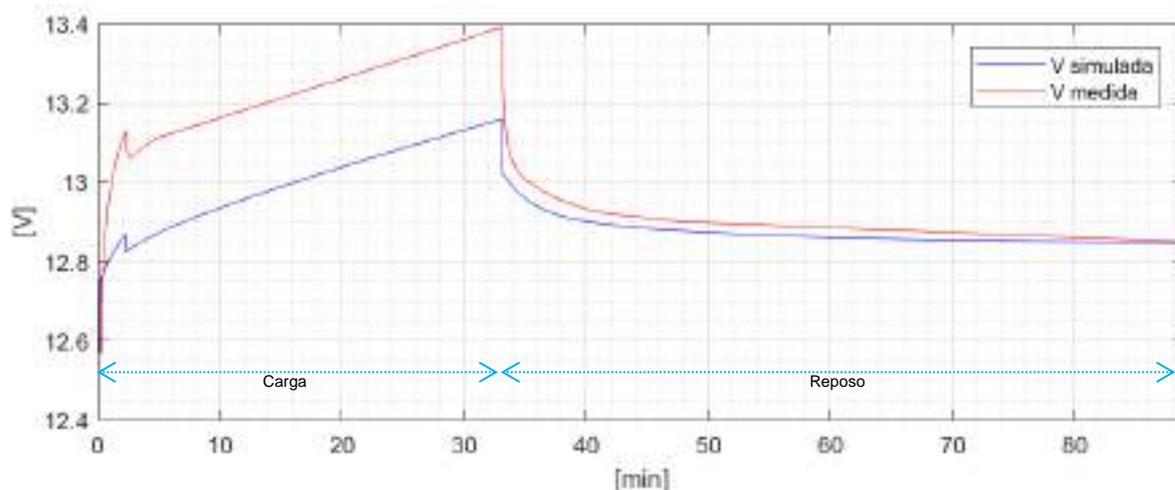


Figura 3.17: Ensayo carga de batería

A pesar de que en los ensayos de descarga la resistencia real fue menor a la simulada, en el de carga ocurrió lo contrario, por lo que se decidió no modificar los parámetros para no alterar la relación de compromiso.

Análisis general

Los transitorios reales resultaron más rápidos que los de las simulaciones. Esto se debe a que se utilizaron solamente dos capacitores para aproximar los transitorios y a que se ensayó para un único estado de carga, a pesar de que el comportamiento varía. Algunos autores como [33], aconsejan utilizar una mayor cantidad de polos para modelar de forma más exacta la batería. Otra opción es ensayar para distintos SoC y obtener los valores de los parámetros en función del estado de carga de la batería. En nuestro caso se buscó que los transitorios tengan comportamientos similares a los reales y reducir el error en régimen permanente.

Los errores presentados en los ensayos no son sistemáticos. Si se quisieran modificar los parámetros para modelar mejor un comportamiento específico, como por ejemplo el de carga, aumentaría el error en los demás ensayos. Por ese motivo se decidió respetar el método y no modificar los parámetros obtenidos.

3.1.3 Convertidor elevador

En las microrredes, las fuentes de generación distribuida se conectan casi exclusivamente a través de convertidores electrónicos de potencia [1]. Un convertidor CC/CC convierte la tensión de entrada de CC en otra tensión de salida de CC regulada. La tensión de entrada, regulada o no, puede provenir de baterías, paneles solares o de la línea de CA rectificada, entre otros [27]. El tipo de

convertidor requerido depende de la generación y de los niveles de tensión de la microrred [1]. En un convertidor elevador (convertidor *boost*), la tensión de salida es mayor que la de entrada.

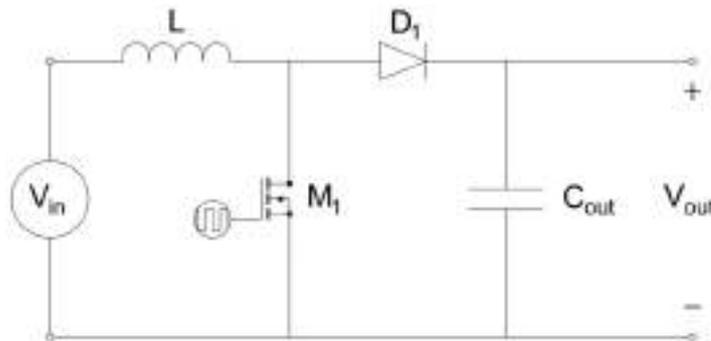


Figura 3.18: Diagrama circuital del convertidor tipo boost

El convertidor tipo boost (Figura 3.18) consta de un inductor (L), un transistor de potencia (M_1), un diodo (D_1) y un capacitor de salida (C_{out}). El transistor opera como llave a una dada frecuencia de conmutación ($f_{sw} = 1/T_{sw}$). El ciclo de trabajo se define como $D = t_{on}/T_{sw}$, donde t_{on} es el intervalo de tiempo durante el cual el transistor se encuentra encendido. Por otra parte, se define a $D' = 1 - D$ [27]. En modo de conducción continua (corriente a través del inductor siempre mayor a cero) la tensión de salida es función de la tensión de entrada y del ciclo de trabajo, y puede calcularse como:

$$V_{out} = \frac{V_{in}}{1 - D} = \frac{V_{in}}{D'} \quad (3.11)$$



Figura 3.19: Convertidor boost BST900

El convertidor boost disponible para el proyecto fue el BST900 (Figura 3.19). Cuenta con un display y permite setear corriente y tensión de salida. Además, incorpora un capacitor de entrada que posibilita el uso del convertidor con una fuente de corriente. Las especificaciones técnicas del convertidor se presentan en la Tabla 3.6 [28]. Los valores de capacitancia se obtuvieron por inspección, mientras que la inductancia se obtuvo con un medidor LCR Tonghui TH2832.

Se debe destacar que el comportamiento real del convertidor distaba de lo especificado, en consecuencia se realizaron una serie de ensayos para verificar sus características.

Tensión de entrada:	8 – 60 V
Tensión de salida:	10 – 120 V
Corriente de entrada:	0 – 15 A
Corriente de salida:	0 – 15 A
Rendimiento de conversión:	85%
Frecuencia de conmutación:	150 kHz
Temperatura de operación:	-40 / +85 °C
Capacitor de entrada (C_{in}):	470 μ F
Capacitor de salida (C_{out}):	990 μ F
Inductancia (L):	53 μ Hy

Tabla 3.6: Especificaciones del convertidor BST900 [28]

3.1.3.1 Límite de potencia vs. relación de conversión

Se ensayó el convertidor alimentado con una fuente de tensión (Twintex PPS-6015) y con una carga electrónica (Twintex PPL-8613B2) como resistencia variable (Figura 3.20). Los valores de tensión de entrada del convertidor utilizados se corresponden con el rango de operación del panel fotovoltaico.

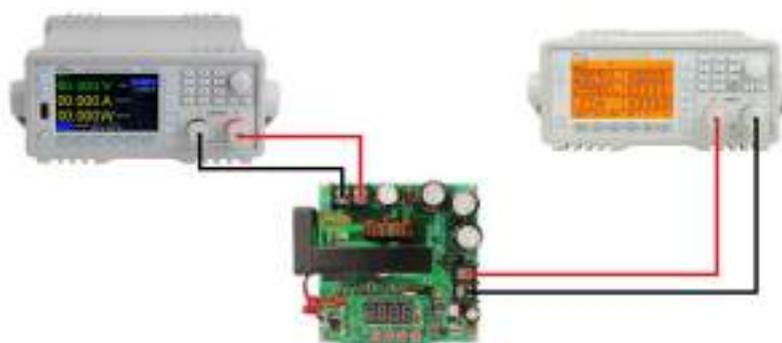


Figura 3.20: Esquemático del ensayo del convertidor

Se advirtió que el boost presentaba un valor de potencia a partir del cual el convertidor perdía regulación en la tensión, y que ese valor era inversamente proporcional a la relación de conversión e independiente de la tensión de entrada.

Para una relación de conversión de dos a uno, se ensayó el convertidor con tensiones de entrada de 30, 35 y 40 V. Los resultados obtenidos se presentan en la

Figura 3.21, donde se encontró el límite de operación para potencias de salida entre 178 W y 182 W.

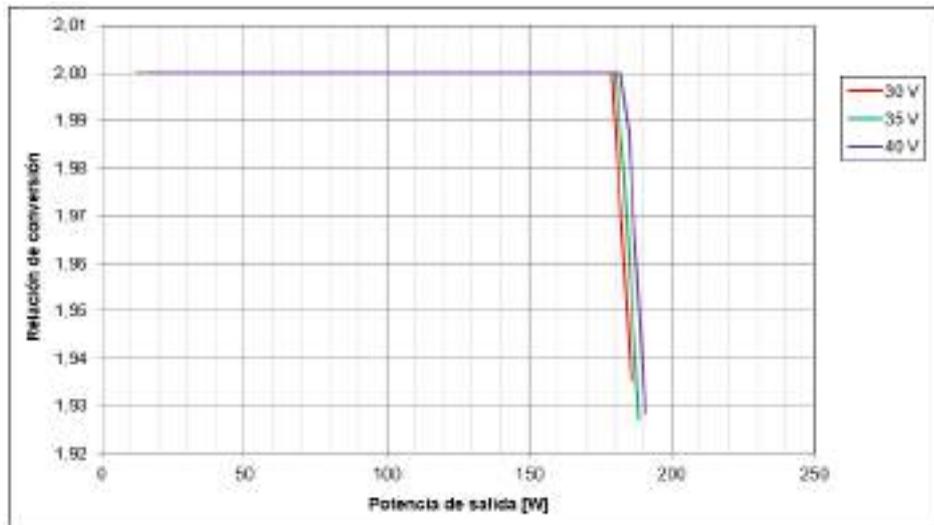


Figura 3.21: Límite operativo del convertidor, para una relación de conversión de dos a uno y tensiones de entrada de 30, 35 y 40 V

Luego se repitió el ensayo para distintas relaciones de conversión, con tensión de entrada constante $V_{IN} = 35$ V. Los resultados se observan en la Figura 3.22a, donde se aprecia que a relaciones de conversión mayores el boost pierde regulación a menores potencias.

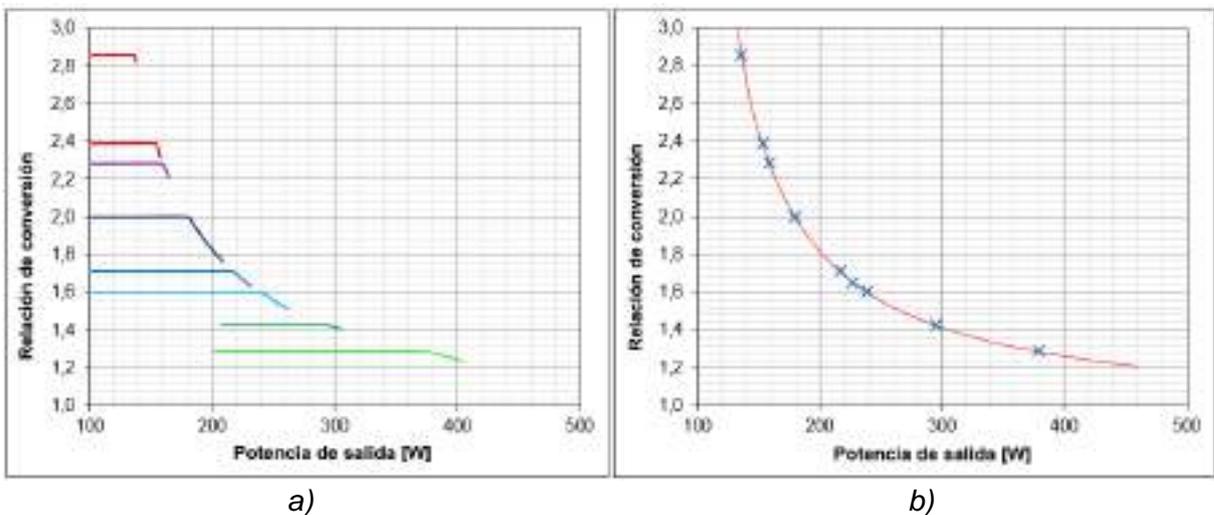


Figura 3.22: Límite de potencia de salida para distintas relaciones de conversión, $V_{IN} = 35$ V: a) Mediciones, b) Curva de tendencia de puntos límite

En la Figura 3.22b se muestra la curva a partir de la cual el boost deja de operar adecuadamente. Se puede apreciar una tendencia en la relación entre la potencia límite y la relación de conversión, del tipo hiperbólico.

3.1.3.2 Rendimientos

En un convertidor elevador tipo boost el rendimiento disminuye rápidamente en ciclos de trabajo altos. Esto se debe a que a medida que el ciclo de trabajo del boost se acerca a uno, la corriente por el inductor se vuelve muy grande, lo que conduce a grandes pérdidas [34]. Experimentalmente se encontró que para una misma potencia de salida la eficiencia era inversamente proporcional a la relación de conversión (Figura 3.23).

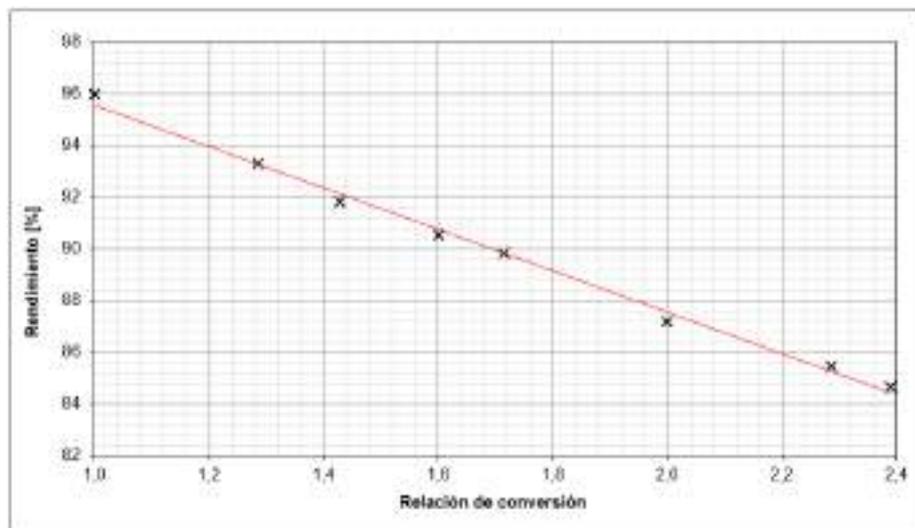


Figura 3.23: Rendimiento del convertidor BST900 en función de la relación de conversión, para $V_{IN} = 35\text{ V}$ y $P_{OUT} = 150\text{ W}$

También se midió el rendimiento en función de la corriente de entrada para tensiones de entrada de 20, 30 y 35 V, con $V_{OUT} / V_{IN} = 2$ (Figura 3.24). Se encontró un comportamiento similar para los tres escenarios y se observó que presentaban un mismo rendimiento máximo.

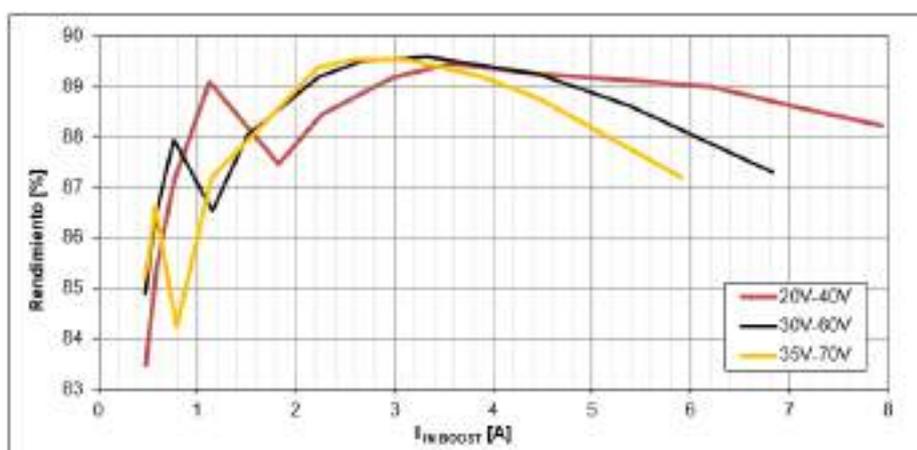


Figura 3.24: Rendimiento del convertidor en función de la corriente de entrada, para una relación de conversión de dos a uno y distintas tensiones de entrada

A su vez, se pudo verificar la disminución del rendimiento para corrientes de entrada elevadas, coincidente con lo mencionado anteriormente. Por otra parte, la reducción del rendimiento para corrientes bajas se debe a que mientras la potencia disminuye las pérdidas se mantienen debido a las pérdidas por conmutación.

La disminución de la eficiencia a mayores ciclos de trabajo coincide con lo esperado. Los valores obtenidos fueron similares a los especificadas por el fabricante (Tabla 3.6), y superiores al 80% en los ensayos más desfavorables.

3.1.3.3 Frecuencia de conmutación

El fabricante del convertidor especifica una frecuencia de conmutación de 150 kHz. Para verificar esto se empleó un osciloscopio (Tektronix MSO 4034) en el ensayo de la Figura 3.20 (con banco de resistencias como carga). De esta manera fue posible observar las formas de las ondas de corriente y tensión.

En la Figura 3.25 se presentan las mediciones (canal 4: tensión de salida del boost acoplada en alterna; canal 2: corriente de salida del boost acoplada en alterna) para un ensayo con: tensión de entrada $V_{IN} = 15$ V; tensión de salida $V_{OUT} = 27$ V; resistencia de carga $R = 8,5 \Omega$. La frecuencia medida (esquina inferior izquierda de la figura) es la frecuencia de conmutación del boost.

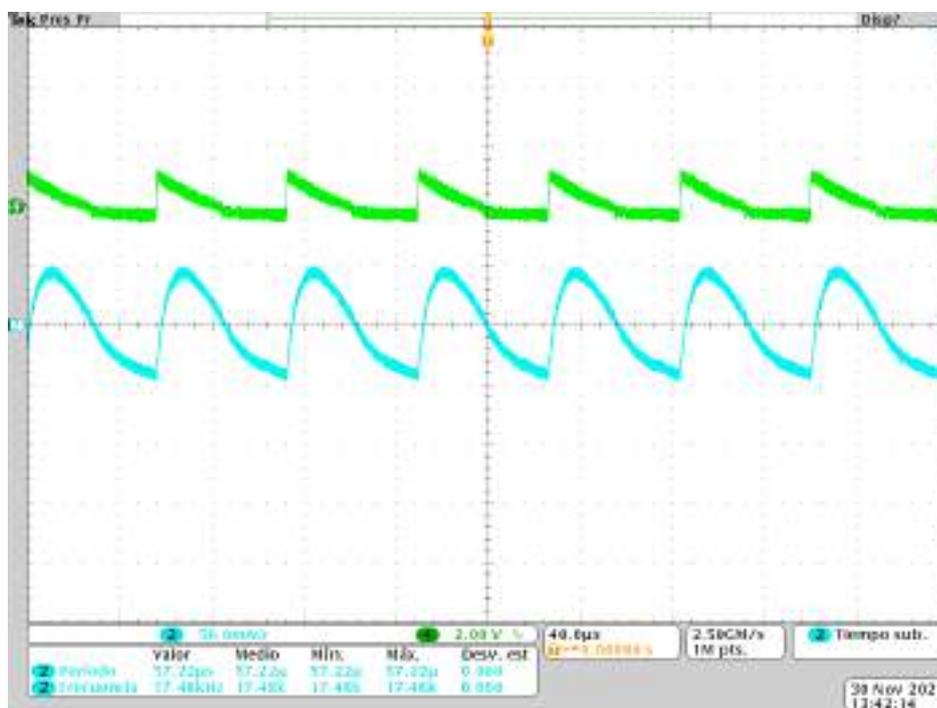


Figura 3.25: Captura de osciloscopio, frecuencia de conmutación

Por lo tanto:

$$f_{sw} = 17,5 [kHz] \quad (3.12)$$

Como aclaración, la forma de la onda de tensión se debió a la resistencia serie del capacitor de salida del convertidor (ver Anexo IV) y la diferencia con la onda de corriente se debió al carácter inductivo de las cargas resistivas (ver sección 3.1.4.2).

3.1.4 Cargas

Para la adopción de las MRCC como sistema de distribución es fundamental analizar la compatibilidad de distintos tipos de cargas. Por esta razón, en el diseño de la MRCC se contempló la conexión de motores, resistencias y cargas electrónicas. En esta sección se presentan y analizan brevemente los tres tipos de cargas utilizadas.

3.1.4.1 Motor universal

El motor universal es un tipo especial de motor diseñado para funcionar tanto en CC como en CA. Se trata de un motor de CC serie al cual se le realizan modificaciones para que funcione alimentado en CA. A pesar de estas modificaciones, por lo general, el motor universal funciona de manera más eficiente con suministro de CC que con suministro de CA [35], [36], [37], donde la conmutación se vuelve más deficiente debido a una mayor generación de chispas en las escobillas, que acortan de manera significativa su vida útil [38].

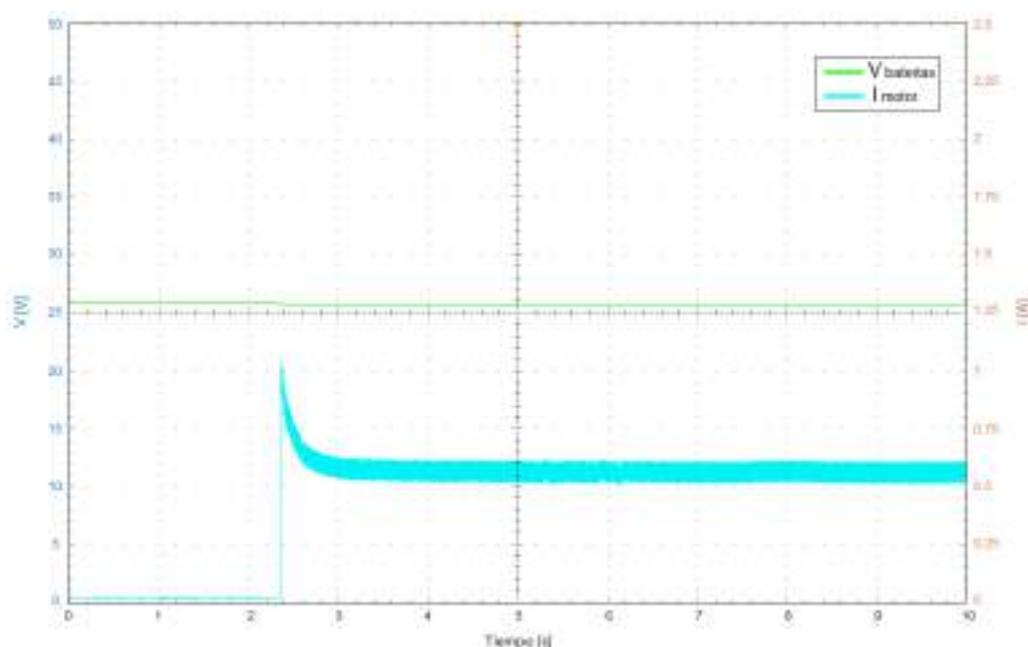


Figura 3.26: Comportamiento del motor universal en CC

Debido a su característica par-velocidad no es ideal para aplicaciones en las que se requiera velocidad constante. Sin embargo, es un motor compacto y brinda un mayor par por ampere que los demás motores monofásicos [38]. Las aplicaciones típicas de este motor incluyen algunos electrodomésticos como aspiradoras, lavarropas, batidoras y algunas herramientas eléctricas como taladros, sierras y otras herramientas portátiles similares [38], [39], [40].

En el proyecto se utilizó un molinillo de café con un motor universal de 150 W a 120 V y 60 Hz. Aunque fue diseñado para trabajar en CA, como ya se mencionó, por lo general no trae inconvenientes su uso directo en CC. Para corroborar, se ensayó el motor alimentado con dos baterías en serie. Las mediciones se tomaron con el osciloscopio Tektronix MSO 4034. En la Figura 3.26 se muestra la corriente del motor (curva celeste) en 26 V de CC (curva verde). Como era de esperar, el motor

universal pudo funcionar sin inconvenientes, a pesar de la reducción de potencia debido al trabajo a menores tensiones que la de diseño del equipo.

3.1.4.2 Resistencias

Las cargas resistivas pueden conectarse a CC directamente. El único inconveniente se presenta cuando internamente poseen algún interruptor, por la posibilidad de que se genere un arco eléctrico en la conmutación [39].

En el proyecto se utilizaron: resistencias variables (reóstatos), resistencias tubulares y un banco de resistencias. Un aspecto relevante de estas cargas es su comportamiento inductivo. Por esta razón se realizaron lecturas con el medidor LCR (Tonghui TH2832) para conocer su inductancia. Los resultados se observan en la Tabla 3.7.

Tipo de resistencia	R [Ω]	L [μ H]
Tubular	20,2	35,9
Reóstato	5,5	40,0
De banco	72,0	28,8

Tabla 3.7: Inductancia de distintos tipos de cargas resistivas

3.1.4.3 Carga electrónica

Se utilizó una carga electrónica de CC programable de la marca Twintex, modelo PPL-8613B2, para emular el comportamiento de distintos tipos de cargas. Los distintos modos de operación fueron los siguientes:

- Potencia constante: Modo CPV o CPC.
- Corriente constante: Modo PPL Low range CCH o Low range CCL.
- Resistencia constante: Modo VHCRL

3.2 Diseño de la microrred

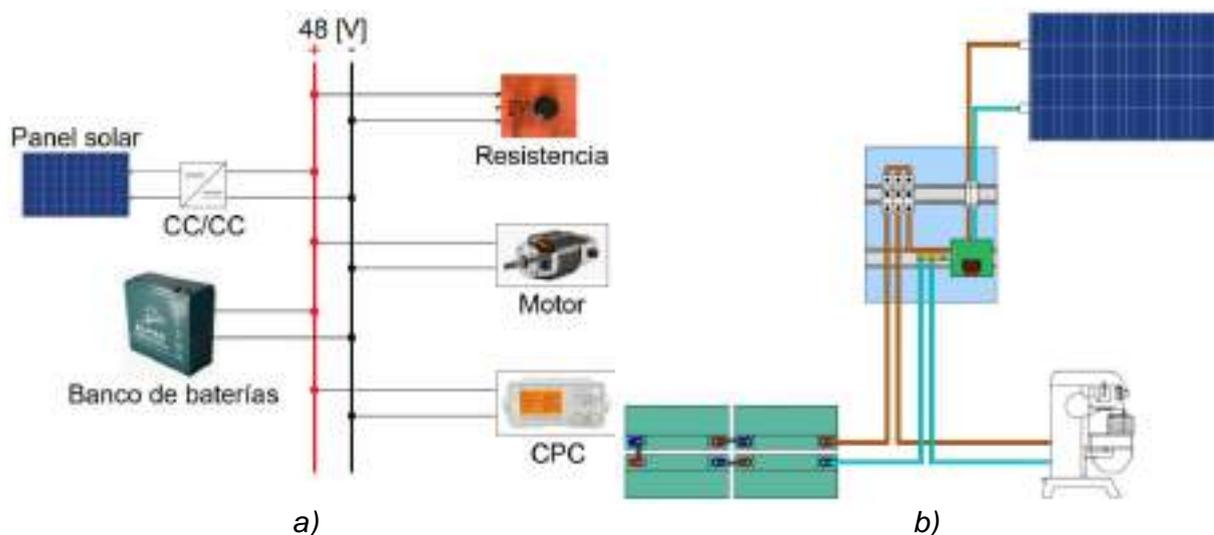


Figura 3.27: Microrred de CC a) Arquitectura y cargas, b) Esquema topográfico

Una vez relevados los componentes de la MRCC se procedió con el diseño. En primer lugar, se analizó la capacidad de la MRCC de aprovechar la energía generada por el panel fotovoltaico. Luego, se verificó que los puntos de operación del convertidor, a distintos niveles de tensión, se encuentren dentro de su límite operativo. De este estudio se definió el banco de baterías de la MRCC y, por lo tanto, su nivel de tensión nominal.

En la Figura 3.27 se pueden apreciar dos diagramas representativos del diseño final de la MRCC. Por otra parte, en el Anexo V se encuentra el unifilar completo de la instalación (Figura 8.7).

Como punto de partida del diseño se definió que, para evitar sobrecargas y sobretensiones en las baterías, los parámetros de salida del convertidor se configuren según los valores de tensión y corriente límites de carga de baterías (ver sección 3.1.2.1). Estos valores son 13,5 V por batería en serie y 4 A por cada rama en paralelo. Como consecuencia, la potencia máxima de salida del convertidor ($P_{máxc}$) corresponde a la potencia máxima de carga de baterías.

$$P_{maxc} = V_{out\ boost} \cdot I_{out\ boost} = N_{bat} \cdot 13,5 [V] \cdot 4 [A] = N_{bat} \cdot 54[W] \quad (3.13)$$

3.2.1 Aprovechamiento de la energía

El aprovechamiento de la energía generada por el panel fotovoltaico es de los parámetros principales a analizar al diseñar este tipo de MRCC. La red debe ser capaz de consumir la potencia máxima de salida del panel, es decir, que la potencia máxima seteada del convertidor (que es igual a la máxima de carga de baterías) debe ser mayor o estar en el rango de la potencia máxima del panel. Por esto, se analizó el día en que se podría haber extraído más energía del panel en 2017. En la Figura 3.28 se muestra la curva de potencia máxima de salida del panel junto a las potencias máximas de entrada del convertidor para 4, 5 y 6 baterías en serie (tensión nominal del bus de continua de 48, 60 y 72 V respectivamente). La potencia máxima de entrada del convertidor se calculó a partir de los parámetros de salida seteados y el rendimiento de conversión de 85% (Tabla 3.6).

No se estudió el uso de tensiones de microrred menores a 48 V debido a que es la mínima tensión que permite trabajar con un convertidor elevador, por las tensiones de operación del panel (Tabla 3.2).

En caso de que se emplee un seguidor de punto de máxima potencia (*Maximum Power Point Tracker*, MPPT), para un banco de cuatro baterías en serie (tensión nominal de 48 V) solo una pequeña porción de energía se perdería a causa de limitar la salida del boost en 54 V y 4 A. En el periodo en que la potencia máxima del panel es superior a la potencia máxima seteada del boost, la red sería capaz de aprovechar aproximadamente el 95% de la energía. Este porcentaje es representado por la relación entre la energía desaprovechada (área gris) y la energía total (área azul + gris) de la Figura 3.28. Por otra parte, para un banco de cinco o seis baterías (60 y 72 V nominales respectivamente) se podría llegar a aprovechar toda la energía.

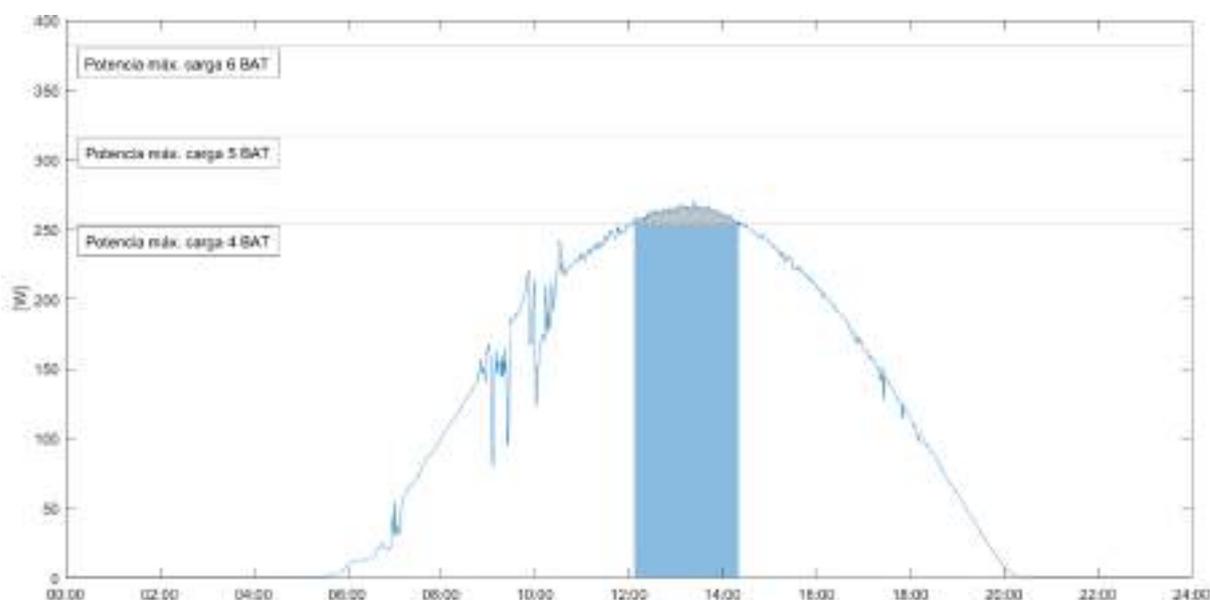


Figura 3.28: Potencia máxima de salida un panel el 13 de enero de 2017 en comparación a la potencia máxima de entrada en el convertidor.

Aunque el uso de un banco con 5 o más baterías en serie sería lo ideal en lo que a aprovechamiento de la energía respecta, con 4 baterías se podría aprovechar casi la totalidad de la generación.

3.2.2 Diseño del nivel de tensión

En la sección 3.1.3 se analizó el comportamiento del convertidor boost y se encontró su límite operativo (Figura 3.22). Por esta razón, para definir el nivel de tensión de la MRCC se debió analizar el comportamiento del convertidor para las distintas relaciones de conversión a potencias máximas de operación. Se consideró que el convertidor debe ser capaz de entregar la potencia requerida para la carga de baterías sin perder regulación. Entonces, la potencia máxima que debe ser capaz de entregar el boost proviene de la ecuación 3.13.

En la Tabla 3.8 se presentan las condiciones de operación del convertidor para la potencia de carga máxima de baterías. Se consideró una relación de conversión a condiciones normales de operación del panel (Tabla 3.1b), con $V_{IN} = V_{MPP} = 32,84$ V.

Baterías en serie	Tensión de carga [V]	Relación de conversión	Potencia máx. requerida [W]
4	54,0	1,64	216
5	67,5	2,06	270
6	81,0	2,47	324

Tabla 3.8: Condiciones de operación del convertidor

Luego, en la Figura 3.29, se comparan las potencias máximas de carga de baterías con el límite de regulación del convertidor. Puede concluirse que como máximo se pueden utilizar cuatro baterías en serie para no perder regulación en ningún momento.

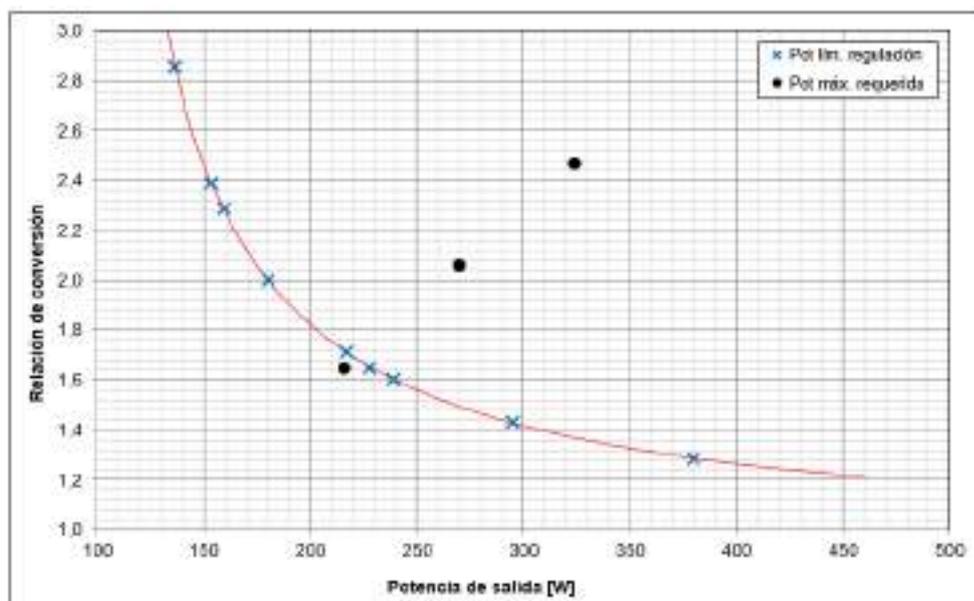


Figura 3.29: Límite operativo de convertidor BST900 y potencia máxima de carga de baterías

De esta manera, para el armado del banco se dispusieron cuatro baterías en serie, como se observa en la Figura 3.30, de manera de obtener una tensión nominal del bus de continua de 48 V. El nivel de tensión elegido para la operación de la microrred es utilizado en: telecomunicaciones, sistemas de almacenamiento de energía, aplicaciones auxiliares de baja tensión, y nanorredes híbridas de 380 y 48 V [1], [41].

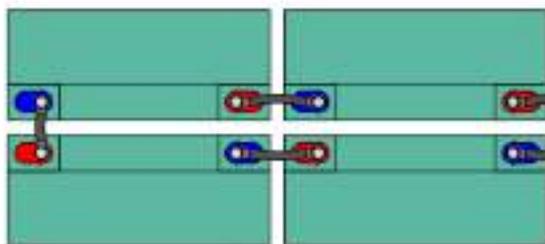


Figura 3.30: Banco de baterías, 48 V

Los límites a establecer del convertidor fueron los correspondientes a la tensión de flotación y a la máxima de carga de baterías.

$$V_{out\ boost} = 13,5 [V] \cdot 4 = 54 [V] \quad ; \quad I_{out\ boost} = 4 [A] \quad (3.14)$$

3.2.3 Funcionamiento de la microrred

La MRCC está diseñada para trabajar con baterías conectadas. La energía entregada por el panel fotovoltaico depende de las condiciones climáticas y de la demanda de la red. La tensión y la corriente límite de salida a setear en el convertidor boost se eligieron a partir de la tensión de flotación (54 V) y de la corriente máxima de carga de baterías (4 A), lo que corresponde a una potencia máxima entregada de 216 W (equivalente aproximadamente a 255 W de panel, debido a las pérdidas en el convertidor). El convertidor puede funcionar a tensión o corriente constante, dependiendo de las condiciones de la red. El punto de trabajo ideal es aquel en el que la MRCC demanda la potencia máxima del panel.

La tensión de baterías define la tensión del bus de CC. Al mismo tiempo, la tensión de baterías depende por un lado del estado de carga y por otro del sentido y magnitud de la corriente, debido a las caídas de tensión en las resistencias internas. De esta forma, la tensión de la red puede variar entre 54 y 44 V. Al llegar a los 54 V el convertidor trabaja a tensión constante y en caso contrario funciona a corriente constante. Entonces, la variación de voltaje a causa de las baterías resulta entre -8% y +13%, con los 48 V nominales de referencia. Por otra parte, la tensión del panel fotovoltaico, y por lo tanto la de entrada del convertidor, puede variar entre 29 y 44 V. En consecuencia, la relación de conversión va de 1 a 1,86.

3.3 Conductores y protecciones

Una parte importante en el diseño de cualquier instalación es el dimensionamiento y selección de los conductores y protecciones, permitiendo la operación continua y segura de la red. En esta etapa se tuvo en cuenta la continuidad del proyecto a futuro, con posibles incrementos en la potencia de generación.

En lo que sigue se detallarán los siguientes pasos:

- 1) Selección de cables.
- 2) Verificación por corriente admisible.
- 3) Verificación de cables por caída de tensión.
- 4) Cálculo de corrientes de cortocircuito.

- 5) Selección de protecciones
- 6) Verificación de actuación de protecciones.
- 7) Verificación de cables al cortocircuito.

3.3.1 Selección de cables

Para la selección de la sección de los conductores se utilizó como referencia la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA 90364) Parte 7 Sección 771 cláusula 771.13.

En la misma se expone que la sección nominal de los conductores debe ser calculada en función de su corriente máxima admisible y de la caída de tensión, con una verificación final de su sollicitación térmica al cortocircuito. Las secciones mínimas son expuestas en la Tabla 771.13.I de la AEA [42], donde se expone que para los circuitos seccionales la sección mínima es de 2,5 mm².

Sección Nominal mm ²	Acondicionamiento					Diámetro alambre mínimo mm	Diámetro cuerda de cables mm	Espesor de la aislación mm	Diámetro mínimo mm	Peso del cable completo kg/km	Resistencia eléctrica más a 20°C en CC Ω/km	Corriente admisible 2x A	Caída de tensión V/Akm
	Bobinas			Longitud a ensayo									
	10 m	30 m	100 m	0,200 corriente mm	0,1 bobinas mm								
1	-	*	*	1000	-	0,21	1,20	0,60	2,50	14	19,5000	11	37
1,5	*	*	*	800	-	0,20	1,50	0,70	3,00	19	13,3000	15	26
2,5	*	*	*	500	-	0,20	1,90	0,80	3,60	31	7,9000	21	15
4	-	-	*	400	-	0,31	2,50	0,80	4,20	45	4,9500	28	10
6	-	-	*	300	-	0,31	3,00	0,80	4,70	64	3,3000	36	6,4
10	-	-	*	200	-	0,41	3,90	1,00	6,00	107	1,9100	50	3,8

Tabla 3.9: Especificaciones del fabricante de cables Plastix CF [43]

Por una cuestión económica y de practicidad se buscó emplear una única sección en toda la red, a excepción de los paneles solares, donde los conductores se encontraban previamente definidos. Luego, por un análisis técnico-económico de los proveedores, los cables elegidos para la instalación fueron los Plastix CF de la marca IMSA (Tabla 3.9).

3.3.2 Verificación por corriente admisible

La corriente nominal de un cable es aquella con la que se alcanza su temperatura de régimen en ciertas condiciones de operación, instalación y ambiente. La corriente máxima admisible se obtiene de la corrección de las condiciones preestablecidas [44].

La temperatura ambiente a la cual hace referencia el manual de IMSA es de 40°C para cables en aire con aislación de PVC independientemente del método de instalación [45]. Luego, no es necesario aplicar factores de corrección, y de la Tabla 3.9 se conocen directamente las corrientes admisibles.

Además, se sabe que la corriente máxima de salida del convertidor es 15 A y que la capacidad de las baterías es de 20 Ah para descargas de 1 A en 20 horas. Debido a que para mayores corrientes de descarga disminuye la capacidad, las baterías

pueden entregar 20 A por aproximadamente 30 minutos [19], [23]. Se definió esta corriente como la máxima a través de las baterías.

La suma de estas dos corrientes (20 A de baterías y 15 A de convertidor) fue la utilizada para la selección de cables. Con un análisis final de costos se decidió optar por los cables unipolares de cobre aislados con PVC de 6 mm² de sección, de una corriente admisible en cañerías de 36 A para una temperatura máxima de operación de 70 °C.

3.3.3 Verificación por caída de tensión

En una MRCC con conexión directa de baterías, la tensión del bus puede variar en un rango considerablemente amplio debido al SoC del banco y sus condiciones de operación. Sin embargo, el dimensionamiento por caída de tensión es igualmente válido por distintas razones: para evitar que la tensión del bus de CC sea mucho menor que las tensiones mínimas de operación, que de por sí pueden llegar a valores reducidos; para garantizar el correcto funcionamiento de la red con la inclusión futura de un convertidor a la salida del banco de baterías, que mantenga la tensión del bus constante; para reducir las pérdidas y tener un mejor aprovechamiento de la energía.

Con esto en consideración, se procedió a la verificación de los cables elegidos, según las recomendaciones de la reglamentación AEA. Cabe destacar que, aunque AEA está dedicada a las instalaciones domiciliarias de 220 V de corriente alterna, se utilizó como referencia para la microrred. La AEA 90364 [42] determina que para circuitos seccionales y circuitos terminales la caída de tensión entre los bornes de salida del tablero principal y cualquier punto de utilización no debe superar:

- Para circuitos terminales, de uso general o especial y específico, para iluminación, 3%
- Para circuitos de uso específicos que alimentan sólo motores, 5% en régimen y 15% durante el arranque.

También recomienda que en circuitos seccionales no supere el 1% [42].

La caída de tensión en un sistema de corriente continua de calcula cómo:

$$\Delta V = 2 \cdot I \cdot R \cdot L \quad (3.15)$$

Donde:

- I = Corriente, en A.
- R = Resistencia del conductor, en [Ω /km].
- L = Longitud del conductor, en [km]

El caso más desfavorable se presenta con una temperatura de operación máxima de servicio correspondiente a 70 °C. El catálogo únicamente provee el valor de la resistencia eléctrica a 20 °C, por lo que debe calcularse la misma a la temperatura máxima. La resistencia de un conductor a una temperatura determinada se calcula según la ecuación 3.16.

$$R(t_2) = R(t_1) \cdot [1 + \alpha(t_1) \cdot [t_2 - t_1]] \quad (3.16)$$

Donde:

- $R(t_x)$ = Resistencia eléctrica a la temperatura t_x , en [Ω/km].
- t_x = Temperatura, en [$^{\circ}\text{C}$].
- $\alpha(t_x)$ = Coeficiente de variación con la temperatura a t_x , en [$1/^{\circ}\text{C}$].

Entonces:

$$R(70^{\circ}\text{C}) = R(20^{\circ}\text{C}) \cdot [1 + \alpha(20^{\circ}\text{C}) \cdot [70^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}]] \quad (3.17)$$

El coeficiente de variación con la temperatura para el cobre a 20°C se obtuvo del "Asea Brown Boveri Pocket Book" [46], donde $\alpha(20^{\circ}\text{C}) = 0,00392 [1/^{\circ}\text{C}]$. Luego:

$$R(70^{\circ}\text{C}) = 3,3 [\Omega/\text{km}] \cdot [1 + 0,00392 [1/^{\circ}\text{C}] \cdot [70^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}]] \quad (3.18)$$

$$R(70^{\circ}\text{C}) = 3,95 [\Omega/\text{km}] = 0,00395 [\Omega/\text{m}] \quad (3.19)$$

Para utilizar de referencia, se calculó la longitud máxima que podrían tener los cables de manera tal de que la caída de tensión se corresponda al 1%. Para una corriente nominal de 20 A y una caída de tensión en la línea LTB (tablero-batería) de 0,48 V, la longitud resulta:

$$l_{LTB \text{ máx.}} = \frac{\Delta V}{2 \cdot I \cdot R} = \frac{0,48 [V]}{2 \cdot 20 [A] \cdot 0,00395 [\Omega/\text{m}]} = 3 [m] \quad (3.20)$$

En la línea LTC (tablero-carga), se optó por una corriente nominal superior a la de baterías, por el aporte del convertidor. Con 25 A, la longitud resulta:

$$l_{LTC \text{ máx.}} = \frac{0,48 [V]}{2 \cdot 25 [A] \cdot 0,00395 [\Omega/\text{m}]} = 2,4 [m] \quad (3.21)$$

Habiendo utilizado un criterio conservador las distancias obtenidas resultaron similares a las que se presentarían en la instalación, por lo que se concluyó que los conductores verificaron por caída de tensión.

3.3.4 Cálculo de corrientes de cortocircuito

En este apartado se calculan las corrientes de falla en las distintas partes de la MRCC para luego seleccionar las protecciones, analizar su actuación y verificar los cables de la instalación. Las fallas estudiadas se muestran en la Figura 3.31. Para determinar las longitudes de los cables se tomaron en cuenta las máximas calculadas por caída de tensión en el apartado anterior.

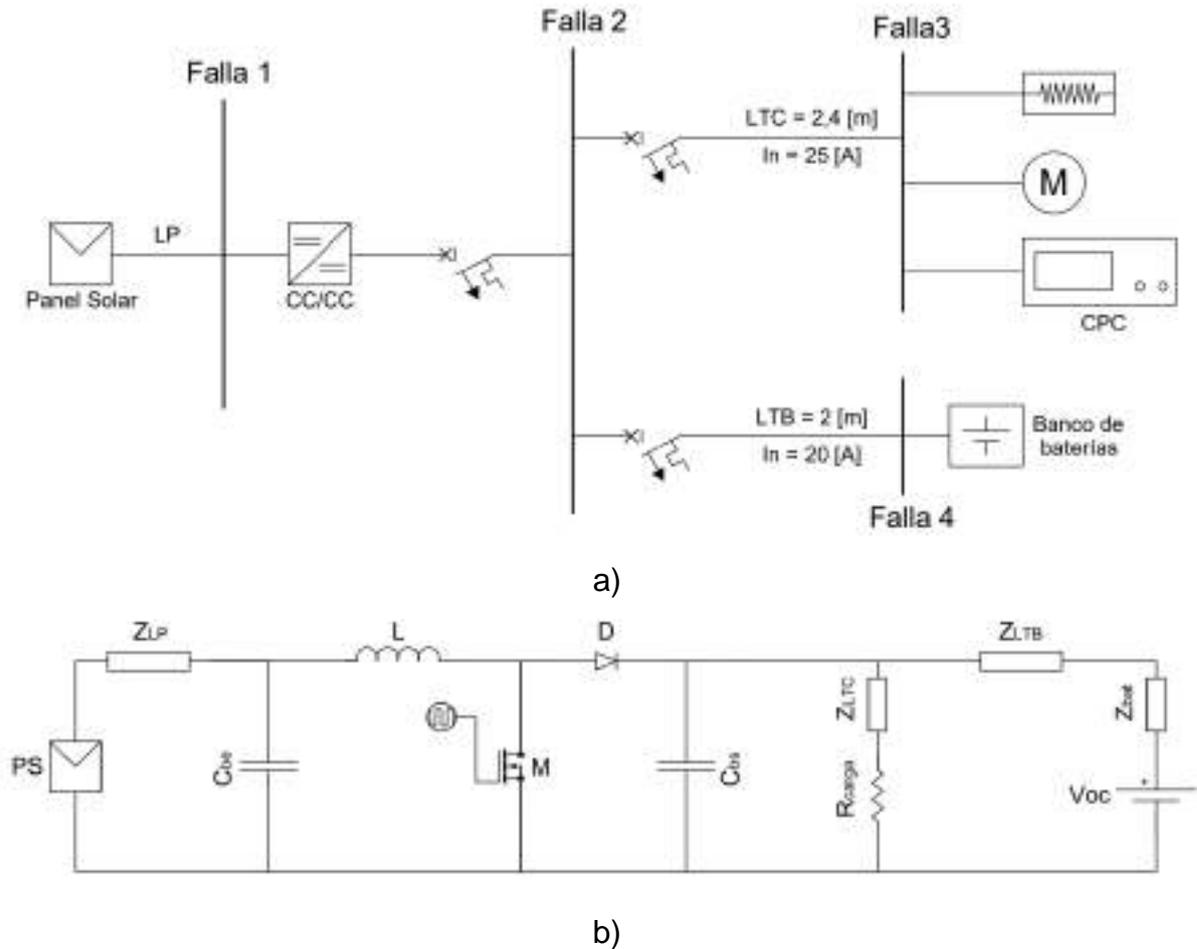


Figura 3.31: Diagrama de la instalación: a) Unifilar, b) Circuitual

Sólo se desarrollaron las fallas entre positivo y negativo ya que, al estar flotante la microrred, ante un cortocircuito a tierra no se verá comprometido el comportamiento de la red ni la seguridad humana. En caso de que ambos conductores (positivo y negativo) sean puestos a tierra, la falla sería equivalente a la de fase neutro. En las fallas aguas abajo del convertidor las baterías fueron la única fuente considerada para el aporte de corriente de cortocircuito.

Debido a las capacidades de entrada y salida del boost (470 μF y 990 μF respectivamente) y a las tensiones de la MRCC (máximo 54 V), la energía aportada por los capacitores ante un cortocircuito es muy baja para dañar a los cables. De todos modos, se verificó analíticamente. Se tomó el caso desfavorable en el que la corriente de descarga del capacitor es en todo momento igual a la máxima y el tiempo de cortocircuito es 5 veces la constante de tiempo τ , ya que representa más del 99% de la descarga. La ecuación de descarga de un capacitor en una resistencia es la siguiente:

$$i = \frac{V}{R} \cdot e^{-\frac{t}{RC}} = \frac{V}{R} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (3.22)$$

Para asegurar que la descarga del capacitor no daña los cables, se tomó al capacitor de salida del convertidor y se calculó la energía específica al descargarse

en una resistencia de cortocircuito de 1 mΩ. Esta resistencia equivale a un largo de cable de 18 cm, sin tener en cuenta la resistencia serie del capacitor ni la resistencia de contacto.

$$I^2 \cdot t = \left(\frac{V}{R}\right)^2 \cdot (5 \cdot \tau) = \left(\frac{54 [V]}{0,001 [\Omega]}\right)^2 \cdot (5 \cdot 0,001 [\Omega] \cdot 990 [\mu F]) = 14.434 [A^2 s] \quad (3.23)$$

Por otro lado, la energía específica que soportan los cables depende de su sección S y de una constante K que depende del material (K = 114 para cables de cobre aislados con PVC). Para que no se dañen los cables se debe cumplir la siguiente inecuación:

$$I^2 t < K^2 S^2_{\max cab} = \left(114 \left[\frac{A\sqrt{s}}{mm^2}\right]\right)^2 \cdot (6[mm])^2 = 467.856[A^2 s] \gg 14.434[A^2 s] \quad (3.24)$$

Por lo tanto, ya que al tomar este ejemplo desfavorable la energía del cortocircuito fue del 3% de la soportada por el cable, se pudo desprestigiar el aporte de los capacitores ante cualquier falla. Si se quisieran evitar los picos de corriente, debería hacerse un análisis en profundidad de las protecciones necesarias.

Luego, para obtener los valores de las corrientes de falla mínimas y máximas, previamente se calcularon los valores extremos de tensión de baterías e impedancia de cables.

Tensión de baterías

Como ya se mencionó en la sección 3.1.2.2, la tensión de circuito abierto de cada batería varía entre 11,8 y 13,1 V. Por lo tanto, para cuatro baterías:

$$V_{bat \min} = 4 \cdot 11,8 [V] = 47,2 [V] \quad ; \quad V_{bat \max} = 4 \cdot 13,1 [V] = 52,4 [V] \quad (3.25)$$

Resistencia de baterías

Para calcular las resistencias de batería durante el cortocircuito se partió del circuito equivalente de la sección 3.1.2.3. La resistencia mínima se calculó suponiendo a los capacitores C_{lento} y C_{rápido} como cortocircuitos y para la máxima se los supuso como un circuito abierto. Se aproximó a un comportamiento resistivo.

$$R_{bat \min} = R_s = 45,2 [m\Omega] \quad ; \quad R_{bat \max} = R_s + R_{rápido} + R_{lento} = 108,3 [m\Omega] \quad (3.26)$$

Impedancia de conductores

Sólo se tuvo en cuenta la resistencia, ya que la inductancia genera un transitorio en la corriente, pero no influye de manera práctica en el valor permanente. La resistividad mínima de los cables se obtuvo del fabricante a 20 °C y la máxima de la ecuación (3.17) para 160 °C, temperatura permisible en un cable de PVC durante un cortocircuito.

$$R(20^{\circ}\text{C}) = 3,3 \left[\frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} \right] \quad (3.27)$$

$$R(160^{\circ}\text{C}) = 3,3 \cdot [1 + 0,00392 \cdot [160^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}]] = 5,1 \left[\frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} \right] \quad (3.28)$$

Mediante las longitudes máximas de los cables calculadas en la verificación por caída de tensión se obtuvo:

$$R_{LTB\ 20^{\circ}\text{C}} = 3,3 \left[\frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} \right] \cdot 3 \text{ [m]} = 9,9 \text{ [m}\Omega\text{]} \ ; \ R_{LTB\ 160^{\circ}\text{C}} = 5,1 \left[\frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} \right] \cdot 3 \text{ [m]} = 15,3 \text{ [m}\Omega\text{]} \quad (3.29)$$

$$R_{LTC\ 20^{\circ}\text{C}} = 3,3 \left[\frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} \right] \cdot 2,4 \text{ [m]} = 7,9 \text{ [m}\Omega\text{]} \ ; \ R_{LTC\ 160^{\circ}\text{C}} = 5,1 \left[\frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} \right] \cdot 2,4 \text{ [m]} = 12,2 \text{ [m}\Omega\text{]} \quad (3.30)$$

Ecuación de corriente de falla

$$I_f = \frac{V_{bat}}{R_{bat} + R_L} \quad (3.31)$$

Donde R_L representa la resistencia de los cables y no solo depende de la temperatura, también de la longitud de cable entre la falla y el banco de baterías. De la ecuación (3.31) se deduce:

	Para corriente máxima	Para corriente mínima
V bat [V]	52,4	47,2
R_{bat} [mΩ]	45,2	108,3
R_{L2} [mΩ]	9,9	15,3
R_{L3} [mΩ]	7,9	12,2

Tabla 3.10: Parámetros extremos de cortocircuito

Falla 1:

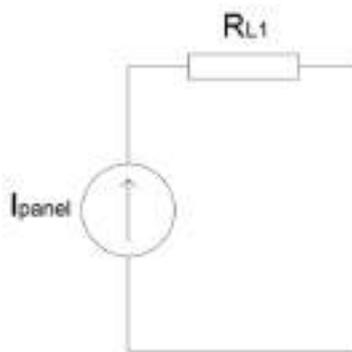


Figura 3.32: Circuito falla 1

En la Falla 1, como ya se mencionó anteriormente, el aporte del capacitor de entrada del convertidor se despreció, y solo se tuvo en cuenta la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico (Figura 3.32), que corresponde como máximo a la I_{SC} del arreglo. Esta depende principalmente de la irradiancia a la que está expuesta el panel y varía entre 0 y 10 A aproximadamente.

Falla 2:

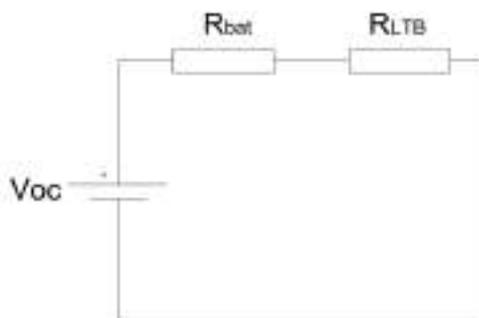


Figura 3.33: Circuito falla 2

La falla 2 corresponde a un cortocircuito en bornes del convertidor boost (Figura 3.33). Teniendo en cuenta los valores de la Tabla 3.10, la corriente de falla se calculó como:

$$I_{f2max} = \frac{V_{bat\ máx}}{R_{bat\ mín} + R_{LTB\ 20^{\circ}C}} \quad (3.32)$$

$$I_{f2máx} = \frac{52,4 [V]}{45,2 [m\Omega] + 9,9 [m\Omega]} = 0,950 [kA] = 950 [A] \quad (3.33)$$

$$I_{f2min} = \frac{V_{bat\ mín}}{R_{bat\ máx'} + R_{LTB\ 160^{\circ}C}} \quad (3.34)$$

$$I_{f2min} = \frac{47,2 [V]}{108,3 [m\Omega] + 15,3 [m\Omega]} = 0,382 [kA] = 382 [A] \quad (3.35)$$

Falla 3

La falla 3 corresponde a una falla en las cargas. Para calcular las corrientes mínimas y máximas se tuvieron en cuenta las resistencias del caso anterior, sumadas a la de la línea LTC en serie (Figura 3.34).

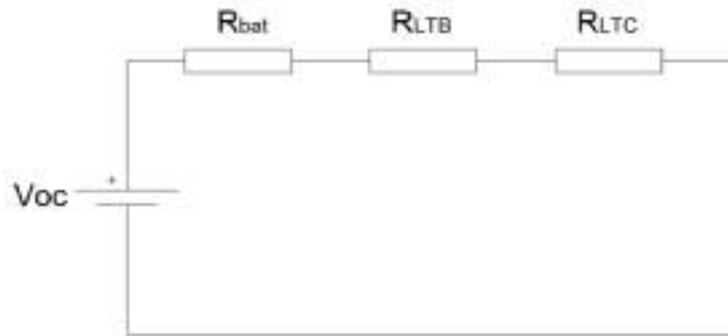


Figura 3.34: Circuito falla 3

$$I_{f3max} = \frac{V_{bat\ máx}}{R_{bat\ mín} + R_{LTB\ 20^{\circ}C} + R_{LTC\ 20^{\circ}C}} \quad (3.36)$$

$$I_{f3máx} = \frac{52,4 [V]}{9,9 [m\Omega] + 45,2 [m\Omega] + 7,9 [m\Omega]} = 0,832 [kA] = 832 [A] \quad (3.37)$$

$$I_{f3\ mín} = \frac{V_{bat\ mín}}{R_{bat\ máx} + R_{LTB\ 160^{\circ}C} + R_{LTC\ 160^{\circ}C}} \quad (3.38)$$

$$I_{f3\ mín} = \frac{47,2 [V]}{108,3 [m\Omega] + 15,3[m\Omega] + 12,2[m\Omega]} = 0,35 [kA] = 350 [A] \quad (3.39)$$

Falla 4

Ante una falla en bornes de batería solo influye la resistencia propia de las baterías (Figura 3.35).

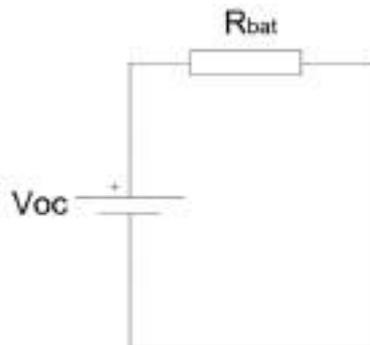


Figura 3.35: Circuito falla 4

Los valores de corriente de cortocircuito calculados fueron:

$$i_{f4\ máx} = \frac{V_{\max\ bat}}{R_{bat\ mín}} = \frac{52,4 [V]}{45,2 [m\Omega]} = 1,159 [kA] = 1159 [A] \quad (3.40)$$

$$i_{f4\ mín} = \frac{V_{\min\ bat}}{R_{bat\ mín}} = \frac{47,2 [V]}{108,3 [m\Omega]} = 0,436 [kA] = 436 [A] \quad (3.41)$$

Resumen

Falla	Corriente máxima [A]	Corriente mínima [A]
1	10	0
2	950	382
3	832	350
4	1159	436

Tabla 3.11: Resumen de corrientes de cortocircuito

3.3.5 Selección de protecciones

La interrupción de una corriente de falla tiene como consecuencia la aparición de un arco eléctrico. En sistemas de CA, debido al paso por cero de la tensión, la extinción del arco se da de forma natural. Esto no ocurre en CC, donde los arcos no solo son problemáticos por la seguridad humana, sino que también generan erosión en los contactos de los interruptores y por lo tanto disminuye considerablemente su vida útil.

Sin embargo, en algunos casos los interruptores automáticos termomagnéticos de CA también son adecuados para ser utilizados con CC [47], [48]. La parte relativa a la protección térmica no cambia su característica de disparo, ya que las tiras bimetálicas de los relés son sensibles al valor eficaz de la corriente, es decir que están influenciadas por el calentamiento causado por el flujo de corriente, ya sea alterna o continua [47]. En cambio, en la protección instantánea, por fenómenos ferromagnéticos, el disparo se puede producir a un valor diferente que en la corriente alterna. La diferencia es dependiente del interruptor automático y del tipo de conexión de sus polos [47].

Con esto en consideración, para las protecciones se eligieron pequeños interruptores automáticos unipolares Merlin Gerin de Schneider Electric, modelo C60N, que presentan en sus hojas de datos las especificaciones para su uso en CC [49].

3.3.6 Verificación de actuación de protecciones

Conocidas las corrientes de las líneas, se seleccionaron las corrientes nominales de los interruptores: $I_n = 20$ A y 25 A, curva C (ver Figura 3.36). El poder de corte (I_{cu}) es de 15 [kA] a 60 V de CC de acuerdo con la normativa EN/IEC 60947-2 [49], ampliamente superior a la presunta corriente de cortocircuito máxima calculada en la sección 3.3.4.

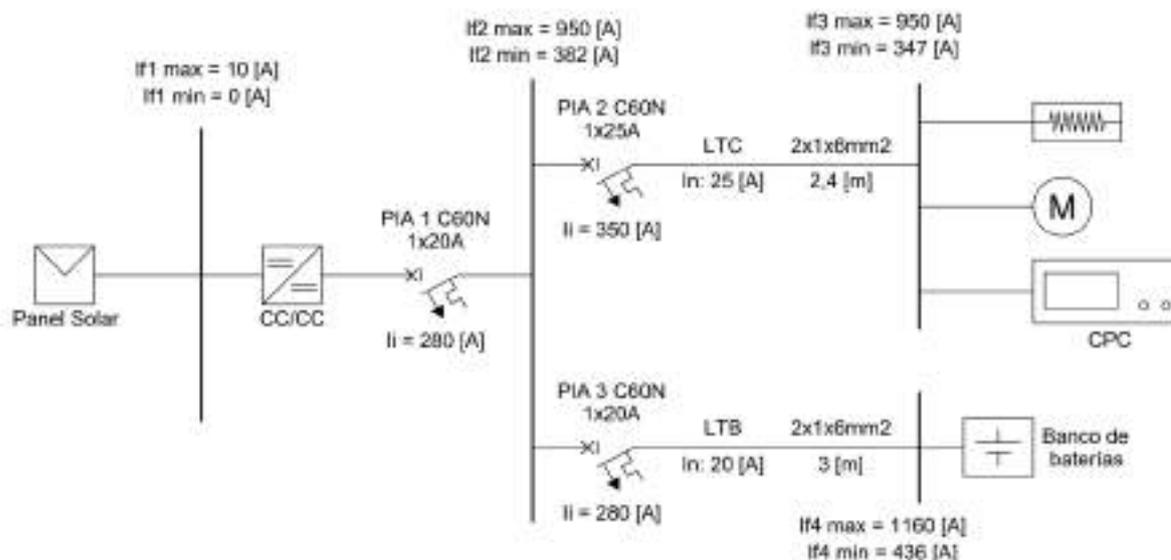


Figura 3.36: Esquema unifilar de la MRCC

Cabe destacar que para ciertas aplicaciones se recomienda utilizar como elementos de maniobra contactores o relés, pero, debido al modo de uso de la instalación, no se justifica. De igual manera, los interruptores elegidos tienen una vida útil mecánica de 20.000 maniobras [49], por lo que no habría problema a futuro.

Luego queda verificar la actuación de las protecciones ante las corrientes de cortocircuito mínimas:

Falla 1

En este caso no actúa la protección automáticamente debido a que la corriente de cortocircuito máxima del panel está en el rango de los 10 A. Los cables tienen una corriente admisible de 36 A, por lo que están protegidos ante un cortocircuito aguas arriba del convertidor.

Fallas 2 y 3

Según la curva de actuación del fabricante (ver Figura 3.37a), para interruptores de clase C en corriente continua los disparadores magnéticos actúan a partir de corrientes entre 9 y 14 veces la corriente nominal. Por lo tanto, si la corriente mínima de falla es mayor a 14 veces la nominal, se asegura la actuación de la protección magnética. Esta corriente mínima se define como corriente instantánea (I_i). El interruptor que protege a las cargas es de 25 A nominales y los del convertidor y baterías de 20 A. Luego:

Falla	I máxima [A]	I mínima [A]	14 · I nominal [A] (I_i)	I mín. > 14 · In
2	950	382	280	Verifica
3	832	350	350	Verifica

Tabla 3.12: Actuación de protecciones

No se seleccionaron interruptores con selectividad cronométrica o amperométrica, ya que, por el tamaño de la instalación y el objetivo del trabajo, se consideró que no se justifica el análisis. Por lo tanto, en caso de presentarse la falla 3, pueden actuar tanto la protección 2 como la 3.

Falla 4

No hay manera de proteger con un interruptor a las baterías ante un cortocircuito en bornes, pero sí se pueden tomar medidas de precaución. Por ejemplo, instalar el interruptor cercano a las baterías para prevenir contacto entre conductores o instalar un interruptor entre baterías, de modo que las proteja de las fallas más severas. También se puede colocar un fusible entre baterías, aunque tiene la desventaja que ante una falla no es posible volver al servicio inmediatamente.

3.3.7 Verificación de cables al cortocircuito

Ante un cortocircuito la temperatura del cable aumenta rápidamente debido a las elevadas corrientes. Se debe verificar que en este proceso la temperatura del cable no supere la admisible, de 160 °C para PVC, a fin de evitar daños en la aislación. El método utilizado depende de los tiempos de actuación de la protección. Como en todos los casos la corriente de cortocircuito es mayor a $14 \times I_n$, según lo analizado en la Tabla 3.12, se concluyó que el disparo siempre es instantáneo (ver Figura 3.37a). Esto significa que los tiempos de actuación son menores a 100 ms. En tales casos se recurre a una verificación por energía específica (A^2s).

Hay dos energías específicas que entran en juego: la admisible del cable y la que deja pasar la protección antes de actuar. Se debe verificar que la admisible del cable sea mayor a la de la protección, para asegurar que el cable no se daña ante la falla. Según la Figura 3.37b, la energía específica de las protecciones de corriente nominal 20 y 25 A, para corrientes máximas de 950 A (ver Tabla 3.12), es de aproximadamente 4000 A^2s .

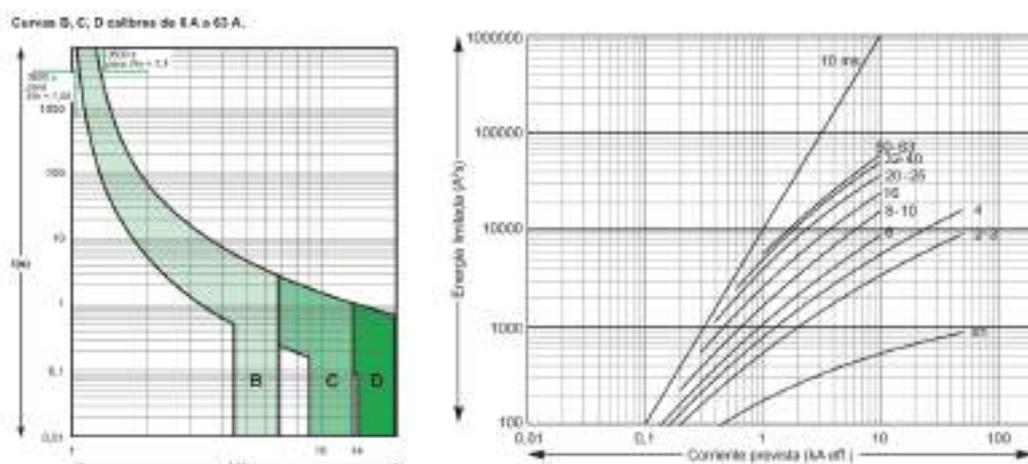


Figura 3.37: a) Curva de actuación en corriente continua de las protecciones [50], b) Curvas de limitación de energía [50]

El valor de energía específica admisible por los cables se calculó en la ecuación (3.24). Entonces:

$$K^2 \cdot S^2 = 467.865 [A^2s] \gg 4000 [A^2s] \quad (3.42)$$

Se puede apreciar que la energía específica admitida por los conductores es mucho mayor a la que deja pasar la protección. Por lo tanto, se puede concluir que ante un cortocircuito no se dañarán los cables.

Falla	I máxima [A]	K [As ^{1/2} /mm ²]	Sección [mm ²]	I ² t protección [A ² s]	K ² S ² [A ² s]	Verifica
1	950	114	6	4000	467865	Si
2	950	114	6	4000	467865	Si
3	950	114	6	4000	467865	Si

Tabla 3.13: Verificación de cables al cortocircuito

4. RESULTADOS EXPERIMENTALES

Para analizar el funcionamiento de la microrred diseñada se realizaron una serie de ensayos en los que se estudiaron los escenarios más representativos. El comportamiento de la red se diferenció entre control de corriente y control de tensión del convertidor.

4.1 MRCC con emulador de panel fotovoltaico

A fin de emular el funcionamiento del panel fotovoltaico en distintas condiciones de operación se empleó la fuente de alimentación de CC programable Magna-Power SL600. De este modo se analizó el comportamiento de la MRCC con cambios de carga y de parámetros del panel fotovoltaico, a distintos estados de carga de baterías.

4.1.1 Funcionamiento del emulador

La fuente de alimentación Magna Power SL600 es una fuente programable de CC de 600 V y 10 A nominales. En el Anexo II se explica el procedimiento de configuración para que funcione como emulador de un panel fotovoltaico. En su operación a tensiones bajas, en comparación con la nominal, el equipo presenta sobrepicos de tensión en el encendido. El transitorio se notó experimentalmente; incluso al activar la protección de tensión *Overvoltage Protection* (OVP) los picos fueron mayores a la tensión máxima de entrada del convertidor.

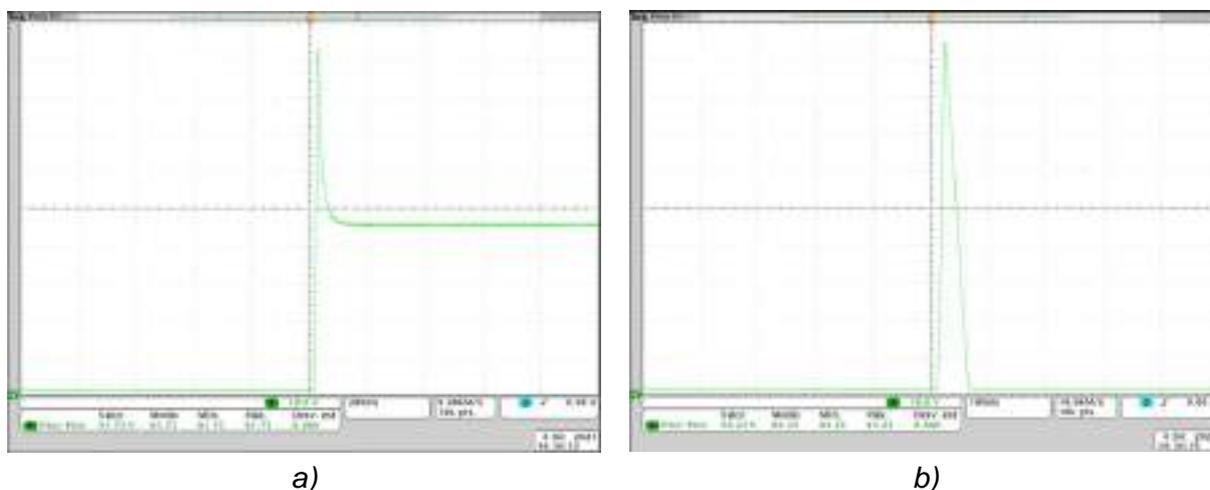
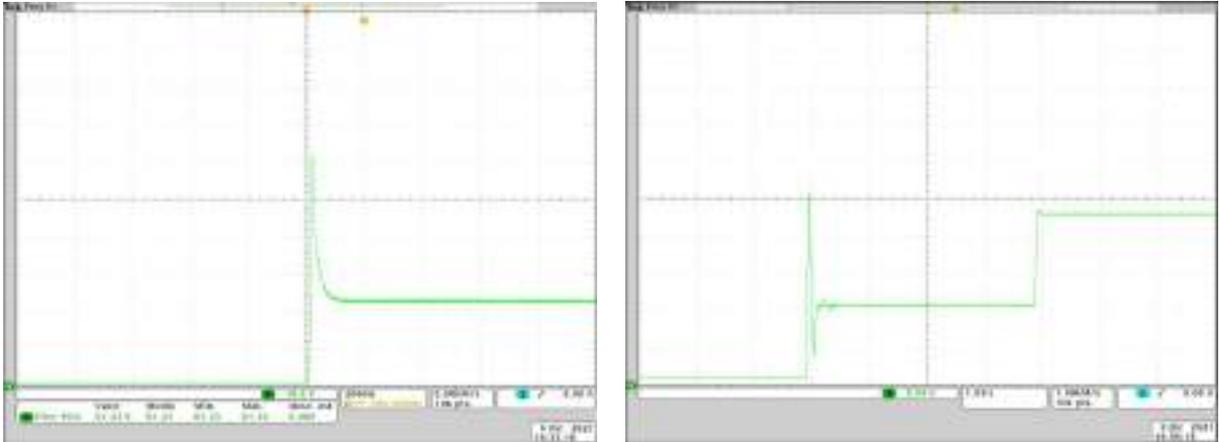


Figura 4.1: Transitorio para $V_{OC} = 44,9$ V en vacío: a) OVP = 110 V, b) OVP = 60 V

En la Figura 4.1 se muestra la tensión a la salida del emulador medida con el Osciloscopio Tektronix MSO 4034. Se puede apreciar que tanto con un OVP de 110 V (Figura 4.1a) como de 60 V (Figura 4.1b), a pesar de haber actuado la protección en el segundo caso, los picos superaron los 90 V para un panel emulado con tensión de circuito abierto en 44,9 V (V_{OC} estándar del panel Sun Earth 290W).

Por lo tanto, a pesar de que la microrred fue diseñada para operar alimentada por un panel fotovoltaico, en los ensayos se decidió trabajar a tensiones reducidas. La V_{OC} máxima utilizada fue de 22 V, valor para el cual el sobrepico de tensión era el

correspondiente al voltaje máximo de entrada del boost (60 V). Como segunda medida de seguridad, se decidió realizar el encendido con tensiones aún menores (10 V) para asegurar la protección del convertidor. En la Figura 4.2a se muestra el encendido en vacío a 22 V de V_{OC} , y en la Figura 4.2b el encendido en etapas utilizado.



a)

b)

Figura 4.2: Transitorio de arranque en vacío: a) $V_{OC} = 22$ V, b) $V_{OC} = 10$ V

4.1.2 Microrred ensayada

Como la V_{OC} del panel emulado debió ser como máximo 22 V, aproximadamente la mitad de la tensión de circuito abierto del panel original, a fin de tener relaciones de conversión similares a las de la red diseñada se trabajó a una tensión nominal de bus de CC de 24 V. Por este motivo, al realizar las pruebas de la microrred con el emulador solar, el banco de baterías fue compuesto por dos baterías en serie.

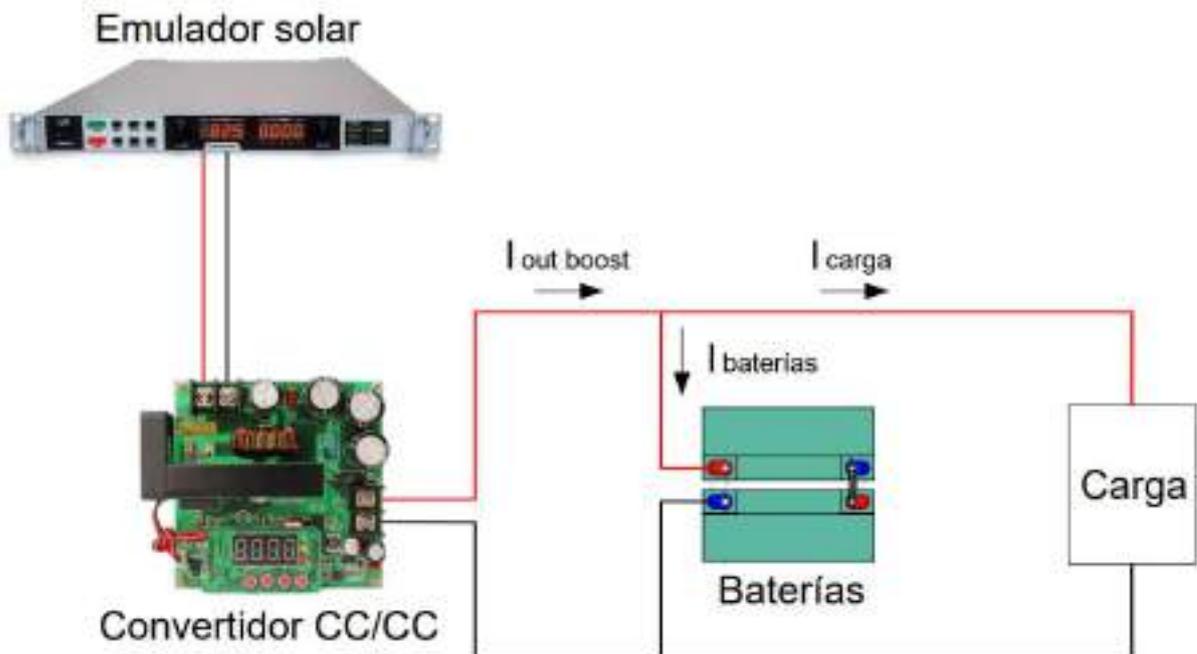


Figura 4.3: Esquema de la microrred ensayada

Cabe destacar que al caracterizar el convertidor se observó una menor velocidad de respuesta cuando el funcionamiento se encontraba cerca del límite operativo del propio convertidor. Por lo tanto, es preciso aclarar que los transitorios a 24 V probablemente fueron más rápidos que los que se darían en la red a 48 V, debido a que se trabaja a menor potencia (ver Figura 3.29).

En la Figura 4.3 se representa la microrred ensayada. Las distintas cargas utilizadas en los escenarios se muestran en la Figura 4.4, donde:

- R1 y R2 son dos cargas resistivas de 3Ω y $5,5 \Omega$ respectivamente.
- El motor corresponde al molinillo de café.
- La carga electrónica programable Twintex PPL-8613B2 fue utilizada como carga de potencia constante (CPC) en el modo CPV.

Para la medición se utilizó el Osciloscopio Tektronix MSO 4034.

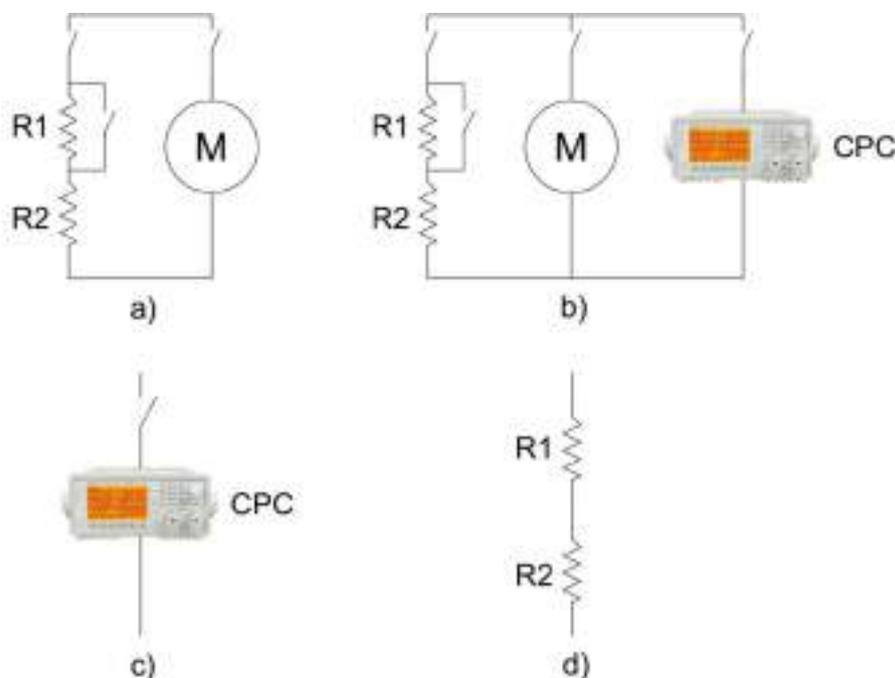


Figura 4.4: Cargas utilizadas en los ensayos de la microrred: a) Carga (A), b) Carga (B), c) Carga (C), d) Carga (D)

La curva que se usó en la mayoría de los ensayos fue la equivalente a la del panel Sun Earth 290W, pero con $V_{OC} = 22 \text{ V}$ e $I_{SC} = 10 \text{ A}$ (Figura 4.5). La elevada corriente elegida se debió a la necesidad de alcanzar la potencia máxima de carga de baterías. De esta forma, se obtuvieron las siguientes características:

- $V_{MPP} = 17,8 \text{ V}$
- $I_{MPP} = 9,2 \text{ A}$
- $P_{m\acute{a}x.} = 163 \text{ W}$

En los ensayos que se modificaron los parámetros del panel emulado se aclararon los cambios realizados.

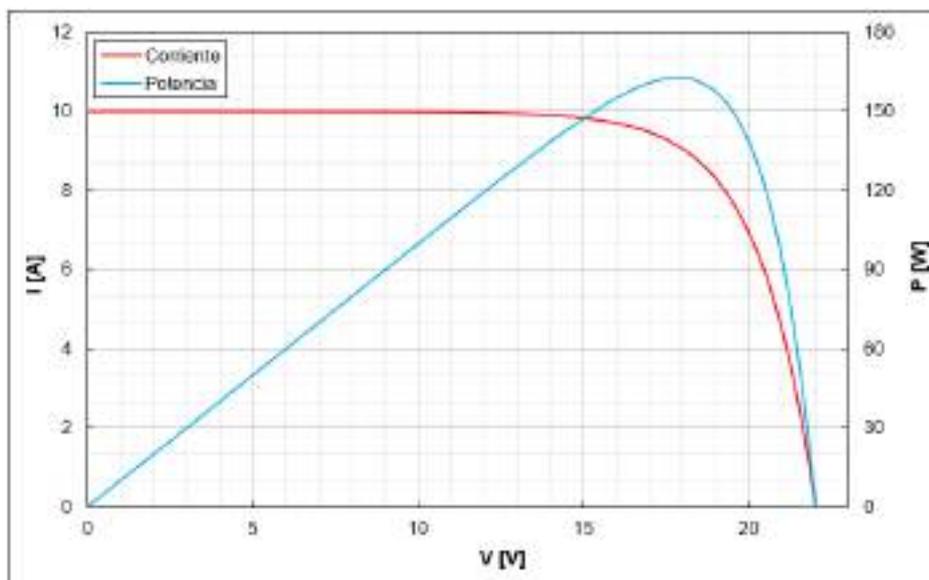


Figura 4.5: Curva del panel fotovoltaico emulado

En cada escenario se muestran las configuraciones y procedimientos de los ensayos mediante tablas. En estas se representan:

- Corriente y tensión de salida seteadas en el convertidor boost.
- SoC de la batería, aproximado con la tensión de circuito abierto.
- Secuencia de conexión y desconexión de cargas, dividida en etapas.

4.2 Ensayos de cambio de carga

En primera instancia se estudió el comportamiento de la microrred ante cambios de carga sin modificar las características del panel (Figura 4.5). En todos los casos la potencia del emulador solar fue suficiente para satisfacer la demanda.

4.2.1 Control de corriente con cargas R-M

Este primer ensayo se realizó con la carga (A) de la Figura 4.4. Como se observa en la Figura 4.6, donde se representan las mediciones tomadas con el osciloscopio, la limitación del convertidor fue de corriente en todo momento.

BOOST		BATERÍAS
V [V]	I [A]	SoC [%]
27	4	~ 45

Tabla 4.1: Parámetros del convertidor y baterías

ETAPAS	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
CARGAS [Ω]	-	5,5	8,5	-	8,5	5,5	5,5 // Motor	-

Tabla 4.2: Secuencia de cambios de carga

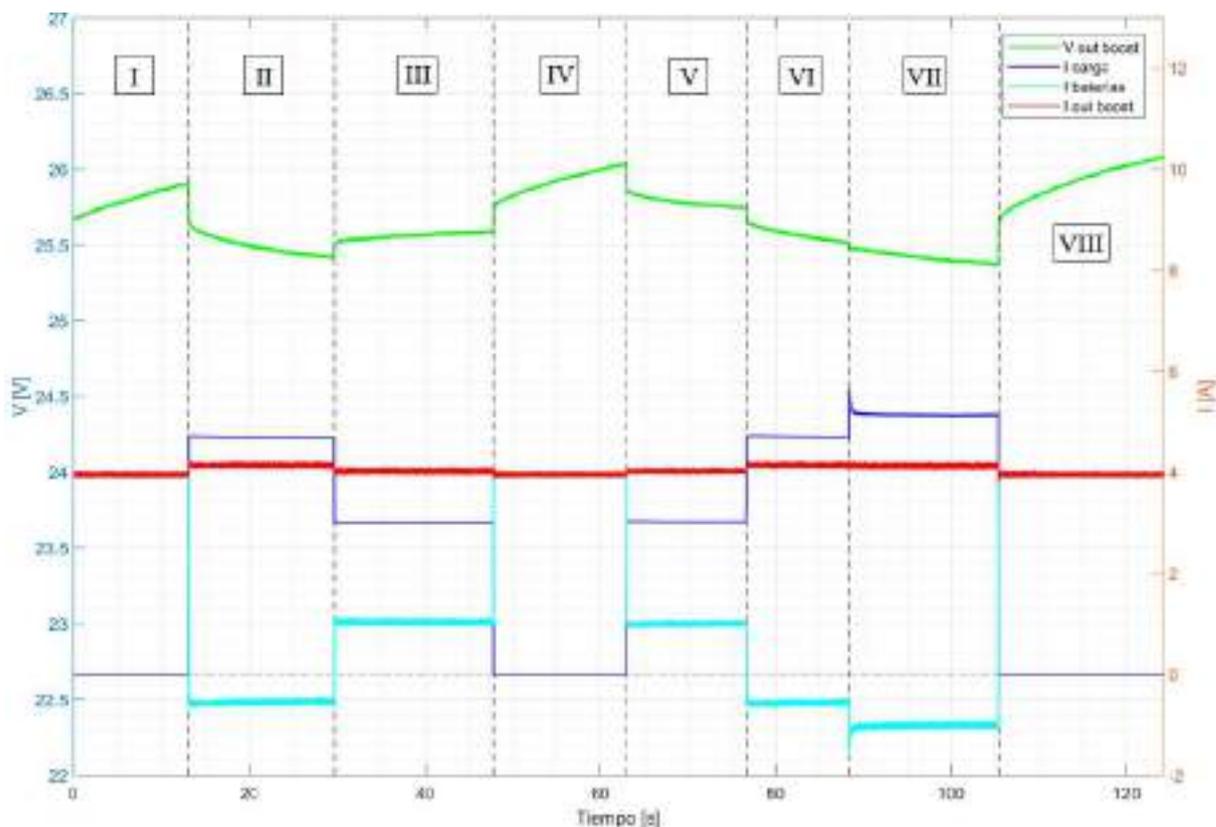


Figura 4.6: Mediciones del cambio de carga

Como el boost entregó siempre la corriente máxima de 4 A, la suma de las corrientes de baterías y de cargas fue 4 A. Por esta razón los cambios de carga fueron absorbidos por las baterías, que entregaron potencia al sistema en las etapas II, VI y VII, cuando el boost no fue capaz de cubrir la carga. Cabe destacar que los pequeños saltos de corriente del convertidor se debieron a la regulación propia del control.

Por otra parte, los cambios de tensión de microrred (curva verde) son consecuencia de la variación de corriente de baterías, ya que el boost controlaba corriente. Mientras más baja la corriente de baterías menor es la tensión, por la caída en las resistencias internas de estas mismas.

4.2.2 Control de corriente con cargas R-M-CPC

Se ensayó con resistencias, motor y CPC, correspondiente a la carga (B), de la Figura 4.4. Al igual que en el caso anterior, la limitación del convertidor fue siempre de corriente (Figura 4.7).

En este escenario se aumentó progresivamente la carga de la red hasta llegar a corrientes de casi 8 A, para luego ensayar una pérdida de carga abrupta. La potencia suministrada llegó a valores del doble de la entregada por el emulador y la microrred no modificó su comportamiento. Esto demostró que la red es capaz de alimentar cargas de potencias considerablemente mayores a la del panel. Un aspecto a tener en cuenta es la disminución de la tensión del bus debido a la corriente de descarga de baterías.

BOOST		BATERÍAS
V [V]	I [A]	SoC [%]
27	4	~ 65

Tabla 4.3: Parámetros del convertidor y baterías

ETAPAS	I	II	III	IV	V	VI
CARGAS	8,5 Ω	8,5 Ω // 10 W	8,5 Ω // 20 W	8,5 Ω // 30 W	8,5 Ω // 40 W	8,5 Ω // 50 W
ETAPAS	VII	VIII	IX	X	XI	XII
CARGAS	8,5 Ω // 60 W	8,5 Ω // 70 W	5,5 Ω // 70 W	5,5 Ω // 70 W // Motor	5,5 Ω // 70 W	70 W

Tabla 4.4: Secuencia de cambios de carga

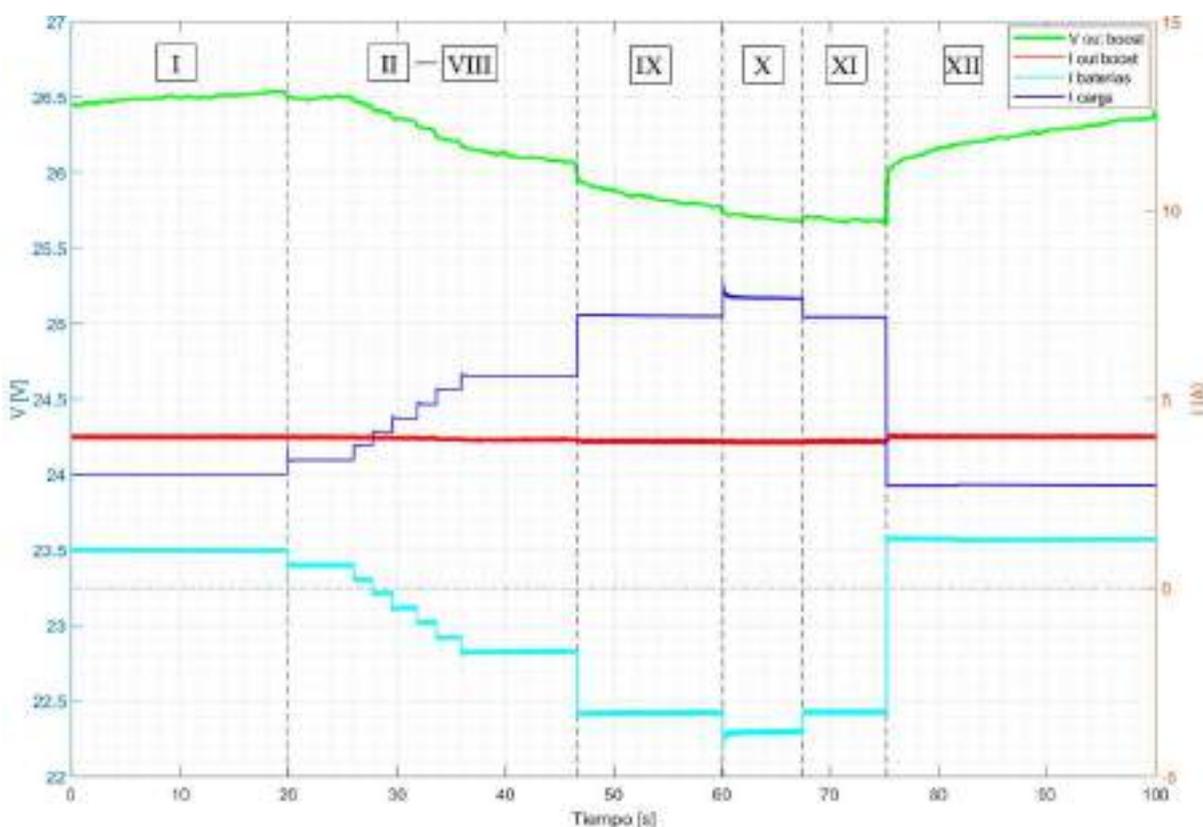


Figura 4.7: Mediciones del cambio de carga

4.2.3 Control de corriente y tensión con CPC

En este caso se utilizó solamente la CPC, es decir, la carga (C). La potencia se aumentó de a escalones de 10 W hasta llegar a 70 W y luego se ensayó la desconexión. En la Figura 4.8 se pueden distinguir tres cambios de control: en la etapa I, en el cambio de III a IV y en la transición de VIII a IX.

BOOST		BATERÍAS
V [V]	I [A]	SoC [%]
27	4	~ 80

Tabla 4.5: Parámetros del convertidor y baterías

ETAPAS	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
CARGAS [W]	0	10	20	30	40	50	60	70	0

Tabla 4.6: Secuencia de cambios de carga

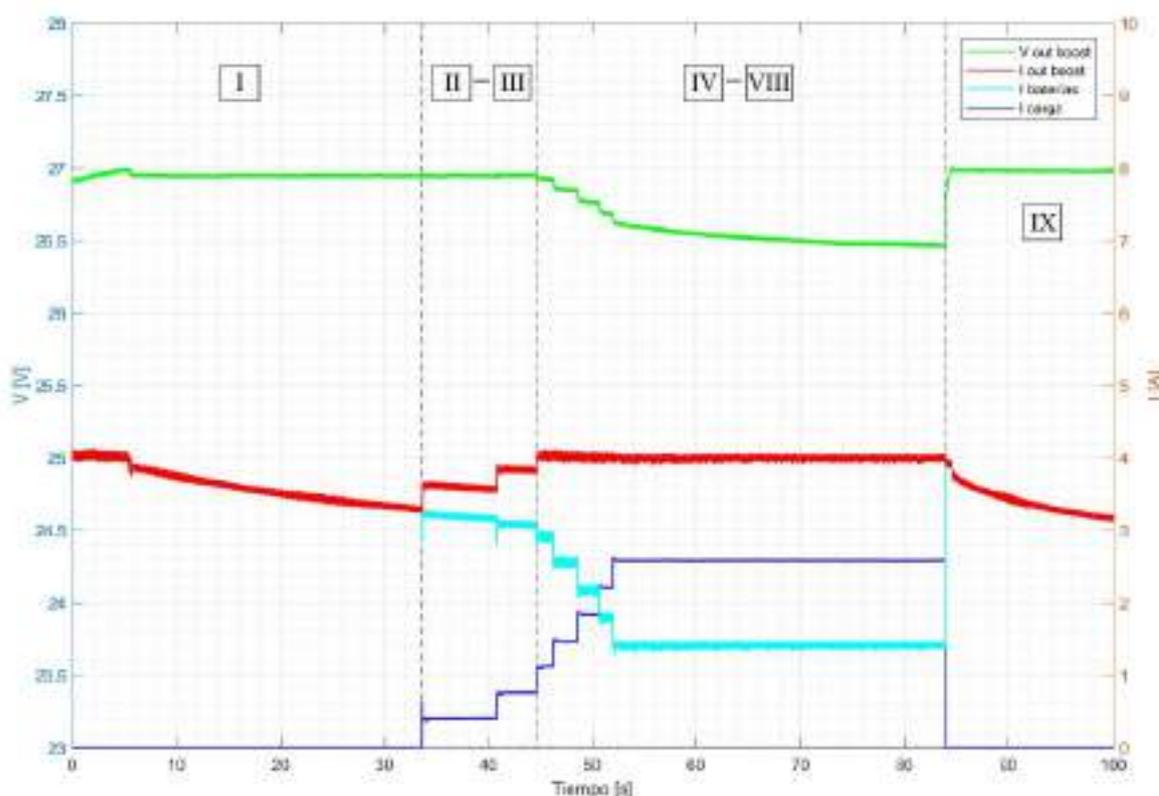


Figura 4.8: Mediciones del cambio de carga

Etapas I: En el inicio de la etapa I el boost pasó de limitar corriente a limitar tensión, debido a que las baterías alcanzaron la V_{flot} . Como consecuencia la tensión pasó a ser constante y la corriente empezó a disminuir, como es de esperar en la carga de baterías (Figura 3.5).

Etapas II y III: Se dio la conexión de la CPC e incremento de 10 a 20 W. Por el tiempo de reacción del convertidor (relacionado al ancho de banda del control), al variar la potencia la corriente suministrada a la carga fue instantáneamente provista por las baterías. Luego, cuando actuó el control, aumentó la corriente de salida para satisfacer tanto I_{bat} como I_{carga} .

Transición III a IV: Con el aumento de la potencia de la CPC el convertidor debió limitar la corriente de salida a 4 A. Por lo tanto, la corriente de baterías disminuyó y en consecuencia también la tensión. Notar que la corriente de baterías fue siempre positiva, debido a que la carga no demandó intensidades mayores a 4 A.

Etapas IV a VIII: La corriente de baterías siguió disminuyendo debido al incremento de la potencia de la CPC. A pesar de que las baterías se siguieron cargando, se observa una pendiente negativa en la tensión.

Este comportamiento se explica con el circuito equivalente de la batería (Figura 3.8). Al pasar de cargarse con 3 a 1,5 A, las caídas en las resistencias del circuito disminuyeron y los capacitores se empezaron a descargar, lo que provocó la pendiente negativa de tensión. Si se hubiese dejado más tiempo sin modificar la corriente de baterías, la tensión hubiese llegado a un valor mínimo y luego hubiese comenzado a subir, por el aumento del SoC.

Transición VIII a IX: Al igual que en el inicio de la etapa I, se dio un cambio de control de corriente a tensión. La desconexión de la CPC permitió que se carguen las baterías con mayor intensidad, por lo que en la etapa IX se volvió a alcanzar la V_{flot} .

4.2.4 Control de corriente y tensión con cargas R-M

Este escenario muestra la operación de la microrred con las cargas resistivas y el motor universal (carga (A)). El convertidor limitó tensión para bajas I_{carga} , y limitó corriente a partir de la conexión de las resistencias (Figura 4.9). Notar que por el elevado SoC la corriente para cargar las baterías fue de poco más de 1 A.

BOOST		BATERÍAS
V [V]	I [A]	SoC [%]
27	4	~ 80

Tabla 4.7: Parámetros del convertidor y baterías

ETAPAS	I	II	III	IV	V	VI
CARGAS [Ω]	-	Motor	5,5 // Motor	8,5 // Motor	Motor	-

Tabla 4.8: Secuencia de cambios de carga

Etapas I y II: Comportamiento normal de la microrred con limitación de tensión.

Transición II a III: Con el aumento de carga, el convertidor tardó unos segundos en cubrir la demanda, por lo que las baterías se encargaron de cubrir la diferencia momentáneamente. Como fue mencionado anteriormente, el tiempo de reacción del convertidor se relaciona al ancho de banda del control.

Etapas III y IV: Comportamiento normal de la microrred con limitación de corriente.

Transición IV a V: Por la pérdida de carga se presentó un transitorio debido a la interacción entre el control del convertidor y las baterías. Este es un comportamiento indeseado que evidencia las limitaciones del boost. En el Anexo VI se muestran más escenarios con este tipo de problemáticas.

Etapa V y VI: Luego del transitorio mencionado, el funcionamiento de la microrred fue el esperado con control de tensión.

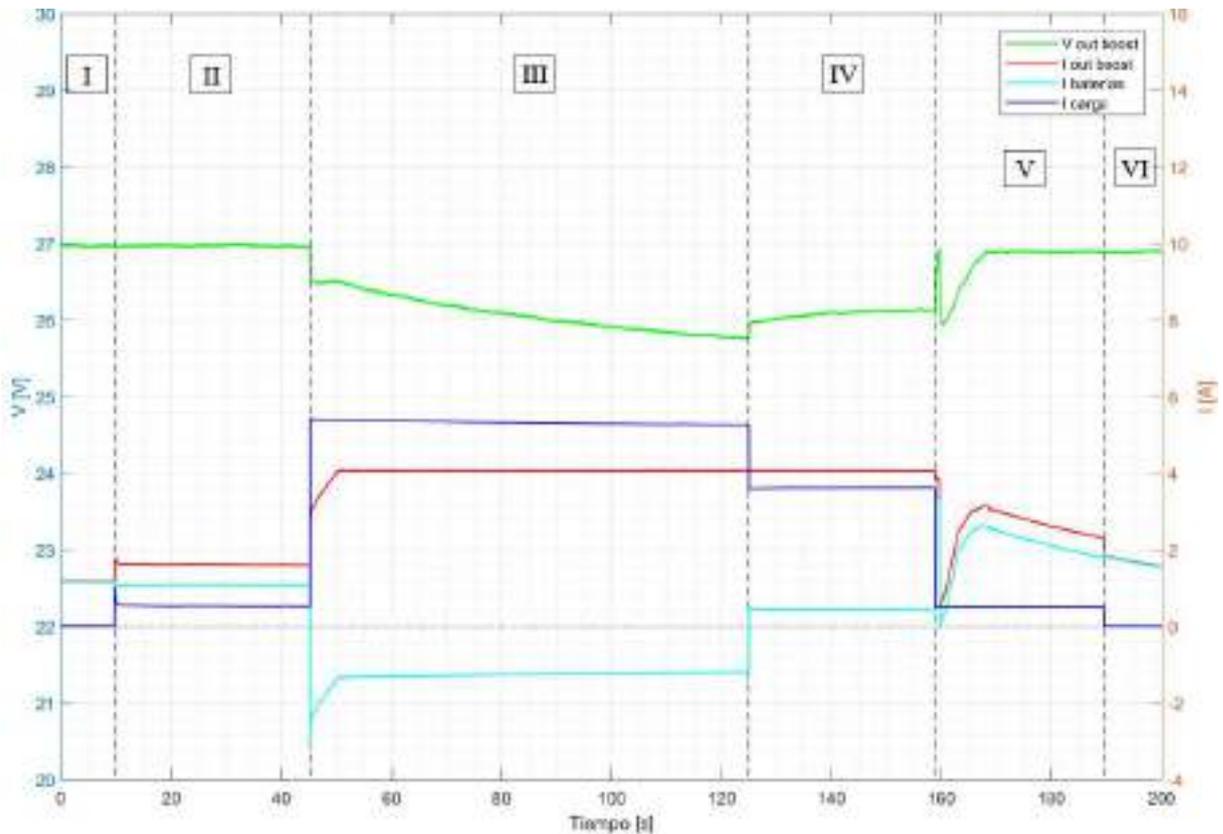


Figura 4.9: Mediciones del cambio de carga

4.2.5 Carga de baterías

BOOST		BATERÍAS
V [V]	I [A]	SoC [%]
27	4	~ 45

Tabla 4.9: Parámetros del convertidor y baterías

Se cargaron las baterías sin ninguna carga conectada para mostrar el funcionamiento analizado en la sección 3.1.2.1. En la Figura 4.10 se muestran los resultados.

Etapa I: Corresponde al transitorio de conexión hasta que la corriente de baterías alcanzó los 4 A.

Etapa II: En esta etapa se dio la carga a corriente constante.

Etapa III: Luego de alcanzar la V_{flot} se cargó el banco de baterías a tensión constante.

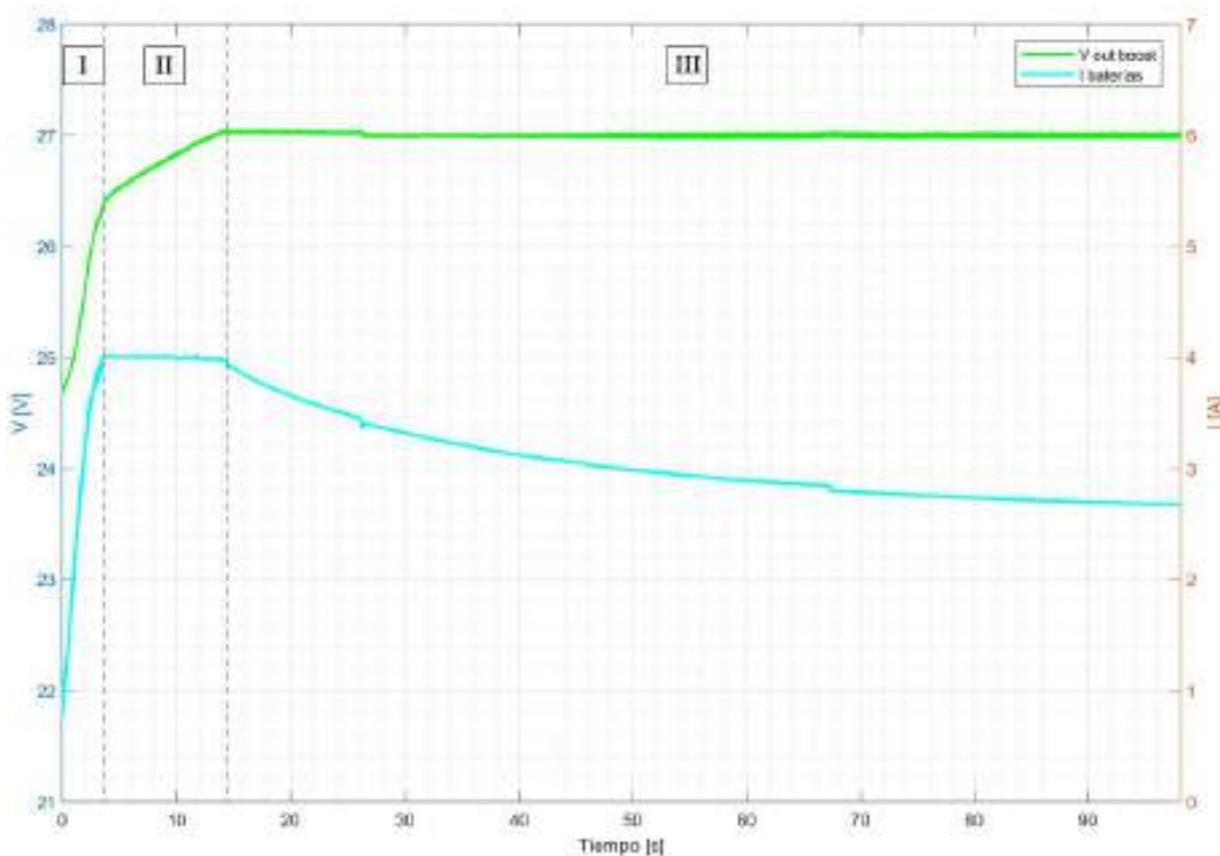


Figura 4.10: Mediciones de carga de baterías

El comportamiento general se condijo con lo visto en la sección 3.1.2.1. A pesar de que el SoC era menor al 50%, las baterías se cargaron a corriente máxima durante poco tiempo, lo que se traduce en tiempos prolongados de carga. Para lograr cargas más rápidas se debería establecer un límite de tensión mayor y luego bajarlo al llegar a bajas intensidades.

4.3 Ensayos de cambio en el emulador

Estos ensayos se realizaron con el objetivo de observar el comportamiento de la microrred ante cambios en las condiciones del emulador, para simular el comportamiento real de un panel fotovoltaico ante cambios climáticos.

Se modificaron la V_{OC} y la I_{SC} con el objetivo de simular el comportamiento ante cambios de temperatura e irradiancia. Para verificar los puntos de trabajo del emulador se calcularon las potencias demandadas por la red (P_d , ecuación 4.1) considerando una eficiencia de conversión η del 90%, por lo visto en la sección 3.2.4.3. Igualmente, no se buscó ser tan preciso en los cálculos realizados porque el objetivo no fue estudiar con exactitud el funcionamiento del emulador, sino las consecuencias en la microrred.

$$P_d = \frac{V_{OUT} \cdot I_{OUT}}{\eta} \quad (4.1)$$

4.3.1 Conexión de panel

Al principio del ensayo se trabajó con el emulador apagado, a modo de simular el comportamiento de la red ante la conexión del panel (Figura 4.11). Esto podría corresponderse al funcionamiento a primera luz del día o luego de un ensombrecimiento total. La carga utilizada fue la (A) de la Figura 4.4.

BOOST		BATERÍAS
V [V]	I [A]	SoC [%]
27	4	~ 80

Tabla 4.10: Parámetros del convertidor y baterías

ETAPAS	I	II	III	IV	V	VI
CARGAS [Ω]	8,5	5,5	5,5	5,5 // Motor	-	Motor
V _{oc} [V]	-	-	22	22	22	22

Tabla 4.11: Secuencia de cambios de carga y conexión del panel

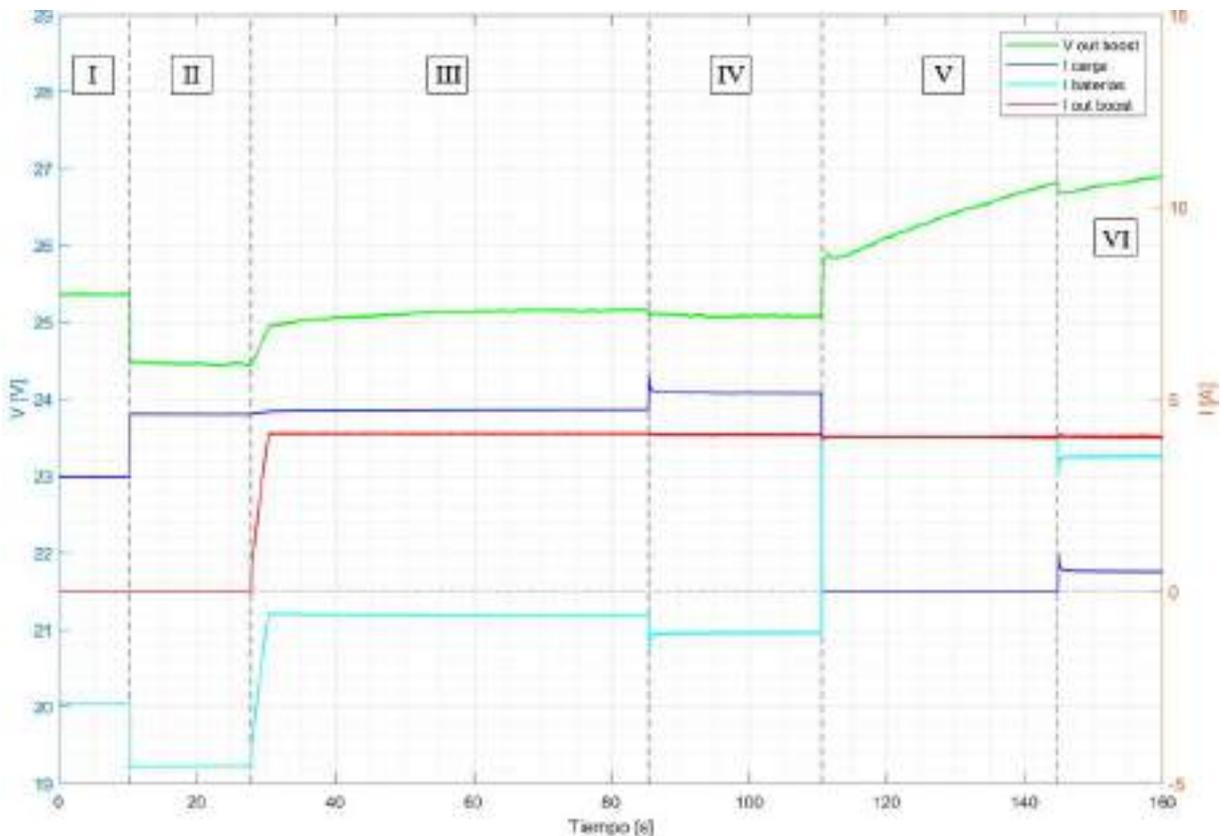


Figura 4.11: Mediciones de conexión de panel

Etapas I y II: Panel desconectado, cargas alimentadas por baterías.

Etapas III: Se conectó el emulador solar, sin modificar la carga de la microrred. La corriente de descarga de baterías pasó de 5 a 1 A, debido a la corriente entregada por el convertidor. El transitorio de conexión fue de aproximadamente 2,5 segundos.

Se observa una pendiente positiva en la tensión, aunque las baterías seguían descargándose, análogo a lo explicado anteriormente (sección 4.2.3, etapas IV a VIII).

Etapas IV a VI: Comportamiento normal.

4.3.2 Disminución de V_{OC}

En este escenario se ensayaron los casos en que debido a un aumento en la temperatura disminuye el V_{OC} del panel, tanto para limitación de tensión como para limitación de corriente del convertidor. En todos los casos en los que se varió la V_{OC} , cada voltio representó aproximadamente un salto de 15 °C, donde a mayor temperatura menor tensión.

4.3.2.1 Limitación de tensión

Para asegurar que el convertidor no limite la corriente no se conectaron cargas.

BOOST		BATERÍA
V [V]	I [A]	SOC [%]
27	4	~ 60

Tabla 4.12: Parámetros del convertidor y baterías

ETAPAS	I	II	III	IV	V	VI
V_{OC} [V]	22	21	20	19	16	22

Tabla 4.13: Secuencia de cambios de panel

Como se observa en la Figura 4.12, ante los cambios en la tensión de entrada el convertidor mantuvo la tensión y corriente de salida constantes, de modo que la microrred no se vio afectada ante los cambios de V_{OC} .

Los puntos de trabajo del panel se condijeron con los analizados en la Figura 4.13, marcados para cada caso. Cabe destacar que hay dos puntos en los que se podría trabajar si se analiza cada una de las curvas de potencia, uno en la región de corriente constante (CCR, a la izquierda) y otro en la región de tensión constante (CVR, a la derecha). Como ya se estudió previamente (sección 3.1.1), por el control del convertidor utilizado, se trabajó en la CVR.

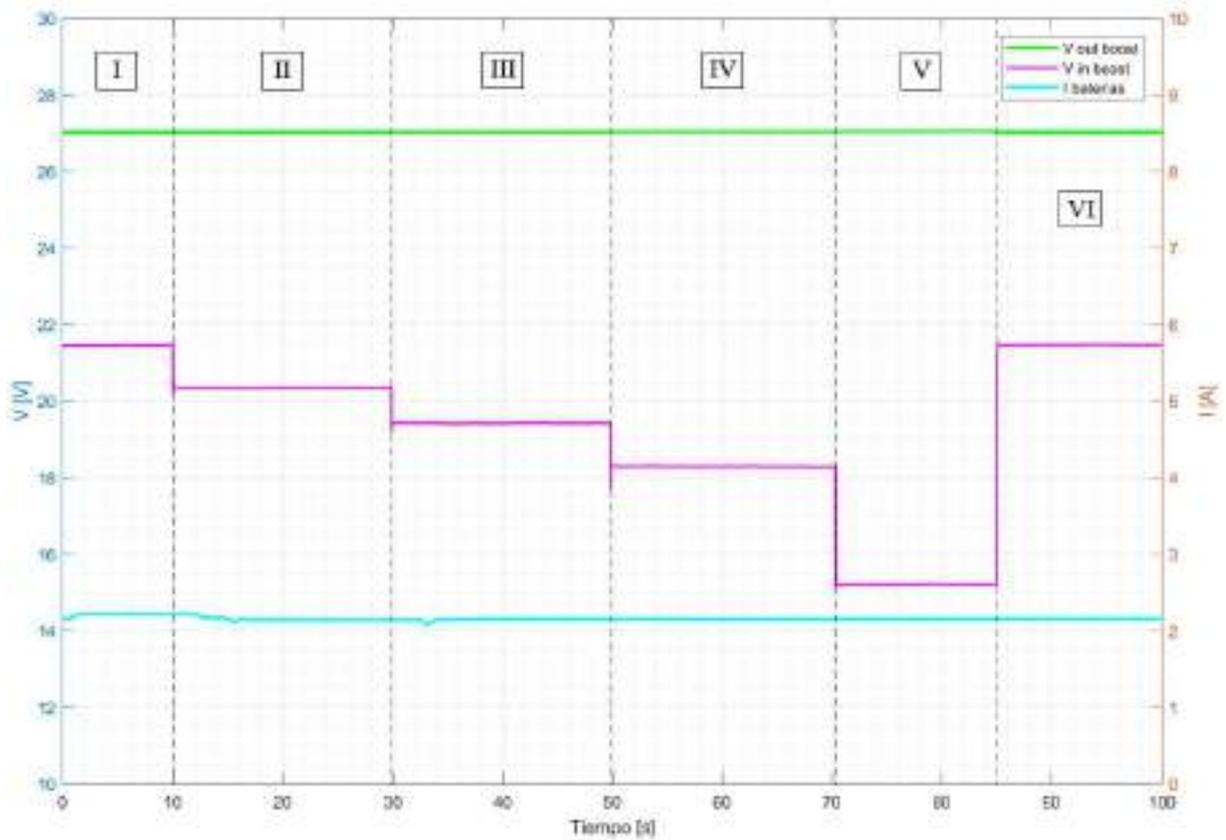


Figura 4.12: Mediciones de cambio de panel con limitación de tensión

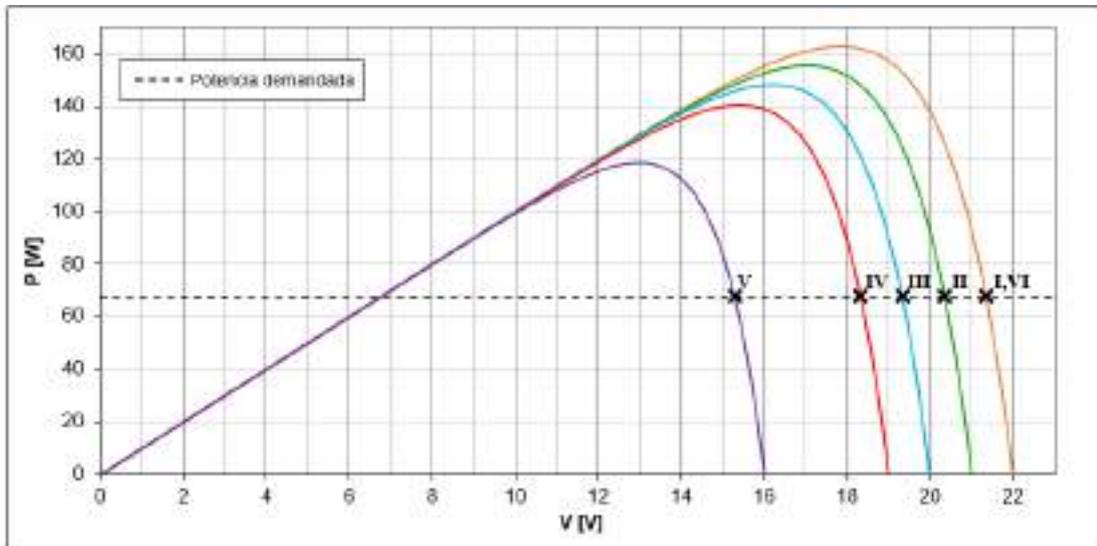


Figura 4.13: Puntos de trabajo de panel fotovoltaico con distintos V_{oc} , a potencia constante

4.3.2.2 Limitación de corriente

La carga conectada fue la (D) de la Figura 4.4, correspondiente a las cargas resistivas R_1 y R_2 en serie.

En la Figura 4.14 se observan picos en la corriente de baterías por los cambios de V_{oc} . De igual forma se dan picos en la tensión, aunque son imperceptibles. La

diferencia en las magnitudes de estos picos es por la baja impedancia de baterías. De cualquier manera, esto no tiene un efecto considerable en la operación de la red.

BOOST		BATERÍAS
V [V]	I [A]	SoC [%]
27	2	~ 70

Tabla 4.14: Parámetros del convertidor y baterías

ETAPAS	I	II	III	IV
CARGAS [Ω]	8,5	8,5	8,5	8,5
V_{oc} [V]	22	21	20	19

Tabla 4.15: Secuencia de cambios de carga y de panel

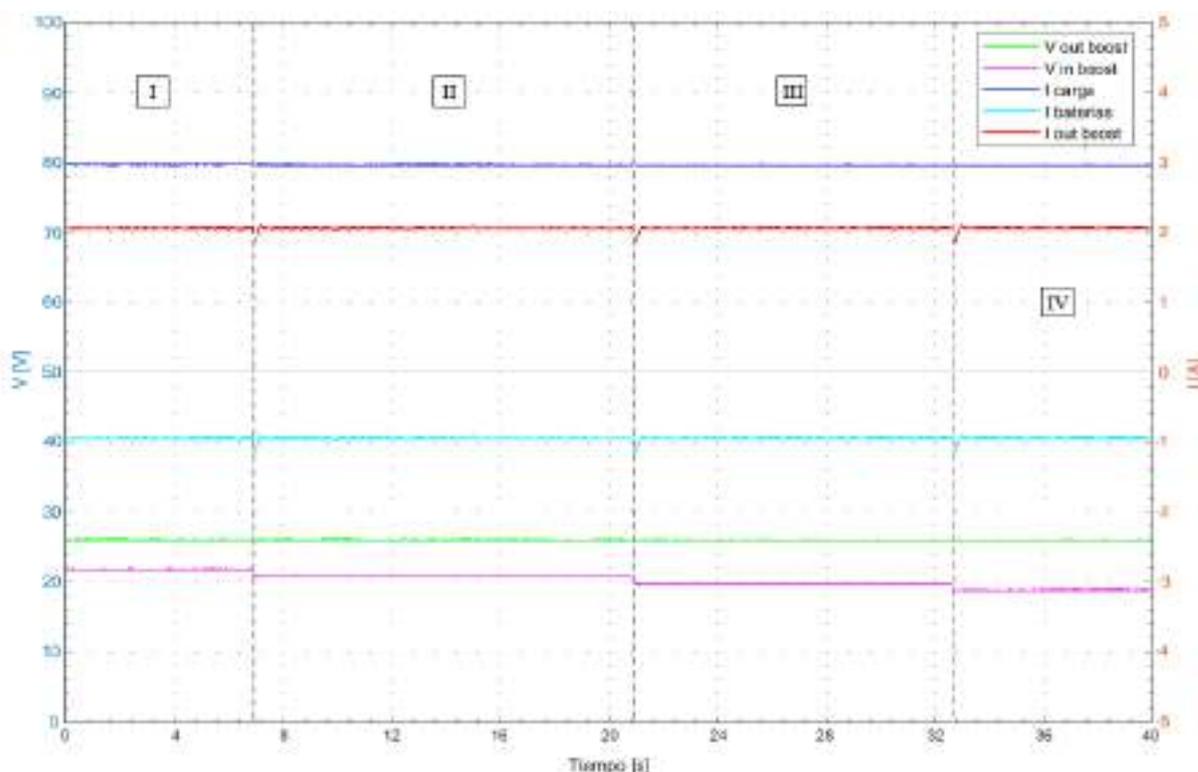


Figura 4.14: Mediciones de cambio de panel con limitación de corriente

4.3.3 Disminución de V_{oc} e I_{sc}

En este ensayo se disminuyeron la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito, lo que representa cambios de temperatura e irradiancia. Se realizó únicamente cargando el banco de baterías.

La variación en la I_{sc} se corresponde aproximadamente a la misma variación porcentual en la irradiancia. Por ejemplo, si en la etapa I la irradiancia fuese de 1000 W/m^2 , en la etapa II sería de 700 W/m^2 .

BOOST		BATERÍAS
V [V]	I [A]	SoC [%]
27	4	~ 60

Tabla 4.16: Parámetros del convertidor y baterías

ETAPAS	I	II	III	IV
V _{OC} [V]	22	22	22	19
I _{SC} [A]	10	7	10	7

Tabla 4.17: Secuencia de cambios de carga y de panel

Transición I a II: Se disminuyó la corriente de cortocircuito. Como consecuencia el panel varió su punto de trabajo del punto I al II de la Figura 4.15.

Etapa III: Se volvió a trabajar en el mismo punto que la etapa I.

Etapa IV: Por el cambio de V_{OC} e I_{SC} el panel trabajó en el punto IV (Figura 4.15), a tensiones considerablemente menores.

Para todos los cambios analizados la microrred mantuvo su correcta operación, sin variar prácticamente la tensión de salida (Figura 4.16).

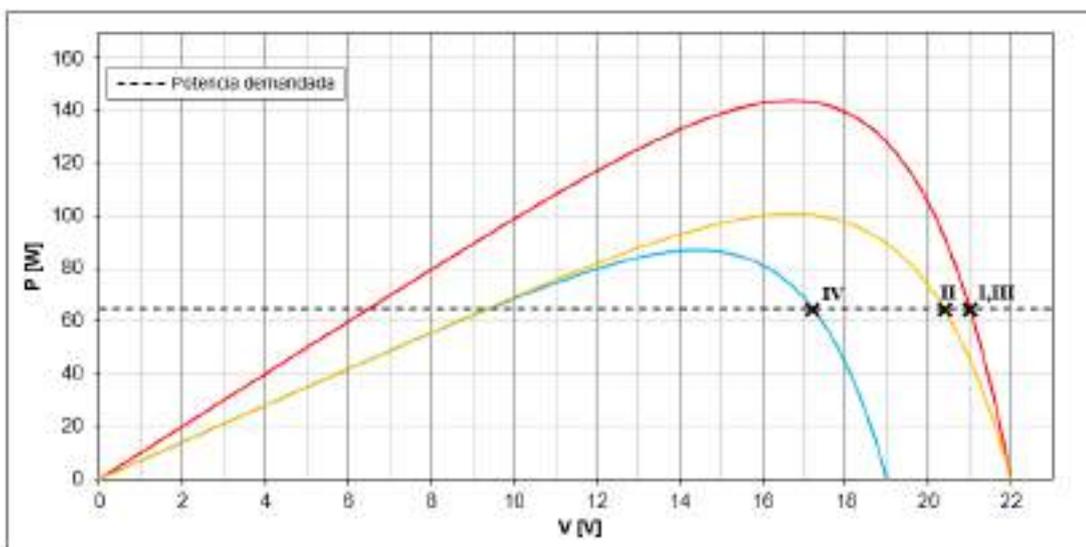


Figura 4.15: Puntos de trabajo de emulador solar con distintos V_{OC} e I_{SC}, a potencia constante

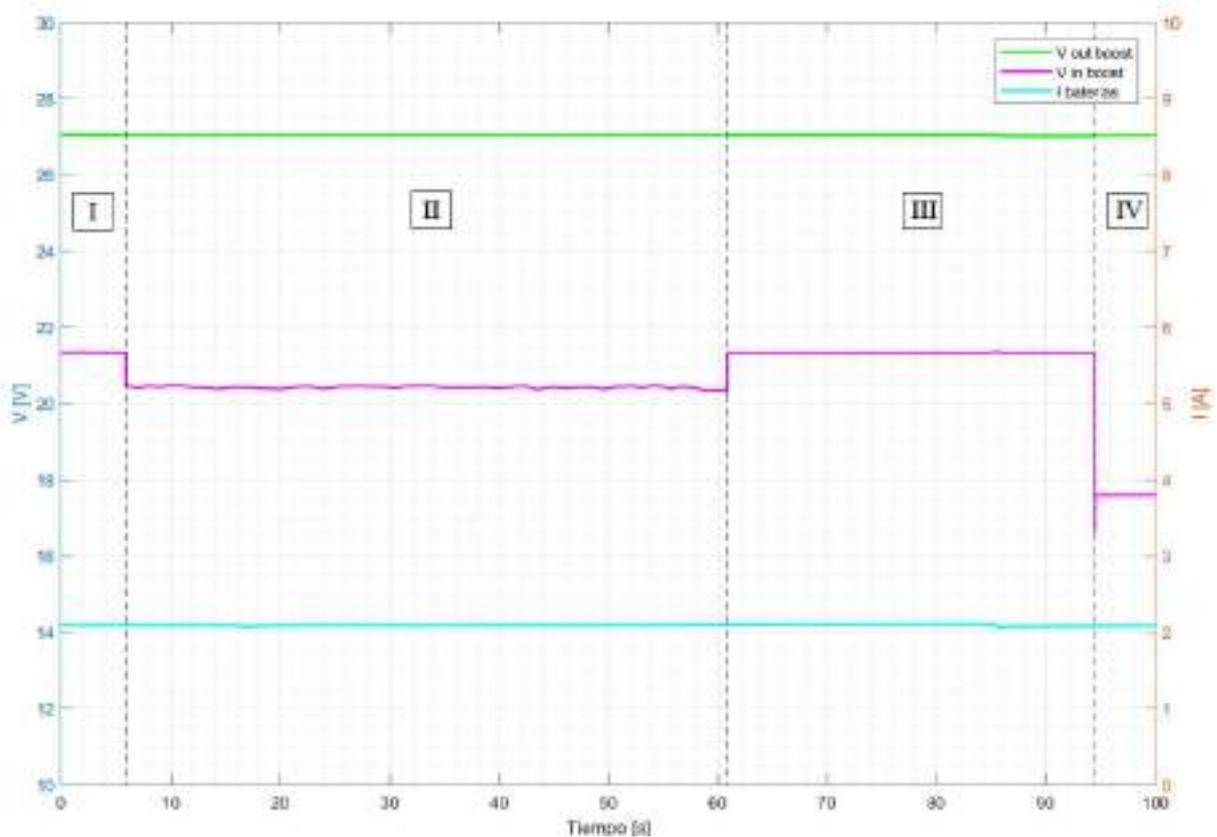


Figura 4.16: Mediciones de cambio de panel con variación de V_{OC} e I_{SC}

4.3.4 Disminución de V_{OC} límite

Se ensayó el caso límite en que, debido a una disminución en la V_{OC} del panel, la P_{MPP} no fue la suficiente para cubrir la demanda (Figura 4.18). La carga conectada fue la (D) de la Figura 4.4.

BOOST		BATERÍAS
V [V]	I [A]	SoC [%]
27	4	~ 70

Tabla 4.18: Parámetros del convertidor y baterías

ETAPAS	I	II	III	IV
CARGAS [Ω]	-	8,5	8,5	8,5
V_{OC} [V]	22	22	21	-

Tabla 4.19: Secuencia de cambios de carga y de panel

La curva emulada inicial fue con: $V_{OC} = 22$ V; $I_{SC} = 3,7$ A; $P_{MPP} = 60,2$ W. En la segunda etapa se cambió a un panel de: $V_{OC} = 21$ V; $I_{SC} = 3,7$ A; $P_{MPP} = 57,5$ W.

Las curvas de potencia resultantes se pueden observar en la Figura 4.17, donde se presenta también la potencia que la red demandó al panel.

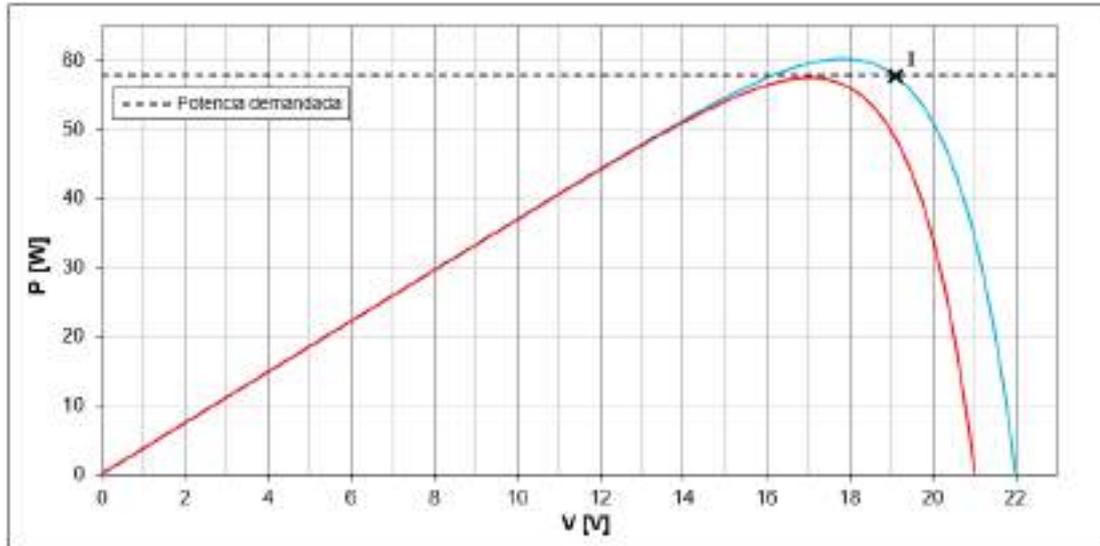


Figura 4.17: Puntos de trabajo de emulador y V_{OC} límite

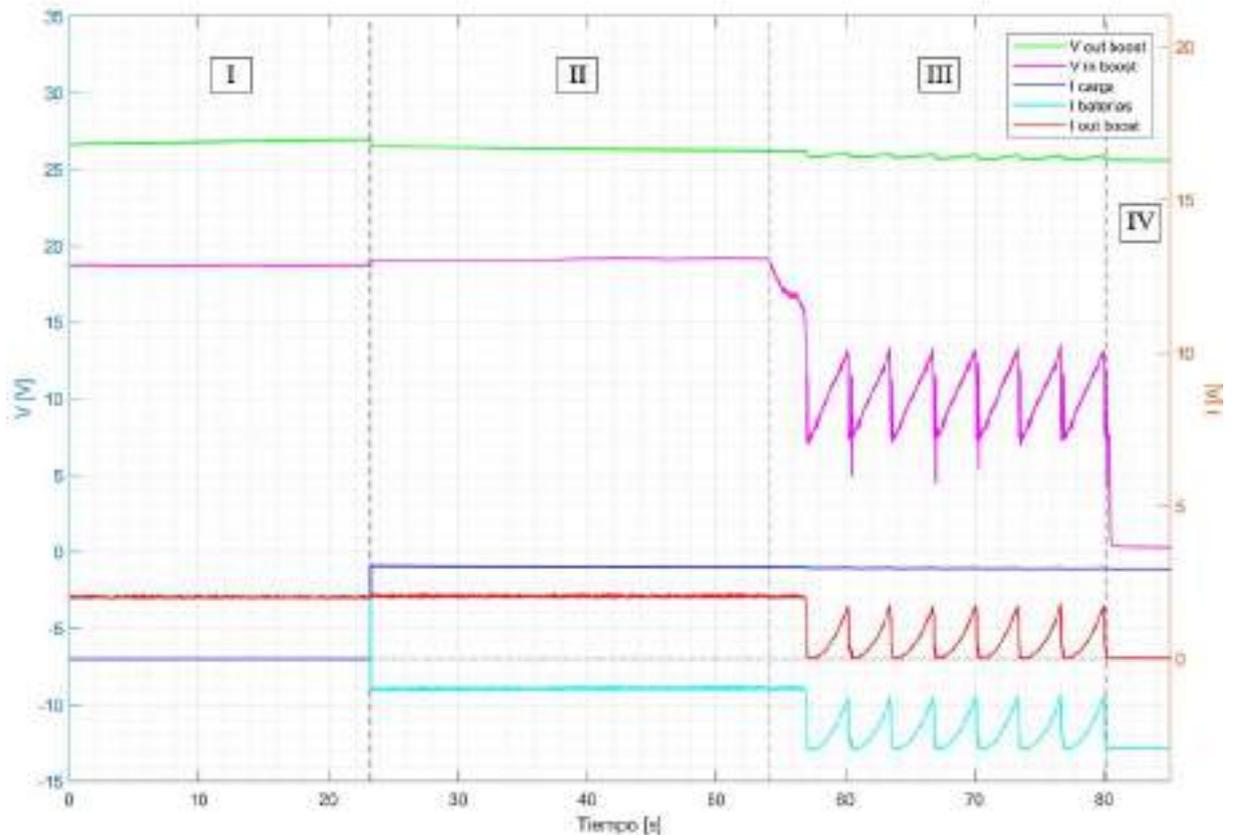


Figura 4.18: Mediciones de cambio de panel y V_{OC} límite

Etapas I y II: Funcionamiento normal de la microrred.

Etapa III: Al bajar la V_{OC} la potencia del panel emulado no alcanzó para cubrir la demanda de la microrred, por lo que entró en un ciclo de trabajo inestable en la zona de corriente constante (CCR, ver Figura 3.3). En estos ciclos el convertidor se apagaba al llegar a tensiones menores a 8 V, correspondiente a la mínima de

funcionamiento. Luego, por estar en modo de prendido automático (*function 0*, [28]), se encendía con el aumento de la tensión del panel.

Etapa IV: Se apagó manualmente el emulador solar.

El trabajo cíclico de encendido y apagado del convertidor tuvo como consecuencia una corriente alternada de baterías que no influyó de manera crítica en la alimentación de la carga. Igualmente, aunque para las cargas no es un funcionamiento peligroso, puede acortar la vida útil de las baterías y el boost.

5. CONTROL

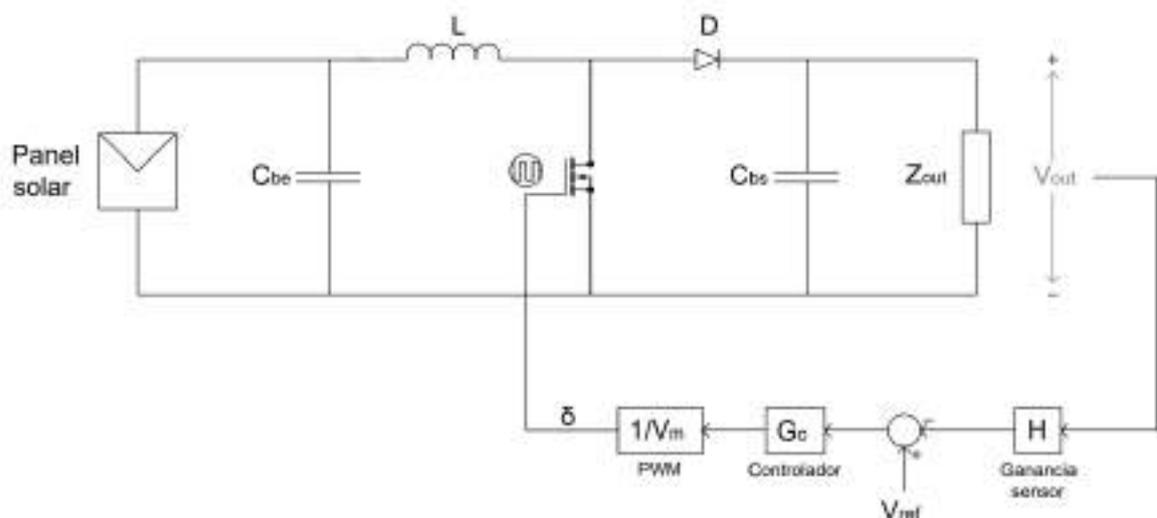
Debido a que el control del convertidor BST900 es desconocido, no se pudo modificar ni tener información precisa de como actuaba. Las problemáticas principales del comportamiento del control fueron desarrolladas en el Anexo VI. Por lo tanto, se diseñó un control mediante PID para que cuando se continúe con este proyecto se pueda implementar un control propio. Es importante recordar que este trabajo corresponde al primer montaje de la MRCC que se seguirá desarrollando en futuros proyectos.

Se diseñaron dos controles para el funcionamiento del convertidor en modo de conducción continua (CCM, por sus siglas en inglés): control de tensión y control de corriente. El estudio se realizó para la MRCC diseñada de 48 V nominales. Se buscó que el convertidor controle tensión cuando se llegue a $V_{OUT} = V_{flot}$ y que controle corriente al alcanzar $I_{OUT} = I_{carga\ bat.}$ Para los casos en que la potencia del panel no logre cubrir la demanda de la microrred, se podría realizar un tercer control de MPPT, de modo que el convertidor pueda entregar la máxima energía que dispone del panel.

5.1 Análisis de diagrama en bloques

El análisis realizado fue de pequeñas señales. Se linealizó el funcionamiento alrededor del punto de equilibrio para definir los bloques, y al tomar distintos puntos se estudiaron los casos extremos. Se impuso como condición que las baterías estuvieran siempre conectadas. Como consecuencia la resistencia de salida R (Figura 5.1) se asumió igual a la de baterías debido a su baja resistencia de salida.

En la Figura 5.1 se presentan el esquema circuital y diagrama en bloques del convertidor para CCM [34].



a)

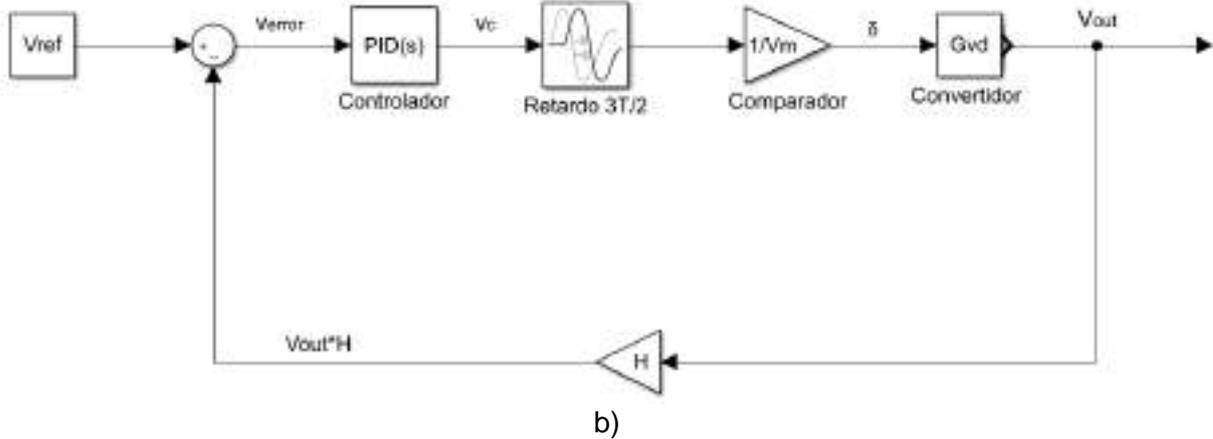


Figura 5.1: Diagrama control de tensión: a) Circuitual, b) En bloques

Donde:

- V_{ref} : tensión de referencia.
- V_c : tensión controlada.
- G_c : Transferencia del controlador, PID en este caso.
- El retardo se definió como tres medios el periodo de conmutación.
- V_m : Amplitud del diente de sierra que va al comparador.
- δ : variaciones de pequeña señal del ciclo de trabajo PWM (por sus siglas en inglés, *pulse width modulation*).
- G_{vd} : Transferencia entre variaciones del ciclo de trabajo y tensión de salida o *control-to-output transfer function*.
- H : Ganancia del sensor.

Luego, la tensión de salida corresponde a siguiente la ecuación:

$$v = \delta \cdot G_{vd} \quad (5.1)$$

No se tuvieron en cuenta para el cálculo del control las perturbaciones de variación de tensión de entrada ni de corriente de salida. De todos modos, en la sección 5.2.2 y 5.3.1 se simularon escenarios en los que se presentan variaciones en ambos parámetros.

$$G_{vd} = \frac{v}{\delta} \quad (5.2)$$

Como ya fue mencionado, los bloques se calcularon para un estado específico de funcionamiento, asumiendo que los cambios en los parámetros son muy pequeños. Por ello, los valores de D' y V , aunque varíen, se definieron como constantes para las transferencias. En la sección siguiente se estudian los casos extremos del sistema para tener en cuenta el rango total de operación.

Por otra parte, la resistencia de salida R depende del paralelo entre las baterías y la carga, y como la resistencia de batería es tan baja ($R_{bat} = 0,0452 \text{ } [\Omega] \text{ c/u}$), se despreció la resistencia de carga y se tomó directamente:

$$R = 4 \cdot R_{serie \text{ bat}} = 4 \cdot 0,0452 \text{ } [\Omega] = 0,181 \text{ } [\Omega] \quad (5.3)$$

La transferencia del controlador es de la siguiente forma:

$$G_c = PID = K_p + \frac{K_i}{s} + K_d \cdot s = \frac{k \left(1 + \frac{s}{z_1}\right) \cdot \left(1 + \frac{s}{z_2}\right)}{s} \quad (5.4)$$

Para la transferencia G_{vd} se utilizó la ecuación 5.5, obtenida de [34].

$$G_{vd} = G_{d0} \frac{\left(1 - \frac{s}{w_z}\right)}{1 + \frac{s}{Q \cdot w_0} + \left(\frac{s}{w_0}\right)^2} \quad (5.5)$$

Donde:

G_{d0}	w_z	w₀	Q
$\frac{V}{D'}$	$\frac{D'^2 R}{L}$	$\frac{D'}{\sqrt{LC}}$	$D'R \sqrt{\frac{C}{L}}$

Tabla 5.1: Parámetros de la G_{vd}

Luego, las transferencias del sistema resultaron:

GH	TLC
$G_c \cdot \frac{1}{V_m} \cdot G_{vd} \cdot H$	$\frac{G_c \cdot \frac{1}{V_m} \cdot G_{vd}}{1 + G_c \cdot \frac{1}{V_m} \cdot G_{vd} \cdot H}$

Tabla 5.2: Transferencias de lazo abierto y lazo cerrado del sistema

- GH: Transferencia de lazo abierto del sistema.
- TLC: Transferencia de lazo cerrado del sistema.

Cabe destacar que w_z (Tabla 5.1) representa un cero de no mínima fase. A pesar de ser un cero, en cuanto a la fase se comporta como un polo, por lo que disminuye la fase en vez de aumentarla. La frecuencia de este cero depende del ciclo de trabajo. Por lo estudiado en la sección 3.2.3:

$$29 < V_{in} < 44 \text{ [V]} \quad (5.6)$$

$$44 < V_{out} < 54 \text{ [V]} \quad (5.7)$$

Luego:

$$D' = \frac{V_{in}}{V_{out}} \quad (5.8)$$

$$0,573 < D' < 1 \quad (5.9)$$

La resistencia e inductancia son conocidas ($R = 0,0452 \text{ } [\Omega]$; $L = 53 \text{ } [\mu\text{H}]$). Entonces, el cero de no mínima fase se encuentra entre los siguientes valores:

$$984 < \omega_z < 3333 \left[\frac{\text{rad}}{\text{s}} \right] \quad (5.10)$$

Debido a la presencia del ω_z se debió trabajar con anchos de banda menores a $984 \text{ } [\text{rad/s}]$ para evitar la inestabilidad.

5.2 Diseño del controlador de tensión

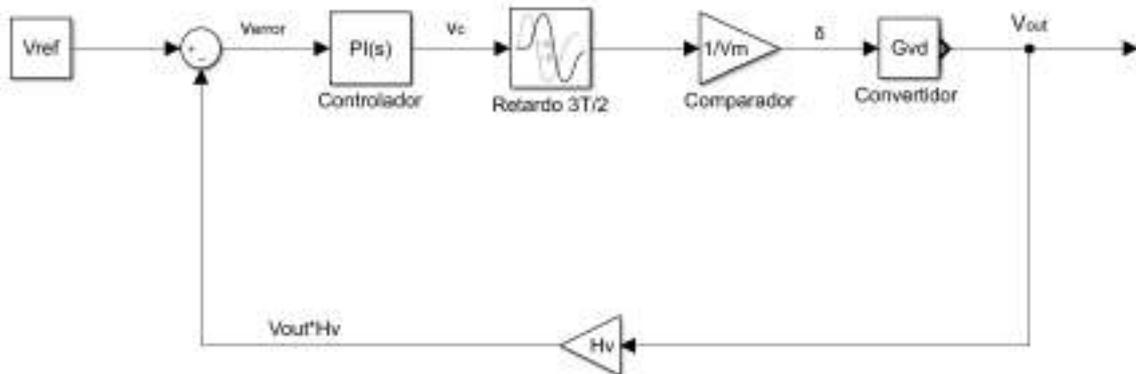


Figura 5.2: Diagrama en bloques del lazo de control de tensión

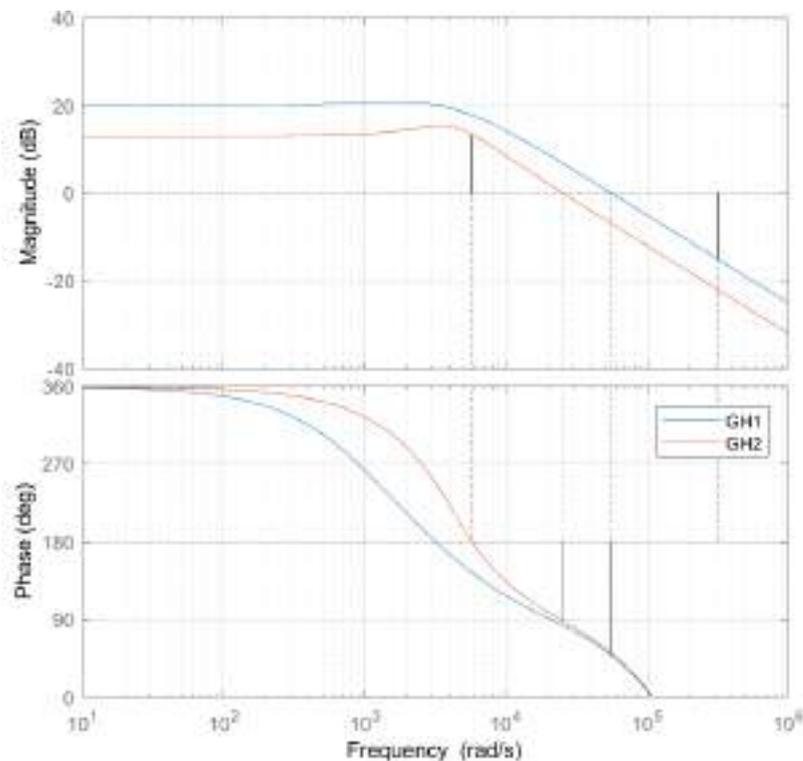


Figura 5.3: Transferencias de lazo abierto extremas. GH1: V_{IN} mínima, V_{OUT} máxima; GH2: V_{IN} máxima, V_{OUT} mínima

En la Figura 5.2 se puede ver el lazo simple de tensión con el que se determinaron los diagramas de bode mediante Matlab (Anexo VII). La transferencia de lazo abierto (GH) del sistema (sin tener en cuenta el controlador) en los casos extremos se observa en la Figura 5.3.

A partir del análisis de los diagramas de bode, se concluyó que si se diseñara un controlador proporcional (K_p) de manera que el comportamiento sea estable, el desempeño no sería bueno debido a las muy bajas ganancias. Por lo tanto, se procedió con el diseño de un controlador PI.

5.2.1 Controlador PI

Para lograr la estabilidad del sistema se decidió diseñar un controlador PI (ecuación 5.11). Se analizaron los casos extremos del sistema (Figura 5.3) para encontrar el controlador PI que proporcione un margen de fase aceptable con el mayor ancho de banda posible. Se definió como criterio diseñar el convertidor de modo que el margen de fase mínimo sea de 60° .

$$G_{c-v} = PI_v = \frac{K \cdot (1 + \frac{s}{z1})}{s} \quad (5.11)$$

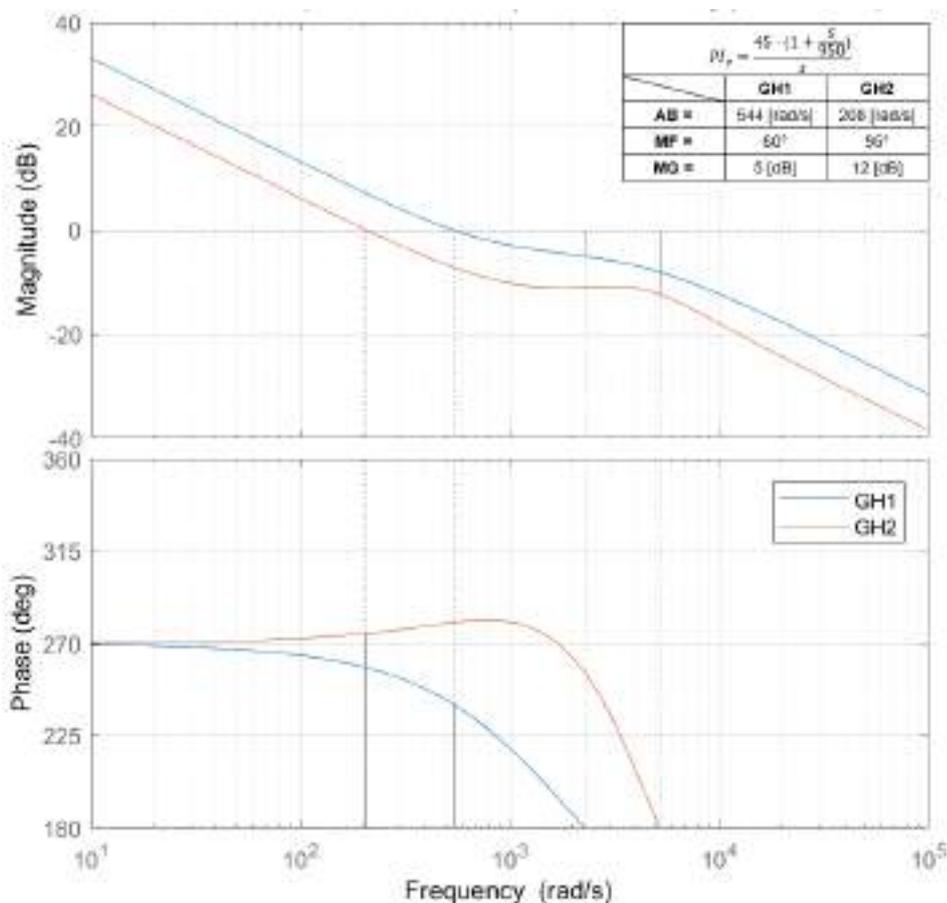


Figura 5.4: Diagrama de bode de transferencia de lazo abierto controlada con PI_v

De esta manera, el PI obtenido fue:

$$PI_v = \frac{45 \cdot (1 + \frac{s}{950})}{s} \quad (5.12)$$

$$K_p = 0,0474 \quad ; \quad K_i = 45 \quad ; \quad K_d = 0 \quad (5.13)$$

Así se obtuvo la transferencia de lazo abierto (TLA = GH) cuyo bode se puede observar en la Figura 5.4.

5.2.2 Simulación del control de tensión

Mediante Simulink se simuló el sistema controlado. Se utilizó el circuito equivalente de baterías, el bloque de panel fotovoltaico configurado con las características del módulo fotovoltaico del proyecto (Sun Earth modelo Polycrystalline TPB 156x156-72-P 290W) y una carga resistiva variable. El esquema utilizado en Simulink se presenta en la Figura 5.5.

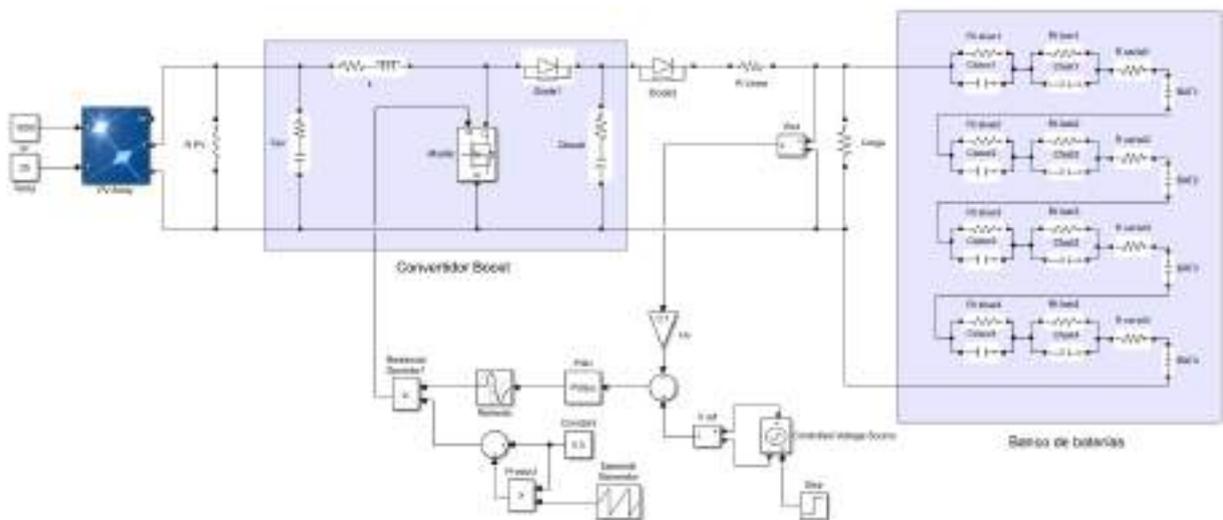


Figura 5.5: Diagrama circuital control de tensión – Simulink

5.2.2.1 Cambios de carga

En este escenario se simuló los cambios de carga mostrados en la Tabla 5.3. En la Figura 5.6 se muestran los resultados de la simulación.

ETAPAS	I	II	III	Boost V [V]
CARGA [Ω]	100	18	100	54

Tabla 5.3: Simulación del control de tensión, secuencia de cambios de carga y tensión seteadas del convertidor

La respuesta del control de tensión ante los cambios de carga fue muy buena, ya que ambos picos no superan los 0,4 V. Se puede apreciar que, hasta estabilizarse la corriente del convertidor, las baterías cubrieron transitoriamente la variación de corriente dada por la carga. De todos modos, lo importante a destacar en esta simulación es la baja variación de tensión de salida del convertidor (curva verde).

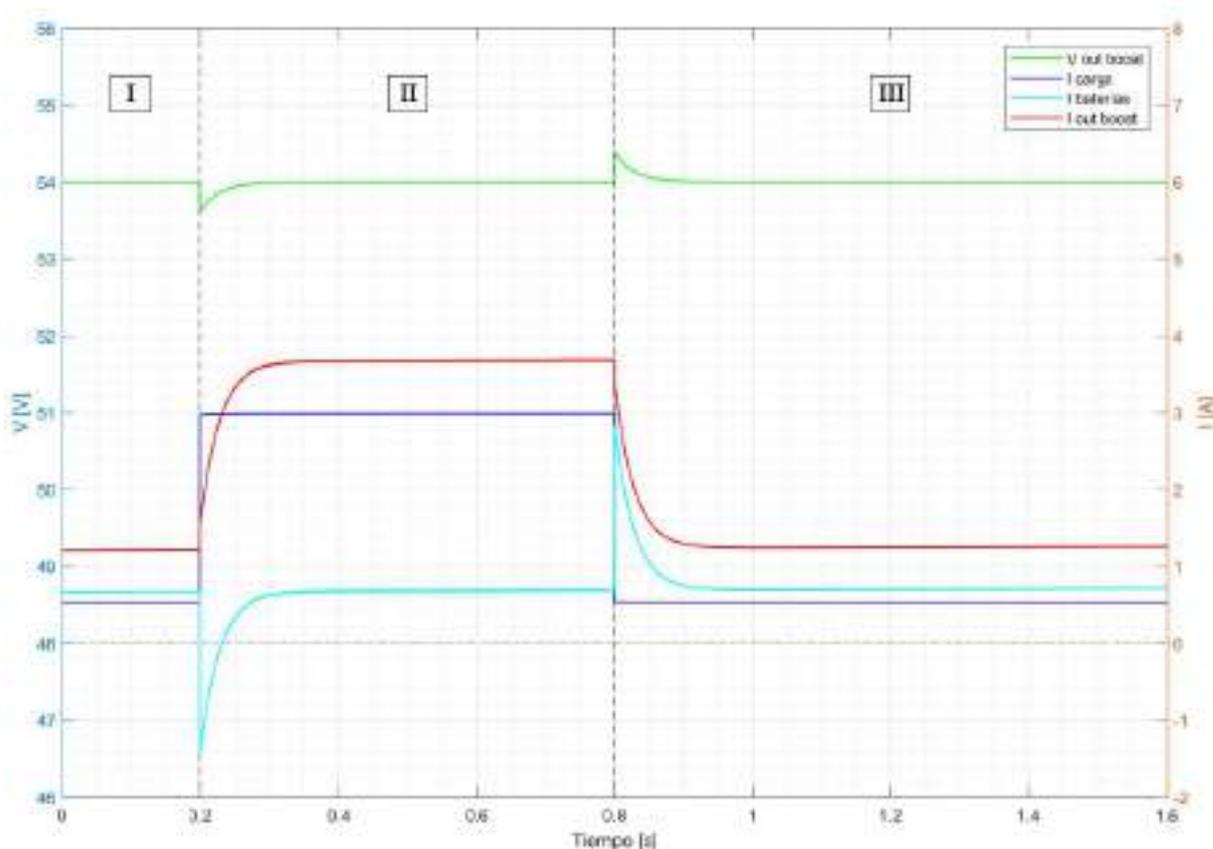


Figura 5.6: Resultados de la simulación del control de tensión con cambios de carga

5.2.2.2 Condiciones climáticas variables

En este segundo escenario se simuló cómo pueden afectar las variaciones climáticas (y por lo tanto variaciones en los parámetros del panel fotovoltaico, que se traducen en variaciones en la tensión de entrada del convertidor) al funcionamiento de la MRCC en general y al control de tensión en particular. Este ensayo equivale a los realizados de cambios de V_{OC} e I_{SC} con limitación de tensión, en la sección 4.3.3.

BOOST	Carga [Ω]
V [V]	27
54	

Tabla 5.4: Tensión seteada y carga en simulación del control de tensión

ETAPAS	I	II	III	IV	V
T [$^{\circ}$C]	25	10	40	40	40

I_{rr} [W/m ²]	1000	1000	1000	600	1200
------------------------------	------	------	------	-----	------

Tabla 5.5: Secuencia de cambios en el panel en simulación del control de tensión

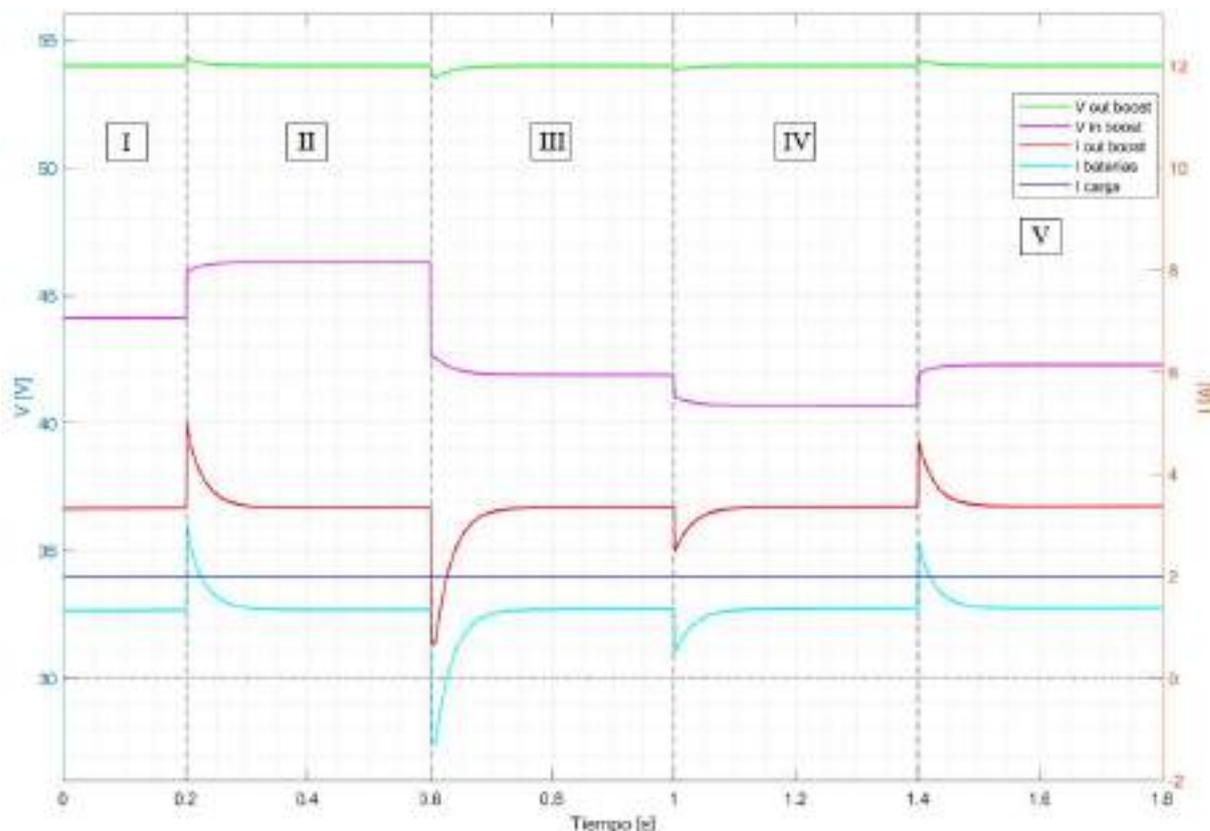


Figura 5.7: Resultados de la simulación del control de tensión con condiciones climáticas variables

En la Figura 5.7 se observa que el mayor pico de tensión fue de 0,5 V, para una variación de tensión de entrada de 3,5 V. Se consideró que es un buen funcionamiento. Los picos más pronunciados son los de corriente, pero cabe destacar que como el control es de tensión no se analizaron con detenimiento los efectos dinámicos que generaron estos picos. Igualmente, en el peor caso se llegó a 5 A con un transitorio de 100 ms, lo que no generaría problemas en el funcionamiento.

5.3 Diseño del controlador de corriente

El diagrama en bloques del lazo de corriente (Figura 5.8) es similar al de tensión, con la diferencia que se agrega un bloque antes de la salida, que representa la transferencia entre corriente y tensión, ambos de salida. La transferencia es la inversa de resistencia de salida. Como ya se mencionó anteriormente, corresponde al paralelo entre R_{bat} y R_{carga} , que se aproxima como la resistencia de batería directamente por su bajo valor.

Luego, el P_{li} diseñado (ecuación 5.14 y 5.15) es igual al P_{lv} pero con distinta ganancia. Los márgenes de ganancia y de fase y el ancho de banda tendrán los mismos valores que para el control de tensión.

$$PI_i = PI_v \cdot R = \frac{45 \cdot (1 + \frac{s}{950})}{s} \cdot R = \frac{8 \cdot (1 + \frac{s}{950})}{s} \quad (5.14)$$

$$K_p = 0,0084 \quad ; \quad K_i = 8 \quad ; \quad K_d = 0 \quad (5.15)$$

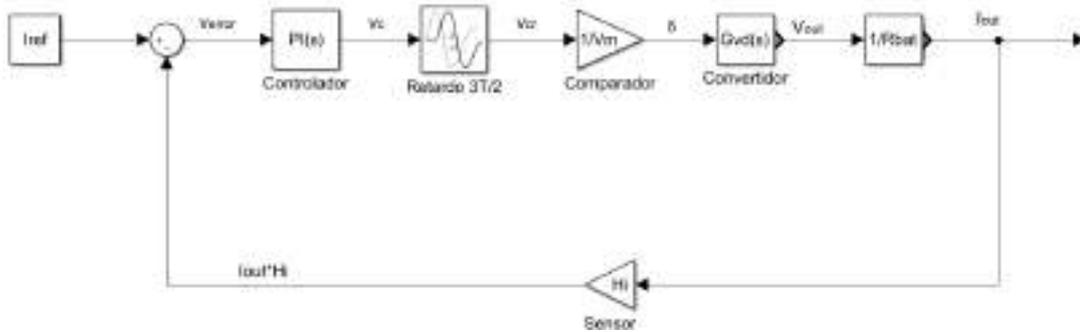


Figura 5.8: Diagrama en bloques del lazo de control de corriente

5.3.1 Simulación control de corriente

Para simular el control de corriente se utilizó el mismo diagrama circuital que en el caso anterior, pero con distintas cargas. Se usó el control de corriente con una referencia variable en el primer caso y una fija de 4 A en el segundo. El esquema utilizado en Simulink se presenta en la Figura 5.9

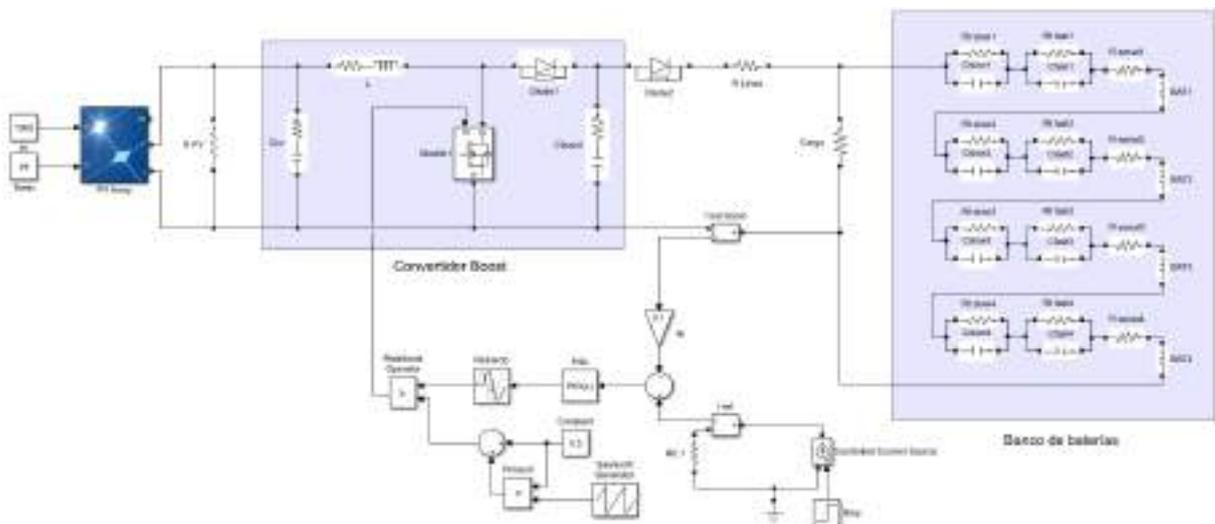


Figura 5.9: Diagrama circuital control de corriente – Simulink

5.3.1.1 Referencia de corriente variable

En la Figura 5.10 se muestran los resultados de la simulación del cambio de corriente de referencia (Tabla 5.6). La funcionalidad de este escenario es que si se quisiera modificar la corriente límite de salida del convertidor, por ejemplo si se diseñara en un futuro un control MPPT, también funciona bien el control de corriente.

ETAPAS	I	II	III	IV	V	Carga [Ω]
Iref [A]	1	2	3	8	1	10

Tabla 5.6: Secuencia de cambios de corriente de referencia

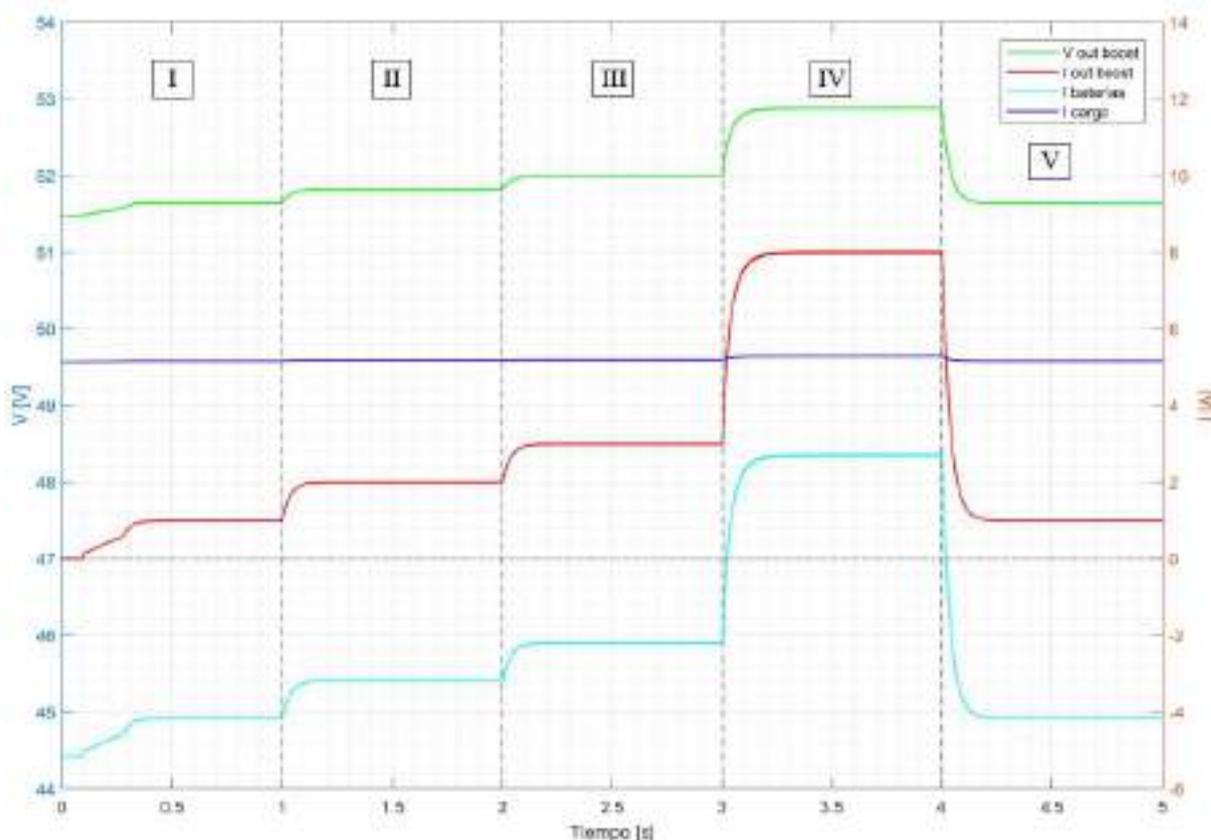


Figura 5.10: Resultados de la simulación de control de corriente con corriente de referencia variable

Se puede ver en el gráfico cómo la corriente de salida del convertidor se ajusta a la de referencia rápidamente. La tensión del bus varió debido a que las baterías son las que cambiaron la corriente y no así la carga.

5.3.1.2 Cargas variables

En este escenario se simularon los cambios de carga de la Tabla 5.7. En la Figura 5.11 se muestran los resultados.

ETAPAS	I	II	III	IV	V	BOOST I[A]
CARGA [Ω]	-	5	10	5	-	4

Tabla 5.7: Secuencia de cambios de carga y corriente de referencia del convertidor

A pesar de que se presentaron transitorios de corriente del convertidor al variar la carga, estos transitorios no se tradujeron en las baterías ni en las cargas, por lo que no sería problemático para el funcionamiento general de la MRCC. Además, estos

transitorios fueron rápidos y de valores máximos de 2 A, para un escalón de carga elevado de 10 A.

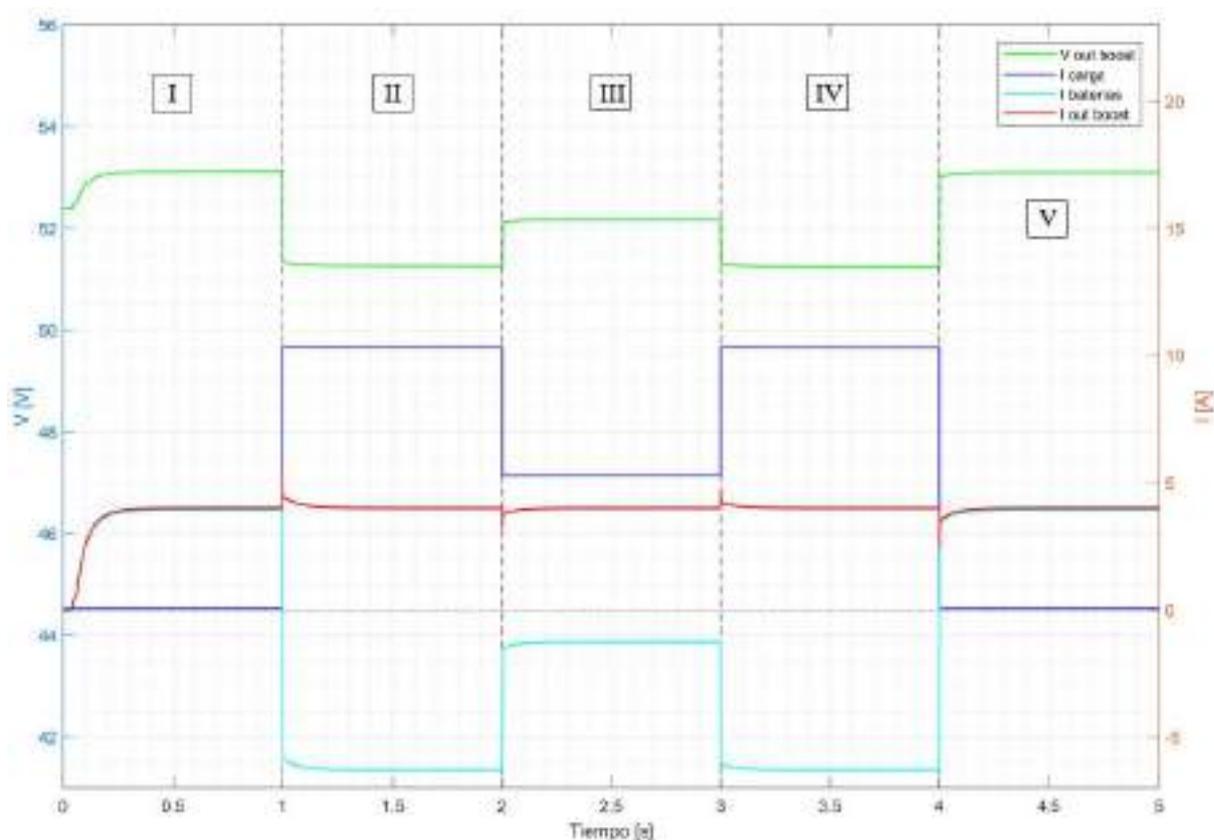


Figura 5.11: Resultados de la simulación del control de corriente con cambios de carga

5.4 Análisis de resultados

A partir de los resultados obtenidos en las simulaciones y en el análisis lineal se concluyó que este control se puede aplicar a la MRCC analizada y obtener el comportamiento deseado. Si a esto se sumara un control maestro que determine cuál de los dos controles debe actuar se podrían evitar las problemáticas analizadas en el Anexo VI. Luego, con la adición de un control MPPT se alcanzaría el comportamiento completamente autónomo de la MRCC.

6. CONCLUSIONES

Luego de una investigación detallada sobre las MRCC, se pudo realizar un estudio general de las mismas, incluyendo los elementos que las componen, la variedad de arquitecturas y las aplicaciones actuales. Esto permitió diseñar una MRCC funcional de tensión nominal de 48 V con un sistema de almacenamiento de cuatro baterías en serie, un panel fotovoltaico de 290 Wp y un convertidor tipo boost comercial. Además, se lograron hacer ensayos experimentales de la MRCC con un emulador solar y la red escalada a 24 V.

Aunque no se pudo simular la red completa para contrastar con los experimentos, se simuló el comportamiento con un control PI. Este control se diseñó con el objetivo de poder aplicarlo en próximos trabajos que involucren a la MRCC.

En conclusión, se destaca que mediante un convertidor tipo boost con un controlador PI simple se puede construir una MRCC alimentada por módulos fotovoltaicos capaz de alimentar distintos tipos de carga. Los controles requeridos para tener una red estable y con funcionamiento constante son: control de corriente, control de tensión y control MPPT.

6.1. Discusión

6.2.1 Convertidor tipo boost

La aplicación de un convertidor boost comercial tuvo como objetivo inicial facilitar la construcción de la microrred y permitir replicar la misma de manera sencilla. Permitted diseñar y ensayar la MRCC sin necesidad de construir previamente un convertidor propio. Sin embargo, los problemas en su funcionamiento, el desconocimiento del control sin posibilidad de intervenirlo y el no cumplimiento de las especificaciones, limitaron la potencia y el nivel de tensión de la microrred. Aunque estos convertidores comerciales pueden tener un buen comportamiento para algunos fines específicos, en el caso de una MRCC como la propuesta es recomendable utilizar un control especializado.

6.2.2 Emulador solar

El empleo del emulador permitió que se puedan realizar una serie de ensayos en diversos escenarios que ayudaron a recabar la información necesaria para verificar el comportamiento de la MRCC e identificar los puntos a mejorar para realizar una ampliación futura. Sin embargo, como el boost no soportaba las tensiones transitorias del emulador solar, se tuvieron que realizar estos ensayos a tensiones reducidas. Aunque los resultados obtenidos son válidos, para un estudio más específico y completo puede ser necesario elevar el nivel de tensión del bus de CC de la MR, para así poder aumentar la tensión de los paneles emulados y evitar los inconvenientes mencionados. Esto a su vez presenta otras ventajas, como la disminución de la corriente y, por lo tanto, de las pérdidas. Algunos de los requerimientos necesarios para llevar a cabo esta ampliación se listan en la sección siguiente.

6.2. Trabajo futuro

Dado que este es el primer paso en la construcción de una MRCC que se ampliara en proyectos futuros, en este apartado se exponen las mejoras que se recomiendan realizar.

En primera instancia se debería cambiar el convertidor boost para poder aplicar el control propio y así evitar las limitaciones previamente expuestas. En tal caso se podría aumentar la cantidad de paneles y/o baterías, y así aumentar la potencia de la MRCC. En caso de querer aumentar la tensión de la red debe estudiarse la modificación de las protecciones, ya que las presentes están especificadas por el fabricante para tensiones en CC de hasta 60 V.

Si además se busca una operación autónoma de la red, se debería agregar un control MPPT para que cuando al panel no le alcance la potencia para alimentar a la red, se active el MPPT y se entregue la potencia máxima disponible. Luego, para lograr una operación autónoma se debería implementar un control maestro que determine el control que debe actuar en cada situación. En ese caso, se podría analizar la incorporación de un relé de mínima tensión a la salida del panel fotovoltaico de modo que ante un cortocircuito o mal funcionamiento se abra el circuito. Así se podría asegurar que el panel no quede cortocircuitado por largos períodos de tiempo.

También, una posible mejora de la red sería cambiar la arquitectura de la misma, con la adición de un convertidor bidireccional al banco de baterías, para que la tensión del bus de CC sea constante e independiente de las baterías.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Dragičević, T., et al. (2016). DC Microgrids—Part II: A Review of Power Architectures, Applications, and Standardization Issues. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31, 3528-3549.
- [2] Ministerio de Desarrollo Productivo (2021). Plan de desarrollo productivo – Argentina 4.0. Disponible online:
https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_de_desarrollo_productivo_argentina_4.0.vf_1.pdf
- [3] Kevin Martin Diaz (2018). Análisis, diseño y construcción de un proveedor de bus para sistemas de distribución en corriente continua domésticos. Tesis doctoral Universidad de Oviedo. Disponible en: <http://hdl.handle.net/10651/50375>
- [4] Dragičević, T., et al. (2014). Supervisory Control of an Adaptive-Droop Regulated DC Microgrid With Battery Management Capability. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 29, 695-706.
- [5] Kumar, D., et al. (2017). DC Microgrid Technology: System Architectures, AC Grid Interfaces, Grounding Schemes, Power Quality, Communication Networks, Applications, and Standardizations Aspects. *IEEE Access*, 5, 12230-12256.
- [6] Gil, Salvador (2021). “Eficiencia Energética en Argentina”, apostando por conformar un sector energético más sostenible y eficiente en Argentina.
- [7] T. Castillo-Calzadilla, et al. (2022). Is it feasible a massive deployment of low voltage direct current microgrids renewable-based? A technical and social sight, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 161, doi: 10.1016/j.rser.2022.112198.
- [8] B. T. Patterson (2012). DC, Come Home: DC Microgrids and the Birth of the "Enernet". *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 10, no. 6, pp. 60-69, Nov.-Dec. doi: 10.1109/MPE.2012.2212610.
- [9] Becker, Dustin & Sonnenberg, B.J. (2011). DC microgrids in buildings and data centers. *Proc. INTELEC*. 1-7. 10.1109/INTLEC.2011.6099725.
- [10] Mishra, A., et al. (2018). Assessment of 48 volts DC for homes. 2018 IEEMA Engineer Infinite Conference (eTechNxT), 1-6.
- [11] V. Gholase and B. G. Fernandes (2015). Design of efficient BLDC motor for DC operated mixer-grinder. *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, pp. 696-701, doi: 10.1109/ICIT.2015.7125179.
- [12] M. Noritake, et al. (2014). Demonstrative research on DC microgrids for office buildings. *IEEE 36th International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, pp. 1-5, doi: 10.1109/INTLEC.2014.6972180.

- [13] A. Rasheed, et al (2019). AC vs. DC Home: An Efficiency Comparison. International Symposium on Recent Advances in Electrical Engineering (RAEE), pp. 1-6, doi: 10.1109/RAEE.2019.8887064.
- [14] G. Seo, et al. (2011). Modeling and analysis of DC distribution systems. 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia, pp. 223-227, doi: 10.1109/ICPE.2011.5944589.
- [15] Vagelis Vossos, et al. (2014). Energy savings from direct-DC in U.S. residential buildings, Energy and Buildings, Volume 68, Part A, Pages 223-231, ISSN 0378-7788, doi: 10.1016/j.enbuild.2013.09.009.
- [16] D. Fregosi et al. (2015). A comparative study of DC and AC microgrids in commercial buildings across different climates and operating profiles. IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM), pp. 159-164, doi: 10.1109/ICDCM.2015.7152031.
- [17] SUN EARTH (2014), PV-MODULE 290/295/300/305 Wp POLYCRYSTALLINE TPB 156x156-72-P.
- [18] Louie, H. (2018). Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries. Springer International Publishing: Seattle, WA, USA.
- [19] Beard, Kirby W., et al. (2011). Linden's Handbook of Batteries. 4th ed. New York: McGraw-Hill Education.
- [20] Battery Council International (2019). National Recycling Rate Study. Disponible en: <https://batteryCouncil.org/page/RecyclingStudy>.
- [21] ELPRA (2020). BATERÍA ELPRA VRLA 12x22 E-Bike, Argentina. Disponible en: <https://elpra.com.ar/productos/bateria-elpra-vrla-12x22-e-bike/>.
- [22] Victron energy. Gel and AGM Batteries. Disponible en: <https://www.victronenergy.com/upload/documents/Datasheet-GEL-and-AGM-Batteries-EN.pdf>
- [23] ELPRA. UCG 20-12 Deep Cycle Gel 12V 20AH.
- [24] WEG (2019). Manual del Usuario: Baterías Plomo-ácidas Reguladas por Válvula.
- [25] KIJOBATTERY, 6-DZF-20, Electric vehicle battery expert.
- [26] Louie, H. (2018). Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries. Springer International Publishing: Seattle, WA, USA.
- [27] Kazimierczuk, M. K. (2016). Pulse-width modulated Dc-Dc power converters 2nd ed. Wiley.
- [28] Hangzhou Junsi Instrument Co. (2015). BST900W OPERATING MANUAL, English. China. Disponible en: http://68.168.132.244/BST900W_EN_manual.pdf.
- [29] Viinamäki (2017). Grid-Forming-Mode Operation of Boost-Power-Stage Converter in PV-Generator-Interfacing Applications.

- [30] Honsberg, G. et al. Nominal Operating Cell Temperature. Disponible en: <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/7-modules-and-arrays/nominal-operating-cell-temperature>
- [31] SolarDesignGuide. Calculating Solar PV String Size – A Step-By-Step Guide. Disponible en: <https://solarDesignguide.com/calculating-string-size/>
- [32] T. Dragicevic (2013). Hierarchical control of a direct current microgrid with energy storage systems in a distributed topology. Ph.D. Dissertation, Faculty Elect. Eng. Comput., Zagreb Univ., Zagreb, Croatia.
- [33] Yu, Y., et al. (2018). Constructing Accurate Equivalent Electrical Circuit Models of Lithium Iron Phosphate and Lead–Acid Battery Cells for Solar Home System Applications. *Energies*, 11(9), 2305. MDPI AG, doi: 10.3390/en11092305
- [34] Erickson, R. W., & Maksimović, D. (2020), *Fundamentals of Power Electronics*, 3rd Edition, Springer 2020.
- [35] R. Garg (2019). Behavioral Analysis of a Universal Motor When Operated On DC and AC Supply. 2019 International Conference on Intelligent Computing and Control Systems (ICCS), pp. 705-710, doi: 10.1109/ICCS45141.2019.9065475.
- [36] Mercy, A., et al. (2021). Reduced-order thermal behavior of universal motor-driven domestic food mixers/grinders using AC and DC supplies. *J. Power Electron.* 21, 1322–1332, doi: 10.1007/s43236-021-00268-y
- [37] Aioboman, Abel. (2021). A comparative analysis on the performance of universal motor when driven by alternating current/direct current. *Australian Journal of Science and Technology*.
- [38] Chapman, S. J. (2012). *Maquinas Eléctricas*. McGraw-Hill Interamericana.
- [39] Sabry, A. H. et al. (2020). Compatibility of household appliances with DC microgrid for PV systems. *Heliyon*, 6, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e05699.
- [40] Revista Ingeniería Eléctrica (2015). WEG inaugura nueva línea de motores universales en Córdoba. Disponible en: https://www.editores-srl.com.ar/sites/default/files/ie297_weg_inaugura_nuevas_lineas_de_motores_univer_sales.pdf
- [41] T. Dragicevic, et al. (2014). Advanced LVDC Electrical Power Architectures and Microgrids: A step toward a new generation of power distribution networks". *IEEE Electrification Magazine*, vol. 2, no. 1, pp. 54-65, doi: 10.1109/MELE.2013.2297033.
- [42] Asociación Electrotécnica Argentina (2016). Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles AEA 90364 Parte 7 Sección 771.
- [43] IMSA (2020). Plastix CF – Ficha Técnica. Argentina. Disponible en: <https://imsa.com.ar/project/plastix-cf/>.
- [44] Ferreyra, R. (2019) *CABLES*. Apuntes de cátedra de Instalaciones Eléctricas.
- [45] IMSA (2013). *Manual de cables eléctricos*. Argentina.

- [46] ABB (2000). Asea Brown Boveri Pocket Book, 10th ed.
- [47] ABB. Cuaderno de aplicaciones técnicas n°5. Interruptores ABB para aplicaciones en corriente continua. Disponible en:
https://library.e.abb.com/public/d38937d3831ed6d3c125791a003a43d9/1TXA007104G0701_CT5_.pdf
- [48] Siemens (2020). Guía técnica para el instalador electricista.
- [49] Schneider Electric (2018). Product datasheet: C60 - circuit breaker - C60N - 1P - 20A - C curve.
- [50] Schneider (2011). Guía técnica Acti 9. Disponible en:
<https://www.se.com/es/es/download/document/ESMKT12024E11/>
- [51] Magna-Power Electronics (2021). SL Series. Disponible en: https://magna-power.com/assets/files/datasheets/datasheet_sl_4.5.0.pdf
- [52] Magna-Power Electronics. MagnaDC SL Series Operation: External User I/O. Disponible en: https://magna-power.com/assets/docs/html_sl/index-operation_io.html
- [53] Magna-Power Electronics (2011). OPERATING GUIDE FOR Photovoltaic Power Profile Emulation Software.
- [54] C&D TECHNOLOGIES, INC (2012), TECHNICAL BULLETIN, SELF DISCHARGE AND INVENTORY CONTROL, Disponible en:
https://www.cdtechno.com/pdf/ref/41_7272_0112.pdf
- [55] Ilustración lavarropas. <https://www.freepng.es/png-f36wfz/>
- [56] Ilustración LED. <https://www.freepng.es/png-iix2ey/download.html>
- [57] Ilustración motor universal. <https://www.freepng.es/png-k7c0wg/>
- [58] Ilustración motor de CA. <https://www.directindustry.es/prod/lafert/product-22127-1696601.html>
- [59] Freepik, diagrama de panel fotovoltaico y generador eólico. Designed by rawpixel.com / Freepik

8. ANEXOS

8.1. Anexo I – Cálculo de parámetros del panel fotovoltaico

Para obtener los parámetros eléctricos del panel fotovoltaico a condiciones distintas de las de referencia y nominales se recurrió a un cálculo aproximado. Las corrientes de cortocircuito y de máxima potencia se asumieron directamente proporcionales a la irradiancia (ecuaciones 8.1 y 8.2).

$$I_{mpp\ 2} = I_{mpp\ 1} \cdot \frac{Irr_2}{Irr_1} \quad (8.1)$$

$$I_{sc\ 2} = I_{sc\ 1} \cdot \frac{Irr_2}{Irr_1} \quad (8.2)$$

Donde:

- I_{mpp} = Corriente en el punto de máxima potencia, en [A]
- Irr = Irradiancia, en [W/m²]
- I_{sc} = Corriente de cortocircuito, en [A]

Por otra parte, las tensiones se supusieron proporcionales a la diferencia de temperatura de la celda (ecuaciones 8.3 y 8.4), afectada por los coeficientes de la Tabla 8.1a.

$$V_{oc\ 2} = V_{oc\ 1} + V_{oc\ 1} \cdot (T_{c\ 2} - T_{c\ 1}) \cdot \frac{\beta}{100} \quad (8.3)$$

$$V_{mpp\ 2} = V_{mpp\ 1} + V_{mpp\ 1} \cdot (T_{c\ 2} - T_{c\ 1}) \cdot \frac{\gamma}{100} \quad (8.4)$$

Donde:

- V_{oc} = Tensión de circuito abierto, en [V]
- V_{mpp} = Tensión en el punto de máxima potencia, en [V]
- T_c = Temperatura de la celda, en [°C]
- β = Coeficiente de temperatura de V_{OC} , en [%/°C]
- γ = Coeficiente de temperatura de potencia máxima, en [%/°C]

Para la V_{OC} el coeficiente de variación con la temperatura utilizado fue β , correspondiente a la tensión de circuito abierto. En cambio, para la V_{MPP} se utilizó el coeficiente γ , correspondiente a la variación de la potencia máxima, debido a que se despreció la variación de las corrientes con la temperatura.

Es importante aclarar que las variaciones con la temperatura dependen de la operación de la celda y no directamente de la temperatura ambiente. En [30] se presenta la relación entre la irradiancia y la diferencia de temperatura de operación y ambiente para un módulo típico (Figura 8.1, ecuación 8.5). Para esto es necesario conocer la NOCT, obtenida de la Tabla 8.1b.

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot Irr \quad (8.5)$$

Donde:

- T_a = Temperatura ambiente, en [°C]
- $NOCT$ = Temperatura de operación nominal de la célula, en [°C]

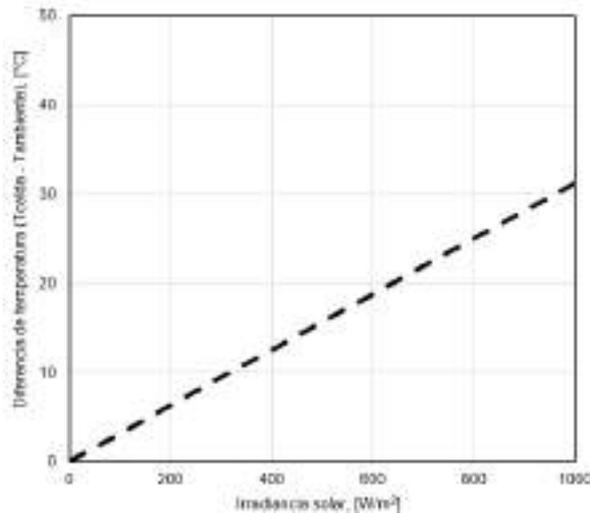


Figura 8.1: Diferencia entre temperatura de celda y ambiente en un panel fotovoltaico [30]

TEMPERATURE COEFFICIENTS		ELECTRICAL DATA (general)			
Power:	- 0.42 %/°C	Cell temperature (T _{acc}):	46 ± 2 °C		
Open circuit voltage:	- 0.32 %/°C	Module efficiency:	14.9 %	15.2 %	15.4 %
Short circuit current:	0.05 %/°C	Tolerance of performance:	-0 W up to +5 W		

a)

b)

Tabla 8.1: Panel solar fotovoltaico: a) Coeficientes de temperatura, b) Datos eléctricos generales [17]

Para facilitar los cálculos se confeccionó un Script en MATLAB, presentado a continuación:

```

clc, clear all, close all;

%Características electricas (STC)
Vmpp0 = 36.2; %[V]
Impp0 = 8.01; %[A]
Voc0 = 44.9; %[V]
Isc0 = 8.69; %[A]

%Coeficientes de temperatura
CPmpp = -0.42; %[%/°C]
CVoc = -0.32; %[%/°C]
NOCT = 45; %[°C] Temp. de operación nominal de la célula
    
```

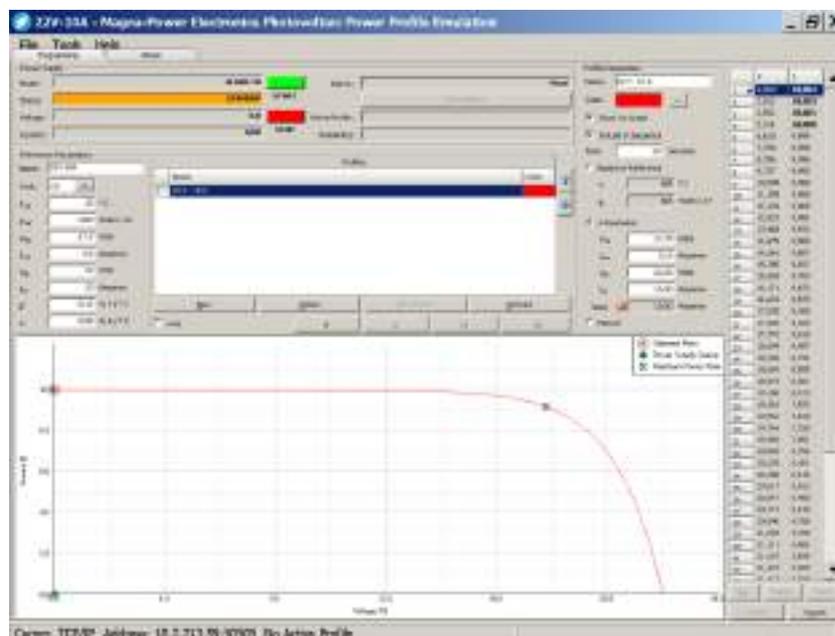
```
%Condiciones ambientales
Irr = 800; %[W/m2]
Ta = 20; %[°C]
Tc = Ta + (NOCT-20)/800 * Irr; %[°C]

Impp = Irr*(Impp0/1000);
Isc = Irr*(Isc0/1000);
Vmpp = Vmpp0 + Vmpp0*(Tc-25).*(CPmpp/100);
Voc = Voc0 + Voc0*(Tc-25).*(CVoc/100);
Pmpp = Impp.*Vmpp*1;
```

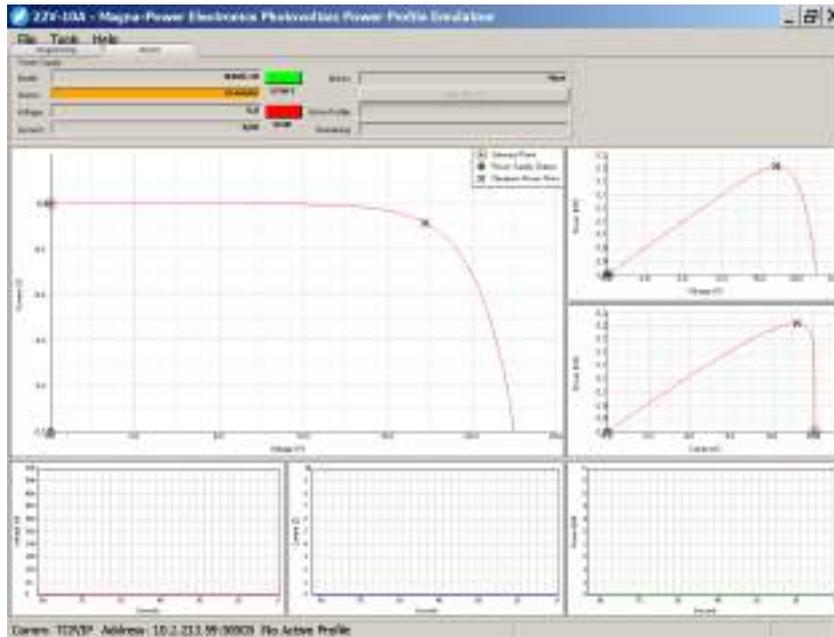
8.2. Anexo II – Utilización del emulador de panel fotovoltaico

El fabricante de la fuente electrónica Magna Power SL600 ofrece dos programas gratuitos para operar en el modo de emulador solar. El más moderno es el Photovoltaic Power Profile Emulation (PPPE), que genera curvas de paneles a partir de los parámetros de referencia y coeficientes de temperatura (Figura 8.2). No se trabajó con este software debido al requerimiento de operar a V_{OC} mayores al 10% de la tensión nominal de 600 V.

Para poder operar a voltajes menores, acordes al sistema diseñado, se aprovechó el Remote Interface Software (RIS) panel. En este programa se requiere cargar una tabla punto a punto representativa de la corriente y tensión del panel. Las curvas se generaron con el PPPE, con 50 datos cada una y se exportaron en .csv, para luego poder cargarlas en el RIS.



a)



b)

Figura 8.2: Photovoltaic Power Profile Emulation: a) Pestaña de programación, b) Pestaña de visualización [51]

En el RIS se debe acceder a la pestaña de *Modulation Panel* del RIS (Figura 8.3b), con la configuración como sigue:

Control input: 1 = Tensión.

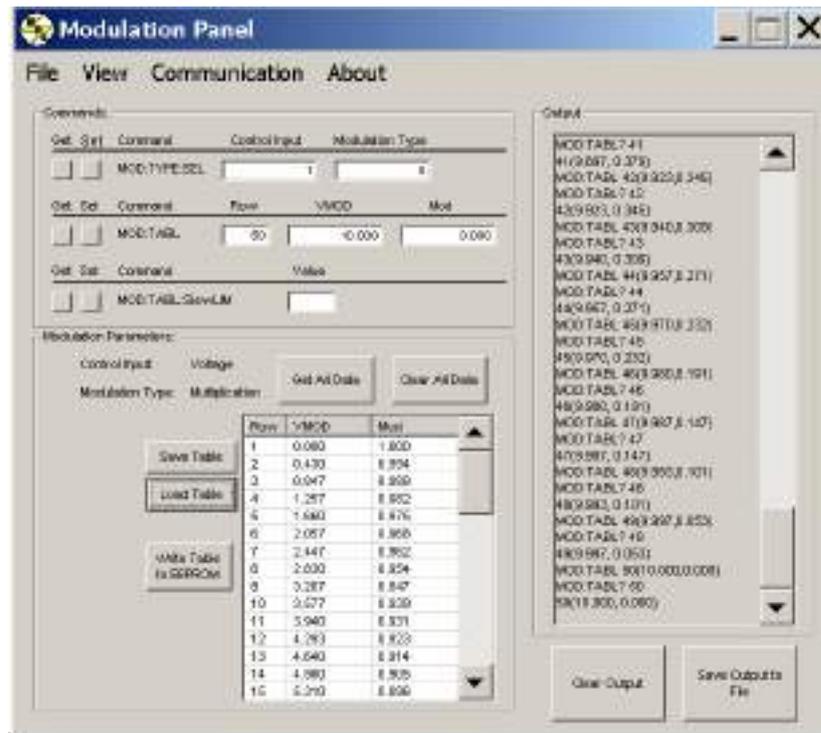
Modulation Type: 0 = Multiplicación.

MOD:TABL: Para cargar la tabla manualmente punto a punto.

MOD:TABL:SlewLIM: 0,5



a)



b)

Figura 8.3: Remote Interface Software: a) Pestaña del panel de control, b) Pestaña de modulación [51]

Luego, con “Load Table” se puede cargar un archivo de texto con extensión .modtable, con los valores representativo de la curva del panel. En vez de cargarse directamente el conjunto (I, V), se deben cargar (VMOD, Mod), donde:

VMOD:

$$VMOD = \frac{10 \cdot I}{I_{m\acute{a}x. \text{ fuente}}} \quad ; \quad I = \frac{VMOD \cdot I_{m\acute{a}x. \text{ fuente}}}{10}$$

Mod:

$$Mod = \frac{V}{V_{oc}} \quad ; \quad V_{oc} = V_{set}$$

La tabla cargada debe seguir un formato determinado. En la Tabla 8.2 se muestra el archivo de texto que se corresponde al panel emulado de la Figura 4.5.

```
[Config]
Table=1
Type=0
[Table]
key1Mod=0.000
key1Out=1.000
key2Mod=0.434
```

key2Out=0.997
key3Mod=0.864
key3Out=0.993
key4Mod=1.289
key4Out=0.989
key5Mod=1.706
key5Out=0.985
key6Mod=2.116
key6Out=0.982
key7Mod=2.520
key7Out=0.978
key8Mod=2.916
key8Out=0.973
key9Mod=3.305
key9Out=0.969
key10Mod=3.686
key10Out=0.964
key11Mod=4.060
key11Out=0.960
key12Mod=4.426
key12Out=0.955
key13Mod=4.784
key13Out=0.950
key14Mod=5.134
key14Out=0.944
key15Mod=5.476
key15Out=0.939
key16Mod=5.808
key16Out=0.933
key17Mod=6.132
key17Out=0.926
key18Mod=6.447
key18Out=0.920
key19Mod=6.752
key19Out=0.913
key20Mod=7.047
key20Out=0.906
key21Mod=7.332
key21Out=0.898
key22Mod=7.606
key22Out=0.889
key23Mod=7.868
key23Out=0.880
key24Mod=8.119
key24Out=0.871
key25Mod=8.357
key25Out=0.860
key26Mod=8.581
key26Out=0.849
key27Mod=8.790

key27Out=0.836
key28Mod=8.983
key28Out=0.823
key29Mod=9.159
key29Out=0.808
key30Mod=9.316
key30Out=0.792
key31Mod=9.454
key31Out=0.774
key32Mod=9.571
key32Out=0.756
key33Mod=9.669
key33Out=0.735
key34Mod=9.749
key34Out=0.714
key35Mod=9.813
key35Out=0.690
key36Mod=9.863
key36Out=0.666
key37Mod=9.901
key37Out=0.640
key38Mod=9.929
key38Out=0.612
key39Mod=9.950
key39Out=0.583
key40Mod=9.966
key40Out=0.552
key41Mod=9.976
key41Out=0.518
key42Mod=9.984
key42Out=0.482
key43Mod=9.989
key43Out=0.443
key44Mod=9.992
key44Out=0.400
key45Mod=9.994
key45Out=0.353
key46Mod=9.995
key46Out=0.301
key47Mod=9.996
key47Out=0.242
key48Mod=9.997
key48Out=0.174
key49Mod=9.999
key49Out=0.096
key50Mod=10.000
key50Out=0.000

Tabla 8.2: Ejemplo de una tabla para la carga de datos en el RIS

De esta forma se consiguió tener el comportamiento del PPPE, utilizando el programa RIS. La limitación que presentó el método fue que la velocidad para cambiar de una curva a otra durante el ensayo era más lenta y se hacía punto a punto. Para cargar estas tablas previamente se debe conectar la fuente a una PC para controlar remotamente.

Manejo remoto:

El manejo remoto se hizo mediante una computadora de escritorio del LIC, con comunicación TCP/IP. Para que se habilite el control de tensión necesario para operar como emulador solar, fue necesario colocar un puente entre los pins 24 (IO2, salida analógica de corriente de referencia) y 25 (VMOD) del conector JS1 que se encuentra en la parte trasera del instrumento (Figura 8.4).

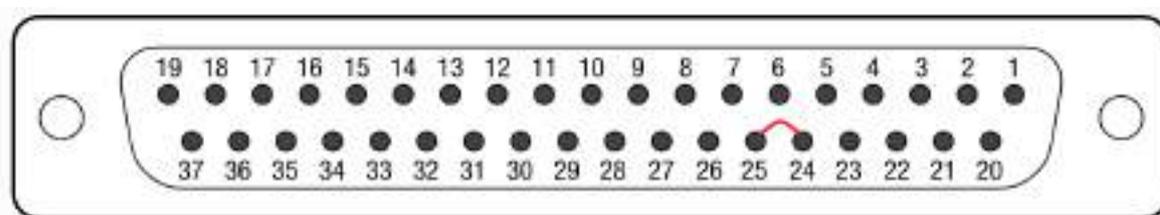


Figura 8.4: Puente pines 24 y 25 en conector JS1 [52]

El Pin 24 es una salida analógica. Es la referencia de corriente de salida. El Pin 25 es una entrada analógica de voltaje de modulación para emulación de perfil no lineal o factores de suma, resta o multiplicación de voltaje/corriente.

En caso de usarse el software PPPE, podría optarse por la opción de puentear los pines 5 y 25 para lograr un control de corriente en lugar del de tensión [53].

8.3. Anexo III – Autodescarga de baterías

La autodescarga de las baterías no influye en el comportamiento transitorio, pero sí en el estado de carga. Es un efecto que se hace visible principalmente si no se carga la batería por un período de semanas a meses. Para calcular la descarga propia de las baterías, se midieron periódicamente durante cinco meses las tensiones de las baterías que no fueron utilizadas.

La caída de tensión mensual promedio fue de 0,047 V (Figura 8.5). Con los valores límites de tensión (13,1-11,8 V) y asumiendo un comportamiento lineal, se aproximó una autodescarga de 3,64% mensual. En comparación con otras baterías de otros fabricantes los valores medidos se encuentran en un rango similar.

En el “Manual del Usuario de Baterías Plomo-ácidas Reguladas por Válvula” de WEG (2019) se establece que la autodescarga mensual de una batería VRLA es de aproximadamente 3% de la capacidad nominal a temperatura ambiente [24]. De igual forma KIJOBATTERY en la ficha técnica de su batería 6-DZF-20 informa un 3% [25]. Por otra parte, en el boletín técnico de C&D TECHNOLOGIES (2012) [54], se señala una autodescarga para baterías AGM VRLA de 3,5% mensual a temperatura ambiente.

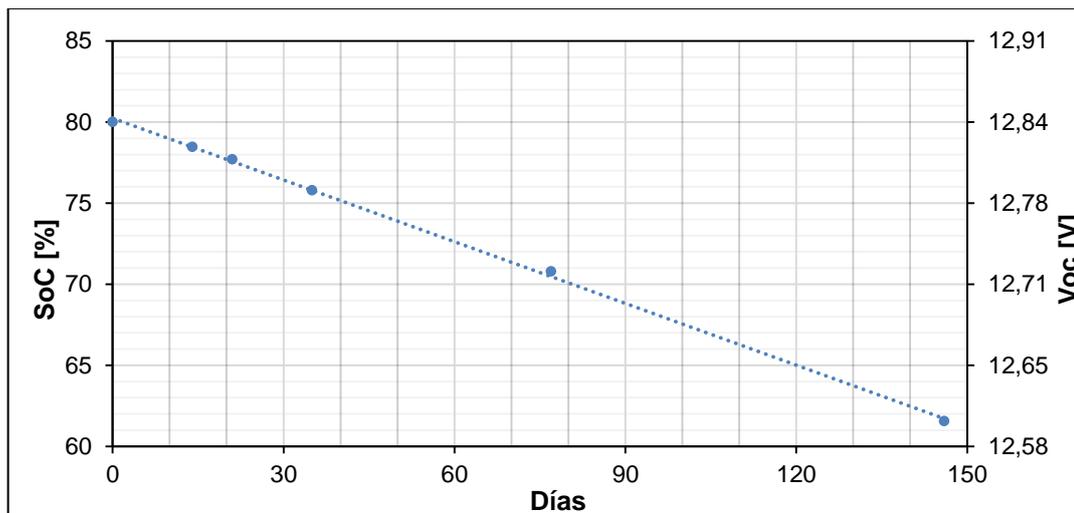


Figura 8.5: Autodescarga de una batería ELPRA 6-DZF-20

Luego, con la capacidad de la batería y la información recabada sobre la autodescarga, se calcularon la resistencia y capacitor del circuito equivalente (R autodescarga y C batería) de la Figura 3.8. El tiempo medido para la autodescarga fue de 146 días.

$$R_{(20^{\circ}C)} = - \frac{146 [\text{día}] \cdot 24 \left[\frac{\text{hs}}{\text{día}} \right] \cdot 3600 \left[\frac{\text{s}}{\text{día}} \right]}{C_{bat(20\text{hs})} \cdot \ln \left(\frac{V(t)}{V_0} \right)} = \frac{12614400 [\text{s}]}{55385 [\text{F}] \cdot \ln \left(\frac{12,834 [\text{V}]}{12,604 [\text{V}]} \right)}$$

$$R_{(20^{\circ}C)} = 12,6 [\text{k}\Omega]$$

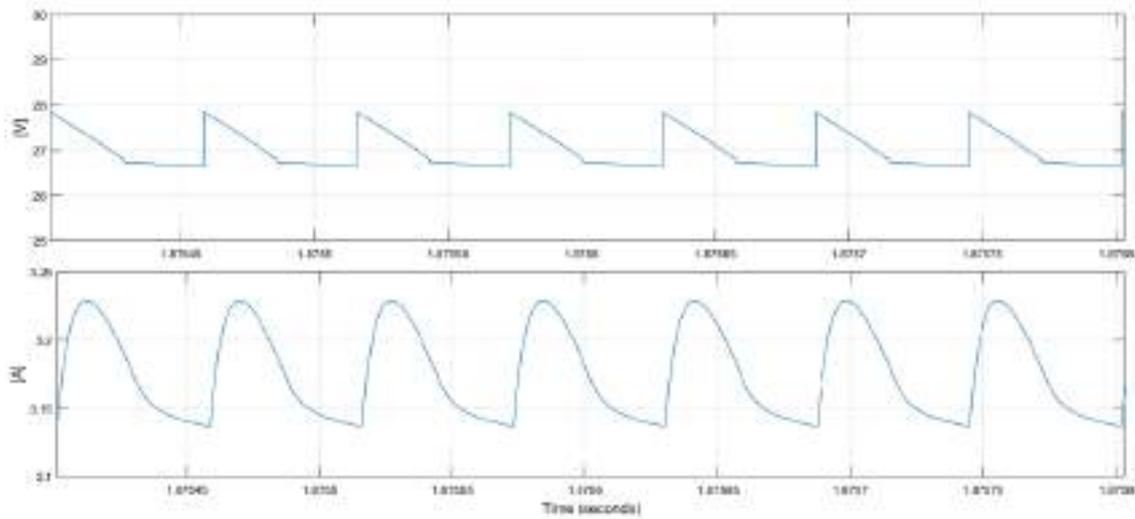
Donde:

- $C_{bat(20\text{hs})}$: es el capacitor principal de la batería, representado para una descarga de 20 horas. Hay que tener en consideración que no se tiene en cuenta la variación de capacidad de la batería debido a la corriente suministrada.
- i : corriente de descarga de la batería.
- t : tiempo de descarga en segundos.
- ΔV : diferencia entre tensión máxima y mínima de batería.
- V_0 : tensión inicial.
- $V(t)$: tensión medida luego de autodescarga.

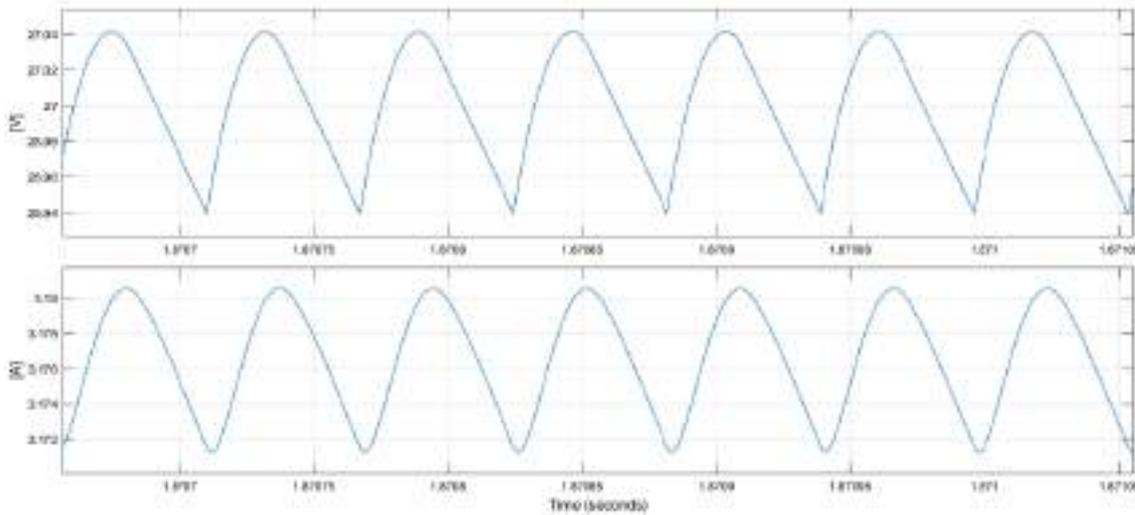
8.4. Anexo IV – Resistencia serie del capacitor de salida del convertidor

En la sección 3.1.3.3, en el voltaje de salida del convertidor (Figura 3.25), se puede observar un salto de tensión en la onda, producido en la conmutación del MOSFET. Este comportamiento se debe a la resistencia serie del capacitor de salida, que con el cambio del sentido de la corriente que se produce en la conmutación, genera esa diferencia de voltaje instantánea.

Para comprobar esto se simuló el circuito en Simulink con y sin resistencia serie. Los resultados, que se pueden observar en la Figura 8.6, verificaron la hipótesis.



a)



b)

Figura 8.6: Simulación de la tensión y corriente de salida del convertidor para una carga RL: a) con resistencia serie en el capacitor de salida, b) sin resistencia serie en el capacitor de salida

8.5. Anexo V – Esquema unifilar

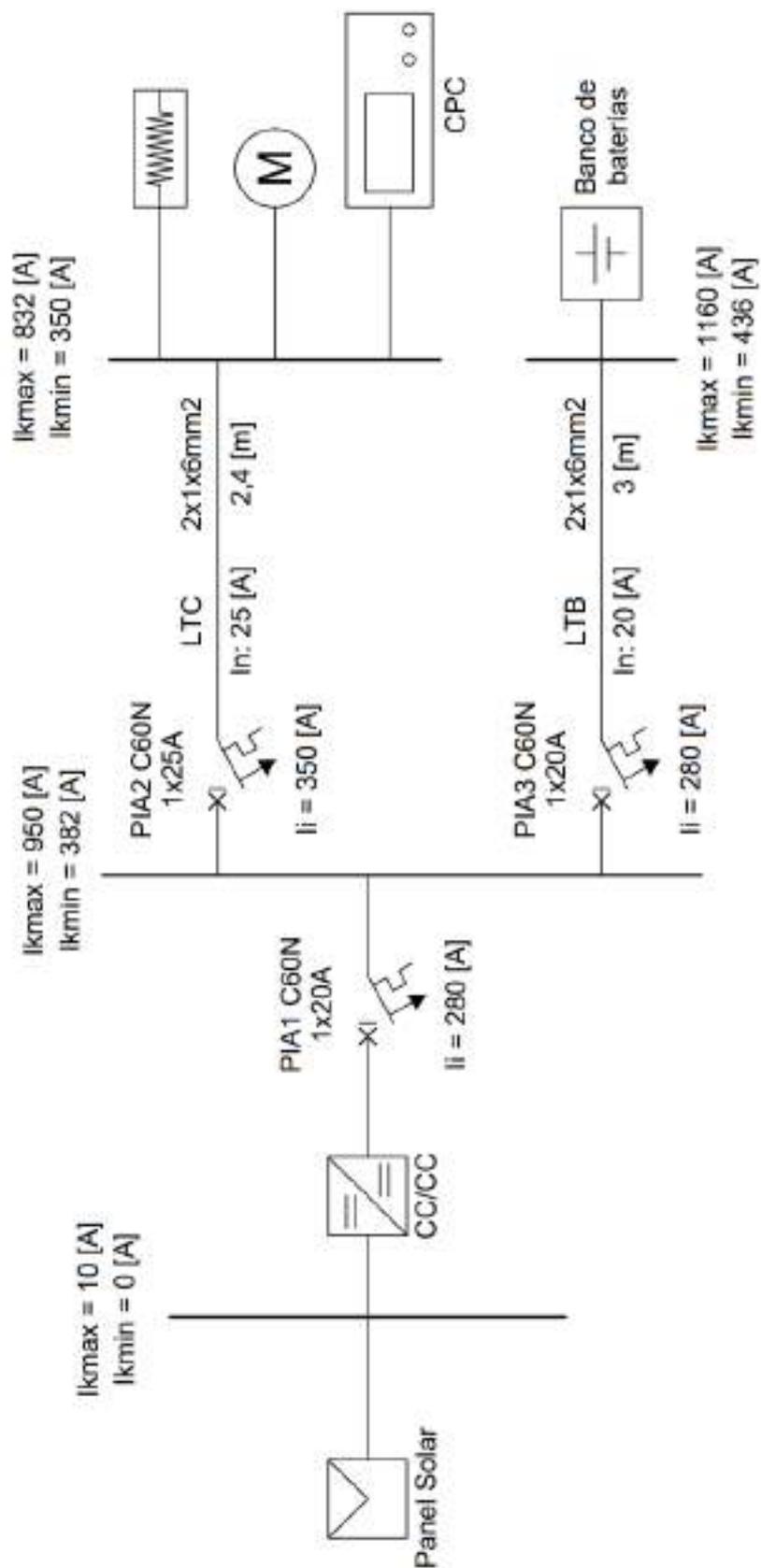


Figura 8.7: Diagrama unifilar completo de la instalación

8.6. Anexo VI – Problemas del funcionamiento del convertidor

Durante los ensayos realizados para verificar el funcionamiento de la MRCC se encontraron problemas en el funcionamiento del convertidor. Algunos ejemplos son: transitorios en los cambios de carga, transitorios cuando alcanza la tensión límite, no repetibilidad en los ensayos, entre otros. Estos comportamientos indeseados en el trabajo del boost se suman al límite operativo estudiado en la sección 3.1.3.1.

Es importante aclarar que la metodología para la realización de los ensayos fue la misma que en la sección 4. La Figura 4.3 representa la microrred ensayada y para la medición se utilizó también el Osciloscopio Tektronix MSO 4034.

8.6.1 Problemática 1

En este primer caso se muestra un ensayo de la MRCC con carga resistiva. Se realizaron una serie de cambios de carga listados en la Tabla 8.4. En la Figura 8.8 se presenta la captura del osciloscopio con los resultados del ensayo.

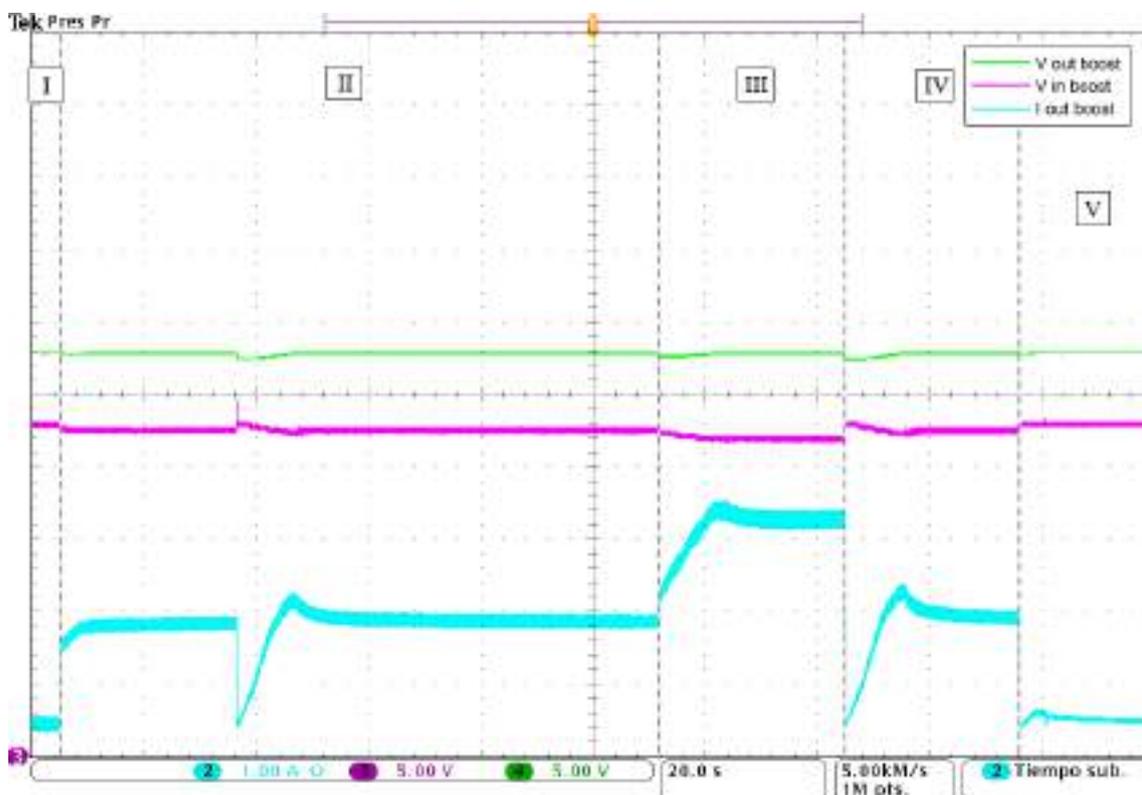


Figura 8.8: Captura del osciloscopio con las mediciones del ensayo

BOOST		BATERÍAS
V [V]	I [A]	SoC [%]
27,7	4	~ 90

Tabla 8.3: Parámetros del convertidor y baterías

ETAPAS	I	II	III	IV	V
CARGAS [Ω]	-	17,9	9,1	17,9	-

Tabla 8.4: Cambios de carga en el ensayo

Durante la etapa II del ensayo se puede ver cómo sin modificar ningún parámetro (ni siquiera la carga) se dio una bajada de tensión y corriente de salida del boost, que luego demora 10 segundos en estabilizarse. Este es un problema del control del convertidor, ajeno al resto de los equipos en cuestión. Además, se presentó un transitorio parecido al cambiar de carga (transición III-IV), donde la corriente de salida pasó de 3,3 a 2 A, y el pico de corriente llegó a valores cercanos a cero (0,3 A).

8.6.2 Problemática 2

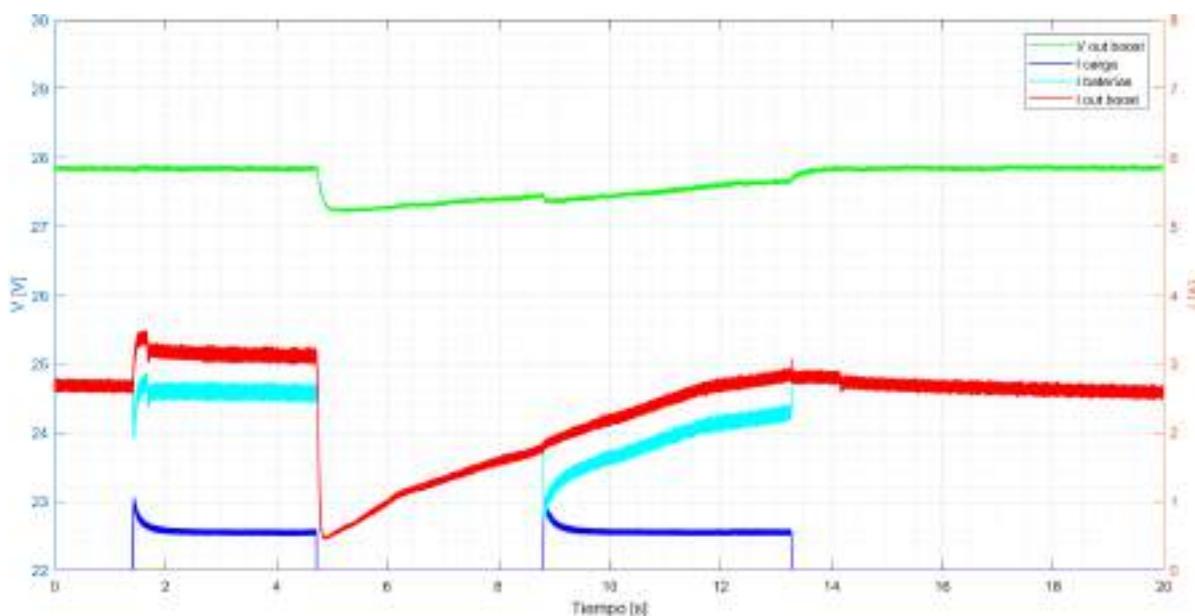
En estos ensayos se realizó la conexión y desconexión del motor universal (Figura 8.9).

BOOST		BATERÍAS
V [V]	I [A]	SoC [%]
27,7	4	~ 90

Tabla 8.5: Parámetros del convertidor y baterías

ETAPAS	I	II	III	IV	V
CARGAS [Ω]	-	Motor	-	Motor	-

Tabla 8.6: Cambios de carga en el ensayo



a)

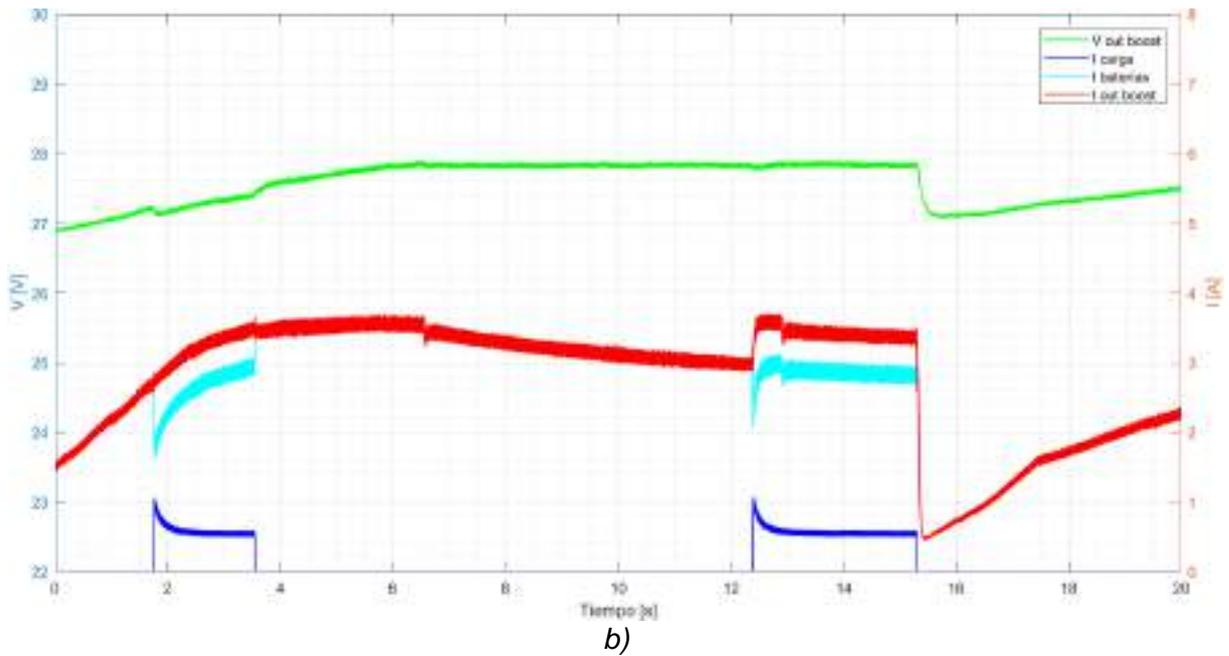


Figura 8.9: Mediciones de los ensayos de conexión y desconexión del motor universal

En ambos ensayos al desconectar el motor cuando la tensión estaba estable se dio una abrupta disminución en la corriente y tensión de salida convertidor. Estos transitorios no deberían ocurrir y podrían dañar a las baterías a largo plazo. Por otra parte, esto no ocurrió cuando se desconectó el motor con la corriente y tensión de salida del boost en aumento. Asimismo, este comportamiento no se presentó en todos los ensayos, lo que dificulta la replicación de algunos escenarios.

8.6.3 Problemática 3

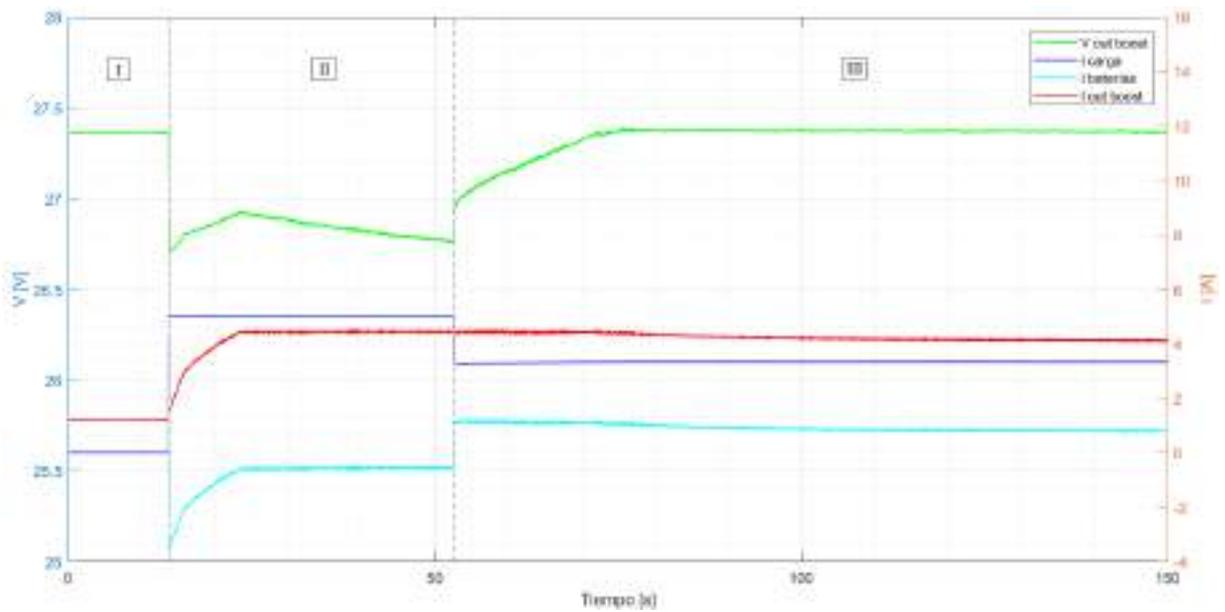
Este caso es un claro ejemplo de comportamientos distintos del convertidor ante un mismo escenario. Estos ensayos se realizaron con las cargas resistivas, en la secuencia mostrada en la Tabla 8.8.

BOOST		BATERÍAS
V [V]	I [A]	SoC [%]
27,4	4,2	~ 80

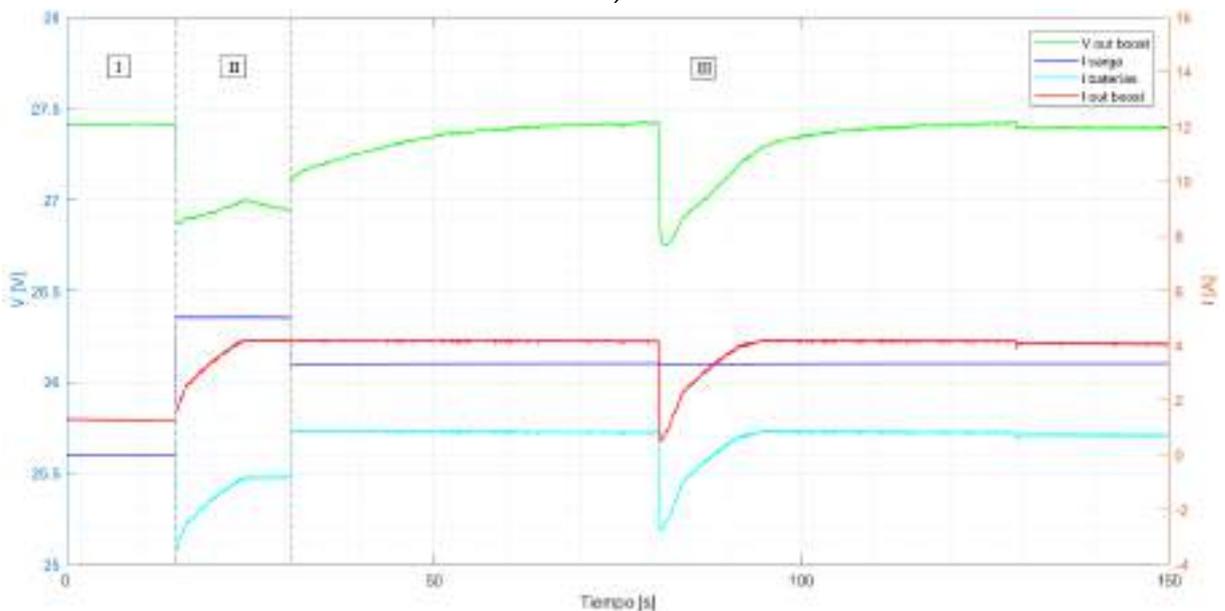
Tabla 8.7: Parámetros del convertidor y baterías

ETAPAS	I	II	III
CARGAS [Ω]	-	5,5	8,5

Tabla 8.8: Cambios de carga en el ensayo



a)



b)

Figura 8.10: Resultados de un mismo escenario: a) sin transitorio, b) con transitorio

En ambos ensayos la transición I-II y II-III es similar, donde solo varían los tiempos. Sin embargo, en el primer ensayo (Figura 8.10a) se ve como en la etapa III se estabiliza la tensión en el valor límite sin problemas, mientras que en el segundo ensayo (Figura 8.10b) se dio un transitorio al llegar a dicha tensión.

8.6.4 Conclusiones

En algunos escenarios el convertidor se comportó de una manera difícil de explicar, con transitorios no deseados e incluso impredecibles en algunos casos. Dicho funcionamiento dificultó la realización de algunos ensayos por la no repetición del comportamiento ante iguales (o muy similares) condiciones de trabajo.

8.7. Anexo VII – Obtención del diagrama de bode

Para la obtención de los diagramas de bode necesarios para el diseño del control, se utilizó MATLAB. El script para el lazo de tensión fue el siguiente:

```
clc, clear all, close all;
s = tf('s');

%SISTEMA
Vin_min = 29; %[V] - Vmpp mín
Vin_max = 44; %[V] - Vmpp máx

Vout_min = 44; %[V] - Vbat min
Vout_max = 54; %[V] - Vbat de carga

Vin1 = Vin_min; %[V]
Vout1 = Vout_max; %[V]

Vin2 = Vin_max; %[V]
Vout2 = Vout_min; %[V]

Dp1 = Vin1/Vout1;
Dp2 = Vin2/Vout2;

%BOOST
L = 53*10^-6; %[H]
C = 990*10^-6; %[F]

%CARGA
R = 4*0.0452; %R de bat[Ohm]

%CONTROL
H = 0.1;
Vm = 1;
fsw = 100000; %[Hz] - Elegida

K = 45;
z1 = 950;
z2 = inf;
PID = K*(1+s/z1)*(1+s/z2)/s;
Kp = K*((1/z1)+(1/z2));
Ki = Kp/((1/z1)+(1/z2));
Kd = Kp*(1/(z1+z2));
PID = Kp + Ki/s + Kd*s;

%RETARDO
T=1.5/fsw; %[s]
r=exp(-s*T);

%PARAMETROS
```

```
Gg0 = 1/Dp1;
Gd01 = Vout1/Dp1; Gd02 = Vout2/Dp2;
w01 = Dp1/sqrt(L*C); w02 = Dp2/sqrt(L*C);
Q1 = Dp1*R*sqrt(C/L); Q2 = Dp2*R*sqrt(C/L);
wz1 = Dp1^2*R/L; wz2 = Dp2^2*R/L;
Gvd1 = Gd01*(1-s/wz1) / ( 1 + s/(Q1*w01) + (s/w01)^2 );
Gvd2 = Gd02*(1-s/wz2) / ( 1 + s/(Q2*w02) + (s/w02)^2 );

%TRANSFERENCIA
Go1 = r*(1/Vm)*Gvd1; Go2 = r*(1/Vm)*Gvd2;
Go1 = minreal(Go1); Go2 = minreal(Go2);

Gp1 = Go1; Gp2 = Go2;
GH1 = Gp1*H*PID; GH2 = Gp2*H*PID;
GH1 = minreal(GH1); GH2 = minreal(GH2);

z1 = zero(GH1); p1 = pole(GH1);
z2 = zero(GH2); p2 = pole(GH2);

TLC1 = Gp1*PID/(1+GH1); TLC2 = Gp2*PID/(1+GH2);
TLC1 = minreal(TLC1); TLC2 = minreal(TLC2);

%GRAFICOS
figure; margin(GH1); grid on; legend('GH1');ylim([0 360]);
xlim([10 1e5]);

figure; margin(GH2); grid on; legend('GH2');ylim([0 360]);
xlim([10 1e5]);

figure;
hold on
margin(GH1); grid on
margin(GH2);
hold off
xlim([10 1e5]); ylim([180 360]);
legend('GH1','GH2');

figure; bode(TLC1,TLC2); grid on; title('TLC'); xlim([10
1e5]); ylim([180 360]);
```