



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS

INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

Control terciario para la operación y gestión óptima de micro-redes aisladas de la red

Rubio Villagrán, Oscar Daniel

Vicerrectorado de Investigación, Innovación y Transferencia Tecnológica

Centro de Posgrados

Maestría en Electrónica y Automatización Mención Redes Industriales

Trabajo de titulación, previo a la obtención del título de Magister en Electrónica y

Automatización Mención Redes Industriales

Dr.-Ing. Ortiz Villalba Diego Edmundo MSc.

14 de junio de 2023

Reporte de verificación de contenido

Document Information

Analyzed document	TESIS RUBIO OSCAR.pdf (D170648284)
Submitted	2023-06-15 14:06:00
Submitted by	Juan Carlos Altamirano
Submitter email	jc.altamiranoc@uta.edu.ec
Similarity	7%
Analysis address	jc.altamiranoc.uta@analysis.arkund.com

Sources included in the report

SA	UNIVERSIDAD TECNICA DE AMBATO / 1_Poyecto_Investigación_Chipantiza_Guaita-signed.pdf Document 1_Poyecto_Investigación_Chipantiza_Guaita-signed.pdf (D111928749) Submitted by: loretaibarra@yahoo.es Receiver: lorenadibarra.uta@analysis.arkund.com	4
W	URL: https://elpais.com/economia/2018/05/02/actualidad/1525257286_099135.html Fetched: 2023-06-15 14:06:00	3
W	URL: https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2908128 Fetched: 2023-06-15 14:06:00	2
W	URL: https://doi.org/10.1109/TSG.2020.3028472 Fetched: 2023-06-15 14:06:00	1
W	URL: https://doi.org/10.3390/en15155517 Fetched: 2023-06-15 14:06:00	1
W	URL: https://doi.org/10.1109/CICED.2018.8592133 Fetched: 2023-06-15 14:06:00	1
W	URL: https://www.fico.com/en/latest-thinking/solution-sheet/fico-xpress-workbench Fetched: 2023-06-15 14:06:00	1
W	URL: https://doi.org/10.3390/electronics10172134 Fetched: 2023-06-15 14:06:00	1
W	URL: https://doi.org/10.4236/epe.2020.126022 Fetched: 2023-06-15 14:06:00	1
SA	Salguero_Vinicio_Tesis_Posgrado.pdf Document Salguero_Vinicio_Tesis_Posgrado.pdf (D144906974)	2
W	URL: https://doi.org/10.3390/en15134676 Fetched: 2023-06-15 14:07:00	2
W	URL: https://doi.org/10.1109/OAJPE.2021.3118393 Fetched: 2023-06-15 14:06:00	1
SA	TESIS PEDRO ARCINIEGA_Urkund.docx Document TESIS PEDRO ARCINIEGA_Urkund.docx (D110808827)	1

<https://secure.arkund.com/view/163113562-604687-625361#/>

1/22

Dr.-Ing. Ortiz Villalba Diego Edmundo MSc.

Director

C.C.: 1803225414



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

Vicerrectorado de Investigación, Innovación y Transferencia Tecnológica

Centro de Posgrados

Certificación

Certifico que el trabajo de titulación, "**Control terciario para la operación y gestión óptima de micro-redes aisladas de la red**" fue realizado por el señor **Rubio Villagrán, Oscar Daniel**; el mismo que ha sido revisado en su totalidad, analizado por la herramienta de verificación de similitud de contenido; por lo tanto cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de Fuerzas Armadas ESPE, razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que lo sustente públicamente.

Latacunga, 14 de junio de 2023

Una firma manuscrita en tinta azul que parece ser "D. Ortiz Villalba".

Dr.-Ing. Ortiz Villalba Diego Edmundo MSc.

Director

C.C.: 1803225414



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

Vicerrectorado de Investigación, Innovación y Transferencia Tecnológica

Centro de Posgrados

Responsabilidad de Autoría

Yo, **Rubio Villagrán, Oscar Daniel**, con cédula de ciudadanía n° **1803817822**, declaro que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: **Control terciario para la operación y gestión óptima de micro-redes aisladas de la red**, es de mi autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 14 de junio de 2023

Una firma manuscrita en tinta azul que parece decir "Rubio Villagrán".

Rubio Villagrán, Oscar Daniel

C.C.: 1803817822



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

Vicerrectorado de Investigación, Innovación y Transferencia Tecnológica

Centro de Posgrados

Autorización de Publicación

Yo, **Rubio Villagrán, Oscar Daniel**, con cédula de ciudadanía n° **1803817822**, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación: **Control terciario para la operación y gestión óptima de micro-redes aisladas de la red**, en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi responsabilidad.

Latacunga, 14 de junio de 2023

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Rubio Villagrán', written over a horizontal line.

Rubio Villagrán, Oscar Daniel

C.C.: 1803817822

Dedicatoria

A mis abuelos, por su cariño y su guía desde el cielo.

Agradecimiento

A mi familia por estar siempre presente, a mis compañeros por el aprendizaje compartido y al Ing. Diego Ortiz por su guía y su apoyo en este proyecto de investigación.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Carátula.....	1
Reporte de verificación de contenido	2
Certificación	3
Responsabilidad de Autoría	4
Autorización de Publicación	5
Dedicatoria.....	6
Agradecimiento.....	7
Índice de contenidos	8
Índice de tablas.....	11
Índice de figuras	12
Nomenclatura	13
Resumen	16
Abstract.....	17
Capítulo I: Introducción	18
Antecedentes	18
Líneas de investigación	19
Área de influencia.....	19
Planteamiento del problema.....	19
Estudios relacionados	22

Importancia.....	23
Objetivos.....	24
<i>Objetivo general del proyecto</i>	24
<i>Objetivos específicos del proyecto</i>	25
Hipótesis de investigación	25
Categorización de las variables de investigación	25
<i>Variable Independiente</i>	25
<i>Variable Dependiente</i>	25
Capítulo II: Marco teórico.....	27
Micro-redes.....	27
Tipos de Micro-redes.....	29
Arquitectura de Control de Micro-redes	30
Control de Micro-redes	31
Generación distribuida.....	31
Unidades basadas en convertidores.....	33
Regulación de Frecuencia	35
Sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS)	37
Capítulo III: Metodología	39
Etapa 1: Revisión del estado del arte.....	39
Etapa 2: Diseño y desarrollo de una propuesta para el control terciario	40
Etapa 3: Implementación de la nueva propuesta de control	40

Etapa 4: Análisis y validación de la estrategia de control propuesta	40
Formulación del problema de optimización	41
Capítulo IV: Caso de estudio y análisis de resultados	48
Análisis de resultados.....	53
Capítulo V: Conclusiones y recomendaciones.....	61
Conclusiones	61
Recomendaciones	63
Bibliografía	64
Anexos	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. <i>Trabajos relacionados (estado del arte)</i>	22
Tabla 2. <i>Operacionalización de las Variables</i>	26
Tabla 3. <i>Resumen de las principales redes de comunicación en micro-redes existentes</i>	28
Tabla 4. <i>Resumen de las principales unidades de generación distribuida</i>	32
Tabla 5. <i>Principales parámetros usados para definir el estado de una batería</i>	38
Tabla 6. <i>Valores usados en el modelo de la micro-red</i>	49
Tabla 7. <i>Requerimientos del consumo de electricidad en Caleta Tortel</i>	52
Tabla 8. <i>Parámetros de la batería Trojan SPRE 06 415</i>	53
Tabla 9. <i>Degradación y estimación de vida útil del BESS</i>	59

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. <i>Estructura de micro-red simple</i>	27
Figura 2. <i>Control jerárquico en micro-redes</i>	30
Figura 3. <i>Esquema general de una micro-red</i>	34
Figura 4. <i>Etapas de la regulación de frecuencia</i>	36
Figura 5. <i>Diagrama de Bloques de la metodología propuesta</i>	39
Figura 6. <i>Esquema de micro-red usada en la implementación del problema de optimización..</i>	48
Figura 7. <i>Series de irradiancia en Caleta Tortel</i>	50
Figura 8. <i>Series de capacidad de potencia eólica de la turbina Fortis Alize de 10kW</i>	51
Figura 9. <i>Series de demanda en Caleta Tortel</i>	52
Figura 10. <i>Operación de la micro-red sin derrateo en el día 7 del escenario 1</i>	55
Figura 11. <i>Operación de la micro-red con derrateo fijo en el día 7 del escenario 1</i>	55
Figura 12. <i>Operación de la micro-red con derrateo optimizado en el día 7 del escenario 1</i>	56
Figura 13. <i>Porcentaje del SoC en cada hora del día 7 para el escenario 1</i>	57
Figura 14. <i>Degradación diaria del BESS en el escenario 1</i>	58
Figura 15. <i>Degradación total del BESS luego de la operación en cada escenario</i>	59
Figura 16. <i>Costos totales en cada escenario</i>	60

Nomenclatura

Índices

t	Índice de tiempo en horas
i	Índice de días
j	Índice de semanas
x	Índice de escenarios de demanda
y	Índice de escenarios de irradiancia
z	Índice de escenarios de potencia de turbina eólica

Parámetros y variables

η_{BESS}	Coeficiente de eficiencia del BESS
η_{panel}	Coeficiente de eficiencia del panel fotovoltaico
A_{Total}	Sumatoria de las áreas de todos los paneles fotovoltaicos
$BESS_{Life}$	Estimación de la vida útil en años del BESS dada por el fabricante
$C_{curtPFV}$	Costo del vertimiento de potencia fotovoltaica
C_{curtPW}	Costo del vertimiento de potencia eólica
C_{deg}	Costo de degradación del BESS
$C_{derrPFV}$	Costo debido al derrateo de potencia fotovoltaica
C_{derrPW}	Costo debido al derrateo de potencia eólica
C_{Diesel}	Costo de usar generación diésel
C_{ENS}	Costo de tener energía no suministrada
$C_{op.rep}$	Costos de operación de la micro-red y de reposición del BESS
D	Demanda eléctrica
$Deg_{día}$	Porcentaje de degradación del BESS en un día de operación

Deg_{hora}	Porcentaje de degradación del BESS en un instante t
Deg_{op}	Porcentaje de degradación del BESS debido a la operación
Deg_{sem}	Porcentaje de degradación del BESS en una semana de operación
$Deg_{deseada}$	Máximo porcentaje de degradación del BESS permitido en una semana
Deg_{shelf}	Porcentaje de degradación del BESS debido al almacenamiento
Deg_{SOC}	Porcentaje de degradación del BESS debido al estado de carga (SoC)
Deg_{BESS}	Porcentaje de degradación total del BESS
$Derr_{max}$	Máximo porcentaje de derrateo permitido
$Derr_{PFV}$	Porcentaje de derrateo de la potencia fotovoltaica
$Derr_{PW}$	Porcentaje de derrateo de la potencia eólica
ENS	Energía no suministrada
I	Irradiancia
J	Función objetivo
$N_{turbinas}$	Número de turbinas eólicas
$PBESS_c$	Potencia de carga del BESS
$PBESS_d$	Potencia de descarga del BESS
$PBESS_e$	Potencia disponible en el BESS
$PBESS_{instal}$	Potencia BESS instalada
$PBESS_{ini}$	Potencia disponible en el BESS al inicio del problema de optimización
PD_g	Potencia diésel generada en un instante t
PD_{instal}	Potencia de generador diésel instalada
PFV_{curt}	Potencia fotovoltaica vertida en un instante t
PFV_{derr}	Potencia fotovoltaica derrateada en un instante t
PFV_g	Potencia fotovoltaica generada en un instante t

PFV_{gmax}	Capacidad de potencia fotovoltaica que puede generarse en un instante t
PW_{curt}	Potencia eólica vertida en un instante t
PW_{derr}	Potencia eólica derrateada en un instante t
PW_g	Potencia eólica generada en un instante t
PW_{gmax}	Capacidad de potencia eólica que puede generarse en un instante t
$PW_{turbina}$	Potencia generada por una turbina eólica
SOC	Porcentaje de SOC en un instante t
SOC_{max}	Porcentaje de SOC máximo deseado
SOC_{min}	Porcentaje de SOC mínimo deseado
T	Horizonte de tiempo

Resumen

Las micro-redes permiten integrar y coordinar varias fuentes de energía con estrategias de control apropiadas para garantizar el suministro energético de manera óptima. Alrededor del mundo existen grandes esfuerzos por impulsar el desarrollo de este tipo de tecnologías. Nuestro país no puede permanecer aislado de estos temas. En consecuencia, este proyecto de titulación presenta una propuesta metodológica para incursionar en el desarrollo de las micro-redes en el Ecuador basado en la utilización de un simulador que permita el estudio y el planteamiento de nuevas estrategias de control con una arquitectura centralizada a través del despacho óptimo de las unidades de generación. Los altos costos de instalación, operación y reposición de una micro-red suelen ser los principales limitantes al momento de implementar micro-redes aisladas de la red para satisfacer la demanda energética de las poblaciones que no cuentan con el servicio de energía eléctrica debido a que están ubicadas en zonas remotas o de difícil acceso. El algoritmo de control terciario planteado permite la gestión óptima los recursos renovables de la micro-red, minimizando los costos de operación. Además, utiliza el derrateo óptimo de las unidades de energía renovable para apoyar en las tareas de regulación de frecuencia logrando alargar la vida útil de las baterías y como consecuencia reducir los costos de reposición.

Palabras clave: micro-redes, control terciario, optimización, derrateo, despacho económico

Abstract

Microgrids allows the integration and coordination of various energy sources with appropriate control strategies to guarantee the energy supply in an optimal way. Around the world there are great efforts to promote the development of this type of technology. Our country cannot remain isolated from these issues. Consequently, this project presents a methodological proposal in the development of micro-grids in Ecuador based on the use of a simulator that allows the study and proposal of new control strategies with a centralized architecture for the economic dispatch. The high costs of installation, operation and replacement of a micro-grid are usually the main limitations in the implementation of microgrids isolated from the grid to attend the energy demand of populations that do not have electricity service since they are in remotes or hard-to-reach areas. The proposed tertiary control algorithm allows the optimal management of the renewable resources of a microgrid, minimizing operating costs. In addition, it uses the optimal derating of the renewable energy units to support frequency regulation tasks, extending the lifespan of the batteries and consequently reducing replacement costs.

Keywords: micro-grids, tertiary control, optimization, derating, economic dispatch.

Capítulo I

Introducción

Antecedentes

Por más de una década, las micro-redes han sido sujeto de estudio debido a la demanda de nuevas fuentes de energía alternativa y al costo económico que conlleva su operación y gestión. Si a esto se suman las diferentes configuraciones que puede tomar una micro-red en función de las necesidades y los recursos económicos y geográficos disponibles da como resultado un alto índice de estudios que establecen condiciones específicas para resolver problemas de optimización.

Inicialmente, uno de los principales problemas a resolver fue la optimización de combustible en micro-redes con sistemas basados en tecnología diésel. El objetivo de esta optimización es reducir la tasa de consumo de combustible del sistema mientras se satisface la demanda de energía local. Estudios como el de Hernandez-Aramburo et al., (2005) han presentado soluciones a este problema para micro-redes específicas.

Posteriormente, con la mejora de los sistemas de almacenamiento basados en baterías conocidos como BESS por sus siglas en inglés (Battery Energy Storage System), los métodos de despacho estático tradicionales ya no resultan adecuados y aparecen estudios como el de Liu et al., (2010) en el que se proponen métodos dinámicos para el despacho económico. Sin embargo, pese a que los sistemas BESS han ido mejorando su desempeño, siguen teniendo una vida útil limitada y un elevado costo. Por tal razón, estudios como el de Jimenez et al., (2019) proponen el uso de una técnica capaz de estimar un factor de degradación equivalente independientemente de su operación. Este tipo de información resulta beneficioso al momento de establecer restricciones secundarias al problema de optimización con el propósito de cuidar y extender la vida útil de las baterías.

Precisamente, la tendencia actual tiene como enfoque involucrar mayores restricciones al problema de optimización que permitan realizar acciones adicionales al despacho económico. En este aspecto, aparecen estudios como el de Reihani et al., (2018) en el que, adicional al problema de optimización económica entre los sistemas de generación convencionales y los sistemas BESS, se contempla usar las baterías para solucionar el problema de las variaciones de frecuencia de una micro-red.

Otro factor que actualmente se considera es el desarrollo de implementación sistemas de predicción que permitan tomar mejores decisiones para el despacho económico y permitan además alargar la vida útil de los sistemas de batería y de las fuentes de energía tal como se evidencia en el estudio de Llanos Proano et al., (2016) en el que además de usar técnicas de predicción se utilizan perfiles de carga y generación de una micro-red real operativa con el propósito de que los resultados se asemejen al funcionamiento real de una micro-red.

Líneas de investigación

- Automática y control
- Energías renovables no convencionales y uso eficiente de la energía eléctrica

Área de influencia

Provincia de Cotopaxi, Estudiantes de las Carreras y Programas Técnicos de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE sede Latacunga.

Planteamiento del problema

Según datos del estudio elaborado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la División de Estadística de las Naciones Unidas (UNSD), el Banco Mundial y la Organización Mundial de la Salud (OMS): Mil millones de personas no tienen acceso de la red de suministro eléctrico, lo que supone

alrededor del 13% de la población mundial. Tres mil millones, el 40% de los habitantes del planeta, siguen cocinando con combustibles contaminantes (carbón o madera). Además, tan solo el 17,5% de toda la energía que se consume en el mundo es de origen renovable (Planelles & Delgado, 2018).

La mayoría de la población que no cuenta con suministro de energía se debe a que están ubicados en localidades aisladas o zonas rurales y de difícil acceso. En este contexto las diversas tecnologías renovables resultan ser una alternativa económicamente competitiva, técnicamente fiable, socialmente pertinente y ambientalmente eficiente, que contribuye a encarar el desafío de superar los niveles de escasez energética, especialmente en zonas aisladas.

Cabe mencionar que las tecnologías renovables son parte además de una importante estrategia de mitigación y adaptación frente al cambio climático que afecta principalmente a los pobladores del campo, donde en la mayoría de las ocasiones, debido a su lejanía y la baja cantidad de habitantes, no resulta viable contar con un suministro de energía convencional desde el punto de vista económico. Esta problemática mundial puede ser disminuida con la implementación de micro-redes. Si estas comunidades cuentan con energía eléctrica ininterrumpida a bajo costo permitirá mejorar la calidad de vida de sus habitantes, además de promover el aumento de la productividad de la localidad (Escobar et al., 2016).

El uso de micro-redes es una alternativa para poder abastecer la demanda eléctrica incluso en zonas en donde no se puede acceder al suministro eléctrico tal como se evidencia en el estudio realizado por Escobar et al., (2016). Sin embargo, al no estar conectada de la red, se presentan múltiples desafíos y problemáticas debido a la incertidumbre de los recursos renovables y a las variaciones en la demanda.

Una de las principales características que poseen las micro-redes es que admiten la integración de unidades de generación distribuida (GD). Es decir, permiten trabajar de forma

simultánea con varias fuentes de energía renovables. Por lo que el diseño de sistemas de control que garanticen el funcionamiento confiable, seguro y económico de las micro-redes en modo aislado es altamente necesario. No obstante, esta tarea se torna compleja principalmente porque son pequeños sistemas de generación en donde un cambio mínimo en la demanda eléctrica es percibido como una importante perturbación en estos sistemas, además se producen cambios de frecuencia muy rápidos a diferencia de los sistemas tradicionales, a esto se suma la alta variabilidad de los recursos naturales que son comúnmente la principal fuente de generación de la micro-red. Por lo tanto, todas estas problemáticas hacen que los sistemas de control requieran especial atención y sean motivo de investigación alrededor del mundo (Olivares et al., 2014).

Para enfrentar estos desafíos y lograr mantener la estabilidad en las micro-redes, controlando voltaje y frecuencia, especialmente en micro-redes aisladas, el control de micro-redes utiliza típicamente una arquitectura jerárquica de tres niveles que involucra control primario, secundario y terciario. Los niveles primario y secundario están relacionados con la operación de la micro-red en sí, mientras que el nivel terciario se encarga de encontrar el punto de operación óptimo del sistema considerando los datos y las tareas asociadas al despacho económico (Ramezani & Li, 2016).

El control terciario tiene que resolver un problema de optimización. La respuesta al problema de optimización se convierte en las consignas de control que son enviadas a través de las redes de comunicación al resto de capas. Debido a que el tiempo de respuesta del control terciario está en el orden de los minutos se presentan problemas en la capa primaria, especialmente en el caso de micro-redes aisladas de la red. Muchas veces cuando hay incertidumbre en los recursos o cambios bruscos en la carga la consigna enviada por el control terciario queda inútil ya que el control primario tiene que responder rápidamente y compensar la incertidumbre a cualquier desviación de voltaje y frecuencia haciendo caso omiso a lo enviado

por el control terciario. Esto a su vez hace que los sistemas BESS tengan que estar sometidos a grandes descargas de energía que permitan compensar las perturbaciones.

La literatura especializada indica que las alteraciones en los ciclos de carga y descarga de la batería pueden generar altos costos de reemplazo en aplicaciones con ventanas de tiempo prolongadas. Por el contrario, contar con una estrategia eficaz en el ciclo de carga y descarga de la batería puede reducir el costo operativo y aumentar la vida útil de la batería. Por consiguiente, a largo plazo, se reduce el elevado costo de reemplazo de los sistemas BESS (Ullah et al., 2018; Yan et al., 2020).

Por tal razón, es necesario el estudio y desarrollo de estrategias de control terciario para el despacho óptimo en la micro-red que utilicen restricciones para el problema de optimización capaces de capturar y modelar la incertidumbre y los problemas asociados a la demanda y que permitan realizar acciones adicionales con el propósito de cuidar las baterías y reducir los costos de reposición.

Estudios relacionados

En función a la investigación a desarrollar, la Tabla 1 resumen los trabajos relacionados.

Tabla 1

Trabajos relacionados (estado del arte)

No	Artículo/Proyecto	Autor	Año	Descripción
1	A Novel Distributed Control Strategy for Optimal Dispatch of Isolated Microgrids Considering Congestion	Llanos, Jacqueline; Olivares, Daniel E.; Simpson-Porco, John W.; Kazerani, Mehrdad; Saez, Doris	2019	Presenta una estrategia de control distribuido para control de frecuencia, gestión de congestión y despacho óptimo en micro-redes aisladas. La estrategia propuesta lleva a un despacho que cumple con las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker de una formulación de flujo de potencia óptimo lineal (Llanos et al., 2019).

No	Artículo/Proyecto	Autor	Año	Descripción
2	Smart integrated adaptive centralized controller for islanded microgrids under minimized load shedding	Karimi, M.; Azizipanah-Abarghooee, Uppal, H.; Hong, Q.; Booth, C.; Terzija, V.	2017	Propone un controlador centralizado adaptativo integrado inteligente para monitorear y controlar las fuentes integradas de energía renovable (RES), tanto para los modos de operación de isla intencional y no intencional para micro-redes, como para un rango variable de desprendimiento de carga transitoria y falla escenarios correspondientes a interrupciones del sistema de energía eléctrica (Karimi et al., 2017).
3	Economic Dispatch for Optimal Management of Isolated Microgrids	Llanos Proaño, Jacqueline; Ortiz Villalba, Diego; Saez, Doris; Olivares Quero, Daniel	2016	Presenta el modelado y la simulación del despacho económico realizado en una micro-red. Las simulaciones realizadas utilizan los perfiles de carga y generación de una micro-red real operativa. Se consideran dos tipos de topologías: una micro-red de un nodo y una micro-red radial de múltiples nodos. El modelo de almacenamiento de batería considera los coeficientes de eficiencia para la carga y descarga y el coeficiente de autodescarga (Proano et al., 2016).

Importancia

El control terciario tiene que resolver un problema de optimización en función de los recursos que tiene disponible. La solución de ese problema se convierte en las consignas que son utilizadas por la primera y segunda capa del control de una micro-red. Sin embargo, debido al tiempo que se tarda en resolver el problema de optimización, este está en el orden de los

minutos, cuando existe problemas de incertidumbre en los recursos o cambios bruscos en la demanda el control primario deja de obedecer la consigna enviada y se enfoca en resolver los problemas que se presentan en la red. Esto hace que el control terciario presente desviaciones respecto a las acciones de control que se toman en el control primario.

Este trabajo de investigación pretende resolver los problemas que suceden al momento del despacho en micro-redes aisladas mediante el desarrollo y validación de estrategias de control terciario que resuelvan el problema de optimización tomando en cuenta diferentes restricciones que permitan mitigar el efecto de la incertidumbre de los recursos y los cambios en la demanda considerando el derrateo de unidades de generación renovable para reducir el impacto de las perturbaciones en los sistemas BESS. De esta manera la solución obtenida permitirá reducir los costos de reposición de baterías en las comunidades aisladas que cuentan con energías renovables para el abastecimiento de la energía eléctrica.

Este proyecto de titulación comprende el desarrollo de una estrategia de control terciario para micro-redes aisladas de la red. El diseño del control terciario incluye el modelamiento matemático de unidades de generación renovable eólica y fotovoltaica, unidades de generación diésel y sistemas de almacenamiento basados en baterías. Además, se consideran los pronósticos de los recursos energéticos renovables y la demanda eléctrica de la micro-red aislada.

El supuesto que contempla el desarrollo de este proyecto es que existe la disponibilidad de los datos de predicción de recursos energéticos y de la demanda eléctrica.

Objetivos

Objetivo general del proyecto

Desarrollar e implementar un control terciario para la operación y gestión óptima de micro-redes aisladas de la red, utilizando una arquitectura de control centralizado.

Objetivos específicos del proyecto

- Formular el problema de optimización para la implementación del control terciario.
- Implementar la formulación del problema de optimización utilizando programación matemática.
- Evaluar y validar el desempeño del algoritmo de control terciario en una micro-red aislada de la red vía simulación.

Hipótesis de investigación

Implementando restricciones en el problema de optimización se puede desarrollar e implementar una estrategia de control terciario empleando programación matemática para la operación y gestión óptima de micro-redes aisladas de la red con arquitectura centralizada capaz de alargar la vida útil del sistema BESS reduciendo los costos de operación y reposición.

Categorización de las variables de investigación

La hipótesis planteada identifica dos variables:

Variable Independiente

Control terciario de micro-redes.

Variable Dependiente

Nivel de carga de los sistemas de almacenamiento basados en baterías (BESS)

La operacionalización de las variables se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2*Operacionalización de las variables*

Variables	Tipo	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores
Control terciario de micro-redes	Independiente	Estrategia de control que gestiona la operación de la micro-red en función del aprovechamiento de los recursos energéticos renovables disponibles	Estrategia de control que gestiona la operación óptima de la micro-red utilizando programación matemática. Tiene como objetivo optimizar el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables disponibles para satisfacer la demanda y minimizar el costo de operación.	Método de control	Porcentaje de aprovechamiento de recursos, porcentaje de derrateo, porcentaje de ENS
BESS	Dependiente	Sistema de almacenamiento de energía que utiliza baterías para almacenar y entregar energía.	Sistema que permite almacenar la energía generada por las unidades de energía renovables. Posteriormente, esta energía puede ser despachada en función de las necesidades de la micro-red.	Vida útil del BESS, Degradación del BESS	Tiempo de vida útil del sistema BESS, porcentaje de degradación del sistema BESS, costo de operación y reposición

Capítulo II

Marco teórico

En este capítulo se incluyen definiciones básicas de micro-redes y sistemas BESS que serán tratadas a lo largo del presente trabajo de investigación.

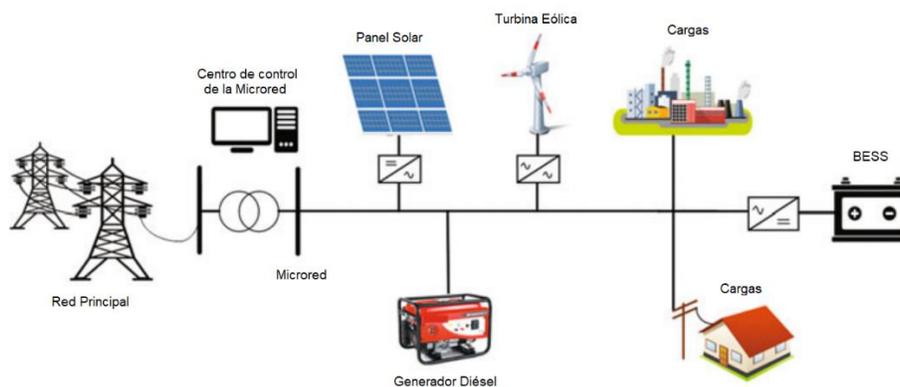
Micro-redes

Las micro-redes ofrecen una solución viable para integrar fuentes de energía renovable. Básicamente, una micro-red se puede definir como un sistema de distribución de energía que agrega fuentes de generación distribuidas locales junto con dispositivos de almacenamiento de energía y cargas controlables para formar un sistema de energía autosuficiente. Por lo tanto, si se gestiona correctamente, puede actuar como una única entidad controlable operada en paralelo con la red pública o en modo aislado. El diseño, la instalación y el funcionamiento de estos sistemas conllevan a enfrentarse a una serie de desafíos técnicos y operativos, incluidos los requisitos de control, protección e infraestructura (Cagnano et al., 2020).

La Figura 1 muestra una micro-red simple que comprende generadores distribuidos, BESS y cargas flexibles conectadas a través de convertidores de potencia.

Figura 1

Estructura de micro-red simple



Nota. Tomado de Shahbazitabar et al., (2021).

La operación de las micro-redes implica la coordinación de las señales de generación. En consecuencia, es necesaria la implementación de redes de comunicación. Los protocolos de comunicación más utilizados en las micro-redes se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3

Resumen de las principales redes de comunicación de micro-redes existentes

Micro-red	Comunicación		Ventajas	Desventajas
	Medio	Protocolo		
Korea- KEPRI	Fibra Óptica	N.A.	Comunicación de alta velocidad, baja latencia, alta confiabilidad	Cubre distancias cortas
Huatacondo	N.A.	Modbus TCP/IP	Fácil de implementar, bajos costos de instalación, compatible con diferentes enlaces de comunicación	Latencia alta
Am Steinweg	N.A.	Modbus TCP/IP	Fácil de implementar, bajos costos de instalación, compatible con diferentes enlaces de comunicación	Retrasos en la red, bajos niveles de seguridad frente a ciberataques
Kythnos	Línea eléctrica	N.A.	Comunicación de alta velocidad, adopte de la red eléctrica existente, bajos costos de instalación, alta tasa de transferencia de datos	Mínimos niveles de seguridad, atenuación de datos, gran cantidad de ruido
SPM	N.A.	IEC 61850	Alta fiabilidad, comunicación de alta velocidad, altos niveles de seguridad especialmente contra ciberataques, alta interoperabilidad	Bajo nivel de redundancia, altos costos de implementación, necesidad de cambiar o actualizar las interfaces de comunicación ya instaladas y las redes de IT existentes
DeMoTec	N.A.	Combinación de Ethernet y XLM-RPC	Fiabilidad mejorada, nivel de seguridad mejorado	Altos costos computacionales, altos costos de instalación
Bornholm Island	Fibra Óptica	N.A.	Comunicación de alta velocidad, baja latencia, alta confiabilidad	Cubre distancias cortas
NTUA	N.A.	XLM	Alta flexibilidad operativa, alta legibilidad	Carga de comunicación alta
BC Hydro	Línea telefónica	N.A.	Fácil de integrar	Baja confiabilidad, altos costos de implementación

Micro-red	Comunicación		Ventajas	Desventajas
	Medio	Protocolo		
Micro-red de la Universidad de Manchester	Línea eléctrica	N.A.	Adopte de la red eléctrica existente, bajos costos de instalación, alta tasa de transferencia de datos	Mínimos niveles de seguridad, atenuación de datos, gran cantidad de ruido
Bronsbergen Holiday Park	GSM		Alta fiabilidad, rentable	Ancho de banda de transmisión limitado
CESI Ricerca DER	Combinación de LAN, línea eléctrica y comunicación wireless	Ethernet	Alta confiabilidad	Bajos niveles de seguridad, altos costos de instalación, necesita una actualización y expansión de las redes de IT existentes
CERTS	N.A.	Modbus TCP/IP	Fácil de implementar, bajos costos de instalación, soporta diferentes enlaces de comunicación	Retrasos en la red, bajos niveles de seguridad frente a ciberataques
Sendai Project	GPS	N.A.	Fácil de integrar, bajos costos de instalación, accesibilidad global	Precisión reducida, baja confiabilidad debido a la duración de la batería, bajos niveles de seguridad, baja privacidad
Prince Lab	Combinación de LAN y fibra óptica	Modbus TCP/IP	Fácil de implementar, bajos costos de instalación, soporta diferentes enlaces de comunicación	Retrasos en la red, bajos niveles de seguridad frente a ciberataques, necesita una actualización y expansión de las redes de IT existentes

Nota. Tomado de Cagnano et al., 2020.

Tipos de Micro-redes

Al ser la micro-red una solución que mantiene la sostenibilidad de la red eléctrica al garantizar un suministro de energía inteligente y confiable, esta puede operar en forma aislada o en conexión con la red pública (Shafiullah et al., 2022). Por consiguiente, es posible clasificarlas de acuerdo con su modo de operación en dos tipos: Micro-redes conectadas de la red y micro-redes aisladas de la red.

Las micro-redes conectadas de la red permiten mantener el suministro de energía

eléctrica cuando hay un corte en la red principal y permiten reducir las emisiones de CO₂. Además, cuando la micro-red tiene excedentes se pueden trazar con la red principal.

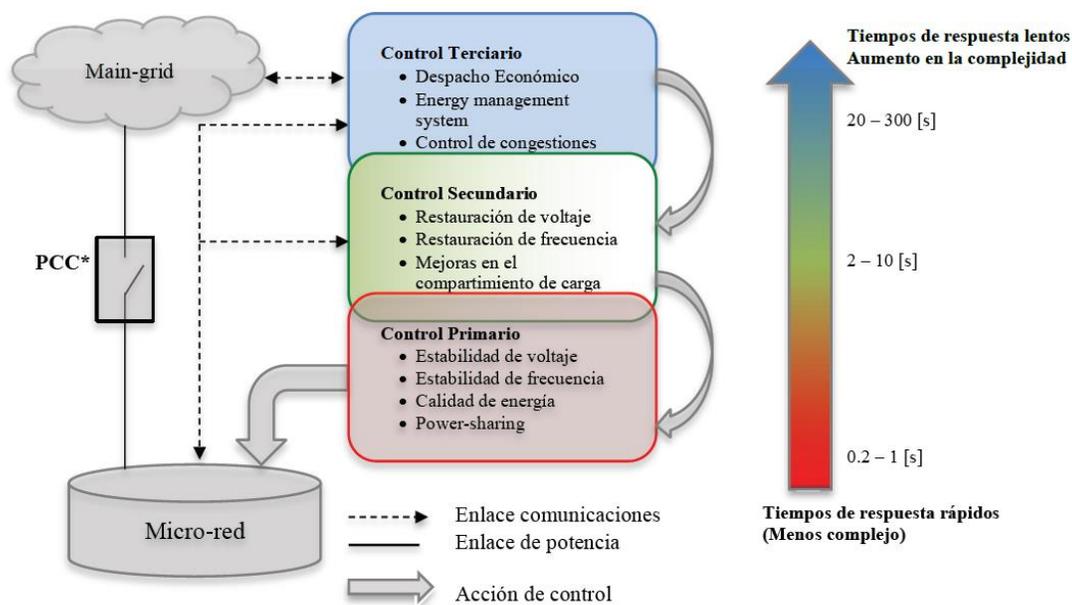
Por su parte, en las micro-redes aisladas de la red la potencia generada depende exclusivamente de las fuentes de generación que poseen y de las transferencias entre las unidades almacenadoras, de manera que se lo logre el balance oferta-demanda (Núñez, 2013).

Arquitectura de Control de Micro-redes

En la literatura especializada se ha identificado que el control y la gestión óptima de la micro-red presenta una arquitectura de control jerárquica como se ilustra en la Figura 2. En esta arquitectura las tareas de control se dividen en tres niveles que operan en diferentes escalas de tiempo. El control primario opera en la escala de tiempo de los milisegundos, el control secundario en la escala de tiempo de los segundos y el control terciario en el orden de los minutos y horas.

Figura 2

Control jerárquico en micro-redes



Nota. Tomado de Espina et al., (2020).

Control de Micro-redes

El control primario de una micro-red es el encargado de lidiar con las variaciones de demanda o perturbaciones. Por ejemplo, evita que los valores de la frecuencia del sistema caigan por debajo de los niveles permisibles. También dentro del control primario está la regulación de voltaje que deben proporcionar las unidades de generación con el propósito que la micro-red opere dentro de los rangos permisibles estipulados en los códigos de red.

Una vez que el control primario de las unidades de generación distribuida ha operado se genera un error en estado estacionario o desviación respecto a los valores nominales de frecuencia y voltaje. Por tanto, se requieren acciones de control adicionales para restaurar estas variables a sus valores nominales. Esto se realiza con el control secundario.

Finalmente, para garantizar la gestión óptima de las micro-redes, se requiere implementar esquemas de control terciario que permitan operar la micro-red a mínimo costo, maximizando el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables disponibles y considerando las restricciones técnicas de operación de la micro-red (Espina et al., 2020).

Generación distribuida

El concepto de generación distribuida (GD) implica la utilización de fuentes de energía locales, es decir plantas de energía basadas en fuentes de energía renovables y no renovables, dispositivos de almacenamiento de energía, herramientas y métodos para controlar y regular el consumo de energía del lado del consumidor (Ufa et al., 2022).

Las fuentes de energía distribuida son un elemento clave en el desarrollo de micro-redes y se dividen en dos tipos principales:

- Generadores convencionales basados en el uso de combustibles fósiles
- Generadores basados en energías renovables

La Tabla 4 muestra un resumen de las principales unidades de generación distribuida que se usan en micro-redes.

Tabla 4

Resumen de las principales unidades de generación distribuida usadas en micro-redes

Unidad	Tipo	Funcionamiento	Ventajas	Desventajas
Generador Diésel	Convencion al. Basado en combustible	Un generador diésel es una combinación de un motor diésel, un generador y varios accesorios que se utilizan para generar electricidad.	Costos de instalación más bajos, mantenimiento más fácil, la capacidad de producción depende únicamente de la cantidad de combustible.	Contamina el ambiente, el costo de operación puede llegar a ser muy alto debido al costo del combustible.
Generador Eólico	Basado en energía renovable	El sistema de conversión de energía eólica utiliza el viento para generar electricidad mediante una turbina eólica y un generador.	Bajo costo de operación, bajo impacto ambiental	Intermitencia en sus recursos, su uso presenta estrés en partes mecánicas.
Generador Fotovoltaico	Basado en energía renovable	El sistema de conversión de energía fotovoltaica utiliza la irradiancia para generar electricidad mediante celdas fotovoltaicas e inversores.	Bajo costo de operación, bajo impacto ambiental	Intermitencia en sus recursos
Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS)	-	Las baterías pertenecen al grupo de celdas electroquímicas que almacenan energía eléctrica.	Almacena energía de fuentes renovables, permite equilibrar la carga de la red cuando se quiere inyectar energía eléctrica en las horas pico.	Su vida útil se reduce cuando sufre altas descargas, alto costo de reposición

Nota. Tomado de Razmi & Lu, (2022).

Utilizar GD es importante para aprovechar los recursos renovables y para generar energía de manera limpia. Sin embargo, el uso generalizado de dichas tecnologías presenta nuevos desafíos para los sistemas de energía, como su ubicación óptima, la configuración de

los dispositivos de protección, la regulación de voltaje y frecuencia y los problemas de calidad de energía. Otro punto muy importante a tener en cuenta es que los generadores basados en energía renovable, tal como lo indica la Tabla 4, no siempre están disponibles debido a la incertidumbre asociada a sus recursos (Razavi et al., 2019).

Según la disponibilidad de su fuente de energía los generadores de un sistema de GD se pueden dividir en dos grupos despachables y no despachables.

- Generadores despachables: En estos generadores la fuente de energía está disponible en cualquier momento, por lo tanto, el sistema de control es capaz de definir la potencia de salida deseada en un momento dado.
- Generadores no despachables: En estos generadores la fuente de energía es variable en el tiempo y difícil de pronosticar, por lo que la potencia producida no puede ser definida por el sistema de control y los generadores suministran la *máxima potencia disponible* en un momento dado para aprovechar al máximo la fuente de energía.

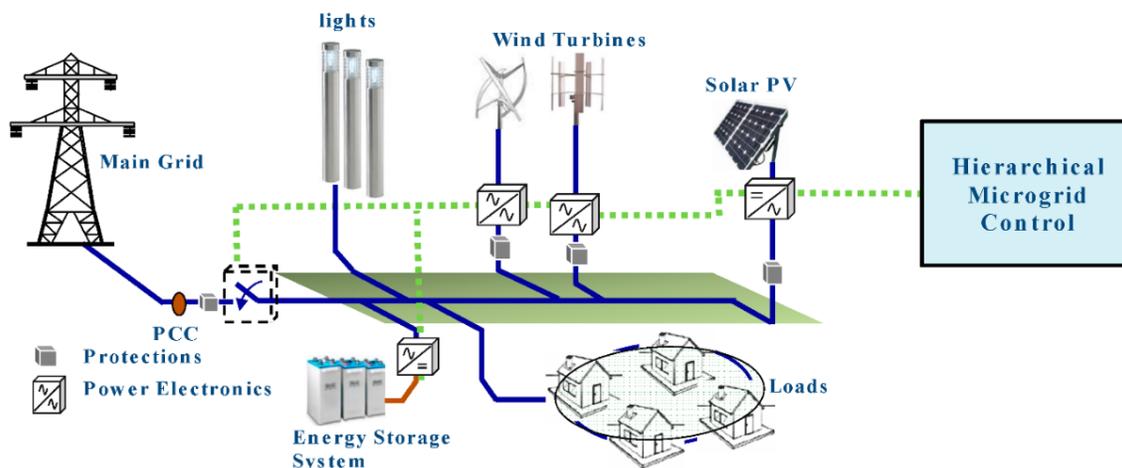
Los generadores basados en diésel son ejemplos de fuentes despachables, mientras que los generadores fotovoltaicos y eólicos son fuentes típicas no despachables (Pandu et al., 2019).

Unidades basadas en convertidores

En la Figura 3 se presenta una estructura básica de una micro-red de AC y sus componentes principales. Se puede observar que se requieren convertidores electrónicos de potencia para conectar los generadores basados en energía renovable (RES - Renewable Energy Sources) y los dispositivos de almacenamiento de energía de la red de distribución. Por esta razón, a estas unidades de generación se las conoce como unidades basadas en convertidores (Pandu et al., 2019).

Figura 3

Esquema general de una micro-red



Nota. Tomado de Patarroyo-montenegro et al., (2020).

En los sistemas de energía tradicionales, los generadores sincrónicos (SG) proporcionan energía cinética almacenada en sus rotores, esta contribuye al control primario de frecuencia. El aumento de generadores basados en energías renovables cambia la estructura y el modo de operación de los sistemas de energía eléctrica debido a la menor cantidad de generadores sincrónicos disponibles lo que da como resultado una reducción de la energía mecánica almacenada. Esto puede resultar en cambios de frecuencia más grandes que, a su vez, pueden causar problemas de estabilidad y confiabilidad (Anttila et al., 2022).

Según las estrategias de control implementadas o el modo de operación en las micro-red AC, los inversores se pueden clasificar en tres grupos: Grid-following (GFL), Grid-forming (GFM) y Grid-supporting (GS).

- Grid-following (GLF): Esos convertidores están asociados con los generadores no despachables (es decir, paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas) y su función más importante es inyectar la electricidad de la red. Estos inversores obtienen la potencia de CC de un convertidor CC/CC, que procura que el generador trabaje en su punto

de máxima transferencia de potencia MPPT (Maximum Power Point Tracking) (Pandu et al., 2019).

- Grid-forming (GFM): En un sistema 100% basado en inversores, los inversores GFM son necesarios para establecer el voltaje y la frecuencia de la red y son un activo crítico para el sistema de energía. Estos inversores pueden participar en el control primario de frecuencia, ya que están diseñados para replicar el comportamiento de un generador sincrónico, lo que no se puede lograr con los inversores tipo GFL. Para un funcionamiento confiable del inversor GFM se debe tener acceso a una fuente de energía despachable. Dado que los RES son unidades de generación no despatchables, el inversor GFM generalmente está asociado con un sistema de almacenamiento de energía (BESS - Battery Energy Storage System) (Anttila et al., 2022).
- Grid-supporting (GS): Según las características de la micro-red, es posible que un inversor GFM no pueda mantener la frecuencia y el voltaje del bus de AC dentro de los límites recomendados ya que su capacidad de potencia responde al límite de energía que puede ser absorbida o suministrada por el sistema de almacenamiento. Por lo tanto, generadores despatchables y/o baterías adicionales se utilizan para ayudar o apoyar a los convertidores GFM en la operación en isla. Los inversores conectados a estas unidades adicionales se denominan inversores Grid-supporting y tienen como objetivo mantener la calidad de la energía en el bus de AC (Pandu et al., 2019).

Regulación de Frecuencia

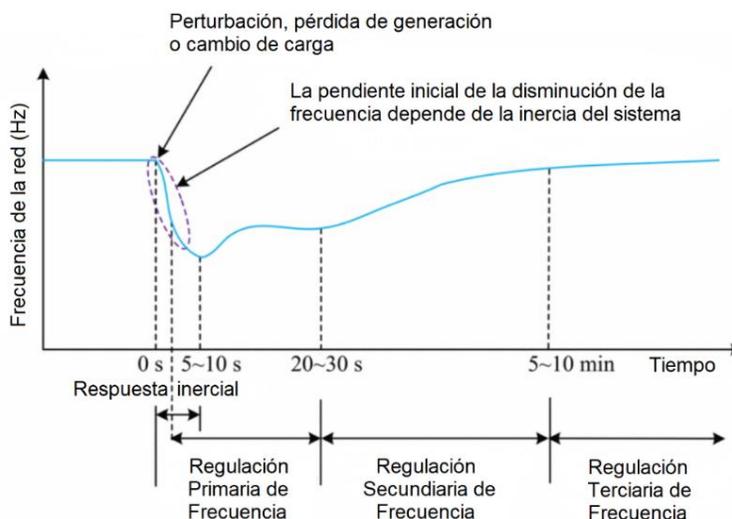
Cuando el sistema está sujeto a una perturbación, pérdida de generación o un desajuste entre el suministro y el consumo, la frecuencia del sistema se desvía de su valor

nominal. Cuando la desviación es demasiado grande los sistemas de protección se activan y conducen a la desconexión directa de las cargas. Si las condiciones de falla son severas, el sistema puede colapsar y se origina un “blackout” (Nguyen et al., 2021).

La respuesta en frecuencia de la red se puede dividir en cuatro etapas de regulación, cada una con diferentes escalas de tiempo, tal como se indica en la Figura 4 (Wu et al., 2018).

Figura 4

Etapas de la regulación de frecuencia



Nota. Tomado de Wu et al., (2018).

- **Respuesta inercial:** En esta etapa, la desviación de frecuencia es afectada por la inercia y la capacidad del sistema para absorber los desbalances de potencia (Nguyen et al., 2021).
- **Regulación primaria de frecuencia:** La regulación primaria de frecuencia ocurre al nivel de los controladores individuales y es responsable de detener la variación inicial y restaurar la frecuencia bajo perturbaciones. Sin embargo, la acción del nivel de control primario conduce a errores en estado estable, la frecuencia de la red se establece en un valor diferente de la frecuencia nominal (Bevrani et al., 2021);

Muhtadi et al., 2021; Rodrigues et al., 2020).

- Regulación secundaria de frecuencia: La regulación secundaria se implementa con el fin de monitorear la micro-red. En esta etapa se realizan acciones de control para ajustar la salida de los generadores despachables y mitigar los errores de estado estable con el propósito de restablecer la frecuencia de la red a su valor nominal (Muhtadi et al., 2021; Zhang et al., 2020).
- Regulación terciaria de frecuencia: La regulación terciaria está relacionada con el despacho económico y tiene como objetivo reprogramar el despacho de las unidades de generación para restituir la reserva de regulación secundaria y prepararse para una próxima posible contingencia (Zhang et al., 2020).

Los sistemas de energía eólica y fotovoltaica, tal como se ha mencionado en el apartado anterior, están conectados de la red mediante convertidores electrónicos de potencia. Por lo general, al estar trabajando en su punto de máxima transferencia de potencia (MPPT), no participan en la regulación de la frecuencia de la red eléctrica. Sin embargo, cuando la capacidad de energía renovable integrada en el sistema eléctrico excede un cierto valor, aparece el requerimiento de que las energías renovables participen en la regulación de frecuencia de la red para garantizar la seguridad del sistema eléctrico. Las RES junto con los BESS pueden proporcionar potencia activa y soporte de frecuencia para el sistema de energía. No obstante, el alto costo y la corta vida útil del BESS son sus principales deficiencias (Dawei et al., 2018).

Sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS)

Los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías facilitan la integración de las fuentes de energía renovable en las micro-redes. Se utilizan para aumentar la fiabilidad del sistema. En las horas de alta generación de energía renovable, los BESS se cargan para

abastecer la demanda en las horas de baja o nula actividad de los generadores fotovoltaicos o de las turbinas eólicas.

Los BESS están interconectados de la red por lo general a través de convertidores VSC (Voltage Source Converter) que son de tipo Grid-forming. La dinámica del BESS es mucho más rápida que la del generador diésel, por lo que son capaces de suministrar rápidamente potencia activa para regular la frecuencia de la red, controlando las variaciones en la producción de energía renovable y las variaciones de la carga (Alghamdi & Cañizares, 2021). Sin embargo, el apoyar a las unidades de generación convencionales en las tareas de regulación de frecuencia podría provocar una degradación acelerada de las baterías.

La Tabla 5 presenta un resumen de los principales parámetros usados para definir el estado de una batería.

Tabla 5

Principales parámetros usados para definir el estado de una batería

Parámetro	Definición
State of Charge (SoC)	Permite conocer la cantidad de energía eléctrica almacenada en el paquete de baterías. Las unidades de SoC son puntos porcentuales (0 % = vacío; 100 % = lleno).
Depth of Discharge (DoD)	Es una medida que representa el porcentaje de energía que ha sido descargado en la batería (0 % = no ha sido descargada; 100 % = está totalmente descargada). Es una medida que representa el inverso del SoC.
State of Health (SoH)	Permite conocer la condición de una batería en comparación con sus condiciones ideales. Por lo general, el SoH de una batería será del 100 % en el momento de la fabricación y disminuirá con el tiempo y el uso.
Cycle Life	Es la cantidad de ciclos de carga y descarga que puede sufrir el paquete de baterías antes de que su rendimiento caiga por debajo del mínimo requerido. Este número de ciclos se ve afectado por las condiciones de carga/descarga, la temperatura, la humedad, etc. En términos generales, cuanto mayor sea el DoD, menor será la vida útil del ciclo.

Nota. Tomado de Georgious et al., (2021).

Capítulo III

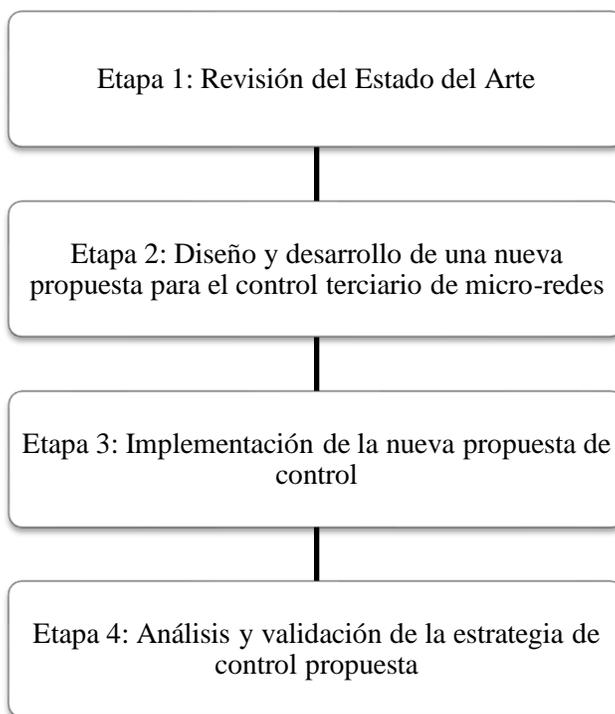
Metodología

Este capítulo presenta la metodología propuesta para poder desarrollar el proyecto de investigación que conlleva este trabajo de titulación. El desarrollo del proyecto contempla varias etapas que van desde la búsqueda bibliográfica para conocer la situación actual del tema, el desarrollo del problema de optimización, la implementación, la validación de la estrategia de control hasta la difusión de resultados.

La Figura 5 muestra la metodología propuesta.

Figura 5

Diagrama de Bloques de la metodología propuesta



Etapa 1: Revisión del estado del arte

En esta etapa se revisaron varios trabajos científicos relevantes al área de control y gestión óptima de micro-redes. En primer lugar se estudia la operación de una micro-red y se

identifican los elementos de la micro-red y la manera en que estos pueden ser modelados. Luego se estudia las arquitecturas de control y la acción de las estrategias de control existentes para cada uno de los tres niveles de control: primario, secundario y terciario, haciendo un mayor énfasis en el estudio del control terciario y la operación de los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías.

Etap 2: Diseño y desarrollo de una nueva propuesta para el control terciario

Una vez concluida la etapa 1 se desarrolla un simulador basado en modelos matemáticos que permite conocer la respuesta de una micro-red aislada utilizando un software especializado. Este simulador incluye: unidades de generación distribuida basadas en energías renovables como paneles solares y turbinas eólicas, unidades de generación convencionales y sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías.

Posteriormente, se realiza la formulación del problema de optimización generando nuevas propuestas de control para el nivel terciario que garanticen la operación óptima de la micro-red y que permitan extender la vida útil de los BESS.

Etap 3: Implementación de la nueva propuesta de control

En esta etapa se implementan los algoritmos de control en el simulador desarrollado y se obtienen los resultados del desempeño de la micro-red.

Etap 4: Análisis y validación de la estrategia de control propuesta

Se analizan y validan los controladores propuestos en el simulador, y se verifica que las variables a controlar cumplan con los requerimientos técnicos.

La propuesta de control terciario se valida considerando la operación óptima, es decir operar la micro-red a mínimo costo, se evalúa también la operación de las unidades de generación distribuida y la degradación de la batería.

Formulación del problema de optimización

Se propone el problema de optimización para una micro-red aislada de la red que cuenta con generación convencional y generación basada en energías renovables de tipo solar y eólico. El modelo, las ecuaciones y la formulación del problema de optimización que se presenta a continuación corresponde a la etapa 2 de la metodología.

La nomenclatura utilizada en la formulación del problema de optimización se encuentra disponible en la página 13 del escrito de este trabajo de titulación.

Función objetivo

En la Ecuación (1) se define a J como la función objetivo.

$$J = \min C_{op.rep(x,y,z)} = \text{Función Objetivo} \quad (1)$$

La propuesta presentada tiene el objetivo de minimizar los costos de operación de la micro-red y los costos de reposición del BESS. Considerando el carácter estocástico de la demanda, irradiancia y velocidad del viento, la función objetivo y sus restricciones deben cumplirse para cada uno de los escenarios establecidos.

Por otra parte, la propuesta realiza además el dimensionamiento de reservas considerando tanto las unidades de generación convencional como las unidades de generación renovables. En este sentido, se establecen dentro de las variables de decisión el derrateo de la potencia fotovoltaica PFV_{derr} y el derrateo de la potencia eólica PW_{derr} . Las variables energía no suministrada $ENS_{(t,x,y,z)}$, potencia fotovoltaica de vertimiento $PFV_{curt(t,x,y,z)}$ y la potencia eólica de vertimiento $PW_{curt(t,x,y,z)}$ son variables de holgura que permiten viabilizar la respuesta del optimizador. Los parámetros de costo de las variables de la función objetivo representan los pesos de cada variable y los subíndices x , y y z representan los escenarios de demanda, irradiancia y velocidad del viento.

La Ecuación (2) indica los parámetros y variables que intervienen en la función objetivo.

$$J = \min \left[\sum_t^T \left(C_{ENS} \cdot ENS_{(t,x,y,z)} + C_{Diesel} \cdot PDg_{(t,x,y,z)} + C_{derrPFV} \cdot PFV_{derr(t)} \right. \right. \\ \left. \left. + C_{curtPFV} \cdot PFV_{curt(t,x,y,z)} + C_{derrPW} \cdot PW_{derr(t)} + C_{curtPW} \right. \right. \\ \left. \left. \cdot PW_{curt(t,x,y,z)} \right) + C_{deg} \cdot Deg_{BESS(x,y,z)} \right] \quad (2)$$

La función objetivo minimiza el consumo de diésel $PDg_{(t,x,y,z)}$ y penaliza la energía no suministrada y los vertimientos de potencia eólica y fotovoltaica. Adicionalmente, cuida a la batería al penalizar su degradación $Deg_{BESS(x,y,z)}$.

El modelo matemático presentado se encuentra sujeto a restricciones operacionales. A continuación se presenta en detalle cada una de las restricciones aplicadas al problema de optimización.

Restricciones asociadas al sistema BESS

Estudios como el de Proano et al., (2016) presentan un modelo BESS en el que se establece dos modos de operación: carga o descarga. En cada modo se considera el coeficiente de eficiencia.

La energía del BESS está definida por la Ecuación (3) que representa la condición inicial del BESS y la Ecuación (4) que representa la potencia disponible en el BESS para el resto del periodo de tiempo.

$$PBESS_{e(t,x,y,z)} = PBESS_{ini} - \frac{PBESS_{d(t,x,y,z)}}{\eta_{BESS}} - \eta_{BESS} \cdot PBESS_{c(t,x,y,z)} \quad t = 0 \quad (3)$$

$$PBESS_{e(t,x,y,z)} = PBESS_{e(t-1,x,y,z)} - \frac{PBESS_{d(t,x,y,z)}}{\eta_{BESS}} - \eta_{BESS} \cdot PBESS_{c(t,x,y,z)} \quad \forall t > 0 \quad (4)$$

Los límites de cantidad de energía que puede tener el BESS están definidos por la Ecuación (5). Por su parte, los límites de las operaciones de carga y descarga están definidos por las Ecuaciones (6) y (7),

$$0 \leq PBESS_{e(t,x,y,z)} \leq PBESS_{instal} \quad (5)$$

$$0 \leq PBESS_{d(t,x,y,z)} \leq PBESS_{e(t,x,y,z)} \quad (6)$$

$$0 \geq -PBESS_{c(t,x,y,z)} \geq -PBESS_{e(t,x,y,z)} \quad (7)$$

Restricciones asociadas al SOC

Con el propósito de cuidar la batería y no dejar que esta se cargue o se descargue superando valores críticos se establece límites el estado de carga (SoC) que puede tener un instante t de acuerdo con lo indicado en la Ecuación (8).

$$SOC_{min} \leq SOC_{(t,x,y,z)} \leq SOC_{max} \quad (8)$$

Restricciones asociadas a la producción de energía solar

Utilizando el modelo presentado Palma-Behnke et al., (2013) se puede calcular la capacidad máxima de potencia fotovoltaica que puede generarse en un instante t utilizando las Ecuaciones (9) y (10).

$$PFV_{gmax(t,y)} = \eta_{panel} \cdot A_{Total} \cdot I_{(t,y)} \quad (9)$$

$$PFV_{g(t,x,y,z)} + PFV_{derr(t,y)} + PFV_{curt(t,x,y,z)} = PFV_{gmax(t,y)} \quad (10)$$

La Ecuación (11) permite calcular la potencia fotovoltaica derrateada en un instante t en función del porcentaje de derrateo establecido por el sistema. Las Ecuaciones (12) y (13) establecen los límites para el porcentaje de derrateo y la potencia fotovoltaica que puede ser vertida en un instante t .

$$PFV_{derr(t,y)} = \frac{Derr_{PFV(t)}}{100} \cdot PFV_{gmax(t,y)} \quad (11)$$

$$0 \leq Derr_{PFV(t)} \leq Derr_{max} \quad (12)$$

$$0 \leq PFV_{curt(t,x,y,z)} \leq PFV_{gmax(t,y)} \quad (13)$$

El límite de derrateo máximo $Derr_{max}$ es un parámetro establecido por el usuario y se aplica tanto para la generación de unidades fotovoltaicas como para la generación de unidades eólicas.

Restricciones asociadas a la producción de energía eólica

La potencia eólica se puede obtener utilizando el perfil de la turbina proporcionado por el fabricante. En este caso, se utilizó una aproximación lineal por partes del perfil de la turbina para calcular la potencia eólica para cada instante t .

Para calcular la capacidad máxima de potencia eólica que puede ofrecer todas las unidades de generación eólica en un instante t se tiene la Ecuaciones (14) y (15).

$$PW_{gmax(t,z)} = N_{turbinas} \cdot PW_{turbina(t,z)} \quad (14)$$

$$PW_{g(t,x,y,z)} + PW_{derr(t,z)} + PW_{curt(t,x,y,z)} = PW_{gmax(t,z)} \quad (15)$$

La Ecuación (16) permite calcular la potencia eólica derrateada en un instante t en función del porcentaje de derrateo establecido por el sistema.

$$PW_{derr(t,z)} = \frac{Derr_{PW(t)}}{100} \cdot PW_{gmax(t,z)} \quad (16)$$

Las Ecuaciones (17) y (18) establecen los límites para el porcentaje de derrateo y la potencia eólica que puede ser vertida en un instante t .

$$0 \leq Derr_{PW(t)} \leq Derr_{max} \quad (17)$$

$$0 \leq PW_{curt(t,x,y,z)} \leq PW_{gmax(t,z)} \quad (18)$$

Restricciones asociadas a la generación diésel

El modelo del generador diésel es el de una máquina sincrónica. Por esta razón puede asistir al sistema con tareas de regulación de frecuencia. Además, permite cumplir con la demanda cuando las RES no tienen la capacidad de hacerlo. Sin embargo, el uso de este generador tiene un alto impacto ambiental y un alto costo debido al consumo de combustible. Por tal razón, una de las finalidades que tiene la función objetivo es minimizar el uso de generación diésel. Por otro lado, la generación no puede superar la potencia instalada de acuerdo con lo establecido en la Ecuación (19).

$$0 \leq PD_{g(t,x,y,z)} \leq PD_{instal} \quad (19)$$

Degradación de las baterías

La degradación de la batería se puede dividir en degradación por almacenamiento y degradación por ciclos de operación. La degradación por almacenamiento corresponde al proceso de corrosión normal que es independiente de su comportamiento cíclico y, por lo tanto, se considera una constante (Wang et al., 2016).

Para calcular el porcentaje de la degradación por almacenamiento que sufre la batería por cada hora se utiliza la Ecuación (20) donde $BESS_{Life}$ es el dato de estimación de la vida útil del BESS expresada en años dada por el fabricante.

$$Deg_{shelf} = 100 \% \cdot \frac{1}{BESS_{Life}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \cdot \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ horas}} = 100 \% \cdot \frac{1}{BESS_{Life} \cdot 365 \cdot 24} \quad (20)$$

Por su parte, la degradación por ciclos de operación responde a los ciclos de carga y

descarga de la batería. Sin embargo, las baterías de los sistemas BESS difícilmente podrán operar con ciclos regulares debido a que su operación responde a lo que la micro-red necesita. En su estudio Wang et al., (2016) plantea un método que utiliza la diferencia entre la degradación de dos ciclos regulares para estimar la degradación de un ciclo irregular. Aplicando este método se puede conocer la degradación de ciclos de batería con diferentes puntos de inicio y finalización de SoC utilizando la curva “Cycle Life vs DoD” proporcionada por el fabricante.

Para este proyecto se utilizó una aproximación lineal de la curva “Cycle Life vs SoC” obteniendo la Ecuación (21) que permite conocer la degradación de la batería debido al estado del SoC en un instante t . Con este dato se aplica la Ecuación (22) para poder calcular el porcentaje de degradación del BESS debido a la operación en un ciclo irregular para cada instante t .

$$Deg_{SOC}(t,x,y,z) = 0.0010409 - 0.001038 \cdot SOC(t,x,y,z) \quad (21)$$

$$Deg_{op}(t,x,y,z) = \frac{1}{2} \cdot \left| Deg_{SOC}(t,x,y,z) - Deg_{SOC}(t-1,x,y,z) \right| \cdot 100 \% \quad (22)$$

Para un período de tiempo determinado la degradación de la batería se establece como el valor mayor entre la degradación por almacenamiento y la degradación por ciclos de operación como se muestra en la Ecuación (23).

$$Deg_{hora}(t,x,y,z) = \max \left\{ Deg_{shelf}, Deg_{op}(t,x,y,z) \right\} \quad (23)$$

Esta misma expresión puede ser representada en términos de valor absoluto tal como se indica en la Ecuación (24).

$$Deg_{hora}(t,x,y,z) = \frac{1}{2} \cdot \left(Deg_{shelf} + Deg_{op}(t,x,y,z) + \left| Deg_{shelf} - Deg_{op}(t,x,y,z) \right| \right) \quad (24)$$

Conociendo la degradación de la batería en cada hora se puede obtener mediante sumas el valor de la degradación diaria $Deg_{dia(i,x,y,z)}$ y la degradación semanal $Deg_{sem(j,x,y,z)}$. Los subíndices i y j representan los días y las semanas respectivamente. Con el objetivo de cuidar a la batería se establece límites para la degradación semanal como se muestra en la Ecuación (25) donde $Deg_{deseada}$ representa el porcentaje máximo de degradación del BESS permitido para una semana de operación.

$$0 \leq Deg_{sem(j,x,y,z)} \leq Deg_{deseada} \quad (25)$$

Ecuación de balance

Finalmente, la micro-red necesita cumplir con la ecuación de balance que se observa en la Ecuación (26). La potencia generada por sus unidades de generación debe ser igual que la potencia consumida por la demanda (Proano et al., 2016).

$$D_{(t,x)} = PFV_{gmax(t,y)} - PFV_{curt(t,x,y,z)} - PFV_{derr(t,y)} + PW_{gmax(t,z)} - PW_{curt(t,x,y,z)} - PW_{derr(t,z)} + PD_g(t,x,y,z) + PBESS_d(t,x,y,z) + PBESS_c(t,x,y,z) + ENS_{(t,x,y,z)} \quad (26)$$

Conocidas todas las restricciones y aplicando el modelo en el simulador se implementó el problema de optimización cumpliendo con la etapa 3 de la metodología propuesta. Esto se lo realizó utilizando el paquete computacional Fico Xpress Workbench (FICO, 2023) para un horizonte de tiempo de 2 semanas. Las unidades utilizadas fueron USD para los costos, kW/m^2 para la irradiancia y kW para la potencia de las unidades de generación distribuida, la demanda y la energía no suministrada. Los resultados se muestran en el siguiente capítulo.

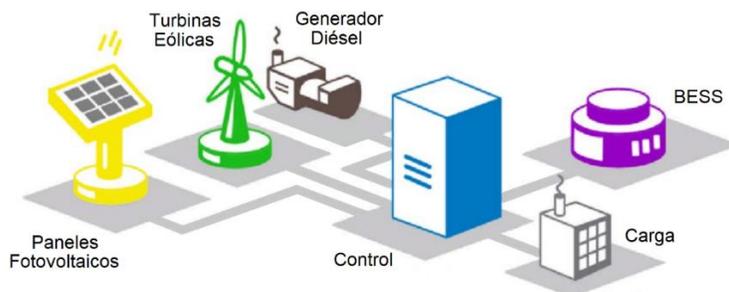
Capítulo IV

Caso de estudio y análisis de resultados

La formulación presentada en el capítulo anterior ha sido probada mediante la simulación en una micro-red que cuenta con unidades de generación convencional, generación basada en energías renovables y un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías tal como se muestra en el esquema de la Figura 6.

Figura 6

Esquema de la micro-red utilizada en la implementación del problema de optimización



Nota. Tomado de Jenkins & Sonar, (2020).

Para que el control terciario pueda realizar el despacho económico se requiere de un sistema de predicción que le permita conocer los valores futuros de demanda, irradiancia y velocidad del viento. Para este proyecto se establece el supuesto de que ese sistema de predicción existe y ya ha entregado los valores requeridos por el control terciario. Estos valores son los que se ingresan al simulador.

Además, teniendo en cuenta la incertidumbre de los recursos renovables y de la demanda, se implementa un modelo estocástico. Se utilizan 3 series de demanda, 3 series de irradiancia y 3 series de velocidad del viento para generar 27 escenarios posibles. El sistema de control está diseñado para realizar el despacho económico considerando un horizonte de tiempo de 2 semanas y para obtener el porcentaje de derrateo que deben implementar las unidades de generación fotovoltaica y eólica. La condición para el cálculo del porcentaje de

derrateo es que debe satisfacer los 27 escenarios.

La Tabla 6 presenta los datos de la micro-red utilizados para la simulación. El dato de demanda pico es el valor máximo obtenido de entre todas las series de demanda con las que se alimenta al simulador.

Tabla 6

Valores usados en el modelo de la micro-red

Parámetro	Nomenclatura	Valor
Potencia diésel instalada	PD_{instal}	150 [kW]
Potencia eólica instalada	PW_{instal}	20.36 [kW]
Número de turbinas eólicas	N_{tur}	2
Potencia fotovoltaica instalada	PFV_{instal}	100 [kW]
Área total de paneles fotovoltaicos	A_{pTotal}	776.12 [m ²]
Capacidad BESS instalada	$PBESS_{instal}$	150.6 [kW]
Demanda pico	D_p	219.65 [kW]
Horizonte de tiempo	T	2 semanas (336 horas)

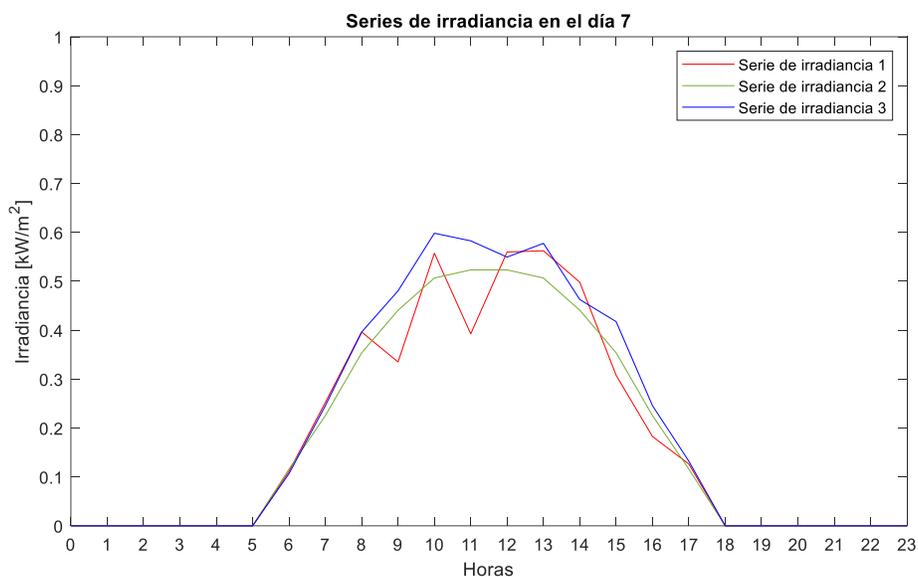
Recurso solar

Los datos para generar las series de irradiancia fueron tomados de la base de datos de recursos energéticos mundiales de la NASA (National Aeronautics and Space Administration, 2021) para el sector Caleta Tortel. Esta comuna chilena se encuentra en la XI región de Aysén, entre los 73° y 76° de longitud oeste y los 47° y 49° de latitud sur, entre los Campos de Hielo Norte y Sur. Cuenta con una superficie de 21.347 km² y está ubicada a 470 km al sur de Coyhaique, la capital regional (Riquelme et al., 2010).

Cada serie cuenta con 336 datos que representan el valor de la irradiancia de cada hora durante las 2 semanas en las que se evalúa la propuesta de control. En la Figura 7 se muestra una porción de los datos ingresados al simulador correspondiente a las series de irradiancia para para el día 7.

Figura 7

Series de irradiancia en Caleta Tortel



Nota. Estos valores corresponden al día 7.

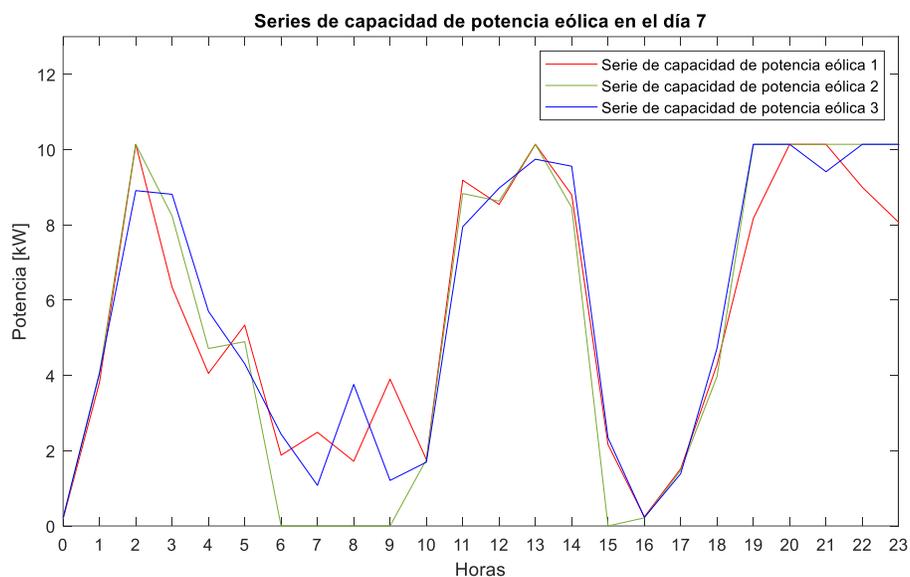
Recurso Eólico

Utilizando el explorador eólico desarrollado por la Universidad de Chile (U. de Chile, 2018) se obtienen los datos de velocidad del viento en Caleta Tortel. Estos datos tienen correlación con los datos de irradiancia al ser tomados utilizando los mismos rangos y fechas. Posteriormente, para calcular la potencia generada por una turbina modelo Fortis Alize de 10kW (Fortis Wind Energy, 2022) se utiliza la curva de potencia ofrecida por el fabricante. De esta manera se sacan las series de capacidad de potencia eólica que se ingresan al simulador y que representan la potencia que podría inyectar la turbina eólica a la micro-red si trabajara en MPPT.

En la Figura 8 se muestra una porción de los datos ingresados al simulador correspondiente a las series de capacidad de potencia eólica de la turbina Fortis Alize de 10kW para el sector de Caleta Tortel en el día 7.

Figura 8

Series de capacidad de potencia eólica de la turbina Fortis Alize de 10kW



Nota. Estos valores de capacidad de potencia eólica corresponden al día 7.

Demanda

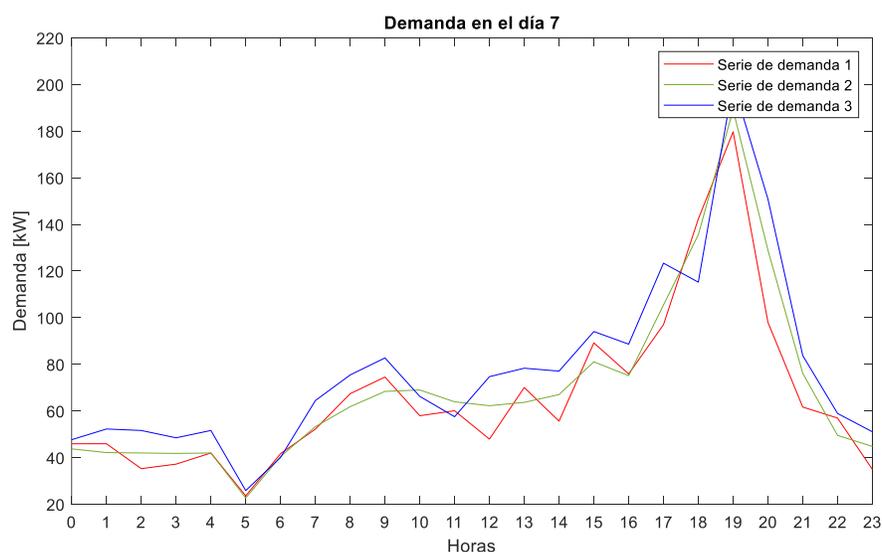
Para sacar las series de demanda eléctrica se hizo una estimación del consumo en Caleta Tortel. Según el estudio realizado por Riquelme et al., (2010) la población base de Caleta Tortel es de alrededor de 500 habitantes y tiene una llegada de 700 turistas al mes. El requerimiento de energía para las actividades productivas es menor que el requerimiento del sector residencial. Esta situación responde al tipo de actividades económicas de la comunidad. Caleta Tortel, históricamente, tuvo su actividad centrada en la extracción maderera del ciprés de las Guaitecas. Hoy esta actividad ha disminuido por la sobreexplotación a la cual fue sometida, y se ha ido complementando y sustituyendo a veces, con actividades ganaderas, extractivas marinas y con la actividad turística con perspectivas de desarrollo (Medel Santibáñez, 2010). Los requerimientos de electricidad de la comuna Caleta Tortel se describen en la Tabla 7.

Tabla 7*Requerimientos del consumo de electricidad en Caleta Tortel*

Sector	Potencia Neta Unitaria [kWh]	Número de Unidades Consumidoras	Factor de Coincidencia en Punta	Requerimiento Neto de Potencia [kWh]
Residencial	1.4	153	0.5	107.1
Alumbrado Público	0.1	200	1	20
Actividades Productivas	1.4	17	0.75	17.85
Servicios Públicos	15	1	1	15
Otros (*)	10.7	1	1	10.7
Total	28.6			170.65

Nota. *Otros hace referencia a la Estación Potabilizadora de Agua (EPA).

Debido a que los datos recopilados pertenecen al censo del 2002 se realiza una proyección con una tasa anual de crecimiento vegetativo del 1 %. Se utilizan las curvas de demanda de cada sector para calcular la demanda de la comunidad y se obtienen las series de demanda que serán ingresadas al simulador. En la Figura 9 se muestra una porción de los datos que corresponden a las series de demanda para para el día 7.

Figura 9*Series de demanda en Caleta Tortel*

Nota. Estos valores de demanda corresponden al día 7.

BESS

Para la simulación y el cálculo de la degradación y los costos de degradación y reposición del BESS se establece el supuesto de que las baterías usadas en el modelo son las SPRE 06 415 del fabricante Trojan Battery Company (2023). Las características principales de estas baterías se indican en la Tabla 8.

Tabla 8

Parámetros de la batería Trojan SPRE 06 415

Parámetro	Valor
Energía unitaria	2.51 [kWh]
Eficiencia	0.95
Número de baterías en serie	60
Potencia BESS instalada	150.6 [kW]
Estado de carga inicial	100 [%]
Degradación inicial	0 [%]
Costo unitario(*)	675 [USD]
Costo total del BESS	40500 [USD]

Nota. *Costo unitario revisado en abril de 2023.

Tal como lo indica la Tabla 8 se asume el supuesto de que el BESS al inicio de la operación está 100% cargado por lo que podría apoyar en las tareas de regulación de frecuencia desde el primer momento. Se asume además que al inicio de la operación el sistema BESS es nuevo y por lo tanto su degradación es nula.

Análisis de resultados

Siguiendo con la etapa 4 de la metodología, la estrategia de control propuesta se validó planteando 3 casos con diferentes configuraciones del sistema de control aplicadas a la misma micro-red.

Caso 1: Se probó el sistema sin hacer derrateo de las unidades de generación fotovoltaica y eólica.

Caso 2: Se probó el sistema realizando un derrateo fijo de las unidades de generación renovable. La literatura indica que al aplicar derrateo en las micro-redes usualmente se utilizan valores fijos de 3%, 5% u 8%. Para este caso se utilizó un derrateo del 5% tanto para las unidades de generación fotovoltaica como para las unidades de generación eólica.

Caso 3: Se probó el sistema implementando la estrategia propuesta en la que se realiza un derrateo optimizado. Es decir, es el control el que asigna el porcentaje de derrateo de las unidades de generación renovables y estos valores se van modificando en el tiempo de acuerdo con las necesidades de la micro-red para apoyar al BESS en las tareas de regulación de frecuencia.

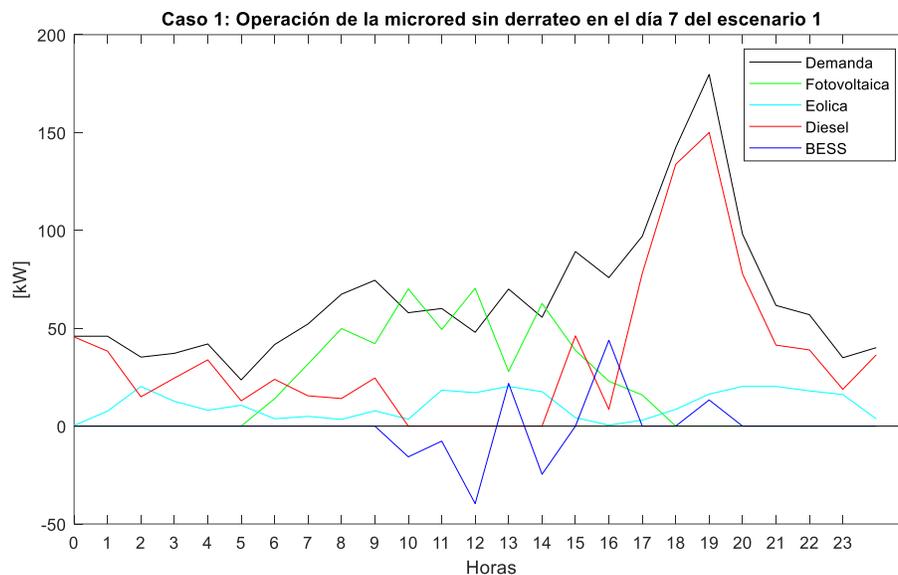
Al tratarse de un sistema estocástico que cuenta con 27 escenarios, los resultados de la simulación muestran la operación de la micro-red en cada uno de los escenarios. El análisis de resultados se lo realiza considerando el comportamiento de la micro-red, la degradación de la batería, el costo de operación y el costo reposición del BESS de todos los 27 escenarios. No obstante, con el propósito de facilitar la presentación de los resultados se toman las siguientes consideraciones:

- Para presentar el comportamiento de la micro-red se utilizan los resultados del escenario 1.
- Para visualizar con mejor detalle el funcionamiento de la batería se presentarán los resultados del séptimo día de operación.
- Las gráficas y los resultados de las 2 semanas de operación para todos los escenarios se incluyen en la sección de Anexos.

La Figura 10 muestra operación de la micro-red sin derrateo, correspondiente al caso 1, en el día 7 del escenario 1.

Figura 10

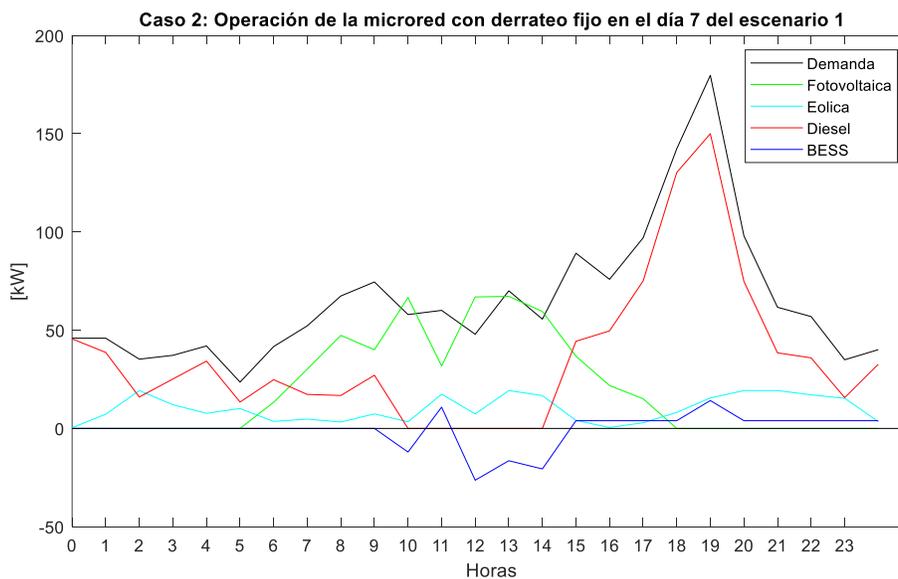
Operación de la micro-red sin derrateo en el día 7 del escenario 1



La Figura 11 muestra operación de la micro-red con derrateo fijo, correspondiente al caso 2, en el día 7 del escenario 1.

Figura 11

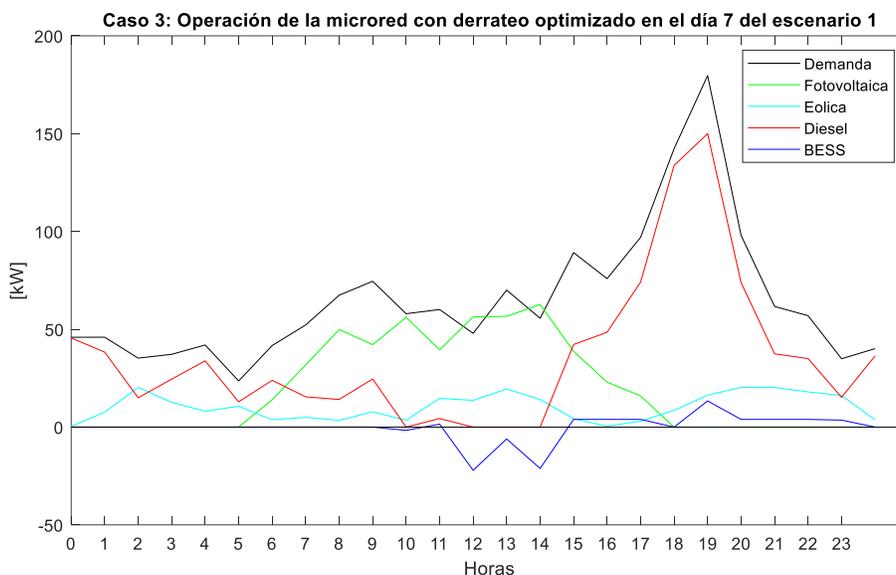
Operación de la micro-red con derrateo fijo en el día 7 del escenario 1



La Figura 12 muestra operación de la micro-red con derrateo optimizado, correspondiente al caso 3, en el día 7 del escenario 1.

Figura 12

Operación de la micro-red con derrateo optimizado en el día 7 del escenario 1



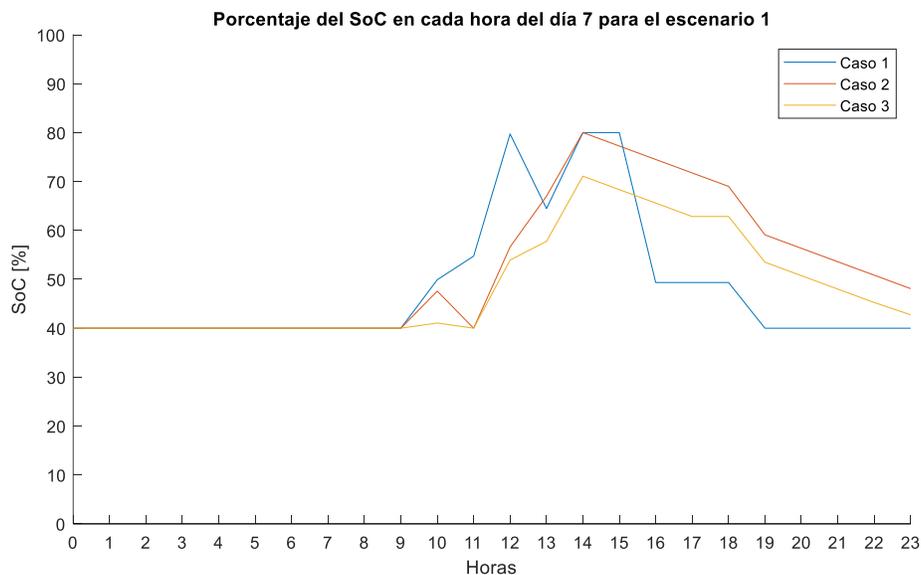
En los resultados presentados en las Figuras 10, 11 y 12 se puede observar la carga y descarga del sistema BESS. En el caso 1, al no contar con un derrateo la batería presenta más ciclos irregulares de carga y descarga. Este comportamiento del sistema BESS va en desmedro de la vida útil de las baterías acelerando su degradación

En los casos 2 y 3 el sistema BESS se comporta de manera muy similar. Se observa que se tiene menos ciclos irregulares de carga y descarga. En consecuencia, la degradación de las baterías para estos casos será menor que en el caso 1.

A continuación, en la Figura 13 se presenta una comparación del porcentaje del SoC entre los 3 casos. Esta gráfica permite apreciar de mejor manera la intensidad con la que se descarga el BESS.

Figura 13

Porcentaje del SoC en cada hora del día 7 para el escenario 1



Los resultados de la gráfica permiten observar que la descarga en el caso 1 es bastante agresiva en comparación con el caso 2 y 3 en el que el BESS se va descargando gradualmente.

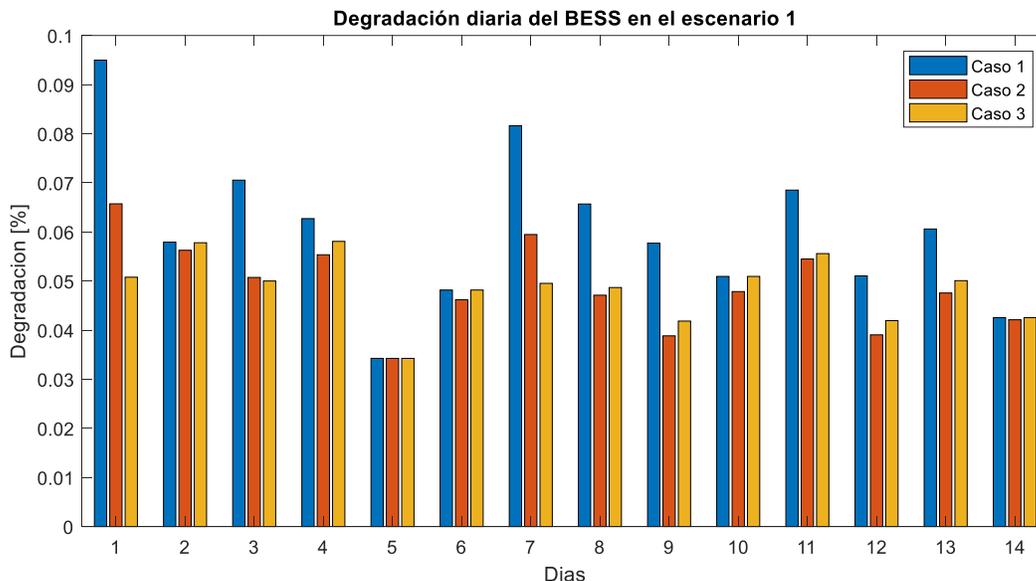
Este comportamiento del BESS en el caso 1 representa un problema debido a que la vida útil de la batería no solamente se ve afectada por la cantidad de ciclos de carga y descarga que ha tenido sino también por la rapidez con la que se descarga. Mientras mayor es el porcentaje de profundidad de descarga (DoD) entre cada intervalo de tiempo más rápido ocurrirá la degradación la batería (Wang et al., 2016).

Para poder conocer los efectos que producen los ciclos de carga y descarga en el BESS durante la operación de la micro-red se presentan las Figuras 14 y 15.

La Figura 14 muestra la degradación que sufre el BESS luego de cada día de operación en el escenario 1.

Figura 14

Degradación diaria del BESS en el escenario 1



Se puede observar que en todos los días de operación la degradación para el caso 1 es mayor que para los casos 2 y 3. Además, la degradación diaria para el caso 2 en ocasiones llega a ser menor que la del caso 3. Esto se debe a dos motivos:

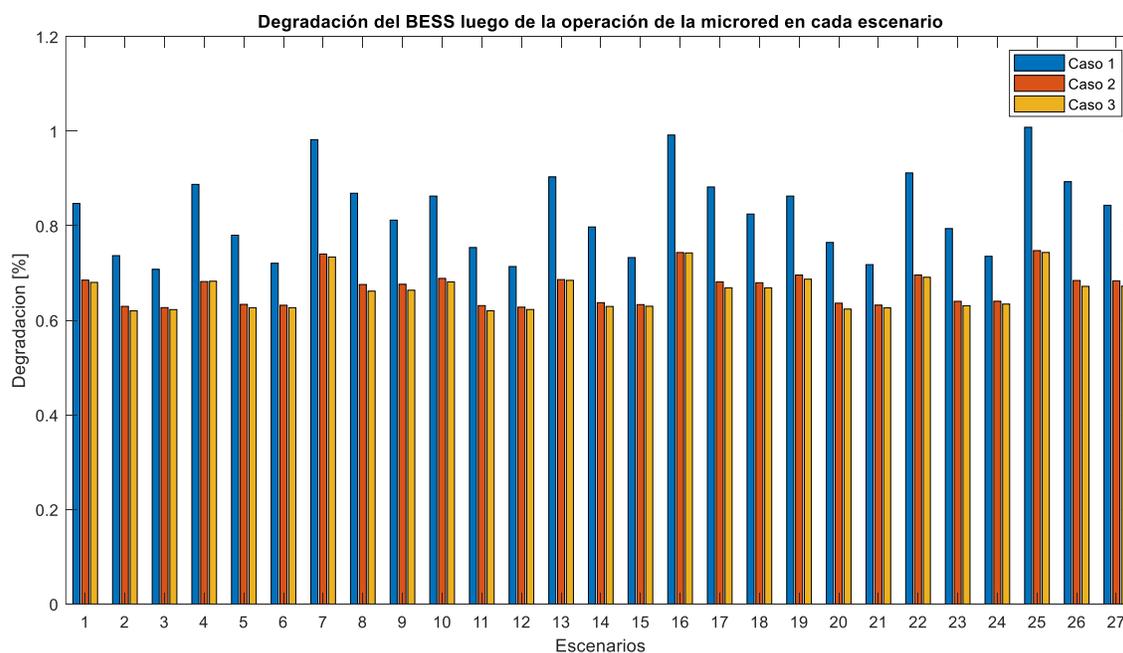
En primer lugar, al tener un derrateo fijo el sistema de control en el caso 2 siempre está cuidando la batería y dependiendo del valor de porcentaje de derrateo fijado como setpoint para los generadores fotovoltaicos y eólicos, la capacidad que tiene el sistema de control para cuidar la batería podría ser similar o incluso mejor que la del caso 3.

En segunda instancia, de acuerdo con la forma en que está optimizado el derrateo en el caso 3, no existe un límite para el máximo nivel de degradación que puede tener el BESS en cada día. El límite máximo permitido está dado en semanas con el objetivo de que el sistema ofrezca mayor holgura al BESS para realizar tareas de regulación de frecuencia. De tal manera que puede haber días en el que el sistema se degrade ampliamente pero que serán compensados con degradaciones pequeñas en el resto de la semana.

La Figura 15 muestra la degradación total que sufre el BESS en cada uno de los 27 escenarios luego de la operar durante las 2 semanas establecidas.

Figura 15

Degradación total del BESS luego de la operación de la micro-red en cada escenario



Los resultados indican como en el caso 3, que el sistema de control propuesto cuida de mejor manera a las baterías que el sistema con derrateo fijo (caso 2). Sin embargo, la diferencia entre ambos casos es muy pequeña tal como lo indica la Tabla 9.

Tabla 9

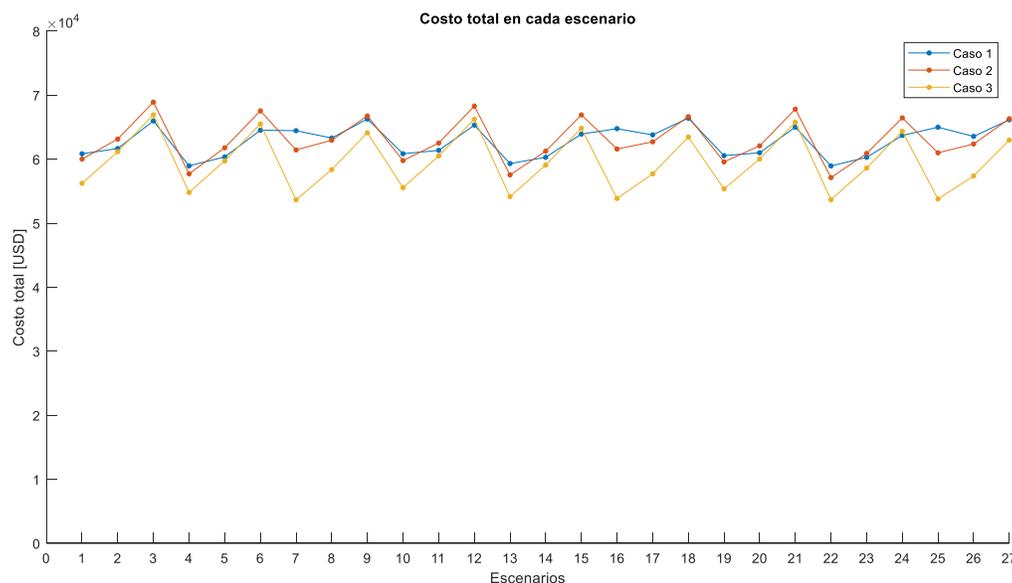
Degradación y estimación de vida útil del BESS

	Degradación promedio del BESS [%]	Estimación de vida útil del BESS [años]
Caso 1: Sin derrateo	0.827	4.75
Caso 2: Con derrateo fijo	0.668	5.84
Caso 3: Con derrateo optimizado	0.661	5.9

La degradación promedio del BESS se calcula utilizando los 27 escenarios. Con ese valor se puede estimar la vida útil que tendría el BESS si cada semana operara de la misma manera. Si bien al implementar un sistema de control con derrateo fijo se conseguiría cuidar la batería de manera muy similar a lo realizado con el control propuesto, el implementar un sistema de control con derrateo optimizado se traduce en una disminución de los costos de operación y reposición del BESS acuerdo con lo indicado en la Figura 16.

Figura 16

Costos totales en cada escenario



Los resultados muestran que al implementar el control propuesto se tiene un despacho mucho más económico. Esto no sucede con el caso 2 porque sus unidades de generación renovable nunca llegan a trabajar en modo MPPT, desaprovechando los recursos renovables.

Capítulo V

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

Se presenta una propuesta de control terciario novedosa que permite que las unidades de generación renovable puedan apoyar en tareas de regulación de frecuencia cuando el sistema lo requiera. El resto del tiempo el sistema aprovecha al máximo los recursos renovables al trabajar en modo MPPT. La respuesta primaria en frecuencia de parte de las unidades de generación renovable se logra gracias a su derrateo óptimo.

Generalmente, cuando se trabaja con derrateo, la literatura indica que se suele colocar un valor fijo para el porcentaje de derrateo, usualmente del 3%, 5% y 8%. Los resultados muestran que al derratear las unidades de generación renovable de esta manera permite preservar la vida útil de la batería. Sin embargo, hacerlo conlleva a una penalización económica debido a que no se aprovecha al máximo la cantidad de recursos renovables existentes.

La implementación del sistema de control terciario propuesto presenta tres ventajas principales:

- En primer lugar, debido a que las unidades de generación renovable cuentan con una reserva para apoyar con las tareas de regulación de frecuencia, la batería reduce el número de ciclos irregulares de carga y descarga. Además, no necesita realizar descargas muy profundas para contrarrestar las perturbaciones que pueda presentar el sistema. En otras palabras, el control propuesto consigue reducir el nivel de estrés al que está sometida la batería, esto permite minimizar su degradación y extender su vida útil.
- En segundo lugar, al no existir un vertimiento innecesario del recurso solar o eólico, debido a la capacidad que tienen las unidades de generación renovable de trabajar

en modo MPPT si el sistema así lo requiere, el despacho se vuelve más económico tal como lo indican los resultados.

- Adicionalmente, al tener un BESS con una vida útil extendida, la comunidad puede prepararse de mejor manera para asumir los costos de reposición. No es lo mismo ahorrar dinero para la reposición de las baterías durante 3 años, que hacerlo en 4 o en 5 años.

La restauración de frecuencia del sistema lo realiza el control primario y secundario. El control terciario permite resolver el problema de optimización para dimensionar las reservas. Tradicionalmente, el dimensionamiento de las reservas se lo realiza usando únicamente generadores sincrónicos. No se toma en cuenta generadores basados en energías renovables porque normalmente siempre están trabajando en MPPT. Esto conlleva muchas veces a tener un generador diésel trabajando a mínimo técnico por si tiene que realizar tareas de regulación de frecuencia, lo cual causa contaminación ambiental y es sumamente ineficiente desde el punto de vista económico. La propuesta planteada permitirá, dependiendo de las necesidades del sistema, tener la posibilidad de tener apagado el generador diésel porque las tareas de regulación de frecuencia las puede realizar el BESS junto con las unidades de generación renovables.

Resolver el problema de optimización para realizar el despacho económico y considerar otros aspectos como la optimización del porcentaje de derrateo de las unidades de generación renovables y el porcentaje de degradación de la batería es posible hacerlo gracias a las bondades que ofrece el control terciario. A diferencia de lo que sucede en el control primario y secundario donde solo se tiene información de lo que sucede en ese instante en el sistema, el control terciario considera aspectos como los costos y las predicciones de demanda y recursos. Implementando restricciones adicionales al problema de despacho lo que se consigue es dotar de mayor inteligencia al sistema de control.

Recomendaciones

Como trabajo futuro se recomienda realizar la simulación para un mayor horizonte de tiempo con el propósito de implementar restricciones de degradación mensuales y comparar los resultados obtenidos con los presentados en este trabajo de titulación en el que la restricción de la degradación es de carácter semanal. Será interesante conocer el comportamiento del BESS cuando cuenta con una mayor holgura para realizar descargas diarias.

Se recomienda además añadir a la implementación del sistema propuesto predicciones de irradiancia y velocidad del viento locales. Es decir, sin asumir el supuesto de que todos los paneles y turbinas eólicas responden de la misma manera. Esto permitiría tener un control más fino obteniendo porcentajes de derrateos optimizados para cada unidad de generación, solucionando problemas como el sombreado parcial los paneles instalados en la planta fotovoltaica.

Finalmente, se recomienda desarrollar un simulador que integre los tres niveles de control de micro-redes para evaluar el desempeño de la propuesta desarrollada en este trabajo de titulación.

Bibliografía

- Alghamdi, B., & Cañizares, C. A. (2021). Frequency Regulation in Isolated Microgrids through Optimal Droop Gain and Voltage Control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 12(2), 988–998. <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.3028472>
- Anttila, S., Döhler, J. S., Oliveira, J. G., & Boström, C. (2022). Grid Forming Inverters: A Review of the State of the Art of Key Elements for Microgrid Operation. *Energies*, 15(15), 5517. <https://doi.org/10.3390/en15155517>
- Bevrani, H., Golpîra, H., Messina, A. R., Hatziargyriou, N., Milano, F., & Ise, T. (2021). Power system frequency control: An updated review of current solutions and new challenges. *Electric Power Systems Research*, 194(February). <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107114>
- Cagnano, A., De Tuglie, E., & Mancarella, P. (2020). Microgrids: Overview and guidelines for practical implementations and operation. *Applied Energy*, 258, 114039. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114039>
- Dawei, Z., Minhui, Q., Ma, J., Dajun, J., Maosheng, D., & Xiang, L. (2018). A Decentralized frequency regulation strategy of PV Power Plant based on droop control. *China International Conference on Electricity Distribution, CIGED, 201805280000301*, 1824–1828. <https://doi.org/10.1109/CIGED.2018.8592133>
- Escobar, R., Gamio, P., Moreno, A., Castro, A., Cordero, V., & Vazquez, U. (2016). Energización rural mediante el uso de energías renovables para fomentar un desarrollo integral y sostenible. *GIZ*, 68. www.fasert.org/...80af.../Energizacion-rural-mediante-el-uso-de-energias-ren.aspx%0A
- Espina, E., Llanos, J., Burgos-Mellado, C., Cardenas-Dobson, R., Martinez-Gomez, M., & Saez, D. (2020). Distributed Control Strategies for Microgrids: An Overview. *IEEE Access*, 8,

193412–193448. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3032378>

FICO. (2023). *FICO® Xpress Workbench™ | FICO*. <https://www.fico.com/en/latest-thinking/solution-sheet/fico-xpress-workbench>

Fortis Wind Energy. (2022). *Wind Energy*. <https://www.fortiswindenergy.com/>

Georgious, R., Refaat, R., Garcia, J., & Daoud, A. A. (2021). Review on Energy Storage Systems in Microgrids. *Electronics*, 10(17), 2134.

<https://doi.org/10.3390/electronics10172134>

Hernandez-Aramburo, C. A., Green, T. C., & Mugniot, N. (2005). Fuel consumption minimization of a microgrid. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(3), 673–681.

<https://doi.org/10.1109/TIA.2005.847277>

Jenkins, P., & Sonar, A. C. (2020). Feasibility Analysis of an Islanded Microgrid in Tohatchi, New Mexico Using HOMER Pro. *Energy and Power Engineering*, 12(06), 357–374.

<https://doi.org/10.4236/epe.2020.126022>

Jimenez, D., Ortiz-Villalba, D., Perez, A., & Orchard, M. E. (2019). Lithium-ion battery degradation assessment in microgrids. *2018 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing, ROPEC 2018, March 2019*, 1–6.

<https://doi.org/10.1109/ROPEC.2018.8661410>

Karimi, M., Azizipanah-Abarghooee, R., Uppal, H., Hong, Q., Booth, C., & Terzija, V. (2017).

Smart integrated adaptive centralized controller for islanded microgrids under minimized load shedding. *ICSG 2017 - 5th International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair*, 41–45. <https://doi.org/10.1109/SGCF.2017.7947633>

Liu, X., Ding, M., Han, J., Han, P., & Peng, Y. (2010). Dynamic economic dispatch for microgrids including battery energy storage. *2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2010*, 2, 914–917.

<https://doi.org/10.1109/PEDG.2010.5545768>

Llanos, J., Olivares, D. E., Simpson-Porco, J. W., Kazerani, M., & Saez, D. (2019). A Novel Distributed Control Strategy for Optimal Dispatch of Isolated Microgrids Considering Congestion. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(6), 6595–6606.

<https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2908128>

Medel Santibáñez, P. A. (2010). Proyecto de Plaza-Embarcadero en Caleta Tortel, Región de Aysén, Patagonia de Chile. *Revista de Urbanismo*, 0(16). <https://doi.org/10.5354/0717-5051.2007.327>

Muhtadi, A., Pandit, D., Nguyen, N., & Mitra, J. (2021). Distributed Energy Resources Based Microgrid: Review of Architecture, Control, and Reliability. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 57(3), 2223–2235. <https://doi.org/10.1109/TIA.2021.3065329>

National Aeronautics and Space Administration. (2021). *NASA POWER | Prediction Of Worldwide Energy Resources*. <https://power.larc.nasa.gov/>

Nguyen, N., Pandit, D., Quigley, R., & Mitra, J. (2021). Frequency Response in the Presence of Renewable Generation: Challenges and Opportunities. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 8(September), 543–556. <https://doi.org/10.1109/OAJPE.2021.3118393>

Núñez, O. O. D. P.-B. R. (2013). Microrredes en la red eléctrica del futuro --caso Huatacondo. *Ciencia y Tecnología*, 29(2), 1–16.

Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Irvani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A. H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, M., Palma-Behnke, R., Jiménez-Estévez, G. A., & Hatziargyriou, N. D. (2014). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1905–1919. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514>

Palma-Behnke, R., Benavides, C., Lanas, F., Severino, B., Reyes, L., Llanos, J., & Saez, D. (2013). A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy.

IEEE Transactions on Smart Grid, 4(2), 996–1006.

<https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2231440>

Pandu, R., Madhusudhan, G., & Anupama Deshpande, A. (2019). Existence of topologies and inverters related to microgrid application. *Anveshana's International Journal of Research in Engineering and Applied Sciences*, 4(7), 55–61.

<http://publications.anveshanaindia.com/wp-content/uploads/2021/05/EXISTENCE-OF-TOPOLOGIES-AND-INVERTERS-RELATED-TO-MICROGRID-APPLICATION.pdf>

Patarroyo-montenegro, J. F., Vasquez-plaza, J. D., & Andrade, F. (2020). A State-Space Model of an Inverter-Based Microgrid and Design. *Energies*.

Planelles, M., & Delgado, C. (2018). El 13% de la población mundial aún no tiene acceso a la electricidad. *El País*.

https://elpais.com/economia/2018/05/02/actualidad/1525257286_099135.html

Proano, J. L., Villalba, D. O., Saez, D., & Quero, D. O. (2016). Economic dispatch for optimal management of isolated microgrids. *2016 IEEE 36th Central American and Panama Convention (CONCAPAN XXXVI)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/CONCAPAN.2016.7942382>

Ramezani, M., & Li, S. (2016). Voltage and frequency control of islanded microgrid based on combined direct current vector control and droop control. *IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2016-Novem*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741786>

Razavi, S. E., Rahimi, E., Javadi, M. S., Nezhad, A. E., Lotfi, M., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. S. (2019). Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105(January), 157–167. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.050>

Razmi, D., & Lu, T. (2022). A Literature Review of the Control Challenges of Distributed Energy Resources Based on Microgrids (MGs): Past, Present and Future. *Energies*, 15(13), 4676.

<https://doi.org/10.3390/en15134676>

Reihani, E., Eshraghi, A., Motalleb, M., & Jafarzadeh, S. (2018). Frequency Regulation of Microgrid with Battery Droop Control. *2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 1–5.

Riquelme, C., Oyarzún M., C. E., & Karina, P. M. (2010). *Caracterización de la demanda turística en un destino de intereses especiales : Caso Caleta Tortel (Chile)*. 16, 173–193.

Rodrigues, Y. R., Abdelaziz, M., & Wang, L. (2020). D-PMU based secondary frequency control for islanded microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(1), 857–872.

<https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2919123>

Shafiullah, M., Refat, A. M., Haque, M. E., Chowdhury, D. M. H., Hossain, M. S., Alharbi, A. G., Alam, M. S., Ali, A., & Hossain, S. (2022). Review of Recent Developments in Microgrid Energy Management Strategies. *Sustainability (Switzerland)*, 14(22).

<https://doi.org/10.3390/su142214794>

Shahbazitabar, M., Abdi, H., Nourianfar, H., Anvari-Moghaddam, A., Mohammadi-Ivatloo, B., & Hatzargyriou, N. (2021). An Introduction to Microgrids, Concepts, Definition, and Classifications. In *Microgrids Advances in Operation, Control, and Protection Advances in Operation, Control, and Protection* (pp. 3–16). Springer International Publishing AG, 2021.

https://doi.org/10.1007/978-3-030-59750-4_1

Trojan Battery Company. (2023). *Trojan Battery | SPRE 06 415 6V Flooded Battery*.

<https://www.trojanbattery.com/products/spre-06-415-6v-flooded-battery>

Ufa, R. A., Malkova, Y. Y., Rudnik, V. E., Andreev, M. V., & Borisov, V. A. (2022). A review on distributed generation impacts on electric power system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(47), 20347–20361. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.04.142>

Ullah, M. H., Chalise, S., Tamrakar, U., & Tonkoski, R. (2018). Impact of Battery Operating

Conditions on Remote Microgrid's Energy Management System. *IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2018-Augus*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8586365>

Univesidad de Chile. (2018). *Explorador Eólico*. <https://eolico.minenergia.cl/exploracion>

Wang, Y., Zhou, Z., Botterud, A., Zhang, K., & Ding, Q. (2016). Stochastic coordinated operation of wind and battery energy storage system considering battery degradation. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 4(4), 581–592. <https://doi.org/10.1007/s40565-016-0238-z>

Wu, Z., Gao, W., Gao, T., Yan, W., Zhang, H., Yan, S., & Wang, X. (2018). State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 6(1), 1–16. <https://doi.org/10.1007/s40565-017-0315-y>

Yan, Z., Xu, Y., Wang, Y., & Feng, X. (2020). Deep reinforcement learning-based optimal data-driven control of battery energy storage for power system frequency support. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14(25), 6071–6078. <https://doi.org/https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2020.0884>

Zhang, Z., Du, E., Teng, F., Zhang, N., & Kang, C. (2020). Modeling Frequency Dynamics in Unit Commitment with a High Share of Renewable Energy. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(6), 4383–4395. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2996821>

Anexos