

Operación distribuida de una microrred aislada basada en recursos de energía alternativa considerando la degradación de los sistemas de almacenamiento



John Barco Jiménez

Tesis Doctoral

Programa de Doctorado en
Ingeniería con énfasis en Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Universidad del Valle

Programa de Doctorado en Sistemas de Energía Eléctrica
Universidad de Málaga

noviembre 2024



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

AUTOR: John Evert Barco Jiménez

 <http://orcid.org/0000-0002-1389-4889>

EDITA: Publicaciones y Divulgación Científica. Universidad de Málaga



Esta obra está bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 4.0 Internacional:

Cualquier parte de esta obra se puede reproducir sin autorización pero con el reconocimiento y atribución de los autores.

No se puede hacer uso comercial de la obra y no se puede alterar, transformar o hacer obras derivadas.

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode>

Esta Tesis Doctoral está depositada en el Repositorio Institucional de la Universidad de Málaga (RIUMA): riuma.uma.es

UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



Operación distribuida de una microrred aislada basada en recursos de energía alternativa considerando la degradación de los sistemas de almacenamiento

John Barco Jiménez

Directores:

Eduardo Caicedo, Ph.D. **Andrés Pantoja, Ph.D.** **José A. Aguado, Ph.D.**
Universidad del Valle Universidad de Nariño Universidad de Málaga



Programa de Doctorado en
Ingeniería con énfasis en Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Programas de Posgrado en Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Universidad del Valle

Cotutela con:



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

Programa de Doctorado en Sistemas de Energía Eléctrica
Escuela de Ingenierías Industriales
Universidad de Málaga

UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



noviembre 2024

Prefacio

Esta tesis es presentada como parte de los requisitos para optar al grado académico de Doctor en Ingeniería con énfasis en Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad del Valle en cotutela con el Programa de Doctorado Sistemas de Energía Eléctrica de la Universidad de Málaga, y no ha sido presentada previamente para la obtención de otro título en estas Universidades u otras. La misma contiene los resultados obtenidos en investigaciones llevadas a cabo en las universidades mencionadas durante el período comprendido entre el año 2019 y 2023.



John Barco Jiménez
john.barco@correounivalle.edu.co
Programa de Posgrados en Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Facultad de Ingeniería
Universidad del Valle
Cali, 2023

Declaración de autoría y originalidad de la tesis presentada para obtener el título de doctor

D. John Evert Barco Jiménez

Estudiante del programa de doctorado SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA de la Universidad de Málaga, autor de la tesis, presentada para la obtención del título de doctor por la Universidad de Málaga, titulada:

Operación distribuida de una microrred aislada basada en recursos de energía alternativa considerando la degradación de los sistemas de almacenamiento.

Realizada bajo la tutorización y dirección de Jose Antonio Aguado Sánchez Ph. D.

DECLARO QUE:

La tesis presentada es una obra original que no infringe los derechos de propiedad intelectual ni los derechos de propiedad industrial u otros, por lo que las publicaciones que avalan la tesis no han sido utilizadas en tesis anteriores, conforme al ordenamiento jurídico vigente (Real Decreto Legislativo 1/1996, de 12 de abril, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Propiedad Intelectual, regularizando, aclarando y armonizando las disposiciones legales vigentes sobre la materia), modificado por la ley 2/2019, de 1 de marzo.

Igualmente asumo, ante a la Universidad de Málaga y ante cualquier otra instancia, la responsabilidad que pudiera derivarse en caso de plagio de contenidos en la tesis presentada, conforme el ordenamiento jurídico vigente.

En Málaga, a 8 de octubre de 2024.



Fdo.: JOHN BARCO JIMÉNEZ
Doctorando

Fdo.: Ph. D. JOSE ANTONIO AGUADO
Tutor y Director

Autorización de defensa de la tesis doctoral

D. José Antonio Aguado Sánchez, Catedrático titular del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Málaga, en calidad de tutor y director de la tesis realizada por el doctorando D. John Evert Barco Jiménez, dentro del programa de doctorado interuniversitario en Sistemas de Energía Eléctrica, certifica que:

D. John Evert Barco Jiménez ha realizado en dicho Departamento y bajo mi dirección el trabajo de investigación correspondiente a su tesis doctoral, titulada:

Operación distribuida de una microrred aislada basada en recursos de energía alternativa considerando la degradación de los sistemas de almacenamiento.

Autorizo su presentación para la lectura y defensa de la tesis doctoral ante el tribunal, que ha de juzgar su mérito y calidad científica en la Universidad de Málaga en cotutela con la Universidad del Valle. Además, se confirma que las publicaciones que avalan la tesis no han sido utilizadas en tesis anteriores, para que así conste a efectos de lo establecido en el artículo octavo del Real Decreto 99/2011, de 28 de enero, por el que se regula el sistema de doctorado en España.

Málaga, 8 de octubre de 2024.



Fdo.: Ph. D. JOSE ANTONIO AGUADO
Tutor y Director

A mis padres Matilde y Hernan...
A mi amorosa abuela Luz María ...
A mi valiente hijo Juan José....
A mi amorosa esposa Paola....

Agradecimientos

La realización de esta tesis implicó a muchas personas y entidades que aportaron desde diferentes aristas. Agradezco por su valiosa contribución a:

Fundación Centro de Estudios Interdisciplinarios Básicos y Aplicados - CEIBA , que me apoyó financieramente con la Beca Doctorado Nacional.

Eduardo Caicedo y José Aguado, directores de esta tesis, por la oportunidad y la motivación para trabajar en el área de microrredes, por sus enseñanzas académicas, profesionales y personales que me permitieron completar con éxito esta investigación.

Andrés Pantoja, director de tesis, a quien debo mi iniciación como investigador, por su constante apoyo y motivación en el inicio de este viaje. Gracias a su conocimiento, experiencia y orientación, pude completar con éxito mi trabajo de grado. A todos mis directores por su paciencia y amabilidad durante todo el tiempo que trabajamos juntos.

A Fabian Zuñiga, Danny Lopez y Ángel Paredes, colegas investigadores y coautores de artículos, por sus charlas académicas y discusión de ideas. Aprecié mucho su amable y positiva actitud en todo momento, lo que me permitió mantenerme motivado para conseguir mi objetivo.

German Obando, amigo y coautor de artículos, por motivarme a seguir adelante cuando las cosas se volvían difíciles. Sus comentarios y sugerencias fueron invaluable en este proceso.

A mi esposa y a mi hijo por su paciencia, comprensión y constante apoyo en este proceso. A mis padres, por su amor incondicional y motivación para alcanzar mis metas.



UNIVERSIDAD
DE MALAGA

Contenido

Lista de Figuras	x
Lista de tablas	xii
Abstract	xv
Resumen	xvii
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Planteamiento del problema	2
1.3. Justificación	6
1.4. Objetivos	7
1.5. Organización del documento	8
2. Marco referencial	11
2.1. Esquemas de operación centralizados	13
2.2. Esquemas de operación distribuidos	14
2.3. Contribuciones del autor	19
2.3.1. Publicación de artículos en revistas	20
2.3.2. Participación en eventos de divulgación científica	22
2.3.3. Publicación de libros y artículos de conferencia	22
3. Modelos de simulación de los componentes de una microrred	25
3.1. Generadores	26
3.2. Sistemas de almacenamiento	28
3.3. Modelo de degradación para baterías	31

3.3.1. Modelo Ah-throughput cuadrático	32
3.4. Representación de una microrred en un grafo	35
4. Problema de optimización para definir la operación de una microrred	37
4.1. Problema de despacho de potencia activa	37
4.2. Problema de despacho de potencia activa considerando BESSs	38
4.3. Compensación de potencia reactiva	39
4.4. OPF y servicios auxiliares	40
4.4.1. PF linealizado	41
4.4.2. Servicios auxiliares	42
5. Métodos de solución basados en optimización distribuida	45
5.1. Conceptos preliminares	46
5.1.1. Dinámicas del replicador	46
5.1.2. Ecuación distribuida del replicador (DRE)	47
5.1.3. Método de los multiplicadores con direcciones alternantes	48
5.1.4. Protocolo de consenso acelerado	49
5.2. Despacho económico basado en DRE	50
5.3. Compensación de reactivos con DRE	51
5.4. Despacho de potencia activa con BESSs basado en ADMM y ACP	53
5.5. Despacho de potencia reactiva y la habilitación de servicios auxiliares con ADMM	55
5.6. Operación en línea	56
6. Resultados y discusión	61
6.1. Aplicación del método basado replicadores	61
6.1.1. Implementación del esquema de operación bajo cosimulación	63
6.1.2. Resultados numéricos	67
6.2. Implementación del ADMM y ACP	72
6.2.1. Ajuste de los modelos de degradación	72
6.2.2. Caso de estudio	74
6.2.3. Despacho de potencia activa con BESSs	76
6.2.4. Efectos del modelo de degradación en la programación de carga/descarga de las baterías	78
6.2.5. Despacho de potencia reactiva y servicios auxiliares	80
6.2.6. Operación en línea	83
7. Conclusiones	87
8. Limitaciones y trabajo futuro	89
Bibliografía	91

Índice de figuras

1.1.	Diagrama de causas y efectos de la problemática	5
2.1.	Esquemas de operación centralizado, descentralizado y distribuido (de izquierda a derecha).	12
3.1.	Estructura básica de una microrred (adaptada de [1]).	26
3.2.	Comparación de propiedades de varios tipos de baterías electroquímicas (adaptada de [2]).	30
3.3.	Topología de un BMS (adaptada de [3]).	31
3.4.	Representación de los ciclos y DODs que ocurren durante un horizonte de programación.	35
5.1.	Adición de barreras a las funciones de <i>fitness</i>	53
5.2.	Esquema de funcionamiento en línea del sistema de gestión de energía en la microrred.	57
5.3.	Señales del esquema en línea.	58
5.4.	Diagrama de flujo de la operación en línea.	59
6.1.	Sistema de distribución para el caso de estudio en un campus universitario. Los generadores de diferentes tecnologías están conectados con un subconjunto de unidades por enlaces de comunicación.	62
6.2.	Perfil de demanda promedio agregado de potencia activa y reactiva en el caso de estudio.	62
6.3.	Recursos promedio diarios de perfil solar y eólico para el campus universitario.	64
6.4.	Curva de capacidad típica de un inversor de potencia para fuentes de energía renovable.	64

6.5. Diagrama de bloques de co-simulación para el intercambio de información entre Matlab y DigSilent.	65
6.6. Despacho de potencia activa y reactiva para tres unidades de potencia (G_2 es una unidad fotovoltaica, G_3 es un gasificador de biomasa y G_{10} es una turbina eólica).	68
6.7. Pérdidas de potencia activa cuando se realiza un despacho económico y la optimización conjunta propuesta sobre el caso de estudio.	68
6.8. Comparación de desviación de voltaje para los buses de los Generadores 2, 3 y 6 con solo despacho económico y la optimización conjunta.	69
6.9. Comparación de desviación de tensión con y sin control primario en GD.	69
6.10. Comparación del algoritmo del replicador distribuido con una optimización de información completa.	70
6.11. Despacho de potencia activa con límites de potencia de cuatro unidades de potencia.	71
6.12. Despacho de potencia reactiva con límites de potencia de cuatro unidades de potencia.	71
6.13. Comparación del modelo ponderado Ah-Throughput y el modelo QAh-Throughput.	73
6.14. Comparación de los datos reales de [4] y del modelo QAh-Throughput para una batería de iones de litio.	74
6.15. Sistema de prueba IEEE 13 nodos adaptado para el caso de estudio.	75
6.16. Perfiles de carga agregados para la microrred.	76
6.17. Perfiles de recursos renovables para generadores fotovoltaicos y eólicos.	76
6.18. Perfiles de despacho de potencia activa con BESSs.	77
6.19. Pérdida de capacidad de las baterías en cada escenario.	79
6.20. Número de ciclos y DOD para cada escenario.	80
6.21. Cambios del SOC de las baterías en el escenario 3.	81
6.22. Despacho de potencia reactiva.	82
6.23. Comparación de la desviación de voltajes.	82
6.24. Comparación de las pérdidas de potencia.	83
6.25. Variación y estimación de la demanda de potencia activa en los horizontes de largo y corto plazo.	84
6.26. Despacho de potencia activa con el esquema de operación en línea.	84
6.27. Error entre la demanda y la potencia activa generada.	85

Lista de tablas

2.1.	Lista de chequeo de las características de los esquemas de operación . . .	18
6.1.	Límites de capacidad de potencia activa y reactiva de generadores en la microrred.	63
6.2.	Coeficientes de costo para cada tipo de unidad de potencia.	67
6.3.	Coeficientes del modelo QAh-Throughput para baterías de litio	74
6.4.	Características de los generadores y sistemas de almacenamiento.	75
6.5.	Capacidad nominal de las cargas	76
6.6.	Desempeño de los métodos de solución	78
6.7.	Comparación de la duración de las baterías	79

Abstract

This work presents the development of decentralized and distributed tertiary control strategies for isolated microgrids, optimizing the dispatch of active and reactive power. The aim of the proposed methods is minimizing operating costs, reducing power losses and voltage deviation, and ensuring the proper functioning of the microgrid in the face of variability in energy resources and user electricity demand. A key aspect of the strategies is their online operation capability, which includes multiple programming horizons that allow the system to perform battery management in the long-term and short-term disturbances with a low computational load. Additionally, the preservation of battery-storage system's health is proposed through a new battery degradation model so-called the Ah-Throughput quadratic model. This approach can be adjusted to the behavior of lead-acid and lithium-ion batteries and easily integrated into optimization schemes without affecting algorithm performance. To achieve these objectives, custom algorithms are proposed based on decentralized and distributed optimization techniques such as the alternating direction method of multipliers (ADMM), consensus protocols, and bio-inspired techniques. The performance of these strategies is also evaluated under realistic operating conditions. Therefore, different scenarios are analyzed, and technical indicators are established to quantify the performance of the proposed control strategies. To carry out this evaluation, a co-simulation scheme that combines the flexibility of Matlab with the precision of DIgSILENT is used, allowing for the incorporation of load and renewable resource variations in the evaluation. Finally, to ensure the effectiveness of the proposed control strategies, their results are compared with those obtained through highly efficient centralized optimization techniques. This comprehensive evaluation is crucial to ensure the proposed control strategies are effective and reliable under realistic operating conditions.



Resumen

Este trabajo presenta el desarrollo de estrategias de control terciario descentralizadas y distribuidas para microrredes aisladas, optimizando el despacho de potencia activa y reactiva con el objetivo de minimizar los costos operativos, reducir las pérdidas de potencia, la desviación de voltaje, y asegurando el correcto funcionamiento de la microrred eléctrica ante la variabilidad de los recursos energéticos y de la demanda eléctrica de los usuarios. Las estrategias operan en línea y manejan múltiples horizontes de programación, lo que permite manejar la gestión de baterías en el largo plazo como las perturbaciones a corto plazo, con una baja carga computacional. Además, el esquema considera la preservación del estado de salud de los sistemas de almacenamiento a través de un nuevo modelo de degradación de baterías denominado modelo cuadrático Ah-Throughput. El modelo puede ajustarse al comportamiento de baterías de plomo-ácido y de iones de litio y se integra fácilmente a los esquemas de optimización. Para lograr estos objetivos, los algoritmos se basan en técnicas de optimización descentralizadas y distribuidas como el método de los multiplicadores con direcciones alternantes (ADMM), protocolos de consenso y técnicas bio-inspiradas como los replicadores. Además, las pruebas de validación evalúan el desempeño de estas estrategias en condiciones de operación realistas. Es por eso que se analizan diferentes escenarios y se establecen indicadores técnicos para cuantificar el desempeño de las estrategias de control propuestas. Para llevar a cabo esta evaluación, las pruebas utilizan un esquema de co-simulación que combina la flexibilidad de Matlab con la precisión de DIgSILENT, permitiendo incorporar la variación de carga y recursos renovables en la evaluación. Finalmente, para asegurar la eficacia de las estrategias de control propuestas, se comparan sus resultados con los obtenidos a través de técnicas de optimización centralizada altamente eficientes. Esta evaluación exhaustiva es crucial para asegurar que las estrategias propuestas son efectivas y confiables en condiciones de operación reales.

1.1. Motivación

La red eléctrica tradicional está bajo un proceso de transformación hacia una red eléctrica más eficiente, confiable, económica, interactiva con el usuario y ambientalmente amigable, es decir una *smart grid*. Para lograr esta transformación, la integración de generación distribuida basada en fuentes de energías no convencionales (solar, eólica, biomasa, entre otras) y sistemas de almacenamiento, se perfila como una de las respuestas topológicas más adecuadas, ya que su adopción abre la posibilidad de ofrecer mayor eficiencia, flexibilidad, escalabilidad y reducción de la contaminación ambiental al sistema. Bajo este esquema de cambio, una visión ampliamente aceptada es el despliegue de microrredes eléctricas con generación de energía cerca a la demanda, constituyéndose en esquemas de fácil adopción y control para realizar una transición hacia la *smart grid* de una forma gradual. No obstante, el despliegue de microrredes basadas en generación distribuida representa diferentes retos, como la intermitencia de los recursos energéticos (radiación solar, viento y disponibilidad de biomasa), la variabilidad de la demanda energética, la coordinación de múltiples generadores, el incremento de usuarios y la gestión de los sistemas de almacenamiento. De la misma forma, el contexto local enfocado a un esquema nacional, establece diferentes retos y expectativas sobre la adopción de las microrredes y el servicio de energía eléctrica. Entre estos retos se tiene el mejorar la cobertura del servicio de energía eléctrica en zonas rurales, reducir los costos de operación, reducir pérdidas en la distribución de energía, integración de usuarios con rol de generador/consumidor (incluyendo vehículos eléctricos), diversificar la canasta energética y establecer sistemas amigables con el medio ambiente.

En este orden de ideas, este proyecto plantea el desarrollo de un esquema de operación óptimo y distribuido para microrredes aisladas (o en modo de operación isla) con generadores basados en energías alternativas (solar, viento, diésel, entre otros) y

sistemas de almacenamiento, de tal forma que el esquema minimiza el costo de operación, garantizando el funcionamiento de la microrred eléctrica ante la variabilidad de los recursos energéticos y satisfaciendo la demanda eléctrica de los usuarios. Al incluirse los sistemas de almacenamiento basados en baterías, uno de los principales retos es su gestión apropiada teniendo en cuenta la degradación para cuidar el estado de salud, prolongar el tiempo de vida e incrementar la sostenibilidad de las soluciones. Es importante mencionar, que los escenarios de análisis se plantean en el contexto global y local, donde los expertos prevén un alto impacto sobre el sistema eléctrico con la integración de fuentes no convencionales de energía en distintos escenarios como microrredes rurales en zonas no interconectadas – ZNIs, en zonas urbanas residenciales y en edificios comerciales, entre otros, con un enfoque particular en torno a microrredes aisladas o en modo de operación isla, en las cuales es importante garantizar la estabilidad de voltaje, frecuencia, y el balance oferta-demanda. De forma complementaria, las pruebas de validación establecen diferentes indicadores técnicos en relación a la operación de la microrred como el costo de operación, tiempo de vida del sistema de almacenamiento, pérdidas de potencia y desviación de voltaje, que permitan cuantificar el desempeño del esquema de operación propuesto. El esquema de operación de la microrred utiliza de técnicas de optimización distribuidas, dado que suponen el uso de menor infraestructura de comunicaciones al ser implementadas y permiten manejar grandes cantidades de usuarios con mayor confiabilidad. Complementariamente, el esquema utiliza técnicas bio-inspiradas y poblacionales ya que tienen la ventaja de evitar óptimos locales, son eficientes para encontrar soluciones óptimas o cercanas y realizan una búsqueda exhaustiva en funciones discontinuas y no lineales, para las cuales, algunos métodos analíticos y tradicionales tienen limitaciones funcionales y de implementación.

1.2. Planteamiento del problema

La adopción de las energías renovables se encuentra en un constante crecimiento, convirtiéndose en una alternativa viable y de gran aceptación en muchos países. Según estimaciones en [5], las fuentes no convencionales de energía aportan con aproximadamente un 27 % de la demanda global de energía, y continua en crecimiento. En efecto, la integración energías renovables y limpias está siendo apoyada por políticas de gobierno, impulsadas por la conciencia social acerca del calentamiento global, el cambio climático, y la necesidad de la diversificación de la matriz energética, entre otros factores ambientales, técnicos y económicos.

En el camino hacia la integración de energías renovables, ha surgido la necesidad de cambiar el paradigma sobre la generación y distribución de la energía eléctrica, originándose el concepto de la red eléctrica inteligente (*smart grid*) y microrred (*micro-grid*). La *smart grid* abre la posibilidad de generación y almacenamiento distribuidos, usuario generador/consumidor, entre otras características que implican varios cambios

tecnológicos. Por su parte, las microrredes surgen como alternativas en la transición hacia la *smart grid*, ya que son agrupaciones de generadores distribuidos (GD) y sistemas de almacenamiento en menor escala que pueden ser adoptadas en diversos escenarios. No obstante, esta transición supone nuevos retos para los usuarios, y en general, para los centros de control de microrredes aisladas que cuentan con varias fuentes de generación y almacenamiento del sector privado o público.

Uno de los retos más importantes en relación a las microrredes aisladas ocurre en la etapa de operación. En esta etapa, la microrred debe satisfacer la demanda energética considerando la operación coordinada de sus generadores teniendo en cuenta el comportamiento aleatorio de los recursos renovables y la variabilidad de la demanda. Adicionalmente la operación debe realizarse minimizando el costo de operación y teniendo en cuenta algunas restricciones técnicas en cuanto a capacidades de generación, reducción de pérdidas y posibles indicadores de calidad de la energía como perfiles de voltaje [6]. Esto se conoce como despacho económico de generadores o esquema de operación de la microrred, el cual se vuelve más complejo al considerar las tendencias de cambio de la red eléctrica, y en escenarios emergentes que se caracterizan por el aumento en el número de usuarios generadores/consumidores, el aumento de la participación de sistemas de almacenamiento en las microrredes, diversidad de generadores, red de comunicaciones limitada, y variabilidad de la demanda energética y de los recursos energéticos.

Dado que las microrredes están ganando aceptación a nivel mundial, el número de usuarios en una microrred puede incrementarse y ocasionar desafíos técnicos en el esquema de operación. Actualmente, los algoritmos centralizados presentan una buena eficiencia en la operación de una microrred aislada, sin embargo, varios problemas podrían surgir. Por ejemplo, en un escenario con gran cantidad de usuarios, los algoritmos convencionales centralizados podrían requerir una elevada exigencia computacional y un alto ancho de banda, lo que puede llevar a una alta congestión en la red de comunicaciones y ocasionar funcionamiento ineficiente del controlador central [7]. Por otro lado, los controladores centralizados presentan una baja confiabilidad dado que la responsabilidad de operación de toda la microrred depende de un solo nodo principal [8]. Adicionalmente, los algoritmos centralizados no permiten la adición de funcionalidades que se establecen en el cambio hacia la *smart grid*, como son la capacidad de adicionar nuevos usuarios sin reconfigurar todo el controlador o funcionalidad *plug-and-play* [9]. En este sentido, considerar algoritmos centralizados ante el inminente crecimiento de usuarios en los sistemas eléctricos puede llegar a convertirse en un problema de gestión de la microrred que lleve a una operación sub-óptima.

Otra arista del problema se hace evidente, al tener en cuenta la participación de usuarios con sistemas de almacenamiento en una microrred. Los sistemas de almacenamiento se integran con el objetivo de mitigar la variabilidad de la demanda y la intermitencia de la generación con la posibilidad de ayudar a mantener la estabilidad

de la frecuencia y el voltaje [10]. Además, las baterías brindan la opción de complementar la generación con otros generadores de reserva para cubrir la demanda en horas pico y brindar servicios auxiliares (*ancillary services*) tales como regulación de voltaje y reducción de pérdidas en potencia activa [11]. No obstante, la integración de sistemas de almacenamiento en las microrredes no se ha considerado adecuadamente en algunos esquemas de operación. Algunos algoritmos de despacho consideran una función objetivo con costos de generación y restricciones de balance de energía de las baterías que permiten obtener un despacho óptimo de generadores y una programación de carga/descarga de baterías factible [12], [11], [13].

Además, varios estudios han incorporado modelos de degradación como parte de la gestión de energía en microrredes, lo que permite una mejor toma de decisiones al momento de cargar o descargar la batería, prolongando su vida útil y reduciendo los costos operativos. Sin embargo, el modelo presentado en [14] considera únicamente los ciclos de carga y descarga como variable para estimar la degradación, sin tener en cuenta factores clave como la profundidad de descarga y la temperatura, que también influyen significativamente en la vida útil de la batería, lo que reduce la precisión del modelo.

Por otro lado, los modelos de degradación presentados en [15] y [16] sí incluyen variables adicionales como la profundidad de descarga, la temperatura de operación, el número de ciclos de carga y descarga, y el estado de carga de la batería. No obstante, presentan desventajas, tales como: i) la necesidad de una gran cantidad y variedad de datos para ajustar los modelos, y ii) el hecho de que están basados en funciones no lineales, las cuales pueden ser discontinuas y no convexas. Esto aumenta la complejidad del modelo, incrementa el tiempo de procesamiento, dificulta su implementación en sistemas en tiempo real y no garantiza encontrar un punto óptimo de operación.

La Figura 1.1 presenta una síntesis del planteamiento del problema a través de un diagrama de causas y efectos. En la parte superior del diagrama se ubican las causas principales, en el centro la problemática principal y en la parte inferior los efectos producidos. Las causas principales identificadas son el crecimiento de la demanda e incremento de usuarios y la integración de sistemas de almacenamiento en microrredes emergentes. En la parte interna de los recuadros se describen causas secundarias que complementan y definen las causas principales. Del diagrama se pueden establecer relaciones causa y efecto. Por ejemplo, el crecimiento de usuarios ocasionará eventualmente una operación ineficiente del sistema dado que se recarga el procesamiento sobre el controlador central; lo que llevará a una disminución de la confiabilidad y a la necesidad de habilitar otros requerimientos en la red de comunicaciones. De la misma manera, la Figura 1.1 establece que la integración de sistemas de almacenamiento sin considerar su desgaste ocasiona una gestión inadecuada, dado que no permite prevenir la ocurrencia de un daño prematuro de baterías, que puede interpretarse como un uso ineficiente del sistema de almacenamiento. De este modo, el diagrama permite examinar y validar las relaciones lógicas entre causas y efectos, e identificar una problemática general para orientar la redacción de los objetivos.

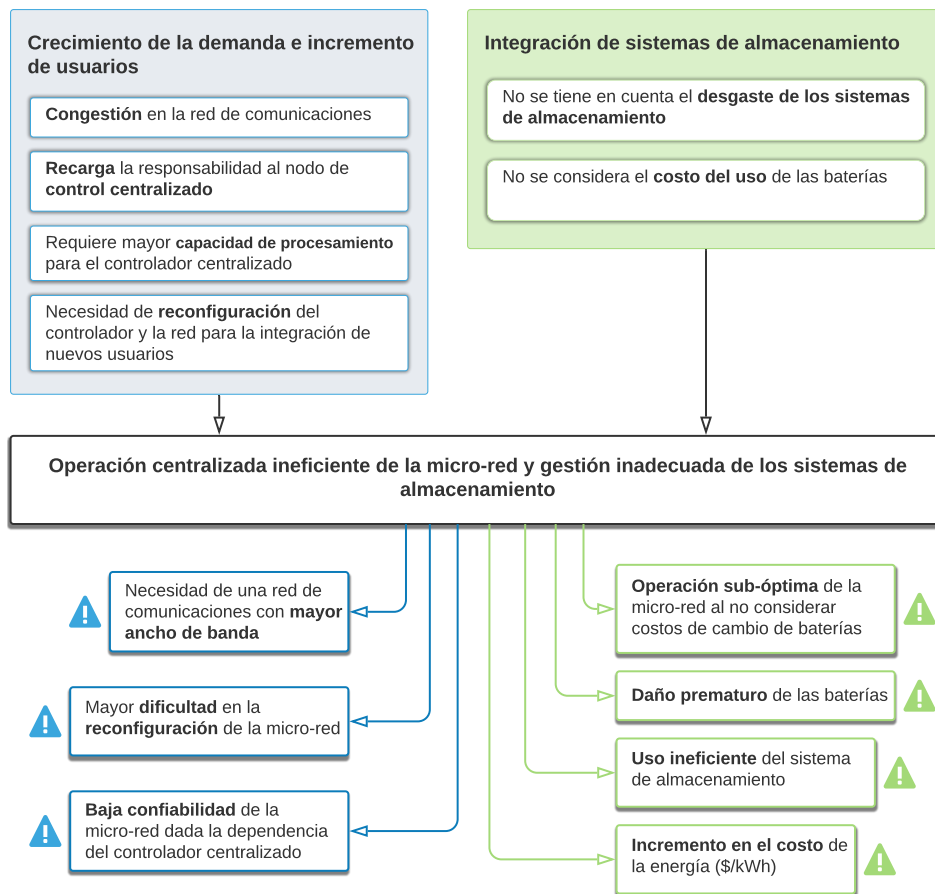


Figura 1.1: Diagrama de causas y efectos de la problemática

En este caso, la problemática identificada gira en torno a la operación ineficiente de una microrred bajo un esquema de control centralizado y una gestión inadecuada de las baterías. Por un lado, el control centralizado puede resultar en una operación ineficiente o susceptible a mejorar. Es decir, aunque los esquemas centralizados son alternativas eficientes en términos del costo o encontrando un punto óptimo de operación, tienen algunos aspectos por mejorar como la confiabilidad, requerimientos de información completa y exigencias respecto a la red de comunicaciones ante la adición de nuevos usuarios. Finalmente, la problemática se complementa con la gestión inadecuada de las baterías, que puede resultar en una operación ineficiente en términos de costos, dado que si no se tiene en cuenta modelos más completos que permitan monitorear el comportamiento de la vida útil de las baterías, es posible que estos sistemas terminen su vida útil antes de lo establecido, ocasionando un incremento en los costos de operación por encima de los planificados.

1.3. Justificación

Es relevante mencionar la importancia de este tipo de proyectos a nivel tecnológico, económico y ambiental en sus diferentes contextos. Una revisión al contexto mundial evidencia una evolución tecnológica del sistema eléctrico hacia las redes inteligentes que buscan integrar generadores distribuidos, vehículos eléctricos, infraestructura de medición avanzada y fuentes de energías limpias acorde con la necesidad general del cuidado del medio ambiente [17]. En efecto, varias naciones son conscientes de los efectos del uso de fuentes de energías contaminantes y han tomado medidas preventivas que invitan al uso de energías limpias y la transición hacia el transporte eléctrico con el propósito de mitigar el calentamiento global y reducir las emisiones de CO₂ para reducir en 2°C la temperatura promedio global [18]. En consonancia con esta iniciativa, este proyecto está alineado con las necesidades globales y propone estrategias factibles para la integración de energías limpias, que cumplan con una viabilidad económica y buscando una eficiencia energética que traiga beneficios a la región. El contexto nacional y local evidencia una evolución del sistema eléctrico hacia las microrredes encaminada a resolver problemas, tales como facilitar y mejorar el acceso al servicio de energía eléctrica, lograr un uso eficiente de la energía producida y almacenada para cumplir con la demanda energética, e integración y diversificación de fuentes de energía alternativas y limpias para beneficio económico de los usuarios, entre otros. Prueba de esto se encuentra en la Ley 1715 de 2014 y algunos decretos complementarios, los cuales establecen un marco general y detallado para los usuarios-generadores y los beneficios tributarios asociados al uso de energías alternativas. En particular, los decretos 1073 de 2015 y 348 de 2017 definen condiciones para la conexión de autogeneradores a la red eléctrica, permitiendo la compensación por energía inyectada. Por otro lado, el Decreto 2143 de 2015 regula los beneficios tributarios, tales como la deducción en el impuesto sobre la renta, la exención de IVA y aranceles para la importación de equipos destinados al uso de energías renovables [19].

En este orden de ideas, este estudio sobre la gestión de las microrredes proporciona alternativas para la integración y el uso de generación con fuentes no convencionales aplicables en el contexto nacional. Por ejemplo, el diseño de sistemas híbridos para energizar zonas no interconectadas (ZNIs) reemplazando plantas diésel por sistemas híbridos (solar + eólico + otros), de tal forma que se reduzca el costo de operación e indirectamente las emisiones de CO₂ al evitar o reducir el uso de plantas diésel. De esta forma, los porcentajes de cobertura del servicio de energía eléctrica podrían aumentar al proveer soluciones de energización permanentes basadas en los recursos abundantes y renovables en dichas zonas a un costo factible. En resumen, este proyecto contribuye con la evolución tecnológica prevista del sistema eléctrico nacional, considerando la diversificación y transición hacia las fuentes de energía con alternativas renovables y limpias en el proceso de tecnificación de la red. De esta manera, este proyecto explora las posibilidades de disminuir costos del servicio de energía, mejorar la cobertura energética

a nivel local, disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y reducir emisiones de CO₂, utilizando fuentes alternativas que sean el motor del desarrollo sostenible y energéticamente autónomo de las regiones y ciudades que están en proceso de transformación de su sistema eléctrico. Este objetivo se logra con la aplicación de las medidas de forma contextualizada en varios escenarios, tales como edificios energéticamente eficientes, cadenas productivas y sector agrícola potenciados por energías renovables y generación alternativa competitiva, entre otros.

1.4. Objetivos

Objetivo general

Desarrollar un esquema de operación distribuido para una microrred basada en recursos de energía alternativa teniendo en cuenta la gestión del sistema de almacenamiento bajo criterios de costo mínimo, desgaste de la batería y pérdidas de potencia, en escenarios emergentes del sistema eléctrico.

Objetivos específicos

- I) Establecer modelos de simulación de los componentes de una microrred eléctrica tales como generadores, sistemas de almacenamiento estacionarios y diferentes tipos de cargas que permitan el cálculo de variables relacionadas en la operación una microrred.
- II) Formular un problema de optimización apropiado del esquema operación de la microrred considerando criterios de costo mínimo, desgaste de la batería, pérdidas de potencia y condiciones operacionales tales como la satisfacción de la demanda de energía del usuario, mantenimiento de perfiles de voltaje, disponibilidad de los recursos, gestión de los sistemas de almacenamiento y la limitación de enlaces en la red de comunicaciones.
- III) Implementar un esquema de operación en escenarios de simulación de acuerdo con la solución distribuida del problema de optimización para obtener los perfiles de potencia activa y reactiva de los generadores, y la programación de carga/descarga de los sistemas de almacenamiento, teniendo en cuenta factores técnicos como pérdidas de potencia, costo de operación, desviación de voltaje y desgaste de las baterías.
- IV) Validar la eficiencia de la solución del método distribuido en comparación con un método centralizado utilizando un esquema de co-simulación, obteniendo indicadores técnicos de eficiencia tales como costo de operación, tiempo de vida de los

sistemas de almacenamiento, y otras variables de desempeño que permitan verificar la operación adecuada de la microrred.

1.5. Organización del documento

El manuscrito de tesis presentado está organizado de la siguiente manera.

El Capítulo 2 presenta una revisión de literatura sobre esquemas de operación de microrredes para la gestión de la energía considerando aspectos técnicos como tipo de procesamiento, servicios auxiliares habilitados, gestión de los sistemas de almacenamiento, eficiencia computacional y manejo de perturbaciones de los recursos energéticos y demanda del usuario. Esta revisión muestra el contraste con las contribuciones del autor.

El Capítulo 3 está dedicado a establecer modelos matemáticos de los componentes de una microrred tales como generadores, sistemas de almacenamiento de baterías y diferentes variables relacionadas en la operación una microrred. Los modelos de degradación de baterías propuesto (Modelo cuadrático Ah-Throughput) y de flujo de carga para microrredes son analizados.

El Capítulo 4 establece los problemas de optimización que definen la operación de la microrred en puntos de operación óptimos de potencia activa y reactiva considerando criterios económicos como el costo de operación y el costo de degradación de la batería. Complementariamente, los criterios técnicos, tales como la reducción de pérdidas y la desviación del voltaje, son habilitados a través de la implementación de servicios auxiliares que contribuyen a mejorar la eficiencia energética de la microrred.

El Capítulo 5 presenta las técnicas de optimización descentralizados y distribuidos basadas en el método de los multiplicadores con direcciones alternantes (ADMM), protocolos de consenso y técnicas bio-inspiradas como los replicadores dinámicos.

El Capítulo 6 presenta una evaluación exhaustiva del rendimiento de los algoritmos distribuidos propuestos a través de simulaciones en diferentes escenarios. La validación de la efectividad de los algoritmos utiliza un esquema de co-simulación entre Matlab y DIgSILENT, el cual proporciona diversas métricas para evaluar el desempeño de los modelos propuestos. Además, el análisis y discusión sobre la influencia del modelo de degradación propuesto son abordados junto con la inclusión de servicios auxiliares y la gestión de perturbaciones. Los resultados obtenidos son discutidos en detalle para obtener una comprensión más completa del impacto de cada factor en el desempeño de los esquemas de operación.

Finalmente, los Capítulos 7 y 8 presentan conclusiones, limitaciones y recomendaciones para mejorar los resultados de esta investigación.



UNIVERSIDAD
DE MALAGA

Marco referencial

Las microrredes integran recursos de energía renovable y sistemas de almacenamiento de energía que operan en un esquema jerárquico. Los niveles primario y secundario de la jerarquía de control proporcionan estabilidad al sistema a través de la gestión de potencia activa y reactiva [20]. Para este propósito, es común el uso de convertidores de potencia controlados localmente. Por otro lado, el nivel terciario establece puntos de operación óptimos de acuerdo con ciertas condiciones técnicas y económicas (por ejemplo, reducción de costos operativos o provisión de servicios auxiliares) [21]. Los controladores terciarios son responsables de las decisiones de alto nivel, lo que implica que generalmente tienen que liderar/ejecutar varias tareas [22]. Solo para nombrar algunas, el control de alto nivel aumenta la eficiencia y la robustez de la microrred, facilita la integración y gestión de sistemas de almacenamiento, aumenta la calidad del servicio y reduce el esfuerzo de control de los niveles inferiores de la jerarquía [23]. De manera complementaria, los esquemas de operación incluyen los controles a nivel primario y secundario que relacionan la interfaz de potencia y control, mientras que a nivel terciario considera la gestión de la energía de los generadores y sistemas de almacenamiento. Este último nivel se relaciona estrechamente con la capacidad de la microrred para trabajar bajo un criterio de costo mínimo (despacho económico) y eficiencia energética. Sin embargo, algunas investigaciones actuales ([8, 24, 25]) han demostrado que el nivel terciario puede influir en la minimización de pérdidas de potencia y en la estabilidad de la microrred, específicamente en la reducción de la desviación de voltaje y frecuencia.

Desde el punto de vista del procesamiento y toma de decisiones, un sistema se clasifica como centralizado y distribuido. Ocurre igual en el caso de las microrredes, dado que son sistemas con múltiples agentes interactuando entre sí para cumplir con un objetivo común: satisfacer la demanda de energía. La literatura incluye sistemas de operación de microrredes tanto centralizados y distribuidos que cumplen con los objetivos de control en sus diferentes niveles de la jerarquía de una microrred. Sin embargo, ambos enfoques tienen ventajas y desventajas dependiendo de los aspectos técnicos del contexto. En este

sentido, la Figura 2.1 presenta las características de las arquitecturas centralizada, descentralizada y distribuida. El centralizado tiene una arquitectura tipo cliente/servidor donde el nodo central coordina la operación de todo el sistema, realizando el procesamiento desde el nodo servidor y enviando comandos hacia los demás nodos que pueden ser generadores, sistemas de almacenamiento o cargas inteligentes. Aunque este tipo de sistemas pueden ser muy eficientes para encontrar el punto de operación óptimo de una microrred, tienen claras desventajas respecto a su escalabilidad, dependencia de un solo nodo y la conectividad, entre otras. De hecho, el diseño de estrategias centralizadas implica un alto esfuerzo computacional y la necesidad de implementar redes de comunicación complejas, lo que aumenta el costo de implementación [26]. Además, la robustez de las estrategias centralizadas es reducida porque todo el esfuerzo de control se asume por un único nodo central. Por lo tanto, si este nodo falla, toda la red falla [27], [28]. Por su parte, los esquemas descentralizados distribuyen la capacidad de toma de decisiones entre múltiples entidades, lo que aumenta la resiliencia y la capacidad de recuperación del sistema ante fallos o desastres naturales. Por otro lado, los sistemas distribuidos permiten que cada nodo tome sus propias decisiones, que de forma agregada definen el comportamiento global de todo el sistema. Este tipo de sistemas tienen ventajas sobre los centralizados, por ejemplo; son fácilmente escalables, requieren menos conectividad, permiten integrar la capacidad *plug-and-play* y no tienen dependencia de un solo nodo. No obstante, en algunos casos es complicado alcanzar un consenso óptimo sobre el punto de operación y la eficiencia de las soluciones son menores a las de los sistemas centralizados, ya que ningún nodo maneja información completa.

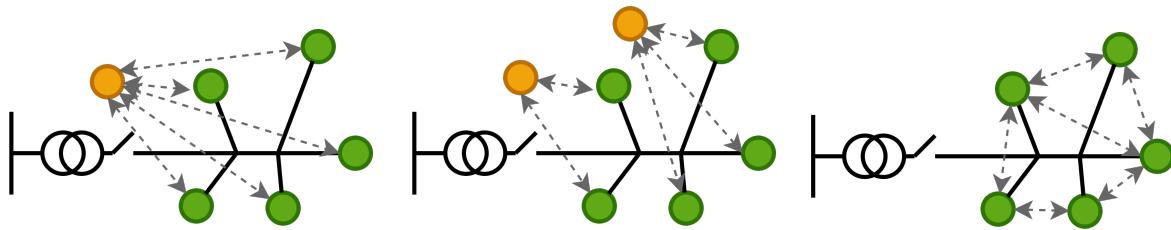


Figura 2.1: Esquemas de operación centralizado, descentralizado y distribuido (de izquierda a derecha).

Dado que los sistemas centralizados son muy eficientes y ampliamente estudiados, son puntos de referencia respecto a la operación de microrredes. Por su parte, los sistemas distribuidos están ganando terreno gracias a sus ventajas y requerimientos mínimos de operación. Así, a continuación se presenta una revisión de los esquemas centralizados y distribuidos en el contexto de la operación de microrredes revisando sus principales ventajas, desventajas, aspectos técnicos operativos y eficiencia para alcanzar una solución.

2.1. Esquemas de operación centralizados

Algunos métodos centralizados aprovechan la formulación matemática del problema de gestión de energía para microrredes aisladas, como el control predictivo basado en modelo (MPC, por sus siglas en inglés) utilizado por [12], que permite determinar la operación óptima de la microrred mediante una evaluación de recursos en un horizonte extendido, lo que facilita el despacho adecuado de las unidades de almacenamiento. Este problema de gestión de energía se descompone en el compromiso de unidades (unit commitment, UC) y el flujo óptimo de potencia, evitando así formulaciones no lineales y enteras-mixtas. De manera similar, [29] propone un esquema de gestión de energía en tiempo real para una microrred conectada con generación renovable y un sistema de almacenamiento, con el objetivo de minimizar el costo de energía tomado de la red principal y optimizar la programación de carga y descarga de las baterías, mediante un algoritmo centralizado y off-line. Sin embargo, otros enfoques también consideran la importancia de conservar el estado de salud de las baterías, integrando un modelo del tiempo de vida del sistema de almacenamiento en los esquemas de operación de la microrred. De hecho, estos esquemas se basan en problemas de optimización que incluyen un modelo de degradación de la batería, junto con los costos de operación y mantenimiento. Además, algunas formulaciones multi-objetivo, como las que utiliza [30] con algoritmos NSGA-II, permiten optimizar tanto el costo de generación como el tiempo de vida útil del sistema de almacenamiento bajo diferentes escenarios de prueba.

Otros desarrollos integran características interesantes y complementarias a los esquemas de operación centralizados, entre ellas, considerar la variabilidad de los recursos energéticos, pruebas ante cambios modo (aislado, conectado), considerar la vida útil de la batería y validar los esquemas de operación bajo plataformas en tiempo real *Power-Hardware-in-The-Loop* (PHIL), que incrementan el grado de confiabilidad de la validación de la técnica utilizada. Por ejemplo en [31], la variabilidad e incertidumbre de las cargas y de los recursos renovables se modelan como variables aleatorias que pueden integrarse a algoritmos de optimización estocásticos para definir un esquema de operación. Así, el despacho de generadores plantea un horizonte de proyección con una capa de control y supervisión que provea información para operar bajo un periodo de día anticipado. Algunas simulaciones se han aplicado a tres tipos de microrredes: i) con generadores fotovoltaicos, ii) con cargas controlables y iii) sistemas de almacenamiento. El análisis de resultados muestra que la formulación del problema en forma estocástica supera a la determinística en reducir los costos de operación. De igual importancia, las interfaces de potencia de generadores y sistemas de almacenamiento juegan un papel fundamental ante la ocurrencia de situaciones o eventos en la operación de una microrred. Es importante reconocer como responden estas interfaces a cambios de modo de operación, arranques de emergencia (*black start*) o cambios de demanda. Algunos de eventos o procesos típicos se describen de forma detalla en [32], proporcionando la validación de esquemas de control en una microrred real.

Estas herramientas permiten validar algoritmos de operación de una microrred más allá de la simulación. Para la validación de controladores han utilizado plataformas *Hardware-in-The-Loop* (HIL) basadas en simulador digital en tiempo real OPAL-RT [33]. Otras alternativas para validar la operación de esquemas de control de microrredes utilizando el concepto de HIL de bajo costo que pueden correr bajo diferentes softwares (MATLAB, LabVIEW, PLC, RTU, SCADA), aunque tienen algunas limitaciones técnicas [34]. La validación utilizando HIL no es tan costosa como una prueba de campo real y permite realizar pruebas muy confiables en una diversidad de escenario antes de implementación de una microrred, por lo tanto es una excelente opción para hacer ajustes y correcciones a diseños de microrredes.

De forma complementaria, diversas alternativas de esquemas de operación agregan funcionalidades y características adicionales en relación con la interconexión de microrredes y modelos de negocio. Por ejemplo, [35] presenta una configuración efectiva de interconexión de varias microrredes, denominada microgrid cluster, que permite mantener la estabilidad y coordinación de varias microrredes que comparten recursos y se componen de numerosos generadores distribuidos. En este esquema, se proponen arquitecturas y esquemas coordinados de control, donde el punto común de acople (PCC) se reemplaza por una unidad híbrida de acople común que emplea un convertidor modular multinivel, compatible con interfaces AC o DC. Además, bajo una organización cooperativa, se han realizado pruebas de varios esquemas de control coordinados en diferentes escenarios, demostrando que, bajo la configuración de clusters propuesta, las microrredes operan de manera efectiva y eficiente. Esto no solo facilita la integración de más recursos de energía distribuidos, sino que también optimiza su aprovechamiento. Por ejemplo, [36] compara arquitecturas de redes de microrredes en términos de costo, escalabilidad, protección, confiabilidad, estabilidad, comunicaciones y modelos de negocio, generando resultados de gran utilidad para operadores de red y empresas distribuidoras de energía. Por otra parte, el aspecto socioeconómico vinculado a la implementación de microrredes está siendo considerado como parte integral de la innovación eléctrica, con el fin de viabilizar su despliegue. En este sentido, [37] propone un modelo de negocio que contempla la operación de varias microrredes interconectadas, con múltiples generadores y cargas, y diversos actores propietarios de los sistemas de generación. Asimismo, [38] revisa y categoriza distintos enfoques de conexión compartida de interfaces de potencia de microrredes interconectadas, presentando varios esquemas de control y evaluando sus ventajas y desventajas.

2.2. Esquemas de operación distribuidos

En los últimos años, el control distribuido aplicado a las microrredes ha ganado importancia debido a las ventajas técnicas que estos métodos ofrecen sobre los centralizados. En particular, los esquemas de control distribuidos no requieren redes de

comunicaciones complejas, distribuyen la confiabilidad entre todos los agentes del sistema y, en la mayoría de los casos, permiten obtener resultados óptimos en función de su objetivo. El éxito de estos métodos se basa en la descomposición de una función objetivo general en varias funciones locales que los agentes utilizan para establecer su estado. Bajo este enfoque, varios autores han propuesto esquemas de operación distribuidos para abordar diferentes problemáticas en microrredes. Por ejemplo, en la formulación del problema del despacho económico se pueden considerar aspectos como la reducción de pérdidas de potencia en las líneas y las restricciones de generación. En este contexto, [8] presenta un método distribuido basado en dos algoritmos de consenso ejecutados en paralelo: uno es un protocolo de consenso de primer orden modificado que usa estimaciones locales para asegurar la igualdad entre generación y demanda, mientras que el otro estima la diferencia entre generación y demanda utilizando información actualizada. Este enfoque gestiona adecuadamente las pérdidas de potencia, es escalable a diferentes tipos de generadores y tiene una convergencia rápida (menos de 1 segundo), validado en Matlab con una red IEEE-300 nodos. De manera similar, otros enfoques, como el presentado por [39], parten de la descomposición de la optimización centralizada en agentes locales que solo se comunican con sus vecinos, utilizando un esquema de despacho basado en el gradiente proyectado y algoritmos de consenso de tiempo finito, validado en una red IEEE-30. Por otro lado, en [9], se propone un algoritmo basado en consenso que se compara con el método de multiplicadores de Lagrange en términos de efectividad mediante simulaciones, resaltando la diversidad y eficacia de los enfoques distribuidos para el control de microrredes.

Otros esquemas de operación distribuidos han incorporado funcionalidades adicionales que no se habían contemplado en trabajos previos, como el despacho de reactivos para reducir las desviaciones de voltaje y frecuencia, la ejecución en tiempo real para corregir rápidamente las referencias de potencia ante variaciones en las condiciones, y el análisis del impacto de los retardos de comunicaciones en la convergencia hacia una solución. Por ejemplo, [24] y [25] presentan un despacho económico distribuido para microrredes aisladas utilizando un modelo de dos capas: una que representa la estructura de la microrred y otra que abarca los enlaces de comunicación entre generadores despachables. El modelo de control, basado en el lagrangiano y la red de comunicaciones, destaca por su capacidad de responder rápidamente a los cambios en la demanda y demostrar la convergencia del algoritmo. La simulación de este esquema, realizada en Matlab con una microrred aislada de 12 generadores, muestra resultados prometedores. De manera complementaria, [7] aborda el problema del despacho económico desde la perspectiva de los retrasos en las comunicaciones, estableciendo límites permisibles de retardo según el criterio generalizado de Nyquist. Además, este método distribuido considera los costos incrementales de los generadores y utiliza un algoritmo de consenso para dinámicas de segundo orden, logrando soluciones óptimas con tiempos de convergencia reducidos (2 segundos). En este contexto, el balance entre demanda y generación es un requisito fundamental para el correcto funcionamiento de una microrred, pero tanto la demanda

como la generación están sujetas a incertidumbres. Por ello, algunos métodos distribuidos han incorporado la capacidad de manejar esta incertidumbre en sus esquemas de optimización. Una propuesta notable es la de [40], que utiliza un método de optimización robusto en dos etapas: una de despacho y otra de control correctivo, que también permite el despacho de reactiva para mantener los perfiles de voltaje dentro de límites apropiados.

Otro enfoque utiliza el consenso para coordinar el despacho y gestionar la diferencia entre oferta y demanda en tiempo real, con un diseño que permite su implementación mediante controladores PID y la capacidad para integrar grandes cantidades de usuarios [41]. Este método, probado en un sistema de 29 nodos y comparado con un esquema centralizado, destaca por su rápida convergencia y escalabilidad, y su eficiencia ha sido demostrada en simulaciones con una red de 1400 nodos. De igual manera, el MPC tiene una estructura de control adecuada para responder a la incertidumbre. En este contexto, [42] presenta un esquema de despacho económico coordinado por medio de MPC descentralizado basado en el Lagrangiano, validado en un sistema de 6 nodos. Por otro lado, otros enfoques distribuidos se enfocan en el desequilibrio entre oferta y demanda causado por variaciones en el perfil de demanda y la intermitencia de generadores renovables [43]. En este sentido, estrategias como el control predictivo de modelos distribuidos (DMPC) basadas en horizontes deslizantes han mostrado ser una alternativa prometedora para mitigar dicho desequilibrio. Algunos autores, como en [44], han complementado estas estrategias con herramientas de aprendizaje automático para manejar la incertidumbre, utilizando redes neuronales para predecir la irradiación, lo que ha resultado en una reducción de la energía no suministrada en la mayoría de los casos analizados. Sin embargo, la naturaleza distribuida de estas estrategias requiere una alta capacidad de procesamiento, especialmente cuando se utilizan horizontes de predicción grandes o se necesitan intervalos de tiempo pequeños para enfrentar perturbaciones en la demanda o la irradiación. Además, existen estrategias distribuidas que incluyen la participación de sistemas de almacenamiento para estabilizar las variaciones en la demanda y la generación, asegurando que el estado de carga de las baterías se mantenga dentro de rangos apropiados en todo momento. Por ejemplo, los autores en [45] y [46] gestionan sistemas de almacenamiento para cumplir objetivos técnicos y económicos a largo plazo, aunque un desafío importante en la planificación a largo plazo es la pérdida de capacidad para reaccionar ante perturbaciones a corto plazo, ya que los horizontes largos generalmente emplean una baja resolución temporal para evitar sobrecargas computacionales. Además de estos desafíos, el modelo de degradación de las baterías también es crucial para diseñar políticas eficientes que prolonguen su vida útil [23]. Aunque existen modelos que estiman la degradación de baterías, muchos de ellos no están diseñados para integrarse eficientemente en algoritmos de gestión [47]. Por un lado, algunos modelos detallados son demasiado complejos para hacer predicciones en tiempo real, mientras que los modelos más simples, como los orientados al control, no son lo suficientemente precisos para estimar la vida útil de las baterías [48].

En resumen, los métodos distribuidos han sido efectivos para resolver el problema de despacho en microredes utilizando diferentes enfoques como el descenso de gradiente [49], [50], algoritmos de consenso [8], [41], [24] y el método de los multiplicadores con direcciones alternantes (ADMM) [45]. Sin embargo, hay limitaciones que no se han abordado completamente. La mayoría de los métodos reportados en la literatura no consideran aspectos relevantes de escenarios reales como el despacho conjunto de potencia activa y reactiva, la gestión óptima de baterías o la provisión de servicios auxiliares. Por ejemplo, [51] y [52] proponen algoritmos distribuidos de convergencia rápida basados en ADMM y el método de descenso de gradiente distribuido para resolver el problema de despacho económico, respondiendo adecuadamente a las perturbaciones de demanda [53]. Sin embargo, los algoritmos no tienen en cuenta la gestión de los dispositivos de almacenamiento de energía, que están expuestos a un gran número de eventos de carga y descarga. En consecuencia, estos métodos pueden reducir significativamente la vida útil de las baterías. Además, la optimización no considera la gestión de potencia reactiva de la microrred, lo que reduce la capacidad de la estrategia para mitigar la desviación de voltaje y las pérdidas de potencia.

La Tabla 2.1 presenta una visión detallada de las variables, funcionalidades y características de los métodos de solución y escenarios de prueba, lo que permite visualizar de forma general el enfoque de la literatura revisada respecto a los esquemas de operación de microredes. Específicamente, se incluyen aspectos clave como los niveles de control (primario, secundario, terciario), el tipo de operación (centralizada o distribuida), la consideración de la programación de carga/descarga de baterías, el análisis de variables esenciales en todos los niveles de control, los métodos o técnicas de solución empleadas, y los escenarios de prueba, que pueden incluir redes de distribución estándar IEEE u otras redes específicas. Las columnas tienen las siguientes abreviaturas: **Trab.:** Trabajo, **D:** Distribuido, **C/D Bat.:** Programación de Carga/Descarga de Batería, **P:** Nivel de Control Primario, **S:** Nivel de Control Secundario, **T:** Nivel de Control Terciario, **Act.:** Despacho de potencia activa, **React.:** Despacho de potencia reactiva, **Deg.:** Modelo de Degradación de la batería, **Perd.:** Pérdidas de potencia, **F:** Frecuencia, **V:** Voltaje, **tr:** Ejecución en tiempo real, **Met.:** Método de Solución, y **Val.:** Escenario de validación.

Tabla 2.1: Lista de chequeo de las características de los esquemas de operación

Trab.	D	C/D Bat.	P	S	T	Act.	React.	Deg.	Perd.	F	V	tr	Met.	Val.
[12]		✓			✓	✓						✓	MPC	
[29]		✓			✓	✓						✓	M. Lagran.	
[8]	✓				✓	✓			✓			✓	Cons.	IEEE-300
[39]	✓				✓	✓						✓	Cons.	IEEE-30
[9]	✓				✓	✓						✓	Cons.	
[24], [25]	✓				✓	✓	✓			✓	✓	✓	M. Lagran.	
[7]	✓				✓	✓						✓	Cons.	IEEE-30
[40]	✓				✓	✓	✓				✓	✓	Opt. Rob.	IEEE-123
[41]	✓				✓	✓						✓	Cons.	IEEE-1400
[54]	✓	✓			✓	✓						✓	Cons.	14n
[11]	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓					✓	Cons.	IEEE-34
[42]	✓	✓			✓	✓						✓	MPC D.	6n
[26]	✓		✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	Cons.	4n
[22, 27]	✓	✓	✓	✓		✓	✓			✓	✓	✓	Cons.	3n
[30]		✓			✓	✓		✓					NSGA-II	
[14]		✓			✓	✓		✓					PSO	
[15]		✓			✓	✓		✓	✓		✓		p. int.	6n
[16]		✓			✓	✓		✓					Prog. Din.	
[31]		✓			✓	✓	✓						Estocás.	35n
[49]	✓				✓	✓	✓		✓				SQP	85n
[50]	✓				✓	✓							W. Grad.	50n
[43]	✓		✓	✓	✓	✓				✓		✓	MPC	13n
[44]		✓			✓	✓						✓	MPC	
El Autor [55]	✓			✓	✓	✓	✓		✓		✓	✓	Din. Repl.	50n
El Autor [45]	✓	✓			✓	✓	✓		✓		✓		ADMM	3n
El Autor [56]	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	ADMM-C	IEEE-13

De esta manera, la Tabla 2.1 ofrece una visión general que facilita la identificación de brechas de conocimiento en áreas clave de los esquemas de operación de microrredes distribuidas. Entre estas áreas, se destaca la necesidad de incorporar modelos de degradación adecuados, el despacho de potencia reactiva y, en menor medida, la prestación de servicios auxiliares, como la reducción de pérdidas de potencia y la programación óptima de carga y descarga de baterías en escenarios más complejos dentro de una microrred. Es notable que la mayoría de las investigaciones se han centrado en el despacho de potencia activa de generadores, sin considerar los sistemas de almacenamiento. No obstante, gradualmente se han añadido otras características, como el despacho de potencia reactiva y la programación de carga/descarga de baterías. El despacho de potencia reactiva permite influir en el control primario y secundario, ayudando a reducir desviaciones de voltaje y pérdidas de distribución. De forma complementaria, la inclusión de sistemas de almacenamiento y la programación de carga/descarga de baterías permiten mitigar la variabilidad de los generadores intermitentes, aunque no se han considerado los costos asociados a la carga y descarga de las baterías. Algunas investigaciones demuestran que ciertas tecnologías de baterías pueden ser muy sensibles a los ciclos de carga/descarga, lo que reduce su vida útil si no se define un esquema de operación adecuado [57].

2.3. Contribuciones del autor

Este trabajo aborda el desafío de desarrollar un problema de optimización integral y un método de solución para el control de nivel terciario de microrredes. La mayoría de los problemas de optimización reportados en la literatura sobre el control terciario no son exhaustivos. Generalmente, no consideran algunos aspectos relevantes, como la asignación conjunta de potencia activa y reactiva, la provisión de servicios auxiliares (minimización de pérdidas, reducción de desviaciones de voltaje), la inclusión de una estrategia para el cuidado de la salud de la batería, la consideración de la incertidumbre y la planificación de una operación distribuida. Por ello, este trabajo formula una estrategia de optimización de nivel terciario que considera todos los problemas mencionados anteriormente. Además, se propone un algoritmo distribuido (basado en ADMM y consenso) para resolver el problema de optimización. El algoritmo nos permite realizar una operación en línea debido a su eficiencia computacional, que está garantizada dividiendo el horizonte de programación en dos períodos. Este proceso acelera la búsqueda de una solución al considerar un horizonte de programación largo para programar las baterías y un horizonte corto para responder a perturbaciones de la demanda o generación de electricidad. Complementariamente, se propone un algoritmo de control distribuido basado en la dinámicas de replicadores distribuida, resolviendo dos problemas de optimización interrelacionados para minimizar las pérdidas de energía y los costos de generación mediante el despacho de energía reactiva y activa, respectivamente. La estrategia del replicador distribuido tiene en cuenta los parámetros técnicos y económicos

de una microrred con fuentes renovables, que se modela como un grafo no dirigido con la asignación de recursos realizada utilizando solo información local. Luego, el algoritmo combina los despachos activos y reactivos para mejorar el rendimiento del sistema y facilitar la implementación del control en sistemas a gran escala con restricciones de comunicación entre las unidades de generación. Por otro lado, se ha desarrollado un nuevo modelo de degradación de baterías (modelo cuadrático AH-Thoroughtput) que puede incluirse en la formulación de estrategias de horizonte de programación sin perder la diferenciabilidad de la función de costo. Esta característica permite utilizar algoritmos eficientes ([58], [59]) para resolver el problema de optimización subyacente en cada paso del esquema de horizonte de programación. Además, cabe destacar que el modelo de degradación de baterías propuesto se puede adaptar a las tecnologías de litio y plomo-ácido y combina dos variables influyentes (la profundidad de descarga (DOD, por sus siglas en inglés) y ciclos) para lograr una estimación precisa del estado de salud. Desafortunadamente, estas características deseables no se incluyen en muchos modelos reportados en la literatura.

En resumen, las principales contribuciones de este trabajo son:

- Un nuevo algoritmo de control distribuido basado en dinámicas de replicadores para minimizar pérdidas de energía y costos de generación en microrredes renovables. El algoritmo utiliza información local y es efectivo en sistemas de gran escala con limitaciones de comunicación, simplificando la implementación del control.
- Un modelo integral para el nivel de control terciario de las microrredes, que incluye la implementación de una estrategia distribuida basada en ADMM y consenso. Esta estrategia puede operar en línea e incluye múltiples horizontes de programación que permiten hacer frente tanto a la gestión de baterías como a las perturbaciones del sistema con una baja carga computacional.
- Un novedoso modelo cuadrático de degradación de baterías que puede integrarse fácilmente en estrategias de gestión basadas en optimización. Este modelo puede aplicarse tanto a baterías de plomo-ácido como de iones de litio.

Se presenta a continuación un listado de publicaciones y eventos en los cuales se han reflejado las contribuciones realizadas en el presente trabajo de investigación.

2.3.1. Publicación de artículos en revistas

- 1) J. Barco-Jiménez, G. Ordoñez, A. Pantoja, J. Revelo, J. Candelo-Becerra. “Comprehensive Analysis of MPC-Based Energy Management Strategies for Isolated Microgrids Empowered by Storage Units and Renewable Energy Sources,” en *Journal of Energy Storage*, vol. 94, pp. 112127, 2024.

<https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112127>

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X24017134>

- II) J. Barco-Jiménez, G. Obando, H. R. Chamorro, A. Pantoja, E. Caicedo and J. A. Aguado, “In-line Distributed Dispatch of Active and Reactive Power based on ADMM and Consensus Considering Battery Degradation in Microgrids,” en *IEEE Access*, vol. 11, pp. 31479-31495, 2023.
<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3248958>
<https://ieeexplore.ieee.org/document/10052656>
- III) N. España, J. Barco-Jiménez, A. Pantoja, N. Quijano, “Distributed population dynamics for active and reactive power dispatch in islanded microgrids,” en *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 125, p. 106407, 2021.
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106407>
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061520308097>
- IV) L. Rodríguez, A. Pantoja, J. Revelo, J. Barco-Jiménez, “An Adaptive Secondary Control Based on Recursive Neural Networks for Isolated Microgrids,” en *Renewable Energy and Power Quality Journal (RE&PQJ)*, vol. , pp. , 2024. (En proceso de publicación)
<https://icrepq.com/icrepq24/349-24-rodriguez.pdf>
- V) J. Barco-Jiménez, G. Obando, A. Pantoja, E. Caicedo, J. Aguado, “Decentralized Operation of an Isolated Microgrid with Storage Systems Using Multipliers with Alternating Directions,” en *Renewable Energy and Power Quality Journal (RE&PQJ)*, vol. 20, pp. 330-335, 2022.
<https://doi.org/10.24084/repqj20.302>
<https://www.icrepq.com/icrepq22/302-22-barco.pdf>
- VI) J. Barco-Jiménez, F. Eraso-Checa, A. Pantoja, E. Caicedo Bravo, “Estimation of Global Solar Radiation Using NNARX Neural Networks Based on the UV Index,” en *Tecnura*, vol. 25, no. 70, 90-107, 2022.
<https://doi.org/10.14483/22487638.18638>
<https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/Tecnura/article/view/18638/17740>
- VII) J. Barco-Jiménez, A. Córdoba, E. Escobar-Rosero, A. Pantoja, E. Caicedo Bravo, “Optimal sizing of a grid-connected microgrid and operation validation using HOMER Pro and DIGSILENT,” en *Scientia et Technica*, vol. 27, no. 1, 28-34, 2022.
<https://doi.org/10.22517/23447214.24965>
<https://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/24965/16734>

2.3.2. Participación en eventos de divulgación científica

- I) Nombre del evento: ICREPQ 2022, 20th International Conference on Renewable Energies and Power Quality
 Ponencia: Decentralized operation of an isolated microgrid with storage systems using multipliers with alternating directions
 Lugar: Universidad de Vigo, España.
 Fecha: 28 de julio de 2022
 Enlace: <https://www.icrepq.com/icrepq22/302-22-barco.pdf>

- II) Nombre del evento: ICSC-CITIES 2022: V Ibero-American Congress of Smart Cities
 Ponencia: MPC for Active and Reactive Power Dispatch in Islanded Microgrids
 Lugar: Universidad de Cuenca, Cuenca - Ecuador.
 Fecha: 28 - 30 de Noviembre de 2022
 Enlace: <http://www.icsc-cities.com>

- III) Nombre del evento: X SICEL 2021
 Ponencia: Optimal sizing of a grid-connected microgrid and operation validation using HOMER Pro and DIGSILENT
 Lugar: Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia
 (modalidad virtual)
 Fecha: 13 de octubre de 2021
 Enlace: <https://sichel2021.utp.edu.co/>

- IV) Nombre del evento: X SICEL 2021
 Ponencia: Estimation of global solar radiation using NNARX neural network based on UV index
 Lugar: Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia
 Fecha: 13 de octubre de 2021
 Enlace: <https://sichel2021.utp.edu.co/>

- V) Nombre del evento: 2020 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&DLA)
 Ponencia: Technical and economic feasibility of a photovoltaic charging station for electric bicycles considering a lead-acid battery degradation model
 Lugar: Montevideo, Uruguay (modalidad virtual)
 Fecha: 28 de septiembre de 2020
<https://ieeexplore.ieee.org/document/9326155>

2.3.3. Publicación de libros y artículos de conferencia

- I) D.M. López, F. Zuñiga, J. Barco-Jiménez, J. García y E. Caicedo. Planificación, gestión, operación y evaluación de microrredes eléctricas aisladas (1.^a ed). Progra-

ma Editorial Universidad del Valle, 2023. (*En proceso de revisión*).

- II) J.G. Ordoñez, J. Barco-Jiménez, A. Pantoja, J. Revelo y J. Aguado. MPC for Active and Reactive Power Dispatch in Islanded Microgrids, in Proceedings of the V Ibero-Ameican Congress of Smart Cities (ICSA-CITIES 2022). Centro Editorial UCuenca Press, ISBN: 978-9942-44-109-6. pp. 109-123.
- III) J. F. Guerrero, F. Muñoz, J. Barco-Jiménez, Technical and economic feasibility of a photovoltaic charging station for electric bicycles considering a lead-acid battery degradation model, in 2020 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&DLA) (2020) pp. 1–6.
<https://doi.org/10.1109/TDLA47668.2020.9326155>
Enlace: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9326155>



UNIVERSIDAD
DE MALAGA

Modelos de simulación de los componentes de una microrred

El concepto moderno de microrred es relativamente nuevo y está bajo continuo desarrollo a partir de las investigaciones vigentes por parte de organizaciones e investigadores del área. Una de las definiciones más aceptadas presenta a una microrred como un sistema eléctrico constituido por generadores distribuidos e interconectados, cargas y unidades distribuidas de almacenamiento de energía eléctrica que cooperan entre sí comportándose colectivamente como un único sistema consumidor o productor [60]. Desde el punto de vista de la red eléctrica general, la microrred es un único sistema que se comporta como un ciudadano ejemplar que consume y retribuye. De forma similar, en [61], se define una microrred como un grupo de cargas y recursos energéticos distribuidos interconectados, dentro de unos límites eléctricos claramente definidos que actúan como una única entidad controlable con respecto a la red. Dicho de otra forma, una microrred puede conectarse y desconectarse, para su funcionamiento tanto conectada a la red o aislada de ella. De forma similar, el estándar internacional IEEE 1547.4 describe los sistemas aislados con recursos distribuidos, que son considerados como pequeños sistemas eléctricos que incluyen recursos distribuidos (generación) y cargas, con la capacidad de funcionar en forma desconectada o en paralelo de los sistemas de energía eléctrica de la zona [62]. Conjugando algunas definiciones, y con base en los desarrollos de este trabajo, se definen las microrredes como redes de distribución de energía de pequeña escala que pueden considerarse como unidades controlables contiguas a la red regional o aisladas de la misma. Están constituidas de unidades distribuidas de generación, sistemas de almacenamiento y cargas interconectadas, constituyéndola en una unidad de carga o generación, controlable. Además, poseen sistemas de comunicaciones que permiten hacer monitoreo y control, constituyendo una alternativa eficaz de integración de fuentes renovables para la generación. Son económicamente y enérgicamente eficientes ya que permiten reducir las pérdidas al acercar la generación a las cargas, proveen una solución al problema energético en zonas aisladas no interconectadas, a la vez que contribuyen a la reducción de emisiones de carbono.

Como se ilustra en la Figura 3.1, una microrred esta fundamentalmente constituida por cargas, generadores, sistemas de almacenamiento, un controlador centralizado o *Micro Grid Central Controller* (MGCC), y una infraestructura de comunicaciones para soportar la operación (línea punteada). Adicionalmente, se puede observar otros componentes, como el punto de acople común (PCC, por sus siglas en inglés) representado por un interruptor, controladores de micro-generadores (MC), controladores locales (CL), y elementos de protección como interruptores seccionadores (IS), que junto con el MGCC conforman una sistema de control jerárquico, en el cual se intercambia información para manejar la microrred [2].

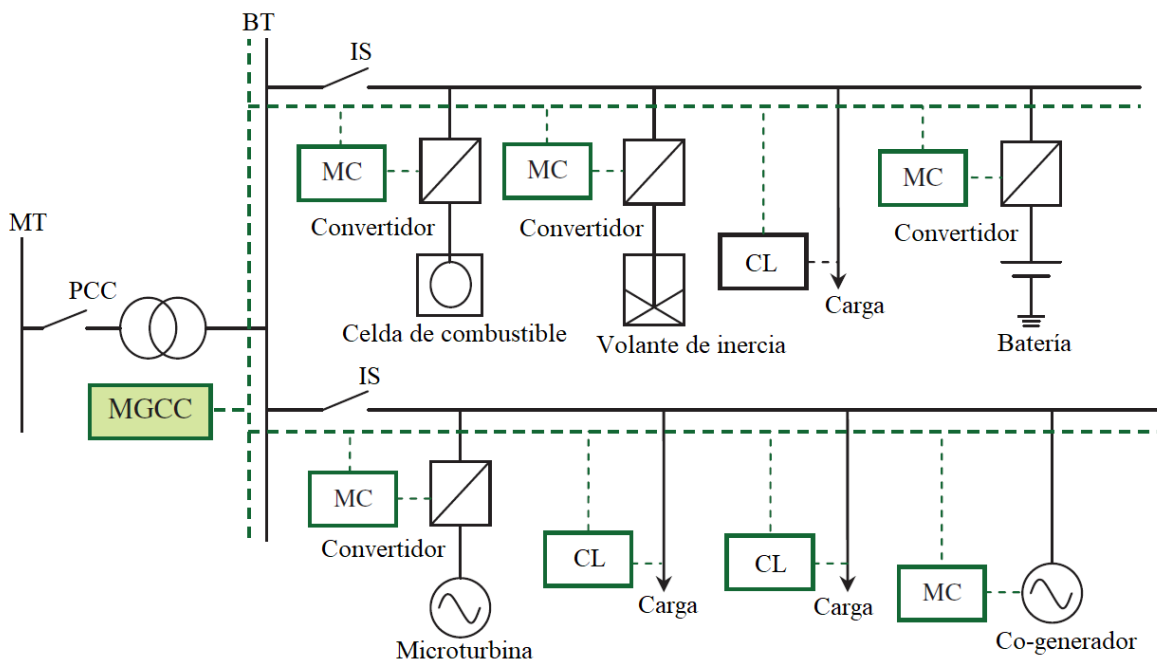


Figura 3.1: Estructura básica de una microrred (adaptada de [1]).

La estructura de la microrred brinda una amplia cantidad de posibilidades para ser investigadas, tales como la integración de nuevos generadores para proveer una operación eficiente, desarrollo de nuevas estrategias de control utilizando tecnologías de comunicaciones y de gestión de la información, creación de interfaces modernas de potencia de estado sólido, estandarización de protocolos de comunicaciones, y estudios del impacto de su integración al sistema de potencia convencional, entre otros.

3.1. Generadores

Los generadores que pueden incorporarse en una microrred tienen características muy variadas, desde restricciones de capacidad, relación entre el recurso energético y la

potencia generada, e incluso costo de generación y disponibilidad de generación, entre otras. Reconocer los modelos de generación y las características propias de cada generador es fundamental para establecer un modelo de microrred que permita simular la gestión y operación de manera precisa o cercana a la realidad.

Los grupos electrógenos son generadores eléctricos que cuentan con algunas ventajas desde el punto operativo de una microrred. Son unidades de generación que en poco espacio permiten generar desde vatios hasta varios kilovatios, y tienen sistemas de regulación de caudal de combustible (*Droop control*) que permiten despachar solamente la potencia necesaria de acuerdo a la carga conectada. Esto los convierte en unidades despachables. Tienen una alta inercia de rotación que brinda estabilidad a la red eléctrica, además su propiedad *droop* permite que respondan a los cambios en la demanda eléctrica [63]. Por lo tanto, pueden operar como generadores principales tipo *swing* o *slack* en una microrred, haciendo que la desviación de la frecuencia y el voltaje sean bajas. No obstante, la gran desventaja de este tipo de generadores es la emisión de gases contaminantes como dióxido de carbono (CO_2), dióxido de azufre (SO_2), y óxidos de nitrógeno (NO_x), entre otros gases que son altamente perjudiciales para la salud humana y el medio ambiente. A pesar de sus desventajas, aún son una solución viable en Zonas No Interconectadas (ZNI) o como plantas de respaldo debido a su alta capacidad de generación y rápida respuesta para entrar en servicio.

Los generadores eólicos se componen de un rotor aerodinámico, un sistema mecánico de transmisión, un generador eléctrico, un sistema de control, un limitador de potencia reactiva y un transformador. La producción de energía eléctrica depende de la velocidad del viento, la densidad del viento y el área de las hélices, incluyendo el coeficiente Betz [7]. Sin embargo, el modelo de generación puede cambiar de acuerdo a las características de diseño del generador como el tipo de palas y orientación del generador. Algunos fabricantes incluyen la curva de generación respecto a la velocidad de viento, que reemplaza la ecuación de producción de potencia eólica. Además se incluyen algunas características como la velocidad de arranque, velocidad máxima permitida, entre otras. Algunos generadores eólicos cuentan con convertidores AC/DC y DC/AC que permiten realizar una integración a la red eléctrica o a una microrred aislada. Estas interfaces de potencia tienen la capacidad de sincronizarse con la señal de voltaje de la red eléctrica o la microrred, modificando su frecuencia y fase. Una limitante en la integración de la generación eólica son los requerimientos de reserva para responder ante una salida repentina de los generadores que puede ocurrir por la naturaleza variable del viento y puede ocasionar problemas en la estabilidad de voltaje y frecuencia de un sistema eléctrico. Para solucionar este tipo de problemas se puede complementar la generación eólica con generadores de inercia, reservas rodantes, o sistemas de almacenamiento.

Los generadores o sistemas fotovoltaicos (PVS, por sus siglas en inglés) no requieren ningún elemento móvil para generar energía, ya que transforman la energía solar

en eléctrica. Los PVS necesitan un convertidor DC-DC y un inversor para ser añadidos a un sistema eléctrico de potencia; el primero le permite mantenerse funcionando en su punto óptimo de operación, y el segundo se utiliza para convertir la energía DC a AC permitiendo suplir o apoyar a la red eléctrica o a una microrred por medio de la inyección de energía [64]. Al igual que los sistemas eólicos, los PVS son intermitentes debido a la naturaleza variable del recurso solar, por lo tanto, requieren sistemas de almacenamiento para estabilizar o desplazar su generación a otros periodos del día cuando el recurso no está disponible. Por otro lado, aunque estos sistemas carezcan de inercia, se están desarrollando sistemas de control distribuidos que permiten mantener la estabilidad de frecuencia y voltaje, en escenarios con microrredes aisladas o en modo de operación isla [65].

Como se menciono anteriormente, los generadores solares y eólicos hacen uso de inversores para integrarse a la red eléctrica o a una microrred. Además, los inversores permiten establecer la cantidad de potencia activa/reactiva entregada o consumida a través de la variación de su factor de potencia. Esta capacidad de variar su punto de operación se representa como la curva de capacidad P-Q en la cual se muestra el área de trabajo en términos de potencia activa y reactiva. Usualmente, la curva de capacidad P-Q de un inversor tiene la forma de un cono en el cual la potencia activa varia entre cero y un valor máximo y la potencia reactiva puede tomar valores positivos o negativos [66]. Así, el uso de generadores intermitentes con sistemas de almacenamiento y las interfaces de potencia como inversores, permiten brindar soporte de voltaje y frecuencia a través de la variación de la potencia activa y reactiva, y por supuesto, mantener una reserva de energía ante los posibles cambios de demanda. No obstante, esto requiere establecer un esquema de operación a diferentes niveles de control para el caso de las microrredes aisladas, que constituyen los casos en los cuales la estabilidad de voltaje y frecuencia son más sensibles.

3.2. Sistemas de almacenamiento

En la actualidad los sistemas de energía híbridos y las microrredes eléctricas hacen uso de sistemas de almacenamiento para mitigar la variabilidad de los recursos energéticos. Esto permite almacenar y usar la energía en periodos de escasez de los recursos energéticos. Las baterías electro-químicas son las más utilizadas en el almacenamiento de energía de generadores distribuidos, ya que son tecnologías maduras que pueden ajustarse para diferentes aplicaciones. Aunque los ultracapacitores y las baterías híbridas tienen una mayor densidad de potencia, su capacidad y densidad de energía son menores que las de las baterías electroquímicas. Las pilas de combustible pueden almacenar mucha energía, pero están limitadas en la potencia máxima de salida. Por tanto, las baterías electro-químicas o solamente baterías son la mejor opción en términos de densidad de potencia y energía. Las baterías pueden diferir en su desempeño y capa-

cidad por lo que son fabricadas de acuerdo a una función específica, dado que cada tecnología o tipo de batería tiene sus debilidades y fortalezas.

Particularmente, en los sistemas fotovoltaicos no se asegura una generación de energía continua por lo que se hace necesario complementarlos con baterías. En sistemas fotovoltaicos, la tecnología de almacenamiento pionera es la basada en plomo-ácido, que es utilizada por su disponibilidad comercial, bajo costo, variedad en capacidad y características de desempeño conocidas, aunque tiene una gran desventaja debido a su duración. Para aplicaciones de baja temperatura se utiliza la tecnología de níquel-cadmio, no obstante, su elevado costo inicial y efecto memoria limita su uso en la mayoría de sistemas fotovoltaicos. En la Figura 3.2 se muestra una comparación de tecnologías de almacenamiento electro-químicas y sus diferentes características, incluyendo densidad de energía y potencia, eficiencia, costo, vida útil y tiempo de respuesta. Actualmente, los tipos de baterías más populares para aplicaciones industriales son las de níquel-cadmio (NiCd), las de hidruro metálico de níquel (NiMH), plomo-ácido y Li-ion. Sin embargo, las baterías NiCd contienen metales tóxicos y no son respetuosas con el medio ambiente, y las NiCd tienen altos requisitos de mantenimiento debido al efecto memoria. Las baterías de plomo-ácido son rentables, pero tienen una corta vida útil y baja densidad de energía. Por lo tanto, las baterías de Li-ion son una mejor opción debido a su alta densidad de energía, bajo efecto memoria y requerimientos de mantenimiento mínimos.

Las baterías de iones de litio ofrecen la mejor solución para aplicaciones de alta potencia y energía, con una vida útil mayor a los 5,000 ciclos. Las baterías de litio vienen en varios tipos de acuerdo a la composición química de los materiales del ánodo y cátodo. El cátodo es un óxido de metal de litio, y se utilizan materiales comunes como litio, cobalto, manganeso y óxido de fosfato de hierro. Por ejemplo, como se muestra en la Figura comparativa 3.2, la batería de litio-níquel-cobalto-aluminio (NCA) tiene una alta densidad de energía y potencia, y una excelente vida útil, mientras que la batería litio-manganeso-cobalto (NMC) presenta una menor densidad de potencia pero mejores características de seguridad. La batería de fosfato de hierro de litio (LiFePO_4) ofrece una mejora significativa en la seguridad, pero tiene una menor densidad de energía y potencia. Es importante elegir la tecnología de batería apropiada para cumplir con las especificaciones requeridas de la aplicación. En relación con el almacenamiento de energía en microrredes, las baterías de iones de litio ofrecen la mejor solución para aplicaciones de alta potencia y alta energía. La principal característica de este tipo de baterías es su capacidad de carga rápida, por lo tanto, también son ideales para aplicaciones relacionadas con la implementación de sistemas de almacenamiento de bicicletas, vehículos eléctricos o alumbrado de emergencia. No obstante, este tipo de tecnología tiene un costo muy elevado respecto a la tecnología de baterías plomo-ácido, por lo que, esta última es una alternativa económicamente viable, a pesar de su baja vida útil respecto a la tecnología de iones de litio.

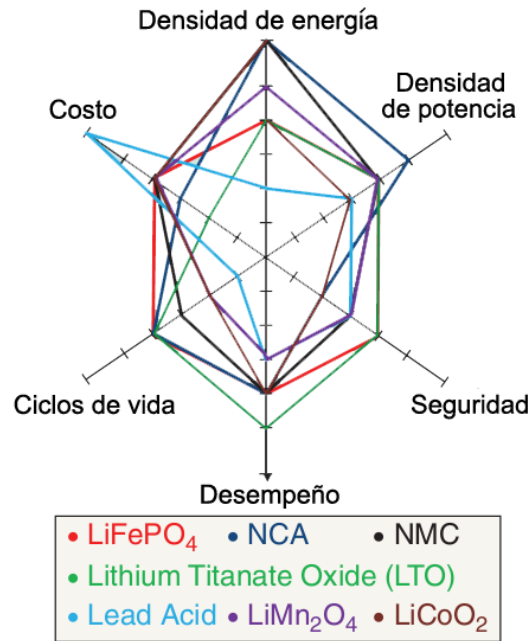


Figura 3.2: Comparación de propiedades de varios tipos de baterías electroquímicas (adaptada de [2]).

En la Figura 3.3 se presenta una topología típica de un sistema de gestión de baterías (BMS, por sus siglas en inglés), que se compone de un sistema de almacenamiento o baterías, un convertidor, enlaces de comunicaciones, y el punto de conexión a la microrred. El BMS puede establecer el estado de operación de la microrred a través de la comunicación con el MGCC y tiene la capacidad para determinar el estado de carga de la batería (SOC, por sus siglas en inglés) a partir de mediciones de voltaje. El SOC es una medida de la cantidad de energía disponible en la batería, que puede ser expresada como un porcentaje de la capacidad de la batería y es usado por el BMS para decidir acerca de la carga/descarga. Esta señal de SOC se puede enviar al MGCC para informar cuánta energía tiene almacenada la batería; esto permite que el MGCC realice un proceso de optimización, estableciendo la operación de las baterías a largo plazo. El BMS puede operar en diferentes modos: i) conectado a la red - modo carga, ii) conectado a la red - modo PQ y iii) en modo aislado bajo control de voltaje. Cuando esta conectado a la red, puede operar en modo carga o descarga dependiendo del SOC. Si el SOC es menor al mínimo entonces opera en modo carga hasta completar su capacidad. De lo contrario opera en modo PQ siguiendo las consignas de potencia activa y reactiva que el MGCC envía al BMS. En el modo de operación aislado, si el SOC es mayor al mínimo, el BMS participa en el proceso de regulación de voltaje y frecuencia, hasta que la microrred entra al modo conectado nuevamente.

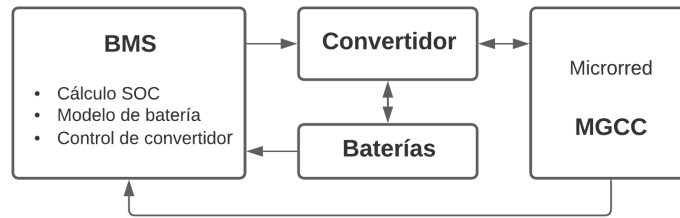


Figura 3.3: Topología de un BMS (adaptada de [3]).

3.3. Modelo de degradación para baterías

Las baterías permiten la integración de sistemas fotovoltaicos en microrredes, aumentando la seguridad, flexibilidad, confiabilidad y calidad al proveer servicios auxiliares. Los modelos de gestión de energía permiten realizar servicios auxiliares con baterías, como la regulación de voltaje, la regulación de frecuencia, el recorte de picos y la flexibilidad en el equilibrio entre la oferta y la demanda [23]. Sin embargo, la mayoría de estos modelos solo consideran servicios auxiliares básicos y solo algunos consideran un modelo de degradación de la batería. Por lo tanto, los modelos actuales conducen a una visión incompleta de los servicios auxiliares que pueden ser habilitados con baterías.

La mayoría de los sistemas de gestión de energía de las baterías se basan en políticas “si-entonces”, las cuales no proporcionan un resultado óptimo. Como consecuencia, las baterías se cargan cuando la generación es alta y se descargan cuando la generación es baja, generando un uso excesivo de los sistemas de almacenamiento basado en baterías (BESSs, por sus siglas en inglés). Por otro lado, estudios recientes sobre sistemas de gestión de la energía integran modelos de degradación para obtener la programación de carga/descarga de las baterías. Los resultados muestran que incluir los efectos de la degradación reduce el costo de operación (aproximadamente un 15%). Además, las acciones de carga/descarga se ven significativamente afectadas, reduciendo el número de ciclos realizados por día pero manteniendo la cantidad de energía intercambiada [14]. Un campo de investigación prometedor incluye proponer estrategias para mitigar la degradación de la batería mientras se abordan otros problemas simultáneamente como la ejecución en línea, la prestación de servicios auxiliares y la prueba de diferentes algoritmos de optimización [48], [67]. Sin embargo, se ha prestado poca atención a la confiabilidad y precisión del modelo de degradación de la batería, lo que lleva a que las baterías trabajen en puntos de operación no óptimos. Además, muchos modelos de degradación no se validan en la práctica o se basan solo en curvas de especificaciones de la batería, como los gráficos de ciclo-vs-DOD (profundidad de descarga), que se obtienen en condiciones de prueba controladas y no en escenarios reales. Aunque algunos estudios validan los modelos de degradación de la batería, la mayoría de ellos son demasiado complejos para ser integrados en modelos de optimización porque incluyen

variables discretas, discontinuidades o términos altamente no lineales [68].

En este trabajo se presenta un nuevo modelo de degradación de batería denominado “Quadratic Ah-throughput”, un modelo cuadrático para estimar la degradación de baterías de plomo-ácido e iones de litio. Este modelo puede ser fácilmente integrado en la formulación de optimización para obtener soluciones rápidas. Es importante destacar que el modelo Quadratic Ah-throughput se basa en una estructura validada en escenarios reales con alta precisión en la estimación. Además, el modelo propuesto permite que el sistema de gestión evalúe la influencia del envejecimiento de la batería en la prestación de servicios auxiliares, como la reducción de la desviación de voltaje, las pérdidas de energía de distribución y el equilibrio entre la oferta y la demanda. En este caso, el modelo de degradación de la batería se incorpora en el nivel de control terciario, específicamente en la función de costo como un término penalizador del envejecimiento. Esta propuesta novedosa ofrece una solución eficiente y efectiva para evaluar y mitigar la degradación de baterías, permitiendo la optimización de los servicios auxiliares prestados por las mismas.

3.3.1. Modelo Ah-throughput cuadrático

El modelo propuesto es una versión cuadrática del modelo Schiffer, descrito en [69], que mantiene una alta precisión en la estimación. En números, el modelo ponderado de rendimiento-energía de Schiffer tiene un error del 6 % en la evaluación, mientras que otros modelos (por ejemplo, modelos basados en ciclos, DOD y energía intercambiada) tienen un error superior al 60 % [47] y [48]. Además, dado que el modelo Schiffer es altamente complejo, solo se extraen las principales características y variables para construir un esquema confiable.

El modelo cuadrático de rendimiento-energía (QA_h, por sus siglas en inglés) es un modelo diferencial para calcular la degradación total ($Q_t(\bar{k})$) o la capacidad restante de la batería hasta el instante \bar{k} . La degradación total se calcula en términos del instante pasado y el cambio de degradación ($Q_t(\bar{k} - 1)$, $\Delta Q(\bar{k})$) en el instante \bar{k} . El cambio de degradación se define mediante dos funciones de pérdida: $f_c(\cdot)$ y $f_d(\cdot)$, también conocidas como función de pérdida de ciclo y función de pérdida de DOD, respectivamente. El modelo QA_h se describe mediante:

$$Q_t(\bar{k}) = Q_t(\bar{k} - 1) - \Delta Q(\bar{k}), \quad (3.1)$$

$$\Delta Q(\bar{k}) = f_c(C(\bar{k}))f_d(D(\bar{k})). \quad (3.2)$$

La función de pérdida de ciclo es una función exponencial en términos del número de ciclos acumulados $C(\bar{k})$ hasta el instante \bar{k} . De manera similar, la función de pérdida de DOD es cuadrática en DOD ($D(\bar{k})$) en el instante \bar{k} . Debido a que el número de

ciclos y el DOD son variables de cambio lento, \bar{k} es un período considerablemente largo para capturar la variación de $C(\cdot)$ y $D(\cdot)$. En este sentido, \bar{k} puede ser un período de varias horas o días (un día es un valor típico).

Las funciones de pérdida están definidas por

$$f_c(C(\bar{k})) = \alpha_1 C(\bar{k}) e^{\beta_1 C(\bar{k})}, \quad (3.3)$$

$$f_d(D(\bar{k})) = \alpha_2 D(\bar{k})^2 + \beta_2 D(\bar{k}) + \gamma_2, \quad (3.4)$$

donde ambas funciones están ajustadas por coeficientes (α_1, β_1) y $(\alpha_2, \beta_2, \gamma_2)$.

Si buscamos una interpretación de los coeficientes y su efecto en la degradación de la batería, los coeficientes de (3.4) $(\alpha_2, \beta_2, \gamma_2)$ determinan las características y la forma de la parábola asociada. El coeficiente α_2 indica la concavidad y ancho de la parábola. Dicho de otra forma, α_2 ajusta la no linealidad que hay entre la degradación y el DOD, su magnitud puede variar proporcionalmente e acuerdo a la tasa de degradación según la tecnología de almacenamiento. Los coeficientes β_2 y γ_2 permiten inclinar y desplazar la parábola a lo largo de los ejes vertical y horizontal para lograr un mejor ajuste de la relación entre el DOD y la degradación. Del mismo modo, los coeficientes (α_1, β_1) de (3.3) describen la relación exponencial entre la degradación y el número de ciclos. Específicamente, β_1 define la tasa de degradación (no lineal y exponencial) de una batería respecto al número de ciclos, donde un β_1 indica una alta tasa de degradación. Por su parte, α_1 amplifica el efecto de la exponencial a medida que los ciclos aumentan, proporcionando un ajuste más preciso que una función exponencial simple.

Estos coeficientes son calculados por un algoritmo de optimización para mantener la precisión de la estimación. El proceso requiere un valor real de la degradación de la batería ($Q_r(t)$), proporcionado de acuerdo con el modelo Schiffer ([69]) para baterías de plomo-ácido. Para baterías de iones de litio, el valor real de degradación puede ser proporcionado por datos experimentales. Para observar la validez del modelo propuesto, se compara el valor real con el valor estimado de degradación de la batería calculado por el modelo QAh en (3.1) y (3.2). Ambos modelos de degradación, Schiffer y (3.1), se mapean para un rango de valores de DOD (D^m) y número de ciclos (C^n) que conforman una función tridimensional, mientras que la solución del problema de optimización calcula los coeficientes (α, β, γ) . El proceso de optimización se describe mediante

$$\min_{\alpha, \beta, \gamma} \hat{e} = \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M (Q_r(C^n, D^m) - Q_t(C^n, D^m))^2$$

$$\text{Sujeto a:} \quad \alpha, \beta, \gamma \in R,$$

donde la función objetivo corresponde al error cuadrático (\hat{e}) entre los valores reales y estimados de degradación. La concavidad del problema facilita la búsqueda del valor

óptimo, que puede encontrarse con cualquier herramienta de optimización.

El modelo QAh extrae solo las características principales de la degradación de la batería. Aunque algunos modelos están descritos por muchas variables como la temperatura, el voltaje de la batería, la corriente de descarga, el número de ciclos y el SOC (estado de carga), solo unas pocas variables influyen considerablemente en la degradación. Esta simplificación se puede observar en modelos similares que utilizan solo una o dos variables, principalmente SOC, DOD y ciclos [47]. En este caso, el modelo QAh utiliza DOD, que captura el valor mínimo del SOC y representa el efecto de corrosión y degradación, mientras que el número de ciclos representa directamente el efecto de la degradación. Además, el producto de ambas funciones de pérdida (3.2) permite representar la capacidad perdida para un DOD específico según el número de ciclos acumulados en un instante \bar{k} . Este enfoque es similar a los modelos Throughput de [47], pero representados en una forma cuadrática (3.4). Otros modelos descritos por una o dos variables son inexactos porque solo se basan en las curvas de datos de la hoja de especificaciones de la batería. Por lo tanto, están ajustados según los ciclos de prueba realizados por el fabricante. Estos modelos no consideran otros factores que aceleran la degradación, como los niveles de voltaje y las corrientes de descarga. A pesar de que el modelo QAh es un modelo de dos variables, se ajusta según el modelo Schiffer para baterías de plomo-ácido, teniendo en cuenta todos los factores de degradación obtenidos en escenarios operativos reales.

Una vez obtenidos los coeficientes de las funciones de pérdida (3.3) y (3.4), la función de degradación del j -ésimo BESS se define así

$$\hat{F}_j(P_{G_j}) = B_{c,j} \sum_{\delta \in \Delta} f_c(C_j^\delta) f_d(D_j^\delta), \quad (3.5)$$

donde $B_{c,j}$ es el costo del j -ésimo BESS, C_j^δ es el vector de ciclos y D_j^δ es el vector de DODs correspondiente. Específicamente, el vector de ciclos es $C_j = [C_j^1, C_j^2, \dots, C_j^\Delta]$ y su vector de DODs correspondiente es $D_j = [D_j^1, D_j^2, \dots, D_j^\Delta]$. Ambos vectores tienen una longitud igual a Δ que corresponde a las cantidades de ciclos ocurridos en un horizonte de tiempo.

En la figura 3.4 se puede observar el conteo de ciclos y cálculo de DODs en un horizonte de programación de 1 hasta $K+1$. Es evidente que cada ciclo está conformado por una acción de carga y otra de descarga, y que el DOD se calcula como la diferencia entre el valor máximo y mínimo del SOC durante el ciclo. Además, se puede apreciar en la Figura 3.4 que los vectores C_j y D_j se calculan a partir del SOC dentro de un periodo específico. El SOC, a su vez, se calcula a partir de la expresión $SOC(k+1) = SOC(k) + P_j(k)$, donde $\{P_j(k) | k = 1, \dots, K+1\}$ representa las acciones de carga o descarga que ocurren en un periodo $\{1, \dots, K+1\}$ de un j -ésimo BESS. Dado que el perfil de potencias ($P_j(k)$) se puede obtener a partir de un problema de despacho

o como resultado del flujo óptimo de potencia, el modelo de degradación propuesto se puede integrar fácilmente en un esquema de optimización. De hecho, el modelo QAh está diseñado para incorporarse en problemas relacionados con el despacho potencia activa como un término adicional en la función de costo. En particular, $\hat{F}_j(\cdot)$ representa el costo de degradación de la batería o pérdida de capacidad alcanzada durante un periodo de tiempo. Es importante destacar que el modelo QAh depende del ciclo, que es una variable acumulativa que debe ser almacenada y actualizada en cada proceso de optimización, lo cual es particularmente importante en un método de horizonte deslizante.

3.4. Representación de una microrred en un grafo

Una microrred tiene buses (es decir, puntos de conexión físicos para generadores, cargas y transformadores) interconectados por líneas de distribución. Por lo tanto, una microrred puede ser modelada por un grafo no dirigido $\mathcal{G} = (\mathcal{N}, \mathcal{L})$, donde $\mathcal{N} = 1, \dots, N$ es el conjunto de nodos (buses) y $\mathcal{L} \in N \times N$ es el conjunto de arcos (líneas), de tal manera que si los buses i y j están conectados por una línea de distribución, entonces $(i, j) \in \mathcal{L}$.

Los nodos tienen algunas variables asociadas. Por ejemplo, todos los nodos tienen una magnitud de voltaje V_i (donde i es el índice del nodo) y un ángulo θ_i . Además, si un nodo tiene un generador, tiene generación de potencia activa y reactiva, denotada por P_{G_i} y Q_{G_i} , respectivamente. Finalmente, si una carga eléctrica está conectada a un nodo, tiene un consumo activo P_{L_i} y un consumo reactivo Q_{L_i} . Para comprender mejor la dinámica de la distribución de energía en sistemas eléctricos, es importante analizar el concepto de flujo de potencia (PF, por sus siglas en inglés), el cual permite satisfacer las demandas de energía de las cargas eléctricas mediante el uso de generadores que inyectan potencia activa y reactiva. Específicamente, el flujo de potencia es una solución factible al problema de satisfacer las demandas de energía de las cargas eléctricas utilizando

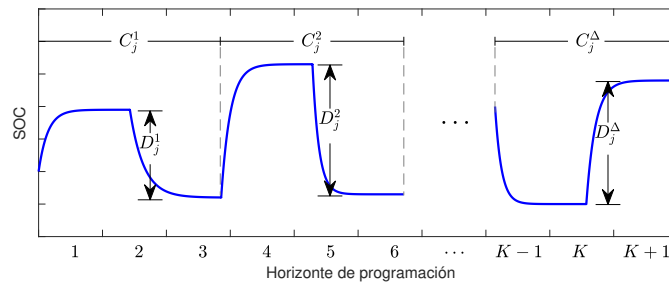


Figura 3.4: Representación de los ciclos y DODs que ocurren durante un horizonte de programación.

generadores mediante inyecciones de potencia activa y reactiva. El flujo de potencia en forma polar se define como

$$\begin{aligned} P_i(V, \theta) &= P_{G_i} - P_{L_i}, \forall i \in \mathcal{N}, \\ Q_i(V, \theta) &= Q_{G_i} - Q_{L_i}, \forall i \in \mathcal{N}, \end{aligned}$$

donde $P_i(V, \theta)$ y $Q_i(V, \theta)$ son las inyecciones activas y reactivas [70]. Si el flujo es positivo, el nodo está proporcionando energía, de lo contrario, está consumiendo. Estas variables se expresan en términos de magnitud y ángulo de voltaje como

$$P_i(V, \theta) = V_i \sum_{j \in \mathcal{N}_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}), \quad (3.6)$$

$$Q_i(V, \theta) = V_i \sum_{j \in \mathcal{N}_i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}), \quad (3.7)$$

para todo $i \in \mathcal{N}$, y donde G_{ij} y B_{ij} son elementos de la matriz de admitancia relacionados con la conductancia y susceptancia de la línea (i, j) . La variable θ_{ij} representa la diferencia entre los ángulos θ_i y θ_j , y la notación \mathcal{N}_i representa el conjunto de nodos conectados al nodo i , incluyendo i .

Las aproximaciones de las restricciones de energía en una red presentadas en (3.6) y (3.7) a menudo se combinan con una función de costo que establece el flujo óptimo de energía (OPF, por sus siglas en inglés) en microrredes [71], [72]. A continuación, se proponen dos problemas de optimización conjuntos para abordar objetivos técnicos y económicos, proporcionando, además, algunos servicios auxiliares y una estrategia para la gestión de almacenamiento.

Problema de optimización para definir la operación de una microrred

Las microrredes integran sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESSs) para respaldar las unidades de generación intermitente, coordinadas conjuntamente con generadores convencionales mediante esquemas de operación como el despacho económico (ED, por sus siglas en inglés), despacho de potencia activa u otras variantes. Los BESSs se modelan mediante dinámicas de acumulación que requieren una gestión multitemporal, lo que añade un costo computacional significativo dependiendo del horizonte de programación. La asignación de potencia activa con BESSs determina la generación de cada unidad, incluidos los sistemas de almacenamiento, para minimizar el costo de operación. Es obligatorio satisfacer las restricciones de atender la demanda agregada y las restricciones relacionadas con los límites de generación. Además, los BESSs requieren la gestión de acciones de carga/descarga para mantener el estado de carga (SOC) de las baterías dentro de los límites operativos. A continuación, se presenta la formulación del clásico problema de despacho de potencia activa y algunas variaciones que permiten considerar la gestión de los sistemas de almacenamiento y el despacho de potencia reactiva para habilitar algunos servicios auxiliares.

4.1. Problema de despacho de potencia activa

El ED es una asignación económica de la energía para minimizar los costos de generación de combustible, depreciación de la inversión y mantenimiento de los generadores distribuidos. El costo de un generador puede ajustarse mediante funciones cuadráticas de la potencia activa generada, $F_i(P_{G_i}) = a_i + b_i P_{G_i} + c_i (P_{G_i})^2$ con a_i , b_i , c_i como coeficientes de costo, para cada i -ésimo generador de la microrred. Para la formulación se considera una microrred con un conjunto de buses que contiene un conjunto de generadores $\mathcal{N}_G = \{1, 2, \dots, N_G\}$. Entonces, si $P = [P_{G_1}, P_{G_2}, \dots, P_{G_{N_G}}]$ es el vector de potencias despachadas de todos los generadores, el problema de optimización es

$$\min_{P_{G_i}} F(P) = \sum_{i \in \mathcal{N}_G} F_i(P_{G_i}) \quad (4.1)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i \in \mathcal{N}_G} P_{G_i} = P_L + P_{loss}, \quad (4.2)$$

$$P_{G_{imin}} \leq P_{G_i} \leq P_{G_{imax}}, \quad (4.3)$$

para todo $i \in \mathcal{N}_G$. La restricción de balance de potencias (4.2) implica que la demanda de energía en la microrred (P_L) y las pérdidas de energía activa (P_{loss}), son satisfechas con la potencia activa total acumulada. Además, los límites superiores e inferiores de potencia activa de cada unidad ($P_{G_{imin}}$ y $P_{G_{imax}}$) son considerados por la restricción (4.3).

4.2. Problema de despacho de potencia activa considerando BESSs

Además de los buses con generadores $\mathcal{N}_G = \{1, 2, \dots, N_G\}$, se adiciona un conjunto de BESSs $\mathcal{N}_B = \{N_G + 1, N_G + 2, \dots, N_G + N_B\}$. Para la unidad de generación $i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B$ (batería o generador), el perfil de potencia activa se da por el vector $P_{G_i} = [P_{G_i}^1, P_{G_i}^2, \dots, P_{G_i}^K]$ durante un período de tiempo múltiple $\mathcal{K} = \{1, 2, \dots, K\}$. En este período, los generadores y BESSs buscan coordinar la asignación de potencia activa y las acciones de carga/descarga para resolver

$$\min_{P_{G_i}} \mathcal{F} = \sum_{i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B} \mathcal{F}_i(P_{G_i})$$

Sujeto a

$$\sum_{i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B} P_{G_i}^k = P_L^k, \quad (4.4)$$

$$P_{G_{imin}}^k \leq P_{G_i}^k \leq P_{G_{imax}}^k, \quad \forall i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B, \quad (4.5)$$

$$S_j^{k+1} = S_j^k + P_{G_j}^k, \quad \forall j \in \mathcal{N}_B, \quad (4.6)$$

$$S_{jmin} \leq S_j^k \leq S_{jmax}, \quad \forall j \in \mathcal{N}_B, \quad (4.7)$$

para todo $k \in \mathcal{K}$, donde \mathcal{F} es una función de costo que captura el costo de generación y almacenamiento, P_L^k es la demanda de energía agregada en el tiempo k , $P_{G_{imin}}$, $P_{G_{imax}}$, S_{jmin} , S_{jmax} son los límites operativos asociados con las unidades de generación y BESSs, y S_j^k representa el SOC del BESS $j \in \mathcal{N}_B$ en el tiempo k , definiendo S_j^1 y

S_j^{K+1} como los estados de carga inicial y final. No se han considerado restricciones de arranque/parada y tasa de rampa porque el modelo asume que tanto los generadores como las baterías, tienen respuestas rápidas [73]. Sin embargo, se recomienda considerar las restricciones de arranque/parada y la tasa de rampa para microrredes a gran escala cuyos generadores tienen dinámicas lentas.

La función de costo \mathcal{F} considera el costo de generación y el costo de degradación de la batería mediante la expresión

$$\mathcal{F} = \sum_{i \in \mathcal{N}_G} F_i(P_{G_i}) + \sum_{j \in \mathcal{N}_B} \hat{F}_j(P_{G_j}), \quad (4.8)$$

donde $F_i(P_{G_i})$ es una función de costo cuadrática del i -ésimo generador o BESS definida por

$$F_i(P_{G_i}) = \sum_{k \in \mathcal{K}} (a_i + b_i P_{G_i}^k + c_i (P_{G_i}^k)^2),$$

con a_i, b_i, c_i como coeficientes de costo. La función $\hat{F}_j(\cdot)$ es el costo de degradación del j -ésimo BESS descrito por

$$\hat{F}_j(P_{G_j}) = B_{c,j} \sum_{\delta \in \Delta} f_c(C_j^\delta) f_d(D_j^\delta)$$

donde $B_{c,j}$ es el costo asociado a la batería, $f_c(C_j^\delta)$ y $f_d(D_j^\delta)$ son funciones de pérdida de capacidad debido al número de ciclos C_j^δ y a sus respectivos DODs (profundidad de descarga) D_j^δ que ocurren en el horizonte de programación. Estas funciones influyen la degradación de las baterías y se detallan en (3.5), donde se explica el modelo propuesto. Se asume que \mathcal{F} es convexa para garantizar un mínimo global en el problema. Además, para cada BESS $j \in \mathcal{N}_B$ en (4.6), un valor positivo de $P_{G_j}^k$ indica que la batería se está cargando a esa potencia, mientras que un valor negativo indica descarga.

4.3. Compensación de potencia reactiva

Los voltajes y las pérdidas de potencia son sensibles a las inyecciones de potencia activa y reactiva. Estas relaciones están bien establecidas por las ecuaciones de PF en (3.6), (3.7). Específicamente, las pérdidas de potencia se calculan por

$$P_{loss} = \sum_{(i,j) \in \mathcal{L}} G_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}). \quad (4.9)$$

En este sentido, el problema para la minimización de pérdidas de distribución se establece así

$$\min_{V_i} P_{loss} \quad (4.10)$$

Sujeto a

$$Q_{G_i} = Q_{D_i} + Q_{C_i}, \quad (4.11)$$

$$V_{imin} \leq V_i \leq V_{imax}, \quad (4.12)$$

$$Q_{imin} \leq Q_{G_i} \leq Q_{imax}, \quad (4.13)$$

para todos los $i \in \mathcal{N}_G$, donde la potencia reactiva óptima asignada a cada generador (Q_{G_i}) se obtiene de la restricción de balance de flujo reactivo (4.11), con la demanda conocida potencias (Q_{D_i}) (dadas por las cargas en cada nodo de la microrred), y el flujo reactivo calculado en el nodo i . Este flujo se puede aproximar como

$$Q_{C_i} = V_i \sum_{(i,j) \in \mathcal{L}} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}), \quad (4.14)$$

donde B_{ij} es la susceptancia entre los nodos i y j . Las restricciones (4.12) y (4.13) incluyen los límites de voltaje en el nodo y de potencia reactiva de los generadores, V_{imax} , V_{imin} , Q_{imin} y Q_{imax} que también se deben cumplir en cada nodo. Aunque la optimización se realiza sobre las magnitudes de voltaje ($V_i > 0$), las ecuaciones de flujo reactivo en los nodos de generación (4.11) permiten obtener la asignación óptima de potencia reactiva, asumiendo ángulos de fase constantes (estas variables son ajustadas con la asignación de potencia activa).

4.4. OPF y servicios auxiliares

El flujo óptimo de potencia (OPF) reúne ecuaciones del PF con una función objetivo para establecer un problema de optimización que mejore el rendimiento del sistema de energía eléctrica en diferentes requisitos técnicos [74]. En este caso, se establece un problema de optimización basado en el OPF para ajustar las potencias reactivas y los perfiles de voltaje, de manera que se cumplan los objetivos de reducir las pérdidas en las líneas de distribución y mantener los voltajes cercanos a 1 p.u. Estos servicios auxiliares mejoran el nivel de estabilidad y aumentan la eficiencia de la microrred. De las ecuaciones de PF en (3.6), (3.7), los voltajes y las pérdidas de potencia dependen del flujo de potencia a través de las líneas y se calculan según los parámetros de las líneas de distribución (resistencia, reactancia, conductancia y susceptancia). Además, la magnitud y el ángulo del voltaje no están absolutamente desacoplados. Estas variables están relacionadas por funciones cuadráticas que hacen que el PF clásico sea no lineal, complejo y poco eficiente [75]. Para formular un problema de optimización considerando un modelo completo de PF, se utiliza un PF lineal con variables desacopladas y alta precisión que permite encontrar una solución con alta eficiencia computacional.

4.4.1. PF linealizado

Se utiliza un PF lineal y desacoplado introducido en [76]. La aproximación se basa en el hecho de que las diferencias entre los ángulos de fase no superan los 20 grados y las magnitudes de voltaje son aproximadamente 1 p.u., como ocurren en la mayoría de los sistemas de energía eléctrica a pequeña escala. Además, las longitudes de las líneas son menores que las de los sistemas a gran escala (sistemas de transmisión), por lo que la susceptancia en derivación o la capacitancia de la línea pueden ser insignificantes.

Considerando algunas aproximaciones como $V_i, V_j \approx 1$, $\sin(\theta) \approx \theta$, $\cos(\theta) \approx 1$, la Ecuación (3.6) puede ser reescrita como

$$P_i(V, \theta) = \sum_{j \in \mathcal{N}_i} G_{ij} V_i V_j \cos \theta_{ij} + \sum_{j \in \mathcal{N}_i} B_{ij} V_i V_j \sin \theta_{ij}. \quad (4.15)$$

Además, suponiendo que las diferencias de ángulo entre buses vecinos son pequeñas, (4.15) se puede aproximar a

$$P_i(V, \theta) = \sum_{j \in \mathcal{N}_i} G_{ij} V_i V_j + \sum_{j \in \mathcal{N}_i} B_{ij} V_i V_j \theta_{ij}. \quad (4.16)$$

Ahora, se define la matriz de admitancia $Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$ con la estructura

$$Y_{ij} = \begin{cases} -y_{ij} & j \neq i \\ y_{ii} + \sum_{j \in \mathcal{N}_i} y_{ij} & j = i, \end{cases} \quad (4.17)$$

donde $y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij}$ es la admitancia de la línea (i, j) , y $y_{ii} = g_{ii} + jb_{ii}$ es la admitancia *shunt* del i -ésimo bus.

Entonces, utilizando (4.17) y expresando V igual a $1,0 + \Delta V$, el primer término de (4.16) se convierte en

$$\begin{aligned} & \approx \sum_{j \in \mathcal{N}_i, j \neq i} g_{ij} V_i (V_i - V_j) + g_{ii} V_i^2, \\ & \approx \sum_{j \in \mathcal{N}_i, j \neq i} g_{ij} (1 + \Delta V_i) (\Delta V_i - \Delta V_j) + g_{ii} (1 + 2\Delta V_i), \\ & \approx \sum_{j \in \mathcal{N}_i, j \neq i} g_{ij} (V_i - V_j) + g_{ii} V_i. \end{aligned} \quad (4.18)$$

Note que en general, $\Delta V_i \ll V_i$, entonces ΔV_i^2 y $\Delta V_i \Delta V_j$ pueden ser despreciados en el proceso de aproximación. Utilizando la matriz de admitancia, la Ecuación (4.18) se compacta de la forma

$$\sum_{j \in \mathcal{N}_i, j \neq i} g_{ij} (V_i - V_j) + g_{ii} V_i = \sum_{j \in \mathcal{N}_i} G_{ij} V_j. \quad (4.19)$$

Siguiendo un proceso similar, se puede aproximar el segundo término de (4.16) como

$$\begin{aligned}
&\approx - \sum_{j \in \mathcal{N}_i, j \neq i} b_{ij} V_i (V_i - V_j) \theta_{ij} + b_{ii} V_i^2 \theta_{ii}, \\
&\quad \approx - \sum_{j \in \mathcal{N}_i, j \neq i} b_{ij} (\theta_i - \theta_j), \\
&\quad - \sum_{j \in \mathcal{N}_i, j \neq i} b_{ij} (\theta_i - \theta_j) = - \sum_{j \in \mathcal{N}_i} B_{ij} \theta_j.
\end{aligned} \tag{4.20}$$

Para lograr el desacoplamiento y la linealización de las variable del modelo de flujo de potencia, se prioriza la influencia de los ángulos sobre los voltajes en (4.20). Así, utilizando las aproximaciones en (4.19) y (4.20), el flujo de potencia activa en (4.15) se expresa de manera lineal como

$$P_i(V, \theta) = \sum_{j \in \mathcal{N}_i} G_{ij} V_j - \sum_{j \in \mathcal{N}_i} B_{ij} \theta_j, \tag{4.21}$$

donde \mathcal{N}_i es el conjunto de vecinos del nodo i^{th} . De manera similar, el flujo de potencia reactiva en (3.7) puede ser establecido como

$$Q_i(V, \theta) = - \sum_{j \in \mathcal{N}_i} B_{ij} V_j - \sum_{j \in \mathcal{N}_i} G_{ij} \theta_j. \tag{4.22}$$

El modelo PF en (4.21) y (4.22) es completamente lineal y desacoplado, con la ventaja de que no requiere un proceso iterativo para encontrar una solución. Esta relajación permite que el problema integre el PF en las restricciones de la optimización, manteniendo la relación deseable entre voltajes y flujos de potencia activa y reactiva. Además, este modelo puede ser utilizado en sistemas de distribución radiales y en malla, conservando la precisión y mejorando la eficiencia computacional al obtener una solución [75].

4.4.2. Servicios auxiliares

La generación distribuida puede permitir servicios auxiliares (AS, por sus siglas en inglés) como la regulación de voltaje, el alivio de congestión, el autoconsumo y el desplazamiento de energía. Estos AS ayudan a enfrentar varios problemas comunes de los sistemas de distribución para mantener la integridad, la estabilidad y la calidad de energía [23]. Por ejemplo, las variaciones de voltaje en los niveles de distribución pueden causar problemas de estabilidad. Cuando la demanda en una microrred es demasiado alta, los perfiles de voltaje pueden caer por debajo de los límites deseables, mientras que la sobregeneración de las unidades renovables produce sobrevoltajes. De la misma manera, un mayor consumo conduce a mayores pérdidas de energía y demandas pico de potencia, lo que aumenta los costos de energía eléctrica. Proporcionar AS en una

microrred con recursos energéticos distribuidos es un desafío debido a las incertidumbres asociadas con los generadores distribuidos intermitentes (DG, por sus siglas en inglés), el flujo bidireccional y las reservas limitadas. Los sistemas de almacenamiento de energía muestran un gran potencial para participar en AS, estabilizando la generación intermitente y aumentando la flexibilidad en el equilibrio entre la oferta y la demanda. Además, las interfaces electrónicas de potencia (inversores y convertidores) están mejorando sus capacidades P-Q para proporcionar AS mediante inyecciones de potencia reactiva. Aunque las interfaces electrónicas de potencia no tienen las curvas de capacidad robustas de los generadores síncronos, pueden generar puntos de operación de potencia activa y reactiva en un rango dentro de una curva P-Q más pequeña. La regulación de voltaje se puede realizar con BESS y generadores utilizando una interfaz de potencia reactiva adecuada. De manera análoga, las pérdidas de energía se pueden reducir mediante inyecciones de potencia reactiva, que ajustan los perfiles de nodo de voltaje y reducen las pérdidas totales de energía. Estos servicios pueden ser proporcionados por una estrategia de optimización, en la que las pérdidas de distribución y la desviación de voltaje se pueden considerar en la función objetivo como

$$\min_{V_i, Q_{G_i}} H = w_l P_{loss} + w_v \sum_{i \in \mathcal{N}} (1 - V_i)^2 \quad (4.23)$$

sujeto a:

Ecuaciones PF linealizadas (4.21) y (4.22), $\forall i \in \mathcal{N}$,

$$Q_{G_{imin}} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_{imax}}, \quad \forall i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B, \quad (4.24)$$

$$V_{imin} \leq V_i \leq V_{imax}, \quad \forall i \in \mathcal{N}, \quad (4.25)$$

$$\theta_{imin} \leq \theta_i \leq \theta_{imax}, \quad \forall i \in \mathcal{N}, \quad (4.26)$$

donde la función objetivo H está compuesta por dos términos; el primero se refiere a las pérdidas de distribución (4.9), y el segundo término es una suma de penalizaciones por las desviaciones de voltaje en los nodos. Cada término está ponderado por los parámetros w_l y w_v . Las variables de decisión son los voltajes (V_i) y las potencias reactivas de los generadores y baterías (Q_{G_i}). Los voltajes definen un punto de operación óptimo para minimizar la función objetivo, que se puede lograr mediante la variación de la potencia reactiva en los generadores. Las ecuaciones PF (4.21) y (4.22) definen la relación entre la potencia reactiva y la magnitud y el ángulo de los voltajes en cada nodo. En (4.21), la potencia activa no es una variable de decisión ya que se puede considerar un valor fijo, que es la solución de la asignación económica. Las restricciones (4.24) - (4.26) están relacionadas con las restricciones de potencia reactiva de los generadores, BESSs, y las magnitudes y ángulos de los voltajes. Estos límites se pueden establecer de acuerdo con las normas eléctricas y los aspectos regulatorios de cada región.

Desde un punto de vista práctico, la mayoría de los generadores renovables y BESSs

no tienen inercia rotacional, pero algunas interfaces de potencia les permiten mantener la estabilidad de voltaje y frecuencia en microredes aisladas [64]. Por ejemplo, algunos inversores pueden establecer flujos de potencia activa y reactiva a través del factor de potencia. Las restricciones en el punto de operación se representan por una curva de capacidad, que se define por [77]

$$\begin{aligned}\Phi &= \cos^{-1}(PF), \\ |Q(t)| &= P(t) \tan(\Phi),\end{aligned}\tag{4.27}$$

donde PF es el factor de potencia de la interfaz, Φ es el ángulo y $P(t)$ y $Q(t)$ son las potencias activa y reactiva en el instante t . Se debe tener en cuenta que las potencias reactivas máximas y mínimas están condicionadas al flujo de potencia activa y dependen del factor de potencia.

Métodos de solución basados en optimización distribuida

Las técnicas de optimización descentralizadas y distribuidas han adquirido gran relevancia en el ámbito de los sistemas de potencia y la gestión de microrredes. Esta relevancia se debe a que permiten la colaboración de múltiples agentes en la resolución de un problema de optimización común, en lugar de depender de un único agente que lleve a cabo todo el proceso. Estas técnicas posibilitan una mayor eficiencia y eficacia en la solución de problemas complejos en estos sistemas al permitir la coordinación de múltiples agentes de forma simultánea y sinérgica. En este sentido, las técnicas de optimización descentralizadas y distribuidas se presentan como una solución innovadora y altamente prometedora para la gestión óptima de sistemas de potencia y microrredes en el contexto actual. En el presente capítulo se exponen dos técnicas que se basan en enfoques innovadores y efectivos para abordar el problema de despacho de potencia activa y reactiva en sistemas eléctricos de potencia. La primera técnica se basa en el método de los multiplicadores con direcciones alternantes (ADMM, por sus siglas en inglés), la cual se complementa con el uso de protocolos de consenso para distribuir la solución. La segunda técnica se fundamenta en un enfoque bio-inspirado, específicamente en la dinámica de replicadores distribuida. Ambas técnicas han demostrado ser altamente eficientes y superiores en algunos aspectos a las técnicas clásicas centralizadas en la resolución de problemas complejos de optimización. El capítulo se inicia con una exposición de los conceptos preliminares que fundamentan el uso de cada técnica y se detallan los procedimientos específicos de aplicación de cada una para la solución de los problemas formulados en el Capítulo 4. Con esto, se pretende brindar al lector una comprensión clara y precisa de las técnicas mencionadas, así como de su aplicabilidad y ventajas en el ámbito de la gestión eficiente de sistemas eléctricos de potencia.

5.1. Conceptos preliminares

5.1.1. Dinámicas del replicador

Un replicador es una unidad fundamental en un proceso evolutivo y es análogo a un individuo en una población. Este concepto se ha utilizado para modelar diferentes sistemas con agentes dinámicos que cooperan y compiten según su bienestar (o *fitness*) [78]. La función de bienestar de un individuo representa la recompensa en este juego evolutivo, que depende de su propia estrategia y de las elegidas por el resto de la población. La dinámica de replicación se basa en la comparación de la *fitness* de cada individuo con la *fitness* promedio de la población. Si $p_i(t) \geq 0$ es la cantidad de individuos que juegan la estrategia i de un conjunto de N estrategias, las ecuaciones de replicación están dadas por

$$\dot{p}_i = p_i (f_i(p) - \bar{f}(p)), \quad (5.1)$$

Para todo $i = 1, 2, \dots, N$, donde $p = [p_1 \dots p_N]^\top$ es el estado de la población, $f_i(p)$ es la función de *fitness* percibida por el subgrupo i , y $\bar{f}(p)$ es la *fitness* promedio

$$\bar{f}(p) = \frac{1}{P_{tot}} \sum_{i=1}^N p_i f_i(p). \quad (5.2)$$

Aquí, $P_{tot} = \sum_{i=1}^N p_i$ es la cantidad total de individuos en la población. Es notable que el conjunto $\Delta = \{p_i \geq 0 : \sum_{i=1}^N p_i = P_{tot}\}$ es invariante bajo la ecuación de replicación (es decir, la población es constante en el tiempo [79]), propiedad utilizada para satisfacer algunas restricciones de igualdad en problemas de optimización.

Un principio fundamental de este modelo es que, después de un proceso evolutivo, todos los individuos alcanzan la misma *fitness* en el punto de equilibrio $p^* = [p_1^* \dots p_N^*]^\top$. Luego, cada individuo intenta maximizar su recompensa mientras toda la población obtiene un bienestar social común [78]. La condición de equilibrio implica que

$$\dot{p}_i = p_i^* (f_i(p^*) - \bar{f}(p^*)) = 0,$$

y en consecuencia, si se asume que $p_i^* \neq 0$,

$$f_i(p^*) = \bar{f}(p^*), \text{ para todo } i = 1, 2, \dots, N. \quad (5.3)$$

La selección adecuada de las funciones de *fitness* en situaciones específicas puede usarse para resolver problemas de optimización. Por ejemplo, cuando las funciones de *fitness* son las derivadas parciales de una función convexa, la ecuación del replicador (5.1) es un gradiente de Shahshahani [79], y la minimización de la función potencial se obtiene en el equilibrio (5.3).

5.1.2. Ecuación distribuida del replicador (DRE)

El cálculo de la función de *fitness* promedio (5.2) implica tener información completa sobre el estado de la población y las funciones de *fitness* de los N agentes. Este requisito puede ser resuelto por un coordinador centralizado con una alta carga de información y redes de comunicación exigentes para aplicaciones reales. Sin embargo, en entornos de redes (por ejemplo, microrredes), los nodos solo pueden acceder a información sobre sus vecinos. En este caso, los algoritmos de control deben ser procesos distribuidos para reducir la complejidad y garantizar la convergencia. Para superar este problema, se propone una ecuación del replicador distribuida (DRE, por sus siglas en inglés) en [80], teniendo en cuenta un intercambio de información local realizado sobre una red modelada por un grafo conectado y no dirigido $\mathcal{G} = (\mathcal{N}, \mathcal{L})$. En este caso, el conjunto de nodos $\mathcal{N} = \{1, 2, \dots, N\}$ representa a los agentes o estrategias, el conjunto de arcos $\mathcal{L} \subset \mathcal{N} \times \mathcal{N}$ representa los enlaces de comunicación bidireccionales en la red, y los vecinos del agente i se definen por todos los nodos adyacentes (es decir, $\mathcal{N}_i = \{j : (i, j) \in \mathcal{L}\}$). En este entorno, la DRE está dada por

$$\dot{p}_i = \frac{p_i}{P_{tot}} \left(f_i(p) \sum_{j \in \mathcal{N}_i} p_j - \sum_{j \in \mathcal{N}_i} f_j(p) p_j \right). \quad (5.4)$$

Si se define

$$g_i(p) = \frac{1}{P_{tot}} \left(f_i(p) \sum_{j \in \mathcal{N}_i} p_j \right),$$

$$\bar{g}_i(p) = \frac{1}{P_{tot}} \left(\sum_{j \in \mathcal{N}_i} f_j(p) p_j \right),$$

la Ecuación DRE puede ser expresada en la forma del RD como

$$\dot{p}_i = p_i(g_i(p) - \bar{g}_i(p)), \quad (5.5)$$

donde $g_i(p)$ es una función de *fitness* local ponderada por las poblaciones vecinas y $\bar{g}_i(p)$ es una función de *fitness* local promedio calculada sobre el vecindario del nodo i . Vale la pena señalar que la condición de equilibrio (5.3), la invarianza del simplex $\Delta = \{p_i \geq 0 : \sum_{i=1}^N p_i = P_{tot}\}$, y las propiedades del gradiente de RD se mantienen para la DRE [80]. Por lo tanto, la DRE solo necesita información local y elecciones adecuadas de las funciones de *fitness* para resolver procesos de optimización de manera distribuida. Para el caso de los controladores terciarios y secundarios en microrredes aisladas, es posible aprovechar la eficiencia de los replicadores para realizar compensaciones óptimas tanto de potencia activa como de potencia reactiva.

5.1.3. Método de los multiplicadores con direcciones alternantes

El método de multiplicadores de direcciones alternantes (ADMM) es una técnica de optimización que divide el problema global en subproblemas que se resuelven individualmente. Además, las soluciones individuales interactúan de manera coordinada para encontrar una solución al problema global de optimización [81]. Desde una perspectiva técnica, este método se puede entender como una mezcla que aprovecha los beneficios de la descomposición dual y el método de lagrangiano aumentado para mejorar la convergencia.

Para explicar el método general, se considera el siguiente problema de optimización con una función objetivo separable $f(x)$

$$\begin{aligned} \min_{x_1, x_2, \dots, x_N} f(x) &= \sum_{i \in \mathcal{N}} f_i(x_i), \\ \text{Sujeto a } \sum_{i \in \mathcal{N}} Ax_i &= c, \end{aligned} \quad (5.6)$$

donde $x = [x_1, x_2, \dots, x_N]$, y $x_i \in \mathbb{R}^n$ son subvectores de x , $A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ y $c \in \mathbb{R}^m$. Además, se asume que $f_i(\cdot)$ son funciones convexas, lo que es necesario para garantizar la convergencia.

El lagrangiano aumentado de (5.6) puede escribirse como

$$\begin{aligned} \mathcal{L}_\rho(x, y) &= \sum_{i \in \mathcal{N}} \mathcal{L}_{\rho_i}(x_i, y) \\ &= \sum_{i \in \mathcal{N}} \left(f(x_i) + y^\top (Ax_i - c) + \frac{\rho}{2} \|Ax_i - c\|_2^2 \right), \end{aligned}$$

donde $y \in \mathbb{R}^m$ es el vector de variables duales y $\rho > 0$ es un parámetro de penalización. Además, el último término en la suma es un término de regularización que mejora la robustez y la tasa de convergencia del algoritmo.

ADMM resuelve iterativamente el problema de N agentes en (5.6) con

$$x_i^{k+1} := \underset{x_i}{\operatorname{argmin}} \mathcal{L}_{\rho_i}(x_i, y^k), \quad (5.7)$$

$$y^{k+1} := y^k + \rho(Ax_i^{k+1} - c), \quad (5.8)$$

donde el término de penalización ρ también es el tamaño de paso. Nótese que el algoritmo ADMM tiene un paso de minimización y un paso de actualización de los multiplicadores de Lagrange. Luego, la función lagrangiana aumentada se minimiza secuencialmente en un proceso en el que (5.7) dirige la solución hacia el óptimo en la dirección x_1 ,

luego se repite el proceso dirigiendo la solución en la dirección x_2 , y así sucesivamente, hasta llegar a la dirección x_N . El procedimiento se repite hasta la convergencia. Este proceso conduce la búsqueda de una solución global a través de direcciones alternantes. La convergencia del método está garantizada debido a la convexidad de la función objetivo (4.8) y la linealidad de las restricciones (4.4)-(4.7). Por lo tanto, se puede obtener una función lagrangiana cuyo punto de silla es el punto óptimo sobre el dominio de las variables primarias y los multiplicadores. Este punto satisface las condiciones necesarias de Karush-Kuhn-Tucker (KKT), que también son suficientes ya que la función objetivo es convexa. Vale la pena señalar que el término global en (5.8) requiere un agregador central para difundir esta información a los otros N agentes individuales. El algoritmo no es completamente distribuido porque y es una variable global que es compartida por todos los agentes. La siguiente sección muestra cómo usar protocolos de consenso para distribuir la información global.

5.1.4. Protocolo de consenso acelerado

Los protocolos de consenso son algoritmos iterativos cuyo objetivo es alcanzar el mismo valor en los nodos del grafo (generalmente, el promedio de las condiciones iniciales de los nodos), utilizando solo información local en cada paso de actualización. Dado un grafo no dirigido $\mathcal{G} = (\mathcal{N}, \mathcal{L})$ que consiste en un conjunto de nodos $\mathcal{N} = \{1, \dots, N\}$ y un conjunto de enlaces $\mathcal{L} \subset \mathcal{N} \times \mathcal{N}$, con condiciones iniciales $\lambda^0 \in \mathbb{R}^N$, el protocolo de consenso alcanza el estado $(1/N)\mathbf{1}^\top \lambda^0$.

Esta sección describe dos protocolos de consenso: el ampliamente utilizado protocolo de consenso lineal y una versión acelerada del mismo [82]. El protocolo de consenso lineal logra el estado promedio siguiendo la regla de actualización

$$\lambda_i^{l+1} = \lambda_i^l + \sum_{j \in \mathcal{N}_i} w_{ij} (\lambda_j^l - \lambda_i^l), \quad (5.9)$$

para cada nodo $i \in \mathcal{N}$, donde λ_i^l es la i -ésima entrada del vector λ^l y $w_{ij} = w_{ji}$ es el peso asociado con la arista $(i, j) \in \mathcal{L}$. Si se toma a W como la matriz de pesos de la matriz de adyacencia¹ de \mathcal{G} , y se define $\mathcal{W} \in \mathbb{R}^{N \times N}$ como la matriz cuyas entradas satisfacen $[\mathcal{W}]_{ij} = [W]_{ji}$ si $i \neq j$, y $[\mathcal{W}]_{ii} = 1 - \sum_{j \in \mathcal{N}} W_{ij}$; entonces el protocolo de consenso en (5.9) puede expresarse en la forma compacta

$$\lambda^{l+1} = \mathcal{W} \lambda^l.$$

El protocolo de consenso acelerado (ACP, por sus siglas en inglés) es un algoritmo de dos pasos donde cada nodo $i \in \mathcal{N}$ actualiza dos variables λ_i^l, μ_i^l en cada iteración l . La

¹Las entradas de W son las siguientes: $[W]_{ij} = w_{ij}$ si $(i, j) \in E$, y $[W]_{ij} = 0$ en caso contrario

regla de actualización se da por

$$\begin{aligned}\mu^{l+1} &= \mathcal{W}\lambda^l, \\ \lambda^{l+1} &= \mu^{l+1} + \frac{l+1}{l+3}(\mu^{l+1} - \mu^l),\end{aligned}\tag{5.10}$$

donde $\mu^l = [\mu^1, \dots, \mu^N]^\top$ y $\mu^0 = \mathcal{W}\lambda^0$.

El protocolo de consenso acelerado tiene una tasa de convergencia lineal, lo cual es altamente conveniente para enfrentar problemas multi-temporales como la programación de baterías. Se pueden encontrar más detalles del protocolo de consenso acelerado en [82].

5.2. Despacho económico basado en DRE

Este método permite encontrar al problema de despacho formulado en la Sección 4.1. En este caso, la función objetivo en la asignación de potencia activa es una suma de funciones de costo individuales definidas positivas dadas por $(a_i + b_i P_{G_i} + c_i (P_{G_i})^2)$. Por lo tanto, el problema de optimización también es convexo y la DRE minimiza la función potencial $F(P)$ cuando se eligen las funciones de *fitness* como

$$\begin{aligned}f_{P_{G_i}}(P) &= B_P - \frac{\partial F(P)}{\partial P_{G_i}} = B_P - \frac{\partial f_i(P_{G_i})}{\partial P_{G_i}}, \\ &= B_P - 2c_i P_{G_i} - b_i,\end{aligned}\tag{5.11}$$

donde B_P es un número positivo que garantiza la positividad de las funciones de *fitness*.

De esta forma la DRE para despacho de potencia activa está dada por

$$\dot{P}_{G_i} = \frac{P_{G_i}}{P_{tot}} \left(f_{P_{G_i}}(P) \sum_{j \in \mathcal{N}_i} P_{G_j} - \sum_{j \in \mathcal{N}_i} f_{P_{G_j}}(P) P_{G_j} \right),\tag{5.12}$$

para todo $i \in \mathcal{N}_G$. Vale la pena señalar que, en este caso, la restricción de equilibrio (4.2) siempre está activa. Por lo tanto, la propiedad de invarianza es muy útil y permite a la DRE mantener el suministro de potencia

$$P_{tot} = P_L + P_{loss},\tag{5.13}$$

con la potencia demandada por las cargas en la microrred (P_L) y las pérdidas de potencia P_{loss} obtenidas a partir de las mediciones voltaje.

La optimalidad del ED es además garantizada por el equilibrio de la DRE

$$\left. \frac{\partial F(P)}{\partial P_{G_i}} \right|_{P_{G_i}=P_{G_i}^*} = \left. \frac{\partial F(P)}{\partial P_{G_j}} \right|_{P_{G_j}=P_{G_j}^*},$$

Para todo $i \in \mathcal{N}_G$, ya que todos los costos marginales de todos los DGs son iguales. Adicionalmente, los límites de potencia activa de cada generador se cumplen por las barreras impuestas sobre las funciones de *fitness*.

$$f_{P_{G_i}}(P) = \begin{cases} m_P P_{G_i} + b_{P_{G_{imin}}} & \text{si } P_{G_i} < P_{G_{imin}}, \\ B_P - \frac{\partial f_i(P_{G_i})}{\partial P_{G_i}} & \text{si } P_{G_{imin}} \leq P_{G_i} \leq P_{G_{imax}}, \\ m_P P_{G_i} + b_{P_{G_{imax}}} & \text{si } P_{G_i} > P_{G_{imax}}, \end{cases} \quad (5.14)$$

para los valores apropiados de $m_P < 0$, $b_{P_{G_{imin}}} > 0$, y $b_{P_{G_{imax}}} > 0$. La funciones de barrera cerca a los límites de potencia se pueden obtener así: $b_{P_{G_{imin}}} = m_P P_{G_{imin}} + B_P - b_i - 2c_i P_{G_{imin}}$ y $b_{P_{G_{imax}}} = m_P P_{G_{imax}} + B_P - b_i - 2c_i P_{G_{imax}}$ para cada generador.

5.3. Compensación de reactivos con DRE

En esta sección se presenta un método basado en la DRE para resolver el problema planteado en (4.3) con el objetivo de obtener la inyección de potencia reactiva para minimizar pérdidas de potencia. Para esto, la función objetivo en despacho reactivo (4.9) se puede expresar como una suma de funciones cuadráticas

$$P_{loss} = \sum_{(i,j) \in \mathcal{L}} G_{ij} [V_i \ V_j] \mathcal{H}_{ij} [V_i \ V_j]^\top,$$

con una matriz simétrica

$$\mathcal{H}_{ij} = \begin{bmatrix} 1 & -\cos \theta_{ij} \\ -\cos \theta_{ij} & 1 \end{bmatrix},$$

que es definida positiva para todo i, j ya que, en la práctica, la diferencia de fase en nodos consecutivos satisface $0 < |\theta_{ij}| = |\theta_i - \theta_j| < \pi$. Entonces, el problema de optimización (4.10) es convexo, y se puede usar la propiedad de gradiente del DRE [80, 79] para minimizar la función potencial P_{loss} en (4.9). Para este propósito, se seleccionan las funciones de *fitness* como

$$f_{Q_i}(V) = B_Q - \frac{\partial P_{loss}}{\partial V_i}, \quad (5.15)$$

$$= B_Q - \sum_{(i,j) \in \mathcal{L}} 2G_{ij} [V_i - V_j \cos(\theta_{ij})], \quad (5.16)$$

para todo $i \in \mathcal{N}_G$, donde $V = [V_1 \ V_2 \ \dots \ V_N]^\top$ es el vector de voltajes para todos los nodos en la microrred y la constante $B_Q > 0$ se define suficientemente grande para garantizar la positividad de las funciones de *fitness*, evitando problemas numéricos en la solución ODE. Además, f_{Q_i} solo contiene información sobre los nodos conectados con líneas eléctricas al bus i (es decir, no necesita información completa).

Entonces, la DRE para resolver el problema de optimización es

$$\dot{V}_i = \frac{V_i}{V_{tot}} \left(f_{Q_i}(V) \sum_{j \in \mathcal{N}_i} V_j - \sum_{j \in \mathcal{N}_i} f_{Q_j}(V) V_j \right), \quad (5.17)$$

para $i = 1, 2, \dots, N_G + 1$. De acuerdo con la definición de DRE en (5.4), el conjunto \mathcal{N}_i representa los vecinos lógicos del nodo i -ésimo, definidos por los enlaces de comunicación en el gráfico de información.

Observe que se ha agregado una ecuación adicional a la DRE para calcular un voltaje “ficticio” V_{N_G+1} , que desempeña el papel de una variable excedente (holgura) en el proceso de optimización. Esta variable está incluida para relajar la propiedad de invariancia de la DRE y permitir que la suma de los voltajes de los nodos reales sea flexible. Con la nueva ecuación, la restricción de invariancia está dada por

$$V_{tot} = \sum_{i=1}^{N_G+1} V_i,$$

y, en consecuencia,

$$\sum_{i=1}^{N_G} V_i \leq V_{tot}. \quad (5.18)$$

Por lo tanto, V_{tot} no es un parámetro crítico, ya que solamente debe satisfacer $V_{tot} > \sum_{i=1}^{N_G} V_{i_{max}}$.

La función de *fitness* en la ecuación de replicador ficticio podría ser

$$f_{N_G+1} = B_Q - \frac{\partial P_{loss}}{\partial V_j}, \quad (5.19)$$

para cualquier $j \in \mathcal{N}_G$. Note que la condición de equilibrio (5.3) iguala todas las *fitness*, y entonces el punto de equilibrio $V^* = [V_1^* \ V_2^* \ \dots \ V_{N_G}^*]^\top$ satisface

$$\left. \frac{\partial P_{loss}}{\partial V_i} \right|_{V_i=V_i^*} = \left. \frac{\partial P_{loss}}{\partial V_j} \right|_{V_j=V_j^*},$$

para cualquier $i, j = 1, \dots, N_G + 1$. Esta condición asegura la minimización de la función potencial definida de acuerdo a las propiedades de Karush-Kuhn-Tucker [83].

Las restricciones de desigualdad de los límites de las variables de decisión (4.12) se satisfacen con inclusión de funciones de barrera en las funciones de *fitness* dadas por

$$f_{Q_i}(V) = \begin{cases} m_Q V_i + b_{Q_{imin}} & \text{si } V_i < V_{imin}, \\ B_Q - \frac{\partial P_{loss}(V)}{\partial V_i} & \text{si } V_{imin} \leq V_i \leq V_{imax}, \\ m_Q V_i + b_{Q_{imax}} & \text{si } V_i > V_{imax}, \end{cases} \quad (5.20)$$

donde $b_{Q_{imin}} > 0$, $b_{Q_{imax}} > 0$ son parámetros que se seleccionan para completar las funciones de barrera en el rango factible de V_i , como funciones localmente Lipschitz continuas. Esto se muestra en la Figura 5.1. Una pendiente $m_Q < 0$ suficientemente grande ajusta adecuadamente los límites de la función de *fitness*. Más detalles se proveen en [55].

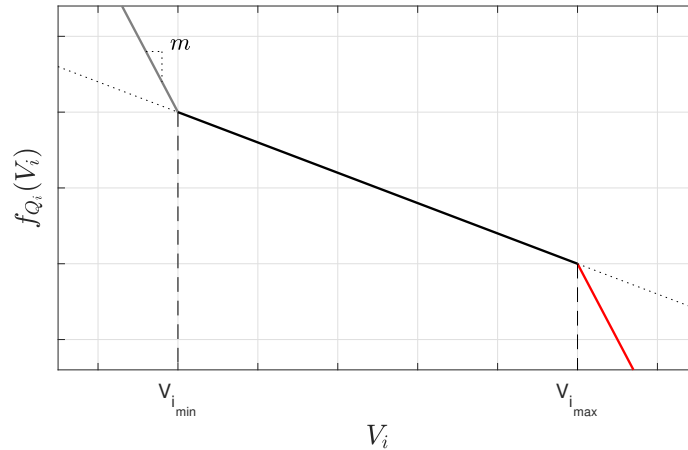


Figura 5.1: Adición de barreras a las funciones de *fitness*.

5.4. Despacho de potencia activa con BESSs basado en ADMM y ACP

El uso de ADMM y ACP facilita la obtención de una solución óptima para el problema de despacho de potencia activa considerando BESSs en (4.4)-(4.8) de la Sección 4.2, de manera totalmente distribuida y sin centralizar el procesamiento en algún nodo.

En primer lugar, se define el lagrangiano aumentado de (4.8) como

$$\begin{aligned} \mathcal{L}_\rho(P_G, Y, E) &= \sum_{i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B} \mathcal{L}_{\rho_i}(P_{G_i}, Y, E) \\ &= \sum_{i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B} \left(\mathcal{F}_i(P_{G_i}) + Y^\top E + \frac{\rho}{2} E E^\top \right), \end{aligned} \quad (5.21)$$

donde P_G es el conjunto de perfiles de potencia activa ($P_G = \{P_{G_i} | i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B\}$), \mathcal{F}_i es la función objetivo de la i -ésima unidad generadora (generador o BESS), Y es el vector de multiplicadores de Lagrange y E es un vector de restricciones de equilibrio de potencia (que requieren información global) dado por

$$E = \begin{bmatrix} \sum_{i \in \mathcal{N}_G} P_{G_i}^1 + \sum_{j \in \mathcal{N}_B} P_{G_j}^1 - P_L^1 \\ \sum_{i \in \mathcal{N}_G} P_{G_i}^2 + \sum_{j \in \mathcal{N}_B} P_{G_j}^2 - P_L^2 \\ \vdots \\ \sum_{i \in \mathcal{N}_G} P_{G_i}^K + \sum_{j \in \mathcal{N}_B} P_{G_j}^K - P_L^K \end{bmatrix}. \quad (5.22)$$

De hecho, los elementos de E corresponden al equilibrio de potencia en (4.4) para todos los K intervalos de tiempo. Nótese que Y y E pueden ser calculados y distribuidos por un agente central.

El lagrangiano en (5.21) puede ser convenientemente expresado para distribuir su cálculo como:

$$\begin{aligned} \mathcal{L}_\rho(P_G, Y, E) &= \sum_{i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B} \mathcal{L}_{\rho_i}(P_{G_i}, Y_i, E_i) \\ &= \sum_{i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B} \left(\mathcal{F}_i(P_{G_i}) + Y_i^\top E_i + \frac{\rho}{2} E_i E_i^\top \right). \end{aligned} \quad (5.23)$$

En este caso, el intercambio de información con agentes vecinos permite que el cálculo de Y y E se distribuya mediante un protocolo de consenso, generando los vectores E_i , Y_i para cada agente.

El Algoritmo 1 describe el método totalmente distribuido basado en ADMM y ACP. Las iteraciones se denotan con el superíndice t y el criterio de parada se alcanza cuando la norma 2 del vector E_i^t es menor que un umbral de error ϵ .

Algoritmo 1 ADMM y ACP para el despacho activo de potencia con BESSs.

- 1: $P_{G_i}^{t+1} \leftarrow \underset{P_{G_i}}{\operatorname{argmin}} \mathcal{L}_{\rho_i}(P_{G_i}, Y_i^t, E_i^t), \quad \forall i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B$
 - 2: $\lambda_i \leftarrow \lambda_i^L, \forall i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B$, donde λ_i^L es la solución del algoritmo distribuido (5.10) en el tiempo L , con condiciones iniciales $\lambda_i^0 = [P_{G_1}^{t+1}, \dots, P_{G_{N_G+N_B}}^{t+1}]$,
 - 3: $E_i^{t+1} \leftarrow N\lambda_i, \quad \forall i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B$
 - 4: $Y_i^{t+1} \leftarrow Y_i^t + \rho E_i^{t+1}, \quad \forall i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B$
-

cabe especificar que L es el número de iteraciones en las que se alcanza el consenso, lo cual se ajusta experimentalmente.

Nótese que el principal problema en la distribución de ADMM es el perfil de carga agregado P_L en el vector E en (5.22), que es una variable global. No obstante, ACP genera un vector individual E_i con información local, lo que lo hace disponible para todos los agentes de la microrred. El algoritmo comienza obteniendo el perfil de potencia óptimo para el i -ésimo generador o batería minimizando su correspondiente lagrangiano aumentado. En el caso de las baterías, el perfil de potencia es un perfil óptimo de acciones de carga/descarga. Es notable que en la Línea 1, cada agente (un generador o una batería) propone una solución óptima para minimizar su correspondiente función local de manera secuencial e individual. La Línea 2 muestra cómo compartir información global de manera distribuida. En primer lugar, las condiciones iniciales del protocolo de consenso se cargan en λ_i^0 para cada agente, y uno de los agentes debe cargar el perfil de carga agregado P_L . Por ejemplo, el último agente puede cargar su condición inicial como $\lambda_N^0 \leftarrow P_{G_N}^{t+1} - P_L$. En cualquier caso, el perfil de carga agregado P_L solo es conocido por un agente. Convenientemente, la selección propuesta de las condiciones iniciales lleva al consenso a converger al promedio de sus estados iniciales, que es precisamente el vector E_i dividido por el número de agentes N . Nótese que el consenso acelerado en (5.10) devuelve un estado promedio λ_i , el cual corresponde al balance de potencia promedio para todos los intervalos de tiempo. Por lo tanto, en la Línea 3, cada estado promedio se multiplica por N para obtener un valor estimado E_i . Finalmente, la Línea 4 muestra la ecuación de actualización de los multiplicadores de Lagrange para cada agente. Los valores óptimos $P_{G_i}^* := P_{G_i}^{t+1} \quad \forall i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B$ se alcanzan de acuerdo con el criterio de parada, donde los multiplicadores de Lagrange tienden a ser constantes.

5.5. Despacho de potencia reactiva y la habilitación de servicios auxiliares con ADMM

En esta sección se presenta la habilitación de servicios auxiliares como la reducción de pérdidas de potencia y desviación de voltaje, a través de la solución del problema planteado en la Sección 4.4.2 basados en ADMM.

En primer lugar, la función objetivo H en (4.23) se escribe convenientemente para expresarse como una suma de funciones individuales.

$$\begin{aligned}
 H &= \sum_{i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B} H_i(V_i) \\
 &= w_l \sum_{i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B} \left(\frac{1}{2} \sum_{j \in \mathcal{N}_i} G_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \right) + \\
 &\quad w_v \sum_{i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B} (1 - V_i)^2.
 \end{aligned}$$

Entonces, el lagrangiano aumentado de (4.23) se define como:

$$\begin{aligned}\mathcal{L}_q(Q_G, V, Z, U) &= \sum_{i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B} \mathcal{L}_{q_i}(Q_{G_i}, V_i, Z_i, U_i) \\ &= \sum_{i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B} (H_i + Z_i^\top U_i + U_i U_i^\top),\end{aligned}\quad (5.24)$$

donde H_i , Z_i , U_i son: la función objetivo, las variables duales, y el vector de restricciones del i -ésimo agente, respectivamente. El vector U_i se define como

$$U_i = \begin{bmatrix} \sum_{j \in \mathcal{N}_i} G_{ij} V_j - \sum_{j \in \mathcal{N}_i} B_{ij} \theta_j - (P_{G_i}^1)^* + P_{L_i} \\ - \sum_{j \in \mathcal{N}_i} B_{ij} V_j - \sum_{j \in \mathcal{N}_i} G_{ij} \theta_j - Q_{G_i} + Q_{L_i} \end{bmatrix},$$

$\forall i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B$. El primer término de U_i es la restricción del flujo de potencia activa en (4.21), que incluye el óptimo en el primer instante del despacho de potencia activa $(P_{G_i}^1)^*$ encontrado por el Algoritmo 1. El segundo término es la restricción del flujo de potencia reactiva en (4.22). Cada restricción en el vector U_i requiere solo información local ya que todas las restricciones de U_i se calculan sobre el conjunto de vecinos \mathcal{N}_i .

El Algoritmo 2 describe el método propuesto para obtener el despacho de potencia reactiva basado en ADMM. Funciona de manera similar al Algoritmo 1, pero calcula el perfil óptimo de potencia reactiva para generadores y baterías minimizando el Lagrangiano aumentado \mathcal{L}_q en (5.24). Cabe destacar que el Algoritmo 2 es completamente distribuido y no requiere consenso.

Algoritmo 2 ADMM para despacho de potencia reactiva

- 1: **for** $t = 1$ to T_{max} **do**
 - 2: $Q_{G_i}^{t+1} := \underset{Q_{G_i}}{\operatorname{argmin}} \mathcal{L}_{q_i}(Q_{G_i}, Z_i^t, U_i^t), \forall i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B$
 - 3: $Z_i^{t+1} = Z_i^t + q U_i^t, \quad \forall i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B$
 - 4: **end for**
-

El Algoritmo 2 comienza encontrando los perfiles de potencia reactiva para generadores y baterías. Luego, se calculan los multiplicadores de Lagrange de acuerdo con las restricciones U_i con un tamaño de paso q . Los perfiles óptimos de potencia reactiva $Q_{G_i}^* = Q_{G_i}^{T_{max}}, \forall i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B$ se alcanzan en la iteración máxima T_{max} cuando los multiplicadores de Lagrange tienden a ser constantes.

5.6. Operación en línea

La operación en línea se define con el propósito de incrementar la eficiencia del Algoritmo 1 para gestionar la programación de carga/descarga de las baterías en el largo

plazo y atender perturbaciones de corto plazo debido a las variación de recursos o de la demanda energética del usuario. Idealmente, las estrategias de gestión de energía de una microrred deben tener la capacidad de responder a las perturbaciones. Esta característica de robustez está motivada en que algunas entradas de los algoritmos están en constante cambio, como el perfil de carga, la irradiación solar y la velocidad del viento, entre otras variables que tienen una naturaleza aleatoria. Aunque la jerarquía de control de bajo nivel de una microrred permite que el sistema responda a las perturbaciones, es crucial lidiar con las perturbaciones desde niveles superiores para minimizar el esfuerzo de control en niveles inferiores. El enfoque propuesto para manejar las perturbaciones se basa en la retroalimentación mediante la medición de perturbaciones y la actualización de las señales de control. La operación en línea se basa en la capacidad del algoritmo para procesar todas las operaciones en un tiempo máximo igual al tiempo de actualización. La Figura 5.2 muestra un esquema del sistema de monitoreo local que permite que cada agente mida variables locales (límites de potencia, voltajes, potencia activa y reactiva y perturbaciones) para realizar el procesamiento distribuido. Luego, las señales de control se actualizan (puntos de ajuste de potencia activa y reactiva) y el ciclo se repite continuamente.

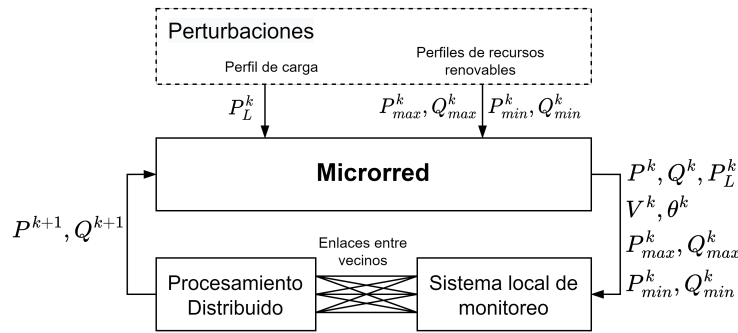


Figura 5.2: Esquema de funcionamiento en línea del sistema de gestión de energía en la microrred.

Para evitar la complejidad computacional, se utiliza un esquema de control que divide el período de programación en dos segmentos: período a corto y largo plazo (ver Figura 5.3). Con base en el esquema de control predictivo con múltiples horizontes (MPC) en [84], se define un período a corto plazo con k_s intervalos de tiempo de ancho Δk_s . También se utiliza un período a largo plazo con K intervalos de tiempo de ancho ΔK . Específicamente, se propone que las mediciones deben actualizarse en el primer intervalo del período a corto plazo.

Este esquema de múltiples horizontes permite que el sistema de gestión cuente con un tiempo de muestreo corto Δk_s para manejar las perturbaciones, manteniendo al mismo tiempo un horizonte de programación de largo alcance (K), conservando un costo computacional razonable. Esta combinación de horizontes permite reducir el número de

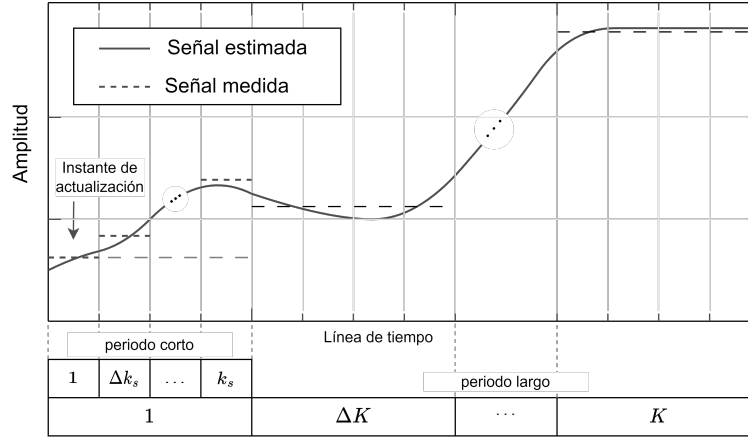


Figura 5.3: Señales del esquema en línea.

variables de decisión de $k_s K$ a $K + k_s$ para cada agente de la microrred, lo que ayuda a mantener una baja carga computacional. Cabe mencionar que esta estrategia reduce la complejidad computacional a cambio de un aumento en el número de estimaciones. Esto significa que la reducción computacional se debe compensar con estimadores de señal (ver líneas punteadas en la Figura 5.3) para hacer pronósticos a corto y largo plazo. Estas señales estimadas son los insumos de entrada para ejecutar el algoritmo a lo largo de los horizontes de programación. La combinación de horizontes se ilustra en la Figura 5.3. Específicamente, se utiliza un período a largo plazo de 24 horas con intervalos de tiempo de 1 hora, típicamente utilizado en problemas de despacho. Además, se utiliza un período a corto plazo de 1 hora con intervalos de tiempo de 5 minutos. El concepto de un horizonte de programación de dos períodos se implementa para aprovechar las ventajas de los períodos de corta y larga duración, así mismo, la formulación del problema de despacho activo cambia a

$$\min_{P_{G_i}, \bar{P}_{G_i}} \sum_{i \in \mathcal{N}_{G \cup N_B}} (\mathcal{F}_i(P_{G_i}) + \bar{\mathcal{F}}_i(\bar{P}_{G_i})). \quad (5.25)$$

La función objetivo en (5.25) recopila los costos de generación para el período a largo plazo (\mathcal{F}_i) y el período a corto plazo ($\bar{\mathcal{F}}_i$). El perfil de potencia activa para el período a corto plazo se da por $\bar{P}_{G_i} = [\bar{P}_{G_i}^1, \bar{P}_{G_i}^2, \dots, \bar{P}_{G_i}^{k_s}]$, durante un intervalo de tiempo corto $\mathcal{K}_s = 1, 2, \dots, k_s$ con intervalos de tiempo iguales a Δk_s . De manera similar a (4.8), la función de costo ($\bar{\mathcal{F}}$) es una función de costo que captura los costos de generación y almacenamiento durante el período a corto plazo.

Además de las restricciones a largo plazo (4.4)-(4.7), las restricciones relacionadas

con el período a corto plazo son

$$\sum_{i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B} \bar{P}_{G_i}^k = \bar{P}_L^k, \quad (5.26)$$

$$P_{G_{imin}} \leq \bar{P}_{G_i}^k \leq P_{G_{imax}}, \quad \forall i \in \mathcal{N}_G \cup \mathcal{N}_B, \quad (5.27)$$

$$\bar{S}_j^{k+1} = \bar{S}_j^k + \bar{P}_{G_j}^k, \quad \forall j \in \mathcal{N}_B, \quad (5.28)$$

$$\bar{S}_{jmin} \leq \bar{S}_j^k \leq \bar{S}_{jmax}, \quad \forall j \in \mathcal{N}_B, \quad (5.29)$$

$\forall k \in \mathcal{K}_s$. De manera similar a las restricciones para el período a largo plazo, las ecuaciones en (5.26)-(5.29) representan el balance de potencia, los límites de potencia, la dinámica SOC y los límites SOC, para el periodo corto.

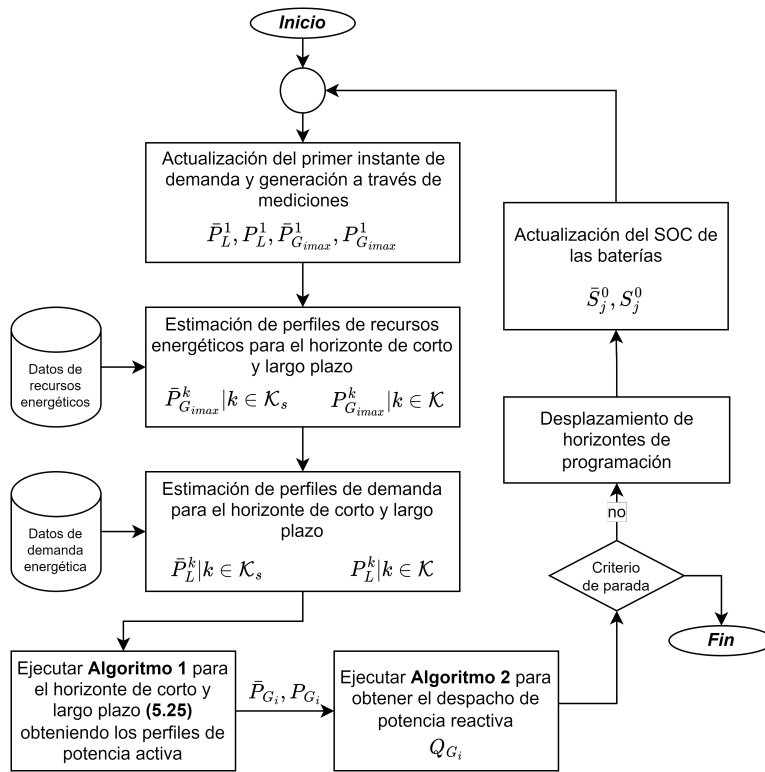


Figura 5.4: Diagrama de flujo de la operación en línea.

La operación en línea requiere pasos adicionales para resolver el problema de OPF sobre un horizonte de deslizante, en la figura 5.4 se presenta un diagrama de flujo que describe cada una de las etapas de esta operación. En primer lugar, los primeros instantes de los perfiles se actualizan con datos medidos en tiempo real en los periodos a corto y largo plazo. En segundo lugar, se cargan los perfiles de demanda de potencia, velocidad del viento e irradiación para hacer las correspondientes estimaciones de acuerdo

con el horizonte de programación. A continuación, el Algoritmo 1 resuelve el problema de distribución de potencia activa en (5.25) obteniendo los perfiles de potencia de las unidades generadoras para el horizonte de programación. Luego, el Algoritmo 2 resuelve el problema de distribución de potencia reactiva en (4.23)-(4.26). En este punto, se resuelve el OPF y los primeros puntos de consigna de los perfiles de potencia activa y reactiva se envían a los controladores secundarios y primarios para ser utilizados como referencias. Finalmente, el horizonte de programación se desplaza al siguiente instante, se actualizan las SOC de las baterías y el proceso comienza de nuevo en el primer paso. En resumen, los Algoritmos 1 y 2 se ejecutan cada periodo a corto y largo plazo, los perfiles de potencia activa y reactiva se actualizan de acuerdo con el horizonte de programación, los SOC de las baterías se actualizan, el horizonte de programación se desplaza y el ciclo se repite.

Resultados y discusión

En este capítulo se presenta una evaluación del rendimiento de los algoritmos distribuidos propuestos a través de una simulación en diferentes escenarios. Para validar la efectividad de los algoritmos, se utiliza un esquema de co-simulación entre Matlab y DIgSILENT, el cual proporciona diversas métricas para evaluar el desempeño de los modelos. En la primera parte del capítulo se presenta la evaluación de desempeño del método basado en replicadores dinámicos aplicado sobre un sistema de distribución de un Campus Universitario de 73 nodos. Se realiza una comparación del desempeño en comparación con un método centralizado y se presentan los efectos de la compensación de reactivos con la DRE sobre las pérdidas de potencia y la desviación de voltajes. Así mismo, se evidencia el efecto que tienen los controladores primarios sobre estos indicadores. En la segunda parte del capítulo se muestra la aplicación del algoritmo basado en ADMM y ACP sobre un sistema de prueba IEEE 13 nodos. Se lleva a cabo un análisis y discusión sobre la influencia del modelo de degradación propuesto, la inclusión de servicios auxiliares y la gestión de perturbaciones. Los resultados obtenidos son discutidos en detalle para obtener una comprensión más completa del impacto de cada factor en el desempeño de los esquemas de operación.

6.1. Aplicación del método basado replicadores

Con el propósito de simular la estrategia de control basada en replicadores, se caracteriza parte del sistema de distribución dentro del campus universitario de la Universidad de Nariño, situada en la región Suroccidental de Colombia, con el objetivo de establecer un caso de estudio aplicable a un entorno actual.

El sistema cuenta con 73 buses y se muestra en la Figura 6.1. Tiene un pequeño conjunto de nodos en nivel de media tensión (13.2 kV), enlazados a los nodos de baja tensión (208V) por 9 transformadores con capacidad de 930 kVA. Las cargas están

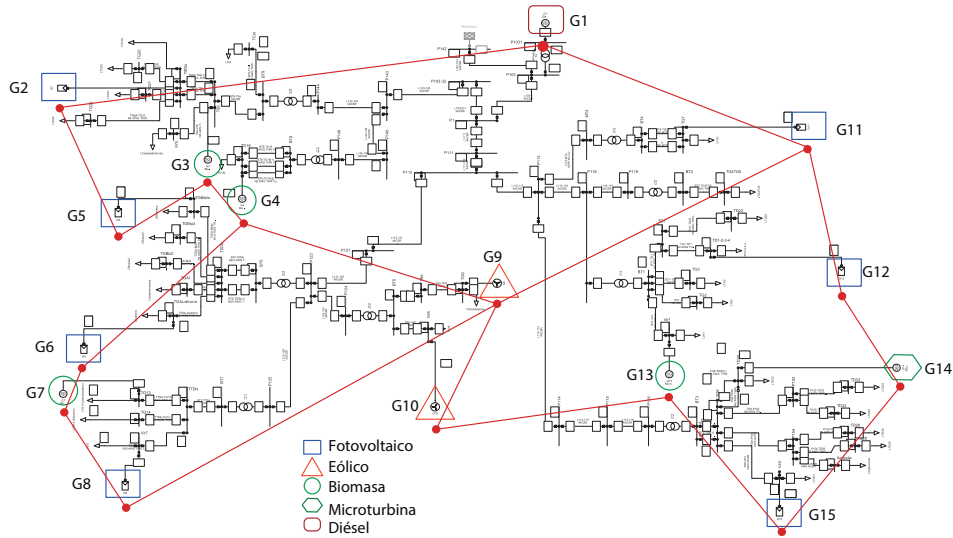


Figura 6.1: Sistema de distribución para el caso de estudio en un campus universitario. Los generadores de diferentes tecnologías están conectados con un subconjunto de unidades por enlaces de comunicación.

dispuestas en 30 circuitos de distribución de baja tensión, cuya demanda agregada promedio horaria se presenta en la Figura 6.2. Más detalles técnicos sobre el escenario de prueba, se pueden encontrar en [85, 55].

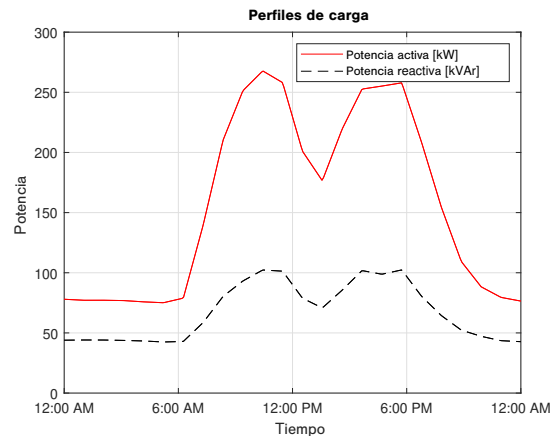


Figura 6.2: Perfil de demanda promedio agregado de potencia activa y reactiva en el caso de estudio.

Para analizar una alta penetración de GD en la microrred, se incluye 16 unidades diferentes (sistemas fotovoltaicos, eólicos, de biomasa y de gas), ubicadas en nodos de baja tensión, a excepción de una máquina diésel, que es la planta de respaldo a la red de media tensión en el punto de acople hacia a la red exterior. En este caso, se asume que

la microrred está desconectada y la planta diésel es el generador *slack* para el sistema aislado. Las capacidades de cada DG se detallan en la Tabla 6.1 y la ubicación de las unidades en el sistema de distribución se presenta en la Figura 6.1. Las líneas diagonales continuas entre los DG representan la red de comunicación para compartir información en la microrred, que es el grafo utilizado para resolver los problemas de optimización distribuida descritos en la Secciones 4.1 y 4.3.

Tabla 6.1: Límites de capacidad de potencia activa y reactiva de generadores en la microrred.

Generador	P_{max} [kW]	P_{min} [kW]	Q_{max} [kVar]	Q_{min} [kVar]
G1-Diésel	410.00	41.00	308.00	-308.00
G2-Fotovoltaico	6.00	0.00	3.00	-3.00
G3-Biomasa	5.00	0.50	7.00	-7.00
G4-Biomasa	15.00	1.50	8.00	-8.00
G5-Fotovoltaico	16.00	0.00	2.00	-2.00
G6-Fotovoltaico	16.00	0.00	6.00	-6.00
G7-Biomasa	15.00	1.50	6.00	-6.00
G8-Fotovoltaico	9.00	0.00	3.00	-3.00
G9-Eólico	3.00	0.00	1.00	-1.00
G10-Eólico	3.00	0.00	1.00	-1.00
G11-Fotovoltaico	32.50	0.00	10.00	-10.00
G12-Fotovoltaico	9.50	0.00	3.00	-3.00
G13-Biomasa	15.00	1.50	3.00	-3.00
G14-Microturbina	15.00	1.50	10.00	-10.00
G15-Fotovoltaico	16.00	0.00	7.00	-7.00

6.1.1. Implementación del esquema de operación bajo cosimulación

Para el proceso de optimización se supone que las unidades despachables (plantas de biomasa, microturbinas y diésel) están siempre disponibles y la demanda pico está por debajo de la capacidad conjunta de estas unidades, de manera que las cargas pueden ser atendidas en cualquier escenario. Para los generadores intermitentes (PV y eólico), los perfiles de irradiancia diaria y viento promedio se muestran en la Figura 6.3, los cuales son tomados de datos reales en el sitio de estudio. El perfil solar tiene mediciones con un tiempo de muestreo de 5 minutos, mientras que el perfil de viento muestra mediciones promedio calculadas cada cinco minutos.

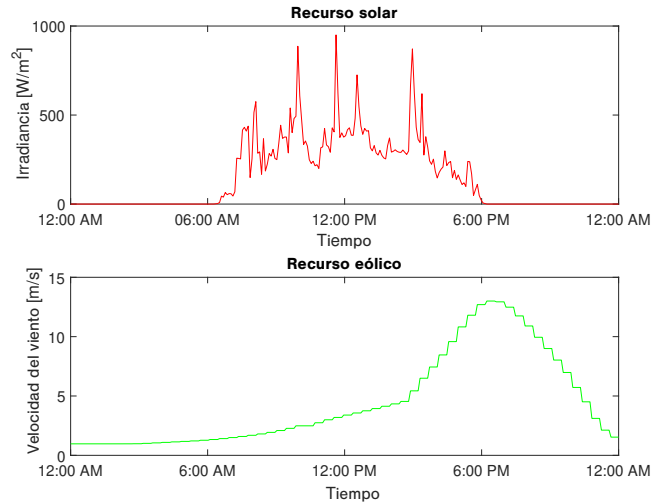


Figura 6.3: Recursos promedio diarios de perfil solar y eólico para el campus universitario.

La variabilidad de los recursos que cambian en el tiempo limita la capacidad de los generadores renovables (es decir, P_{max} , P_{min} , Q_{max} y Q_{min} para generadores solares y eólicos), tal que, los límites de potencia activa y reactiva son proporcionales a los perfiles de recursos. La potencia reactiva suministrada/absorbida por cada generador está limitada por su curva de capacidad, que depende, para los generadores solares y eólicos, de la capacidad de los inversores para cambiar el factor de potencia. La curva de capacidad (línea discontinua en la Figura 6.4) describe la relación entre las potencias activa y reactiva, donde el cono gris es el conjunto de puntos de operación para el DG [66]. En este caso, la máxima potencia activa es proporcional al recurso disponible en el perfil (los generadores solares tienen su pico máximo de potencia activa al mediodía y los aerogeneradores alrededor de las 18:00 horas), mientras que los límites para la potencia reactiva se calculan con una curva de capacidad estándar (4.27).

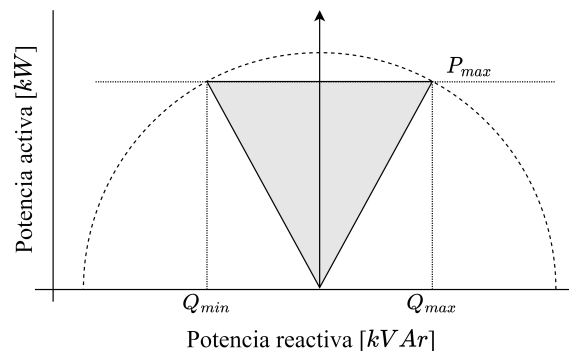


Figura 6.4: Curva de capacidad típica de un inversor de potencia para fuentes de energía renovable.

La plataforma de simulación vincula Matlab® y DIGSILENT® para resolver los algoritmos de optimización y el flujo de potencia, respectivamente, en un esquema de lazo cerrado en la Figura 6.5. Con condiciones iniciales factibles, DIGSILENT ejecuta un flujo de carga, calculando voltajes, corrientes y fases de cada nodo DG. Luego, estas medidas se envían a Matlab para resolver las ecuaciones del replicador distribuido en cada despacho, obteniendo puntos de ajuste óptimos para los generadores, que se envían de vuelta al software de análisis de energía, donde los controladores de *droop* locales actúan de acuerdo con las referencias. El perfil de carga puede variar lentamente y los recursos de irradiancia y viento pueden cambiar más rápido, por lo que se repite el proceso para simular periodos de despacho de 5 minutos hasta cubrir todo el día. Esta plataforma permite la interacción para simular condiciones reales en la potencia sistema y la influencia del control primario.

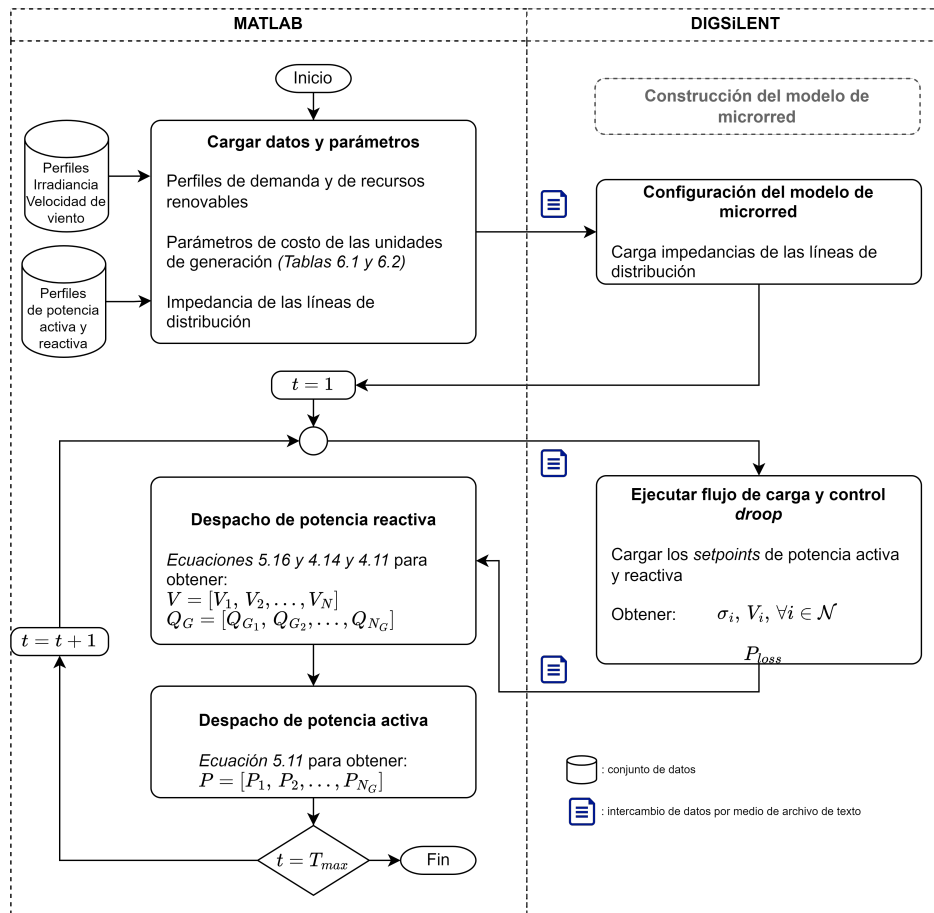


Figura 6.5: Diagrama de bloques de co-simulación para el intercambio de información entre Matlab y DigSilent.

La optimización del control secundario se realiza en dos pasos con la información

propia de cada nodo (tensión y fase), y la información de los vecinos determinada por el gráfico de comunicación y las líneas de la red eléctrica. Primero, la potencia reactiva óptima para cada generador se obtiene minimizando la función P_{loss} en (4.9). Esta ecuación es una aproximación teniendo en cuenta únicamente las pérdidas en las líneas conectadas a los nodos de los generadores, donde se puede regular la potencia activa y reactiva. Para minimizar la función objetivo, la ecuación del replicador distribuido (5.17) se resuelve con la función de *fitness* (5.20), obteniendo los voltajes óptimos para cada nodo generador. A continuación, con los valores de equilibrio y la aproximación de los flujos de potencia reactiva en (4.14), la ecuación de balance de flujo (4.11) proporciona las potencias reactivas óptimas a despachar a cada generador. Los parámetros elegidos para garantizar la positividad de las funciones de *fitness* y las barreras lineales en (5.20) son: $B_Q = 1 \times 10^3$, $m_Q = -1 \times 10^3$.

El segundo paso es resolver el despacho económico con la información de la demanda y P_{loss} óptima del proceso anterior para satisfacer la totalidad del consumo energético de la microrred (P_{tot}). En este proceso, la optimización distribuida resuelve la segunda ecuación del replicador (5.12) con la *fitness* (5.14), usando las funciones de costo de cada generador. La Tabla 6.2 presenta los coeficientes de costo para cada una de las tecnologías introducidas en la microrred, donde las unidades basadas en renovables son más económicas que las plantas despachables. Para establecer los coeficientes de costo del generador diésel, se asume que el consumo de combustible del generador diésel en términos de potencia generada está dado por la ecuación $0,00019P^2 + 0,1438P + 0,013$ (una metodología para establecer los coeficientes de la función se presenta en [83]). Posteriormente, el costo de generación de esta unidad variará dependiendo del precio del combustible. En este trabajo se asume un valor fijo de \$2 dólares estadounidenses por galón, de acuerdo con el costo del diésel en Colombia. Los costos de los generadores eólicos y fotovoltaicos se modelan mediante funciones lineales, comúnmente relacionadas con la inversión inicial y los costos de operación y mantenimiento. En este sentido, debido a sus características inherentes, los generadores eólicos representan un costo más elevado. El resultado de este proceso son las potencias activas óptimas a ser despachadas a las unidades de generación. Es de destacar que en cada período de despacho, la demanda y los límites de potencia de los recursos renovables se incluyen como parámetros en las ecuaciones del replicador para respetar las restricciones. La restricción de demanda se satisface por la propiedad de invariancia de DRE, manteniendo el equilibrio (4.2) para cada periodo. Los límites de los generadores renovables (P_{imin} y P_{imax}) se calculan en cada periodo de despacho con los perfiles de radiación y velocidad del viento, según la capacidad nominal de cada generador. Estos límites se incluyen como restricciones blandas con las funciones de barrera en la ecuación de *fitness* (5.14). Los límites de potencia reactiva (Q_{imin} y Q_{imax}) se obtienen de la curva de capacidad de cada generador a partir de los límites de potencia activa encontrados anteriormente. Además, se asume que el generador de *slack* es capaz de suministrar o consumir la potencia reactiva requerida para cada periodo de despacho para asegurar el cumpli-

miento de la restricción de balance de potencia reactiva. Los parámetros elegidos para garantizar la positividad de las funciones de aptitud y las barreras lineales en (5.14) son: $B_P = 4 \times 10^5$, $m_P = -1 \times 10^5$.

Tabla 6.2: Coeficientes de costo para cada tipo de unidad de potencia.

Tipo de unidad	c_i [\$/kW ² h]	b_i [\$/kWh]	a_i [\$/h]
Diésel	1.53	1150.50	104.44
Fotovoltaico	0.00	903.00	28.77
Biomasa	1.15	838.10	190.92
Microturbina	1.15	838.10	190.92
Eólico	1.25	999.90	35.90

La Figura 6.6 muestra los resultados del proceso de despacho completo para un generador despachable y dos intermitentes. Para el despacho de potencia activa, la unidad fotovoltaica (G_2) y el aerogenerador (G_{10}) se optimizan a su máxima capacidad de acuerdo a la disponibilidad de recursos, siguiendo los perfiles presentados en la Figura 6.3. El gasificador de biomasa (G_3) satisface parte de la demanda que debe ser cubierta por el resto de generadores, según su función de costo. En este caso, los generadores renovables se usan cerca de su potencia máxima ya que el costo es relativamente bajo en comparación con la planta diésel. En cambio, el despacho de potencia reactiva depende en gran medida de las condiciones técnicas de los nodos y de la demanda reactiva local de las cargas cercanas a cada generador.

6.1.2. Resultados numéricos

Para analizar el efecto de la optimización distribuida de potencia activa y reactiva, se presenta los resultados en dos escenarios: *i*) solo con el despacho económico (i.e., despacho de potencia activa); y *ii*) con la compensación activa y reactiva conjunta. La Figura 6.7 muestra las pérdidas totales en el sistema para ambos casos. Cuando la demanda de potencia es del 54% de la demanda pico, el uso del despacho conjunto reduce las pérdidas en un 15% en comparación con la optimización que solo considera la potencia activa. Esto demuestra claramente que el algoritmo de despacho reactivo es eficaz en la minimización de pérdidas, lo que se refleja en el rendimiento general de la microrred.

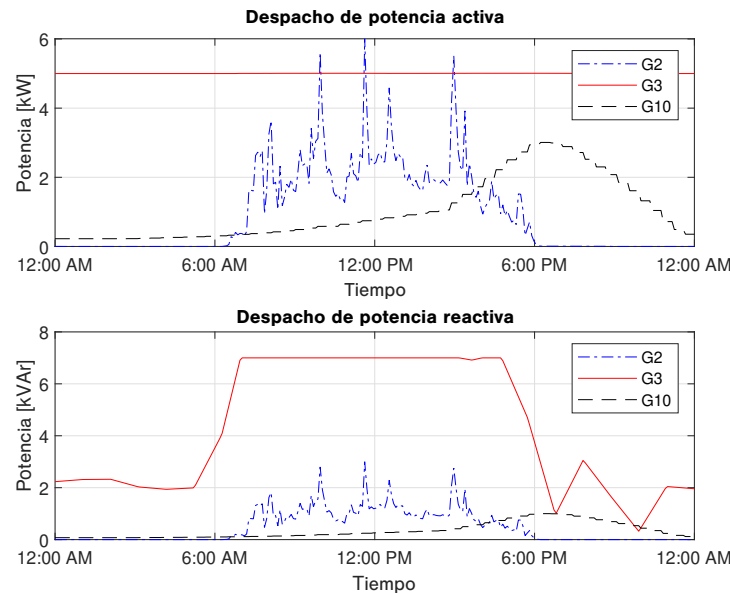


Figura 6.6: Despacho de potencia activa y reactiva para tres unidades de potencia (G_2 es una unidad fotovoltaica, G_3 es un gasificador de biomasa y G_{10} es una turbina eólica).

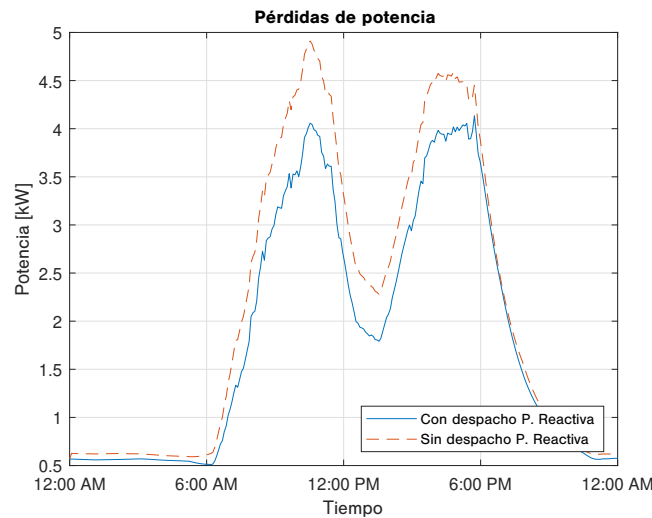


Figura 6.7: Pérdidas de potencia activa cuando se realiza un despacho económico y la optimización conjunta propuesta sobre el caso de estudio.

Debido a las consideraciones técnicas de la optimización conjunta, los perfiles de voltaje también se mejoran como se muestra en la Figura 6.8. Por ejemplo, la desviación de la tensión se reduce en un 17% en los nodos correspondientes a los generadores. Por otro lado, la acción del control primario se presenta en la Figura 6.9, donde se habilitan

los controladores *droop* en la interfaz de potencia de los generadores renovables. Los controladores *droop* ajustan la potencia activa y reactiva despachada por la estrategia de control secundario, mejorando los perfiles de tensión en un 34%. En este caso, los controladores *droop* se integran con una pendiente del 10% en el flujo de potencia en DIgSILENT. Esta estrategia local obtiene la primera referencia del despacho óptimo de potencia reactiva y compensa posibles errores en la estimación de pérdidas para el despacho económico. Entonces, la inclusión de una capa de control primario complementaria es importante para mantener la estabilidad del sistema y reaccionar frente a desviaciones en el proceso de optimización y cambios rápidos de carga entre los períodos de despacho.

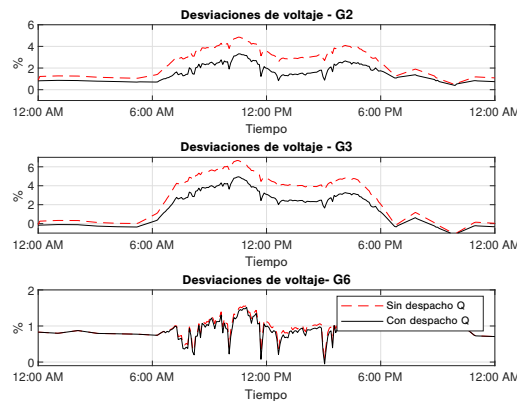


Figura 6.8: Comparación de desviación de voltaje para los buses de los Generadores 2, 3 y 6 con solo despacho económico y la optimización conjunta.

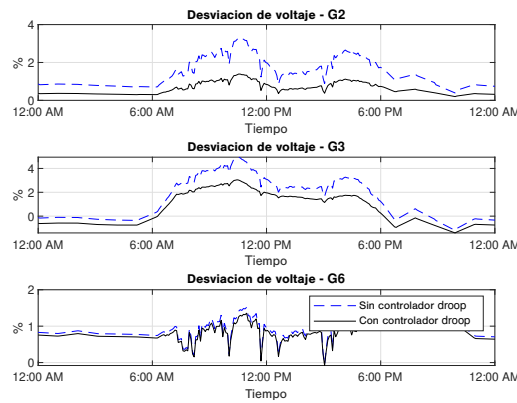


Figura 6.9: Comparación de desviación de tensión con y sin control primario en GD.

La aproximación para el cálculo de pérdidas, flujos reactivos de los generadores y la falta de datos completos de voltajes, corrientes y ángulos en todos los nodos inducen errores en los valores óptimos obtenidos por el método propuesto. Para observar las diferencias en comparación con una técnica de información completa, la Figura 6.10 presenta el despacho activo y reactivo para los generadores G_1 , G_2 y G_4 en el caso de estudio. La optimización centralizada se realiza mediante la función *fmincon* de Matlab, con información de todas las variables del sistema para el cálculo de pérdidas y flujos de potencia reactiva. Las principales diferencias se presentan en el nodo de holgura y en el cuarto generador, donde hay diferencias en los perfiles de voltaje y flujos reactivos. Sin embargo, la distancia relativa es pequeña, mientras que en el resto de nodos los resultados de optimización son prácticamente los mismos. A pesar de las inevitables divergencias debidas a las aproximaciones, la ecuación del replicador distribuido muestra un desempeño adecuado, mientras que todas las restricciones técnicas son respetadas por las propiedades internas de la dinámica poblacional. Además, cabe destacar que el equilibrio entre oferta y demanda se mantiene con un error pequeño utilizando el algoritmo de despacho basado en DRE. Con el método centralizado basado en la función *fmincon* el error entre demanda y oferta aumenta un 1% (unos 2 kW), lo que implica un mayor esfuerzo de control en las etapas de control primario. En cuanto a la optimalidad del algoritmo de despacho basado en DRE con respecto al método centralizado con información completa, se calculó el costo de operación para un día de acuerdo a los costos de la Tabla 6.2 y el despacho de potencia activa, obteniendo costos de $5,11 \times 10^7$ para el algoritmo de despacho basado en DRE y $5,04 \times 10^7$ para el método centralizado.

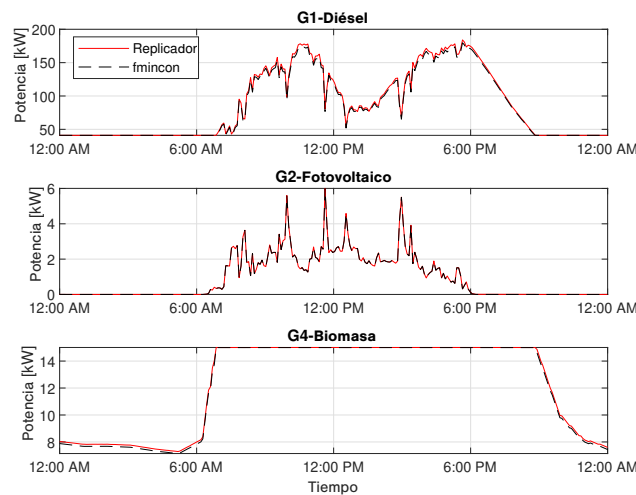


Figura 6.10: Comparación del algoritmo del replicador distribuido con una optimización de información completa.

Para garantizar que cada generador cumpla con los límites de potencia activa, se

incluye una función de barrera en las funciones de *fitness* como se muestra en la Ecuación (5.14). De manera similar, cada generador satisface los límites de potencia reactiva de acuerdo con la restricción de balance de flujo reactivo en (4.11). Las Figuras 6.11 y 6.12 muestran el cumplimiento de restricciones relacionadas con los límites de potencia durante el período de simulación.

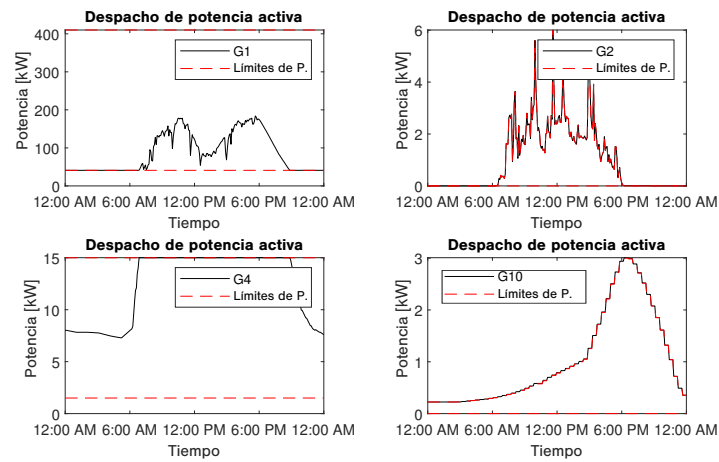


Figura 6.11: Despacho de potencia activa con límites de potencia de cuatro unidades de potencia.

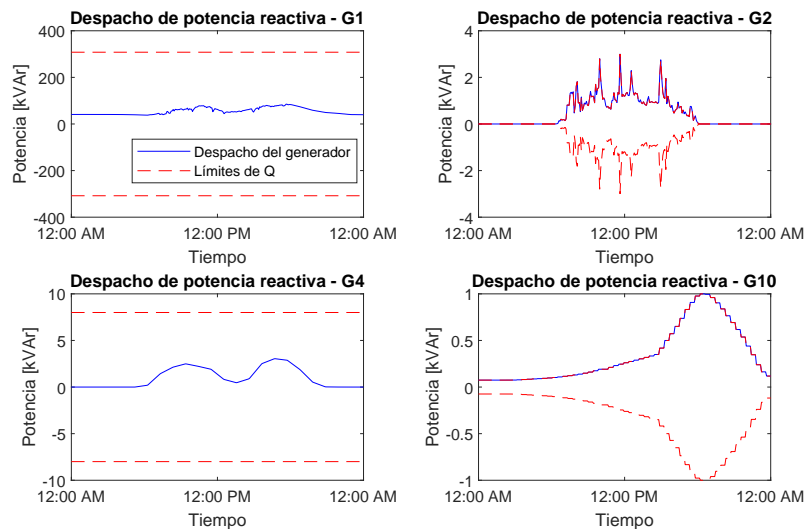


Figura 6.12: Despacho de potencia reactiva con límites de potencia de cuatro unidades de potencia.

6.2. Implementación del ADMM y ACP

En esta sección se presenta la implementación del método propuesto basado en ADMM y ACP para resolver los problemas formulados en las secciones 4.2 y 4.4.2. Primero, se presenta el ajuste del modelo de QAh-Throughput para baterías de plomo-ácido y de litio que se incorporarán en el modelo de optimización. En segundo lugar, se describe un caso de estudio para probar la estrategia de optimización con todos los detalles técnicos sobre la microrred. A continuación, se presentan los resultados del despacho de potencia activa, y se realiza una comparación de los métodos distribuidos con uno centralizado en términos de la velocidad del algoritmo y el valor óptimo. Además, se presenta un análisis de la influencia del modelo de degradación considerando tres escenarios: i) sin un modelo de degradación; ii) considerando solo los costos de las baterías; y iii) con modelo de degradación. La interacción de las tecnologías de plomo-ácido y de litio y la extensión de la vida útil lograda con el modelo de degradación para ambas tecnologías es notable. Luego, se incluyen los servicios auxiliares mediante la inyección de potencia reactiva con una comparación cuantitativa de las pérdidas de potencia y la desviación de voltaje. Por último, se presenta la gestión de las perturbaciones mediante el esquema de operación en línea, cuyos beneficios se cuantifican en términos de la reducción del esfuerzo computacional y el error entre la demanda y la generación.

6.2.1. Ajuste de los modelos de degradación

Para incorporar los modelos de degradación en la planificación de acciones de carga/descarga de los BESSs, se ha adaptado el modelo propuesto de acuerdo con los datos experimentales en [4] y el modelo empírico ponderado de Ah-Throughput en [47]. Específicamente, el modelo Ah-Throughput cuadrático puede ajustarse para baterías de plomo-ácido y de iones de litio a partir de curvas de capacidad vs ciclos y DODs, experimentos de degradación controlada o información del fabricante. Además, el método de solución propuesto puede obtener una solución rápida debido a que es convexo respecto al DOD y los ciclos.

BESS con tecnología de plomo-ácido

Se ajusta el modelo propuesto según el modelo ponderado de [47], el cual es preciso en estimar la pérdida de capacidad de las baterías de plomo-ácido. Sin embargo, no es adecuado para la optimización en tiempo real debido a su complejidad.

Para obtener los coeficientes del modelo QAh-Throughput en (3.1) y (3.2), se lleva a cabo un proceso de ajuste de los datos del modelo experimental Ah-Throughput (ver Figura 6.13). Los coeficientes obtenidos son $\alpha_1 = 0,4585$, $\beta_1 = 3,321$, $\alpha_2 = 3,529$, $\beta_2 = -0,5762$, $\gamma_2 = 0,0283$.

La parte superior de la Figura 6.13 muestra la curva típica DOD vs ciclos, donde

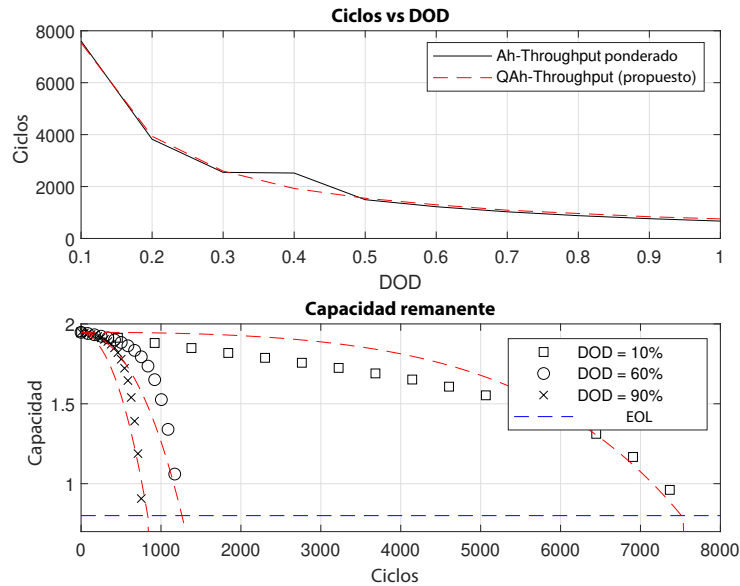


Figura 6.13: Comparación del modelo ponderado Ah-Throughput y el modelo QAh-Throughput.

el error para predecir los ciclos para un valor específico de DOD es de alrededor del 7%. La parte inferior de la Figura 6.13 muestra la capacidad restante para diferentes valores de DOD. El error absoluto del modelo QAh-Throughput es de $\pm 0,04$, lo que corresponde a un error porcentual del 1,1%.

BESS con tecnología de iones de litio

El proceso de ajuste del modelo QAh-Throughput para baterías de iones de litio se lleva a cabo con datos reales de [4]. El ajuste del modelo se divide en la zona *a* de 0 a 600 ciclos y la zona *b* de 601 ciclos a 10000. Las zonas *a* y *b* muestran diferentes comportamientos que un único modelo QAh-Throughput no puede representar. La zona *a* muestra una disminución no lineal y significativa de la capacidad para los primeros ciclos. Por el contrario, la zona *b* describe una reducción lineal de la capacidad con una tasa baja de decrecimiento (ver datos de ajuste en la Figura 6.14).

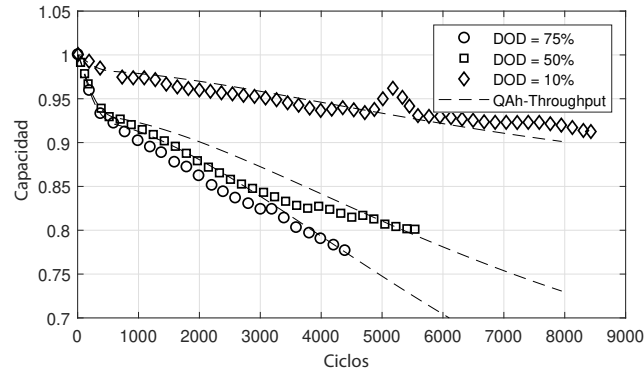


Figura 6.14: Comparación de los datos reales de [4] y del modelo QAh-Throughput para una batería de iones de litio.

La Tabla 6.3 muestra los coeficientes de ajuste del modelo QAh-Throughput según los datos experimentales de baterías de iones de litio para la zona a y b . La comparación de los datos experimentales y los del modelo se muestra en la Figura 6.14. El modelo representa el comportamiento de la capacidad para ambas zonas a y b con un error absoluto de $\pm 0,0087$, lo que representa un 1,6%.

Tabla 6.3: Coeficientes del modelo QAh-Throughput para baterías de litio

Zone	α_1	β_1	α_2	β_2	γ_2
a	-0.0767e-4	-75.7e-4	-62.1	89.6	-0.798
b	0.121e-4	-2.5e-4	0.0524	0.1	0.025

6.2.2. Caso de estudio

La microrred simulada se basa en el sistema de prueba IEEE de 13 buses con un nivel de voltaje de 4.16 kV, ver Figura 6.15 (Más detalles técnicos se proveen en el informe técnico IEEE [86] y en [56]). Con el fin de analizar la interacción entre las fuentes de energía renovable y los recursos de almacenamiento en un modo aislado, se incluye un generador diésel (G_1), un generador fotovoltaico (G_2), un aerogenerador (G_3), un sistema de baterías de plomo-ácido (B_1) y un sistema de baterías de iones de litio (B_2). La unidad diésel es el generador que proporciona las referencias de voltaje y frecuencia. Cabe mencionar que la ubicación y el tamaño de las unidades de generación se establecieron de acuerdo con [87] para minimizar los costos de generación, las pérdidas de energía y las desviaciones de voltaje.

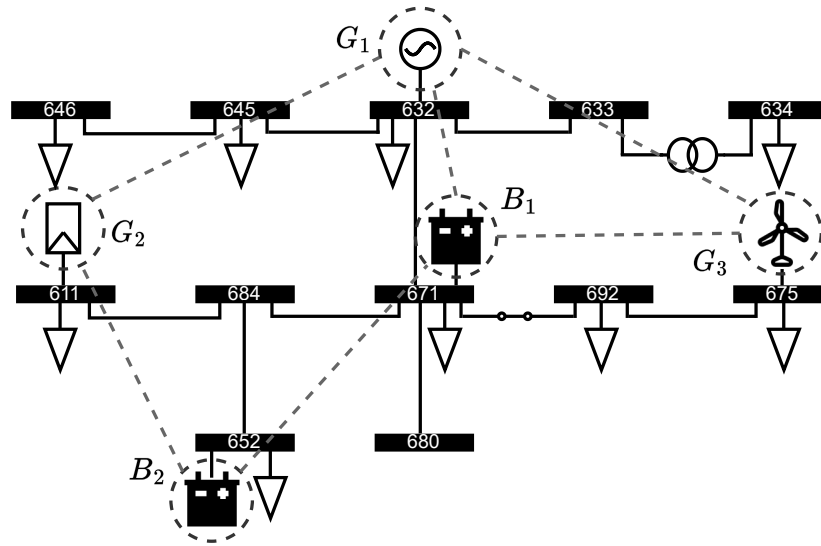


Figura 6.15: Sistema de prueba IEEE 13 nodos adaptado para el caso de estudio.

Las líneas eléctricas entre los nodos son las líneas sólidas, mientras que los canales de comunicación entre los agentes son líneas discontinuas. La Tabla 6.4 detalla las capacidades y costos para los generadores y de los sistemas de almacenamiento. Los límites máximos de potencia reactiva se calculan según el factor de potencia de la unidad generadora en (4.27), de acuerdo con la potencia activa disponible en un instante específico.

Tabla 6.4: Características de los generadores y sistemas de almacenamiento.

Unidades de generación	Potencia activa límites [kW]	Potencia reactiva límites [kVAr]	coeficientes de costo $(c_i; b_i; a_i)$
G_1	[200, 2000]	[0, 2000]	0.01; 1.50; 0.5
G_2	[0, 1200]	[0, 968]	0.00; 0.50; 0.5
G_3	[0, 1000]	[0, 484]	0.00; 0.80; 0.5
B_1	[0, 800]	[0, 387]	0.00; 0.25; 0.0
B_2	[0, 1200]	[0, 581]	0.00; 0.35; 0.0

La Figura 6.16 muestra los perfiles de carga agregados de potencia activa y reactiva, que corresponden a datos reales de consumo de energía de una semana en el campus de la Universidad de Narño en Pasto, Colombia. Los perfiles de carga individuales para cada nodo se obtienen dividiendo los perfiles agregados de acuerdo con la capacidad nominal de cada carga en la Tabla 6.5. Los perfiles de irradiación solar y velocidad del viento se muestran en la Figura 6.17, que son mediciones reales de 7 días obtenidas en junio de 2021 con una estación meteorológica ubicada en el campus.

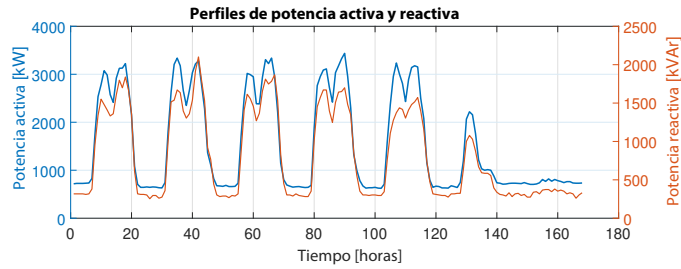


Figura 6.16: Perfiles de carga agregados para la microrred.

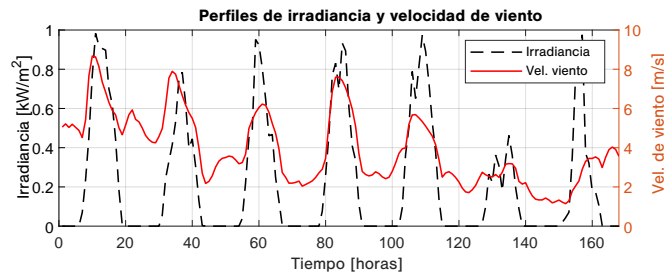


Figura 6.17: Perfiles de recursos renovables para generadores fotovoltaicos y eólicos.

Tabla 6.5: Capacidad nominal de las cargas

Nodo	kW	kVAr
634	400	290
645	170	125
646	230	132
652	128	86
671	1225	717
675	843	462
692	170	151
611	170	80
632	100	58

6.2.3. Despacho de potencia activa con BESSs

A continuación, se presenta el despacho de potencia activa bajo una óptica comparativa de diferentes métodos descentralizados y distribuidos. Entre ellos tenemos los métodos distribuidos basados en ADMM-ACP (ADMM con protocolo de consenso acelerado) y ADMM con consenso lineal (ADMM-C) presentados en las secciones 5.4 y 5.1.4, además, se considera el método descentralizado basado en el ADMM clásico (ver Sección 5.1.3) con agregador para distribuir la información global entre los agentes. Adicionalmente se considera una método centralizado (programación cuadrática secuencial

- SQP) como marco de referencia para la comparación de desempeño.

La Figura 6.18 muestra el despacho de potencia activa obtenido con ADMM-ACP. Claramente, los generadores solares y eólicos económicos (G_1 y G_3) se despachan a su máxima capacidad, mientras que las baterías se cargan y conservan su carga para proporcionar más tarde energía económica en las horas pico. El generador más costoso, el diésel (G_2), completa el resto de la potencia para suministrar la demanda agregada en el sistema. Además, todos los perfiles de potencia activa se encuentran dentro de los límites y se logra un equilibrio de potencia adecuado. Al comparar los perfiles

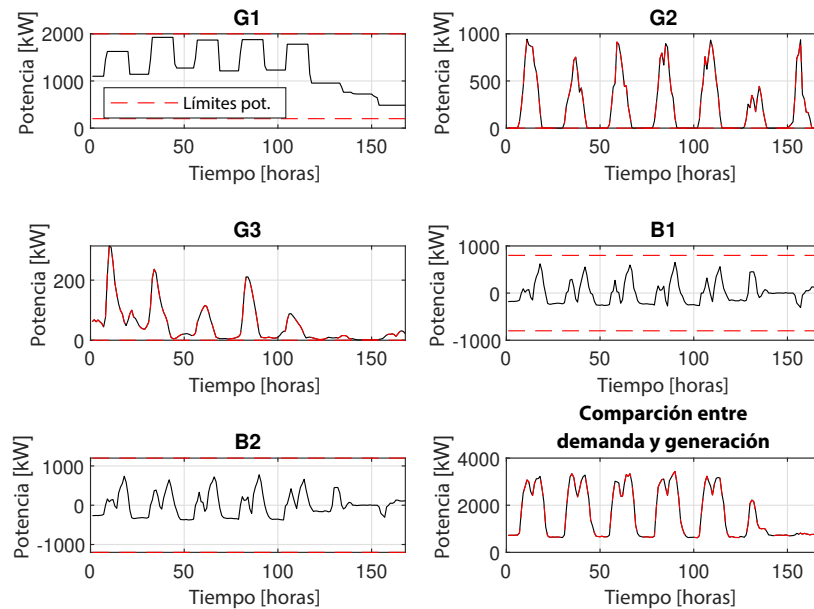


Figura 6.18: Perfiles de despacho de potencia activa con BESSs.

de potencia obtenidos con los diferentes métodos (ADMM-ACP, ADMM con agregador, ADMM-C y SQP), no se encuentran diferencias sustanciales entre ellos, como se muestra en la Tabla 6.6. Este hecho es particularmente importante ya que el algoritmo centralizado (SQP) se basa en información completa para llegar al resultado, mientras que los algoritmos distribuidos utilizan solo información local para lograr el mismo valor óptimo (La Figura 6.15 representa en líneas punteadas los enlaces de comunicación entre vecinos para llevar a cabo las técnicas distribuidas).

Tabla 6.6: Desempeño de los métodos de solución

Método	Costo	Error de balance de potencias	Iter.	Tiempo
SQP	1.7396e6	2.63e-12	-	19.37s
ADMM	1.7396e6	9.67e-04	300	67.65s
ADMM-C	1.7406e6	9.99e-04	88	42.67s
ADMM-ACP	1.7396e6	9.10e-04	88	34.68s

Para garantizar el mismo esfuerzo en el proceso de optimización, se define como criterio de parada el error del balance de potencias menor o igual a 1×10^{-3} para los métodos distribuidos. La Tabla 6.6 también muestra que los valores de costo óptimo son los mismos para todos los métodos con una ligera diferencia para ADMM-C. Sin embargo, el proceso centralizado consume menos tiempo que los métodos distribuidos, ya que el método ADMM actualiza las variables una por una, mientras que el método centralizado actualiza todas las variables simultáneamente. Por otro lado, existen diferencias esenciales en el tiempo de convergencia de los métodos distribuidos. El ADMM-C y el ADMM-ACP son más rápidos que el clásico ADMM con agregador. Además, se observa que el ADMM-ACP y el ADMM-C necesitan las mismas iteraciones para converger, pero el primero utiliza menos tiempo. Esta diferencia se debe a que ADMM-ACP solo necesita 20k iteraciones para alcanzar el consenso, mientras que ADMM-C necesita tres veces más iteraciones (60k). Esta reducción de las iteraciones de consenso podría ser especialmente significativa en una implementación real, donde los retrasos de comunicación juegan un papel esencial.

6.2.4. Efectos del modelo de degradación en la programación de carga/descarga de las baterías

Se definen tres escenarios de prueba para comparar el efecto del modelo de degradación en el proceso de optimización. El Escenario 1 es el caso base y considera las baterías como unidades libres de costo, es decir, los costos de la energía descargada por las baterías no se consideran en la función de optimización. En este escenario ambas unidades se tratan como iguales en el proceso de optimización. El Escenario 2 considera un precio por la energía descargada de las baterías con costos presentados en la Tabla 6.4. En términos económicos, las baterías se tratan como generadores y sus costos de energía se consideran en la función de optimización. Finalmente, el Escenario 3 considera el costo de degradación como término de penalización en la función de optimización.

La Figura 6.19 muestra la evolución de la capacidad de las baterías para los tres escenarios. Desde una vista general, las diferencias entre las curvas de pérdida de capacidad de las tecnologías de baterías de iones de litio y plomo-ácido son evidentes. Como era de esperar, la pérdida de capacidad de la batería de iones de litio disminuye

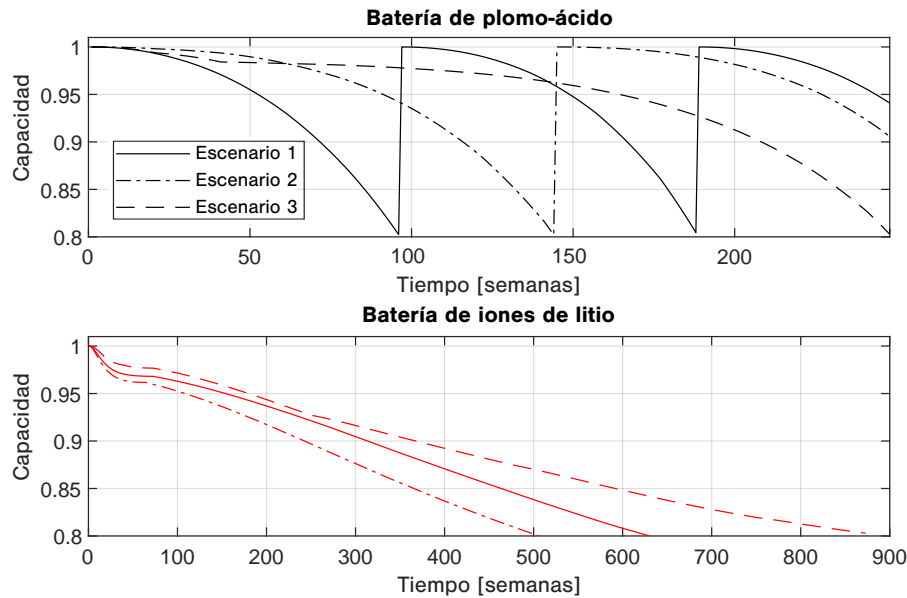


Figura 6.19: Pérdida de capacidad de las baterías en cada escenario.

lentamente en comparación con la tecnología de plomo-ácido. En cambio, la batería de plomo-ácido se deteriora rápidamente y debe reemplazarse varias veces para el Escenario 1 durante el horizonte de tiempo. La Tabla 6.7 muestra las semanas hasta el final de la vida útil (EOL, por sus siglas en inglés) para los tres escenarios para cada tecnología. Además, tomando como referencia el final de la vida útil de la batería de iones de litio, la tabla muestra el número de reemplazos de baterías de plomo-ácido por escenario.

Tabla 6.7: Comparación de la duración de las baterías

Escenario	EOL de Bat. de iones de litio	EOL de Bat. de plomo-ácido	# de reemplazos de baterías de plomo-ácido
1	630 sem.	96 sem.	6
2	506 sem.	144 sem.	3
3	873 sem.	248 sem.	3

Claramente, los resultados de optimización en el Escenario 3 muestran que el modelo de degradación expande significativamente la vida útil de las baterías. Según la Tabla 6.7, el EOL de la batería de iones de litio aumenta un 38 % y un 72 % con respecto a los escenarios 1 y 2, respectivamente. De manera similar, el EOL de la batería de plomo-ácido aumenta un 158 % y un 72 % en comparación con los escenarios 1 y 2. Además, el número de reemplazos de la batería de plomo-ácido requeridos en el Escenario 3 se reduce a la mitad en comparación con el caso base (Escenario 1). Este aumento importante en la vida útil de las baterías puede ser explicado por el patrón de carga/descarga

de las baterías.

La Figura 6.20 muestra que, en el Escenario 1, ambas baterías se descargan a niveles DOD similares sin considerar la diferencia en tecnologías. Este nivel de descarga lleva a una rápida degradación de la batería de plomo-ácido en comparación con la tecnología de iones de litio, como se presenta en la Figura 6.19. En contraste, el Escenario 2 reduce el DOD de la tecnología de plomo-ácido como resultado del despacho económico de potencia, lo que aumenta la vida útil de ambas tecnologías de baterías en comparación con el caso base. Sin embargo, se obtiene un aumento significativo en la vida útil de las baterías con respecto al modelo de degradación en el Escenario 3. Para lograr este aumento, el modelo de degradación reduce los DOD de ambas baterías y aumenta el número de ciclos, como se muestra en el gráfico de barras del Escenario 3 en la Figura 6.20. Además, al mismo tiempo, se cumplen los requisitos de energía de la carga.

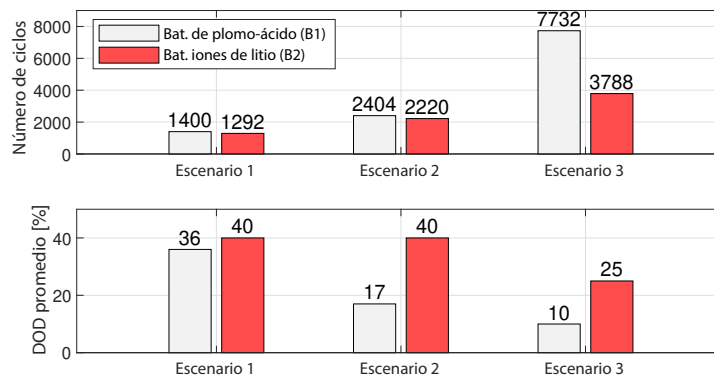


Figura 6.20: Número de ciclos y DOD para cada escenario.

Además, cabe destacar que el modelo de degradación ajusta el DOD de acuerdo al estado de degradación de la batería a lo largo del tiempo, como se muestra en la Figura 6.21. Al inicio de la vida de la batería (en la primera semana), la tasa de degradación de la batería de plomo-ácido es mayor que la de la tecnología de iones de litio. Como resultado, la batería de plomo-ácido tiene un DOD más alto que la batería de iones de litio en las primeras semanas. Por el contrario, en el EOL de las baterías (en las semanas 750 y 240), el DOD es más alto para las baterías de iones de litio que para las de plomo-ácido. Este efecto ocurre porque la batería de plomo-ácido tiene una tasa de degradación más alta que la tecnología de iones de litio hacia el fin de la vida útil.

6.2.5. Despacho de potencia reactiva y servicios auxiliares

Los algoritmos 1 y 2 calculan conjuntamente el flujo de potencia óptimo de la micro-red IEEE de 13 nodos de manera distribuida, garantizando que las principales variables

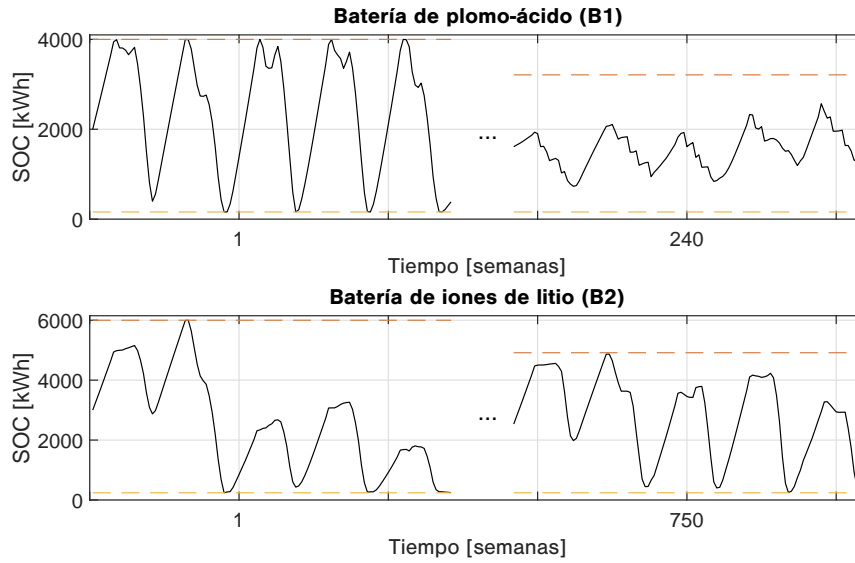


Figura 6.21: Cambios del SOC de las baterías en el escenario 3.

estén dentro de los rangos adecuados. La Figura 6.22 muestra la potencia reactiva de cada unidad de generación con sus respectivos límites de potencia en líneas discontinuas. Observe que los límites de potencia reactiva de cada generador se calculan de acuerdo con la potencia activa disponible por (4.27). Específicamente, el factor de potencia de cada interfaz de potencia define la capacidad de absorber o generar potencia reactiva. Además, el último gráfico de la Figura 6.22 muestra la comparación de la generación reactiva total y la demanda reactiva agregada, cuyo equilibrio se cumple. En este caso, el despacho reactivo permite los servicios complementarios de reducción de pérdidas de energía y desviación de voltaje, mediante el uso de la función de optimización (4.23). La Figura 6.23 muestra la influencia del despacho reactivo en la reducción de la desviación de voltaje (VD, por sus siglas en inglés). La línea continua muestra la VD usando solo el generador maestro (G_1) para cumplir con la demanda de potencia reactiva, mientras que la línea discontinua muestra la VD cuando se habilitan las demás unidades de generación para ajustar la operación del punto de potencia reactiva. Se observa que la mejora de la VD es notable, como por ejemplo en los nodos 611, 652, 671 y 680 que es del 47,9 %, 47,1 %, 43,1 %, 43,1 %, respectivamente, y un 26 % de mejora en promedio para todos los nodos.

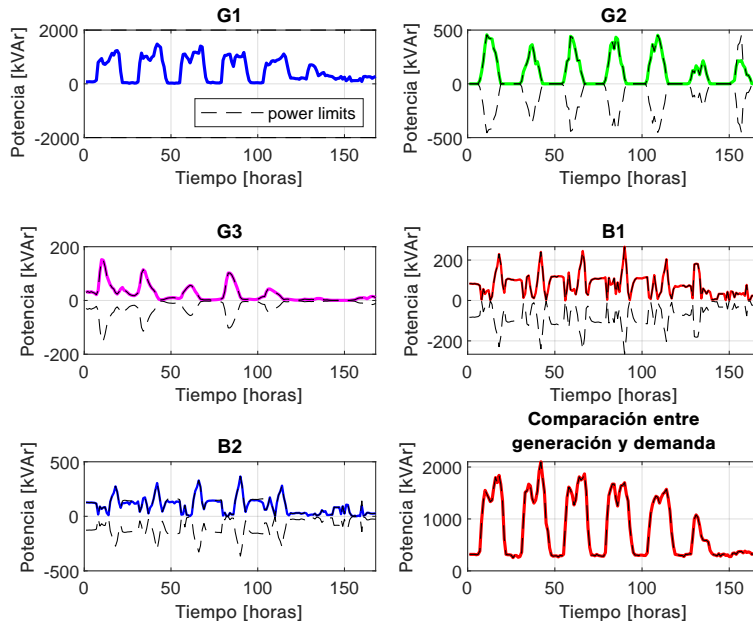


Figura 6.22: Despacho de potencia reactiva.

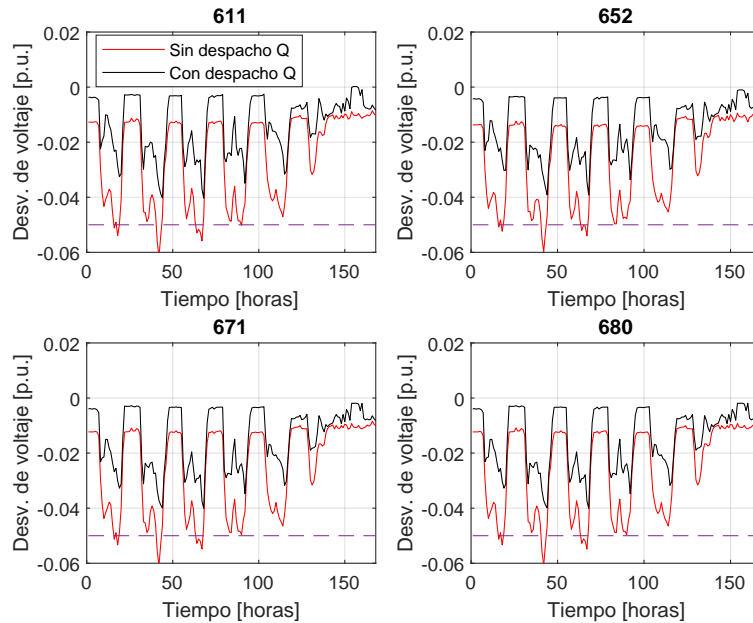


Figura 6.23: Comparación de la desviación de voltajes.

Por otro lado, la Figura 6.24 muestra que las pérdidas de energía también se reducen mediante el despacho de potencia reactiva. En números, las pérdidas de energía se

reducen en un 22,9 % por las inyecciones reactivas de generadores renovables y baterías, los cuales están limitados por su curva de capacidad.

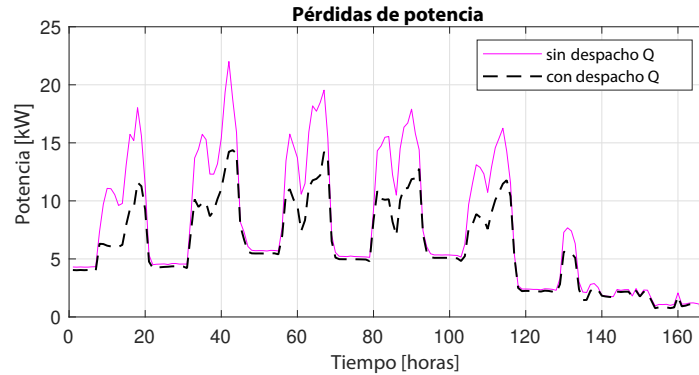


Figura 6.24: Comparación de las pérdidas de potencia.

6.2.6. Operación en línea

El esquema en línea propuesto se basa en una estrategia de horizonte recesivo capaz de actualizar el despacho de potencia activa y reactiva para responder a las perturbaciones. El horizonte de programación se divide en dos períodos de programación: el largo plazo con 24 horas e intervalos de una hora, y el corto plazo de 5 minutos con un intervalo. Los usuarios pueden ajustar estas características según la capacidad computacional disponible y el tamaño de la microrred. El esquema en línea es adecuado para resolver el despacho activo con baterías porque el período a largo plazo permite que el sistema anticipe la programación de las baterías. De manera similar, un período a largo plazo permite a las baterías desplazar la energía de las horas valle a las horas pico y facilita la medición de la degradación de las baterías. Al mismo tiempo, el período a corto plazo permite que la estrategia responda a las perturbaciones de los perfiles de carga y de la generación renovable. Para probar el esquema en línea, se define una perturbación agregando ruido al perfil de carga (Figura 6.25). El ruido se obtiene de una distribución normal con una varianza igual al 10 % del valor máximo del perfil de carga. De manera similar, las perturbaciones de la velocidad del viento y la irradiancia se obtienen siguiendo el mismo criterio. Nótese que la Figura 6.25 muestra dos perfiles estimados: curvas horarias y de 5 minutos, que son estimaciones del perfil de demanda de potencia real. El sistema puede utilizar herramientas de pronóstico sofisticadas para obtener predicciones más precisas [88]; pero en cualquier caso, ambas curvas se utilizan para construir el horizonte de programación de dos niveles como se muestra en la parte inferior de la Figura 5.3.

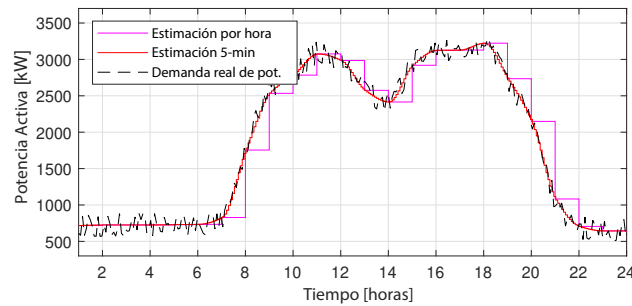


Figura 6.25: Variación y estimación de la demanda de potencia activa en los horizontes de largo y corto plazo.

La Figura 6.26 muestra los resultados con el esquema en línea. Se observa que todas las unidades generadoras modifican sus despachos para satisfacer la nueva demanda de energía. Las líneas punteadas representan la variación de los perfiles de despacho durante la ejecución del esquema en línea. Las variaciones son proporcionales al ruido agregado a la curva de demanda de energía, al perfil de velocidad del viento y al perfil de irradiación. De manera similar, esta variación hace que G_2 no sea despachada a la potencia máxima debido al error de estimación.

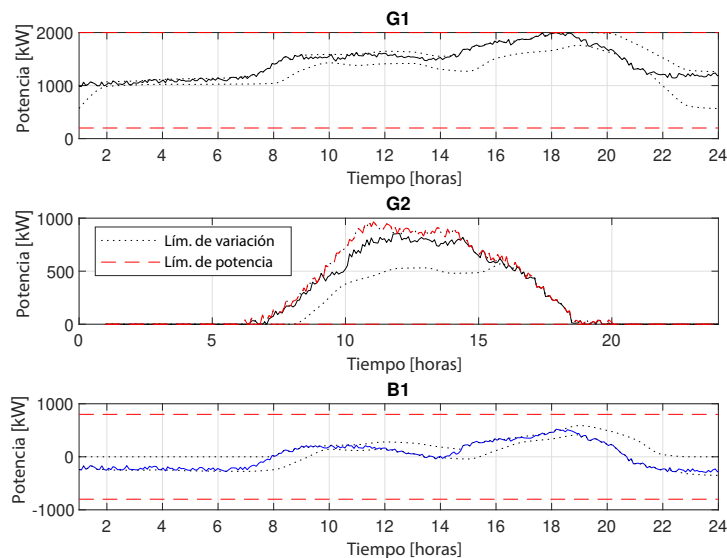


Figura 6.26: Despacho de potencia activa con el esquema de operación en línea.

La Figura 6.27 muestra el error de balance de potencia entre la generación y la demanda de energía. El gráfico de arriba muestra el error del despacho de día anticipado,

y el de abajo muestra el error obtenido con el esquema en línea. El error se reduce porque el método en línea corrige las asignaciones de potencia de las unidades de generación, aunque no desaparece por completo porque el esquema en línea tarda unos segundos en obtener los resultados. Específicamente, el gráfico de abajo muestra el error mientras el algoritmo en línea está procesando; durante este corto tiempo, el error de balance de potencia todavía existe. En cifras, los errores promedio sin y con el esquema en línea son $\pm 83,05\text{kW}$ y $\pm 0,346\text{kW}$, respectivamente. En cualquier caso, estos errores son eliminados por los controladores secundarios y primarios de la jerarquía de la microrred, pero el esfuerzo de control es significativamente menor con el esquema en línea.

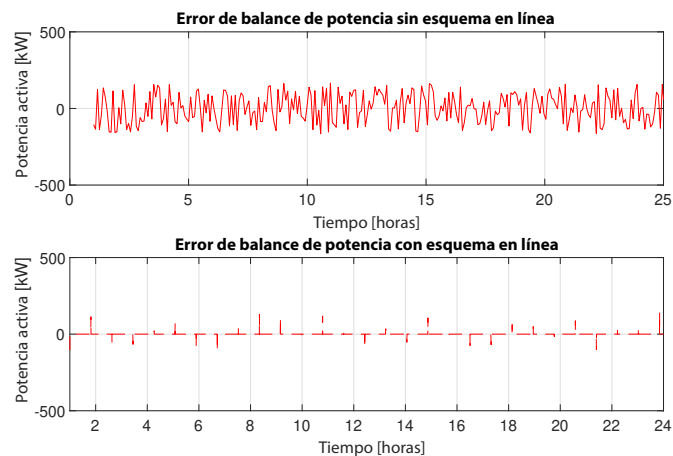


Figura 6.27: Error entre la demanda y la potencia activa generada.

Otro beneficio que vale la pena mencionar es la reducción de la complejidad computacional. En este caso, una estrategia convencional de horizonte deslizante (como el MPC) utiliza un horizonte de programación completo de 24 horas con intervalos de tiempo de cinco minutos, es decir, 288 variables por unidad de generación. Bajo las mismas condiciones, el esquema en línea requiere 24 variables para el período a largo plazo y una variable adicional para el período a corto plazo por unidad de generación. Al ejecutar ambas estrategias en una computadora con un procesador Intel(R) Core(TM) i5-10400 CPU @ 2.90GHz, se obtiene que el MPC tarda 52.53 segundos por iteración, mientras que el esquema en línea tarda 4.72 segundos.



UNIVERSIDAD
DE MALAGA

Conclusiones

En este trabajo se ha logrado abordar el desafío de desarrollar un problema de optimización integral y un método de solución eficiente y distribuido para el control de nivel terciario de microrredes. A diferencia de los problemas de optimización reportados en la literatura previa, esta estrategia de optimización considera todos los aspectos relevantes, como la asignación conjunta de potencia activa y reactiva, la provisión de servicios auxiliares, la salud de la batería, la incertidumbre y la implementación de una operación distribuida. Además, se ha propuesto un algoritmo distribuido eficiente en términos computacionales que tiene un desempeño comparable con los métodos centralizados. Complementariamente, se ha propuesto un modelo de degradación para la gestión de baterías que es adaptable a tecnología de iones de litio o plomo-ácido que puede ayudar a extender la vida de los sistemas de almacenamiento. En conclusión, este trabajo representa un avance significativo en la solución del control de nivel terciario de microrredes y tiene el potencial de contribuir al desarrollo de sistemas energéticos más eficientes y sostenibles en el futuro.

Adicionalmente, se presenta una técnica novedosa basada en replicadores dinámicos que tiene por objeto resolver dos problemas de despacho complejos e interrelacionados en microrredes aisladas con una alta penetración de generación distribuida. La dinámica del replicador distribuido permite alcanzar las potencias óptimas mediante el uso de información local suministrada por una red de comunicación. Se llevó a cabo la implementación de la técnica propuesta en un entorno de co-simulación, en el cual el flujo de potencia y el control principal fueron proporcionados por un software de análisis de energía, mientras que los controles fueron emulados en Matlab. Los resultados obtenidos demostraron que la optimización distribuida conjunta es capaz de resolver de manera adecuada tanto el despacho activo como el reactivo, y de alcanzar el rendimiento deseado sobre la microrred. Además, las características distribuidas de la estrategia propuesta permiten la implementación del algoritmo en controladores locales, en un esquema basado en múltiples agentes. La influencia de la estructura y topología de la

capa de comunicación es un problema abierto para analizar la robustez de la ecuación del replicador frente a errores en las aproximaciones de variables técnicas como pérdidas y flujos reactivos.

Adicionalmente, se presenta un algoritmo distribuido basado en ADMM y consenso para obtener un OPF de microredes con recursos distribuidos. El algoritmo proporciona servicios auxiliares con baterías y fuentes renovables. La reducción de la desviación de voltaje y las pérdidas de energía por despacho reactivo son probadas por simulación. Finalmente, el algoritmo incorpora modelos de degradación para dos tecnologías de baterías para extender su vida útil y un esquema en línea para tratar las perturbaciones de entrada. ADMM-ACP es una estrategia para resolver el OPF de una microred con un rendimiento comparable al ADMM convencional, pero sin un agregador para compartir información global. ADMM-ACP es un esquema de optimización totalmente distribuido que se basa en información local convergiendo a un óptimo global. Estos esquemas de optimización son adecuados en escenarios con múltiples agentes donde es valioso limitar el intercambio de información, gestionar la red de comunicación de ancho de banda de una microred, reducir el procesamiento centralizado y realizar características de *plug-and-play*, entre otros. Por otro lado, se presenta un modelo de degradación que, utilizando datos experimentales o fichas técnicas, puede adaptarse tanto a tecnologías de plomo-ácido como de iones de litio con un bajo error de estimación. La pérdida de capacidad de la batería es una característica sensible a DOD y a las acciones de carga/descarga, y conocer esta condición podría ser significativo para preservar la vida útil de la batería mediante una programación adecuada. Finalmente, la operación en línea reduce la complejidad de cálculo del problema de despacho de energía activa de las baterías. Al mismo tiempo, esta división del horizonte de programación permite que el algoritmo maneje las perturbaciones en el horizonte temporal corto y al mismo tiempo programe las baterías a largo plazo.

Limitaciones y trabajo futuro

Un aspecto que se podría profundizar es la validación empírica de los métodos de optimización y control propuestos en un sistema de pruebas real o mediante equipos de simulación en tiempo real, como los sistemas HIL o PHIL. Si bien se han desarrollado modelos y algoritmos teóricos que han sido probados en co-simulación, resultaría interesante analizar su desempeño, ventajas y desventajas desde una perspectiva de implementación real. En este escenario, se podría explorar la robustez de los métodos frente a la incertidumbre de los generadores renovables y los retardos del sistema de comunicaciones. Asimismo, sería importante comparar el enfoque de optimización distribuida propuesto con otras técnicas, como la optimización estocástica, o con otros enfoques existentes para analizar mejor las fortalezas y debilidades de los métodos propuestos.

Además, aunque el modelo de degradación de baterías propuesto combina efectividad en la estimación y facilidad de integración en modelos de optimización, sería valioso validar estas características con datos reales en sistemas de almacenamiento basados en tecnologías de litio y plomo-ácido. En este sentido, se podrían estudiar la efectividad del modelo en situaciones reales en las que los sistemas de almacenamiento funcionen bajo condiciones de carga y descarga de acuerdo a la variabilidad del recurso energético y la demanda de energía.

Otro aspecto muy importante en el contexto de microrredes es la validación conjunta de todos los niveles de control que hacen parte de la jerarquía de control. Aunque este trabajo aborda numerosos aspectos significativos para proponer una estrategia de control de terciario, no se abarcan otros elementos importantes del control de primario y secundario, como la restauración de voltaje y frecuencia. Si bien se analiza la desviación del voltaje en algunos escenarios, no se profundiza en la estabilidad de dichas variables y posibles estrategias de mitigación a un nivel dinámico. Aunque se considera que la estrategia de control propuesta ha profundizado y cumple los objetivos propues-

tos, debemos mencionar que la estrategia distribuida se puede ampliar hasta los niveles de control primario y secundario.

Adicionalmente, se propone realizar una comparación exhaustiva entre esquemas de operación centralizados y distribuidos, evaluando su rendimiento no solo en términos de costos operativos sino también considerando otros índices de desempeño clave, como la resiliencia del sistema ante fallos, la escalabilidad, la flexibilidad para integrar nuevos usuarios, y la capacidad de respuesta frente a variaciones en la demanda y los recursos energéticos. De tal manera, que se identifiquen ventajas y desventajas de cada enfoque, proporcionando una base sólida para optimizar la operación de microrredes en diferentes escenarios y condiciones operativas.

Bibliografía

- [1] H. Bevrani, B. Francois, and T. Ise, *Microgrid dynamics and control*. Wiley, first ed., 2017.
- [2] F. Qiang, A. Hamidi, A. Nasiri, V. Bhavaraju, S. Krstic, and P. Theisen, “The role of energy storage in a microgrid concept: examining the opportunities and promise of microgrids,” *Electrification Magazine, IEEE*, vol. 1, no. 2, pp. 21–29, 2013.
- [3] Z. Miao, L. Xu, V. R. Disfani, and L. Fan, “An SOC-based battery management system for microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 966–973, 2014.
- [4] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, and D. S. Kirschen, “Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1131–1140, 2018.
- [5] A. Qazi, F. Hussain, and N. Rahim, “Towards Sustainable Energy: A Systematic Review of Renewable Energy Sources, Technologies, and Public Opinions,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 63837–63851, 2019.
- [6] J. Ahmad, M. Tahir, and S. K. Mazumder, “Dynamic Economic Dispatch and Transient Control of Distributed Generators in a Microgrid,” *IEEE Systems Journal*, vol. 13, no. 1, pp. 802–812, 2019.
- [7] G. Chen, “Delay effects on consensus-based distributed economic dispatch algorithm in microgrid,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 602–612, 2018.
- [8] G. Binetti, A. Davoudi, F. L. Lewis, D. Naso, and B. Turchiano, “Distributed consensus-based economic dispatch with transmission losses,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1711–1720, 2014.

- [9] S. Chen, W. Hu, and Z. Chen, “Comprehensive cost minimization in distribution networks using segmented-time feeder reconfiguration and reactive power control of distributed generators,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 983–993, 2016.
- [10] K. Konara and M. Kolhe, “Charging management of grid integrated battery for overcoming the intermittency of resources,” in *2016 IEEE International Conference on Information and Automation for Sustainability (ICIAfS)*, pp. 1–6, 2016.
- [11] Z. Yang, Y. Li, and J. Xiang, “Coordination control strategy for power management of active distribution networks,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5524–5535, 2018.
- [12] D. E. Olivares, C. A. Canizares, and M. Kazerani, “A centralized energy management system for isolated microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1864–1875, 2014.
- [13] J. Sachs and O. Sawodny, “A two-stage model predictive control strategy for economic diesel-PV-battery island microgrid operation in rural areas,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 903–913, 2016.
- [14] M. A. Hossain, H. R. Pota, S. Squartini, F. Zaman, and K. M. Muttaqi, “Energy management of community microgrids considering degradation cost of battery,” *Journal of Energy Storage*, vol. 22, no. December 2018, pp. 257–269, 2019.
- [15] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, “Optimal operational planning of scalable dc microgrid with demand response, islanding, and battery degradation cost considerations,” *Applied Energy*, vol. 237, pp. 695–707, 3 2019.
- [16] W. Zhuo and A. V. Savkin, “Profit maximizing control of a microgrid with renewable generation and bess based on a battery cycle life model and energy price forecasting,” *Energies*, vol. 12, 7 2019.
- [17] A. A. Cecilia and K. Sudarsanan, “A survey on smart grid,” in *1st International Conference on Emerging Trends in Engineering, Technology and Science, ICE-TETS 2016 - Proceedings*, 2016.
- [18] R. Bodle, L. Donat, and M. Duwe, “The Paris agreement: Analysis, assessment and outlook,” *Carbon & Climate Law Review*, vol. 10, no. 1, pp. 5–22, 2016.
- [19] O. González, C. Tautiva, and J. Quiroga, “Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la ley 1715 de 2014,” tech. rep., Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Bogotá D.C., 2015.

- [20] Y. Han, H. Li, P. Shen, E. Alves, and J. M. Guerrero, "Review of active and reactive power sharing strategies in hierarchical controlled microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 3, pp. 2427–2451, 2017.
- [21] E. Espina, J. Llanos, C. Burgos-Mellado, R. Cárdenas-Dobson, M. Martínez-Gómez, and D. Sáez, "Distributed control strategies for microgrids: An overview," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 193412–193448, 2020.
- [22] S. Moayedi and A. Davoudi, "Distributed tertiary control of dc microgrid clusters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 2, pp. 1717–1733, 2016.
- [23] L. Maeyaert, L. Vandeveld, and T. Döring, "Battery storage for ancillary services in smart distribution grids," *Journal of Energy Storage*, vol. 30, no. May, 2020.
- [24] H. Xia, Q. Li, R. Xu, T. Chen, J. Wang, M. Arshad, S. Hassan, M. Chen, and S. Member, "Distributed control method for economic dispatch in islanded microgrids with renewable energy sources," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 21802–21811, 2018.
- [25] Q. Li, C. Peng, M. Chen, S. Member, F. Chen, W. Kang, J. M. Guerrero, and D. Abbott, "Networked and distributed control method with optimal power dispatch for islanded microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 1, pp. 493–504, 2017.
- [26] A. Bidram, F. L. Lewis, and A. Davoudi, "Distributed control systems for small-scale power networks: Using multiagent cooperative control theory," *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 34, no. 6, pp. 56–77, 2014.
- [27] R. Zhang and B. Hredzak, "Distributed dynamic clustering algorithm for formation of heterogeneous virtual power plants based on power requirements," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 1, pp. 192–204, 2021.
- [28] J. Peng, B. Fan, and W. Liu, "Voltage-based distributed optimal control for generation cost minimization and bounded bus voltage regulation in dc microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 1, pp. 106–116, 2021.
- [29] K. Rahbar, J. Xu, and R. Zhang, "Real-time energy storage management for renewable integration in microgrid: An off-line optimization approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 124–134, 2015.
- [30] B. Zhao, X. Zhang, J. Chen, C. Wang, and L. Guo, "Operation optimization of standalone microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 934–943, 2013.

- [31] E. Grover-Silva, M. Heleno, S. Mashayekh, G. Cardoso, R. Girard, and G. Kariniotakis, "A stochastic optimal power flow for scheduling flexible resources in microgrids operation," *Applied Energy*, vol. 229, no. August, pp. 201–208, 2018.
- [32] J. Liu, W. Huang, and N. Tai, "Operation and regulation scheme and the application for microgrids," in *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, 2017.
- [33] J. Montoya, R. Brandl, K. Vishwanath, J. Johnson, R. Darbali-Zamora, A. Summers, J. Hashimoto, H. Kikusato, T. S. Ustun, N. Ninad, E. Apablaza-Arancibia, J.-P. Bérard, M. Rivard, S. Q. Ali, A. Obushevs, K. Heussen, R. Stanev, E. Guillo-Sansano, M. H. Syed, G. Burt, C. Cho, H.-J. Yoo, C. P. Awasthi, K. Wadhwa, and R. Bründlinger, "Advanced laboratory testing methods using real-time simulation and hardware-in-the-loop techniques: A survey of smart grid international research facility network activities," *Energies*, vol. 13, no. 12, 2020.
- [34] Y. V. Kumar and R. Bhimasingu, "Alternative hardware-in-the-loop (HIL) setups for real-time simulation and testing of microgrids," *1st IEEE International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems, ICPEICES 2016*, pp. 1–6, 2017.
- [35] P. Wu, W. Huang, N. Tai, and S. Liang, "A novel design of architecture and control for multiple microgrids with hybrid AC/DC connection," *Applied Energy*, vol. 210, pp. 1002–1016, 2018.
- [36] E. Bullich-Massagué, F. Díaz-González, M. Aragüés-Peñalba, F. Girbau-Llistuella, P. Olivella-Rosell, and A. Sumper, "Microgrid clustering architectures," *Applied Energy*, vol. 212, no. December 2017, pp. 340–361, 2018.
- [37] J. Li, Y. Liu, and L. Wu, "Optimal operation for community-based multi-party microgrid in grid-connected and Islanded modes," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 756–765, 2018.
- [38] H. Han, X. Hou, J. Yang, J. Wu, M. Su, and J. M. Guerrero, "Review of power sharing control strategies for islanding operation of AC microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 200–215, 2016.
- [39] F. Guo, C. Wen, J. Mao, and Y. D. Song, "Distributed economic dispatch for smart grids with random wind power," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1572–1583, 2016.
- [40] Y. Yang and W. Wu, "A distributionally robust optimization model for real-time power dispatch in distribution networks," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 3743–3752, 2019.

- [41] H. Pourbabak, J. Luo, T. Chen, and W. Su, “A novel consensus-based distributed algorithm for economic dispatch based on local estimation of power mismatch,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5930–5942, 2018.
- [42] J. Yu, Z. Li, Y. Guo, and H. Sun, “Decentralized chance-constrained economic dispatch for integrated transmission-district energy systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 6, pp. 6724–6734, 2019.
- [43] F. Mehmood, B. Khan, S. M. Ali, and J. A. Rossiter, “Distributed MPC for economic dispatch and intermittence control of renewable based autonomous microgrid,” *Electric Power Systems Research*, vol. 195, no. December 2020, p. 107131, 2021.
- [44] S. Negri, F. Giani, A. Massi Pavan, A. Mellit, and E. Tironi, “MPC-based control for a stand-alone LVDC microgrid for rural electrification,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 32, p. 100777, 2022.
- [45] J. Barco-Jiménez, G. Obando, A. Pantoja, E. Caicedo, and J. Aguado, “Decentralized operation of an isolated microgrid with storage systems using multipliers with alternating directions,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, no. 20, September 2022.
- [46] E. Lobato, L. Sigrist, A. Ortega, A. González, and J. M. Fernández, “Sustainable energy , grids and networks battery energy storage integration in wind farms : Economic viability in the spanish market,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 32, p. 100854, 2022.
- [47] R. Dufo-López, J. M. Lujano-Rojas, and J. L. Bernal-Agustín, “Comparison of different lead-acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems,” *Applied Energy*, vol. 115, pp. 242–253, 2014.
- [48] S. Wang, D. Guo, X. Han, L. Lu, K. Sun, W. Li, D. U. Sauer, and M. Ouyang, “Impact of battery degradation models on energy management of a grid-connected DC microgrid,” *Energy*, vol. 207, p. 118228, 2020.
- [49] T. Wu, C. Zhao, and Y.-J. A. Zhang, “Distributed AC-DC optimal power dispatch of VSC-based energy routers in smart microgrids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 5, pp. 4457–4470, 2021.
- [50] K. Wu, Q. Li, Z. Chen, J. Lin, Y. Yi, and M. Chen, “Distributed optimization method with weighted gradients for economic dispatch problem of multi-microgrid systems,” *Energy*, vol. 222, p. 119898, 2021.
- [51] C. Bai, Q. Li, W. Zhou, B. Li, and L. Zhang, “Fast distributed gradient descent method for economic dispatch of microgrids via upper bounds of second derivatives,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 1051–1060, 2022.

- [52] L. Li, M. Dong, D. Song, J. Yang, and Q. Wang, “Distributed and real-time economic dispatch strategy for an islanded microgrid with fair participation of thermostatically controlled loads,” *Energy*, vol. 261, p. 125294, 2022.
- [53] Y. He, W. Wang, and X. Wu, “Multi-agent based fully distributed economic dispatch in microgrid using exact diffusion strategy,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 7020–7031, 2020.
- [54] G. Hug, S. Kar, and C. Wu, “Consensus + innovations approach for distributed multiagent coordination in a microgrid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 1893–1903, 2015.
- [55] N. España, J. Barco-Jiménez, A. Pantoja, and N. Quijano, “Distributed population dynamics for active and reactive power dispatch in islanded microgrids,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 125, p. 106407, 2021.
- [56] J. Barco-Jiménez, G. Obando, H. R. Chamorro, A. Pantoja, E. C. Bravo, and J. A. Aguado, “In-line distributed dispatch of active and reactive power based on admm and consensus considering battery degradation in microgrids,” *IEEE Access*, vol. 11, pp. 31479–31495, 2023.
- [57] S. Barcellona and L. Piegari, “Effect of current on cycle aging of lithium ion batteries,” *Journal of Energy Storage*, vol. 29, p. 101310, 2020.
- [58] J. Nocedal and S. J. Wright, *Numerical Optimization*. United States of America: Springer Science + Business Media LLC, 2006.
- [59] P. Spellucci, “A new technique for inconsistent QP problems in the SQP method,” *Journal of Mathematical Methods of Operations Research*, vol. 47, no. 3, pp. 355–400, 1998.
- [60] P. Basak, “A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 5545–5556, 2012.
- [61] T. Selim, C. Ozansoy, and A. Zayegh, “Recent developments in microgrids and example cases around the world: a review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 8, pp. 4030–4041, 2011.
- [62] T. Basso and R. DeBlasio, “IEEE smart grid series of standards IEEE 2030 (interoperability) and IEEE 1547 (interconnection) status,” in *Grid-Interop*, (Phoenix), pp. 3–11, 2011.

- [63] S. Benhamed, H. Ibrahim, K. Belmokhtar, H. Hosni, A. Ilinca, D. Rouse, A. Chandra, and D. Ramdenee, “Dynamic modeling of diesel generator based on electrical and mechanical aspects,” in *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, pp. 1–6, 2016.
- [64] S. Sumathi, L. Ashok Kumar, and P. Surekha, *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems*. Springer Cham, 2015.
- [65] J. M. Guerrero, M. Chandorkar, T. L. Lee, and P. C. Loh, “Advanced control architectures for intelligent microgrids part i: Decentralized and hierarchical control,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1254–1262, 2013.
- [66] M. Ivas, A. Marušić, J. G. Havelka, and I. Kuzle, “P-Q capability chart analysis of multi-inverter photovoltaic power plant connected to medium voltage grid,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 116, p. 105521, 2020.
- [67] A. Berrueta, J. Pascual, I. S. Martín, P. Sanchis, and A. Ursúa, “Influence of the aging model of lithium-ion batteries on the management of PV self-consumption systems,” in *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, pp. 1–5, 2018.
- [68] A. El Mejdoubi, H. Chaoui, H. Gualous, P. Van Den Bossche, N. Omar, and J. Van Mierlo, “Lithium-ion batteries health prognosis considering aging conditions,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 7, pp. 6834–6844, 2019.
- [69] J. Schiffer, D. U. Sauer, H. Bindner, T. Cronin, P. Lundsager, and R. Kaiser, “Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems,” *Journal of Power Sources*, vol. 168, no. 1 SPEC. ISS., pp. 66–78, 2007.
- [70] Z. Yan and Y. Xu, “Real-time optimal power flow: A lagrangian based deep reinforcement learning approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, pp. 3270–3273, 7 2020.
- [71] Y. Jia, Z. Y. Dong, C. Sun, and K. Meng, “Cooperation-based distributed economic MPC for economic load dispatch and load frequency control of interconnected power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 5, pp. 3964–3966, 2019.
- [72] N. Meyer-Huebner, M. Suriyah, and T. Leibfried, “Distributed optimal power flow in hybrid AC–DC grids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 2937–2946, 2019.

- [73] V. Gevorgian and D. Corbus, “Ramping performance analysis of the Kahuku wind-energy battery storage system,” tech. rep., National renewable energy laboratory (NREL), Denver West Parkway, 2013.
- [74] S. Frank and S. Rebennack, “An introduction to optimal power flow: Theory, formulation, and examples,” *IIE Transactions*, vol. 48, no. 12, pp. 1172–1197, 2016.
- [75] Y. C. Wong, C. S. Lim, H. H. Goh, A. Cruden, M. D. Rotaru, and X. Kong, “An optimal secondary multi-bus voltage and reactive power sharing control based on non-iterative decoupled linearized power flow for islanded microgrids,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 105242–105254, 2021.
- [76] J. Yang, N. Zhang, C. Kang, and Q. Xia, “A state-independent linear power flow model with accurate estimation of voltage magnitude,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3607–3617, 2017.
- [77] S. Thakar, A. S. Vijay, and S. Doolla, “Effect of P-Q limits on microgrid reconfiguration: A capability curve perspective,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 3, pp. 2040–2048, 2020.
- [78] J. W. Weibull, *Evolutionary game theory*. The MIT Press, 1995.
- [79] J. Hofbauer and K. Sigmund, *Evolutionary games and population dynamics*. Cambridge University Press, 1998.
- [80] A. Pantoja, G. Obando, and N. Quijano, “Distributed optimization with information-constrained population dynamics,” *Journal of the Franklin Institute*, vol. 356, no. 1, pp. 209 – 236, 2019.
- [81] S. Boyd, N. Parikh, E. Chu, B. Peleato, and J. Eckstein, “Distributed optimization and statistical learning via the alternating direction method of multipliers,” *Foundations and Trends in Machine Learning*, vol. 3, no. 1, pp. 1–122, 2010.
- [82] J. Bu, M. Fazel, and M. Mesbahi, “Accelerated consensus with linear rate of convergence,” *Proceedings of the American Control Conference*, vol. 2018-June, no. 1, pp. 4931–4936, 2018.
- [83] J. Zhu, *Optimization of Power System Operation*. John Wiley & Sons, Inc, 2015.
- [84] T. Brudigam, D. Prader, D. Wollherr, and M. Leibold, “Model predictive control with models of different granularity and a non-uniformly spaced prediction horizon,” in *Model Predictive Control with Models of Different Granularity and a Non-uniformly Spaced Prediction Horizon*, vol. 2021-May, pp. 3876–3881, IEEE, 5 2021.

- [85] D. Andrade, “Levantamiento, análisis y diagnóstico de la red eléctrica actual de la universidad de nariño como base de una microred,” tesis de pregrado en ingeniería electrónica, Universidad de Nariño, 2015.
- [86] Distribution System Analysis Subcommittee, “IEEE 13 Node Test Feeder,” *IEEE Power Engineering Society*, p. 11, 2010.
- [87] C. Tautiva and A. Cadena, “Optimal placement of distributed generation on distribution networks,” in *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pp. 1–5, 2008.
- [88] C. Voyant, G. Notton, J.-L. Duchaud, L. A. G. Gutiérrez, J. M. Bright, and D. Yang, “Benchmarks for solar radiation time series forecasting,” *Renewable Energy*, vol. 191, pp. 747–762, 2022.