



Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL

**OPERACIÓN Y CONTROL DE
CONVERTIDORES DC-DC PARA
APLICACIÓN DE MICRORREDES CON
GENERACIÓN RENOVABLE Y
SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE
ENERGÍA**

**PRESENTADA POR:
WALTER JULIÁN GIL GONZÁLEZ**

**DIRIGIDA POR:
Dr. JESÚS DE LA CASA HERNÁNDEZ
Dr. OSCAR DANILO MONTOYA GIRALDO**

**JAÉN, 2024
ISBN**



Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL

Operación y control de convertidores DC-DC para aplicación de microrredes con generación renovable y sistemas de almacenamiento de energía

Walter Julián Gil González

Directores de la Tesis

Dr. Jesús de la Casa Hernández

Catedrático de Universidad (Universidad de Jaén)

Dr. Oscar Danilo Montoya Giraldo

Profesor Titular de Planta (Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia)

Jaén, 2024



Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL
Operación y control de convertidores DC-DC
para aplicación de microrredes con generación
renovable y sistemas de almacenamiento de
energía

Walter Julián Gil González

El acto de defensa y lectura de Tesis se celebra el día de de 2024
en la Universidad de Jaén, ante el siguiente Tribunal evaluador quién decide
otorgar la calificación de:

.....

El Presidente

Dr.
Catedrático de Universidad

La Secretaria

Dr.
Titular de Universidad

Vocal

Dr.
Titular de Universidad

**Los vocales
Suplente**

Dr.
Titular de Universidad

Suplente

Dr.
Titular de Universidad



TESIS DOCTORAL

Operación y control de convertidores DC-DC para aplicación de microrredes con generación renovable y sistemas de almacenamiento de energía

Walter Julián Gil González

Director de Tesis:

Jesús de la Casa Hernández

Catedrático de Universidad (Universidad de Jaén)

Oscar Danilo Montoya Giraldo

Profesor Titular de Planta (Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia)

TRIBUNAL EVALUADOR

Presidente: Dr.

Secretario: Dr.

Vocal 1º: Dr.

Jaén, 2024

Agradecientos

A mi familia por el tiempo prestado para llevar a cabo esta labor y por su apoyo. Al Dr. Jesús de la Casa por la oportunidad y apoyo durante el proceso. Al Dr. Oscar Danilo Montoya por incentivarme y apoyarme en este y muchos procesos de mi vida.

Asimismo, el doctorando y directores de la tesis agradecen el apoyo brindado por la Red Temática 723RT0150 "Red para la integración a gran escala de energías renovables en sistemas eléctricos (RIBIERSE-CYTED)" financiada por la convocatoria de Redes Temáticas del CYTED (Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo) del año 2022.

Resumen

En las últimas décadas, el panorama energético global ha evolucionado debido a imperativos medioambientales, económicos y tecnológicos, destacando la necesidad apremiante de sistemas energéticos más sostenibles y eficientes. Este cambio está impulsado por una creciente conciencia sobre el cambio climático, las limitaciones de los recursos tradicionales y una creciente necesidad de soluciones más sostenibles. En este marco, las microrredes de corriente continua (DC) emergen como innovaciones cruciales para integrar energía renovable, almacenar energía y gestionarla de manera efectiva, alineándose con prácticas verdes. Su diseño modular y adaptable promueve mejoras de eficiencia, minimiza las pérdidas y fortalece la resiliencia energética a nivel local y regional. Por lo tanto, la coordinación efectiva del control jerárquico en las microrredes DC es crucial, así como el correcto funcionamiento de cada una de sus etapas, incluido el control primario, secundario y terciario.

El control jerárquico en microrredes DC presenta varios retos que deben abordarse para garantizar su eficiencia, seguridad y funcionamiento óptimo. Algunos de estos retos incluyen la integración adecuada de varios tipos de tecnologías, que contribuyen a la diversidad y robustez de la microrred DC. Esta integración puede consistir en fuentes de energía renovables, sistemas de almacenamiento y diversas cargas. El segundo reto está relacionado con controles flexibles y una coordinación efectiva en términos de control y comunicaciones. Esta coordinación debe incluir diversos protocolos que permitan que el sistema sea resiliente y eficiente al operar en sus distintos niveles de control. El tercer reto que se presenta en las microrredes DC son las variaciones dinámicas en la demanda de energía y la incertidumbre en la disponibilidad de recursos primarios, lo que crea una gran cantidad de condiciones de operación que deben ser satisfechas. Esto requiere algoritmos de control avanzados y adaptativos que puedan responder rápidamente a los cambios en tiempo real, garantizando la estabilidad y confiabilidad del sistema. Finalmente, el cuarto reto importante en las microrredes DC es la optimización y gestión eficiente de los recursos, lo que va ligado a la mejora de un índice que permita maximizar la eficiencia operativa y energética. Esto implica desarrollar algoritmos de optimización avanzados, realizar análisis de rendimiento y consumo de energía y ajustar continuamente las estrategias de control para mejorar la utilización de recursos y minimizar las pérdidas.

La presente tesis doctoral desarrolla tres objetivos generales con el fin de hacer frente a los retos en las etapas de control de las microrredes DC. El primer objetivo general de la tesis doctoral es desarrollar un modelo y control para convertidores DC-DC en el contexto del control primario para aplicaciones en microrredes DC, garantizando la estabilidad del sistema. El segundo objetivo es desarrollar una metodología de control global (primario + secundario) que establezca la operación de microrredes DC, garantizando la estabilidad del sistema y minimizando sus pérdidas. Finalmente, el tercer objetivo general de la tesis doctoral es desarrollar un sistema de gestión de energía óptimo en microrredes de DC con integración de generación renovable y sistemas de almacenamiento de energía.

Los resultados dentro del primer objetivo permite diseñar dos controles adaptativos generalizados para los convertidores DC-DC de segundo orden. El primero de estos controles es diseñado cuando los convertidores están alimentando cargas de impedancias constante. Este control está basado en la teoría de pasividad (PBC) y aprovecha la estructura bilineal que tienen los convertidores DC-DC para diseñar un control generalizado proporcional e integral y así elimina los errores en estado estacionario. Además este control garantiza la estabilidad asintótica del sistema dinámico en lazo cerrado en el sentido de Lyapunov, lo cual es una característica que puede ser compleja de probar en diseños PI clásicos. Otra característica adicional del controlador propuesto tiene que ver con los sensores necesarios para implementar el controlador. Para reducir la cantidad de sensores de corriente, se empleó un estimador de carga integral lineal que garantiza la convergencia exponencial al valor de carga resistiva desconocido, haciendo que el control propuesto sea un adaptativo con una cantidad reducida de sensores. El segundo controlador también está basado en el enfoque PBC más una acción de amortiguación pero se diseña para los convertidores DC-DC alimentando cargas CPL. Este controlador también garantiza la estabilidad en lazo cerrado e incluye un estimador de la carga haciéndolo también adaptativo.

Los resultados del segundo objetivo permiten validar la propuesta de dos metodologías para proponer un control en una microrred DC que establezca la operación garantizando la estabilidad del sistema y minimizando sus pérdidas. La primera metodología está dividida en dos etapas de control. La primera etapa es de control primario para microrredes DC con cargas de potencias constante basado en la teoría de la pasividad. Este control primario incorpora unas acciones PI para estabilizar la tensiones de la microrred DC y garantizar su estabilidad utilizando la teoría de Lyapunov. La segunda etapa opera como un control secundario/terciario basado en el modelo de optimización convexa para minimizar las pérdidas de energía en las microrredes DC. La segunda metodología implementó en su primera etapa una técnica de control robusta denominada control óptimo inverso, la cual garantiza la estabilidad asintótica del sistema en el sentido de Lyapunov, e incluyen propiedades de optimización con respecto

al punto operativo de referencia. Mientras que la segunda etapa empleó el mismo control secundario/terciario basado en el modelo de optimización convexa.

Los resultados del tercer objetivo permiten validar la propuesta de un control terciario o el sistema de gestión de energía (EMS) óptimo robusto. Esta propuesta desarrolla un modelo convexo robusto de enteros mixtos para la programación óptima de EMS en una microrred DC. El modelo robusto propuesto se resuelve en dos etapas adaptativas. La primera etapa calcula las variables asociadas a la programación de optimización de la gestión energética, que considera el peor de los casos de incertidumbre en la demanda y la generación de energía renovable; mientras que la segunda etapa determina las incertidumbres en ciertos rangos. Adicionalmente, en el modelo convexo óptimo se adiciona un modelo de pérdidas de transferencia de potencia para dispositivos convertidores utilizando la restricción polinomial binaria. Este modelo es relajado, emplea una restricción de cono de segundo orden y permite considerar las pérdidas de transferencia de potencia en cada convertidor para calcular correctamente la programación EMS óptima en la microrred DC.

Abstract

In recent decades, the global energy landscape has evolved due to environmental, economic, and technological imperatives, highlighting the pressing need for more sustainable and efficient energy systems. This shift is propelled by an increasing awareness of climate change, the constraints of traditional resources, and a rising need for more sustainable solutions. In this framework, DC microgrids emerge as crucial innovations for integrating renewable energy, storing energy, and effectively managing it, aligning with green practices. Its modular and adaptable design promotes efficiency improvements, minimizes losses, and strengthens energy resilience at the local and regional levels. Therefore, effective coordination of hierarchical control in DC microgrids is crucial, as is the proper functioning of each of its stages, including primary, secondary, and tertiary control.

Hierarchical control in DC microgrids presents several challenges that need to be addressed to ensure their efficiency, safety, and optimal operation. Some of these challenges include the proper integration of various types of technologies, which contribute to the diversity and robustness of the DC microgrid. This integration can consist of renewable energy sources, storage systems, and various loads. The second challenge is related to flexible controls and effective coordination in terms of control and communications. This coordination must include various protocols that enable the system to be resilient and efficient when operating at its various levels of control. The third challenge that presents in DC microgrids is the dynamic variations in energy demand and the uncertainty in the availability of primary resources, which creates a large number of operating conditions that must be satisfied. This necessitates advanced and adaptive control algorithms that can promptly respond to real-time changes, ensuring system stability and reliability. Finally, the fourth major challenge in DC microgrids is optimizing and efficiently managing resources, which is linked to enhancing an index that enables the maximization of operational and energy efficiency. This entails developing advanced optimization algorithms, conducting performance and energy consumption analysis, and continuously adjusting control strategies to enhance resource utilization and minimize losses.

This doctoral thesis develops three general objectives in order to address the challenges

in the control stages of DC microgrids. The first general objective of the doctoral thesis is to develop a model and control for DC-DC converters in the context of primary control for DC microgrid applications, guaranteeing system stability. The second objective is to develop a global control methodology (primary + secondary) that stabilizes the operation of DC microgrids, guaranteeing system stability and minimizing system losses. Finally, the third general objective of the doctoral thesis is to develop an optimal energy management system in DC microgrids with integration of renewable generation and energy storage systems.

The results within the first objective allow the design of two generalized adaptive controls for second order DC-DC converters. The first of these controls is designed when the converters are feeding constant impedance loads. This control is based on passivity theory (PBC) and takes advantage of the bilinear structure of the DC-DC converters to design a generalized proportional and integral control and thus eliminates steady state errors. Furthermore, this control guarantees the asymptotic stability of the closed-loop dynamic system in the Lyapunov sense, which is a feature that can be complex to test in classical PI designs. An additional feature of the proposed controller has to do with the sensors needed to implement the controller. To reduce the number of current sensors, a linear integral load estimator was employed that guarantees exponential convergence to the unknown resistive load value, making the proposed control an adaptive one with a reduced number of sensors. The second controller is also based on the PBC approach plus a damping action but is designed for DC-DC converters feeding CPL loads. This controller also guarantees closed-loop stability and includes a load estimator making it adaptive as well.

The results of the second objective allow validating the proposal of two methodologies to propose a control in a DC microgrid that stabilizes the operation guaranteeing the stability of the system and minimizing its losses. The first methodology is divided into two control stages. The first stage is a primary control for DC microgrids with constant power loads based on passivity theory. This primary control incorporates PI actions to stabilize the DC microgrid voltages and guarantee its stability using Lyapunov theory. The second stage operates as a secondary/tertiary control based on the convex optimization model to minimize energy losses in DC microgrids. The second methodology implemented in its first stage a robust control technique called inverse optimal control, which guarantees the asymptotic stability of the system in the Lyapunov sense, and include optimization properties with respect to the benchmark operating point. While the second stage employed the same secondary/tertiary control based on the convex optimization model.

The results of the third objective allow validating the proposal of a tertiary control or the robust optimal energy management system (EMS). This proposal develops a robust convex mixed-integer model for optimal EMS scheduling in a DC microgrid. The proposed robust

model is solved in two adaptive stages. The first stage computes the variables associated with the energy management optimization scheduling, which considers the worst-case uncertainty in demand and renewable energy generation; while the second stage determines the uncertainties in certain ranges. Additionally, a power transfer loss model for converter devices using the binary polynomial constraint is added to the optimal convex model. This model is relaxed, employs a second-order cone constraint and allows considering the power transfer losses in each converter to correctly calculate the optimal EMS scheduling in the DC microgrid.

Índice general

Resumen	3
Abstract	6
1. Memoria	13
1.1. Introducción	13
1.2. Justificación	22
1.3. Objetivos	25
1.4. Resultados obtenidos	27
1.4.1. Primer objetivo específico	27
1.4.2. Segundo objetivo específico	33
1.4.3. Tercero objetivo específico	34
1.4.4. Cuarto objetivo específico	38
1.4.5. Quinto objetivo específico	40
1.4.6. Sexto objetivo específico	42
1.4.7. Séptimo objetivo específico	46
1.4.8. Octavo objetivo específico	48
1.4.9. Noveno objetivo específico	50
1.4.10. Décimo objetivo específico	52
1.4.11. Undécimo objetivo específico	57
1.4.12. Duodécimo objetivo específico	59
1.5. Conclusiones	61
1.6. Conclusions and future research lines	66
1.7. Referencias	70
2. Compendio de trabajos publicados	84
2.1. Artículos de revista publicados	84

2.1.1.	Stabilization of MT-HVDC grids via passivity-based control and convex optimization	84
2.1.2.	Global Optimal Stabilization of MT-HVDC Systems: Inverse Optimal Control Approach	85
2.1.3.	A quadratic convex approximation for optimal operation of battery energy storage systems in DC distribution networks	85
2.1.4.	Sensorless Adaptive Voltage Control for Classical DC-DC Converters Feeding Unknown Loads: A Generalized PI Passivity Based Approach	86
2.1.5.	Optimal Integration of Distributed Generators into DC Microgrids Using a Hybrid Methodology: Genetic and Vortex Search Algorithms	86
2.1.6.	An Energy Management System for the Optimal Operation of BESS in DC Microgrids: A Robust Convex Programming Approach	87
2.1.7.	A Sensorless Inverse Optimal Control plus Integral Action to Regulate the Output Voltage in a Boost Converter Supplying an Unknown DC Load	87
2.1.8.	Adaptive Voltage Control for Second-Order DC-DC Converters Supplying an Unknown Constant Power Load: A Generalized PBC plus Damping Injection Design	88
2.1.9.	Adaptive Sensorless PI+Passivity-Based Control of a Boost Converter Supplying an Unknown CPL.	88
2.1.10.	A Global Tracking Sensorless Adaptive PI-PBC Design for Output Voltage Regulation in a Boost Converter Feeding a DC Microgrid . .	88
2.2.	Artículos de conferencia publicados	89
2.2.1.	Voltage Regulation in a Buck Converter for an Unknown CPL: An Extended Feedback Control Design	89
2.2.2.	Extended Feedback Linearization Control for Voltage Regulation in a Buck Converter with an Unknown Resistive Load	89
2.2.3.	Inverse Optimal Control Applied to Output Voltage Regulation in an Interleaved Boost Converter for Battery Applications	89
2.2.4.	Sensorless Voltage Control of a Buck-Boost Converter Feeding an Unknown DC Load Current: An Inverse Optimal Control Approach .	90
2.2.5.	Power Transference Controller Design between two DC Microgrids Interconnected via an Interleaved Boost Converter: A PI-PBC Approach.	90

Índice de figuras

1.1. Control jerárquico en una microrred DC.	15
1.2. Lazos internos de control para los convertidores DC-DC.	16
1.3. Estrategias de caída (droop) usada en convertidores DC-DC.	17
1.4. Ejemplo de funcionamiento del control secundario en una microrred DC. . .	18
1.5. Representación esquemática de una red DC con recursos energéticos, sistema de almacenamiento de energía, cargas lineales y cargas de potencia constante.	43
1.6. Diagrama de bloques de un control convencional para el nodo DC controlado por tensión.	44
1.7. Modelo simplificado de una CPL (Murillo-Yarce et al., 2018).	44
1.8. Esquema de energía renovable e integración de BESS: (a) el generador fotovoltaico se conecta al DC-MG a través de un convertidor DC-DC, (b) BESS se conecta al DC-MG a través de un convertidor DC-DC y (c) el generador eólico se conecta al DC-MG a través de un convertidor AC-DC.	53
1.9. Eficiencia del convertidor AC-DC, del convertidor DC-DC y de la batería en función de la potencia gestionada.	54

Índice de tablas

1.1. Artículos generados durante el desarrollo de esta tesis doctoral.	28
1.2. Artículos obtenidos durante el desarrollo del primer objetivo general.	29
1.3. α -coeficientes para cada uno de los convertidores.	34
1.4. Artículos generados durante el desarrollo del segundo objetivo general.	40
1.5. Artículos obtenidos durante el desarrollo del tercer objetivo general.	50
1.6. Valores de coeficientes de pérdidas en los dispositivos	54

Memoria

1.1. Introducción

Las microrredes de corriente continua (DC) representan una innovación revolucionaria en el mundo de la energía eléctrica, ya que estos sistemas ofrecen una serie de ventajas significativas sobre las tradicionales redes de corriente alterna (AC). Estas ventajas se traducen en una mayor eficiencia, confiabilidad y flexibilidad en la gestión de la energía, lo que las convierte en una solución cada vez más atractiva en un mundo impulsado por la necesidad de una energía más limpia y sostenible (Chen et al., 2017). Las pérdidas de energía en una microrred DC son menores en comparación con una microrred AC debido a que la mayoría de los dispositivos electrónicos y sistemas de almacenamiento de energía utilizan corriente DC. Esto se traduce en una microrred más eficiente, lo que resulta en una reducción de los costes operativos y medioambientales. Adicionalmente, los sistemas de control y manejo de energía son más simples en las microrredes DC, ya que no requieren esquemas de control de frecuencia y potencia reactiva.

También, las microrredes DC son altamente adaptables y escalables, lo que permite la integración fluida de fuentes de energía renovable, como la energía solar y eólica. Esto garantiza un mayor acceso a fuentes de energía limpia y una mayor resiliencia ante interrupciones en el suministro eléctrico, ya que pueden funcionar de manera independiente o conectarse a la red principal según sea necesario. En el caso de la gestión y controles avanzados de las microrredes DC, se permite una optimización precisa de la energía, lo que conduce a una mayor estabilidad y calidad en la entrega de electricidad (Peyghami et al., 2016). Además, la capacidad de almacenamiento de energía en sistemas DC es más eficiente que en sistemas AC, facilitando una mejor gestión de la demanda y la integración de vehículos eléctricos. Los sistemas de generación más comunes en las redes DC son el uso de módulos fotovoltaicos, celdas de combustible y turbinas eólicas. Todos estos sistemas operan en armonía con sistemas de almacenamiento de energía, como supercondensadores (SCES), superconductores magnéticos (SMES) y baterías

(BESS) (Gil et al., 2019; Adly and Strunz, 2021). Estos sistemas de almacenamiento pueden compensar las fluctuaciones de potencia generadas por la alta variabilidad de los recursos primarios de las plantas solares y eólicas, es decir, la velocidad del viento para la generación eólica y la radiación solar y la temperatura para la generación solar (Grisales-Noreña et al., 2019).

Por otra parte, la integración de las microrredes de DC se realiza a través de convertidores electrónicos DC-DC, los cuales regulan las tensiones y los flujos de potencia de estas (Gil et al., 2019; Dragicevic et al., 2014). Estos convertidores permiten la operación adecuada de las microrredes de DC, que cuentan con tres etapas muy importantes. La primera etapa es un control local que se encarga de regular la potencia, tensión y/o corriente de los convertidores (Montoya et al., 2021). La segunda etapa es conocida como control secundario y es responsable de mantener las condiciones técnicas, tales como los límites de corriente, tensión y potencia, así como el límite de estado de carga de las BESS, entre otras, en las microrredes DC (Chen et al., 2017). Finalmente, la tercera etapa (control terciario) es responsable de la gestión energética en las microrredes DC, definiendo las referencias de potencia y tensión a través del despacho económico o el flujo de potencia óptimo. Todas estas etapas están relacionadas y comunicadas entre sí para tomar decisiones que permitan que las microrredes DC operen en los niveles de tensión, corriente y potencia deseados (Dragičević et al., 2013). La figura 1.1 muestra un ejemplo de control jerárquico en una microrred DC. El estudio sobre la operación óptima de las microrredes DC se ha incrementado considerablemente en los últimos años. El objetivo principal es minimizar las pérdidas a través de un despacho económico óptimo y mantener la estabilidad de las microrredes mediante la implementación de diversas estrategias de control.

En la etapa de control primario, los convertidores DC-DC son un componente esencial en el funcionamiento de las microrredes DC, al proporcionar la interfaz controlable entre las demandas y las fuentes de generación. Desde esta perspectiva, el control en los convertidores DC-DC consta de bucles internos para la regulación de corriente y/o tensión, y control de caída conocido como “droop control” para mejorar el soporte de manera compartida. Existen diferentes topologías de convertidores DC-DC que se pueden clasificar en dos categorías según el modo de control: control de tensión y control de corriente (Chen et al., 2016; Lakshmi and Hemamalini, 2017). En el modo de control de tensión, se establece la referencia de tensión y el convertidor DC-DC opera como una fuente de tensión controlada. En el modo de control de corriente (o potencia), se proporciona una referencia de corriente (o potencia) para el convertidor, el cual puede ser modelado como una fuente de corriente controlable. La figura 1.2 ilustra los lazos de control implementados en los convertidores DC-DC para los modos de control. La figura 1.2a muestra el lazo de control de tensión cuando el convertidor está

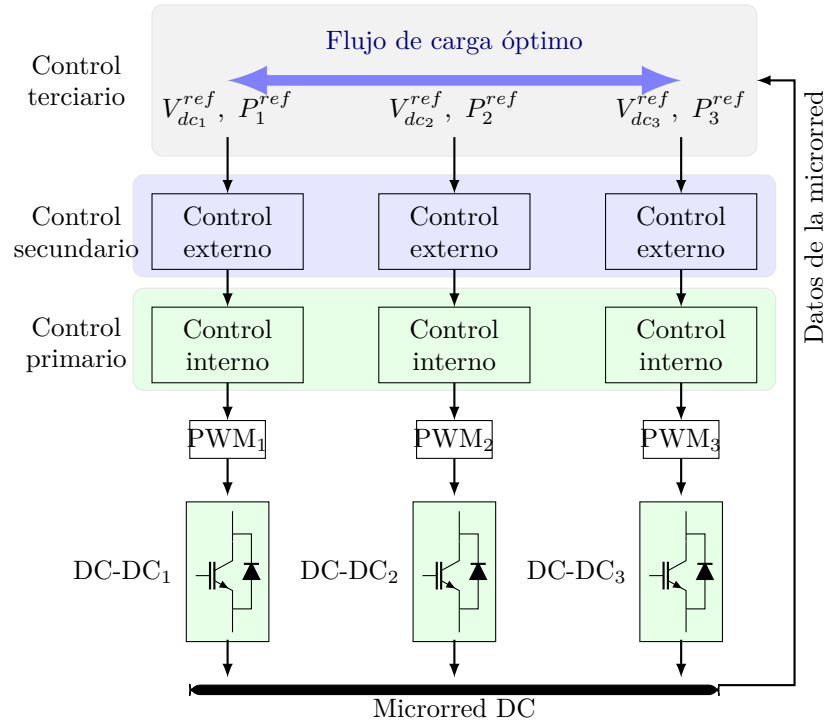


Figura 1.1: Control jerárquico en una microrred DC.

operando en modo de control de tensión. En esta figura, G_V representa la ganancia del control y V_{ref} es la tensión de referencia deseada. Esta última se puede obtener a partir del control secundario. V es la tensión a controlar y D es el ciclo de trabajo. La figura 1.2b muestra el lazo interno cuando el convertidor opera en modo de control de corriente. En esta figura, G_I representa la ganancia del control, I_{ref} es la corriente de referencia deseada, y I es la corriente a controlar. La figura 1.2c presenta otra forma de control para los convertidores DC-DC, donde se utilizan en cascada diferentes modos de control. En este caso, el control de tensión G_V proporciona la referencia de corriente para el control interno realizado por G_I .

El control de caída de tensión ha sido ampliamente aceptado y utilizado en el control primario, ya que tiene la ventaja de no depender de medidas de otras partes del sistema. En otras palabras, solo depende de medidas locales. Por lo general, este control se diseña agregando una ganancia a lo que se llama "resistencia virtual" del sistema existente. En los convertidores DC-DC, el concepto de control de caída puede ser implementado en la caída de corriente/potencia, que incluye las estrategias de corriente-tensión ($I - V$) y potencia-tensión ($P - V$), o como caída de tensión, que incluye estrategias como tensión-corriente ($V - I$) y tensión-potencia ($V - P$) (Gao et al., 2015a; Lu et al., 2013a; Rouzbehi et al., 2014;

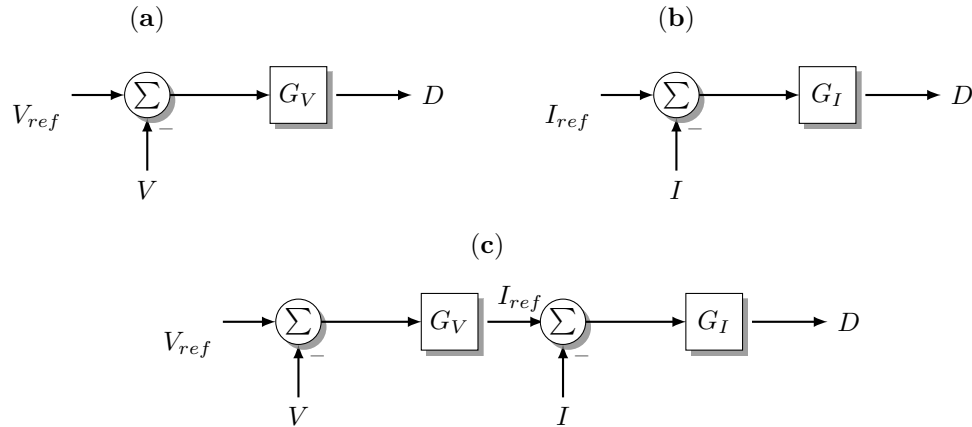


Figura 1.2: Lazos internos de control para los convertidores DC-DC.

Beerten and Belmans, 2013). La figura 1.3 ilustra las estrategias de caída (droop) utilizadas en convertidores DC-DC. Las figuras 1.3a y 1.3b presentan las implementaciones de caídas en modo corriente (o potencia), ya que requieren la medida de la tensión V y controlan la corriente (o potencia) que debe ser inyectada de acuerdo con la característica de caída. Las Figuras 1.3c y 1.3d muestran las estrategias de caídas en modo tensión, donde se deben medir la corriente o la potencia para calcular la referencia de tensión V_{ref} .

Los autores de (Beerten and Belmans, 2013) demostraron que existe un comportamiento similar entre las características de las curvas $I - V$ y $P - V$, donde solo se presenta un pequeño error de tensión entre ambas estrategias de medición. En la referencia (Xu et al., 2015) se propuso un control descentralizado de caída inversa de tensión, cuyo objetivo era compartir la potencia entre todos los convertidores. Los autores de (Chen et al., 2015) desarrollaron una estrategia de control de caída de tensión no lineal en la cual la ganancia del control está en función de la corriente de salida del convertidor DC-DC. Esta estrategia aumenta la resistencia virtual a medida que la carga aumenta, lo que permite una mejor distribución de la carga en situaciones de alta demanda y una regulación de tensión más precisa en situaciones de baja demanda. Mientras que en (Prabhakaran et al., 2017) se presentaron tres métodos de control de caída de tensión no lineales, los cuales son: métodos de alta ganancia de caída (HDG), curva de caída polinomial (PDG) y caída polinomial curva con compensación de tensión (PDCVC). El método HDG es el mejor en términos de regulación de tensión, sin embargo, presenta un comportamiento deficiente en la distribución de potencia cuando las condiciones de demanda son bajas. Mientras que el método PDCVC tiene el mejor rendimiento en condiciones de carga pesada, el método PDG mostró un mejor comportamiento en el

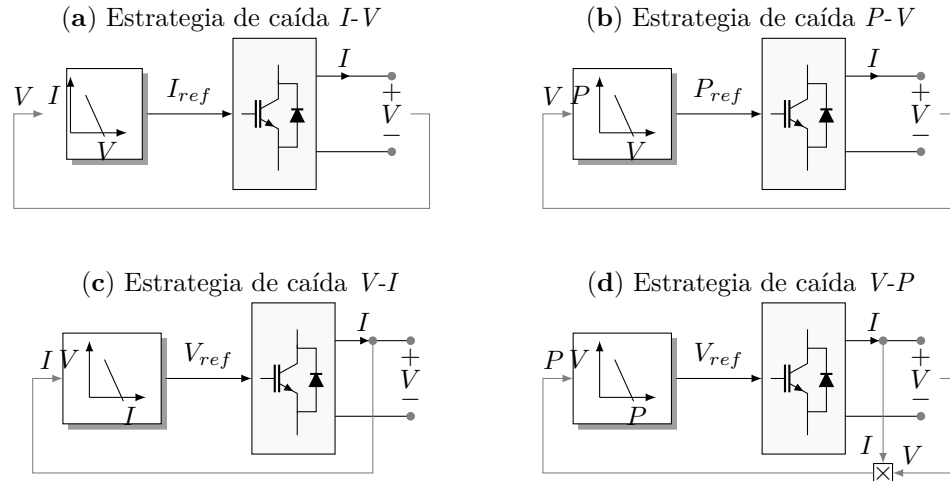


Figura 1.3: Estrategias de caída (droop) usada en convertidores DC-DC.

reparto de potencia, con una buena regulación de tensión bajo todas las condiciones de demanda. En las referencias (Gao et al., 2015b) y (Jin et al., 2013), se mostró el control de caída en una microrred DC mediante la integración de sistemas de almacenamiento de energía. En estos trabajos se implementaron los controles de caída utilizando una banda muerta en los sistemas de almacenamiento de energía para introducir un modo “flotante” o espera, evitando la carga y descarga innecesariamente repetida en ellos y, por tanto, incrementando su vida útil.

Con el fin de mejorar la respuesta dinámica del sistema, también se han estudiado controles de caídas adaptativos para ajustar las ganancias a las condiciones de operación del sistema y así lograr un mejor rendimiento. En (Kim et al., 2002), se desarrolló un control de caída que mantiene la tensión nominal del sistema para lograr una distribución de potencia adecuada. No obstante, este método no se puede aplicar en microrredes DC con diferentes clasificaciones, ya que no considera la diferencia entre las capacidades de las fuentes. Los autores de (Kakigano et al., 2012) describieron un algoritmo de programación para la ganancia del control de caída, el cual logra una regulación adecuada de tensión y distribución de potencia de manera simultánea. Esto se logró ajustando la ganancia del control de caída en función de la carga. Es decir, si la carga es grande, se sacrifica la regulación de tensión, mientras que si la carga es pequeña, la ganancia se selecciona a costa del reparto de carga. Este algoritmo requiere tener el error de tensión para diferentes condiciones de carga y luego deriva este error utilizando una relación entre la condición de carga y la ganancia de control de caída. Los autores de (Lu et al., 2013b) presentaron un control de caída adaptativo basado en el estado de carga (SoC) de las

se eligen las nuevas referencias del sistema para llevarlo a su tensión nominal. Un algoritmo de supervisión multicapa fue presentado en (Wang et al., 2012) con el fin de mantener el equilibrio de potencia y gestionar la energía en una microrred DC con penetración fotovoltaica. Por otra parte, se describe en (Dragicevic et al., 2014) una estructura de control jerárquica clásica de tres niveles con el objetivo de lograr una adecuada distribución de la demanda y regulación de la tensión de manera simultánea. El control secundario se implementó según lo descrito en (Dragicevic et al., 2014). Se utilizó un control clásico proporcional e integral (PI) de tensión para corregir la desviación de tensión causada por las variaciones en la carga. La referencia (Prabhakaran et al., 2017) mostró tres enfoques de control secundario para regular la tensión de una microrred DC. Estos enfoques incluyen la regulación de la tensión promedio de los nodos de los generadores, la regulación de la tensión en el punto de conexión a la red (PPC) y la regulación de la tensión promedio de todos los nodos. En la referencia (Wu et al., 2015) se presentó un control coordinado de señalización en los nodos, el cual es independiente del control central en el nivel superior, lo que hace que el control sea más descentralizado.

El control distribuido indica el principio de control en el cual no existe un punto central de control, sino que existe una línea de comunicación entre los módulos vecinos (convertidores DC-DC) (Cao et al., 2009; Shafiee et al., 2013). La principal ventaja del control distribuido es que la microrred DC puede operar completa, incluso si se produce una falla en algunos enlaces de comunicación, siempre que la red de comunicación permanezca conectada (Lu et al., 2013a; Jin et al., 2013). Por lo tanto, el control distribuido es inmune a un solo punto de fallo. Un método de compensación unificado empleando el punto de carga fue presentado en (Yang et al., 2015) para compensar la caída de tensión. Los autores de (Oliveira et al., 2016) describieron un control secundario distribuido utilizando el SoC de las baterías, el cual era estimado. Los autores de (Gao et al., 2016) propusieron un esquema de control secundario al establecer una alta ganancia de caída de tensión con el fin de garantizar un adecuado comportamiento en la repartición de potencia. En (Meng et al., 2015), se estudió un modelo completo de una microrred DC utilizando un enfoque de tiempo discreto y teniendo en cuenta un algoritmo de consenso. El impacto de la topología de comunicación y la velocidad de comunicación se analizó en detalle. Un control secundario distribuido que emplea un algoritmo de consenso dinámico en múltiples cambios rápidos de las microrredes DC fue desarrollado en (Chen et al., 2017). En las referencias (Sahoo and Mishra, 2017a) y (Sahoo and Mishra, 2017b), se muestra un control secundario distribuido activado por eventos para gestionar la regulación de tensión y el reparto de carga.

El control descentralizado no emplea mediciones ni comunicación directa en las fuentes de generación y las demandas. Esto indica que cada convertidor o módulo de la microrred DC puede operar de forma autónoma basándose en las mediciones y controles locales. Los autores

de (Tah and Das, 2016) presentaron un control proporcional para mitigar la influencia de los conductores en la capa de control secundaria. En esta investigación, la comunicación solo existe en fuentes distribuidas locales y todas las variables de control se miden y transfieren de manera local. Además, se calcula una ganancia estimada para compensar la impedancia de la línea y así lograr un mejor rendimiento en la distribución de potencia. En la referencia (Peyghami et al., 2016), se propuso un control descentralizado de distribución de potencia que controla la caída de tensión utilizando una estrategia de caída de corriente. En (Gao et al., 2015a), se agregó un término de retroalimentación a la referencia de tensión del terminal para cada subsistema.

En el control terciario se define la gestión energética de la microrred DC con el fin de alcanzar los objetivos establecidos por el operador de la red. Este control establece las referencias de tensión y potencia para el control secundario. La gestión energética se puede estudiar desde el punto de vista del flujo de potencia óptimo (OPF) o del despacho económico óptimo. Para resolver el problema de OPF en redes eléctricas DC se han propuesto formulaciones convexas equivalentes a las presentadas en (Garces et al., 2016a) y (Li et al., 2018a), y se han empleado enfoques basados en técnicas metaheurísticas (Wang et al., 2018; Velasquez et al., 2019) y (Grisales-Noreña et al., 2019). En (Garces et al., 2016a) se propuso una reformulación convexa de las ecuaciones OPF que para usar programación semidefinida relajando las restricciones no convexas asociadas al rango de la matriz de variables, después de resolver el problema OPF, los perfiles de tensión se recuperan usando una descomposición de valores y vectores propios. En (Li et al., 2018a) se desarrolló un modelo de programación cónica de segundo orden. En (Peyghami et al., 2017) se presentó un despacho económico de BESS en microrredes DC utilizando un modelo de programación semidefinida. Además, se han implementado varios enfoques basados en técnicas metaheurísticas, como la optimización por enjambre de partículas (Wang et al., 2012), optimización de agujeros negros (Velasquez et al., 2019), algoritmos genéticos (Grisales-Noreña et al., 2019), entre otros.

Por otro lado, también se han propuesto investigaciones que emplean todas las etapas de control, denominadas controles jerárquicos. Algunos de estos se presentan y se discuten a continuación. Los autores de (Murillo-Yarce et al., 2018) presentaron un diseño de control primario-secundario para microrredes DC basado en las propiedades de pasividad del modelo dinámico de la red. Los autores realizaron la aplicación del control basado en pasividad de interconexión y amortiguamiento con una ganancia proporcional pura. El control propuesto garantiza la estabilidad asintótica y utiliza un único parámetro para controlar toda la microrred DC. Los resultados numéricos del estudio son interesantes; sin embargo, no se proporcionó una comparación con los controles clásicos, y la microrred DC se simplificó y resolvió utilizando un paquete de ecuaciones diferenciales que no tiene en cuenta la dinámica de las líneas de

distribución de DC al representarlas con efectos resistivos puros.

La mayoría de los trabajos previos no implementaron la optimización convexa en el control terciario, lo cual puede garantizar la solución óptima del flujo de carga en la microrred DC. Adicionalmente, la mayoría de los autores no realizaron un análisis de estabilidad completo en una microrred de DC, considerando la penetración de energías renovables y sistemas almacenadores de energía.

1.2. Justificación

En las últimas décadas, el sector energético a nivel mundial ha experimentado una transformación significativa promovida por la necesidad de hacer frente a retos medioambientales, económicos y tecnológicos. Además, la creciente conciencia sobre el cambio climático, y las limitaciones de los recursos energéticos convencionales, así como, la creciente demanda requiriendo soluciones más eficientes y sostenibles, han despertado un renovado interés en la transición hacia sistemas energéticos sostenibles y eficientes. En este contexto, las microrredes DC han surgido como soluciones innovadoras y prometedoras para abordar los retos asociados con la integración de fuentes de energía renovables, el almacenamiento de energía y la gestión eficiente de la energía y al mismo tiempo, amigables y sostenibles con el medio ambiente. Adicionalmente, la naturaleza modular, flexible y adaptable de las microrredes DC ofrece oportunidades únicas para mejorar la eficiencia operativa, reducir las pérdidas de energía, mitigar los impactos medioambientales y promover la resiliencia y la autonomía energética a nivel local y regional.

El control jerárquico de microrredes DC presenta múltiples retos que requieren atención para asegurar su efectividad, protección y funcionamiento adecuado. Entre estos retos se encuentra la correcta incorporación de diversas tecnologías, promoviendo así la variedad y resistencia del sistema. Esta incorporación puede abarcar desde fuentes renovables de energía hasta sistemas de almacenaje y diferentes tipos de demandas. Un aspecto clave es la implementación de controles adaptables y una sincronización eficiente en términos de manejo y transmisión de datos. Dicha sincronización precisa emplear una variedad de estándares para fortalecer la resiliencia y eficiencia durante sus distintos niveles operativos (Jin et al., 2013). Además, las microrredes DC se enfrentan a cambios constantes en la demanda y la incertidumbre en recursos, generando múltiples condiciones operativas que deben cumplirse (Montoya et al., 2021). Esto subraya la necesidad de algoritmos de control versátiles y activos que se ajusten con prontitud a las fluctuaciones en tiempo real, manteniendo la estabilidad y fiabilidad del sistema (Jin et al., 2022). Un elemento esencial es la gestión optimizada de recursos dentro de las microrredes DC, lo cual se relaciona con la búsqueda constante de indicadores que realcen la operación y eficiencia energética. Esta tarea implica la creación de algoritmos optimizados, evaluaciones detalladas del rendimiento energético y la continua adaptación de tácticas de control para potenciar el uso eficiente de recursos y reducción de pérdidas (Sarantakos et al., 2022). Por lo tanto, el control jerárquico en una microrredes DC es muy importante y, abordar cada problema de cada etapa de control, es crucial para adecuada operación. En consecuencia, resolver el control primario o local de los convertidores,

diseñar metodologías de control con un objetivo y realizar estrategias de una óptima gestión en una microrred son retos muy importantes a resolver.

Partiendo de los retos descritos anteriormente en una microrred DC, en primer lugar, la presente tesis doctoral propone dos controles generalizados para los convertidores DC-DC de segundo orden típicos que están instalados en las microrredes DC. Estos controles pretenden ayudar al control primario de una microrred DC y sus diseños están basados en pasividad, que es una técnica de control que garantiza ciertas propiedades deseables de estabilidad y rendimiento en sistemas dinámicos. Además, presenta las siguientes ventajas, como son mantener las propiedades pasivas del sistema en lazo cerrado, usar una estructura generalizada por puertos hamiltonianos, facilidad en su implementación, entre otros (Ortega et al., 2008; Ortega and Garcia-Canseco, 2004). Para hacer frente a este reto, se desarrolla dos controles adaptativos generalizados una para cargas de impedancias constantes y otro para cargas de potencia constante, ambos basados en PBC.

En segundo lugar, la presente tesis doctoral aborda el problema de existencia de un control que establezca la operación y control de las microrredes DC, garantizando la estabilidad del sistema y minimizando sus pérdidas. Este problema combina, al mínimo, dos etapas del control jerárquico para ser implementado. Estas etapas se enfocan en la operación y control de las microrredes DC con el fin de mantener estable su operación con el mínimo coste o pérdidas. La metodología propuesta debe ser capaz de satisfacer estos retos de una forma eficiente usando controles que garanticen la estabilidad del sistema, y al mismo tiempo, su ley de control debe tener una interpretación física del sistema, como es el control basado en pasividad (Ortega et al., 2008). Por otro lado, la operación óptima de la microrred DC debe ser garantizada desde un modelo de optimización que sea capaz de garantizar el óptimo global del problema y la unicidad de la solución en tiempos cortos de ejecución, como lo es la optimización convexa (Montoya et al., 2018b; Sarantakos et al., 2022). Para abordar estos retos, dos metodologías híbridas son propuestas con el fin de ayudar en el control jerárquico de las microrredes DC con múltiples generadores distribuidos y cargas de potencias constantes. La primera metodología utiliza un sistema de control PBC en combinación con técnicas de optimización convexa para mantener la estabilidad de la red DC con mínimas pérdidas energéticas. Este enfoque demuestra mayor eficiencia en comparación con las técnicas PBC previamente propuestas. De manera simultánea, se determina el punto de referencia o *setpoint* para este sistema de control mediante técnicas de optimización convexa, simplificando así un modelo inicialmente no lineal y no convexo, garantizando una solución única para la optimización del flujo de potencia. En la segunda metodología, se reemplaza el control primario PBC con un control inverso óptimo. Este enfoque permite abordar las no linealidades presentes en el modelo dinámico de la red DC, proponiendo una ley de control óptimo que garantiza la convergencia asintótica de las

variables de estado hacia las referencias deseadas.

En tercer lugar, se aborda el problema de gestión óptima robusta o control terciario de una microrred DC con el fin de gestionar adecuadamente todos los recursos disponibles en la microrred considerando las incertidumbres típicas de éstas, como son las demandas esperadas y los recursos primarios de generación basados en tecnologías eólicas y solar (Bizuayehu et al., 2016; Gil-González et al., 2019). Para resolver este problema se plantea un modelo robusto de gestión de energía óptima para sistema de almacenamiento de energía y energías renovables en microrredes DC mediante una formulación convexa. Este modelo garantiza el óptimo global del problema, incluso cuando se considera la incertidumbre, ya que se minimiza con respecto al coste del peor de los casos y se satisfacen todas sus restricciones. Adicionalmente, este modelo incorpora las pérdidas por transferencia de potencia en los dispositivos convertidores de potencia DC-DC y AC-DC. Finalmente, el modelo propuesto es evaluado en cuatro escenarios que buscan analizar el efecto de las incertidumbres en la gestión óptima de las microrredes DC.

1.3. Objetivos

El primer objetivo general de la tesis doctoral es *desarrollar un modelo y control para convertidores DC-DC en el contexto del control primario para aplicaciones en microrredes DC, garantizando la estabilidad del sistema.*

El segundo objetivo general de la tesis doctoral es *desarrollar una metodología de control global (primario + secundario) que establezca la operación de microrredes DC, garantizando la estabilidad del sistema y minimizando sus pérdidas.*

El tercer objetivo general de la tesis doctoral es *desarrollar un sistema de gestión de energía óptimo en microrredes de DC con integración de generación renovable y sistemas de almacenamiento de energía.*

Para lograr estos tres objetivos principales se han planteado una serie de objetivos específicos.

En relación con el primer objetivo general están:

1. Caracterizar las variables eléctricas y parámetros de los convertidores más usados en microrredes DC, basándose en una revisión bibliográfica.
2. Plantear un modelo generalizado para los convertidores DC-DC de segundo orden que permitan plantear una ley de control generalizada.
3. Proponer un control generalizado para los convertidores DC-DC de segundo orden que garantice la estabilidad del sistema.
4. Comparar el control propuesto con diferentes estrategias de la literatura especializada con el fin de analizar su comportamiento.

En relación con el segundo objetivo general están:

5. Identificar el conjunto de variables, parámetros, restricciones operativas y escenarios de prueba que para la operación y control de las microrredes DC.
6. Desarrollar un modelo matemático asociado a la operación y control de las microrredes DC que considere el modelo de la red y los convertidores.
7. Formular un control que minimice las pérdidas de operación en una microrred DC asegurando su estabilidad.
8. Analizar el comportamiento de los controles jerárquicos propuestos con el fin de observar su aplicabilidad.

En relación con el tercer objetivo general están:

9. Identificación del conjunto de variables, parámetros, restricciones operativas y escenarios de prueba que para el control terciario de microrredes DC.
10. Desarrollar un modelo matemático asociado a la operación óptima de microrredes DC, considerando sistemas de almacenamiento de energías y generación renovable.
11. Formular un modelo robusto de optimización para el despacho óptimo de microrredes DC que incluya sistemas de almacenamiento de energías y generación renovable.
12. Evaluar el modelo propuesto para resolver el problema de despacho óptimo de microrredes DC que incluye sistemas de almacenamiento de energías y generación renovable.

1.4. Resultados obtenidos

Esta tesis doctoral aborda el problema del control jerárquico (operación óptima y control) en microrredes de DC con integración de generación renovable y sistemas de almacenamiento de energía. Inicialmente, se aborda el problema de control de convertidores DC-DC alimentando cargas de impedancia constante, corriente constante y potencia constante (CPL), generado cinco publicaciones, dos de categorías Q1 en WOS y los otros dos categorías Q2 en WOS y, el último en categoría Q3 de Wos, así dando cumplimiento al primer objetivo general de esta tesis doctoral.

En segundo lugar, se analiza el problema de control que establezca la operación de microrredes DC, garantizando la estabilidad del sistema y minimización de sus pérdidas. Para este objetivo se han generado dos publicaciones de categorías Q2 WOS. Con estas publicaciones se da cumplimiento al segundo objetivo general dentro de esta tesis doctoral.

En tercer lugar, se analiza el problema de operación óptima en microrredes de DC con integración de generación renovable y sistemas de almacenamiento de energía. Para este objetivo se han generado tres publicaciones de categorías Q2 WOS. Con estas publicaciones se da cumplimiento al tercer objetivo general dentro de esta tesis doctoral.

En la tabla 1.1 muestra la información de las publicaciones que se han generado durante el desarrollo de esta tesis doctoral.

A continuación, se desglosan las publicaciones obtenidas con el fin de mostrar su aporte a cada uno de los objetivos específicos nombrados anteriormente:

1.4.1. Primer objetivo específico

Caracterizar las variables eléctricas y parámetros de los convertidores más usados en microrredes DC, basándose en una revisión bibliográfica.

El primer objetivo específico de esta tesis doctoral se enfoca en realizar una revisión del estado del arte para identificar todas las variables y parámetros de los diferentes convertidores DC-DC de segundo orden implementados en microrredes DC. Se necesita esta información para obtener los modelos dinámicos de los convertidores DC-DC de segundo orden empleados en las microrredes DC. En la tabla 1.2, se listan las publicaciones que soportan el desarrollo de este objetivo específico.

La revisión del estado del arte sobre el control de convertidores DC-DC de segundo orden se mostró en la primera sección de los cuatro artículos listados en la tabla 1.2. En esta revisión se detectó que la variable típica a controlar es la tensión de salida de los convertidores DC-DC.

Tabla 1.1: Artículos generado durante el desarrollo de esta tesis doctoral.

1. Montoya, O. D., **Gil-González, W.**, Garces, A., Serra, F., & Hernández, J. C. (2021). Stabilization of MT-HVDC grids via passivity-based control and convex optimization. *Electric Power Systems Research*, 196, 107273. DOI: 10.1016/j.epsr.2021.107273. **Q2 WoS**.
2. Montoya, O. D., **Gil-González, W.**, Serra, F. M., De Angelo, C. H., & Hernández, J. C. (2021). Global Optimal Stabilization of MT-HVDC Systems: Inverse Optimal Control Approach. *Electronics*, 10(22), 2819. DOI: 10.3390/electronics10222819. **Q2 WoS**.
3. Montoya, O. D., Arias-Londoño, A., Garrido, V. M., **Gil-González, W.**, & Grisales-Noreña, L. F. (2023). A quadratic convex approximation for optimal operation of battery energy storage systems in DC distribution networks. *Energy Systems*, 14(4), 985-1005. **Q2 WoS**.
4. **Gil-González, W.**, Montoya, O. D., Restrepo, C., & Hernández, J. C. (2021). Sensorless Adaptive Voltage Control for Classical DC-DC Converters Feeding Unknown Loads: A Generalized PI Passivity-Based Approach. *Sensors*, 21(19), 6367. DOI: 10.3390/s21196367. **Q1 WoS**.
5. Grisales-Noreña, L. F., Montoya-Giraldo, O. D., & **Gil-González, W.** (2022). Optimal Integration of Distributed Generators into DC Microgrids Using a Hybrid Methodology: Genetic and Vortex Search Algorithms. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 47(11), 14657-14672. DOI: 10.1007/s13369-022-06866-7. **Q2 WoS**.
6. **Gil-González, W.**, Montoya, O. D., & Hernández, J. C. (2023). An Energy Management System for the Optimal Operation of BESS in DC Microgrids: A Robust Convex Programming Approach. *IEEE Access*. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3267410. **Q2 WoS**.
7. Montoya, O. D., **Gil-González, W.**, Riffo, S., Restrepo, C., & González-Castaño, C. (2023). A Sensorless Inverse Optimal Control plus Integral Action to Regulate the Output Voltage in a Boost Converter Supplying an Unknown DC Load. *IEEE Access*. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3277750. **Q2 WoS**.
8. **Gil-González, W.**, Riffo, S., Montoya, O. D., Restrepo, C., & Hernández, J. C. (2023). Adaptive Voltage Control for Second-Order DC-DC Converters Supplying an Unknown Constant Power Load: A Generalized PBC plus Damping Injection Design. *IEEE Access*. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3275083. **Q2 WoS**.
9. Riffo, S., **Gil-González, W.**, Montoya, O. D., Restrepo, C., & Muñoz, J. (2022). Adaptive Sensorless PI+Passivity-Based Control of a Boost Converter Supplying an Unknown CPL. *Mathematics*, 10(22), 4321. **Q1 WoS**.
10. **Gil-González, W.**, Montoya, O. D., Riffo, S., Restrepo, C., & Muñoz, J. (2023). A Global Tracking Sensorless Adaptive PI-PBC Design for Output Voltage Regulation in a Boost Converter Feeding a DC Microgrid. *Energies*, 16(3), 1106. **Q3 WoS**.

Esta revisión muestra que el objetivo de control típico para los convertidores DC-DC es regular su tensión de salida bajo diferentes condiciones operativas y diferentes tipos de cargas. Las cargas típicas son de impedancia constante, potencia constante y corriente constante. Cada uno de este tipo de cargas generan retos desde el punto de vista del control, sobre todo la carga de tipo potencia constante (CPL), ya que genera una no linealidad entre la tensión de salida y

Tabla 1.2: Artículos obtenidos durante el desarrollo del primer objetivo general.

1. **Gil-González, W.**, Montoya, O. D., Restrepo, C., & Hernández, J. C. (2021). Sensorless Adaptive Voltage Control for Classical DC-DC Converters Feeding Unknown Loads: A Generalized PI Passivity-Based Approach. *Sensors*, 21(19), 6367. DOI: 10.3390/s21196367. **Q1 WoS**.
2. Montoya, O. D., **Gil-González, W.**, Riffo, S., Restrepo, C., & González-Castaño, C. (2023). A Sensorless Inverse Optimal Control plus Integral Action to Regulate the Output Voltage in a Boost Converter Supplying an Unknown DC Load. *IEEE Access*. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3277750. **Q2 WoS**.
3. **Gil-González, W.**, Montoya, O. D., Riffo, S., Restrepo, C., & Muñoz, J. (2023). A Global Tracking Sensorless Adaptive PI-PBC Design for Output Voltage Regulation in a Boost Converter Feeding a DC Microgrid. *Energies*, 16(3), 1106. **Q3 WoS**.
4. **Gil-González, W.**, Riffo, S., Montoya, O. D., Restrepo, C., & Hernández, J. C. (2023). Adaptive Voltage Control for Second-Order DC-DC Converters Supplying an Unknown Constant Power Load: A Generalized PBC plus Damping Injection Design. *IEEE Access*. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3275083. **Q2 WoS**.
5. Riffo, S., **Gil-González, W.**, Montoya, O. D., Restrepo, C., & Muñoz, J. (2022). Adaptive Sensorless PI+Passivity-Based Control of a Boost Converter Supplying an Unknown CPL. *Mathematics*, 10(22), 4321. **Q1 WoS**.

la CPL generado una forma hiperbólica (Xia et al., 2022; Montoya et al., 2021; Jeeninga et al., 2022; Anand and Singh, 2021). La principal complicación con los términos hiperbólicos para aplicaciones de control en microrredes DC radica en los efectos de resistencia negativos que pueden causar inestabilidades durante la operación de circuito cerrado (Fulwani and Singh, 2016). Los convertidores DC-DC de segundo orden se utilizan normalmente para integrar múltiples CPL en microrredes DC, a saber, convertidor reductor (buck), elevador (boost), reductor-elevador (buck-boost) y reductor-elevador no inversor (non-inverting buck-boost) (Sira-Ramirez and Silva-Ortigoza, 2006). La principal característica de estas configuraciones de convertidor es que todas producen dos ecuaciones diferenciales no lineales con un punto de equilibrio estable (Jeeninga et al., 2022; Gil-González et al., 2021).

En el primer artículo de la tabla 1.2, se realizó un análisis de la literatura especializada sobre los convertidores DC-DC de segundo orden que alimentan una carga de impedancia constante. Este análisis mostró que las técnicas de control aplicadas para convertidores DC-DC de segundo orden para la regulación de tensión de salida, se puede encontrar: control de modo deslizante (Serna-Garcés et al., 2018, 2016), control de modo deslizante (SMC) de orden fraccionario (Lin et al., 2021), control de modo deslizante de segundo orden no lineal de alta ganancia basada en observador (Liu et al., 2021), control basado en observador de modo deslizante de orden superior (Liu et al., 2014), diseños de control retrospectivo (Yin

et al., 2018; Roy et al., 2016), linealización de retroalimentación exacta (Bhattacharyya et al., 2018; Cai et al., 2017), estrategias de control adaptativo (Yin et al., 2020), diseños de control basados en pasividad (PBC) (Gil-González et al., 2021; Montoya et al., 2020), y métodos lineales como PI o diseños de retroalimentación (Ramirez et al., 2017), entre otros. Esta revisión muestra que existen muchas técnicas de control aplicadas a convertidores DC-DC de segundo orden que alimentan una carga de impedancia constante. Sin embargo, ninguna de ellas ha sido generalizada para los cuatro convertidores DC-DC.

En el segundo y tercer artículo de la tabla 1.2, se revisó la literatura especializada sobre los convertidores DC-DC de segundo orden que alimentan una carga de corriente constante. Esta revisión mostró que las técnicas de control aplicadas a los convertidores DC-DC de segundo orden para la regulación de la tensión de salida pueden encontrarse en los siguientes estudios; en (Martinez-Treviño et al., 2019), se diseñó un SMC para regular la tensión de salida de un convertidor elevador que alimentaba una carga de potencia constante. En esta referencia, se presenta una superficie de conmutación para el enfoque SMC que reduce la corriente de entrada del convertidor elevador. Además, se incluyó un observador de perturbaciones externas para mantener la tensión de salida del convertidor elevador en el valor deseado. En (Hamidi and Nasiri, 2015), se explicó un análisis de estabilidad de un convertidor elevador que suministra una carga no lineal que se comporta como una CPL. Este análisis se realizó sin almacenamiento de energía en una batería. Los autores de (Singh et al., 2015) diseñaron un enfoque SCM utilizando modulación de ancho de pulso (PWM) para resaltar las posibles inestabilidades en las microrredes DC generadas por cargas no lineales, como la CPL. En (Wu and Lu, 2019), el autor mostró un control adaptativo basado en un enfoque SCM retrospectivo para estabilizar la tensión de salida de un convertidor elevador conectado a una carga no lineal. Las referencias (He et al., 2016) y (He et al., 2018a) presentaron un modelo incremental para el control de la tensión de salida de un convertidor elevador considerando perturbaciones variables en el tiempo, mediante la implementación de un PBC. Además, incluyeron un observador PI para compensar las perturbaciones en el sistema. En (Farsizadeh et al., 2019) se analizó un enfoque difuso de tipo II que emplea PWM para regular la tensión de salida de un convertidor elevador que alimenta un CPL. En (He and Shang, 2022), se diseñó un control no lineal para estabilizar la tensión de salida de un convertidor elevador conectado a una carga no lineal. El control no lineal comprende un enfoque SMC y un observador de parámetros de tiempo finito, lo que lo convierte en un control robusto. En (Serra et al., 2018), se describió un control no lineal para un convertidor DC-DC de tipo elevador. Este control utiliza una estrategia PBC, que incluye el concepto de asignación de interconexión y amortiguación (IDA), lo cual convierte al control en un enfoque IDA-PBC. Este control puede diseñar una ley de control que garantice la estabilidad del sistema en un circuito cerrado y preserve la

característica pasiva del sistema. En (Zhang et al., 2022), se presentó un control no lineal para regular la tensión de salida de un convertidor elevador DC-DC. El control no lineal se basó en un control de retroalimentación de salida adaptativo que mostró un buen comportamiento en los escenarios propuestos. Estos escenarios incluían el uso de un observador de estado de orden reducido para estimar la corriente de la bobina del convertidor y la conductancia de carga. Por último, se estudió un método PI-PBC para regular la tensión de salida de un convertidor elevador en (Zhang et al., 2021). El enfoque PI-PBC utiliza un observador basado en la estimación de parámetros para estimar la corriente de la bobina del convertidor. Si bien estas investigaciones presentan buenos resultados, algunas presentan problemas a la hora de implementarlas, y otras requieren perfeccionar una gran cantidad de parámetros. Además, otras investigaciones solo consideran un tipo de carga, lo que impide su implementación en cualquier punto de una microrred. Por último, ninguno estima la tensión de entrada, por lo que se requiere un sensor adicional.

En el cuarto y quinto artículo de la tabla 1.2, se revisó la literatura especializada sobre los convertidores DC-DC de segundo orden que alimentan una CPL. Esta revisión mostró que las técnicas de control aplicadas para convertidores DC-DC de segundo orden son efectivas para la regulación de la tensión de salida. En el caso del convertidor reductor, en (Singh and Fulwani, 2014), se presentó un SMC para estabilizar y regular su tensión de salida. Mientras que en (Al-Nussairi et al., 2017), se propuso un método de lógica difusa para asegurar la estabilización del convertidor reductor con cambios en CPL. El estudio de (Xu et al., 2019) presentó un enfoque de control predictivo de modelo compuesto (MPC) para regular la tensión de salida en convertidores reductores que suministran un CPL. El trabajo de (Boukerdja et al., 2020) propuso un enfoque de control basado en H_∞ que garantiza el funcionamiento adecuado de un convertidor reductor. El control basado en H_∞ utiliza el algoritmo de optimización de Glover-Doyle para determinar la ley de control óptima. En el caso del convertidor elevador, en (Singh et al., 2015), se propuso un método robusto de PWM basado en SMC para mitigar las inestabilidades causadas por el CPL en microrredes DC. En (Hamidi and Nasiri, 2015), se realizó un análisis de estabilidad en un convertidor elevador que estaba conectado a un sistema de almacenamiento de energía de batería y alimentado por CPL. En (Wu and Lu, 2019) se propuso un enfoque SMC de retroceso adaptativo para regular la tensión de salida de un convertidor elevador conectado a un CPL. En (He et al., 2016) y (He et al., 2018a), se presentó un PBC incremental para controlar un convertidor DC-DC en presencia de perturbaciones variables en el tiempo. Estas perturbaciones fueron efectivamente rechazadas mediante el uso de un observador PI.

En (Martinez-Treviño et al., 2019), se presentó un enfoque SMC para regular un convertidor elevador que suministra energía a un CPL. Los autores emplearon una superficie de conmutación

lineal para reducir la corriente de entrada en el convertidor elevador y mantener su tensión de salida en el nivel deseado, incluso en presencia de perturbaciones externas. En el caso del convertidor reductor-elevador, en (He et al., 2018b), se presentó un control adaptativo de configuración de energía para la regulación de la tensión de salida de convertidores reductor-elevadores DC-DC que alimentan CPL desconocidos. En (He et al., 2019), se introdujo un control de asignación de interconexión y amortiguación (IDA) basado en la teoría PBC para regular la tensión de salida de convertidores reductor-elevadores DC-DC con un CPL de potencia desconocida. Este controlador utilizó el método I&I y se transformó en un enfoque adaptativo. El trabajo de (Hajihosseini et al., 2020) utilizó una técnica de aprendizaje automático profundo para controlar convertidores reductor-elevadores DC-DC con un CPL. Esta técnica empleó la arquitectura Actor-Critic e incorporó control de modelo ultralocal para abordar el efecto de inestabilidad causado por los CPL durante cambios en la tensión de referencia. En (Gheisarnejad et al., 2020), se presentó un controlador de retroalimentación inteligente basado en un profundo gradiente de política determinista para regular la tensión de salida de un convertidor reductor-elevador que alimenta CPL a través de aplicaciones de transferencia de energía inalámbrica. El controlador de retroalimentación inteligente se combinó con un observador de modo deslizante para aliviar la dinámica desconocida del convertidor. El estudio de (Soriano-Rangel et al., 2020) introdujo un control de asignación de interconexión y amortiguación basado en la teoría de pasividad para gestionar la tensión de salida en convertidores reductor-elevadores DC-DC que suministran un CPL desconocido. En (Andalibi et al., 2021), se realizó un enfoque de MPC para estabilizar convertidores reductores-elevadores DC-DC que alimentan a CPL. Si los lectores quieren profundizar más en el estado del arte de controles aplicados a los convertidores DC-DC de segundo orden pueden consultar las publicaciones mostradas en la tabla 1.2.

Después de realizar la revisión del estado del arte sobre el control de convertidores DC-DC de segundo orden, se notó que todos los controles implementados han mostrado un buen rendimiento, algunos de los cuales pueden considerarse robustos. Sin embargo, algunos de ellos pueden ser difíciles de implementar y requieren conocimiento de todos los estados del convertidor, condiciones de carga y parámetros del sistema. Hay muchos parámetros que se deben ajustar y se debe realizar un proceso de optimización en línea. Estos controles están diseñados y aplicados a un convertidor específico, lo que no permite cambiar fácilmente el control de acción a otro tipo de convertidor DC-DC de segundo orden. Por tal motivo, proponer una ley de control generalizada para estos convertidores permitiría tener respuestas dinámicas similares y sintonización más sencilla de los controles.

1.4.2. Segundo objetivo específico

Plantear un modelo generalizado para los convertidores DC-DC de segundo orden que permitan plantear una ley de control generalizada.

El segundo objetivo específico de esta tesis doctoral se enfoca a formular un modelo generalizado para los convertidores DC-DC de segundo orden con el fin de analizar las características dinámicas de los convertidores usados en microrredes DC. Este modelo generalizado se requiere para proponer una ley de control generalizada que permita ser implementada en cualquier tipo de convertidor.

La primera publicación de la tabla 1.2, en la tercera sección, mostró un modelo generalizado para los convertidores cuando estos alimentaban una carga de impedancia constante. El modelo generalizado para los convertidores con una estructura hamiltoniana con puertos (PHS), presenta la siguiente forma:

$$Q\dot{x} = (\alpha_1 J_0 - R)x + g(x)u + \alpha_4 \xi, \quad (1.1)$$

con $g(x) = \alpha_2 J_1 x + \alpha_3 b$, y

$$Q = \begin{bmatrix} L & 0 \\ 0 & C \end{bmatrix}, J_0 = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}, J_1 = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}, R = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & G_L \end{bmatrix}, b = \begin{bmatrix} E \\ 0 \end{bmatrix}, \xi = \begin{bmatrix} E \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (1.2)$$

donde $x \in \mathbb{R}^{n \times 1}$ y $\xi \in \mathbb{R}^{n \times 1}$ definen el vector de variables de estado y entradas externas al modelo; $u \in \mathbb{R}^{m \times 1}$ representa el vector de señales de control; $Q = Q^T \succ 0 \in \mathbb{R}^{n \times n}$ es una matriz definida positiva que contiene los parámetros relacionados con los elementos que almacenan energía; $J_{0,1} = -J_{0,1}^T \in \mathbb{R}^{n \times n}$ se conocen como matrices de interconexión con la principal característica de exhibir una estructura de asimetría; $R \in \mathbb{R}^{n \times n}$ corresponde a la matriz de disipación que es semi-definida positiva; y $b \in \mathbb{R}^{n \times m}$ representa la matriz que relaciona todos los estados con las entradas, la cual se conoce simplemente como matriz entrada y los coeficientes α permiten seleccionar cada una de las configuraciones de los convertidores. Los parámetros L , C representan la inductancia y la capacitancia de los convertidores y G_L es el inverso de la carga resistiva. E representen la tensión de alimentación de los convertidores.

Tenga en cuenta que los coeficientes α para cada uno de los convertidores se informan en la tabla 1.3.

Observe en la tabla 1.3 que es muy fácil pasar a cualquier tipo de convertidor puesto que los coeficientes α solo pueden tomar valores de -1, 0, y 1.

La tercera publicación de la tabla 1.2, en la tercera sección, presentó un modelo generalizado

Tabla 1.3: α —coeficientes para cada uno de los convertidores.

Convertidor	α_1	α_2	α_3	α_4
Reductor	1	0	1	0
Elevador	1	1	0	1
Reductor-elevador	-1	-1	1	0
Reductor-elevador no inversor	1	1	1	0

para los convertidores cuando estos alimentaban una CPL. El modelo generalizado aprovechó la estructura natural de PHS para compactar mejor el modelo, el cual es presentado, a continuación:

$$\dot{x} = (\alpha_1 J - R) \nabla H + g(x)u + \alpha_4 \xi, \quad (1.3)$$

con $x = [x_1, x_2]^\top$, $\xi = [E, 0]^\top$ y

$$J = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}, \quad R = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{C^2 P}{x_2^2} \end{bmatrix}, \quad g(x) = \begin{bmatrix} \alpha_2 \frac{x_2}{C} + \alpha_3 E \\ -\alpha_2 \frac{x_1}{L} \end{bmatrix}.$$

donde P representa la CPL.

Después de proponer un modelo generalizado basado en una estructura PHS para los convertidores DC-DC de segundo orden, se puede concluir que el control propuesto debe mantener esta estructura para aprovecharla mejor, garantizando la estabilidad del sistema.

1.4.3. Tercero objetivo específico

Proponer un control generalizado para los convertidores DC-DC de segundo orden que garantice la estabilidad del sistema.

El tercer objetivo específico de esta tesis doctoral se orienta a diseñar un control generalizado para los convertidores DC-DC de segundo orden con el fin de regular la tensión de salida de los convertidores ante cambios de carga, ya sea en impedancia o potencia constante. Este control generalizado permite simplificar la integración de un nuevo sistema en una microrred DC, ya que aprovecha la estructura natural de PHS de todos los convertidores. Los controles propuestos fueron diseñados utilizando la teoría del control basado en pasividad (PBC).

La teoría PBC es un campo de la teoría del control no lineal que se centra en una clase particular de sistemas dinámicos con modelado PHS (Ortega and Garcia-Canseco, 2004), con la principal ventaja de que se puede garantizar la estabilidad, ya sea local o globalmente.

preservando las propiedades de PHS del sistema durante la operación de circuito cerrado (Ortega et al., 2008). Una ventaja adicional de la teoría PBC es que las acciones de control tienen un significado físico, que corresponde a la redistribución del flujo de energía del sistema dinámico, modificando la interconexión entre las variables de estado y agregando la disipación/amortiguación de energía deseada (Ortega and Garcia-Canseco, 2004). La teoría PBC tiene múltiples variantes en cuanto al diseño de control. Entre ellos se encuentran la interconexión y amortiguación (IDA-PBC) (Serra et al., 2012), la PBC formadora de energía (Ortega et al., 2017), la PBC estándar (Ortega et al., 2008) y la PBC proporcional-integral (PI-PBC) (Nguyen et al., 2021), entre otras. La selección de cada variante de PBC depende de los requisitos de control y de la estructura específica del sistema dinámico bajo análisis. En el caso de los convertidores de electrónica de potencia y sus aplicaciones, los diseños de PBC más convencionales son el IDA-PBC y el PI-PBC (Serra et al., 2012; López-Rodríguez et al., 2022). Sin embargo, la selección de cada uno de estos métodos para convertidores electrónicos de potencia depende estrictamente de la conexión de carga de impedancia constante. Esto se debe a que el diseño PI-PBC solo es adecuado para sistemas puramente bilineales con cargas lineales. En otras palabras, las únicas no linealidades permitidas son las bilineales. En cambio, el diseño IDA-PBC es más general y permite trabajar con cargas no lineales que se modelan como terminales de potencia constante. Por lo tanto, en esta tesis doctoral se empleó PI-PBC para el modelo generalizado (1.1), mientras que el IDA-PBC, que a partir de ahora se llamará simplemente PBC para simplificar, se empleó para el modelo generalizado (1.3).

En la tercera sección de la primera publicación de la tabla 1.2 se mostró el control generalizado propuesto basado en PI-PBC para los convertidores cuando estos alimentaban una carga de impedancia constante. Este control propuesto tiene la siguiente forma:

$$u = -K_p \tilde{y} + K_i z + u^*, \quad (1.4)$$

$$\dot{z} = -\tilde{y}, \quad (1.5)$$

$$\tilde{y} = (\alpha_3 E + \alpha_2 x_2^*) (x_1 - x_1^*) - \alpha_2 x_1^* (x_2 - x_2^*), \quad (1.6)$$

donde $(\cdot)^*$ represente el valor de la variable en el punto de equilibrio deseado, z es una variable auxiliar y \tilde{y} es la salida pasiva \tilde{y} . K_p y K_i representan las ganancias proporcional e integral del control.

En la primera publicación de la tabla 1.2 se mostró que la señal de control en el punto de

equilibrio deseado, toma la siguiente forma:

$$u^* = -\frac{(\alpha_3 E + \alpha_2 x_2^*)(\alpha_4 E - \alpha_1 x_2^*) - \alpha_2 x_1^*(\alpha_1 x_1^* - G_L x_2^*)}{(\alpha_3 E + \alpha_2 x_2^*)^2 + (\alpha_2 x_1^*)^2}, \quad (1.7)$$

$$x_1^* = \frac{G_L x_2^*(\alpha_3 E + \alpha_2 x_2^*)}{\alpha_1 (\alpha_3 E + \alpha_2 x_2^*) + \alpha_2 (\alpha_4 E - \alpha_1 x_2^*)} \quad (1.8)$$

Observe que el controlador PI-PBC propuesto es la dependencia de la ley de control u y la referencia actual no controlada del valor de carga, es decir, el valor de G_L . Sin embargo, en una aplicación real conocer el valor de la carga no es práctico, ya que este puede variar en función de los requerimientos del circuito (Montoya et al., 2020). Por lo tanto, en esa publicación, se implementó un estimador de la carga basado en la teoría de inmersión e invariancia (I&I) con el objetivo de no usar un sensor adicional. Este estimador tiene la siguiente forma:

$$\hat{G}_L = \beta - \frac{1}{2}\gamma C x_2^2, \quad (1.9)$$

$$\dot{\beta} = -\gamma x_2 (\alpha_1 x_1 - \hat{G}_L x_2 - \alpha_2 u x_1). \quad (1.10)$$

Este control propuesto tiene las siguientes ventajas:

- La teoría PI-PBC encuentra una ley de control de retroalimentación globalmente estable que preserva la estructura de PHS de los convertidores en un escenario de operación de bucle abierto, teniendo todas las ventajas de un controlador PI.
- El diseño del controlador no depende de los parámetros del convertidor, siendo esto una de las ventajas más importantes del diseño del controlador porque lo hace robusto contra incertidumbres paramétricas.
- Se emplea un estimador de carga adaptativo para reducir el número de sensores que determinan el valor de la resistencia conectada en los terminales del convertidor, con la principal ventaja de que se asegura la convergencia exponencial.

En la tercera sección de la cuarta publicación de la tabla 1.2 se muestra el control generalizado propuesto basado en PBC para los convertidores cuando estos alimentaban una CPL. Este control propuesto tiene la siguiente forma:

$$u = \beta(x) + \nu, \quad (1.11)$$

$$\beta(x) = -\frac{(\alpha_3 E + \alpha_2 x_2)(x_2 - x_2^* + \alpha_4 E + R_1(x_1 - x_1^*) - \alpha_1 x_2)}{(\alpha_3 E + \alpha_2 x_2)^2 + (\alpha_2 x_1)^2} \quad (1.12)$$

$$-\frac{\alpha_2 x_1 \left((x_1 - x_1^*) + \frac{P}{x_2} - \alpha_1 x_1 - \frac{PR_2(x_2 - x_2^*)}{x_2^2} \right)}{(\alpha_3 E + \alpha_2 x_2)^2 + (\alpha_2 x_1)^2}, \quad (1.13)$$

$$\nu = -K(\alpha_3 E + \alpha_2 x_2)(x_1 - x_1^*) - K\alpha_2 x_1(x_2 - x_2^*), \quad (1.14)$$

donde R_1 , R_2 , y K son ganancias positivas del control.

Similarmente, en este control se requiere conocer de la CPL la potencia P para ser implementado, por tal motivo se diseñó el siguiente estimador de carga generalizado basado en la teoría de I&I:

$$\hat{P} = \theta - \frac{1}{2C}\lambda x_2^2, \quad (1.15)$$

$$\dot{\theta} = \lambda x_1 x_2 (\alpha_1 - \alpha_2 u) + \lambda \hat{P}. \quad (1.16)$$

Este control propuesto tiene las siguientes ventajas:

- La teoría PBC encuentra una ley de control de retroalimentación localmente estable que preserva la estructura de PHS de los convertidores en un escenario de operación de bucle abierto, fortaleciendo su estructura de interconexión y agregando suficiente amortiguación para permitir alcanzar el comportamiento de circuito cerrado deseado.
- El diseño del controlador no depende de los parámetros del convertidor, siendo esto una de las ventajas más importantes del diseño del controlador porque lo hace robusto contra incertidumbres paramétricas.
- El estimador de carga I&I es bien conocido para aplicaciones de convertidores DC-DC, al combinarlo con el controlador PBC propuesto se obtiene un controlador adaptativo no lineal que es general para las cuatro topologías de convertidores DC-DC analizadas. Esto aún no ha sido presentado en la literatura actual y constituye una contribución de esta tesis doctoral.

Después de diseñar dos controles adaptativos generalizados basados en la teoría PBC para los convertidores DC-DC de segundo orden, se puede concluir que los controles propuestos mantienen la estructura pasiva en lazo cerrado y garantizan la estabilidad del sistema.

1.4.4. Cuarto objetivo específico

Comparar el control propuesto con diferentes estrategias de la literatura especializada con el fin de analizar su comportamiento.

La comparación del control propuesto con diferentes controles presentados en la literatura que se han realizado durante el desarrollo de la presente tesis, se encuentra descrita en la quinta sección de la primera y cuarta publicación mostrada en la tabla 1.2.

En la primera publicación mencionada, en su cuarta sección, se realiza una descripción de los escenarios utilizados para la simulación y los resultados experimentales obtenidos. En esta publicación, se considera una carga de impedancia constante y las simulaciones se realizan en el software PLECS. La RT-Box de PLECS controla los prototipos de convertidores. El controlador propuesto se compara con el controlador PI convencional. Para el convertidor buck, el objetivo de control es mantener la tensión de salida en 5 V. El PI-PBC propuesto tiene una mejor respuesta dinámica que el controlador PI convencional desde los tiempos de estabilización (T_s); cuando cambia la resistencia de carga, estos son más cortos para el PI-PBC (T_s aproximadamente 1,5 ms) que para el controlador PI convencional (T_s aproximadamente 16 ms). Además, la corriente de la bobina presenta sobrepasos más bajos cuando la resistencia de carga cambia. En el caso del convertidor boost, se regula su tensión de salida a 20 V, incluso ante cambios en la resistencia de carga de hasta 10 Ω y 20 Ω en forma de onda cuadrada de 50 Hz. El controlador PI-PBC adaptativo sigue funcionando mejor que el controlador PI convencional. Esto está respaldado por los tiempos de estabilización de la tensión de salida y los sobre impulsos de corriente de la bobina, los cuales son más bajos para el controlador propuesto (T_s aproximadamente 1,0 ms) en comparación con el controlador PI (T_s aproximadamente 4,0 ms). Las respuestas del controlador PI-PBC adaptativo se comportan como un sistema de primer orden, lo que indica que sus respuestas no se sobrepasan. En el caso del convertidor buck-boost, el controlador adaptativo propuesto tiene un mejor rendimiento que el controlador PI convencional. Esto se valida comparando los tiempos de establecimiento para la tensión de salida, que es menor para el controlador PI-PBC adaptativo (T_s aproximadamente 1,2 ms para el controlador propuesto, mientras que T_s aproximadamente 20,0 ms para el controlador PI). Al mismo tiempo, el exceso de corriente de la bobina para el controlador propuesto es menor y no presenta oscilaciones en comparación con el controlador propuesto. La regulación de la tensión de salida para un convertidor non-inverting buck-boost es mejor cuando se implementa el controlador adaptativo. Esto se puede respaldar comparando los tiempos de estabilización en las respuestas experimentales (T_s aproximadamente a 0,5 ms para el controlador propuesto, mientras que T_s aproximadamente 2,5 ms para el controlador PI). Además, al comparar las

respuestas experimentales de la corriente del inductor, se observa que el controlador propuesto sigue demostrando un mejor rendimiento debido a la ausencia de sobrepasos en este convertidor y a su comportamiento como un sistema de primer orden. De acuerdo con los resultados obtenidos en esta publicación, podemos destacar que el controlador adaptativo propuesto presentó un mejor comportamiento al garantizar la estabilidad del sistema en comparación con los controladores PI. Sin embargo, es fundamental mencionar las principales desventajas del controlador propuesto, las cuales son las siguientes: el comportamiento del controlador propuesto depende de un modelado adecuado del sistema; es necesario conocer todas las variables y parámetros del sistema, como v_{dc} , i y R_L ; y solo es aplicable a convertidores que alimentan cargas resistivas.

Los resultados obtenidos en la quinta sección de la cuarta publicación mostrada en la tabla 1.2 son en el caso de considerar que los convertidores DC-DC alimentan una CPL. Esta sección analiza el rendimiento del controlador adaptativo PBC propuesto en esta tesis doctoral. El control propuesto se comparó con los enfoques de control de linealización de retroalimentación (FLC) y control de modo deslizante (SMC). Las simulaciones se realizaron utilizando el software PLECS. Los controladores se implementaron en el RT-Box de Plexim. En el caso de los resultados experimentales, los controladores se implementaron mediante hardware en el circuito utilizando un RT-BOX 1 de PLECS. La tensión se obtuvo utilizando dos sondas: una para mostrar la forma de onda en el osciloscopio y una sonda diferencial para transmitir la medición al control en el RT-BOX 1. La razón de esto es que la entrada analógica del RT-BOX 1 es pasiva. Por tanto, para obtener una señal precisa en el control, se requiere de una sonda diferencial alimentada por baterías. El mismo principio se aplica a la medición de corriente: una sonda se conecta al osciloscopio para mostrar la forma de onda actual, mientras que la otra se conecta a una fuente de alimentación para medir la corriente y transmitir los datos al RT-BOX 1. Durante la simulación y la experimentación, los controladores operaron con un tiempo de muestreo de $10 \mu s$. La CPL varía en forma de onda cuadrada con una frecuencia de 100 Hz. Los resultados de las respuestas simuladas y experimentales del convertidor buck mostraron que el enfoque SMC es el peor controlador en términos del tiempo de estabilización ($T_s = 831,88 \mu s$). Además, el enfoque SMC es el controlador con el mayor exceso de tensión (alrededor del 3,5%). Si bien fue un poco más lento que el enfoque FLC, tuvo un menor sobrepaso de tensión (alrededor del 1,8%). El enfoque FLC exhibió una alta fluctuación en la corriente de la bobina, a diferencia de los otros enfoques. En términos generales, todo lo anterior indica que el controlador propuesto tiene una mejor respuesta dinámica que los otros. En el caso del convertidor boost, el enfoque SMC presenta el peor comportamiento en términos del tiempo de establecimiento ($T_s = 1189,38 \mu s$). Si bien el enfoque FLC mostró el mayor sobrepaso de tensión (alrededor del 6,1%), tuvo el mejor tiempo de estabilización

($T_s = 591, 25\mu s$), pero tuvo un sobrepaso de tensión mayor que el enfoque PBC. Además, su respuesta dinámica contiene más oscilaciones que los otros enfoques. El controlador adaptativo propuesto sigue funcionando mejor que los enfoques FLC y SMC. En el caso del convertidor buck-boost, los enfoques FLC y PBC muestran el mismo tiempo de estabilización ($T_s = 880\mu s$), mientras que el SMC tiene un tiempo de estabilización más largo ($T_s = 1340, 63\mu s$), alrededor del 47,7% del tiempo de los otros enfoques. El enfoque PBC muestra un sobrepaso de tensión menor (3,5%) que los enfoques FLC (4,8%) y SMC (4,6%). Los índices (tiempo de ajuste y sobre impulso de tensión) demuestran que el controlador adaptativo propuesto funciona mejor que los demás. Finalmente, en el caso del convertidor non-inverting buck-boost, los resultados mostraron que el enfoque SMC tiene el peor comportamiento en cuanto al tiempo de estabilización ($T_s = 1326, 28\mu s$) y el exceso de tensión (6,3%). Mientras tanto, el método FLC tiene el mejor tiempo de estabilización ($T_s = 749, 38\mu s$), pero presenta un mayor sobrepaso de tensión en comparación con el método PBC.

1.4.5. Quinto objetivo específico

Identificar el conjunto de variables, parámetros, restricciones operativas y escenarios de prueba que para la operación y control las microrredes DC.

El quinto objetivo específico de esta tesis doctoral se orienta a realizar una revisión del estado del arte sobre la operación y control de microrredes DC para identificar todas las variables, parámetros y restricciones operativas asociadas. Esta revisión permite modelar las etapas para el control secundario y primario, con el propósito de tener un sistema dinámico a controlar. En la tabla 1.4 se detallan las publicaciones que soportan el desarrollo del segundo objetivo general.

La revisión del estado del arte sobre la operación y control de microrredes DC se mostró en

Tabla 1.4: Artículos generados durante el desarrollo del segundo objetivo general.

1. Montoya, O. D., **Gil-González, W.**, Garces, A., Serra, F., & Hernández, J. C. (2021). Stabilization of MT-HVDC grids via passivity-based control and convex optimization. *Electric Power Systems Research*, 196, 107273. DOI: 10.1016/j.epsr.2021.107273. **Q2 WoS**.
2. Montoya, O. D., **Gil-González, W.**, Serra, F. M., De Angelo, C. H., & Hernández, J. C. (2021). Global Optimal Stabilization of MT-HVDC Systems: Inverse Optimal Control Approach. *Electronics*, 10(22), 2819. DOI: 10.3390/electronics10222819. **Q2 WoS**.

la primera sección de las dos publicaciones listadas en la tabla 1.4. En esta revisión se detectó que lo que se quiere controlar en las microrredes DC es la tensión en los nodos, manteniéndolos en un rango establecido por normativa. Las referencias para el control se calcula en función de algún objetivo, el cual puede ser minimizar pérdidas o costes. Esto dependerá del operador de la red. Es importante tener en cuenta también el tipo de carga en la microrred, al cambiar el modelo de la red. Las cargas típicas son de impedancia constante, potencia constante y corriente constante. Sin embargo, generalmente las carga en una microrred se modelan como CPL (Xing et al., 2021). Este análisis mostró que las técnicas de control aplicadas a microrredes DC están enfocadas a regular la tensión de la microrred, considerando la minimización de las pérdidas. Los trabajos encontrados se detallan a continuación. En (Murillo-Yarce et al., 2018), se utiliza un modelo PHS en conjunto con la estrategia PBC de asignación de interconexión y amortiguación (IDA-PBC) para realizar el control primario. En (Benedito et al., 2019), se propuso un flujo de potencia óptimo a partir de un análisis dinámico basado en modelos PHS para controlar los flujos de potencia en el sistema DC. Este mismo enfoque se adoptó en (Benedito et al., 2017) a través de modelos PHS para redes resistivas. Los autores de (Persis et al., 2018) y de (Tucci et al., 2018) propusieron estrategias de consenso para compartir energía en redes de DC con múltiples cargas de energía constante y recursos energéticos distribuidos. En (Tucci et al., 2017), los autores combinaron el algoritmo de consenso con un enfoque de control plug-and-play para el control de energía en redes de DC. Los autores en (Shuai et al., 2018) presentaron una revisión detallada de diferentes arquitecturas de control para la regulación de tensión y potencia de redes de DC a través de un control jerárquico. También se analizaron algunos enfoques de control distribuido en (Lai et al., 2017) y en (Dong et al., 2017), considerando variaciones en la topología de la red o retrasos en la comunicación. Los autores de (Magne et al., 2012) propusieron un control no lineal general con retroalimentación basado en la teoría de control de Lyapunov para estabilizar redes de DC con múltiples CPL y actuadores para aplicaciones de redes aisladas mediante el modelado de cada convertidor electrónico de potencia. En (Vafamand et al., 2019), se propuso un modelo de control difuso predictivo para la estabilización dinámica de microrredes de DC. En (Kardan et al., 2018), se propuso recientemente un método de estabilización no lineal para redes de DC utilizando un filtro de curvatura Kalman. En (Raza et al., 2020), se estudió la capacidad de transferencia de energía en los sistemas DC, así como el análisis de pequeñas señales de oscilaciones subamortiguadas en los modos entre áreas. En (Mohammadi et al., 2020), se presentó un reparto activo de energía en sistemas DC a gran escala para mejorar el control basado en caída y, así reforzar la estabilidad de los sistemas de DC basados en parámetros de caída. En (Gavrilita et al., 2015), se estudió y analizó cómo el tamaño de las capacidades afecta los picos de tensión en sistemas DC bajo perturbación. Además, se analizó el impacto

de la resistencia a la caída bajo control primario utilizando controladores PI convencionales. Se han propuesto otros controladores, como el modelo de control difuso predictivo (Vafamand et al., 2019), control de filtro de Kalman (Kardan et al., 2018) y modelo de control predictivo (Mahmoudi et al., 2017).

En el control secundario/terciario, la mayoría de las publicaciones reportadas en la literatura especializada se centran en una solución óptima de flujo de potencia (OPF) mediante técnicas metaheurísticas o matemáticas exactas (Grisales-Noreña et al., 2020b). Los autores en (Montoya et al., 2018a) presentaron un algoritmo genético híbrido Gauss-Seidel para resolver el problema OPF en redes de DC con múltiples CPL y nodos controlados por tensión. Los autores de (Li et al., 2018b) proporcionaron un modelo de optimización convexo basado en programación cónica de segundo orden para resolver el problema de OPF en redes de DC aisladas con CPL. En contraste, (Montoya, 2018) propuso un modelo de programación semidefinida (SDP) para determinar el índice de estabilidad de tensión en redes de DC mediante la formulación OPF. Los autores en (Gil-González et al., 2019) presentaron un modelo SDP de períodos múltiples para el despacho económico de generación renovable y baterías en redes de DC. Los autores de (Garces et al., 2016b) propusieron un modelo SDP para una solución OPF en redes DC de alta tensión al incluir una formulación cuadrática de las pérdidas de potencia en los convertidores DC-DC. Mientras que (Montoya et al., 2018b) propuso un modelo convexo para resolver el problema OPF mediante la aproximación en serie de Taylor de las ecuaciones de balance de potencia.

Después de realizar la revisión del estado del arte sobre la operación y control de redes DC, se desea subrayar que generalmente estos dos problema se estudian por separado, lo que desde el punto de vista práctico es difícil realizar al depender uno del otro. También, se encontró que algunos de estos controles pueden ser difíciles de implementar o dependen del punto de operación en el cual fueron sintonizados. Lo importante ahora es encontrar una metodología que resuelva el problema de la operación y control de redes DC de forma conjunta, regulando la tensión con las mínimas pérdidas en el sistema DC.

1.4.6. Sexto objetivo específico

Desarrollar un modelo matemático asociado a la operación y control de las microrredes DC que considere el modelo de la red y los convertidores.

El sexto objetivo específico de esta tesis doctoral se focaliza en formular un modelo que permita resolver el problema de la operación y control de redes DC de forma conjunta, regulando la tensión con las mínimas pérdidas en el sistema DC.

En la segunda sección de las publicaciones mostradas en la tabla 1.4 se mostró el modelo considerado para la red DC. Sin embargo, este modelo puede ser complejo puesto que una red DC puede contener diferentes componentes activos como se muestra en la figura 1.5. La representación matemática de la red DC es distinto dependiendo de si el objetivo es estabilizar u optimizar la operación. Mientras que el modelo dinámico es esencial en el primer caso, un modelo de estado estacionario es suficiente para el segundo (Montoya et al., 2018b). Ambos modelos son no lineales y están altamente interconectados, lo que los hace desafiantes desde el punto de vista teórico y práctico. Por lo tanto, un modelo dinámico basado en una red DC requiere centrarse en convertidores electrónicos de potencia (Murillo-Yarce et al., 2018). Por el contrario, un modelo de optimización necesita una representación detallada de la configuración de la red, pero una descripción simplificada de esos convertidores (Montoya et al., 2018c; Simpson-Porco et al., 2015). La figura 1.6 ilustra la estructura de un control convencional de tensión del nodo de DC, que se compone de un bucle interno (control de corriente) y un bucle externo (control de tensión) (Gavriluta et al., 2015).

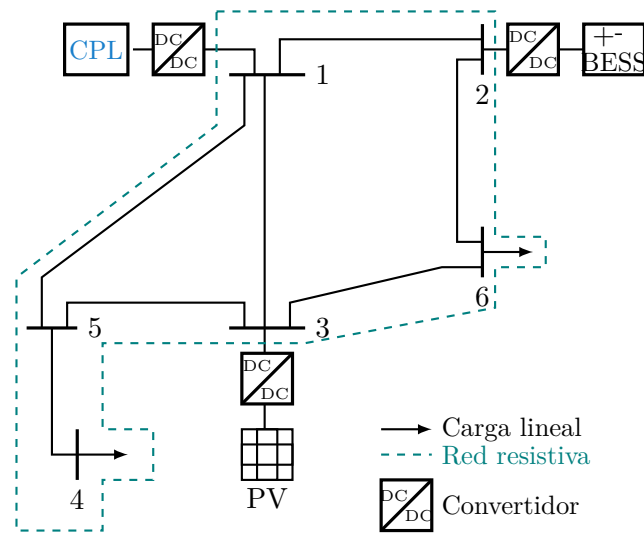


Figura 1.5: Representación esquemática de una red DC con recursos energéticos, sistema de almacenamiento de energía, cargas lineales y cargas de potencia constante.

En las publicaciones desarrolladas para este objetivo específico (Ver tabla 1.4) se trabajó con un modelo simplificado de las CPL, puesto que estas suelen estar interconectadas a un convertidor DC-DC, como se presenta en la figura 1.7.

Ahora se mostrará el modelo desarrollado en la segunda sección de las publicaciones mostradas en la tabla 1.4. Este modelo es desarrollado en dos partes, uno dinámico y otro en régimen estacionario. La primera parte muestra el modelo dinámico para ser controlado y la

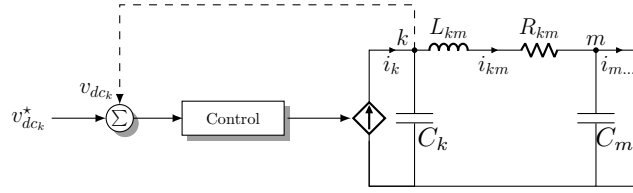


Figura 1.6: Diagrama de bloques de un control convencional para el nodo DC controlado por tensión.

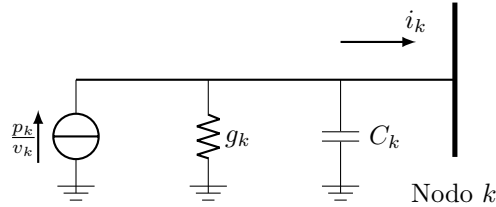


Figura 1.7: Modelo simplificado de una CPL (Murillo-Yarce et al., 2018).

segunda parte presenta el modelo de régimen estacionario para ser optimizado.

1.4.6.1. Modelo dinámico

Inicialmente, se aplica la primera ley de Kirchhoff en el nodo k de la figura figura 1.7, obteniendo la siguiente ecuación diferencial de primer orden:

$$c_k \dot{v}_k = p_k v_k^{-1} - g_k v_k - i_k, \quad (1.17)$$

donde c_k corresponde al filtro capacitivo en derivación asociado con el convertidor electrónico de potencia conectado en el nodo k ; g_k representa una carga resistiva lineal conectada en el nodo k ; p_k es el valor constante de potencia gestionado por el convertidor electrónico de potencia, que es positivo para generadores y negativo para CPL; i_k es la corriente total inyectada en el nodo k ; y v_k representa su tensión.

Con fines de compactar el modelo dinámico en (1.17), todos los nodos de convertidores electrónicos de potencia se agruparon en el conjunto \mathcal{S} con cardinalidad s . Esto implica que la Ecuación (1.17) puede reescribirse en forma matricial como se presenta a continuación:

$$C_S \dot{v}_S = \text{diag}(v_S^{-1}) p_S - G_S v_S - i_S, \quad (1.18)$$

donde $C_S \in \mathbb{R}^{s \times s}$ es una matriz definida positiva que contiene todos los efectos capacitivos del convertidor electrónico de potencia; $G_S \in \mathbb{R}^{s \times s}$ es una matriz semidefinida positiva que contiene todos los efectos conductivos en los nodos contenidos en el conjunto \mathcal{S} ; $\text{diag}^{-1}(v_S) \in \mathbb{R}^{s \times s}$ corresponde a una matriz definida positiva con el inverso de cada tensión en su diagonal; $i_S \in \mathbb{R}^{s \times 1}$ representa el vector de corrientes inyectadas, mientras que $v_S \in \mathbb{R}^{s \times 1}$ corresponde a la tensión en el convertidor electrónico de potencia.

Se centra ahora la atención en la red DC que interconecta los convertidores electrónicos de potencia con otros nodos (ver figura 1.5). Esta red puede modelarse mediante una matriz de admitancia que representa la relación nodal entre corrientes inyectadas netas y nodos de tensión. Aplicamos el método nodal de tensión de la siguiente manera:

$$\begin{pmatrix} i_S \\ i_{\mathcal{R}} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} G_{SS} & G_{S\mathcal{R}} \\ G_{\mathcal{R}S} & G_{\mathcal{R}\mathcal{R}} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} v_S \\ v_{\mathcal{R}} \end{pmatrix}, \quad (1.19)$$

donde $G_{SS} \in \mathbb{R}^{s \times s}$ representa la conductancia entre convertidores electrónicos de potencia; $G_{S\mathcal{R}} \in \mathbb{R}^{s \times r}$ y $G_{\mathcal{R}S} \in \mathbb{R}^{r \times s}$ define la admitancia entre convertidores electrónicos de potencia y nodos lineales; $G_{\mathcal{R}\mathcal{R}} \in \mathbb{R}^{r \times r}$ determina la conductancia entre nodos lineales; r corresponde a la cardinalidad del conjunto \mathcal{R} asociado con los nodos lineales; $i_{\mathcal{R}} \in \mathbb{R}^{r \times 1}$ y $v_{\mathcal{R}} \in \mathbb{R}^{r \times 1}$ corresponden a la corriente inyectada y la tensión nodal en nodos lineales.

Es importante destacar que la corriente inyectada en nodos lineales es idénticamente cero, es decir, $i_{\mathcal{R}}$, dado que no aparecen cargas de potencia constante, generadores distribuidos, sistemas de almacenamiento de energía o interconexiones de red en estos nodos (ver nodos 4 y 6 en la figura 1.5). Por lo tanto, al aplicar la reducción de Kron sobre (1.19), se llega al siguiente resultado:

$$i_S = \left(G_{SS} - G_{S\mathcal{R}} G_{\mathcal{R}\mathcal{R}}^{-1} G_{\mathcal{R}S} \right) v_S = Y_{SS} v_S, \quad (1.20)$$

donde $Y_{SS} \in \mathbb{R}^{s \times s}$ representa la admitancia equivalente entre nodos controlados por potencia después de aplicar una reducción de Kron. Nótese que la reducción de Kron es posible puesto que $G_{\mathcal{R}\mathcal{R}}$ es una matriz definida positiva.

Finalmente, para lograr el modelo dinámico de una red DC con fines de ser controlada, la Ecuación (1.19) se sustituye (1.20) alcanzando el siguiente resultado:

$$C_S \dot{v}_S = \text{diag}^{-1}(v_S) p_S - K_S v_S, \quad (1.21)$$

donde $K_S = G_S + Y_{SS}$.

1.4.6.2. Modelo en régimen estacionario

Convencionalmente, una red de DC se puede modelar mediante un conjunto de ecuaciones no lineales y no convexas para problemas de flujo de potencia y flujo de potencia óptimo (Montoya, 2018; Li et al., 2018b). Estos modelos suponen que todas las tensiones de la red DC han sido estabilizadas mediante un control primario, lo que implica que el sistema se encuentra en estado estacionario (Gil-González et al., 2019). Considerando este supuesto, $\dot{v}_S = 0$ y en (1.21) se puede reescribir en estado estacionario de la siguiente manera:

$$p_S = \text{diag}(v_S) K_S v_S, \quad (1.22)$$

el cual corresponde a un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales conocido en la literatura especializada como problema de flujo de potencia (Gil-González et al., 2019). Un hecho importante de este conjunto de ecuaciones, es que su solución proporcionará el punto de equilibrio donde el modelo dinámico (1.21) debe estabilizarse.

Después de desarrollar un modelo que contiene una parte dinámico y otra parte de régimen estacionario, se pueden concluir que es necesario proponer un control el cual estabilice la red DC con las mínimas pérdidas posibles.

1.4.7. Séptimo objetivo específico

Formular un control que minimice las pérdidas de operación en una microrred DC asegurando su estabilidad.

El séptimo objetivo específico de esta tesis doctoral se enfoca en diseñar un control que estabilice la red DC minimizando sus pérdidas. Este control propuesto está basado en la teoría del control PBC que involucra que este mantendrá la estructura pasiva del sistema y su estabilidad.

En la tercera sección de la primera publicación de la tabla 1.4 se muestra el control propuesto basado en control PBC para estabilizar una microrred DC. Este control propuesto tiene la siguiente forma:

$$\begin{aligned} u &= \text{diag}(v_S) (\mathcal{K}_S x^* - \mathcal{K}_S^*(x - x^*) - \mathcal{K}_i z), \\ \dot{z} &= \tilde{x}, \end{aligned} \quad (1.23)$$

donde $u = p_S$ es la señal de control calculada en el bloque de control mostrado en la figura 1.6, $x = v_S$ son las variables de estado, z es una variable de estado auxiliar que incluye una acción

integral y $\mathcal{K}_i = \mathcal{K}_i^\top$ corresponde a una matriz simétrica que contiene todas las ganancias de la acción integral.

En la tercera sección de la segunda publicación de la tabla 1.4, se propuso otro control basado en control óptimo inverso (IOC), el cual corresponde a una teoría de control robusta de la familia de funciones de control de Lyapunov que permite asegurar la estabilidad asintótica en sistemas dinámicos no lineales basados en una ley de control óptima. Este control propuesto tiene la siguiente forma:

$$\begin{aligned} u &= -\frac{1}{2} \text{diag}^{-1}(x) (\mathcal{K}_p \tilde{x} + \mathcal{K}_i z), \\ \dot{z} &= x - x^*, \end{aligned} \tag{1.24}$$

donde $\mathcal{K}_p = \mathcal{K}_p^\top$ corresponde a una matriz simétrica que contiene todas las ganancias del control.

Por otro lado, la cuarta sección de ambas publicaciones de la tabla 1.4, presenta el modelo de optimización que calcula los puntos de referencia del control primario y constituye una etapa secundaria/terciaria. Esta etapa de optimización se centra en obtener el punto operativo deseado en condiciones de estado estable. El modelo en régimen estacionario presentado en (1.22) está incluido dentro de problemas de flujo de potencia óptimo como un conjunto de restricciones de potencia equilibrada (Montoya et al., 2018b). Sin embargo, este modelo es no convexo, lo que indica que su solución óptima no puede ser garantizada. Por lo tanto, en las publicaciones se lleva a cabo una transformación convexa del clásico problema OPF no lineal no convexo (Garces et al., 2016b).

El problema OPF convencional no lineal no convexo tiene el siguiente modelo:

Modelo 1 (OPF-DC no convexo).

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } p_{\text{loss}} &= x^\top \mathcal{Y}_{SS} x \\ p_S &= p_S^g - p_S^d = \text{diag}(x) \mathcal{K}_S x \\ p_S^{g,\text{mín}} &\leq p_S^g \leq p_S^{g,\text{máx}} \\ x_{\text{mín}} &\leq x \leq x_{\text{máx}} \end{aligned} \tag{1.25}$$

donde $p_{\text{loss}} \in \mathbb{R}^+$ es la función objetivo asociada a las pérdidas de potencia en la red DC, $p_S^g \in \mathbb{R}^{s \times s}$ y $p_S^d \in \mathbb{R}^{s \times s}$ representa la generación de energía y el consumo de carga en los nodos de recursos energéticos distribuidos y CPL, respectivamente.

Observe que la solución del problema de optimización dada por (1.25) corresponde al punto de referencia x^* para las señales de control en (1.23) y (1.24). Sin embargo, la solución del **Modelo 1** no es sencilla puesto que el equilibrio del flujo de potencia es no lineal y no

convexo. Por esta razón, se utiliza la reformulación convexa del problema OPF propuesta en (Gil-González et al., 2019) para obtener su solución aproximada que garantiza la unicidad en la solución.

Modelo 1 se reformula como un problema convexo mediante la aproximación convexa. Para este propósito, se define $X = xx^\top$ como una matriz de decisión que implica la siguiente transformación: **Modelo 2** (Convexo OPF-DC).

$$\begin{aligned}
 \text{Minimizar } p_{\text{loss}} &= \text{tr}(\mathcal{Y}_{SS}X) \\
 p_S^g - p_S^d &= \text{diag}(\mathcal{K}_S X) \\
 p_S^{g,\text{mín}} &\leq p_S^g \leq p_S^{g,\text{máx}} \\
 \mathbf{1}_S x_{\text{mín}}^2 &\leq X \leq \mathbf{1}_S x_{\text{máx}}^2 \\
 X &= X^\top \succeq 0
 \end{aligned} \tag{1.26}$$

donde $\text{tr}(\cdot)$ es la traza y $\mathbf{1}_S \in \mathbb{R}^{s \times s}$ es una matriz llena por unos.

Observe que el **Modelo 2** es convexo puesto que la restricción de la matriz de rango $\text{rank}(X) = 1$ se ha relajado (Montoya, 2018).

En estas publicaciones se logró las siguientes contribuciones:

- Se describe un control primario para redes DC con CPL basado en la teoría de la pasividad y en IOC. Las estrategias de control propuestas emplean una acción integral para estabilizar la tensión DC y garantizan la estabilidad de la red DC utilizando la teoría de Lyapunov.
- Se desarrolló un control secundario/terciario basado en un modelo convexo para minimizar las pérdidas de potencia en la red DC que garantiza su óptimo global.

Después de proponer dos señales de control basado en la teoría PBC y IOC para los convertidores DC y, calculando su referencia basado en un modelo de optimización convexo, se puede concluir que los controles propuestos mantienen la estructura pasiva en lazo cerrado y garantizan la estabilidad de la red DC.

1.4.8. Octavo objetivo específico

Analizar el comportamiento de los controles jerárquicos propuestos con el fin de observar su aplicabilidad.

El análisis del comportamiento de los controles jerárquicos propuestos que se ha analizado en la presente tesis se encuentra descrito en la sexta y quinta secciones de la primera y segunda publicación mostrada en la tabla 1.4, respectivamente.

En ambas publicaciones se empleó el mismo sistema de prueba que dispone de siete nodos, un convertidor formador de red en el nodo uno, un generador solar en el nodo 5 y tres cargas CPL en los nodos 2, 3, y 4, respectivamente. Esta información puede ser encontrada en la sección quinta de la segunda publicación de la tabla 1.4. En la figura 4 de la segunda publicación se muestran los resultados para ambos controladores. De los resultados obtenidos en esta figura se puede establecer que:

- La referencia para los perfiles de tensión se ha obtenido después de resolver el modelo de optimización (1.26) utilizando la herramienta CVX para modelos de programación semidefinida según lo recomendado en (Garces et al., 2016b).
- En ambos nodos, el perfil de tensión proporcionado por el enfoque IOC tiene menores oscilaciones tras una variación de referencia en comparación con el enfoque PBC; este resultado es atribuible al diseño del controlador puesto que el enfoque PBC utilizó el $\mathbf{diag}(x)$ de las variables de tensión (esto amplifica el efecto de las variaciones de tensión), mientras que el enfoque IOC propuesto trabaja con el $\mathbf{diag}^{-1}(x)$ que introducen amortiguación adicional cuando cambia la tensión.
- El tiempo de asentamiento en ambos controladores es el mismo, lo cual es atribuible a que ambos controladores tienen la misma sintonía y ambos incluyen acciones integrales que eliminan el error de estado estacionario después del cambio de referencia.

En la figura 5 de la segunda publicación de la tabla 1.4 muestra el comportamiento de los controladores bajo un evento de cortocircuito en el nodo que conecta las líneas 1 y 4. La figura 5 muestra el perfil de tensión en el nodo 2. La duración del cortocircuito es de aproximadamente 100 ms y la resistencia de falta se establece en 15Ω . Tenga en cuenta que todas las inyecciones de potencia en cargas de potencia constante se establecen entre ± 400 MW para presentar la seguridad de cada convertidor electrónico de potencia (Montoya et al., 2021). El comportamiento del perfil de tensión en la figura muestra que ambos controladores tienen un comportamiento equivalente durante la falta, es decir, entre 0.5 s y 0.6 s. Sin embargo, el enfoque PBC presenta un pico de tensión más bajo en comparación con el enfoque IOC. Por otro lado, cuando la falta se despeja, después de 0.6 s, ambos controladores mantienen estable el perfil de tensión en referencia con un tiempo de recuperación de aproximadamente 400 ms, con un sobrepico al inicio del despeje de la falta de aproximadamente 1.23 pu, en ambos casos.

Tabla 1.5: Artículos obtenidos durante el desarrollo del tercer objetivo general.

1. Montoya, O. D., Arias-Londoño, A., Garrido, V. M., **Gil-González, W.**, & Grisales-Noreña, L. F. (2023). A quadratic convex approximation for optimal operation of battery energy storage systems in DC distribution networks. *Energy Systems*, 14(4), 985-1005. **Q2 WoS**.
2. Grisales-Noreña, L. F., Montoya-Giraldo, O. D., & **Gil-González, W.** (2022). Optimal Integration of Distributed Generators into DC Microgrids Using a Hybrid Methodology: Genetic and Vortex Search Algorithms. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 47(11), 14657-14672. DOI: 10.1007/s13369-022-06866-7. **Q2 WoS**.
3. **Gil-González, W.**, Montoya, O. D., & Hernández, J. C. (2023). An Energy Management System for the Optimal Operation of BESS in DC Microgrids: A Robust Convex Programming Approach. *IEEE Access*. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3267410. **Q2 WoS**.

1.4.9. Noveno objetivo específico

Identificación del conjunto de variables, parámetros, restricciones operativas y escenarios de prueba que para el control terciario de microrredes DC.

El noveno objetivo específico de esta tesis doctoral se enfoca en realizar una revisión del estado del arte para identificar todas variables, parámetros, restricciones operativas y escenarios de prueba relacionados con el control terciario de microrredes DC. Se necesita esta información para plantear modelos optimización en microrredes DC. Es importante resaltar que el control terciario es conocido como despacho óptimo o gestión óptima de energía (EMS); en esta tesis doctoral se llamará así indistintamente. En la tabla 1.5 se listan las publicaciones que soportan el desarrollo de este objetivo específico.

La revisión del estado del arte sobre la gestión óptima de energía en microrredes DC se mostró en la primera sección de los tres artículos listados en la tabla 1.5. En esta revisión se destacó que las baterías permiten reducir las pérdidas del sistema, las emisiones de CO₂ y los costes de operación. Esto es solo posible si se realiza una adecuada EMS; en el caso de una microrred DC es una tarea compleja al tener que abordar los siguientes requerimientos: (Bizuayehu et al., 2016; Shen et al., 2016):

- Se debe minimizar un indicador en una función objetivo que puede ser técnico, económico o medioambiental.
- Se debe determinar la inyección óptima de energía proveniente de recursos de energía renovable y la programación de carga/descarga del BESS.

- La solución eficiente del modelo exacto de programación no lineal entera mixta (MINLP) debe representar el problema estudiado, incluyendo el acoplamiento dificultoso de la variable tiempo.

La revisión del estado del arte localizó múltiples trabajos que abordan el reto de diseñar un EMS eficiente incluyendo energías renovables y BESS en microrredes. Algunos de estos trabajos recientes se analizan a continuación. Los autores de (Peñaranda et al., 2021) presentaron un diseño a escala de red incluyendo un BESS en el contexto del mercado eléctrico colombiano. Los autores mostraron un diseño del BESS que consideraba la vida útil de la batería y sus características operativas en cuanto al estado de carga y descarga profunda. Se utilizó un modelo de programación lineal entera mixta para determinar el funcionamiento óptimo del BESS, prediciendo el precio y la demanda con datos históricos. Los resultados numéricos mostraron que se requiere un análisis adicional sobre los incentivos económicos para hacer económicamente viable la integración de BESS en el mercado eléctrico colombiano. El trabajo de (Valencia et al., 2021) presentó la integración y operación óptima de BESS y energías renovables en redes de distribución, considerando una formulación MINLP. En una primera etapa se determinó la ubicación óptima de BESS y generadores renovables, aplicando un método metaheurístico basado en recocido simulado para seleccionar los nodos de ubicación. En la segunda etapa, se implementó un modelo de optimización basado en programación convexa entera mixta para definir el dimensionado y operación óptimo de recursos energéticos distribuidos que minimizaban la inversión anual y costes operativos. Los resultados numéricos en redes de prueba con 11 y 230 nodos demostraron la efectividad del modelo de optimización propuesto en comparación con aproximaciones lineales y métodos de programación cónica. En (Gil-González et al., 2019), se propuso una formulación de programación semidefinida del problema relacionado con la operación eficiente de BESS en redes DC monopolares. El modelo de programación no lineal exacto se reguló mediante la representación semidefinida del producto entre las variables de tensión de todos los nodos de la red, permitiendo transformarlo en un modelo aproximado convexo. Los resultados numéricos en una red de 21 nodos demostraron la efectividad del enfoque convexo en comparación con la solución de programación no lineal exacta en el software GAMS (Soroudi, 2017). Los autores de (Novoa et al., 2019) presentaron una formulación de programación lineal entera mixta para resolver el problema relacionado con la ubicación y dimensionado óptimos de generadores renovables basados en fuentes fotovoltaicas y BESS en redes de distribución, considerando la capacidad de carga del transformador aguas arriba. Los resultados numéricos demostraron que, con una programación adecuada de los recursos energéticos distribuidos, la capacidad de transferencia de energía de la red de distribución podría incrementarse 1,7 veces la del caso de referencia (sin BESS

ni fuentes fotovoltaicas); esto permitiría suministrar energía a nuevos usuarios con la misma infraestructura eléctrica. En (Grisales-Noreña et al., 2020a), se propuso la aplicación de un enfoque de optimización maestro-esclavo basado en la versión paralela del optimizador de enjambre de partículas y el método de flujo de potencia de aproximaciones sucesivas para definir el funcionamiento óptimo de BESS en microrredes de DC. Los resultados numéricos en una red de 21 nodos demostraron la efectividad del enfoque propuesto en comparación con el optimizador de agujeros negros y los algoritmos genéticos. El estudio de (Grisales-Noreña et al., 2023) presentó una aproximación convexa para diseñar un sistema EMS eficiente para BESS y fuentes fotovoltaicas en redes DC monopolares. Los autores utilizaron la aproximación de McCormick para relajar la restricción del equilibrio de potencia y así obtener un modelo convexo cuadrático recursivo. Se consideró como función objetivo la minimización de las pérdidas diarias. Los resultados numéricos en la versión DC del sistema de 33 nodos de la IEEE mostraron la efectividad del EMS propuesto en comparación con diferentes optimizadores combinatorios, a saber, el optimizador de enjambre de partículas, el algoritmo de enjambre de salpas, el optimizador de múltiples versos y el algoritmo de búsqueda de cuervos. En el trabajo de (Shafique et al., 2021), se realizó un análisis diario mediante un modelo de programación lineal para determinar los períodos de operación de un BESS que reducían los picos de consumo de carga. Determinados los períodos de carga del BESS, se implementó un enfoque de control en tiempo real para definir la programación de descarga del BESS que minimizaba el coste total de compra de energía de la red, basado en una metodología de tarifa variable. El EMS propuesto encontró reducciones del 12% en los costes operativos de la red.

Esta revisión ha permitido subrayar que muchos de los modelos empleados para realizar la EMS en microrredes DC no incluyen las pérdidas de energía en los convertidores electrónicos de potencia que interconectan el BESS y los recursos de energía renovables; esto permitía simplificar los modelos MINLP exactos que definen el funcionamiento de las baterías en programación lineal entera mixta o modelos de programación no lineal (continua). Además, tampoco se ha considerado la naturaleza estocástica de la generación renovable ni la demanda.

1.4.10. Décimo objetivo específico

Desarrollar un modelo matemático asociado a la operación óptima de microrredes DC, considerando sistemas de almacenamiento de energía y generación renovable.

El décimo objetivo específico de esta tesis doctoral se enfoca en formular un modelo matemático de optimización que permita resolver el problema de EMS en microrredes DC, incluyendo las pérdidas de energía en los convertidores de potencia y la naturaleza estocástica

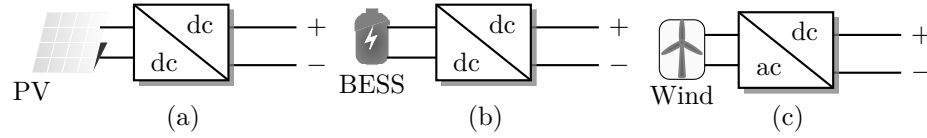


Figura 1.8: Esquema de energía renovable e integración de BESS: (a) el generador fotovoltaico se conecta al DC-MG a través de un convertidor DC-DC, (b) BESS se conecta al DC-MG a través de un convertidor DC-DC y (c) el generador eólico se conecta al DC-MG a través de un convertidor AC-DC.

de la generación renovable y la demanda.

Las tres publicaciones de la tabla 1.5, en su segunda sección, presentan un modelo optimización. Sin embargo, en la segunda sección de la tercera publicación de esta tabla, se desarrolla un modelo más completo que se describe a continuación.

Los modelos para integrar energías renovables y BESS generalmente se construyen usando convertidores electrónicos de potencia. Habitualmente, estos dispositivos se modelan sin considerar sus pérdidas de potencia, generando un error en la gestión energética óptima de la microrred DC. Por tanto, el resultado obtenido no es el óptimo del sistema. La figura 1.8 ilustra la integración típica de estos dispositivos; la generación de energía fotovoltaica y BESS se integran a través de un convertidor DC-DC. Por el contrario, la generación de energía eólica se integra mediante un convertidor AC-DC.

Las pérdidas en los convertidores AC-DC y DC-DC se representan combinando una variable binaria y el polinomio cuadrático de la potencia activa (Sarantakos et al., 2022; Akagi et al., 2014), de la siguiente manera:

$$P_{loss_{conv}} = s(c_0 + c_1P + c_2P^2), \quad (1.27)$$

donde s corresponde al estado del convertidor ($s = 1$ si el convertidor está energizado y $s = 0$ si el convertidor está desenergizado); P representa el flujo de potencia activa entre los sistemas y el DC-MG; los coeficientes c_0 , c_1 y c_2 representan los diferentes tipos de pérdidas del convertidor (Patsios et al., 2016; Institution, 2022); c_0 corresponde a las pérdidas de energización en vacío asociadas a los componentes pasivos del convertidor (filtros y transformador); los coeficientes c_1 y c_2 corresponden a las pérdidas por conmutación y conducción de potencia en el convertidor (Bierhoff and Fuchs, 2004).

Por otro lado, las pérdidas de la batería P_{loss_b} se pueden modelar de la siguiente manera:

$$P_{loss_b} = c_{b0} + c_{b1}P_b^2, \quad (1.28)$$

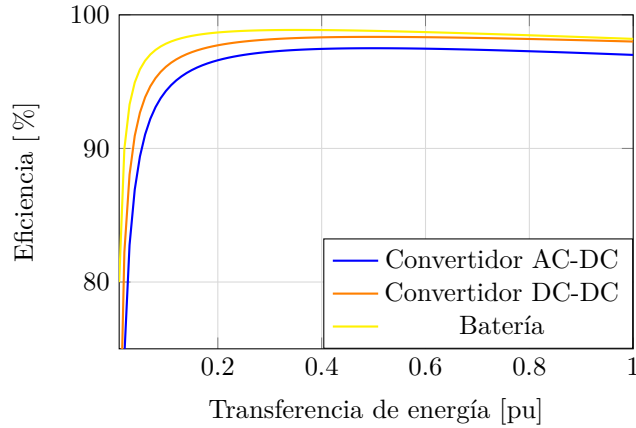


Figura 1.9: Eficiencia del convertidor AC-DC, del convertidor DC-DC y de la batería en función de la potencia gestionada.

donde P_b es la potencia de la batería; el coeficiente c_{b_0} es una variable auxiliar que representa las pérdidas del sistema en la batería, y el coeficiente c_{b_1} representa las pérdidas de potencia en la batería debido a su resistencia interna. Nótese que, en las baterías, existen pérdidas dadas por c_{b_0} , aunque no haya carga, lo cual se debe a los procesos químicos que tienen lugar en las baterías (Gatta et al., 2015).

La figura 1.9 muestra la eficiencia de los convertidores AC-DC y DC-DC y las baterías *vs.* su capacidad de carga. Las curvas mostradas están elaboradas con los coeficientes enumerados en la Tabla 1.6, tomados de (Sarantakos et al., 2022).

Tabla 1.6: Valores de coeficientes de pérdidas en los dispositivos

Dispositivo	Convertidor CA-DC			Convertidor DC-DC			Batería	
Coefficiente	c_{a0}	c_{a1}	c_{a2}	c_{d0}	c_{d1}	c_{d2}	c_{b0}	c_{b1}
Valor	0.5	0.5	2.0	0.35	0.25	1.4	0.2	1.6

El modelo de optimización para EMS en microrredes DC, presentado en la sección tres del tercer artículo de la tabla 1.6, determina una función objetivo que tiene la siguiente formulación:

$$\min f = f_{cost}^{device-losses} + f_{cost}^{gen} + f_{cost}^{grid-losses}, \quad (1.29)$$

con

$$f_{cost}^{device-losses} = \sum_{t \in \Omega_t} \left(P_{loss_{conv}}^{k,t} + P_{loss_b}^{k,t} \right) p_t \Delta t, \quad (1.30)$$

$$f_{cost}^{gen} = \sum_{t \in \Omega_t} C^{k,t} p_{gen}^{k,t} \Delta t, \quad (1.31)$$

$$f_{cost}^{grid-losses} = \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{l \in \Omega_b} \left(p_l^{s,t} + p_l^{r,t} \right) p_t \Delta t, \quad (1.32)$$

donde $f_{cost}^{device-losses}$ corresponde a los costes de las pérdidas por transferencia de energía, es decir, los costes debido a las pérdidas en los convertidores AC-DC para energía eólica, en los convertidores DC-DC para energía solar y las baterías; $f_{cost}^{grid-losses}$ son los costes relacionadas con las pérdidas en la microrred DC; f_{cost}^{gen} corresponde a los costes de la generación de energía por los generadores convencionales.

Por otro lado, las restricciones del modelo EMS son:

$$p_{gen}^{k,t} + p_{ren}^{k,t} + p_{bess}^{k,t} - p_d^{k,t} = \sum_{l \in L} \left(A_{kl}^+ p_l^{s,t} + A_{kl}^- s_l^{r,t} \right), \quad (1.33)$$

$$p_l^{s,t} = y_l \left(u^{k,t} - w^{l,t} \right), \quad p_l^{r,t} = y_l \left(u^{m,t} - w^{l,t} \right), \quad (1.34)$$

$$u^{0,t} = (v^{nom})^2, \quad u_{min} \leq u^{k,t} \leq u_{max}, \quad (1.35)$$

$$\left\| \begin{array}{c} 2w^{l,t} \\ u^{k,t} - u^{m,t} \end{array} \right\| \leq u^{k,t} + u^{m,t}, \quad (1.36)$$

$$\left\| \begin{array}{c} 2P \\ k^{k,t} - 1 \end{array} \right\| \leq k^{k,t} + 1, \quad (1.37)$$

$$\left\| \begin{array}{c} 2P_b^{k,t} \\ k_b^{k,t} - 1 \end{array} \right\| \leq k_b^{k,t} + 1, \quad (1.38)$$

$$P_{DC-lossconv}^{k,t} = s^{k,t} c_{d0}^k + c_{d1}^k P_{abs}^{k,t} + c_{d2}^k k^{k,t}, \quad (1.39)$$

$$P_{AC-lossconv}^{k,t} = s^{k,t} c_{a0}^k + c_{a1}^k P_{abs}^{k,t} + c_{a2}^k k^{k,t}, \quad (1.40)$$

$$P_{loss_b} = c_{b0}^k + c_{b1}^k k_b^{k,t}, \quad (1.41)$$

$$SoC_{t+1}^k = SoC_t^k - \phi^k (p_b^{k,t} + p_{loss_b}^{k,t}), \quad (1.42)$$

$$SoC_{t=1}^k = SoC_0^k, \quad SoC_{t=T}^k = SoC_f^k, \quad (1.43)$$

$$0 \leq SoC_t^k \leq 1, \quad (1.44)$$

$$p_{bess}^{k,t} = p_b^{k,t} + p_{loss_b}^{k,t} + P_{DC-lossconv}^{k,t}, \quad (1.45)$$

$$p_{PV}^{k,t} = p_{pv}^{k,t} + P_{DC-lossconv}^{k,t}, \quad (1.46)$$

$$p_{WIND}^{k,t} = p_{wind}^{k,t} + P_{AC-lossconv}^{k,t}, \quad (1.47)$$

$$p_{min_b}^k \leq p_b^{k,t} \leq p_{max_b}^k, \quad (1.48)$$

$$-P_{max_{DC-conv}}^k \leq P_{DC-lossconv}^{k,t} \leq P_{max_{DC-conv}}^k, \quad (1.49)$$

$$-p_{min_{gen}}^k \leq p_{gen}^{k,t} \leq p_{max_{gen}}^k, \quad (1.50)$$

$$p_{min_{ren}}^k \leq p_{PV}^{k,t} \leq p_{max_{ren}}^k, \quad (1.51)$$

$$p_{min_{ren}}^k \leq p_{WIND}^{k,t} \leq p_{max_{ren}}^k, \quad (1.52)$$

$$-P_{max_{AC-conv}}^k \leq P_{AC-lossconv}^{k,t} \leq P_{max_{AC-conv}}^k, \quad (1.53)$$

$$-p_{max_l}^k \leq p_l^{s,t} \leq p_{max_l}^k, \quad -p_{max_l}^k \leq p_l^{r,t} \leq p_{max_l}^k. \quad (1.54)$$

La restricción (1.33) garantiza el balance de potencia activa en cada nodo. Las restricciones en (1.34) establecen el flujo de potencias de envío y recibo por las líneas. Las restricciones en (1.35) indican la tensión en el nodo slack y los límites de estas en cualquier nodo. Las restricciones de desigualdades en (1.36), (1.37), y (1.38) son restricciones cónicas de segundo

orden para las tensiones, con el término cuadrático de las pérdidas en los convertidores y en las baterías, respectivamente. Las restricciones (1.39), (1.40), y (1.41) representan las pérdidas de energía en los convertidores AC-DC y DC-DC y en las baterías. La restricción (1.42) calcula el estado de carga de la batería en cada hora de operación a partir de la potencia inyectada o absorbida. Las restricciones en (1.43) determinan el estado inicial y final de carga de las baterías. Adicionalmente, se debe garantizar en cada periodo de tiempo que el estado de carga de la batería se encuentre dentro del límite mínimo y máximo, como se indica en la restricción (1.44). Las restricciones (1.45), (1.46) y (1.47) establecen el flujo de potencias por las baterías, por los generadores solares y por los generadores eólicos, respectivamente. Las restricciones desde (1.48) a (1.54) establecen los límites de flujo de potencia para los dispositivos de la microrred DC.

1.4.11. Undécimo objetivo específico

Formular un modelo robusto de optimización para el despacho óptimo de microrredes DC que incluya sistemas de almacenamiento de energía y generación renovable.

En la tercera sección de la tercera publicación de la tabla 1.5, se ha formulado un modelo robusto para el EMS óptimo en microrredes DC, usando una estrategia de dos etapas. Para una mayor simplicidad, el modelo EMS, mostrado desde (1.29) hasta (1.54), se puede representar en forma compacta como:

$$\text{mín } \mathbf{c}^\top \mathbf{x} + \mathbf{e}^\top \mathbf{y} \quad (1.55)$$

subject to

$$\mathbf{A}_1 \mathbf{x} = \mathbf{b}_1 \quad (1.56)$$

$$\mathbf{A}_2 \mathbf{x} \leq \mathbf{b}_2 \quad (1.57)$$

$$\|\mathbf{F}\mathbf{x}\| \leq \mathbf{f}^\top \mathbf{x} \quad (1.58)$$

$$\mathbf{H}\mathbf{x} + \mathbf{K}\mathbf{y} = \mathbf{d} \quad (1.59)$$

$$\mathbf{M}_2 \mathbf{x} = \mathbf{r}_1 \quad (1.60)$$

$$\mathbf{M}_2 \mathbf{x} \leq \mathbf{r}_2 \quad (1.61)$$

$$\|\mathbf{G}\mathbf{x}\| \leq \mathbf{g}^\top \mathbf{y}, \quad (1.62)$$

donde x e y son los vectores de las variables de decisión para la primera y segunda etapa. Aquí, x corresponde a todas las variables de programación de gestión de energía, mientras que y corresponde a las variables de flujo de potencia. La función objetivo (1.55) se separa

en dos etapas para abordar el modelo robusto más rápidamente en la siguiente sección. El primer término de (1.55) representa los dos primeros términos de la función objetivo de (1.29) ($f_{cost}^{device-losses}$ y f_{cost}^{gen}), mientras que el segundo término de (1.55) representa el coste de las pérdidas de la red en la función objetivo (1.29) ($f_{cost}^{grid-losses}$). Además, las restricciones (1.58) y (1.62) son las desigualdades cónicas de segundo orden para las variables de primera y segunda etapa. Las restricciones (1.59) denotan las igualdades de equilibrio de potencia nodal. Finalmente, (1.60) y (1.61) representan las restricciones de igualdad y desigualdad lineal para las variables de la segunda etapa.

Existen varios enfoques para abordar las incertidumbres. Por ejemplo, se pueden usar métodos de optimización como la programación estocástica (Peker et al., 2018b,a; Wang et al., 2020), la optimización con restricciones de probabilidad (Huo et al., 2021) o la optimización robusta (Ji et al., 2018; Bertsimas et al., 2012). Los métodos estocásticos y de restricciones de probabilidad necesitan un conocimiento profundo de la función de distribución de probabilidad de las incertidumbres, no siempre conocido en casos reales por falta de datos. Por el contrario, cuando se implementa una optimización robusta, no se requieren estas funciones de distribución de probabilidad. Además, la optimización robusta es computacionalmente manejable y atractiva (Sarantakos et al., 2022; Gholami et al., 2017). Por lo tanto, para definir un modelo de optimización robusta es necesario incluir un conjunto que contiene la incertidumbre de la demanda y la generación renovable, definido como:

$$D^t(\bar{\mathbf{d}}^t, \hat{\mathbf{d}}^t) := \left\{ \mathbf{d}^t \in \mathbf{R}^{|\Omega_n|} : d_k^t = \bar{d}_k^t + \hat{d}_k^t (\theta_+^{k,t} - \theta_-^{k,t}), \theta_+^{k,t} + \theta_-^{k,t} \leq 1, \forall i \in \Omega_n \right\}, \quad (1.63)$$

donde $\theta_+^{k,t}$ y $\theta_-^{k,t}$ son variables binarias empleadas para denotar el conjunto de incertidumbre; \bar{d}_k^t es la energía inyectada por la generación renovable (o la demanda de energía requerida); y \hat{d}_k^t es la desviación de potencia por generación (o demanda) renovable de su valor nominal.

El modelo robusto propuesto se resuelve en dos etapas adaptativas, como se describe en (Zeng and Zhao, 2013), que, en forma compacta, se detalla de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} & \min_{\mathbf{x}} \left(\mathbf{c}^\top \mathbf{x} + \max_{\mathbf{d} \in D} \min_{\mathbf{y} \in \Omega(\mathbf{x}, \mathbf{d})} \mathbf{e}^\top \mathbf{y} \right) \\ & \text{subject to} \\ & \mathbf{A}_1 \mathbf{x} = \mathbf{b}_1 \\ & \mathbf{A}_2 \mathbf{x} \leq \mathbf{b}_2 \\ & \|\mathbf{F}\mathbf{x}\| \leq \mathbf{f}^\top \mathbf{x} \end{aligned} \quad (1.64)$$

con

$$\Omega(\mathbf{x}, \mathbf{d}) = \left\{ \mathbf{y} : \mathbf{H}\mathbf{x} + \mathbf{K}\mathbf{y} = \mathbf{d}, \mathbf{M}_1\mathbf{x} = \mathbf{r}_1, \mathbf{M}_2\mathbf{x} \leq \mathbf{r}_2, \|\mathbf{G}\mathbf{x}\| \leq \mathbf{g}^\top \mathbf{y} \right\}. \quad (1.65)$$

El modelo robusto presentado en (1.64) se resuelve usando dos etapas. La primera etapa calcula las variables asociadas con la programación de optimización de la gestión de potencia, antes de establecer la incertidumbre. Si bien los flujos de potencia se calculan en esta etapa, no representan sus valores reales, puesto que serán reajustados en la segunda etapa, con la inclusión de la incertidumbre. Después, para determinar la incertidumbre, la primera etapa resuelve nuevamente la optimización de la gestión de potencia. Todo esto da forma al modelo robusto adaptativo de dos etapas propuesto en (Zeng and Zhao, 2013).

1.4.12. Duodécimo objetivo específico

Evaluar el modelo propuesto para resolver el problema de despacho óptimo de microrredes DC que incluye sistemas de almacenamiento de energía y generación renovable.

El duodécimo objetivo específico de esta tesis doctoral evalúa el modelo de optimización robusto propuesto para el EMS óptimo en microrredes DC. En la cuarta sección de la tercera publicación de la tabla 1.5 se presenta el sistema de prueba junto con los generadores solares y eólicos y baterías establecidas, así como también, los resultados del EMS.

La validación de la optimización robusto para el EMS óptimo en microrredes DC se analiza en cuatro escenarios:

- Escenarios 1: Análisis del modelo determinista sin considerar incertidumbres.
- Escenario 2: Análisis de la optimización de EMS incluyendo la incertidumbre de la demanda.
- Escenario 3: Análisis de optimización de EMS considerando la incertidumbre en los generadores solares y eólicos.
- Escenario 4: Análisis del modelo robusto de optimización de EMS, incluyendo la incertidumbre en la demanda y la generación solar y eólica.

En el escenario 1, los costes operativos diarios de la microrred DC son US\$ 4376,82 por día. Este escenario muestra que el generador convencional no es necesario de 7:00 a 16:00 h, puesto que la energía almacenada en el BESS, más la energía renovable disponible, es superior a la demanda. De 8:00 a 13:00 h, la energía renovable puede abastecer la demanda

y cargar las baterías, lo que permite reducir los costes operativos del sistema. También, se pudo observar que el generador convencional es necesario en momentos en que los costes de energía son mayores. Esto se debe a que la energía almacenada en el BESS es insuficiente, o BESS se encuentra cargando cuando la demanda excede la disponibilidad de los generadores distribuidos.

En el escenario 2, los costes de operación son US\$ 5243,23, representando un aumento del 19,79% respecto al escenario 1. Este aumento es esperado puesto que la propuesta de gestión de potencia óptima programa a los generadores en un escenario peor. La potencia total despachada por el generador convencional en el escenario 2 aumenta de 00:00 a 7:00 h y de 15:00 a 24:00 h, respecto al escenario 1, para satisfacer la incertidumbre de la demanda. Al mismo tiempo, todavía no se requiere la potencia total despachada por el generador convencional de 7:00 a 16:00 h. Esto se debe a dos causas: primera, las potencias despachadas de los generadores solares y eólicos no han cambiado; en segundo lugar, los programas de carga y descarga de la batería han cambiado para prepararse para el peor escenario posible relacionado con la incertidumbre de la demanda.

En el escenario 3, los costes de operación son US\$ 5072.23, constituyendo un aumento del 15.88% respecto al escenario 1. Al igual que en el escenario 2, los costes de operación son mayores que los del escenario 1. Este resultado es esperado, dado que los generadores están programados para el peor de los casos. Además, los costes operativos son menores que los del escenario 2. Esto indica que el efecto de la incertidumbre de la demanda tiene mayor peso en la programación de toda la microrred DC.

En el escenario 4, el coste operativo es de US\$ 5738,75, representando el coste más alto entre los escenarios estudiados. Este valor supera un 31,12%, 9,45% y 13,14% respecto a los escenarios 1, 2 y 3, respectivamente. Este resultado es lógico puesto que, en el escenario 4, hay una incertidumbre más significativa. De ahí que los generadores se programen ante el peor escenario.

1.5. Conclusiones

Mediante el conjunto de publicaciones que componen esta tesis doctoral se pretende contribuir al avance de los modelos de control y optimización del control jerárquico en microrredes DC. Este objetivo general se va articulando progresivamente a través de diversos objetivos generales parciales, soportados con sus respectivas publicaciones. En primer lugar, la investigación se centra en desarrollar un modelo generalizado y control para convertidores DC-DC típicos en microrredes DC, que puedan alimentar cargas de impedancia o potencia constante. En segundo lugar, la investigación se focaliza en el planteamiento de una metodología de control global que abarque tanto el control secundario como el primario de la microrred de DC, garantizando su estabilidad y optimización. Finalmente, en tercer lugar, el estudio gira hacia el análisis del control terciario, también conocido como sistema de gestión de energía óptimo.

Esta investigación se ha realizado principalmente en Matlab, tanto la parte de simulación como de optimización. También, se han obtenido resultados experimentales usando la RT-BOX de plexim que implementa los controladores. La parte de optimización se ha realizado por medio Yalmip, que es una caja de herramienta para modelado y optimización de MATLAB, sobre todo, optimización convexa. Las simulaciones se han realizado a través del software PLECS que permite simular el comportamiento de circuitos y sistemas antes de implementarlos físicamente, al tener una muy buena representación de los convertidores que conmutan a altas frecuencias, ayudando a identificar problemas, optimizar diseños y reducir costes de desarrollo.

En el contexto del control primario de microrredes DC, en otras palabras, control directamente sobre los convertidores DC-DC, esta tesis doctoral propone dos controles adaptativos generalizados basado en la teoría de pasividad, que garantizan la estabilidad del sistema. El primer control adaptativo aprovecha la estructura bilineal que tienen los convertidores DC-DC cuando alimentando una carga de impedancia constante. Así se diseña un control generalizado proporcional e integral basado en la teoría de pasividad que aprovecha las ganancias PI para eliminar errores en estado estacionario, garantizando para el sistema dinámico en lazo cerrado la estabilidad asintótica en el sentido de Lyapunov, lo cual es una característica que puede ser compleja de probar en diseños PI clásicos. Otra característica adicional del controlador propuesto tiene que ver con los sensores necesarios para implementar el controlador. Para reducir la cantidad de sensores de corriente, se emplea un estimador de carga integral lineal que garantiza la convergencia exponencial al valor de carga resistiva desconocido, haciendo que el control propuesto sea un adaptativo con una cantidad reducida de sensores. Este enfoque de control muestra un excelente comportamiento numérico en

comparación con los diseños clásicos PI tanto en casos simulados como experimentales. El segundo control adaptativo presenta un diseño de un controlador no lineal general basado en el enfoque PBC más una acción de amortiguación, que funciona en cada una de las cuatro topologías clásicas de convertidores DC-DC cuando éstos alimentan cargas de potencia constantes, los cuales incorporan inestabilidad en el sistema. Para aplicar el control propuesto sólo es necesario cambiar algunos coeficientes de 0 a 1 o *viceversa* en cualquier de los convertidores DC-DC considerados. Además, el controlador propuesto trabaja con un estimador de carga en línea para hacerlo adaptativo y no requiere medición. La principal ventaja del controlador general propuesto es que es completamente independiente de los parámetros del convertidor; es robusto frente a incertidumbres paramétricas.

En el contexto de proposición de una metodología de control global que abarque tanto el control secundario como el primario, que establezca la operación de la microrred DC, garantizando la estabilidad del sistema y minimizando sus pérdidas, esta tesis desarrolla dos metodologías. La primera metodología incluye dos etapas de control, una de control primario para microrredes DC con cargas de potencias constante basado en la teoría de la pasividad. Este control primario incorpora acciones PI para estabilizar la tensiones de la microrred DC, garantizando su estabilidad utilizando la teoría de Lyapunov. La segunda etapa trabaja con un control secundario/terciario basado en el modelo de optimización convexa para minimizar las pérdidas de energía en las microrredes DC. La segunda metodología implementa en su primera etapa una técnica de control robusta denominada control óptimo inverso, que garantiza la estabilidad asintótica del sistema en el sentido de Lyapunov, e incluyen propiedades de optimización con respecto al punto operativo de referencia. Mientras que la segunda etapa emplea el mismo control secundario/terciario basado en el modelo de optimización convexa.

Finalmente, en el contexto del control terciario o sistema de gestión de energía óptimo robusto, esta tesis desarrolla un modelo convexo robusto de enteros mixtos para la programación óptima de EMS en una microrred DC. El modelo robusto propuesto se resuelve en dos etapas adaptativas. La primera etapa calcula las variables asociadas a la programación de optimización de la gestión energética, que considera el peor de los casos de incertidumbre en la demanda y la generación de energía renovable; mientras que la segunda etapa determina las incertidumbres en ciertos rangos. Adicionalmente, en el modelo convexo óptimo se incluye un modelo de pérdidas de transferencia de potencia para los convertidores utilizando una restricción polinomial binaria. Este modelo se relaja, empleando una restricción cónica de segundo orden, permitiendo considerar las pérdidas de transferencia de potencia en cada convertidor y, calcular así, correctamente la programación EMS óptima en la microrred DC. Por último, varios escenarios son propuestos en una versión modificada del sistema IEEE de 123 nodos. Estos escenarios demuestran que el modelo convexo robusto puede programar de

manera óptima el EMS considerando la incertidumbre en la demanda y la generación solar y eólica.

A continuación, se recogen las principales conclusiones derivadas de los resultados obtenidos en esta tesis doctoral, asociadas al control de convertidores DC-DC en el contexto del control primario para aplicaciones en microrredes DC:

- En el caso de alimentación de una carga de impedancia constante las conclusiones son:
 - Los convertidores DC-DC alimentando una carga de impedancia constante son representados de forma general a través de un modelo dinámico bilineal con una estructura hamiltoniana.
 - El diseño de un controlador PI-PBC generalizado asegura la operación en lazo cerrado para todos los convertidores DC-DC, siendo estables en el sentido de Lyapunov. Adicionalmente, se emplea un estimador de carga adaptativo para reducir el número de sensores que determinan el valor de la resistencia conectada en los terminales del convertidor, con una convergencia exponencial. Esto permite clasificar el controlador PI-PBC propuesto como una metodología de control adaptativo.
 - Los resultados numéricos demuestran que el controlador propuesto presenta una salida de regulación de tensión en todos los convertidores con un comportamiento similar a un sistema dinámico de primer orden, que implica que ante variaciones de carga no se reportan sobre pasos, si observados en el caso de controladores PI clásicos. La eficiencia del enfoque PI-PBC se constata en el tiempo de asentamiento, cuatro veces más rápido que el enfoque PI clásico en todas las topologías de convertidor.
- En el caso de alimentación de una carga de potencia constante son:
 - Se desarrolla un enfoque PBC generalizado para regular la tensión de salida de convertidores DC-DC de segundo orden que están conectados a una carga desconocida de potencia constante. El enfoque PBC generalizado agrega inyección de amortiguación para estabilizar los convertidores DC-DC al tiempo que impone la amortiguación deseada. Además, el método I&I se integra en el controlador propuesto para transformarlo en un enfoque de control adaptativo generalizado que asegura la estabilidad asintótica local para cada convertidor.
 - La solidez y eficacia del enfoque PBC propuesto se evalúa mediante análisis de sensibilidad y plano de fases, así como a partir de resultados experimentales y de simulación. El conjunto de todos estos análisis, junto con una comparación con

los controles de linealización por retroalimentación y modo deslizante, respalda el comportamiento superior del controlador propuesto.

Las conclusiones de esta tesis doctoral asociadas a desarrollar una metodología de control global (control primario + secundario) que establezca la operación de microrredes DC, garantizando la estabilidad del sistema y minimización de pérdidas, son las siguientes:

- Se proponen dos metodologías híbridas para abordar el control jerárquico de microrredes DC con múltiples generadores distribuidos y cargas de potencias constantes:
 - La primera metodología emplea un control PBC y una optimización convexa con el fin de estabilizar la red DC con mínimas pérdidas. Esta metodología implementa una estrategia de control primario basado en la teoría de pasividad que garantizan la estabilidad asintótica del sistema en lazo cerrado utilizando la teoría de Lyapunov. Este control primario incluye acciones de amortiguamiento y PI que permiten alcanzar el objetivo de control de estabilizar la red DC únicamente usando mediciones locales. Esto revela una clara ventaja en comparación con los métodos PBC relatados en la literatura. Simultáneamente, el punto de ajuste o referencia para el control propuesto se calcula usando optimización convexa, que relaja el modelo no lineal no convexo para garantizar la unicidad en la solución flujo de potencia óptimo.
 - La segunda metodología implementa el control inverso óptimo como control primario, el cual permite abordar las no linealidades del modelo dinámico de la red DC y proponer una ley de control óptima que asegure la convergencia asintótica de las variables de estado a las referencias deseadas, agregando una acción integral para eliminar el error de estado estacionario causado por la dinámica no modelada. El punto de referencia se calcula de la misma forma que en la primera metodología.
- Diferentes resultados de simulación muestran que las metodologías híbridas de control jerárquico propuestas son eficientes y efectivas para estabilizar la microrred DC en diferentes condiciones de carga y tiempo. La validación de las metodologías híbrida también incluye fuertes perturbaciones como un cortocircuito y una variación de la topología de la red (desconexión de línea) que permite observar que el sistema permanece estable después del despeje de la falta. Sin embargo, los resultados numéricos demuestran que el diseño IOC presenta un mejor comportamiento dinámico en comparación con el enfoque PBC, puesto que los sobre pasos observados ante cambios de las referencias son menores.

Las conclusiones de esta tesis doctoral asociadas a la gestión óptima o control terciario de una microrred DC, son las siguientes:

- Se propone un modelo robusto de gestión de energía óptima para BESS y energías renovables en microrredes DC mediante una formulación convexa. Esta formulación asegura el óptimo global del problema, incluso cuando se considera la incertidumbre, puesto que se minimiza con respecto al coste del peor de los casos y se satisfacen todas sus restricciones.
- Las pérdidas por transferencia de potencia en los convertidores de potencia DC-DC y AC-DC se incluyen y convexifica en un modelo robusto de gestión de energía. Esta convexificación se realiza transformando las ecuaciones no lineales no convexas en restricciones cónicas de segundo orden.
- Se proponen cuatro escenarios para analizar el modelo: el modelo determinista, la incertidumbre de la demanda, la incertidumbre en la generación solar y eólica, y la incertidumbre en la demanda y generación solar y eólica. En los cuatro escenarios, el objetivo es reducir los costes totales de energía, incluidos los costes de transferencia de energía y las pérdidas de la red, así como el coste de la energía. El escenario 4 reporta los costes más altos del problema, dado que, en este escenario, hay más incertidumbre involucrada, y el modelo óptimo de gestión robusta de energía despacha más energía del generador convencional, aumentando así los costes de operación para poder programar todos los BESS y energías renovables para el peor de los casos. Los costes operativos, respecto al escenario 4, aumentan un 31,12 %, un 9,45 % y un 13,14 % para los escenarios 1, 2 y 3, respectivamente.

Dentro de la línea de investigación futura relacionadas con el control primario en microrred DC se propone extender los controladores propuestos a otros tipos de convertidores DC-DC tales como el convertidor de puente activo dual (Dual active bridge converter), el convertidor DC-DC buck-boost bidireccional, el convertidor buck-boost DC-DC versátil, entre otros. También, se propone incluir los límites de las fuentes de los convertidores en su operación.

Dentro de la línea de investigación futura relacionadas con el control secundario, se propone estudiar un control distribuido basado en el control predictivo incluyendo estimación de la matriz Y_{bus} reducida del sistema para cada punto de operación, así como incertidumbres, con el fin de obtener un control robusto distribuido.

Dentro de la línea de investigación futura relacionadas con el control terciario, se propone extender el modelo propuesto a microrredes DC bipolares con cargas asimétricas, así como a redes CA con topologías monofásicas y trifásicas. También se propone incluir en la

función objetivo la minimización de las emisiones totales de CO₂ por fuentes convencionales (subestaciones y fuentes diésel), y extender el modelo propuesto a redes DC monopolares con topologías malladas y reconfiguración.

1.6. Conclusions and future research lines

Through the set of publications that comprise this doctoral thesis, it is intended to contribute to the advancement of control models and optimization of hierarchical control in DC microgrids. This general objective is progressively articulated through several partial general objectives, supported by their respective publications. First, the research focuses on developing a generalized model and control for typical DC-DC converters in DC microgrids, which can feed constant impedance or constant power loads. Secondly, the research focuses on the approach of a global control methodology that covers both secondary and primary control of the DC microgrid, ensuring its stability and optimization. Finally, thirdly, the study turns to the analysis of the tertiary control, also known as optimal energy management system.

This research has been carried out mainly in Matlab, both the simulation and optimization parts. Also, experimental results have been obtained using plexim RT-BOX which implements the controllers. The optimization part has been performed by means of Yalmip, which is a MATLAB modeling and optimization toolbox, especially convex optimization. The simulations have been performed using PLECS software, which allows to simulate the behavior of circuits and systems before physically implementing them, as it has a very good representation of the converters switching at high frequencies, helping to identify problems, optimize designs and reduce development costs.

In the context of primary control of DC microgrids, in other words, control directly on the DC-DC converters, this PhD thesis proposes two generalized adaptive controls based on passivity theory, which guarantee system stability. The first adaptive control takes advantage of the bilinear structure that DC-DC converters have when feeding a constant impedance load. Thus, a generalized proportional and integral control is designed based on the passivity theory that takes advantage of the PI gains to eliminate steady-state errors, guaranteeing for the closed-loop dynamic system asymptotic stability in the Lyapunov sense, which is a feature that can be complex to prove in classical PI designs. An additional feature of the proposed controller has to do with the sensors needed to implement the controller. To reduce the number of current sensors, a linear integral load estimator is employed that guarantees exponential convergence to the unknown resistive load value, making the proposed control an adaptive one with a reduced number of sensors. This control approach shows excellent

numerical performance compared to classical PI designs in both simulated and experimental cases. The second adaptive control presents a general nonlinear controller design based on the PBC approach plus a damping action, which operates in each of the four classical topologies of DC-DC converters when they feed constant power loads, which incorporate instability in the system. To apply the proposed control, it is only necessary to change some coefficients from 0 to 1 or vice versa in any of the considered DC-DC converters. In addition, the proposed controller works with an online load estimator to make it adaptive and does not require metering. The main advantage of the proposed general controller is that it is completely independent of the converter parameters; it is robust to parametric uncertainties.

In the context of proposing a global control methodology covering both secondary and primary control, which stabilizes the operation of the DC microgrid, ensuring system stability and minimizing system losses, this thesis develops two methodologies. The first methodology includes two control stages, a primary control stage for DC microgrids with constant power loads based on passivity theory. This primary control incorporates PI actions to stabilize the DC microgrid voltages, guaranteeing its stability using Lyapunov theory. The second stage works with a secondary/tertiary control based on the convex optimization model to minimize energy losses in DC microgrids. The second methodology implements in its first stage a robust control technique called inverse optimal control, which guarantees the asymptotic stability of the system in the Lyapunov sense, and include optimization properties with respect to the benchmark operating point. While the second stage employs the same secondary/tertiary control based on the convex optimization model.

Finally, in the context of tertiary control or robust optimal power management system, this thesis develops a convex robust mixed-integer model for optimal EMS scheduling in a DC microgrid. The proposed robust model is solved in two adaptive stages. The first stage computes the variables associated with the energy management optimization scheduling, which considers the worst-case uncertainty in demand and renewable energy generation; while the second stage determines the uncertainties in certain ranges. Additionally, a power transfer loss model for the converters is included in the optimal convex model using a binary polynomial constraint. This model is relaxed, using a second-order conic constraint, allowing to consider the power transfer losses in each converter and, thus, to correctly calculate the optimal EMS scheduling in the DC microgrid. Finally, several scenarios are proposed on a modified version of the 123-node IEEE system. These scenarios demonstrate that the robust convex model can optimally schedule the EMS considering uncertainty in demand and solar and wind generation.

The main conclusions derived from the results obtained in this doctoral thesis, associated with the control of DC-DC converters in the context of primary control for DC microgrid

applications, are presented below:

- In the case of feeding a constant impedance load the conclusions are:
 - DC-DC converters feeding a constant impedance load are generally represented by a bilinear dynamic model with a Hamiltonian structure.
 - The design of a generalized PI-PBC controller ensures closed-loop operation for all DC-DC converters, being stable in the Lyapunov sense. Additionally, an adaptive load estimator is employed to reduce the number of sensors that determine the value of the resistance connected at the converter terminals, with exponential convergence. This allows classifying the proposed PI-PBC controller as an adaptive control methodology.
 - The numerical results show that the proposed controller presents a voltage regulation output in all converters with a behavior similar to a first order dynamic system, which implies that no overstepping is reported under load variations, as observed in the case of classical PI controllers. The efficiency of the PI-PBC approach is found in the settling time, four times faster than the classical PI approach in all converter topologies.

- In the case of feeding a constant power load they are:
 - A generalized PBC approach is developed to regulate the output voltage of second-order DC-DC converters that are connected to an unknown constant power load. The generalized PBC approach adds damping injection to stabilize the DC-DC converters while imposing the desired damping. In addition, the I&I method is integrated into the proposed controller to transform it into a generalized adaptive control approach that ensures local asymptotic stability for each converter.
 - The robustness and effectiveness of the proposed PBC approach is evaluated through sensitivity and phase plane analyses, as well as from experimental and simulation results. The set of all these analyses, together with a comparison with feedback linearization and sliding mode controls, supports the superior performance of the proposed controller.

The conclusions of this doctoral thesis associated with the development of a global control methodology (primary + secondary control) that stabilizes the operation of DC microgrids, guaranteeing system stability and minimizing losses, are the following:

- Two hybrid methodologies are proposed to address the hierarchical control of DC microgrids with multiple distributed generators and constant power loads:
 - The first methodology employs PBC control and convex optimization in order to stabilize the DC network with minimum losses. This methodology implements a primary control strategy based on passivity theory that guarantees the asymptotic stability of the closed-loop system using Lyapunov theory. This primary control includes damping and PI actions that allow achieving the control objective of stabilizing the DC network only using local measurements. This reveals a clear advantage compared to PBC methods reported in the literature. Simultaneously, the set point or benchmark for the proposed control is calculated using convex optimization, which relaxes the nonlinear nonconvex model to guarantee uniqueness in the optimal power flow solution.
 - The second methodology implements the optimal inverse control as the primary control, which allows addressing the nonlinearities of the dynamic model of the DC network and proposing an optimal control law that ensures the asymptotic convergence of the state variables to the desired references, adding an integral action to eliminate the steady state error caused by the unmodeled dynamics. The reference point is calculated in the same way as in the first methodology.
- Different simulation results show that the proposed hybrid hierarchical control methodologies are efficient and effective in stabilizing the DC microgrid under different load and time conditions. The validation of the hybrid methodologies also includes strong disturbances such as a short circuit and a variation of the network topology (line disconnection) which allows observing that the system remains stable after fault clearing. However, the numerical results show that the IOC design presents a better dynamic behavior compared to the PBC approach, since the observed oversteps in the presence of reference changes are smaller.

The conclusions of this doctoral thesis associated with the optimal management or tertiary control of a DC microgrid are as follows:

- A robust optimal energy management model for BESS and renewable energy in DC microgrids is proposed using a convex formulation. This formulation ensures the global optimum of the problem, even when uncertainty is considered, since it is minimized with respect to the worst-case cost and all its constraints are satisfied.

- Power transfer losses in DC-DC and AC-DC power converters are included and convexified in a robust power management model. This convexification is performed by transforming the nonlinear nonconvex equations into second-order conic constraints.
- Four scenarios are proposed to analyze the model: the deterministic model, demand uncertainty, uncertainty in solar and wind generation, and uncertainty in solar and wind demand and generation. In all four scenarios, the objective is to reduce total energy costs, including energy transfer costs and grid losses, as well as the cost of energy. Scenario 4 reports the highest costs of the problem, since, in this scenario, there is more uncertainty involved, and the optimal robust power management model dispatches more power from the conventional generator, thus increasing operating costs in order to schedule all BESS and renewables for the worst-case scenario. Operating costs, relative to scenario 4, increase by 31.12%, 9.45% and 13.14% for scenarios 1, 2 and 3, respectively.

Within the line of future research related to primary control in DC microgrid, it is proposed to extend the proposed controllers to other types of DC-DC converters such as the dual active bridge converter, the bidirectional DC-DC buck-boost converter, the versatile DC-DC buck-boost converter, among others. Also, it is proposed to include the limits of the converter sources and their operation.

Within the line of future research related to secondary control, it is proposed to study a distributed control based on predictive control including estimation of the reduced Ybus matrix of the system for each operating point, as well as uncertainties, in order to obtain a robust distributed control.

Within the line of future research related to tertiary control, it is proposed to extend the proposed model to bipolar DC microgrids with asymmetric loads, as well as to AC grids with single-phase and three-phase topologies. It is also proposed to include in the objective function the minimization of total CO₂ emissions by conventional sources (substations and diesel sources), and to extend the proposed model to single-pole DC grids with meshed topologies and reconfiguration.

1.7. Referencias

Adly, M. and Strunz, K. (2021). DC microgrid small-signal stability and control: Sufficient stability criterion and stabilizer design. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 26:100435.

Akagi, H., Yamagishi, T., Tan, N. M. L., Kinouchi, S.-i., Miyazaki, Y., and Koyama, M.

- (2014). Power-loss breakdown of a 750-V 100-kW 20-kHz bidirectional isolated DC–DC converter using SiC-MOSFET/SBD dual modules. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, 51(1):420–428.
- Al-Nussairi, M. K., Bayindir, R., and Hossain, E. (2017). Fuzzy logic controller for DC-DC buck converter with constant power load. In *2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, pages 1175–1179. IEEE.
- Anand, V. and Singh, V. (2021). A 13-level switched-capacitor multilevel inverter with single DC source. *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, 10(2):1575–1586.
- Andalibi, M., Hajihosseini, M., Gheisarnejad, M., Khooban, M.-H., and Boudjadar, J. (2021). A Novel Method for Stabilizing Buck-Boost Converters with CPL using Model Prediction Control. In *2021 22nd IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, volume 1, pages 541–545. IEEE.
- Beerten, J. and Belmans, R. (2013). Analysis of power sharing and voltage deviations in droop-controlled DC grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4):4588–4597.
- Benedito, E., del Puerto-Flores, D., Dòria-Cerezo, A., and Scherpen, J. M. (2017). Optimal Power Flow for resistive DC Networks: a Port-Hamiltonian approach. *IFAC-PapersOnLine*, 50(1):25 – 30. 20th IFAC World Congress.
- Benedito, E., del Puerto-Flores, D., Dòria-Cerezo, A., and Scherpen, J. M. (2019). Port-Hamiltonian based Optimal Power Flow algorithm for multi-terminal DC networks. *Control Eng. Pract.*, 83:141–150.
- Bertsimas, D., Litvinov, E., Sun, X. A., Zhao, J., and Zheng, T. (2012). Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem. *IEEE Trans. Power Syst.*, 28(1):52–63.
- Bhattacharyya, D., Padhee, S., and Pati, K. C. (2018). Modeling of DC–DC converter using exact feedback linearization method: A discussion. *IETE Journal of Research*, 65(6):843–854.
- Bierhoff, M. H. and Fuchs, F. W. (2004). Semiconductor losses in voltage source and current source IGBT converters based on analytical derivation. In *2004 IEEE 35th Annu. Power Electron. Special. Conf. (IEEE Cat. No. 04CH37551)*, volume 4, pages 2836–2842. IEEE.
- Bizuayehu, A. W., de la Nieta, A. A. S., Contreras, J., and Catalao, J. P. (2016). Impacts of stochastic wind power and storage participation on economic dispatch in distribution systems. *IEEE Trans Sustain Energy*, 7(3):1336–1345.

- Boukerdja, M., Chouder, A., Hassaine, L., Bouamama, B. O., Issa, W., and Louassaa, K. (2020). H_∞ -based control of a DC/DC buck converter feeding a constant power load in uncertain DC microgrid system. *ISA Trans.*, 105:278–295.
- Cai, P., Wu, X., Sun, R., and Wu, Y. (2017). Exact feedback linearization of general four-level buck DC-DC converters. In *2017 29th Chinese Control And Decision Conference (CCDC)*. IEEE.
- Cao, X., Chen, J., Xiao, Y., and Sun, Y. (2009). Building-environment control with wireless sensor and actuator networks: Centralized versus distributed. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 57(11):3596–3605.
- Chen, F., Burgos, R., and Boroyevich, D. (2016). Output impedance comparison of different droop control realizations in DC systems. In *2016 IEEE 17th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, pages 1–6.
- Chen, F., Burgos, R., Boroyevich, D., and Zhang, W. (2015). A nonlinear droop method to improve voltage regulation and load sharing in DC systems. In *2015 IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, pages 45–50. IEEE.
- Chen, X., Shi, M., Sun, H., Li, Y., and He, H. (2017). Distributed cooperative control and stability analysis of multiple DC electric springs in a DC microgrid. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 65(7):5611–5622.
- Dong, C., Guo, F., Jia, H., Xu, Y., Li, X., and Wang, P. (2017). DC Microgrid Stability Analysis Considering Time Delay in the Distributed Control. *Energy Procedia*, 142:2126 – 2131. Proceedings of the 9th International Conference on Applied Energy.
- Dragičević, T., Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., and Škrlec, D. (2013). Supervisory control of an adaptive-droop regulated DC microgrid with battery management capability. *IEEE Transactions on power Electronics*, 29(2):695–706.
- Dragicevic, T., Vasquez, J. C., Guerrero, J. M., and Skrlec, D. (2014). Advanced LVDC electrical power architectures and microgrids: A step toward a new generation of power distribution networks. *IEEE Electrification Magazine*, 2(1):54–65.
- Farsizadeh, H., Gheisarnejad, M., Mosayebi, M., Rafiei, M., and Khooban, M. H. (2019). An intelligent and fast controller for DC/DC converter feeding CPL in a DC microgrid. *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, 67(6):1104–1108.

- Fulwani, D. K. and Singh, S. (2016). Introduction. In *Mitigation of Negative Impedance Instabilities in DC Distribution Systems*, pages 1–33. Springer Singapore.
- Gao, F., Bozhko, S., Asher, G., Wheeler, P., and Patel, C. (2015a). An improved voltage compensation approach in a droop-controlled DC power system for the more electric aircraft. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(10):7369–7383.
- Gao, F., Bozhko, S., and Wheeler, P. (2016). An enhanced secondary control approach for voltage restoration in the DC distribution system. Technical report, SAE Technical Paper.
- Gao, F., Yeoh, S., Bozhko, S., and Asher, G. (2015b). Coordinated control of a DC electrical power system in the more electric aircraft integrated with energy storage. In *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pages 5431–5438. IEEE.
- Garces, A., Montoya, D., and Torres, R. (2016a). Optimal power flow in multiterminal HVDC systems considering DC/DC converters. In *2016 IEEE 25th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, pages 1212–1217. IEEE.
- Garces, A., Montoya, O. D., and Torres, R. (2016b). Optimal power flow in multiterminal HVDC systems considering DC/DC converters. In *2016 IEEE 25th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, pages 1212–1217.
- Gatta, F., Geri, A., Lauria, S., Maccioni, M., and Palone, F. (2015). Battery energy storage efficiency calculation including auxiliary losses: Technology comparison and operating strategies. In *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, pages 1–6. IEEE.
- Gavriluta, C., Candela, I., Citro, C., Luna, A., and Rodriguez, P. (2015). Design considerations for primary control in multi-terminal VSC-HVDC grids. *Electr. Power Syst. Res.*, 122:33–41.
- Gheisarnejad, M., Farsizadeh, H., Tavana, M.-R., and Khooban, M. H. (2020). A Novel Deep Learning Controller for DC–DC Buck–Boost Converters in Wireless Power Transfer Feeding CPLs. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 68(7):6379–6384.
- Gholami, A., Shekari, T., and Grijalva, S. (2017). Proactive management of microgrids for resiliency enhancement: An adaptive robust approach. *IEEE Trans Sustain Energy*, 10(1):470–480.
- Gil, W., Montoya, O. D., Garces, A., et al. (2019). Direct power control of electrical energy storage systems: A passivity-based PI approach. *Electric Power Systems Research*, 175:105885.

- Gil-González, W., Montoya, O. D., and Espinosa-Perez, G. (2021). Adaptive control for second-order DC–DC converters: PBC approach. In *Modeling, Operation, and Analysis of DC Grids*, pages 289–310. Elsevier.
- Gil-González, W., Montoya, O. D., Holguín, E., Garces, A., and Grisales-Noreña, L. F. (2019). Economic dispatch of energy storage systems in dc microgrids employing a semidefinite programming model. *J. Energy Storage*, 21:1–8.
- Gil-González, W., Montoya, O. D., Restrepo, C., and Hernández, J. C. (2021). Sensorless Adaptive Voltage Control for Classical DC-DC Converters Feeding Unknown Loads: A Generalized PI Passivity-Based Approach. *Sensors*, 21(19):6367.
- Grisales-Noreña, L., Montoya, O. D., and Gil-Gonzalez, W. (2019). Integration of energy storage systems in AC distribution networks: Optimal location, selecting, and operation approach based on genetic algorithms. *Journal of Energy Storage*, 25:100891.
- Grisales-Noreña, L., Montoya, O. D., and Ramos-Paja, C. A. (2020a). An energy management system for optimal operation of BSS in DC distributed generation environments based on a parallel PSO algorithm. *J. Energy Storage*, 29:101488.
- Grisales-Noreña, L. F., Garzón-Rivera, O. D., Ocampo-Toro, J. A., Ramos-Paja, C. A., and Rodríguez-Cabal, M. A. (2020b). Metaheuristic Optimization Methods for Optimal Power Flow Analysis in DC Distribution Networks. *Transactions on Energy Systems and Engineering Applications*, 1(1):13–31.
- Grisales-Noreña, L. F., Montoya, O. D., and Hernández, J. C. (2023). An Efficient EMS for BESS in Monopolar DC Networks with High Penetration of Renewable Generation: A Convex Approximation. *Batteries*, 9(2):84.
- Hajihosseini, M., Andalibi, M., Gheisarnejad, M., Farsizadeh, H., and Khooban, M.-H. (2020). DC/DC power converter control-based deep machine learning techniques: Real-time implementation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 35(10):9971–9977.
- Hamidi, S. A. and Nasiri, A. (2015). Stability analysis of a DC-DC converter for battery energy storage system feeding CPL. In *2015 IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, pages 1–5. IEEE.
- He, W., Li, S., Yang, J., and Wang, Z. (2016). Incremental passivity based control for DC-DC boost converter with circuit parameter perturbations using nonlinear disturbance observer.

- In *IECON 2016-42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pages 1353–1358. IEEE.
- He, W., Li, S., Yang, J., and Wang, Z. (2018a). Incremental passivity based control for DC-DC boost converters under time-varying disturbances via a generalized proportional integral observer. *Journal of Power Electronics*, 18(1):147–159.
- He, W., Ortega, R., Machado, J. E., and Li, S. (2019). An adaptive passivity-based controller of a buck-boost converter with a constant power load. *Asian J. Control*, 21(1):581–595.
- He, W. and Shang, Y. (2022). Finite-Time Parameter Observer-Based Sliding Mode Control for a DC/DC Boost Converter with Constant Power Loads. *Electronics*, 11(5):819.
- He, W., Soriano-Rangel, C. A., Ortega, R., Astolfi, A., Mancilla-David, F., and Li, S. (2018b). Energy shaping control for buck–boost converters with unknown constant power load. *Control Eng. Pract.*, 74:33–43.
- Ho, H.-H. and Chen, K.-H. (2007). Improved current sharing performance by dynamic droop scaling technique in multiple power systems. In *2007 IEEE Power Electronics Specialists Conference*, pages 189–193. IEEE.
- Huo, D., Gu, C., Greenwood, D., Wang, Z., Zhao, P., and Li, J. (2021). Chance-constrained optimization for integrated local energy systems operation considering correlated wind generation. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 132:107153.
- Institution, B. S. (2022). EN 62751-1:2014/A2:2022, Power losses in voltage sourced converter (VSC) valves for high-voltage direct current (HVDC) systems. Technical report.
- Jeeninga, M., De Persis, C., and Van der Schaft, A. (2022). DC power grids with constant-power loads—Part II: Nonnegative power demands, conditions for feasibility, and high-voltage solutions. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 68(1):18–30.
- Ji, H., Wang, C., Li, P., Ding, F., and Wu, J. (2018). Robust operation of soft open points in active distribution networks with high penetration of photovoltaic integration. *IEEE Trans Sustain Energy*, 10(1):280–289.
- Jin, C., Wang, P., Xiao, J., Tang, Y., and Choo, F. H. (2013). Implementation of hierarchical control in DC microgrids. *IEEE transactions on industrial electronics*, 61(8):4032–4042.
- Jin, X., Shen, Y., and Zhou, Q. (2022). A systematic review of robust control strategies in DC microgrids. *The Electricity Journal*, 35(5):107125.

- Kakigano, H., Miura, Y., and Ise, T. (2012). Distribution voltage control for dc microgrids using fuzzy control and gain-scheduling technique. *IEEE transactions on power electronics*, 28(5):2246–2258.
- Kardan, M. A., Asemani, M. H., Khayatian, A., Vafamand, N., Khooban, M. H., Dragičević, T., and Blaabjerg, F. (2018). Improved Stabilization of Nonlinear DC Microgrids: Cubature Kalman Filter Approach. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, 54(5):5104–5112.
- Khorsandi, A., Ashourloo, M., and Mokhtari, H. (2014). A decentralized control method for a low-voltage DC microgrid. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 29(4):793–801.
- Kim, J.-W., Choi, H.-S., and Cho, B. H. (2002). A novel droop method for converter parallel operation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 17(1):25–32.
- Lai, J., Lu, X., Yao, W., Wen, J., and Cheng, S. (2017). Robust distributed cooperative control for DC microgrids with time delays, noise disturbances, and switching topologies. *J. Franklin Inst.*, 354(18):8312 – 8332.
- Lakshmi, M. and Hemamalini, S. (2017). Nonisolated high gain DC–DC converter for DC microgrids. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 65(2):1205–1212.
- Li, J., Liu, F., Wang, Z., Low, S. H., and Mei, S. (2018a). Optimal power flow in stand-alone DC microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(5):5496–5506.
- Li, J., Liu, F., Wang, Z., Low, S. H., and Mei, S. (2018b). Optimal Power Flow in Stand-alone DC Microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(5):5496–5506.
- Lin, X., Liu, J., Liu, F., Liu, Z., Gao, Y., and Sun, G. (2021). Fractional-order sliding mode approach of buck converters with mismatched disturbances. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, 68(9):3890–3900.
- Liu, J., Laghrouche, S., and Wack, M. (2014). Observer-based higher order sliding mode control of power factor in three-phase AC/DC converter for hybrid electric vehicle applications. *International Journal of Control*, 87(6):1117–1130.
- Liu, J., Shen, X., Alcaide, A. M., Yin, Y., Leon, J. I., Vazquez, S., Wu, L., and Franquelo, L. G. (2021). Sliding Mode Control of Grid-Connected NPC Converters Via High-Gain Observer. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*.

- López-Rodríguez, K., Gil-González, W., and Escobar-Mejía, A. (2022). Design and implementation of a PI-PBC to manage bidirectional power flow in the DAB of an SST. *Results Eng.*, page 100437.
- Lu, X., Guerrero, J. M., Sun, K., and Vasquez, J. C. (2013a). An improved droop control method for DC microgrids based on low bandwidth communication with DC bus voltage restoration and enhanced current sharing accuracy. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 29(4):1800–1812.
- Lu, X., Sun, K., Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., and Huang, L. (2013b). State-of-charge balance using adaptive droop control for distributed energy storage systems in DC microgrid applications. *IEEE Transactions on Industrial electronics*, 61(6):2804–2815.
- Magne, P., Nahid-Mobarakkeh, B., and Pierfederici, S. (2012). General Active Global Stabilization of Multiloads DC-Power Networks. *IEEE Trans. Power Electron.*, 27(4):1788–1798.
- Mahmoudi, H., Aleenejad, M., and Ahmadi, R. (2017). Modulated model predictive control of modular multilevel converters in VSC-HVDC systems. *IEEE Trans. Power Del.*, 33(5):2115–2124.
- Martinez-Treviño, B. A., El Aroudi, A., Vidal-Idiarte, E., Cid-Pastor, A., and Martinez-Salamero, L. (2019). Sliding-mode control of a boost converter under constant power loading conditions. *IET Power Electronics*, 12(3):521–529.
- Meng, L., Dragicevic, T., Roldán-Pérez, J., Vasquez, J. C., and Guerrero, J. M. (2015). Modeling and sensitivity study of consensus algorithm-based distributed hierarchical control for DC microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(3):1504–1515.
- Mohammadi, F., Nazri, G.-A., and Saif, M. (2020). An improved droop-based control strategy for MT-HVDC systems. *Electronics*, 9(1):87.
- Montoya, O., Gil-Gonzalez, W., Garces, A., Serra, F., and Hernandez, J. (2020). PI-PBC approach for voltage regulation in cuk converters with adaptive load estimation. In *2020 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. IEEE.
- Montoya, O. D. (2018). Numerical Approximation of the Maximum Power Consumption in DC-MGs with CPLs via an SDP Model. *IEEE Trans. Circuits Syst. II Exp. Briefs*, 66(4):642–646.

- Montoya, O. D., Gil-González, W., Garces, A., Serra, F., and Hernández, J. C. (2021). Stabilization of MT-HVDC grids via passivity-based control and convex optimization. *Electric Power Systems Research*, 196:107273.
- Montoya, O. D., Gil-González, W., and Grisales-Noreña, L. F. (2018a). Optimal Power Dispatch of DGs in DC Power Grids: a Hybrid Gauss-Seidel-Genetic-Algorithm Methodology for Solving the OPF Problem. *WSEAS Transactions on Power Systems*, 13(33):335–346.
- Montoya, O. D., Gil-González, W., and Garces, A. (2018b). Optimal Power Flow on DC Microgrids: A Quadratic Convex Approximation. *IEEE Trans. Circuits Syst. II Exp. Briefs*, pages 1–1.
- Montoya, O. D., Grisales-Noreña, L., González-Montoya, D., Ramos-Paja, C., and Garces, A. (2018c). Linear power flow formulation for low-voltage DC power grids. *Electr. Power Syst. Res.*, 163:375 – 381.
- Murillo-Yarce, D., Garcés-Ruiz, A., and Escobar-Mejía, A. (2018). Passivity-Based control for DC-Microgrids with constant power terminals in island mode operation. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, 86(86):32–39.
- Nguyen, T. S., Hoang, N. H., Tan, C. K., and Hussain, M. A. B. (2021). Proportional-Integral passivity-based control design of perturbed non-standard Hamiltonian systems. *IFAC-Pap.*, 54(19):19–24.
- Novoa, L., Flores, R., and Brouwer, J. (2019). Optimal renewable generation and battery storage sizing and siting considering local transformer limits. *Appl. Energy*, 256:113926.
- Oliveira, T. R., Silva, W. W. A. G., and Donoso-Garcia, P. F. (2016). Distributed secondary level control for energy storage management in DC microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(6):2597–2607.
- Ortega, R., Donaire, A., and Romero, J. G. (2017). Passivity-Based Control of Mechanical Systems. In *Feedback Stabilization of Controlled Dynamical Systems*, pages 167–199. Springer International Publishing.
- Ortega, R. and Garcia-Canseco, E. (2004). Interconnection and damping assignment passivity-based control: A survey. *Eur. J. Control*, 10(5):432–450.
- Ortega, R., Van Der Schaft, A., Castanos, F., and Astolfi, A. (2008). Control by interconnection and standard passivity-based control of port-hamiltonian systems. *IEEE Trans. Autom. Control*, 53(11):2527–2542.

- Patsios, C., Wu, B., Chatzinikolaou, E., Rogers, D. J., Wade, N., Brandon, N. P., and Taylor, P. (2016). An integrated approach for the analysis and control of grid connected energy storage systems. *J. Energy Storage*, 5:48–61.
- Peker, M., Kocaman, A. S., and Kara, B. Y. (2018a). Benefits of transmission switching and energy storage in power systems with high renewable energy penetration. *Appl. Energy*, 228:1182–1197.
- Peker, M., Kocaman, A. S., and Kara, B. Y. (2018b). A two-stage stochastic programming approach for reliability constrained power system expansion planning. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 103:458–469.
- Peñaranda, A. F., Romero-Quete, D., and Cortés, C. A. (2021). Grid-Scale Battery Energy Storage for Arbitrage Purposes: A Colombian Case. *Batteries*, 7(3):59.
- Persis, C. D., Weitenberg, E. R., and Dörfler, F. (2018). A power consensus algorithm for DC microgrids. *Automatica*, 89:364 – 375.
- Peyghami, S., Mokhtari, H., Davari, P., Loh, P. C., and Blaabjerg, F. (2017). On secondary control approaches for voltage regulation in DC microgrids. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 53(5):4855–4862.
- Peyghami, S., Mokhtari, H., Loh, P. C., Davari, P., and Blaabjerg, F. (2016). Distributed primary and secondary power sharing in a droop-controlled LVDC microgrid with merged AC and DC characteristics. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(3):2284–2294.
- Prabhakaran, P., Goyal, Y., and Agarwal, V. (2017). Novel nonlinear droop control techniques to overcome the load sharing and voltage regulation issues in DC microgrid. *IEEE Transactions on power electronics*, 33(5):4477–4487.
- Ramirez, H., Garzón, G., Torres, C., Navarrete, J., and Restrepo, C. (2017). LMI Control Design of a Non-Inverting Buck-Boost Converter: a Current Regulation Approach. *TECCIENCIA*, 12(22):79–85.
- Raza, A., Shakeel, A., Altalbe, A., O Alassafi, M., and Yasin, A. R. (2020). Impacts of MT-HVDC Systems on Enhancing the Power Transmission Capability. *Applied Sciences*, 10(1):242.
- Rouzbehi, K., Miranian, A., Luna, A., and Rodriguez, P. (2014). DC voltage control and power sharing in multiterminal DC grids based on optimal DC power flow and voltage-droop strategy. *IEEE Journal of Emerging and selected topics in power Electronics*, 2(4):1171–1180.

- Roy, T. K., Mahmud, M. A., Shen, W., Haque, M. E., and Oo, A. M. T. (2016). Robust adaptive backstepping controller design for DC-DC buck converters with external disturbances. In *2016 IEEE 11th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*. IEEE.
- Sahoo, S. and Mishra, S. (2017a). A distributed finite-time secondary average voltage regulation and current sharing controller for DC microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(1):282–292.
- Sahoo, S. and Mishra, S. (2017b). An adaptive event-triggered communication-based distributed secondary control for DC microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(6):6674–6683.
- Sarantakos, I., Peker, M., Zografou-Barredo, N.-M., Deakin, M., Patsios, C., Sayfutdinov, T., Taylor, P. C., and Greenwood, D. (2022). A robust mixed-integer convex model for optimal scheduling of integrated energy storage—soft open point devices. *IEEE Trans. Smart Grid*, 13(5):4072–4087.
- Serna-Garcés, S., Montoya, D. G., and Ramos-Paja, C. (2016). Sliding-Mode Control of a Charger/Discharger DC/DC Converter for DC-Bus Regulation in Renewable Power Systems. *Energies*, 9(4):245.
- Serna-Garcés, S., Montoya, D. G., and Ramos-Paja, C. (2018). Control of a Charger/Discharger DC/DC Converter with Improved Disturbance Rejection for Bus Regulation. *Energies*, 11(3):594.
- Serra, F. M., Angelo, C. H. D., and Forchetti, D. G. (2012). IDA-PBC control of a three-phase front-end converter. In *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. IEEE.
- Serra, F. M., Magaldi, G. L., Fernandez, L. M., Larregay, G. O., and CH, D. A. (2018). IDA-PBC controller of a DC-DC boost converter for continuous and discontinuous conduction mode. *IEEE Latin America Transactions*, 16(1):52–58.
- Shafiee, Q., Guerrero, J. M., and Vasquez, J. C. (2013). Distributed secondary control for islanded microgrids—a novel approach. *IEEE Transactions on power electronics*, 29(2):1018–1031.
- Shafique, H., Tjernberg, L. B., Archer, D.-E., and Wingstedt, S. (2021). Energy management system (EMS) of battery energy storage system (BESS) – providing ancillary services. In *2021 IEEE Madrid PowerTech*. IEEE.

- Shen, X., Shahidehpour, M., Han, Y., Zhu, S., and Zheng, J. (2016). Expansion planning of active distribution networks with centralized and distributed energy storage systems. *IEEE Trans Sustain Energy*, 8(1):126–134.
- Shuai, Z., Fang, J., Ning, F., and Shen, Z. J. (2018). Hierarchical structure and bus voltage control of DC microgrid. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 82:3670 – 3682.
- Simpson-Porco, J. W., Dörfler, F., and Bullo, F. (2015). On Resistive Networks of Constant-Power Devices. *IEEE Trans. Circuits Syst. II Exp. Briefs*, 62(8):811–815.
- Singh, S. and Fulwani, D. (2014). Voltage regulation and stabilization of dc/dc buck converter under constant power loading. In *2014 IEEE international conference on power electronics, drives and energy systems (PEDES)*, pages 1–6. IEEE.
- Singh, S., Fulwani, D., and Kumar, V. (2015). Robust sliding-mode control of dc/dc boost converter feeding a constant power load. *IET Power Electron.*, 8(7):1230–1237.
- Sira-Ramirez, H. J. and Silva-Ortigoza, R. (2006). *Control design techniques in power electronics devices*. Springer Science & Business Media.
- Soriano-Rangel, C. A., He, W., Mancilla-David, F., and Ortega, R. (2020). Voltage regulation in buck–boost converters feeding an unknown constant power load: An adaptive passivity-based control. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 29(1):395–402.
- Soroudi, A. (2017). *Power System Optimization Modeling in GAMS*. Springer International Publishing.
- Tah, A. and Das, D. (2016). An enhanced droop control method for accurate load sharing and voltage improvement of isolated and interconnected DC microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(3):1194–1204.
- Tucci, M., Meng, L., Guerrero, J. M., and Ferrari-Trecate, G. (2017). Plug-and-play control and consensus algorithms for current sharing in DC microgrids. *IFAC-PapersOnLine*, 50(1):12440 – 12445. 20th IFAC World Congress.
- Tucci, M., Meng, L., Guerrero, J. M., and Ferrari-Trecate, G. (2018). Stable current sharing and voltage balancing in DC microgrids: A consensus-based secondary control layer. *Automatica*, 95:1 – 13.

- Vafamand, N., Khooban, M. H., Dragičević, T., and Blaabjerg, F. (2019). Networked Fuzzy Predictive Control of Power Buffers for Dynamic Stabilization of DC Microgrids. *IEEE Trans. Ind. Electron.*, 66(2):1356–1362.
- Valencia, A., Hincapie, R. A., and Gallego, R. A. (2021). Optimal location, selection, and operation of battery energy storage systems and renewable distributed generation in medium–low voltage distribution networks. *J. Energy Storage*, 34:102158.
- Velasquez, O. S., Montoya Giraldo, O. D., Garrido Arevalo, V. M., and Grisales Norena, L. F. (2019). Optimal power flow in direct-current power grids via black hole optimization. *Advances in Electrical and Electronic Engineering*, 17(1):24–32.
- Wang, B., Sechilariu, M., and Locment, F. (2012). Intelligent DC microgrid with smart grid communications: Control strategy consideration and design. *IEEE transactions on smart grid*, 3(4):2148–2156.
- Wang, J., Zhou, N., and Wang, Q. (2020). Data-driven stochastic service restoration in unbalanced active distribution networks with multi-terminal soft open points. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 121:106069.
- Wang, P., Wang, W., and Xu, D. (2018). Optimal Sizing of Distributed Generations in DC Microgrids With Comprehensive Consideration of System Operation Modes and Operation Targets. *IEEE Access*, 6:31129–31140.
- Wu, D., Tang, F., Dragicevic, T., Guerrero, J. M., and Vasquez, J. C. (2015). Coordinated control based on bus-signaling and virtual inertia for islanded DC microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(6):2627–2638.
- Wu, J. and Lu, Y. (2019). Adaptive backstepping sliding mode control for boost converter with constant power load. *IEEE Access*, 7:50797–50807.
- Xia, Z., Su, M., Liu, Z., Liu, R., and Liu, Y. (2022). Existence Conditions and Stability for the Power-Flow of DC Micro-Grids With CPLs. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 13(6):4284–4299.
- Xing, L., Xu, Q., Guo, F., Wu, Z.-G., and Liu, M. (2021). Distributed secondary control for DC microgrid with event-triggered signal transmissions. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 12(3):1801–1810.

- Xu, G., Sha, D., and Liao, X. (2015). Decentralized inverse-droop control for input-series-output-parallel DC-DC converters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 30(9):4621–4625.
- Xu, Q., Yan, Y., Zhang, C., Dragicevic, T., and Blaabjerg, F. (2019). An offset-free composite model predictive control strategy for DC/DC buck converter feeding constant power loads. *IEEE Trans. Power Electron.*, 35(5):5331–5342.
- Yang, N., Paire, D., Gao, F., Miraoui, A., and Liu, W. (2015). Compensation of droop control using common load condition in DC microgrids to improve voltage regulation and load sharing. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 64:752–760.
- Yin, Y., Liu, J., Marquez, A., Lin, X., Leon, J. I., Vazquez, S., Franquelo, L. G., and Wu, L. (2020). Advanced Control Strategies for DC-DC Buck Converters With Parametric Uncertainties via Experimental Evaluation. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, 67(12):5257–5267.
- Yin, Y., Liu, J., Wang, S., Lin, H., Vazquez, S., Zeng, Q., Franquelo, L. G., and Wu, L. (2018). Backstepping Control of a DC-DC Boost Converters Under Unknown Disturbances. In *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. IEEE.
- Zeng, B. and Zhao, L. (2013). Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method. *Oper. Res. Lett.*, 41(5):457–461.
- Zhang, X., He, W., and Zhang, Y. (2022). An adaptive output feedback controller for boost converter. *Electronics*, 11(6):905.
- Zhang, X., Martinez-Lopez, M., He, W., Shang, Y., Jiang, C., and Moreno-Valenzuela, J. (2021). Sensorless Control for DC-DC Boost Converter via Generalized Parameter Estimation-Based Observer. *Applied Sciences*, 11(16):7761.

Compendio de trabajos publicados

Esta tesis doctoral cumple el requisito establecido en el artículo 25 del Reglamento de los Estudios de Doctorado de la Universidad de Jaén (modificado por el Consejo de Gobierno de la Universidad de Jaén de fecha 18 de febrero de 2019) para ser presentada como conjunto de trabajos publicados en el que son necesarios al menos dos artículos publicados o aceptados, o capítulos de libro, o un libro, siendo el doctorando o doctoranda el primer autor en al menos uno de ellos según unos criterios mínimos de calidad establecidos por la Comisión Nacional Evaluadora de la Actividad Investigadora (CNEAI).

Durante el desarrollo de esta tesis doctoral se han generado 10 publicaciones internacionales, ya publicadas. 2 publicaciones ubicadas en el primer cuartil de WoS, 7 ubicadas en el segundo cuartil de WoS, y 1 ubicada en el tercer cuartil de WoS. En 4 de estos 10 artículos el doctorando es el primer autor. También, se contó con cinco publicaciones en congresos internacionales IEEE.

2.1. Artículos de revista publicados

2.1.1. Stabilization of MT-HVDC grids via passivity-based control and convex optimization

Montoya, O. D., **Gil-González, W.**, Garces, A., Serra, F., & Hernández, J. C. (2021). Stabilization of MT-HVDC grids via passivity-based control and convex optimization. *Electric Power Systems Research*, 196, 107273. DOI: 10.1016/j.epsr.2021.107273. **Q2 WoS**.

Estado/Status: Published/Publicado.

Índice de impacto/Impact factor: 3,818.

Editorial: Elsevier BV.

Categoría/Category: Engineering, Electrical and Electronic Engineering.

Ranking (2021): (Q2).

Índice de citas/Citation index: WoS: 7; Scopus: 4; Google Scholar: 12.

2.1.2. Global Optimal Stabilization of MT-HVDC Systems: Inverse Optimal Control Approach

Montoya, O. D., **Gil-González, W.**, Serra, F. M., De Angelo, C. H., & Hernández, J. C. (2021). Global Optimal Stabilization of MT-HVDC Systems: Inverse Optimal Control Approach. *Electronics*, 10(22), 2819. DOI: 10.3390/electronics10222819. **Q2 WoS.**

Estado/Status: Published/Publicado.

Índice de impacto/Impact factor: 2,69

Editorial: Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI).

Categoría/Category: Engineering, Electrical and Electronic Engineering.

Ranking (2021): (Q2).

Índice de citas/Citation index: WoS: 2; Scopus: 2; Google Scholar: 4

2.1.3. A quadratic convex approximation for optimal operation of battery energy storage systems in DC distribution networks

Montoya, O. D., Arias-Londoño, A., Garrido, V. M., **Gil-González, W.**, & Grisales-Noreña, L. F. (2023). A quadratic convex approximation for optimal operation of battery energy storage systems in DC distribution networks. *Energy Systems*, 14(4), 985-1005. **Q2 WoS.**

Estado/Status: Published/Publicado.

Índice de impacto/Impact factor: 2,3

Editorial: Springer Verlag.

Categoría/Category: Energy, Energy (miscellaneous).

Ranking (2022): (Q2).

Índice de citas/Citation index: WoS: 1; Scopus: 1; Google Scholar: 3.

2.1.4. Sensorless Adaptive Voltage Control for Classical DC-DC Converters Feeding Unknown Loads: A Generalized PI Passivity Based Approach

Gil-González, W., Montoya, O. D., Restrepo, C., & Hernández, J. C. (2021). Sensorless Adaptive Voltage Control for Classical DC-DC Converters Feeding Unknown Loads: A Generalized PI Passivity-Based Approach. *Sensors*, 21(19), 6367. DOI: 10.3390/s21196367. **Q1 WoS.**

Estado/Status: Published/Publicado.

Índice de impacto/Impact factor: 3,847.

Editorial: Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI).

Categoría/Category: Engineering, Electrical and Electronic Engineering.

Ranking (2021): (Q1).

Índice de citas/Citation index: WoS: 11; Scopus: 13; Google Scholar: 18.

2.1.5. Optimal Integration of Distributed Generators into DC Microgrids Using a Hybrid Methodology: Genetic and Vortex Search Algorithms

Grisales-Noreña, L. F., Montoya-Giraldo, O. D., & **Gil-González, W.** (2022). Optimal Integration of Distributed Generators into DC Microgrids Using a Hybrid Methodology: Genetic and Vortex Search Algorithms. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 47(11), 14657-14672. DOI: 10.1007/s13369-022-06866-7. **Q2 WoS.**

Estado/Status: Published/Publicado.

Índice de impacto/Impact factor: 2,9

Editorial: Springer Berlin.

Categoría/Category: Engineering, Electrical and Electronic Engineering.

Ranking (2022): (Q2).

Índice de citas/Citation index: WoS: 2; Scopus: 3; Google Scholar: 4.

2.1.6. An Energy Management System for the Optimal Operation of BESS in DC Microgrids: A Robust Convex Programming Approach

Gil-González, W., Montoya, O. D., & Hernández, J. C. (2023). An Energy Management System for the Optimal Operation of BESS in DC Microgrids: A Robust Convex Programming Approach. IEEE Access. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3267410. **Q2 WoS**.

Estado/Status: Published/Publicado.

Índice de impacto/Impact factor: 3,9

Editorial: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

Categoría/Category: Engineering, Electrical and Electronic Engineering.

Ranking (2022): (Q2).

Índice de citas/Citation index: WoS: 0; Scopus: 3; Google Scholar: 14.

2.1.7. A Sensorless Inverse Optimal Control plus Integral Action to Regulate the Output Voltage in a Boost Converter Supplying an Unknown DC Load

Montoya, O. D., **Gil-González, W.**, Riffo, S., Restrepo, C., & González-Castaño, C. (2023). A Sensorless Inverse Optimal Control plus Integral Action to Regulate the Output Voltage in a Boost Converter Supplying an Unknown DC Load. IEEE Access. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3277750. **Q2 WoS**.

Estado/Status: Published/Publicado.

Índice de impacto/Impact factor: 3,9

Editorial: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

Categoría/Category: Engineering, Electrical and Electronic Engineering.

Ranking (2022): (Q2).

Índice de citas/Citation index: WoS: 1; Scopus: 2; Google Scholar: 2.

2.1.8. Adaptive Voltage Control for Second-Order DC-DC Converters Supplying an Unknown Constant Power Load: A Generalized PBC plus Damping Injection Design

Gil-González, W., Riffo, S., Montoya, O. D., Restrepo, C., & Hernández, J. C. (2023). Adaptive Voltage Control for Second-Order DC-DC Converters Supplying an Unknown Constant Power Load: A Generalized PBC plus Damping Injection Design. IEEE Access. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3275083. **Q2 WoS.**

Estado/Status: Published/Publicado.

Índice de impacto/Impact factor: 3,9

Editorial: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

Categoría/Category: Engineering, Electrical and Electronic Engineering.

Ranking (2022): (Q2).

Índice de citas/Citation index: WoS: 0; Scopus: 0; Google Scholar: 4.

2.1.9. Adaptive Sensorless PI+Passivity-Based Control of a Boost Converter Supplying an Unknown CPL.

Riffo, S., **Gil-González, W.**, Montoya, O. D., Restrepo, C., & Muñoz, J. (2022). Adaptive Sensorless PI+Passivity-Based Control of a Boost Converter Supplying an Unknown CPL. Mathematics, 10(22), 4321. DOI: 10.3390/math10224321. **Q1 WoS.**

Estado/Status: Published/Publicado.

Índice de impacto/Impact factor: 2,4

Editorial: Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI).

Categoría/Category: Engineering, Electrical and Electronic Engineering.

Ranking (2022): (Q1).

Índice de citas/Citation index: WoS: 5; Scopus: 5; Google Scholar: 7.

2.1.10. A Global Tracking Sensorless Adaptive PI-PBC Design for Output Voltage Regulation in a Boost Converter Feeding a DC Microgrid

Gil-González, W., Montoya, O. D., Riffo, S., Restrepo, C., & Muñoz, J. (2023). A Global Tracking Sensorless Adaptive PI-PBC Design for Output Voltage Regulation in a Boost

Converter Feeding a DC Microgrid. *Energies*, 16(3), 1106. DOI: 10.3390/en16031106. **Q3 WoS**.

Estado/Status: Published/Publicado.

Índice de impacto/Impact factor: 3,2

Editorial: Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI).

Categoría/Category: Engineering, Electrical and Electronic Engineering.

Ranking (2023): (Q3).

Índice de citas/Citation index: WoS: 3; Scopus: 5; Google Scholar: 5.

2.2. Artículos de conferencia publicados

2.2.1. Voltage Regulation in a Buck Converter for an Unknown CPL: An Extended Feedback Control Design

Serra, F., **Gil-González, W.**, Montoya, O. D., & Hernandez, J. C. (2023, February). Voltage Regulation in a Buck Converter for an Unknown CPL: An Extended Feedback Control Design. In 2023 IEEE 14th Latin America Symposium on Circuits and Systems (LASCAS) (pp. 1-4). IEEE. DOI: 10.1109/LASCAS56464.2023.10108291.

2.2.2. Extended Feedback Linearization Control for Voltage Regulation in a Buck Converter with an Unknown Resistive Load

Montoya, O. D., **Gil-González, W.**, Serra, F., De Angelo, C. H., & Hernandez, J. C. (2023, February). Extended Feedback Linearization Control for Voltage Regulation in a Buck Converter with an Unknown Resistive Load. In 2023 IEEE 14th Latin America Symposium on Circuits and Systems (LASCAS) (pp. 1-4). IEEE. DOI: 10.1109/LASCAS56464.2023.1010819

2.2.3. Inverse Optimal Control Applied to Output Voltage Regulation in an Interleaved Boost Converter for Battery Applications

Montoya, O. D., Trujillo-Rodríguez, C. L., **Gil-González, W.**, Serra, F. M., & Asensio, E. M. (2022, September). Inverse Optimal Control Applied to Output Voltage Regulation in an Interleaved Boost Converter for Battery Applications. In 2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON) (pp. 1-7). IEEE. DOI: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9939912.

2.2.4. Sensorless Voltage Control of a Buck-Boost Converter Feeding an Unknown DC Load Current: An Inverse Optimal Control Approach

Calvachi, M., **Gil-González, W.**, Molina-Cabrera, A., Macias-Gómez, M., & Montoya, O. D. (2023, October). Sensorless Voltage Control of a Buck-Boost Converter Feeding an Unknown DC Load Current: An Inverse Optimal Control Approach. In 2023 IEEE 6th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC) (pp. 1-6). IEEE.

2.2.5. Power Transference Controller Design between two DC Microgrids Interconnected via an Interleaved Boost Converter: A PI-PBC Approach.

Montoya, O. D., Trujillo, C. L., & **Gil-González, W.** (2023, October). Power Transference Controller Design between two DC Microgrids Interconnected via an Interleaved Boost Converter: A PI-PBC Approach. In 2023 IEEE 6th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC) (pp. 1-6). IEEE.