

Estudio de capacidades de una microrred de laboratorio

Jersson Ferney García García

Trabajo de Grado para Optar al Título de Magíster en Ingeniería Eléctrica

Director

German Alfonso Osma Pinto

Doctor en Ingeniería Área Ingeniería Eléctrica

Codirector

Juan Manuel Rey López

Doctor en Ingeniería Electrónica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Maestría en Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga

2024

Agradecimientos

Expreso mi gratitud a Dios por brindarme las condiciones propicias para llevar a cabo este programa.

Agradezco profundamente a mi familia, quienes han sido y seguirán siendo el motivo que me impulsa a lograr mis metas.

En especial, agradezco a mis padres por su incondicional amor, sabios consejos y la constante guía que he recibido en todo momento.

Extendiendo mi agradecimiento a Deicy, Robinson, Heber, mis primos Suarez García, quienes han depositado en mí su confianza, apoyo y cariño.

No puedo pasar por alto la gratitud hacia mis amigos, quienes me han brindado su afecto y palabras de aliento.

Mi reconocimiento a la Universidad Industrial de Santander por ser el espacio que ha enriquecido mi aprendizaje con valiosas experiencias.

Finalmente, quiero expresar mi agradecimiento al director y codirector del trabajo de investigación por su orientación y disponibilidad durante la realización de este proyecto.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	17
1. Generalidades.....	19
1.1 Consideraciones sobre Microrredes	20
1.2 Microrredes de Laboratorio	23
1.3 Declaración del Problema	29
1.4 Objetivos y Alcance	30
1.5 Metodología	31
1.5.1 Fase 1: Formulación del Procedimiento	32
1.5.2 Fase 2: Modelado y Simulación.....	33
1.5.3 Fase 3: Análisis de Resultados.....	34
1.6 Estructura del Libro y Divulgación de Resultados	34
2. Escenarios, Indicadores y Criterios para el Estudio de la Operación y Desempeño de Microrredes	36
2.1 Análisis Bibliométrico sobre Microrredes	37
2.2 Caracterización de las Publicaciones Seleccionadas	39
2.3 Capacidades de una Microrred.....	41
2.4 Indicadores y Criterios de Desempeño Asociados a Microrredes	44
2.4.1 Generación	45
2.4.2 Resiliencia.....	48
2.4.3 Mantenimiento	50

2.4.4 Comunicación	52
2.4.5 Reconfiguración.....	53
2.4.6 Emulación	55
2.4.7 Monitorización.....	55
2.4.8 Seguridad	57
2.4.9 Protección	58
2.4.10 Operación.....	59
2.4.11 Control	61
2.5 Estándares y Normas para la Operación de Microrredes.....	62
2.6 Escenarios de operación.....	65
2.7 Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas.....	66
3. Procedimiento de evaluación de capacidades de microrredes de laboratorio.....	68
3.1 Paso 1: Descripción de la MR.....	72
3.2 Paso 2: Modelado de la MR en un Software.....	72
3.3 Paso 3: Selección de indicadores	72
3.4 Paso 4: Asignación de Pesos a los Indicadores.....	73
3.5 Paso 5: Definición de Estrategia de Normalización de Indicadores	75
3.6 Paso 6: Definición de Plan de Simulaciones y Experimentación	76
3.7 Paso 7: Creación de ficha de evaluación de capacidades	77
3.8 Paso 8: Simulación.....	77
3.9 Paso 9: Experimentación.....	77
3.10 Paso 10: Cuantificación de indicadores	78
3.11 Paso 11: Normalización de Indicadores.....	78

3.12 Paso 12: Valoración de capacidades	78
3.13 Paso 13: Clasificación de Resultados en Factores Internos y Externos.....	79
3.14 Paso 14: Clasificación en FODA	79
4. Aplicación de Procedimiento de Evaluación de Capacidades de Microrredes al LIE.....	80
4.1 Características de la microrred del LIE	81
4.2 Modelado de la microrred.....	84
4.3 Selección de indicadores.....	89
4.4 Asignación de Pesos a Indicadores	90
4.5 Definición de estrategia de normalización.....	93
4.6 Definición de Plan de Simulación y Experimentación	94
4.7 Ficha de Evaluación de Capacidades	97
4.7.1 Generación	97
4.7.2 Resiliencia.....	98
4.7.3 Operación.....	99
4.7.4 Protección	100
4.7.5 Control	101
4.8 Resultados de Simulación.....	102
4.9 Cuantificación de indicadores.....	105
4.10 Normalización de datos.....	107
4.11 Valoración de Capacidades.....	108
4.11.1 Generación	110
4.11.2 Operación.....	112
4.11.3 Resiliencia.....	114

4.11.4 Protección	116
4.11.5 Control	117
4.12 Clasificación de Resultados en Factores Internos y Externos	118
4.13 Clasificación en FODA.....	120
5. Plan de pruebas para estudio futuro de capacidades	122
5.1 Monitorización	123
5.2 Reconfiguración	124
5.3 Emulación	125
5.4 Mantenimiento	126
5.5 Seguridad	127
5.6 Comunicación	130
6. Conclusiones	131
Referencias Bibliográficas	133
Apéndices.....	153

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Características de MR en diversas universidades.	26
Tabla 2. Resultados del trabajo de investigación.....	35
Tabla 3. Relación de capacidades con componentes de la MR.	42
Tabla 4. Descripción de capacidades de una MR.	43
Tabla 5. Indicadores de desempeño aplicables a la generación en MR.....	45
Tabla 6. Indicadores de desempeño aplicables a la resiliencia en MR.....	48
Tabla 7. Indicadores de desempeño aplicables al mantenimiento en MR.	51
Tabla 8. Indicadores de desempeño aplicables a la comunicación en MR.....	52
Tabla 9. Indicadores de desempeño aplicables a la reconfiguración en MR.	54
Tabla 10. Indicadores de desempeño aplicables a la emulación en MR.....	55
Tabla 11. Indicadores de desempeño aplicables a la monitorización en MR.	56
Tabla 12. Aplicaciones de variables eléctricas.	57
Tabla 13. Indicadores de desempeño aplicables a la seguridad en MR.....	57
Tabla 14. Indicadores de desempeño aplicables a la protección en MR.	58
Tabla 15. Indicadores de desempeño aplicables a la operación en MR.....	60
Tabla 16. Indicadores aplicables al control.....	61
Tabla 17. Estándares para MR.	62
Tabla 18. Normas y estándares relacionados con capacidades de una MR.	63
Tabla 19. Rangos recomendados por IEEE 1547.	63
Tabla 20. Características de los estándares IEEE 802.15.4 y IEEE 802.11.	64

Tabla 21. Escenarios de operación de MR.....	66
Tabla 22. Descripción del procedimiento para evaluar las capacidades de una MR.....	70
Tabla 23. Valoración de influencia de un parámetro con el sistema	73
Tabla 24. Matriz de relación de indicadores	74
Tabla 25. Valores de referencia y críticos para los indicadores	76
Tabla 26. Valoración de rendimiento.....	78
Tabla 27. Escala de valoración de desempeño.....	79
Tabla 28. Características de los componentes de la MR del LIE.	82
Tabla 29. Parámetros de componentes en Power Factory.	85
Tabla 30. Parámetros de componentes en MATLAB Simulink.	88
Tabla 31. Indicadores seleccionados para evaluar la MR del LIE.....	89
Tabla 32. Peso de indicadores aplicables a la generación.	90
Tabla 33. Peso de indicadores utilizados en el escenario de operación normal.	91
Tabla 34. Peso de indicadores utilizados en el escenario de desbalance de carga.....	91
Tabla 35. Pesos de indicadores de resiliencia.....	92
Tabla 36. Pesos de indicadores de protección	92
Tabla 37. Pesos de indicadores de control.....	92
Tabla 38. Estrategia de normalización para los indicadores de cada capacidad.....	93
Tabla 39. Escenarios de operación estudiados con simulación.	94
Tabla 40. Características de los escenarios de generación	95
Tabla 41. Características de los escenarios de operación	95
Tabla 42. Características de los escenarios de resiliencia.....	96
Tabla 43. Características de los escenarios de protección	96

Tabla 44. Características de los escenarios de control.....	96
Tabla 45. Requerimientos para los indicadores aplicables a la generación.....	98
Tabla 46. Requerimientos para los indicadores aplicables a la resiliencia.....	99
Tabla 47. Requerimientos para los indicadores aplicables a la operación.....	99
Tabla 48. Requerimientos para los indicadores aplicables a la protección.....	100
Tabla 49. Condiciones para la protección.....	100
Tabla 50. Requerimientos para los indicadores aplicables al control.....	101
Tabla 51. Funciones de control según IEEE2 2030.9.....	101
Tabla 52. Resultados de simulación.....	102
Tabla 53. Indicadores cuantificados	105
Tabla 54. Rendimiento de la generación.....	110
Tabla 55. Factores influyentes en el rendimiento de la generación.....	111
Tabla 56. Rendimiento de la operación	113
Tabla 57. Factores influyentes en el rendimiento de la operación.....	113
Tabla 58. Rendimiento de la resiliencia.....	114
Tabla 59. Factores influyentes en el rendimiento de la resiliencia	115
Tabla 60. Rendimiento de la protección	116
Tabla 61. Rendimiento del control.....	117
Tabla 62. Factores internos de la MR.....	119
Tabla 63. Factores externos de la MR	120
Tabla 64. FODA de la MR ubicada en el LIE	120
Tabla 65. Condiciones para la monitorización	124
Tabla 66. Requerimientos para los indicadores aplicables a la reconfiguración.....	124

Tabla 67. Condiciones para la reconfiguración de una MR.....	125
Tabla 68. Características de la emulación.....	125
Tabla 69. Requerimientos para los indicadores aplicables al mantenimiento.	126
Tabla 70. Escala de probabilidad.....	128
Tabla 71. Probabilidad de ocurrencia e impactos de amenazas y vulnerabilidades	128
Tabla 72. Requerimientos para los indicadores aplicables a la comunicación.	130

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Esquema del contenido del Capítulo 1	19
Figura 2. Topologías de MR.	23
Figura 3. MR del laboratorio de la Universidad de Sevilla.	29
Figura 4. Metodología propuesta.	32
Figura 5. Formulación del procedimiento.....	33
Figura 6. Modelado y simulación.	33
Figura 7. Análisis de resultados.	34
Figura 8. Esquema del contenido del Capítulo	36
Figura 9. Publicaciones sobre MR.	37
Figura 10. Número de publicaciones por país.	38
Figura 11. Temas relacionados con MR	39
Figura 12. Documentos seleccionados.....	40
Figura 13. Revistas de los documentos seleccionados.....	41
Figura 14. Esquema de MR de Universidad de Puerto Rico.	42
Figura 15. Diagrama de protecciones para MR.	59
Figura 16. Matriz FODA.....	66
Figura 17. Esquema del contenido del Capítulo 3.	68
Figura 18. Procedimiento para evaluar las capacidades de MR	69
Figura 19. Estrategias de normalización	75
Figura 20. Esquema del contenido del Capítulo 4.	81

Figura 21. Esquema de la MR del LIE.	82
Figura 22. Componentes de la MR del LIE.	83
Figura 23. Diagrama de la MR del LIE en Power Factory.	85
Figura 24. Diagrama de la MR del LIE en Simulink.	87
Figura 25. Valoración de capacidades	109
Figura 26. Diagrama de caja de las capacidades.....	110
Figura 27. Desempeño de la generación con el escenario 2.	112
Figura 28. Desempeño de la operación con desbalance de carga global.	114
Figura 29. Desempeño de la resiliencia con variación de carga local	116
Figura 30. Desempeño de la protección con falla trifásica en el nodo 1.	117
Figura 31. Desempeño del control con la capa primaria	118
Figura 32. Esquema del contenido del Capítulo 5.	123
Figura 33. Esquema para el cálculo del riesgo.	127

Lista de Apéndices

	pág.
Apéndice A. Pesos de indicadores	153
Apéndice B. Resultados de simulación.....	161
Apéndice C. Cuantificación de resultados	175
Apéndice D. Normalización de datos	178

Glosario

Capacidades: Una capacidad puede definirse como la combinación de habilidades o atributos que posibilita el funcionamiento de un sistema o permite alcanzar un objetivo.

Desempeño: El análisis del desempeño alude a la habilidad para realizar una tarea o capacidad para cumplir objetivos.

FODA: El análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas) es una herramienta vital que proporciona información valiosa sobre los factores internos y externos que influyen de forma positiva o negativa.

Indicadores: Los indicadores de desempeño miden la efectividad de un sistema respecto a parámetros de operación y requisitos establecidos por normatividad.

Microrred: Una microrred es un grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos con límites eléctricos claramente definidos, que actúan como una única entidad controlable con respecto a la red.

Valoración: Reconocer, estimar o apreciar el valor o mérito de alguien o algo.

Resumen

Título: Estudio de capacidades de una microrred de laboratorio*

Autor: Jersson Ferney García García**

Palabras Clave: Desempeño, FODA, indicadores, microrred, valoración.

Descripción:

Inicialmente, se identifican y clasifican atributos de microrredes de laboratorio; asimismo, se presentan las características físicas y eléctricas correspondientes a la microrred del Laboratorio de Integración Energética (LIE). Posteriormente, se identifican escenarios, indicadores y criterios usados en la literatura para el estudio de la operación y desempeño de microrredes, especialmente a nivel de laboratorio. Con base en esta información, se propone un procedimiento para evaluar las capacidades de microrredes de laboratorio relacionadas con generación, control, operación, mantenimiento, comunicación, monitorización, reconfiguración, emulación, resiliencia y protecciones. El procedimiento incluye el uso de métricas de desempeño, la aplicación de la técnica DEMATEL para considerar la relevancia de cada indicador, el uso de estrategias de normalización para facilitar la operación matemática entre los indicadores, y suministra una valoración para cada capacidad en un rango entre cero y uno. La aplicación del procedimiento valora la operación esperada de la microrred del LIE (simulaciones). Para lograr esto, se realiza el modelado y simulación de la operación de la microrred objeto de estudio según escenarios definidos. Este trabajo permite identificar fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas para la microrred del LIE, información que ayudará en la planificación de proyectos de investigación y a la gestión tecnológica de este activo en el mediano y largo plazo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Maestría en Ingeniería Eléctrica. Director: German Alfonso Osma Pinto. Doctor en Ingeniería Área Ingeniería Eléctrica. Codirector: Juan Manuel Rey López. Doctor en Ingeniería Electrónica.

Abstract

Title: Capacity study of a laboratory microgrid*

Author(s): Jersson Ferney García García**

Key Words: Performance, SWOT, indicators, microgrid, assessment.

Description:

Initially, attributes of laboratory microgrids are identified and classified; likewise, the physical and electrical characteristics corresponding to the microgrid of the Energy Integration Laboratory (LIE) are presented. Subsequently, scenarios, indicators and criteria used in the literature to study the operation and performance of microgrids, especially at the laboratory level, are identified. Based on this information, a procedure is proposed to evaluate the capabilities of laboratory microgrids related to generation, control, operation, maintenance, communication, monitoring, reconfiguration, emulation, resilience and protections. The procedure includes the use of performance metrics, the application of the DEMATEL technique to consider the relevance of each indicator, the use of normalization strategies to facilitate mathematical operation between indicators, and provides a rating for each capability in a range between zero and one. The application of the procedure assesses the expected operation of the LIE microgrid (simulations). To achieve this, the operation of the microgrid under study is modeled and simulated according to defined scenarios. This work allows the identification of strengths, opportunities, weaknesses and threats for the LIE microgrid, information that will help in the planning of research projects and the technological management of this asset in the medium and long term.

* Degree Work

**Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Master in Electrical Engineering. Advisor: German Alfonso Osma Pinto. PhD in Engineering, Electrical Engineering Area. Coadvisor: Juan Manuel Rey López. PhD in Electronic Engineering.

Introducción

El estudio y la implementación de microrredes (MR) ha incrementado en el mundo entero debido a los múltiples beneficios que presentan como la reducción de las pérdidas, la mejora de la calidad del servicio de energía y la reducción de emisiones contaminantes (Farrokhhabadi et al., 2020). En Colombia, se han establecido regulaciones con el fin de promover el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía, el uso de vehículos eléctricos y la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía al sistema interconectado nacional, aunque no se cuenta con disposiciones para MR (Duque Márquez & Mesa Puyo, 2021).

Colombia busca mejorar la confiabilidad energética y propender por la protección del medio ambiente a partir de la integración de fuentes no convencionales de energía (FNCE) en su matriz energética, la cual se basa principalmente en generación hídrica y generación térmica (Duque Márquez & Mesa Puyo, 2021). Para ello, se ha creado un marco legal que promueve las FNCE a partir de incentivos. La Ley 1715 de 2014 contiene disposiciones para el desarrollo de las FNCE (Congreso de la República de Colombia, 2014), la cual ha sido complementada por el Decreto 829 de 2020 y la Ley 2099 de 2021 para facilitar la obtención de los incentivos (Congreso de la República de Colombia, 2021; Presidencia de la República de Colombia, 2018). Los beneficios otorgados son exclusión del impuesto al valor agregado (IVA), exclusión de gravámenes arancelarios, deducción del impuesto sobre la renta y depreciación acelerada.

Por otro lado, la Ley 1964 de 2019 promueve el uso de vehículos eléctricos para reducir las emisiones contaminantes incluyendo principios como eficiencia, seguridad y bienestar (Congreso de la República de Colombia, 2019). Asimismo, la Resolución CREG (Comisión de

Regulación de Energía, Gas y Combustibles) 127 de 2018 define el procedimiento para incorporar sistemas de almacenamiento de energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN), con el propósito de mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

La potencial integración de estos recursos energéticos hace parte de la transición energética de un país, implica que el sistema eléctrico sea más dinámico y complejo, permite la participación más activa de los usuarios y da paso a la aparición de redes eléctricas más avanzadas, como las “smart grids” y las MR (Duque Márquez & Mesa Puyo, 2021).

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en conjunto con la Universidad Nacional de Colombia, Imperial College London y Carbon Trust han realizado estudios para evaluar el impacto de las tecnologías de “smart grids” en el sistema eléctrico y las brechas de tecnología, regulación y conocimiento entre los actores del sistema. Los resultados indican que las “smart grids” pueden disminuir las emisiones, lograr ahorros en transmisión y distribución de energía, aumentar la controlabilidad del sistema por parte del operador de red, fortalecer la confiabilidad de suministro, mejorar el monitoreo y reducir costos de operación y mantenimiento (Unidad de Planeación Minero-Energética et al., 2020).

El incremento del interés en las MR ha provocado la aparición de sistemas que facilitan su estudio como las MR de laboratorio. Estos sistemas se caracterizan por estar conformados por componentes de pequeña escala, que permiten representar diversos recursos reales. Por esta razón, pueden ser instalados en centros de investigación y posibilitar el análisis de su funcionamiento (Soshinskaya et al., 2014).

En la Universidad Industrial de Santander se está implementando una MR de laboratorio para ser utilizada en actividades de investigación. En este sentido, este trabajo busca evaluar el

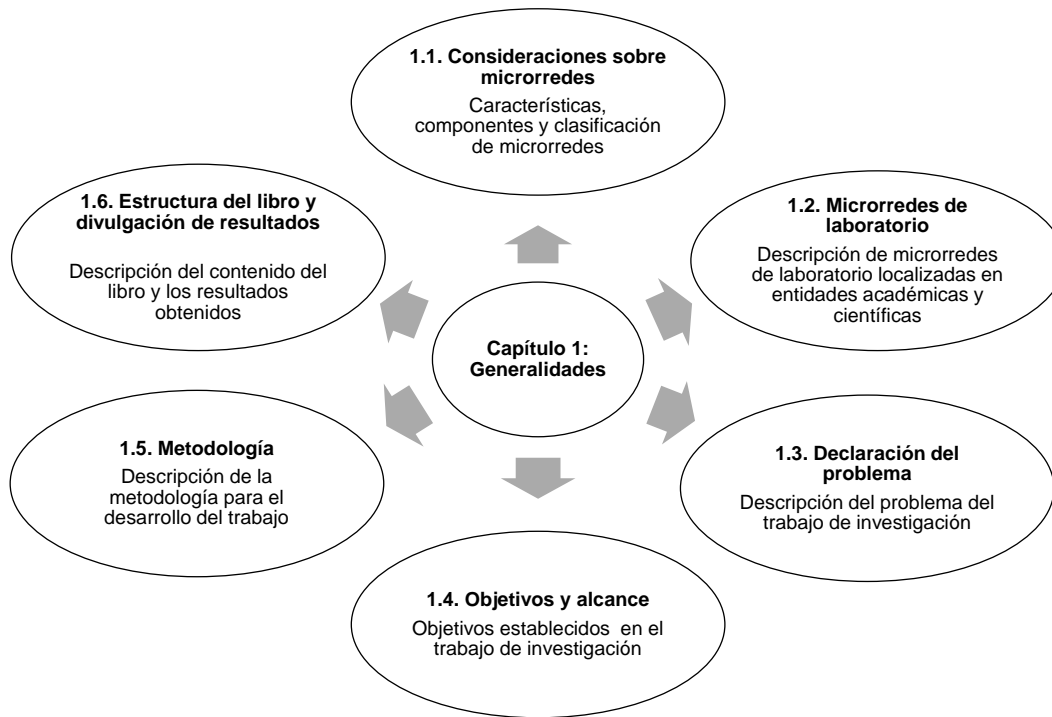
desempeño de diversos aspectos técnicos de la MR, lo cual permitirá conocer su rendimiento y así, ayudar a identificar las características que requieren modificaciones.

1. Generalidades

Este capítulo expone características de las MR y casos de implementación de MR de laboratorio en diversas universidades y describe el problema considerado en este trabajo, los objetivos planteados y la metodología propuesta para el desarrollo de esta investigación. La Figura 1 presenta los aspectos relevantes del capítulo.

Figura 1.

Esquema del contenido del Capítulo 1



1.1 Consideraciones sobre Microrredes

Una microrred es un grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos con límites eléctricos claramente definidos, que actúan como una única entidad controlable con respecto a la red. La MR puede estar conectada o no a la red; el primer tipo puede operar tanto en modo conectado a la red como en modo isla (Alam et al., 2019).

El estudio de MR permite comprender su funcionamiento y dar solución a problemas inherentes a éstas. La necesidad de realizar tales estudios dio origen a las MR de laboratorio, las cuales permiten estimar el desempeño de la MR o sus componentes en diversos escenarios, desarrollar o evaluar estrategias de control y analizar diversas arquitecturas, entre otros.

El grupo de trabajo del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE) define las MR como partes del sistema eléctrico con recursos de energía distribuidos como generadores distribuidos, sistema de almacenamiento de energía o cargas controlables, que pueden operar de forma controlada (Marnay et al., 2015).

La generación eléctrica incluye fuentes renovables y no renovables. Algunas de las fuentes renovables son: solar fotovoltaica (a partir de la incidencia de los rayos solares sobre paneles fotovoltaicos), eólica (utiliza la energía del viento para transformarla en energía eléctrica mediante turbinas) y pequeñas centrales hidroeléctricas (utilizan el movimiento de los ríos para transformar la energía cinética en energía eléctrica a través de turbinas), entre otras. Por otro lado, con respecto a las no renovables, es común el uso de generación diésel en MR, la cual convierte este tipo de combustible en energía eléctrica.

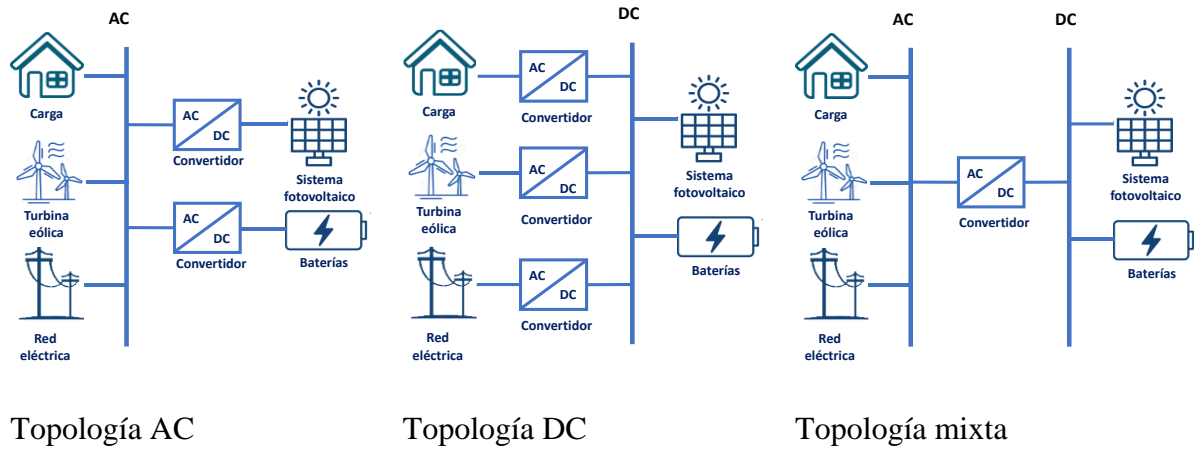
El sistema de almacenamiento puede estar conformado por diversas tecnologías como baterías, volantes de inercia, supercapacitores o almacenamiento por bombeo. Las baterías convierten energía química en energía eléctrica mediante reacción oxidación-reducción o redox. Las tecnologías existentes de baterías son plomo ácido, ion litio, níquel cadmio, níquel metal hidruro y sodio sulfuro. Su principal problema está en la degradación y, a su vez, la pérdida de capacidad de almacenamiento debido a los ciclos de carga y descarga (Costa et al., 2019; Dubceac, 2017).

Los volantes de inercia almacenan energía cinética en una masa rotacional; la cantidad de energía almacenada depende de la velocidad de rotación, la geometría y masa del cuerpo. Los supercapacitores almacenan energía en cortos periodos de tiempo, su funcionamiento es el mismo de un capacitor convencional con diferencia en el material del electrolito y la disposición de este, lo que permite incrementar la capacidad de almacenar energía. El almacenamiento por bombeo de

agua consiste en bombear el agua de un reservorio a otro de mayor elevación y, posteriormente, dejarla fluir por efecto de gravedad hasta una turbina que transforma la energía potencial en energía eléctrica (Cuervo et al., 2021).

Otros componentes importantes en la MR son el inversor y el rectificador. El inversor es un dispositivo que tiene la función de convertir señales eléctricas de corriente continua a corriente alterna. Por su parte, el rectificador convierte señales eléctricas de corriente alterna a corriente continua (H. A. Oliveira et al., 2021).

En general, las MR se pueden clasificar en tres topologías típicas: AC, DC y mixta. En la topología AC, todos los componentes de la MR están conectados a una barra de corriente alterna. En la topología DC, los componentes están conectados a la misma barra de corriente continua. En la topología mixta, los componentes pueden conectarse a una barra de corriente continua o a una barra de corriente alterna. La Figura 2 presenta las topologías (Dubceac, 2017; Sing et al., 2020).

Figura 2.*Topologías de MR.*

Las MR también pueden ser clasificadas en MR outdoor, construidas con el fin de atender una demanda real, y en MR indoor o de laboratorio, implementadas para la experimentación y análisis de su operación. Las MR outdoor tienen grandes beneficios como su buena eficiencia, mejoramiento de la resiliencia, estabilidad de la red eléctrica, reducción de costos de transmisión y mayor acceso a un suministro de energía confiable, entre otros (Parag & Ainspan, 2019). No obstante, se tienen retos para continuar con su desarrollo como la gestión de energía, coordinación de protecciones, comunicaciones, inversión del flujo de potencia en la red o calidad de potencia (Hossain et al., 2019; S. Ullah et al., 2020). Tales retos pueden enfrentarse con estudios, análisis de diversos escenarios, experimentaciones, donde las MR de laboratorio pueden jugar un papel importante.

1.2 Microrredes de Laboratorio

Las MR de laboratorio se caracterizan por estar conformadas por componentes de pequeño tamaño o emuladores, los cuales permiten representar condiciones reales de operación y facilitan la experimentación en diversos escenarios debido a sistemas de monitorización intensivo. Estas MR permiten el estudio de varios aspectos, tales como: control, integración de recursos renovables, gestión de energía y protecciones (Beus et al., 2020; Restrepo et al., 2021; Sing et al., 2020).

La emulación es la capacidad de un dispositivo de representar físicamente el comportamiento de un recurso real. Permite experimentar múltiples escenarios gracias a la escalabilidad en las capacidades nominales de los equipos. A continuación, se describen emuladores utilizados en MR (Prieto-Araujo et al., 2015; Vijay et al., 2017).

- Emulación de energía eólica: comprende dispositivos capaces de representar una turbina a partir de un motor acoplado a un generador o una fuente programable AC. También se encuentran emuladores del viento, los cuales consisten en ventiladores con capacidad de controlar su velocidad.
- Emulación de energía solar: el emulador de celda fotovoltaica es un equipo capaz de representar el comportamiento de un panel fotovoltaico o un conjunto de éstos. También se puede emular con fuentes programables DC.
- Emulación de batería: el emulador representa el comportamiento de cualquier tipo de baterías.
- Otros emuladores: es posible emular el comportamiento de volantes de inercia, cargas, emulador de red, pilas de combustible y vehículos eléctricos.

Diversas entidades académicas y científicas han implementado MR experimentales para continuar con estudios sobre estos sistemas. Algunos de los temas estudiados son el control, los esquemas de protecciones, la resiliencia, la integración de recursos renovables, la estabilidad y la

seguridad. La Universidad Politécnica de Cataluña (España) tiene una MR capaz de emular el modo conectado a la red y el modo autónomo, la cual permite estudiar y verificar la validez de diferentes propuestas de control (Miret et al., 2017). La Universidad de Wollongong (Australia) realiza estudios para identificar las características claves en el diseño de MR y experimentos sobre el control considerando aspectos técnicos, económicos y ambientales (Mclauchlan et al., 2018).

La Universidad de Genova (Italia) implementó un laboratorio para la formación e investigación en dos temas principales, el desarrollo de modelos de MR en plataforma, y la validación del control y gestión de energía en un sistema real (Silvestro et al., 2018). La Universidad de Cuenca (Ecuador) cuenta con una MR cuyos componentes pueden interactuar a través de un sistema de monitoreo y control. Es utilizada para fines de docencia e investigación de las diversas fuentes de energía y su interacción con la red eléctrica (Espinoza et al., 2017).

La Universidad Politécnica de Timisoara (Rumania) implementó una MR de laboratorio con fines educativos y de investigación. La MR puede emular el comportamiento de paneles fotovoltaicos, sistemas de generación eólica e hidroeléctrica (Patrascu et al., 2016). La Universidad de Loughborough (Inglaterra) cuenta con una MR la cual fue diseñada para enseñanza, así los estudiantes tienen mayor contacto con equipos reales. Además, estudia el control del sistema, conformado por un motor, un generador síncrono e inversor (Titmus et al., 2017).

La Universidad de Aalborg (Dinamarca) cuenta con una MR capaz de realizar estudios para lograr la regulación de la calidad de la energía, control para el restablecimiento de la tensión y frecuencia, compensación de desequilibrios de tensión, gestión de energía, tecnologías de comunicación y el control del sistema de almacenamiento (Meng et al., 2016). La Universidad de Drexel (EE.UU) tiene una MR para realizar estudios sobre los modos de operación, conectado a

la red y aislado, estudian los flujos de potencia en el sistema, control de carga o red eléctrica y gestión de energía (Coleman et al., 2018).

El IMDEA (España) tiene un laboratorio que permite el estudio de la estabilidad de la red, gestión de energía, control e integración de recursos de energía distribuidos (Prodanovic et al., 2017). El Politécnico de Bari (Italia) tiene un laboratorio donde se ha estudiado la gestión de energía y análisis de los modos de operación: On grid, Off grid, alerta, emergencia y Blackout (Cagnano et al., 2017). La Universidad de Zagreb (Croacia) y el Instituto de Investigación de Energía y Medio Ambiente de Qatar (Qatar) estudian problemas asociados al control y la integración de recursos de energía (Beus et al., 2020; Jabbar et al., 2019). La Fundación de Investigación del Estado de Sao Paulo (FAPESP, Brasil) presenta una MR de laboratorio propuesto para el estudio de la protección contra fallas eléctricas (Barra et al., 2021).

La Tabla 1 relaciona características de MR de laboratorio en diversas universidades. La mayoría de las MR encontradas están conformadas por paneles fotovoltaicos, batería, convertidor y fuentes programables, son de tipo On – grid, tensión AC y tienen las tecnologías de control y comunicaciones.

Tabla 1.

Características de MR en diversas universidades.

Ref.	Laboratorio	Componentes						Tipo		Tensión		Tecnologías
		PV	Bat.	Conv.	DG	WT	Otros	On-grid	Off-grid	AC	DC	
(Meng et al., 2016)	Universidad de Aalborg - Dinamarca	√	√			√	Fuente programable DC	√	√	√		Control Comunicación
(C. Wang et al., 2016)	Universidad de Tianjin - China	√	√			√	Ultracapacitor, volante de inercia, almacenamiento por aire comprimido	√		√	√	Control Comunicación

Ref.	Laboratorio	Componentes					Otros	Tipo		Tensión		Tecnologías
		PV	Bat.	Conv.	DG	WT		On-grid	Off-grid	AC	DC	
(Patrascu et al., 2016)	UPT - Romania	√	√			√	Fuente programable DC, generador síncrono, supercapacitor		√		√	Control Comunicación
(C. Wang et al., 2016)	OAK - USA	√		√				√		√		Control Comunicación
(Saleh et al., 2016)	CCNY - USA		√	√			Fuente programable DC	√	√			Control Comunicación
(S. Ullah et al., 2020)	UPC – España			√			Emulador de fuentes de generación	√	√	√	√	Control Comunicación
(Miret et al., 2017)	UCUENCA - Ecuador	√	√	√	√	√	Mini-hidro, celda de combustible, supercondensador, emulador de red y carga programable	√		√	√	Control Monitorización
(Franco Mejía et al., 2017)	Univalle- Colombia	√	√	√					√	√	√	Control Comunicación
(Titmus et al., 2017)	Universidad de Loughborough- Inglaterra						Generadores síncronos (4)		√	√		Control
(Nunes et al., 2017)	Universidad Federal de Río Grande del Norte - Brasil	√				√	Generador síncrono	√		√		Control
(Prodanovic et al., 2017)	SEIL - España		√	√				√		√	√	Control Comunicación
(Cagnano et al., 2017)	Instituto Politécnico de Bari - Italia	√	√	√			Microturbina de gas natural y Sistema para vehículos eléctricos	√		√		Control
(Mclaughlin et al., 2018)	UOW - Australia	√	√	√				√			√	Control
(Silvestro et al., 2018)	UniGe – Italia	√	√	√	√			√		√	√	Control
(Coleman et al., 2018)	Universidad de Drexel- USA	√	√	√				√		√	√	Control Monitorización

Ref.	Laboratorio	Componentes					Otros	Tipo		Tensión		Tecnologías
		PV	Bat.	Conv.	DG	WT		On-grid	Off-grid	AC	DC	
(Yuan et al., 2018)	Universidad Tecnológica de Nanyang-Singapur	√	√	√			Emulador eólico, generador síncrono, celda de combustible y Fuente programable	√	√	√		Control
(G. H. C. Oliveira et al., 2020)	UFPR-Brasil	√	√	√				√		√		Control Comunicación
(Jabbar et al., 2019)	Instituto de investigación de energía y medio ambiente - Qatar			√			Fuentes programables AC y DC	√		√	√	Control
(De Simón-Martín et al., 2019)	Universidad de León - España	√	√				Emulador de red	√		√		Control, monitorización, comunicaciones
(Vargas-Salgado et al., 2019)	UPV - España	√	√	√	√	√	Planta de biomasa	√	√	√		Control, monitorización, comunicación
(Nasrazadani et al., 2020)	CANREL-Canadá	√	√		√	√	Capacitor	√		√		Control
(Junco et al., 2020)	UNR - Argentina	√	√			√	Volante de inercia	√		√	√	Control Comunicación
(Caruso et al., 2020)	UP - Argentina			√			Motor síncrono	√		√	√	Control
(Marquez et al., 2021)	US - España	√	√	√			Electrolizador, celda de combustible, Fuente programable	√			√	Control
(Beus et al., 2020)	UniZG - Croacia	√		√				√	√	√		Control Comunicación
(Mansoor et al., 2021)	Universidad Tecnológica de Viena - Austria	√	√		√		Estación de carga de vehículos eléctricos	√		√		Control
(Barra et al., 2021)	FAPESP - Brasil		√	√		√	Generador síncrono	√	√	√		Control

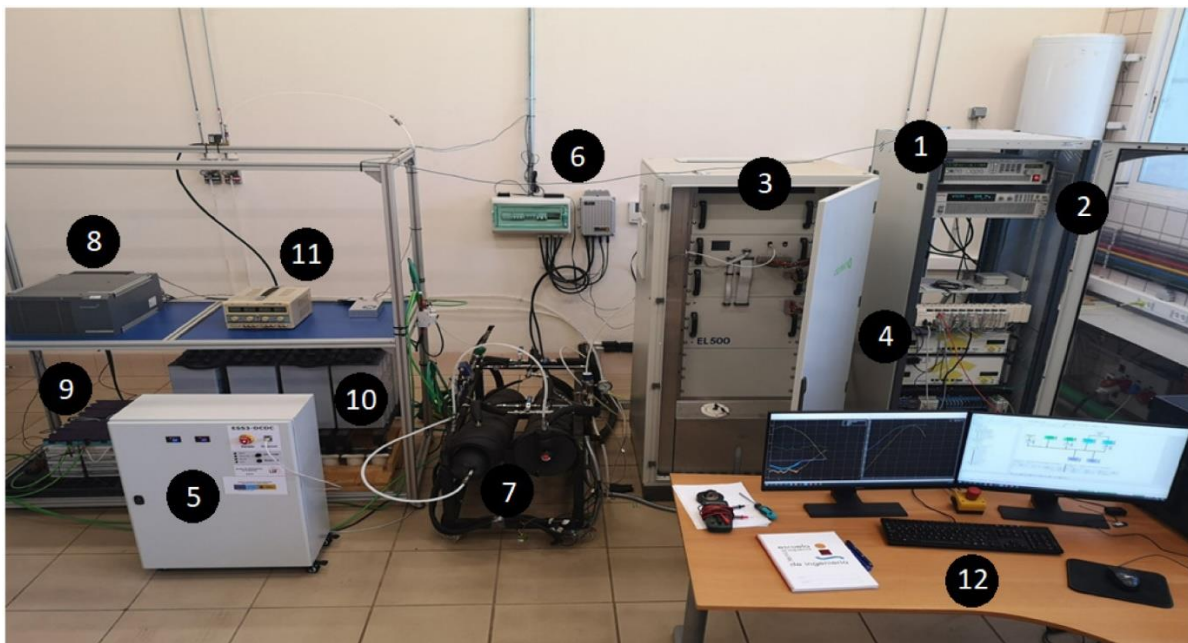
PV: paneles fotovoltaicos, Bat: baterías, conv: convertidor, WT: turbina eólica

La Figura 3 muestra un esquema de una MR de laboratorio con sus componentes enumerados de la siguiente manera: 1. Carga electrónica, 2. Fuente programable, 3. Electrolizador,

4. Convertidor DC/DC para celdas de combustible, 5. Convertidor DC/DC para baterías, 6. Convertidor para paneles fotovoltaicos, 7. Tanque de hidruro metálico, 8. Celdas de combustible, 9. Baterías de Litio, 10. Baterías de plomo, 11. Fuente auxiliar y 12. Computador de monitoreo (Marquez et al., 2021).

Figura 3.

MR del laboratorio de la Universidad de Sevilla.



Nota. Tomado de: Marquez, J. J., Zafra-Cabeza, A., Bordons, C., & Ridao, M. A. (2021). A fault detection and reconfiguration approach for MPC-based energy management in an experimental microgrid. *Control Engineering Practice*, 107(November 2020), 104695. <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2020.104695>.

1.3 Declaración del Problema

Para la Universidad Industrial de Santander y el Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica (GISEL) es relevante fortalecer la dinámica del quehacer investigativo y docente sobre MR para actividades de investigación y docencia. Por tal razón, el GISEL ejecuta el diseño

e implementación de una MR en el Laboratorio de Integración Energética (LIE) ubicado dentro del Parque Tecnológico Guatiguará (PTG).

Si bien, en cada laboratorio se conoce las características técnicas de los componentes y se llevan a cabo simulaciones y pruebas planificadas, sería favorable valorar las capacidades de la MR. Tal valoración puede suministrar un diagnóstico de fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas sobre su operación y gestión como activo a futuro, lo cual permitirá al GISEL realizar un mejor aprovechamiento de la MR del LIE y facilitar la planificación de investigaciones y repotenciaciones en el mediano y largo plazo.

1.4 Objetivos y Alcance

Este trabajo de investigación tiene por propósito evaluar las capacidades de la microrred del Laboratorio de Integración Energética (LIE) a partir de resultados de simulación. Para ello, se formularon los siguientes objetivos específicos:

Identificar escenarios, indicadores y criterios para el estudio de la operación y desempeño de MR.

Proponer un procedimiento de evaluación de capacidades de MR de laboratorio a partir de resultados de simulación y monitorización.

Aplicar el procedimiento de evaluación de las capacidades de generación, operación, control, protección y resiliencia de la MR del LIE a partir de resultados de modelado y simulación para escenarios definidos.

Identificar fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas del desempeño y uso de la MR del LIE.

Proponer un plan de pruebas para el estudio futuro de las capacidades de monitorización, reconfiguración, emulación y mantenimiento a ser implementado en la etapa de puesta en marcha de la MR.

Este trabajo identifica y clasifica atributos de MR de laboratorio con base en una revisión bibliográfica; asimismo, se presenta las características físicas y eléctricas de la MR del LIE.

Seguidamente, se identifican escenarios, indicadores y criterios usados en la literatura para el estudio de la operación y desempeño de MR, especialmente a nivel de laboratorio. Con base en esta información, se propone un procedimiento para evaluar las capacidades de MR de laboratorio relacionadas con generación, control, operación, mantenimiento, comunicación, monitorización, reconfiguración, emulación, resiliencia y protección.

La aplicación del procedimiento valora tanto atributos de los componentes y su integración física como la operación de la MR esperada (simulaciones). Para lograr esto último, se realiza el modelado y simulación de la operación de la MR objeto de estudio según escenarios definidos.

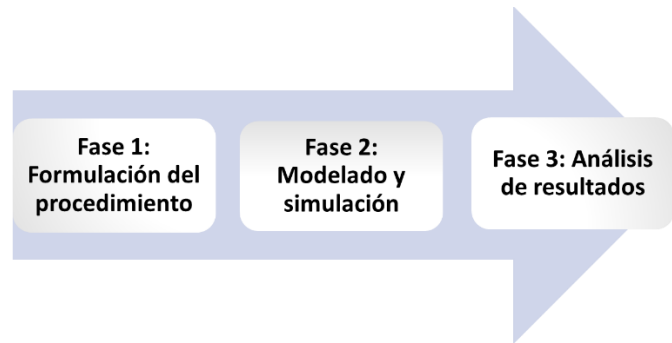
Finalmente, se identifican fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas (FODA) de la MR del LIE, información que ayudará en la planificación de proyectos de investigación y a la gestión tecnológica de este activo en el mediano y largo plazo. Para evaluar las capacidades de la MR, se utilizará una escala que mida el cumplimiento de requisitos, a la vez que se asignarán pesos a los indicadores de desempeño. Esto permitirá identificar los aspectos con mayor y menor rendimiento para su clasificación en una matriz FODA.

1.5 Metodología

La metodología comprende tres fases, a saber: formulación del procedimiento, modelado y simulación, y análisis de resultados. La Figura 4 presenta la metodología propuesta.

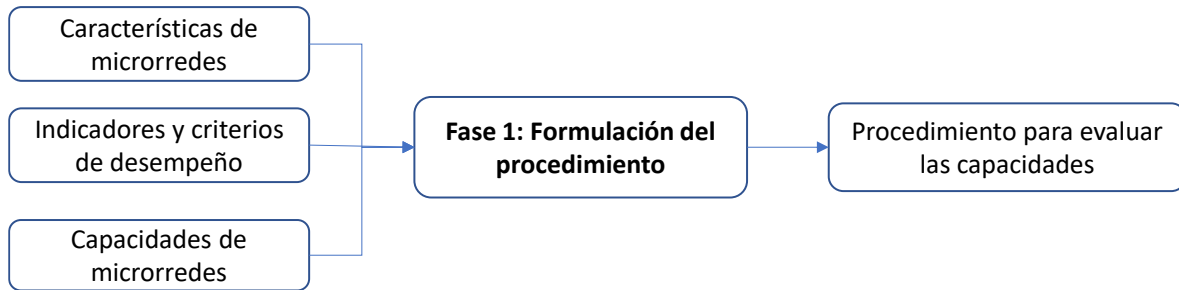
Figura 4.

Metodología propuesta.

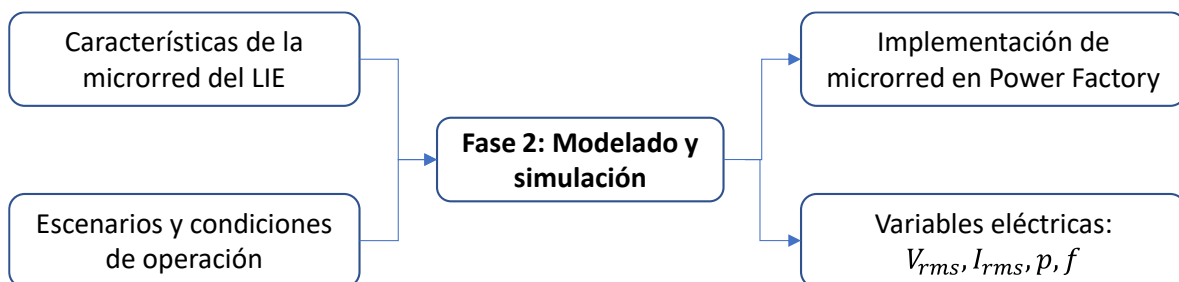


1.5.1 Fase 1: Formulación del Procedimiento

La primera fase consiste en formular el procedimiento para la evaluación de capacidades de MR de laboratorio. Inicialmente, se hace un reconocimiento de las características (físicas y eléctricas) y se identifican indicadores y criterios para el estudio del desempeño de MR, así como escenarios de operación enunciados en la literatura. Seguidamente, se definen y describen de forma detallada las acciones necesarias para valorar las capacidades de la MR frente a la generación, operación, monitorización, comunicación, mantenimiento, reconfiguración, emulación, resiliencia y seguridad. La Figura 5 presenta un esquema con los aspectos requeridos y el resultado obtenido en esta fase.

Figura 5.*Formulación del procedimiento.***1.5.2 Fase 2: Modelado y Simulación**

La MR es modelada y simulada con el software Power Factory (PF4R v2021), el cual facilita la obtención de variables eléctricas en análisis de flujo de carga y corto circuito (Chyn et al., 2018; Kumar et al., 2021) Adicionalmente, se utiliza Matlab Simulink para validar el funcionamiento de las estrategias de control. La fase comprende la identificación de escenarios que permitan el análisis de la MR en diversas condiciones de operación. La Figura 6 presenta un esquema de los aspectos relacionados en esta fase.

Figura 6.*Modelado y simulación.*

1.5.3 Fase 3: Análisis de Resultados

Finalmente, se realiza el análisis de la operación y desempeño de la MR observando diversas variables eléctricas y la evaluación de las capacidades aplicando los indicadores y criterios propuestos en el procedimiento. Las capacidades de la MR son valoradas utilizando una escala de cumplimiento de requisitos y con la asignación de pesos a indicadores de desempeño. Esto permite identificar los aspectos con mayor y menor rendimiento y clasificarlos en una matriz FODA. La Figura 7 presenta un esquema del análisis de resultados.

Figura 7.

Análisis de resultados.



1.6 Estructura del Libro y Divulgación de Resultados

El Capítulo 2 describe escenarios, indicadores y criterios para el estudio de la operación y desempeño de MR identificados en la literatura. El Capítulo 3 presenta el procedimiento propuesto para evaluar las capacidades de una MR. El Capítulo 4 presenta el análisis de resultados y la aplicación del procedimiento propuesto. Finalmente, el Capítulo 5 describe el plan de pruebas para las capacidades que no son evaluados a partir de simulación.

Los resultados obtenidos del trabajo de investigación se relacionan en la Tabla 2.

Tabla 2.

Resultados del trabajo de investigación

Artículo	Evento / Revista	Descripción
Evaluation of the generation and protection capabilities of a grid-connected microgrid (García et al., 2023)	International Conference on Renewable Energy and Power Quality (ICREPQ), Madrid, España. Renewable Energy & Power Quality Journal (Q4)	El artículo propone evaluar el desempeño de generación y protección de una MR conectada a la red a partir de un procedimiento que incluye la definición de indicadores, el uso de Software Power Factory para la obtención de resultados y la ponderación de indicadores con el uso de la técnica DEMATEL.
Evaluación del desempeño de microrredes: una revisión (García-García et al., 2023)	TecnoLógicas (Categoría B - Publindex)	Presenta una revisión de estudios sobre el análisis de desempeño de una microrred. La revisión comprende la identificación de artículos en bases de datos como IEEE Xplore, Scopus y SpringerLink y la definición de capacidades y clasificación de métricas en éstas. En total, se establecieron ocho capacidades, a saber: generación, resiliencia, mantenimiento, comunicación, reconfiguración, operación, control y protección. Asimismo, la revisión permitió la identificación de 87 indicadores.

Resumen del Capítulo 1

El capítulo describe las regulaciones establecidas en Colombia para promover el desarrollo de fuentes de energía renovable no convencional, movilidad eléctrica, almacenamiento de energía y “smart grids”. Además, presenta una descripción de características de MR y en particular se enfoca en aquellas que son desarrolladas en laboratorio.

Adicionalmente, se presenta una propuesta que consiste en valorar las capacidades de la MR del Laboratorio de Integración Energética mediante la ejecución de tres fases: la primera consiste en la formulación del procedimiento para evaluar las capacidades de la MR a partir de la identificación de indicadores, criterios y escenarios de operación. La segunda fase corresponde al modelado y simulación en el software Power Factory, y la tercera comprende el análisis de

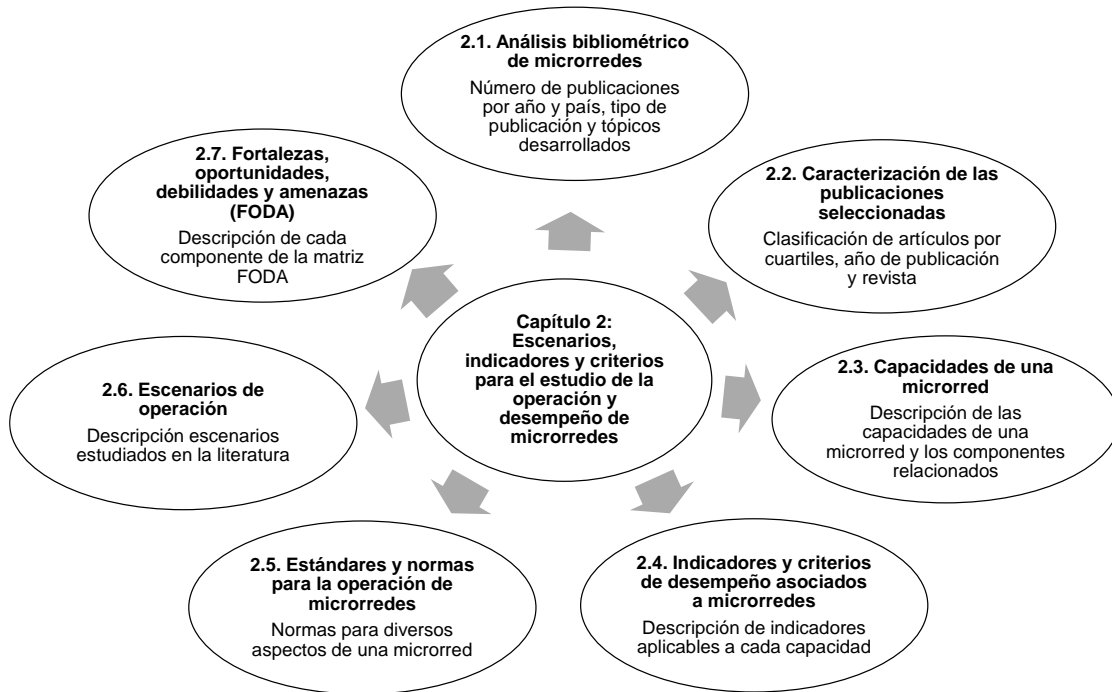
resultados en la cual se realiza la valoración de las capacidades y se obtienen fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas.

2. Escenarios, Indicadores y Criterios para el Estudio de la Operación y Desempeño de Microrredes

Este capítulo contiene información base para la formulación del procedimiento de evaluación de capacidades de una MR. Específicamente, se presentan las características de la MR del LIE, publicaciones seleccionadas para el trabajo y un análisis bibliométrico. Además, comprende aspectos técnicos, indicadores y criterios de desempeño asociados a MR. Por último, se presentan los estándares y normas para la operación de estos sistemas. La Figura 8 presenta una breve descripción del contenido del capítulo.

Figura 8.

Esquema del contenido del Capítulo

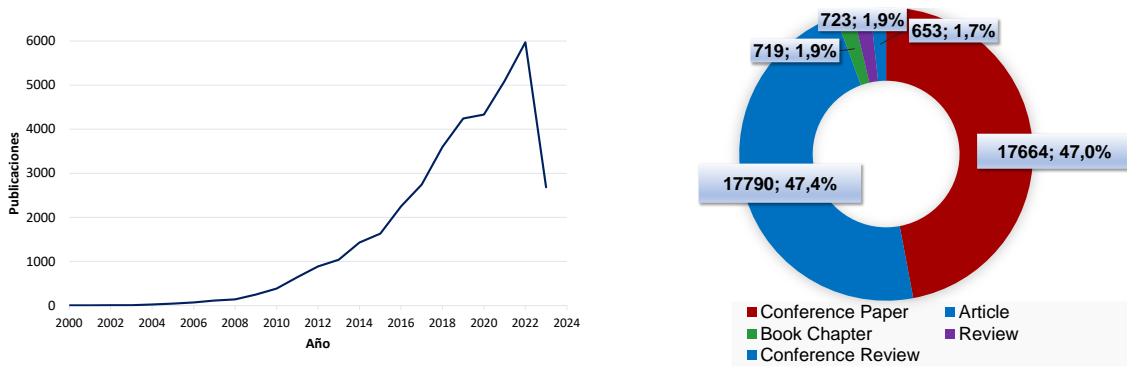


2.1 Análisis Bibliométrico sobre Microrredes

El análisis bibliométrico se realiza considerando la información consultada en la base de datos Scopus. La base de datos muestra un total de 37728 publicaciones hasta el mes de julio de 2023. Las publicaciones sobre MR han incrementado en los últimos años como se muestra en la Figura 9. Entre los años 2019 y 2023 se han publicado alrededor de 5000 documentos por año. Asimismo, los artículos científicos y memorias de conferencias son los tipos de documentos más publicados.

Figura 9.

Publicaciones sobre MR.



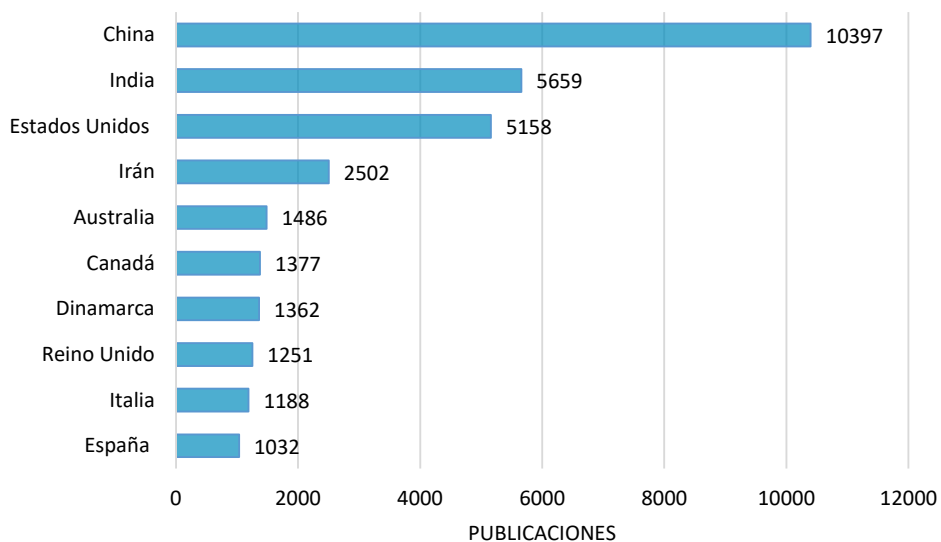
a. Evolución del número de publicaciones anuales

b. Tipo de publicaciones

La Figura 10 muestra el número de publicaciones sobre MR realizadas por diversos países. Los países con mayor número de publicaciones son China, India y Estados Unidos. En esta búsqueda, Colombia ocupa el puesto 22 con 340 publicaciones.

Figura 10.

Número de publicaciones por país.

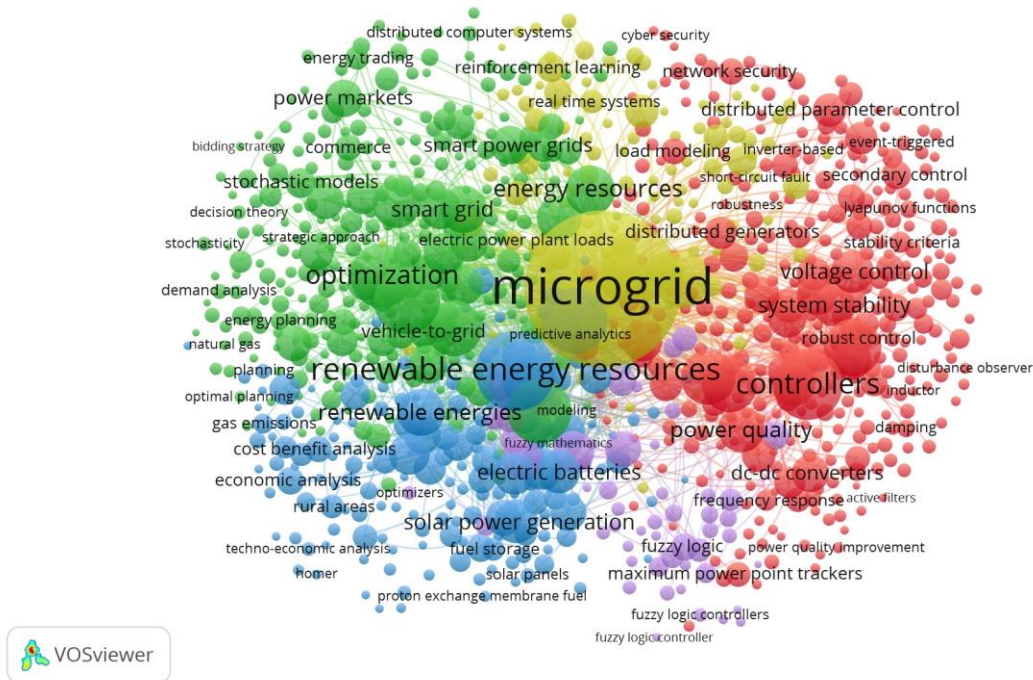


La Figura 11 muestra un mapa con temas relacionados a MR en publicaciones realizadas hasta el mes de julio de 2023. Los temas más desarrollados en las publicaciones son recursos de

energía renovable, gestión de energía, controladores, inversores, flujo de potencia, despacho de carga y almacenamiento de energía.

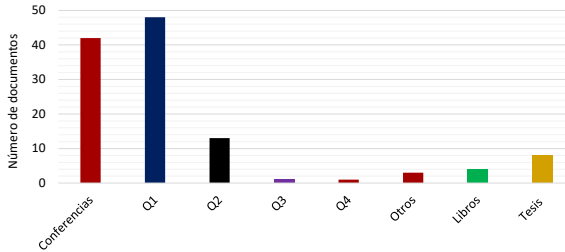
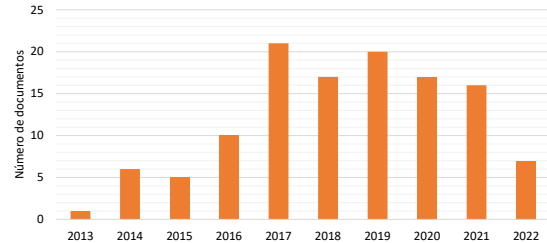
Figura 11.

Temas relacionados con MR

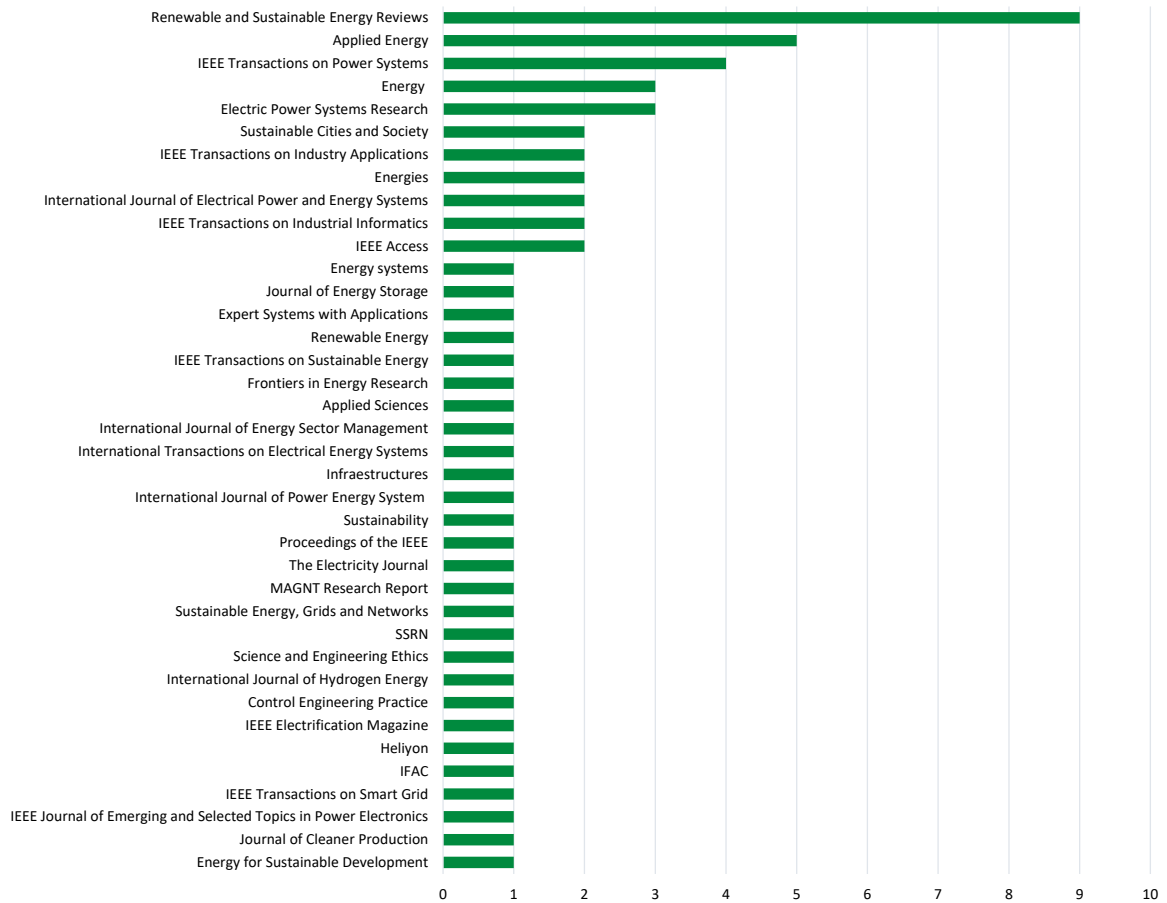


2.2 Caracterización de las Publicaciones Seleccionadas

Las publicaciones seleccionadas comprenden 67 artículos publicados en revistas (de cuartiles 1, 2, 3 y 4), 42 artículos de conferencias, 4 libros y 8 tesis, tal como muestra la Figura 12. También presenta el año de publicación de los documentos, que en su mayoría fueron publicados entre los años 2016 y 2022.

Figura 12.*Documentos seleccionados.**a. Clasificación de documentos**b. Año de publicación de los documentos*

La Figura 13 muestra las revistas donde fueron publicados los documentos seleccionados. De la revista Renewable and Sustainable Energy Reviews se tomaron 9 documentos, la mayor cantidad de documentos seleccionados por revista. De Applied Energy y IEEE Transaction on Power Systems se tomaron la segunda cantidad más grande de documentos, tres publicaciones de cada una.

Figura 13.*Revistas de los documentos seleccionados.*

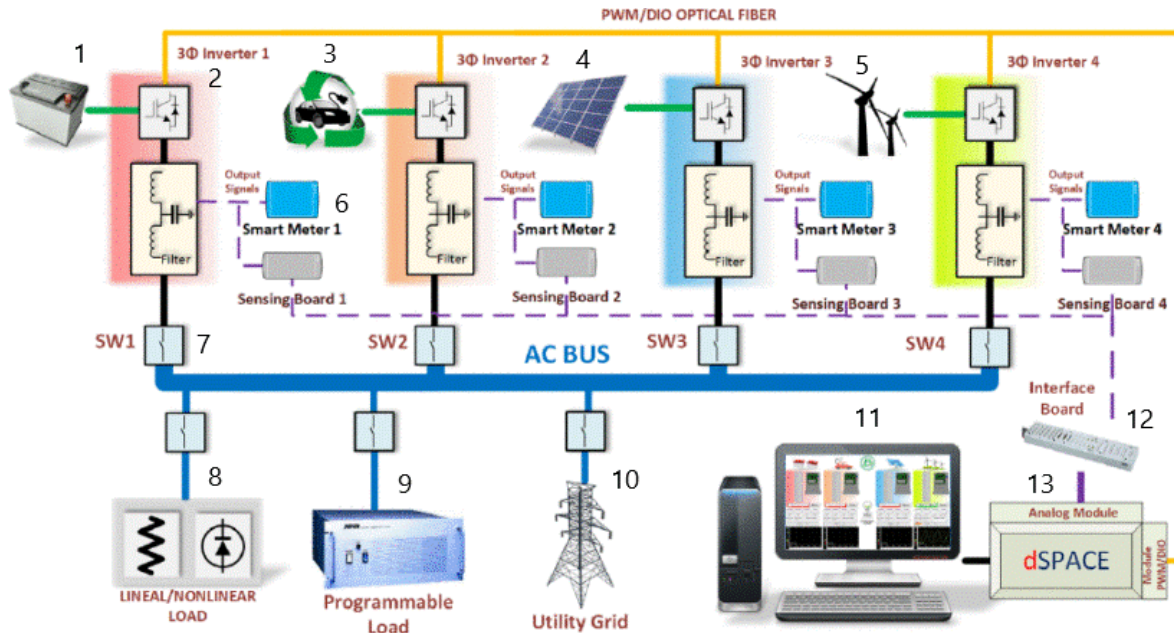
2.3 Capacidades de una Microrred

Una capacidad puede definirse como la combinación de habilidades o atributos que posibilita el funcionamiento de un sistema o permite alcanzar un objetivo. También puede describirse como la competencia de realizar tareas y producir resultados, así como definir y resolver problemas (Isaza et al., 2016; Mormina, 2019). La Figura 14 (Patarroyo-Montenegro et

al., 2018) y la Tabla 3 permiten relacionar las capacidades con los componentes de una MR. La Tabla 4 presenta una descripción de cada capacidad de una MR.

Figura 14.

Esquema de MR de Universidad de Puerto Rico.



Nota. Tomado de: Patarroyo-Montenegro, J. F., Salazar-Duque, J. E., Alzate-Drada, S. I., Vasquez-Plaza, J. D., & Andrade, F. (2018). An AC Microgrid Testbed for Power Electronics Courses in the University of Puerto Rico at Mayagüez. *2018 IEEE ANDESCON, ANDESCON 2018 - Conference Proceedings*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ANDESCON.2018.8564636>.

Tabla 3.

Relación de capacidades con componentes de la MR.

Capacidad	Componentes												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Generación	√		√	√	√				√				
Resiliencia		√											√
Mantenimiento	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
Comunicación						√						√	√
Reconfiguración							√					√	
Emulación								√	√				
Monitorización						√					√		√
Seguridad							√						√
Operación	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
Protección						√	√						√

Tabla 4.

Descripción de capacidades de una MR.

Capacidad	Ref.	Definición
Generación	(Lin et al., 2018)	Es la capacidad de satisfacer la demanda de forma fiable, lo cual representa un reto para las MR con fuentes renovables debido a su intermitencia. Por lo tanto, la generación debe considerar el impacto de la variación de los recursos energéticos, el crecimiento de la demanda y los costos para garantizar la confiabilidad.
	(Kahrobaee et al., 2014)	
	(Farrokhhabadi et al., 2020)	
Resiliencia	(Gholami et al., 2018)	Es la capacidad de resistir o recuperarse de un evento y estar en un nivel de desempeño aceptable y durante un periodo de tiempo admisible. La resiliencia depende de la habilidad de anticipar riesgos, minimizar impactos, adaptarse y recuperarse rápidamente ante una perturbación.
	(Shirzadi & Nair, 2018)	
	(Jufri et al., 2019)	
Mantenimiento	(Skowronska et al., 2020)	Es la capacidad de mantener la operación en un rango aceptable, mejorar la eficiencia y aumentar la vida útil de los equipos. Por ende, es necesario realizar chequeos preventivos, limpieza, reparación y sustitución de componentes. El mantenimiento del sistema es esencial para lograr un equilibrio entre la confiabilidad y los costos asociados a la operación, reparación y remplazo.
	(Ghaffarpour et al., 2018)	
Comunicación	(Gungor et al., 2013)	Es la capacidad de intercambiar información e instrucciones de control entre componentes del sistema de forma eficiente para realizar la gestión y garantizar el rendimiento, la eficiencia y confiabilidad.
	(Ghorbanian et al., 2019)	
Reconfiguración	(Thakar et al., 2019)	Es la capacidad de cambiar la estructura del sistema mediante la apertura o cierre de conmutadores, interruptores o seccionadores. La reconfiguración ayuda a mejorar el rendimiento de la MR, puede minimizar pérdidas o sobrecargas, mejorar el perfil de tensión y restaurar el sistema.
	(Badran et al., 2017)	
	(Sultana et al., 2016)	

Capacidad	Ref.	Definición
Emulación	(Prieto-Araujo et al., 2015)	Es la capacidad de representar físicamente el comportamiento de múltiples recursos reales. Los emuladores muestran variables que presentaría el sistema real bajo las mismas condiciones, pueden representar diversos escenarios, evitan daños en instalaciones reales y suelen ser más pequeños que los sistemas reales.
	(Vijay et al., 2017)	
Monitorización	(Zhang et al., 2020)	Es la capacidad de supervisar el sistema de manera efectiva y continua, además, permite evaluar el desempeño de MR y tomar decisiones para mejorar el rendimiento de la generación y distribución de energía eléctrica.
	(Sing et al., 2020)	
	(Khan et al., 2018)	
Seguridad	(Teimourzadeh et al., 2017)	Es la capacidad del sistema para mantener las variables en un rango aceptable ante una perturbación. La pérdida de un recurso energético, fallas de corto circuito, ataques cibernéticos, ataques físicos y naturales, son algunas de las posibles perturbaciones.
	(De Dutta & Prasad, 2020)	
Operación	(Godínez Enríquez, 2020)	Es la capacidad del sistema de permanecer en un correcto nivel de rendimiento. Comprende el análisis del flujo de potencia, análisis de fallas y la verificación de las variables eléctricas como la potencia, tensión, corriente y frecuencia. Estos análisis son realizados para comprender el comportamiento de la generación, la carga, red de distribución y demás componentes de la MR.
	(Memon et al., 2021)	
Protección	(Memon et al., 2021)	Es la capacidad de resistir y mitigar perturbaciones en la MR. El sistema de protección debe ser compatible con soluciones de operación y control de la MR. Debe considerar especificaciones para los modos de operación y métodos de protección para el funcionamiento de forma aislada y conectada a la red. Los requisitos de protección son la sensibilidad, selectividad, confiabilidad, adaptabilidad y resincronización.
	(Hooshyar & Iravani, 2017)	
Control	(Mahmoud et al., 2014)	Es la capacidad de estabilizar la operación de la MR frente a eventos a partir de la aplicación de técnicas o estrategias.

2.4 Indicadores y Criterios de Desempeño Asociados a Microrredes

Los indicadores evalúan el comportamiento de un sistema, asimismo, facilitan la comprensión de su desempeño, por lo que son esenciales para evaluar y optimizar la configuración (Honarmand, 2015). Nelson et al. (Nelson et al., 2020) señalan que los indicadores de desempeño miden la efectividad de un sistema respecto a parámetros de operación y requisitos establecidos por normatividad. Adicionalmente, los criterios de evaluación son los principios, normas o ideas

de valoración con relación a los cuales se emite un juicio valorativo sobre el objeto evaluado (Pérez Hernández et al., 2018). A continuación, se presentan los indicadores y criterios aplicables a las capacidades de MR. Algunos criterios son establecidos por normas o estándares; mientras otros son definidos por los diseñadores de MR según los objetivos propuestos.

2.4.1 Generación

La Tabla 5 relaciona algunos indicadores de desempeño aplicables a la generación. A continuación, se describe la aplicabilidad de algunos de estos. Por ejemplo, Lin et al. (Lin et al., 2018) realizan la optimización de la generación distribuida y consideran a la corriente nominal del ramal, el transformador y la carga como restricciones. Los indicadores autoproducción eléctrica ESP (Electrical self-production), autoproducción eléctrica a partir de fuentes de energía renovable ESPRES (Electrical self-production from renewable energy sources), autoproducción eléctrica, producción de calor y energía combinados ESPCHP (Electrical self-production from combined heat and power) son utilizados para evaluar el desempeño eléctrico en sistemas de poli generación (Bianco et al., 2021). La tasa de penetración de energía renovable y el consumo de energía fueron utilizados para evaluar el desempeño de una MR con sistema de refrigeración y calefacción y también fueron usados en el estudio de ciudades y “smart grids” (Alrashed, 2020; Zhao et al., 2021).

Tabla 5.

Indicadores de desempeño aplicables a la generación en MR.

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
(Tello-Maita & Marulanda-Guerra, 2017)	Probabilidad de pérdida de carga (LLP: <i>Load loss probability</i>)	$LLP = \frac{T_s}{T_{tot}} (\%)$ $LLP = 0; 100\%$ $LLP = 1; 0\% \text{ confiabilidad}$	Es la relación entre el periodo de tiempo de corte de energía y el tiempo de trabajo total del sistema.	Menor o igual al 5%
(Sinha & Chandel, 2015)	Carga no satisfecha (UL: <i>Unmet load</i>)	$EDNS = \frac{\sum_{t=1}^n ENS}{\sum_{t=1}^n P_{total}} (\%)$ $UL=0; 100\% \text{ confiabilidad}$ $UL=1; 0\% \text{ confiabilidad}$	Es la energía no suministrada en un periodo de tiempo.	Menor o igual al 5%
(Lin et al., 2018)	Corriente nominal, Capacidad del transformador, Carga	Determinación de variables a partir de datos de fabricante	Son valores nominales de elementos de la MR	No sobrepasar la capacidad nominal de los componentes
	Autoproducción eléctrica (ESP: <i>Electrical self-production</i>)	$ESP = \frac{E_{tot}^{el,sp}}{D_{tot}^{el}} (\%)$	Es la relación entre la energía autoproducida y la demanda eléctrica total.	Asignación propia. Analiza escenarios y observa la variación entre estos.
(Bianco et al., 2021)	Autoproducción eléctrica a partir de fuentes de energía renovable (ESPRES: <i>Electrical self-production from renewable energy sources</i>)	$ESPRES = \frac{E_{res}^{el,sp}}{E_{tot}^{el,sp}} (\%)$	Relación entre la energía producida por fuentes renovables y la energía suministrada por componentes de cogeneración.	Asignación propia
	Autoproducción eléctrica, producción de calor y energía combinados (ESPCHP: <i>Electrical self-production from combined heat and power</i>)	$ESPCHP = \frac{E_{chp}^{el,sp}}{E_{tot}^{el,sp}} (\%)$	Es la relación entre la energía suministrada por componentes de cogeneración y la demanda eléctrica total.	Asignación propia
(Zhao et al., 2022)	Tasa de penetración de energía renovable	$R_f = \frac{E_{ren}}{E_{tot}} (\%)$	Relación de energía suministrada por fuentes renovables y consumo total de energía	Asignación propia
(Alrashed, 2020)				
(Thakar et al., 2019)	I_{rms}	Determinación con simulación o medición	Parámetros de operación	$I \leq 1,2$ IEEE 1547/2018

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
	V_{rms}			$0,9 \leq V \leq 1,1$ IEEE 1547/2018
	P			$P \leq 1,2$ IEEE 1547/2018
(S. Wang et al., 2018)	Proporción de energía generación carga (GLPR: <i>Generation load power ratio</i>)	$GLPR = \frac{\sum_{j=1}^N P_{gen,j}}{\max\{\sum_{k=1}^L P_{load,k}\}}$	Es la proporción entre la generación total y la demanda máxima	Asignación propia
	Factor de capacidad (CF: <i>Capacity factor</i>)	$CF = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P^G(t)}{h * P^S}$	Presenta la relación entre la energía producida y la capacidad instalada.	Asignación propia.
(Javed et al., 2022)	Autosuficiencia (SS: <i>self-sufficiency</i>)	$SS = \frac{\sum P_{RE_load}}{\sum P_{RE_load} + \sum P_{storage_load}}$	Es la relación entre la energía de los generadores (ER) que se utiliza para atender la demanda y la energía total utilizada para satisfacer la demanda, incluidas las pérdidas de operación y almacenamiento.	Asignación propia. Analiza escenarios y observa la variación entre estos.
	Factor de ajuste de capacidad (CAF: <i>Capacity adjustment factor</i>)	$CAF = \frac{Avg(\sum RE)}{P_L}$	Es la relación entre la capacidad de los generadores (ER) y la demanda pico.	Asignación propia
	Factor de carga (LF: <i>load factor</i>)	$LF = \frac{P_m}{P_p}$	Mide la eficiencia de utilización del sistema	Asignación propia. Analiza cómo varía a través del tiempo.
(Uddin et al., 2019)	Capacidad de planta (Cc: <i>Plant capacity</i>)	$C_c = C_p * h_{exp}$	Cantidad de energía que puede suministrar el sistema	Asignación propia
	Factor de capacidad de planta (Fc: <i>Plant capacity factor</i>)	$F_p = \frac{E_s}{C_c}$	Es la relación entre la energía suministrada y la capacidad de planta en un periodo de tiempo.	Asignación propia

C_p : capacidad energética de la planta, D_{tot}^{el} : demanda, ENS : energía no suministrada, $E_{chp}^{el,sp}$: energía producida por tecnologías de cogeneración (CHP), ER: energía renovable, E_{ren} : energía suministrada por fuentes renovables, $E_{res}^{el,sp}$: energía autoproducida por fuentes de energía renovable, E_s : energía total generada, E_{tot} : energía total demandada, $E_{tot}^{el,sp}$: energía total auto producida, h_{exp} : número de horas esperado de funcionamiento, P^G : energía generada por la fuente,

$P_{gen,j}$: potencia generada, P_m : potencia media, $P_{load,k}$: demanda, P_L : demanda, P_p : potencia pico, P^s : potencia instalada, T_s : tiempo de corte de energía, T_{tot} : tiempo de trabajo del sistema.

2.4.2 Resiliencia

La Tabla 6 relaciona los indicadores de desempeño aplicables a la resiliencia. Algunos indicadores como la capacidad de supervivencia, la autonomía y el consumo de combustible fueron utilizados como métricas para determinar la resiliencia de una MR para un evento de isla (Nelson et al., 2020). Por su parte, Mathew y Kumaravel (Mathew & Kumaravel, 2016) utilizan el índice de recuperación para conocer el comportamiento del sistema luego de un evento o desastre natural. Pramangioulis et al. (Pramangioulis et al., 2019) presentan diversos indicadores para evaluar nuevas tecnologías relacionadas con “smart grids”, entre ellas están el índice de frecuencia promedio de interrupciones (SAIFI) y el índice de duración promedio de interrupción del sistema (SAIDI). Adicionalmente, Dehghani et al. (Dehghani et al., 2021) presentan diversas métricas para evaluar la resiliencia como la tasa de carga no suministrada, la carga crítica e índices de recuperación.

Tabla 6.

Indicadores de desempeño aplicables a la resiliencia en MR.

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
(Saleh et al., 2015; H. Wang & Xu, 2019)	Tensión eléctrica	Determinación a partir de simulación o experimentación	Comportamiento de la tensión en eventos de deslastre de carga	$-10\%V_n \leq V \leq 5\%V_n$ IEEE 1547/2018
	Frecuencia		Variación de frecuencia en eventos de deslastre de carga	$59,8 \leq f \leq 60,2$ Hz CREG 060/2019
(Nelson et al., 2020)	Capacidad de supervivencia	$S_h(t, Q) = \sum_{h=0}^{8760} q_h S_h(t)$	Expresa la probabilidad promedio de sobrevivir a un evento de isla durante un año	Analiza escenarios y observa los cambios que presentan los indicadores. Tiene la

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
				capacidad de supervivencia si la generación es mayor a la carga crítica.
	Autonomía	$A = \sum_{t=0}^T B_{loss}^{load}$ $= \begin{cases} B_{loss}^{load}(t) = 1, \\ B_{loss}^{load}(t) = 0, \end{cases}$	Es el tiempo en horas que la MR puede atender el 100% de la carga crítica.	Analiza escenarios y observa los cambios que presentan los indicadores.
	Consumo de combustible	$F_{con,tot}^g = \sum_{t=0}^T \left[\sum_{g=0}^{N^g} F^g(t) \right]$	Cantidad de combustible consumido en un periodo de tiempo.	Asignación propia
(Mathew & Kumaravel, 2016)	Índice de recuperación	$RI = \frac{LPR (MW)}{TR}$	Indica la energía restaurada en un periodo de tiempo	Obtiene gráfica del comportamiento de la potencia restaurada en el tiempo y considera varios escenarios.
(Ayamolowo et al., 2019; Pramangioulis et al., 2019)	Índice de frecuencia promedio de interrupciones (SAIFI)	$SAIFI = \frac{Interrupciones/a}{Clientes}$	Mide la frecuencia promedio de interrupciones en el suministro de energía en el sistema	Menor a 1,5 interrupciones por cliente y año
	Índice de duración promedio de interrupción del sistema (SAIDI)	$SAIDI = \frac{minutos/año}{Clientes}$	Índice de duración acumulada promedio de las interrupciones del suministro eléctrico en el sistema	Menor a 150 minutos por cliente y año
(Amirioun et al., 2019; Bie et al., 2017; Dehghani et al., 2021; Katherine H Anderson, Nicholas A DiOrio, Dylan S Cutler, 2017)	Carga recuperada	$ENS = \sum_{i=1}^n E_{ns}$	Energía no suministrada	ENS ≥ 95%
	Carga crítica suministrada	$CCS = \sum_{i=1}^n C_{cs}$	Suministro máximo de carga crítica	CCS =100%
	Tiempo de recuperación	Determinación a partir de medición	Tiempo transcurrido desde el momento del evento hasta la recuperación	Asignación propia. Depende de magnitud del evento.
(Zhan et al., 2014)	Índice de calidad de tensión de la barra	$DI_i = \frac{V_i - V_i^{sp}}{\Delta V_i^l}$	Determina el estado de la tensión en la barra	El índice debe ser menor o igual a 1
	Índice de flujo de potencia de línea	$OL_i = \frac{P_{li}}{P_{li}^{lim}}$	Este indicador es utilizado para garantizar	La potencia transportada debe ser

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
			transmisión de energía en un evento.	menor a la capacidad de la línea
(Ibrahim & Alkhraibat, 2020)	Hueco de tensión	$Sag\% = \frac{V_o - V_m}{V_o}$	Muestra la caída de tensión durante un evento	Determinan los parámetros en falla
	Reducción del nivel de rendimiento	$L_o P_R = \frac{\sum P(load_s)I - \sum i}{\sum P(load_s)}$	Muestra el porcentaje de carga atendida durante un evento.	Determinan los parámetros en falla
(W. Yang et al., 2022)	Proporción de deslastre de carga	$\frac{SD-AC}{SD} (\%)$	Es la relación entre la carga reducida y la demanda total del sistema	Determina el indicador para varios niveles de riesgo de incendio (aumento de temperatura).
(L. Yang et al., 2018)	Resiliencia	$\int_{t_1}^{t_2} (1 - Q(t))dt$ $Q(t) = \frac{\sum_{n=1}^N P_{gen.n}}{P_{demand}}$	Es la habilidad de recuperarse luego de un evento	La resiliencia es mejor cuando el indicador se acerca a cero
	Resistencia	$\frac{\sum_{i \in N} Not-Interrupted(Pr)}{\sum_{i \in N} (Pr_{i,t}^L \times PLC)}$	Es la relación entre la potencia de los clientes no interrumpidos y la potencia total de la carga	Comparación de escenarios.
(Mousavizadeh et al., 2018)	Recuperación	$\frac{LPR}{\sum_{i \in N} interrupted(Pr_{i,t}^L)}$	Es la relación entre la energía restaurada y la energía total de las cargas interrumpidas	Utiliza curvas de fragilidad para conocer la probabilidad de falla
	Resiliencia	$\frac{LPR + \sum_{i \in N} Not-Intrru}{\sum_{i \in N} (Pr_{i,t}^L \times \chi)}$	Es la relación entre la energía suministrada esperada y la energía total de las cargas del sistema	de un elemento ante un evento.

AC : consumo real, CCS : carga crítica suministrada, C_{CS} : carga crítica suministrada en la hora i , ENS : energía no suministrada, E_{ns} : energía no suministrada en la hora i , LPR : energía restaurada, P_{li} : potencia en la línea; P_{li}^{lim} : Capacidad de la línea, $P(load_s)I$: potencia inicial, $P(load_s)m$: potencia final, Pr : factor de prioridad, Q : distribución de inicio de interrupciones, q_h : probabilidad de que un evento comience en una hora h de un año, SD : demanda del sistema, TR : tiempo tomado para la restauración, V_i : magnitud de tensión en la barra i , V_i^{sp} : magnitud de tensión especificada en la barra i , ΔV_i^l : límite de desviación de tensión, V_m : tensión final, V_o : tensión inicial.

2.4.3 Mantenimiento

La Tabla 7 muestra indicadores aplicables al mantenimiento. Núñez (Núñez Mata, 2014) identifica el mantenimiento preventivo y el mantenimiento correctivo como indicadores para estudiar el desempeño técnico de una MR.

Tabla 7.

Indicadores de desempeño aplicables al mantenimiento en MR.

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
(Keisang et al., 2021; Núñez Mata, 2014; Solar Power Europe et al., 2018)	Mantenimiento preventivo		Son todas las actividades programadas para evitar fallas, daños y mantener el funcionamiento de la MR.	Verificación de cumplimiento
	Mantenimiento correctivo		Comprende las actividades de detección de fallas, reparación o reemplazo de componentes con presencia de fallas o anomalías.	
	Mantenimiento predictivo	Revisión de cumplimiento	Abarca las actividades relacionadas con la anticipación de riesgos, modificaciones debido a imprevistos como cambios debido a normatividad o reparación por daños ocasionados por fenómenos naturales	
(Ghaffarpour et al., 2018)	Programación del mantenimiento		Momento en el cual se realiza mantenimiento a cada elemento y acciones para mantener la operación de la MR mientras un componente no está activo.	
(Dhillon & Balbir, 2017)	Tiempo medio del mantenimiento preventivo	$MPMT = \frac{\sum_{i=1}^m APMT_i f_i}{\sum_{i=1}^m f_i}$	Es el tiempo promedio requerido para realizar el mantenimiento preventivo.	Asignación propia
	Tiempo medio del mantenimiento correctivo	$MCMT = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j CPMT_j}{\sum_{j=1}^m \lambda_j}$	Es el tiempo promedio requerido para realizar el mantenimiento correctivo.	

APMT: tiempo medio requerido para realizar una tarea de mantenimiento preventivo i , f_i : es la frecuencia de la tarea de mantenimiento preventivo i dada en tareas por hora de operación.

2.4.4 Comunicación

La literatura relaciona varios indicadores que permiten valorar el desempeño de la comunicación. Gungor et al. (Gungor et al., 2013) presentan algunos requisitos como la latencia, frecuencia, velocidad de datos, seguridad y rendimiento que permiten garantizar el rendimiento y la confiabilidad de la MR. Por su parte, Carvelión (Carvelión Bastidas, 2019) determina los valores del sistema de comunicación utilizando herramientas software, utiliza Fping para medir delay, usa el programa JPerf para medir el ancho de banda y utiliza Throughput Test para medir el rendimiento y pérdida de paquetes. La Tabla 8 relaciona los indicadores aplicables a la comunicación.

Tabla 8.

Indicadores de desempeño aplicables a la comunicación en MR.

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
(Gungor et al., 2013)	Latencia		Es el retraso de los datos transmitidos entre los componentes	Menor a 15 ms
	Banda de frecuencia		Permite que la comunicación sea de alta calidad	Menor a 2,4 GHz
	Velocidad de datos		Indica que tan rápido se transmiten los datos entre componentes	Para automatización de distribución y medición avanzada, las tasas de datos suelen ser bajas
	Rendimiento	$R(bps) = \frac{N_b}{t(s)}$	Es la tasa de bits con la que los datos son transferidos en un periodo de tiempo	3 a 19 Mbps
	Confiabilidad		Mide que tan confiable puede transferir datos el sistema de comunicación	Para sistemas de distribución y recursos energéticos distribuidos entre 99% y 99,99%

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
	Delay	$Delay(ms) = t_l - t_e$	Es el tiempo que transcurre desde que se envía un dato hasta que es recibido	Protección: 3 – 16 ms Monitoreo: 16 -100 ms Sistema SCADA: 100 ms – 2s
(Carveli3n Bastidas, 2019;	Ancho de banda		Es la velocidad de los datos medida en bit por segundo	9,6 a 56 kbps AMI: 2 – 5 Mbps
Serban et al., 2020)	P3rdida de paquetes		Determina el n3mber de paquetes con errores, es decir, cuando los paquetes no se transmiten desde la fuente al destino y deben ser retransmitidos.	P3rdida de paquete= 10^{-3} Un paquete con error de cada 1000

N_b : n3mber de bits entregados, t: tiempo, t_l : tiempo de llegada, t_e : tiempo de env3o.

2.4.5 Reconfiguraci3n

La Tabla 9 muestra los indicadores aplicables a la reconfiguraci3n. A continuaci3n, se describe el uso de algunos indicadores. Saleh et al. (H. Wang & Xu, 2019) mencionan que la tensi3n y frecuencia debe cumplir con los valores establecidos en el Est3ndar IEEE 1547 para realizar la reconfiguraci3n. Hosseinzadesh et al. (Hosseinzadeh et al., 2021) utilizan las m3tricas 3ndices de degradaci3n del sistema (SDR), 3ndice de degradaci3n del amortiguamiento (DDI), 3ndice de restauraci3n global (ORI) y resiliencia instant3nea general del sistema (SOIR) para analizar el rendimiento de una MR en presencia de tormentas. Adicionalmente, estudian si el sistema funciona o no en condiciones seguras, verifican si el sistema vuelve a las condiciones de operaci3n que presentaba antes del evento, examinan si todos los componentes se restablecen en el sistema y determinan el tiempo de restauraci3n.

Tabla 9.*Indicadores de desempeño aplicables a la reconfiguración en MR.*

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
(H. Wang & Xu, 2019)	V_{rms}, f	Determinación a partir de medición	Valores admisibles de tensión y frecuencia	IEEE 1547/2018
	SDR	$SDR = \frac{DBFC_0 - DNFC_d}{DBFC_0}$	Índice de degradación del sistema	Toma un valor de 0 a 1, donde 0 indica que el sistema opera en condición segura y 1 indica que el sistema está degradado
(Hosseinzadeh et al., 2021)	DDI	$DDI = \frac{\int_{t_d}^{t_s} DBFC_0 - DBFC(t)}{DBFC_0(t_s - t_d)}$	Índice de degradación del amortiguamiento	DDI= 1 indica alta resiliencia DDI= 0 indica inestabilidad ante eventos
	ORI	$ORI = \frac{\int_{t_{restore}}^{t_{AOC}} DBFC(t) - DBFC(\max)}{(DBFC_0 - DBFC(\max)) (t_{AOC} - t_{restore})}$	Índice de restauración global	ORI= 1 si todos los equipos son restaurados ORI= 0 si no hay restauración
	SOIR	$SOIR = \frac{\int_{t_d}^{t_{AOC}} DBFC(t)}{DBFC_0(t_{AOC} - t_d)}$	Resiliencia instantánea general del sistema	SOIR =1 los elementos dañados o con falla son restaurados SOIR = 0 no hay restauración
(Zhan et al., 2014)	Índice de calidad de tensión de la barra	$DI_i = \frac{V_i - V_i^{sp}}{\Delta V_i^l}$	Determina el estado de la tensión en la barra	El índice debe ser menor o igual a 1
	Índice de flujo de potencia de línea	$OL_i = \frac{P_{li}}{P_{li}^{lim}}$	Este indicador es utilizado para garantizar la transmisión de energía en un evento.	La potencia transportada debe ser menor a la capacidad de la línea
(Lidula & Rajapakse, 2014; A. Mishra & Jena, 2019)	Tensión	-		$0,9 \leq V \leq 1,1$
	Frecuencia	-	Condiciones para la sincronización según	$\Delta f = 0,2 \text{ Hz}$
	Ángulo de fase	-	IEEE 1547	$\Delta \phi = 20^\circ$

$DBFC_d$: momento establecido t_s , $DBFC_0$: índice de vulnerabilidad al momento del evento t_d , f : frecuencia, P_{li} : potencia en la línea, P_{li}^{lim} : Capacidad de la línea, V_i : magnitud de tensión en la barra i , V_i^{sp} : magnitud de tensión especificada en la barra i , ΔV_i^l : límite de desviación de tensión, V_{rms} : tensión eficaz.

2.4.6 Emulación

La Tabla 10 presenta los indicadores aplicables a la emulación. Las métricas buscan validar que los componentes de la MR puedan representar correctamente recursos o parámetros eléctricos. Guacaneme et al. (Guacaneme et al., 2016) implementan un emulador de MR y estudian su comportamiento con parámetros de variables como: corriente, tensión, potencia y frecuencia en diversas condiciones de generación y gestión de energía.

Tabla 10.

Indicadores de desempeño aplicables a la emulación en MR.

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
(Guacaneme et al., 2016)	$I_{rms}, V_{rms}, P, \eta$	Determinación a partir de medición	Determinación de variables eléctricas en los emuladores	Validar que los emuladores representan correctamente los recursos considerados

f: frecuencia, *I_{rms}*: Corriente eficaz, *P*: potencia, *V_{rms}*: tensión eficaz.

2.4.7 Monitorización

Algunos indicadores aplicables a la monitorización son obtenidos de los parámetros de las señales de: corriente, tensión, potencia y frecuencia los cuales se relacionan en la Tabla 11. Además, algunas propuestas se han realizado en relación a la monitorización, por ejemplo, Núñez (Núñez Mata, 2014), Hernández (Hernández, 2018) y, Bracco y Delfino (Bracco & Delfino, 2017) implementan un sistema de monitorización para tener registro del comportamiento de la red eléctrica. El sistema consiste en realizar mediciones de variables eléctricas y llevar un registro de éstas, lo que permite conocer el consumo de energía, la forma cómo se utiliza la energía, la alteración de las variables y realizar acciones para mejorar el rendimiento.

Tabla 11.*Indicadores de desempeño aplicables a la monitorización en MR.*

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
(Hernández, 2018)				Verificar que los equipos midan, registren y permitan la visualización de variables eléctricas del sistema.
(Bracco & Delfino, 2017)	I_{rms}, V_{rms}, P, f	Determinación a partir de medición	Medición en diversos puntos del sistema	
(Núñez Mata, 2014)				
	Variación de frecuencia			Verificar que los equipos midan, registren y permitan la visualización de variables eléctricas del sistema.
	Caídas y subidas de tensión			
	Flicker			
(Ostrowska et al., 2022)	Interrupciones de tensión	Determinación a partir de medición	Parámetros de calidad de potencia, implica la medición en diversos puntos del sistema	
	Sobretensiones transitorias			
	Armónicos de tensión			
	Desbalance de tensión			
	Variación de la magnitud de tensión			
	Distorsión armónica de tensión			Verificar que los equipos midan, registren y permitan la visualización de variables eléctricas del sistema.
(Isanbaev et al., 2024)	Distorsión armónica de corriente	Determinación a partir de medición	Parámetros de calidad de potencia y consumo de energía	
	Factor de potencia			
	Potencia activa y reactiva			

f : frecuencia, I_{rms} : Corriente eficaz, P : potencia, V_{rms} : tensión eficaz.

La monitorización permite conocer el estado de una MR y tomar decisiones a partir de su desempeño. La Tabla 12 muestra las variables eléctricas requeridas para determinada aplicación (Foster et al., 2022).

Tabla 12.*Aplicaciones de variables eléctricas.*

Variable para medir	Aplicación
Tensiones y corrientes	Mejorar la estabilidad y protección contra fallas
Potencia y energía	Determinar la generación, consumo y flujo de energía
Factor de potencia	Calidad de energía
Temperatura	Operación segura de equipos
Datos meteorológicos	Determinar disponibilidad de recursos energéticos

Nota. Adaptado de: Foster, C. W., Creeden, E. A. M., Slocum, S. F., & Yang, F. (2022). University Microgrid Testbeds: A Literature Survey. *International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies*, July, 1–6. <https://doi.org/10.1109/icecet55527.2022.9872989>.

2.4.8 Seguridad

La Tabla 13 muestra algunos indicadores aplicables a la seguridad. Núñez (Núñez Mata, 2014) señala la importancia de anticiparse a las perturbaciones y, por ende, presenta los siguientes indicadores: plan de identificación de riesgos, plan de reducción de riesgos y plan de capacitación de riesgos.

Tabla 13.*Indicadores de desempeño aplicables a la seguridad en MR.*

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
(Núñez Mata, 2014)	Plan de identificación de riesgos, plan de reducción de riesgos, plan de capacitación sobre riesgos	Verificación de cumplimiento	Planeación de actividades para identificar y reducir riesgos asociados a la MR.	Validar cumplimiento
(Zhan et al., 2014)	Índice de vulnerabilidad	$\gamma_{os} = \frac{t_{os}}{T_s}$	Indica la relación entre el tiempo fuera de operación y el tiempo total	Asignación propia

f : frecuencia, I_{rms} : Corriente eficaz, P : potencia, V_{rms} : tensión eficaz, t_{os} : tiempo fuera de operación, T_s : tiempo total.

2.4.9 Protección

La Tabla 14 relaciona los indicadores aplicables a la protección. Uno de los indicadores más utilizados es la corriente en condición normal de operación y en falla. Saleh et al. (H. Wang & Xu, 2019) y Hosseini et al. (Hosseini et al., 2016) simulan una falla trifásica y determina si el valor eficaz de la corriente de falla supera el umbral permitido. Asimismo, Ocampo et al. (Ocampo -Wilches et al., 2017) proponen un esquema de protección para MR considerando la señal de corriente como variable principal.

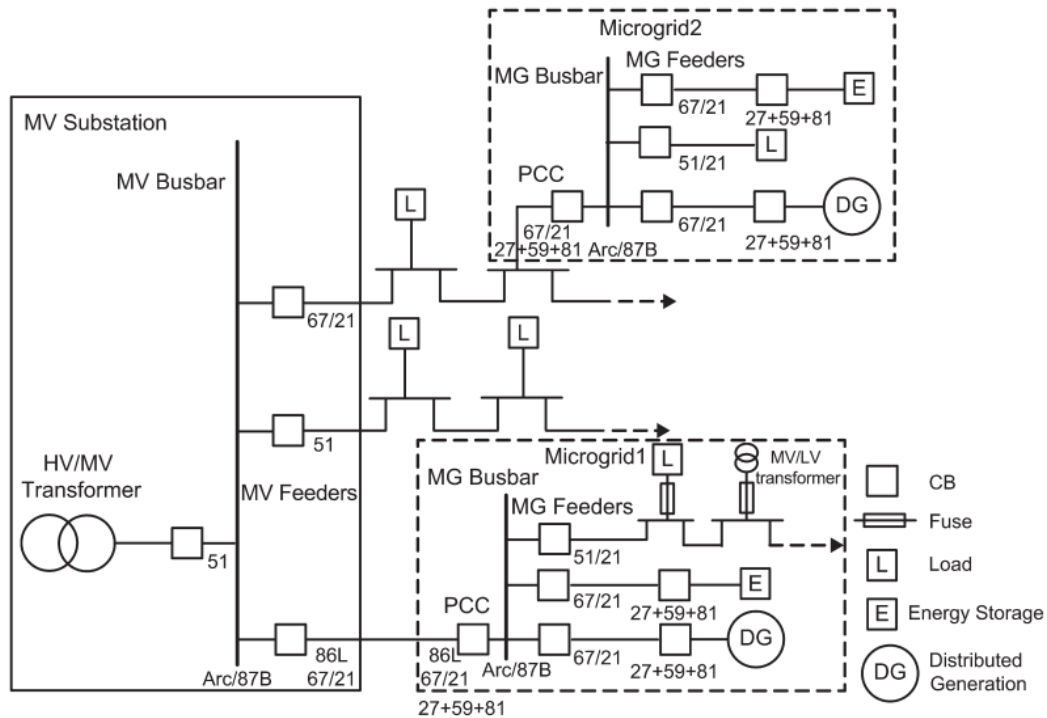
Tabla 14.

Indicadores de desempeño aplicables a la protección en MR.

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
(Hosseini et al., 2016; Ocampo -Wilches et al., 2017; H. Wang & Xu, 2019)	I_{rms}	Determinación a partir de medición	Determinación del valor eficaz de la corriente durante una falla y verificación de valores permitidos	Menor al umbral permitido por el equipo de protección
(Godínez Enríquez, 2020)	I_{rms}, V_{rms}, P	Determinación a partir de medición	Determinación y verificación de parámetros de señales eléctricas durante una falla	

f : frecuencia, I_{rms} : Corriente eficaz, P : potencia, V_{rms} : tensión eficaz.

Adicionalmente el estándar IEEE 2030.9 recomienda diversos tipos de protecciones para MR como muestra la Figura 15. Los generadores distribuidos y el almacenamiento de energía presentan protecciones contra subtensiones (27), protección contra sobretensión (59) y protección de frecuencia (81). Las líneas de transmisión pueden requerir protección contra sobre corriente no direccional (51) o direccional (67) y protección de distancia (21). Además, el estándar recomienda protección diferencial de corriente (87B) para las barras del sistema.

Figura 15.*Diagrama de protecciones para MR.*

Nota. Tomado de: IEEE Standards Association. (2019). *IEEE Std 2030.9-2019 - IEEE Recommended Practices for the Planning and Design of the Microgrid*. 42. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8746836>.

2.4.10 Operación

La Tabla 15 lista los indicadores aplicables a la operación de MR. Thakar et al. (Thakar et al., 2019) afirman que la corriente, la tensión y potencias en los elementos del sistema deben cumplir con los umbrales definidos. La operación incluye la determinación de indicadores en diversos escenarios.

Tabla 15.*Indicadores de desempeño aplicables a la operación en MR.*

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
(Thakar et al., 2019)	I_{rms}, V_{rms}, P	Determinación con simulación o medición	Validación del cumplimiento de los indicadores según umbrales	IEEE 1547/2014
(Pramangioulis et al., 2019)	Índice de desbalance	$U = 100 \cdot \frac{\text{Máxima desviación de tensión del promedio}}{\text{Tensión promedio}}$	Es la máxima desviación entre el valor eficaz de las tensiones de línea y el promedio de los valores eficaces de las tensiones de línea, dividida entre el promedio de los valores eficaces de línea, según IEEE 1159.	Menor o igual al 3 % IEEE 519 /2014
	Pérdidas de energía	$P_e = \frac{E_s - E_d}{E_s}$	Cantidad de energía perdida en el sistema	Menor o igual al 5 %
(Uddin et al., 2019)	Factor de carga	$LF = \frac{P_m}{P_p}$	Mide la eficiencia de utilización del sistema	Es deseable un factor de carga alto, que indica que el sistema es eficiente y hay mayor utilización de su capacidad nominal.
(Pinceti et al., 2017;	Valor máximo y mínimo de frecuencia		Rango de variación de frecuencia durante un periodo de tiempo	$59,8 \leq f \leq 60,2$ Hz CREG 060/2019
Stanchev et al., 2023; Sun et al., 2022)	Valor máximo y mínimo de tensión		Rango de variación del valor eficaz tensión durante un periodo de tiempo	$0,9 V_n \leq V \leq 1,1 V_n$
(De La Torre et al., 2014; Tahir et al., 2021)	Sobrecarga		Potencia transportada por los elementos del sistema.	Menor o igual al 20% de la potencia nominal

C_p : capacidad de energía, E_d : energía demandada, E_s : energía suministrada, h_{exp} : horas de operación esperadas, I_{rms} : Corriente eficaz, P: potencia, P_m : potencia promedio, P_p : potencia pico, V_a : tensión de la fase a, V_b : tensión de la fase b, V_{rms} : tensión eficaz.

2.4.11 Control

La Tabla 16 relaciona indicadores utilizados para analizar el control. El control busca que variables como frecuencia, tensión y potencia permanezcan en un correcto rango de operación (Bihari et al., 2021; Thakar et al., 2019; H. Wang & Xu, 2019).

Tabla 16.

Indicadores aplicables al control.

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
(Thakar et al., 2019)	I_{rms}, V_{rms}, P	Determinación con simulación o medición	Validación del cumplimiento de los indicadores según umbrales	Verificación de cumplimiento
(Rashwan et al., 2023; Saleh et al., 2015; H. Wang & Xu, 2019)	Frecuencia	Determinación de la frecuencia con dispositivos de medición	Simulación de deslastre de carga y estudio de la frecuencia durante el evento.	$59,2 \leq f \leq 60,2$ Hz CREG 060/2019
(Bihari et al., 2021)	Control de tensión	Determinación con simulación o medición	Indica la inestabilidad de tensión debido a la intermitencia de las fuentes de energía o debido a la discordancia entre la generación y la carga.	$0,9 V_n \leq V \leq 1,1 V_n$
(Ibrahim & Alkhraibat, 2020)	Hueco de tensión	$Sag\% = \frac{V_o - V_m}{V_o}$	Muestra la caída de tensión durante un evento	$0,9 V_n \leq V \leq 1,1 V_n$
(Papari et al., 2022)	Desviación de tensión	$\min J(V(t)) = \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{bb=1}^{N_{bb}} 1 - V_{bb}^t $	El indicador considera las caídas de tensión y las sobretensiones en el sistema. La tensión debe mantenerse en el rango de 0 a 6%.	$0,9 V_n \leq V \leq 1,1 V_n$
	Pérdidas de la línea	$\min J(P_l(t)) = \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{l=1}^{N_l} \frac{V_l^{t^2}}{Z_l} \cos \theta_l$	Las pérdidas en la línea pueden variar debido a cambios en la carga y también modifica la potencia suministra por	Menor o igual al 5 %

Ref.	Indicador	Fórmula	Descripción	Criterio
			los componentes generadores.	
	Número de cargas restauradas	$N_l = \sum L_R$	Es la cantidad de carga que vuelve al modo de operación normal.	Asignación propia

L_R : cargas restauradas, V_0 : Valor eficaz de la tensión inicial, V_m : Valor eficaz de la tensión final, V_x^t : Valor eficaz de la tensión del nodo, z_l : impedancia de la línea.

2.5 Estándares y Normas para la Operación de Microrredes

Los estándares y normas permiten identificar condiciones normales de operación del sistema, así como requerimientos y recomendaciones para el correcto funcionamiento. La Tabla 17 presenta diversos estándares para MR (Dagar et al., 2021) y la Tabla 18 relaciona los estándares con las diversas capacidades de una MR.

Tabla 17.

Estándares para MR.

Estándar	Descripción
IEEE 1547-2018	Norma para la interconexión y operabilidad de recursos energéticos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia
IEEE 519-2014	Prácticas recomendadas y requisitos para el control de componentes armónicos en sistemas eléctricos de potencia
IEEE 2030-2011	Guía para la interoperabilidad de “smart grids” de tecnología energética y operación de tecnologías de la información con el sistema eléctrico de potencia, aplicaciones de uso final y cargas.
IEEE 2030.7	Estándar para describir las características del controlador de la MR.
IEEE 2030.9-2019	Norma para el diseño y planificación de MR
IEEE P2030.10	Estándar para MR de CC para aplicaciones de acceso a electricidad rural y remota
IEEE P2030.12	Guía para el diseño de sistemas de protección de MR
IEEE 946	Estándar para el diseño de baterías y describe el efecto de la conexión en la red de CC
IEC SEG 6	Redes de distribución no convencionales / MR
IEC 61400	Sistemas de generación de energía eólica
IEC 61727	Sistemas fotovoltaicos
IEC 61850 / 61499	Norma para funciones de control y monitorización de MR

Nota. Adaptado de: Dagar, A., Gupta, P., & Niranjana, V. (2021). Microgrid protection: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 149(July), 111401. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111401>.

Tabla 18.

Normas y estándares relacionados con capacidades de una MR.

Capacidad	Norma o estándar
Generación	IEEE 1547/2018
Estabilidad	IEEE 1547/2018
Resiliencia	IEEE 1547/2018
Mantenimiento	IEEE 1547/2018
Comunicación	IEC 61850, IEC 60870-5, IEEE 802.15, IEEE 802.11
Reconfiguración	IEEE 2030.9/2019
Emulación	-----
Monitorización	IEEE 2030.9/2019, IEC 62053-22, IEC 62053-23
Seguridad	IEEE 2030.9/2019
Operación	IEEE 1547/2018
Protección	IEEE 1547/2018, IEEE P2030.12
Control	IEEE 2030.7, IEC 61850 / 61499, IEEE 2030.9/2019

El Estándar IEEE 1547 para interconectar recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica proporciona requisitos para el rendimiento, operación, pruebas, condiciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión. Este estándar presenta límites de tensión y frecuencia para una operación aceptable, menciona requerimientos en la monitorización como se muestra en la Tabla 19 (Aftab et al., 2018; IEEE Standard Association, 2018; Photovoltaics, Dispersed Generation and Storage, 2008). La Norma ANSI C84.1 presenta el rango del valor eficaz de tensión, lo cual permite un rendimiento satisfactorio y la operación adecuada de los equipos.

Tabla 19.

Rangos recomendados por IEEE 1547.

Capacidad de DER (kVA)	Diferencia de frecuencia	Diferencia de ángulo de fase	Diferencia de tensión
Menor a 500	0,3 Hz	20°	10%
500 – 1500	0,2 Hz	15°	5%
Más de 1500	0,12 Hz	10°	3%

El Estándar IEC 61850 describe los requerimientos de comunicación para permitir la transferencia de información y posibilitar la monitorización, protección y control del sistema (Gungor et al., 2013). Los requisitos consideran un ancho de banda de 9 a 56 kbps, latencia de 300 ms a 2 s y confiabilidad entre el 99% y 99,99%. El diseño del sistema de comunicación debe considerar el nivel de tensión, el tipo de MR y los modos de operación, para garantizar la confiabilidad y rendimiento. La IEC 60870-5 describe sugerencias para los protocolos de comunicación. También los estándares IEEE 802.15 e IEEE 802.11 presentan características técnicas para los sistemas de comunicación inalámbrica como se muestra en la Tabla 20 (Gaona Garcia, 2017).

Tabla 20.

Características de los estándares IEEE 802.15.4 y IEEE 802.11.

Característica / Estándar	IEEE 802.15.4	IEEE 802.11
Banda de frecuencia	868 MHz/915 MHz y 2,4 GHz	2,4 GHz y 5 GHz en la banda ISM
Tasa de transferencia	868 MHz: 20Kbps; 915 MHz:40 kbps; 2,4 GHz: 250 kbps	1 Mbps (802,11b) a 1 Gbps (802,11ac)
Canales	11 en la banda de 868/915 MHz; 16 en la banda de 2,4 GHz	13 canales solapados en los 22 MHz
Rango	10 – 20 m	30,5m a 11 Mbps; 92 m a 1 Mbps
Latencia	Por debajo de 15 ms	
Direccionamiento	Corto 8 bits o 64 bits IEEE	
Acceso al canal	CSMA-CA y CSMA-CA ranurado	CSMA-CA
Técnica de modulación	DSSS	DSSS

Nota. Tomado de: García-García, J., Rey-López, J., & Osma-pinto, G. (2023). Evaluación del desempeño de microrredes: una revisión. *Tecnológicas*, 26, 1–25. <https://doi.org/10.22430/22565337.2656>.

El Estándar IEEE 2030.8 establece procedimientos de prueba que permiten cuantificar el rendimiento del controlador de la MR y verificar los requisitos mínimos para cumplir con sus funciones. Asimismo, el Estándar IEEE 2030.9 contiene prácticas recomendadas para la planificación y diseño de MR, incluye sugerencias en aspectos como la seguridad, configuración del sistema, monitoreo, control y gestión de energía. Los dispositivos de monitoreo en línea para calidad de energía deben cumplir con el Estándar IEC 61000-4-30. Dentro de las funciones están: la adquisición de datos, el procesamiento de datos, el monitoreo de redes de comunicación y el almacenamiento de datos de gestión. Las funciones de medición de energía deben adoptar los estándares IEC 62053-22 e IEC 62053-23, las cuales recomiendan la monitorización y análisis de la información, monitorización del usuario final y estudio de estabilidad y tiempo de corte de energía.

2.6 Escenarios de operación

La Tabla 21 relaciona los escenarios identificados para la operación de MR. Algunos estudios evalúan el rendimiento de una MR y su control mediante simulación con escenarios que incluyen la operación normal, fallas eléctricas, deslastre de carga y resincronización (H. Wang & Xu, 2019). También se analiza la potencia generada por paneles fotovoltaicos, el efecto en el sistema de almacenamiento y suministro de energía con los escenarios de alta y baja irradiancia (Guacaneme et al., 2016). Asimismo, se estudia el comportamiento de parámetros de variables como la corriente, la tensión y la potencia de la MR a partir de escenarios de operación normal, fallas, variación en la generación y la carga (Godínez Enríquez, 2020).

Tabla 21.*Escenarios de operación de MR*

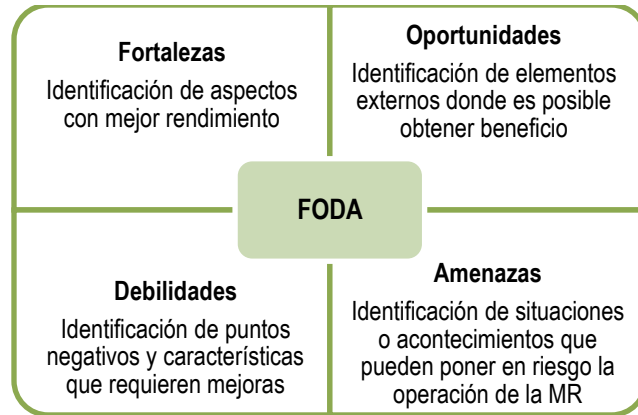
Escenarios de análisis	Descripción
Operación normal (ON)	El escenario posibilita determinar parámetros de las variables eléctricas en operación normal.
Variación de carga (VC)	Los escenarios permiten conocer la cantidad de energía que puede suministrar el sistema, la carga que puede atender y la relación existente entre la energía suministrada y la demandada ante posibles cambios en los componentes de generación y carga. La generación cambia debido a la variabilidad de los recursos energéticos. La demanda presenta variación debido a sus características y uso.
Variación de potencia generada (VG)	
Perturbaciones (Pe)	El escenario permite determinar parámetros de las variables eléctricas ante eventos
Reconfiguración (R)	Posibilita la determinación parámetros de las variables al conectar o desconectar elementos y verificar condiciones de tensión y frecuencia luego de realizar la reconfiguración
Sin red (SR)	El escenario posibilita determinar si el sistema puede operar sin la red y analizar su desempeño
Deslastre de carga (DC)	Permite examinar el efecto de la salida de carga
Desbalance de carga (UC)	El escenario es considerado para el análisis de parámetros de variables eléctricas cuando se conectan cargas desbalanceadas.

2.7 Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas

El análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas) es una herramienta vital que proporciona información valiosa sobre los factores internos y externos que influyen de forma positiva o negativa, y alienta a los encargados de adoptar decisiones a tomar las mejores medidas (Aydin, 2014; Igliński et al., 2016; Mukeshimana et al., 2021). La Figura 16 presenta los componentes de la matriz FODA.

Figura 16.

Matriz FODA.



Las fortalezas son las capacidades esenciales con las que cuenta el sistema, habilidades y actividades que se desarrollan de forma positiva. Las oportunidades son los factores positivos o favorables relacionados con el entorno donde es posible obtener beneficio. Las debilidades son los factores negativos o desfavorables, habilidades que carece y actividades que no se desarrollan o no se realizan de forma correcta. Y las amenazas son situaciones o acontecimientos del entorno que pueden poner en riesgo al sistema.

Resumen del Capítulo 2

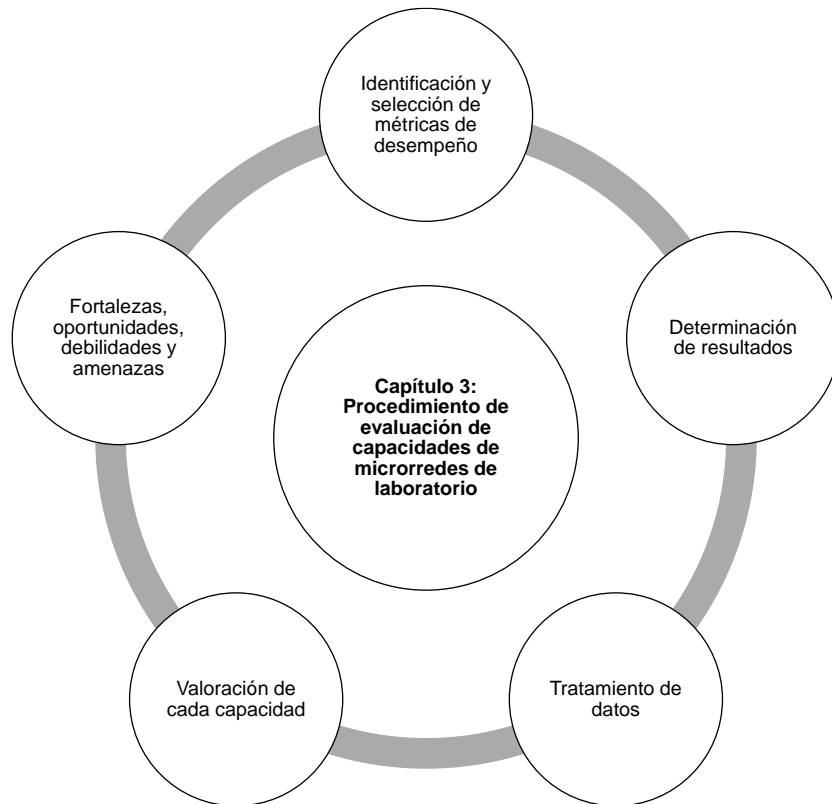
El capítulo relaciona la información sobre métricas, criterios tomados de estándares y escenarios de operación utilizados para valorar el desempeño de MR. La información es clasificada en capacidades de una MR tales como: generación, resiliencia, mantenimiento, comunicación, reconfiguración, emulación, monitorización, seguridad, protección, operación y control. De este modo, se facilita la identificación de aspectos específicos de una MR y podrán ser usados para la caracterización y evaluación del sistema.

3. Procedimiento de evaluación de capacidades de microrredes de laboratorio

El capítulo describe un procedimiento secuencial de catorce pasos propuesto para evaluar las capacidades de MR de laboratorio. Este proceso se basa en los aspectos técnicos e indicadores identificados en el Capítulo 2 y proporciona una valoración de las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de la operación de la MR. La Figura 17 muestra temas relevantes que comprende el capítulo.

Figura 17.

Esquema del contenido del Capítulo 3.

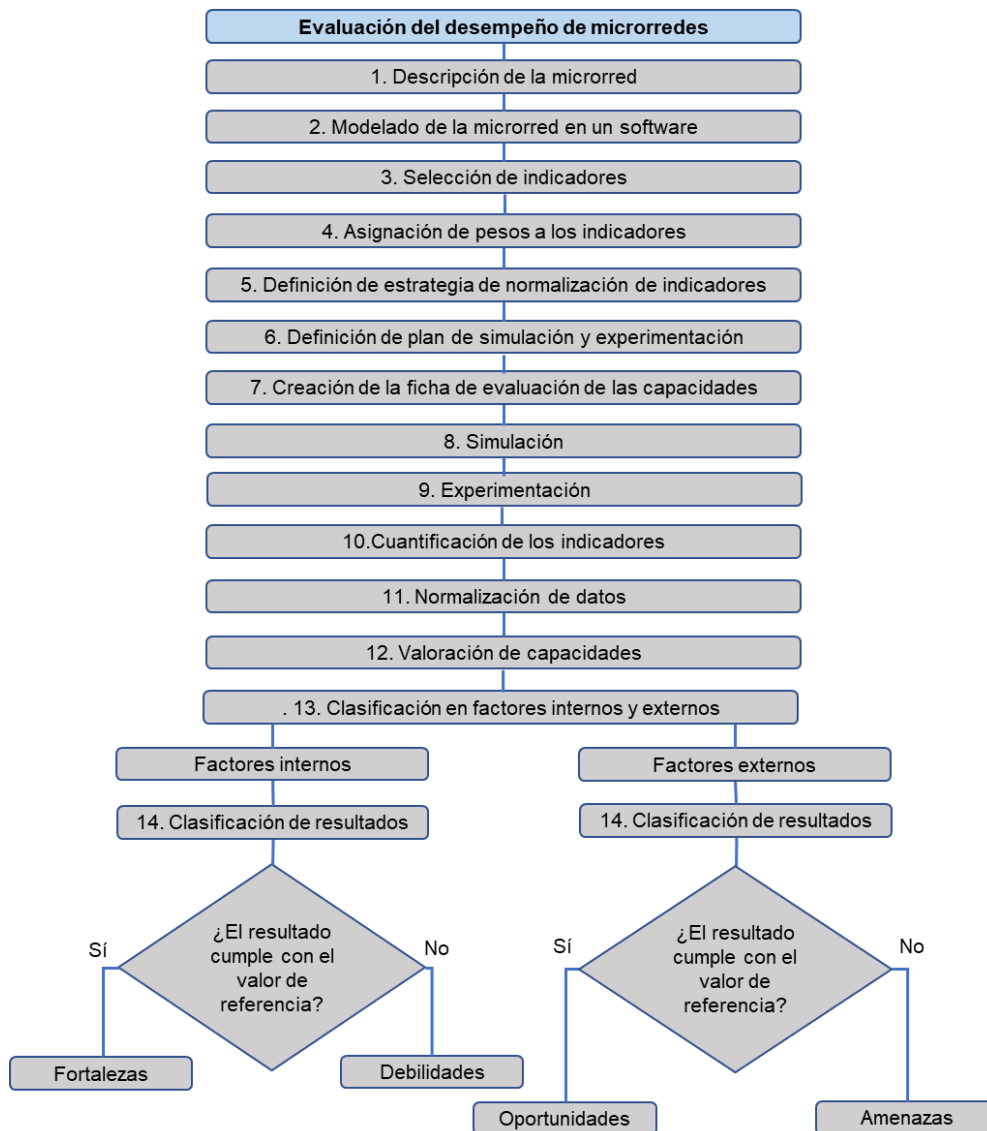


El procedimiento se ha desarrollado a partir de una revisión de diversos estudios, en los cuales se identificaron métricas de rendimiento clave que luego se utilizaron para comprender y analizar el comportamiento de la MR (Pinceti et al., 2017; Uddin et al., 2019; S. Wang et al., 2018).

La Figura 18 presenta un esquema del procedimiento propuesto.

Figura 18.

Procedimiento para evaluar las capacidades de MR



La Tabla 22 describe cada paso del procedimiento propuesto especificando entradas, salidas obtenidas y herramientas requeridas para la aplicación.

Tabla 22.

Descripción del procedimiento para evaluar las capacidades de una MR.

Paso	Entradas	Herramientas	Salidas
1. Descripción de la MR	Componentes de la MR	Visualización de ficha técnica de los componentes	Características técnicas Diagrama unifilar
2. Modelado de la MR en un software	Características técnicas de la MR	Software especializado	Modelo implementado
3. Selección de indicadores	Indicadores identificados en la literatura	Criterios de selección	Indicadores aplicables a la MR
4. Asignación de pesos a los indicadores	Indicadores de desempeño por capacidad	Técnica DEMATEL	Peso de cada indicador según la importancia para la MR
5. Definición de estrategia de normalización de indicadores	Indicadores de desempeño	Estrategias de normalización	Estrategia de normalización para cada indicador
6. Definición de plan de simulaciones y experimentación	Indicadores de desempeño	Software o elementos de medición	Serie de simulaciones y mediciones aplicables a la MR
7. Creación de ficha de evaluación de capacidades	Información de los pasos 3,5 y 6	Condensar información de indicadores	Requerimientos para la determinación de indicadores
8. Simulación	Modelo de la MR	Software especializado	Resultados de simulaciones
9. Experimentación	MR implementada	Dispositivos de medida	Resultados de mediciones
10. Cuantificación de indicadores	Resultados de simulaciones o mediciones	Expresiones para cálculo de indicadores	Valores de los indicadores
11. Normalización de indicadores	Valores de los indicadores	Estrategias de normalización	Valores de indicadores normalizados
12. Valoración de capacidades	Valores de indicadores normalizados	Producto entre indicadores y pesos asignados	Valoración de cada capacidad
13. Clasificación de resultados en factores internos y externos	Indicadores de desempeño	Reconocimiento de resultados del entorno y propios de la MR	Factores internos y externos
14. Clasificación en FODA	Factores internos y externos	Comparación de factores con los criterios, normas y estándares sobre MR	Fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas.

3.1 Paso 1: Descripción de la MR

El objetivo de esta sección es proporcionar detalles técnicos sobre la MR, incluyendo sus componentes, diagrama unifilar, y la identificación de nodos y puntos de medición. Esta descripción es esencial para identificar las capacidades que pueden ser evaluadas, ya que están estrechamente relacionadas con los elementos que conforman la MR. Al proporcionar una visión detallada de la estructura y configuración de la MR, es posible comprender mejor su funcionamiento y desempeño, lo que permite una evaluación más precisa de sus capacidades.

3.2 Paso 2: Modelado de la MR en un Software

Esta etapa implica la identificación de un software adecuado para el modelado de la MR, así como el reconocimiento de las simulaciones que puede ejecutar y los resultados que proporciona. La exploración del software es fundamental para facilitar la selección de los indicadores adecuados, ya que permite determinar cuáles de ellos pueden ser calculados a partir de la herramienta seleccionada. De esta manera, se puede garantizar que los indicadores elegidos sean relevantes y consistentes con los objetivos de la evaluación de capacidades de la MR.

3.3 Paso 3: Selección de indicadores

Para la selección de los indicadores se consideran diversos criterios, tales como la relación con los componentes y características de la MR, la posibilidad de ser calculados con la información disponible, y la disponibilidad de dispositivos y softwares para su determinación. Estos criterios

son fundamentales para asegurar que los indicadores elegidos sean pertinentes y apropiados para la evaluación de cada aspecto.

3.4 Paso 4: Asignación de Pesos a los Indicadores

La asignación de pesos a cada indicador se realiza aplicando la técnica DEMATEL (Giri et al., 2022; Wu & Zhou, 2019). Esta técnica considera la incidencia de cada indicador en el sistema y la relación entre estos para discriminar su nivel de importancia. La aplicación de la técnica implica seguir una serie de pasos que se describen a continuación. El paso 1 consiste en definir la influencia entre los indicadores mediante una escala de cero a cuatro como muestra la Tabla 23, donde, cero indica ninguna influencia y cuatro indica que existe influencia directa.

Tabla 23.

Valoración de influencia de un parámetro con el sistema

Influencia	Valor
Directa	4
Alta	3
Media	2
Baja	1
Ninguna	0

El paso 2 consiste en construir una matriz (A) que relacione la influencia entre los indicadores obtenida en el paso 1 como muestra la Tabla 24. La diagonal de la matriz se rellena con ceros para evitar redundancia en la influencia de los indicadores.

Tabla 24.*Matriz de relación de indicadores*

	<i>Ind</i> ₁	<i>Ind</i> ₂	<i>Ind</i> ₃
<i>Ind</i> ₁	0	A ₁₂	A ₁₃
<i>Ind</i> ₂	A ₂₁	0	A ₂₃
<i>Ind</i> ₃	A ₃₁	A ₃₂	0

Ind_n: Indicador n, A_{ij}: Influencia entre los indicadores i, j.

El paso 3 implica la normalización de la matriz de relación con el valor máximo de la sumatoria de las filas como muestra la Ecuación (1).

$$X = k * A \quad k = \frac{1}{\max(\sum_{j=1}^n A_{ij})}, \quad i, j = 1, 2, \dots, n \quad (1)$$

El paso 4 se basa en el cálculo de la matriz de influencia indirecta (T) a partir de la Ecuación (2), donde I es la matriz identidad.

$$T = X * (I - X)^{-1} \quad (2)$$

El paso 5 comprende la determinación del peso de cada indicador (W) a partir de la Ecuación (3), donde D es la sumatoria de las filas de la matriz de influencia directa, R es la sumatoria de las columnas, i es el número de fila o columna y N el número total de filas.

$$W = \frac{D_i + R_i}{\sum_{i=1}^N (D_i + R_i)} \quad (3)$$

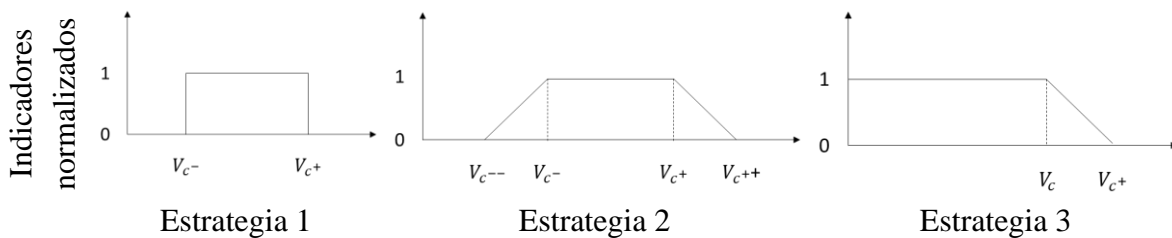
Finalmente, se realiza la suma del producto entre los pesos y los indicadores para cada capacidad, obteniendo un valor entre cero y uno que represente el desempeño general.

3.5 Paso 5: Definición de Estrategia de Normalización de Indicadores

La normalización de los resultados se realiza considerando el principio de conversión de datos de lógica difusa, con lo cual, una variable toma un valor entre cero y uno, se convierte en adimensional y posibilita la integración en una expresión matemática. Tres estrategias pueden ser utilizadas para normalizar los diversos indicadores como muestra la Figura 19, donde V_c es el valor crítico permisible, V_{c-} , V_{c+} son los valores críticos por encima y por debajo, y V_{c--} , V_{c++} son los valores críticos mínimo y máximo aplicable al indicador. Los valores críticos y de referencia son obtenidos con normatividad o asignación propia como se describe en el Capítulo 2.

Figura 19.

Estrategias de normalización



La estrategia 1 consiste en la normalización de datos que deben estar dentro de un rango específico, asignando un valor de 1 si se encuentran dentro del rango y un valor de 0 si están fuera del mismo. Esta estrategia se utiliza particularmente para normalizar la frecuencia, ya que la tolerancia de operación en este aspecto es muy restrictiva ($\pm 0,2$ Hz). La estrategia 2 se utiliza para normalizar datos que deben estar dentro de un rango y asigna un valor entre cero y uno según su proximidad al valor crítico. Esta estrategia es particularmente útil para normalizar valores de tensión.

La estrategia 3 se emplea para normalizar datos que tienen un límite superior establecido. Los datos que están por debajo del valor crítico se normalizan a uno, mientras que los datos por encima de este límite se normalizan entre cero y uno. Esta estrategia es adecuada para normalizar datos de corriente o potencia en los que se tiene una restricción superior en sus valores. La Tabla 25 relaciona los valores de referencia y críticos para la corriente, tensión, frecuencia eléctrica y potencia activa.

Tabla 25.

Valores de referencia y críticos para los indicadores

Indicador	Estrategia de normalización	Valor de referencia	Valor crítico			
			V_{c--}	V_{c-}	V_{c+}	V_{c++}
Tensión	2	V_n	$V_n - 10\% * V_n$	$V_n - 5\% * V_n$	$V_n + 5\% * V_n$	$V_n + 10\% * V_n$
Frecuencia	1	60 Hz	V_{c-}		V_{c+}	
			59,8/60 Hz		60,2/60 Hz	
Corriente	3	Capacidad del corriente del conductor	V_c		V_{c+}	
			1		1,2	
P Activa	3	Potencia de diseño	1		1,2	

3.6 Paso 6: Definición de Plan de Simulaciones y Experimentación

El paso implica la identificación de los requisitos de los indicadores en cuanto a la simulación, el tipo de experimentación o simulación, las variables a determinar o las condiciones de medición, y los puntos de medición.

3.7 Paso 7: Creación de ficha de evaluación de capacidades

La ficha de evaluación integra los requerimientos para la determinación de indicadores correspondientes a cada capacidad de la MR. Condensa la información obtenida en los pasos 3,5 y 6 que corresponden a los indicadores seleccionados, la estrategia de normalización y las simulaciones necesarias. Además, describe los escenarios de operación y especifica si se requiere simulación o experimentación, así como el tipo de simulación y los puntos de medición de la MR a evaluar.

3.8 Paso 8: Simulación

En este paso se llevan a cabo las simulaciones necesarias para obtener los resultados e indicadores que permitirán cuantificar y evaluar el desempeño de la MR. Es crucial que se realicen las simulaciones adecuadas y se consideren todos los escenarios de operación relevantes para obtener los resultados deseados.

3.9 Paso 9: Experimentación

La experimentación consiste en la obtención de datos reales a través de la medición directa de las variables de interés en la MR. Esta medición puede ser realizada en diferentes puntos de la MR, dependiendo de las variables y capacidades que se deseen evaluar.

3.10 Paso 10: Cuantificación de indicadores

Los valores de los indicadores pueden ser obtenidos a partir de simulaciones, expresiones matemáticas o con una escala de cumplimiento. Esta última es empleada en aquellos indicadores que no pueden ser obtenidos mediante simulación ni cuantificación. La escala de cumplimiento tiene un rango de valores entre 1 a 5, donde 1 representa no cumplimiento y 5 indica cumplimiento excelente como muestra la Tabla 26.

Tabla 26.

Valoración de rendimiento.

Nivel de cumplimiento	Rango (%)	Valor
Cumplimiento excelente	100	5
Cumplimiento significativo	75 -99	4
Cumplimiento parcial	50-74	3
Cumplimiento mínimo	25-49	2
No cumplimiento	0-24	1

3.11 Paso 11: Normalización de Indicadores

La normalización se realiza utilizando las técnicas definidas en el paso 5, obteniendo valores entre cero y uno para cada indicador.

3.12 Paso 12: Valoración de capacidades

La evaluación proporciona un valor comprendido entre cero y uno para cada capacidad en un periodo. La valoración resulta de la suma de los productos de los indicadores con los pesos

asignados. Para valorar el desempeño de cada capacidad se utiliza la escala mostrada en la Tabla 27.

Tabla 27.

Escala de valoración de desempeño

Escala de medida	Rango
Alta	$0,76 \leq C \leq 1$
Media	$0,5 \leq C \leq 0,75$
Baja	$0 \leq C \leq 0,49$
Nula	$C = 0$

3.13 Paso 13: Clasificación de Resultados en Factores Internos y Externos

Los resultados se clasifican en factores internos y externos según la relación con la MR. Los factores internos están relacionados directamente con la MR y comprenden las fortalezas y debilidades. Incluyen aspectos internos de la MR como los resultados derivados de fallas eléctricas, variaciones de generación o carga. Los factores externos comprenden las oportunidades y las amenazas (Bihari et al., 2021; Rashwan et al., 2023; Tahir et al., 2021). Estos factores son resultado del entorno, y pueden incluir la alteración de variables eléctricas debido a fenómenos naturales.

3.14 Paso 14: Clasificación en FODA

Los factores internos y externos son comparados con valores de referencia o de operación normal establecidos por normatividad u objetivos de la MR. Los factores internos que cumplen con el valor de referencia se consideran como fortalezas, mientras que aquellos que incumplen se

clasifican como debilidades. De igual forma, los factores externos que cumplen con el valor de referencia se consideran oportunidades, mientras que aquellos que incumplen se consideran amenazas.

Resumen del Capítulo 3

El capítulo presenta la descripción de un procedimiento para evaluar las capacidades de una MR, con el cual se obtiene una valoración entre cero a uno y la identificación de fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas. El procedimiento puede utilizarse con resultados de simulación o experimentación, teniendo en cuenta que los indicadores pueden cambiar según las herramientas disponibles para su obtención y las características de la MR.

El procedimiento se propuso para ser aplicado para cada capacidad. De este modo, se identifican los indicadores de cada capacidad, se asignan pesos a cada indicador con la técnica DEMATEL, se obtiene los resultados y se normalizan, y finalmente se obtiene la valoración del aspecto en particular.

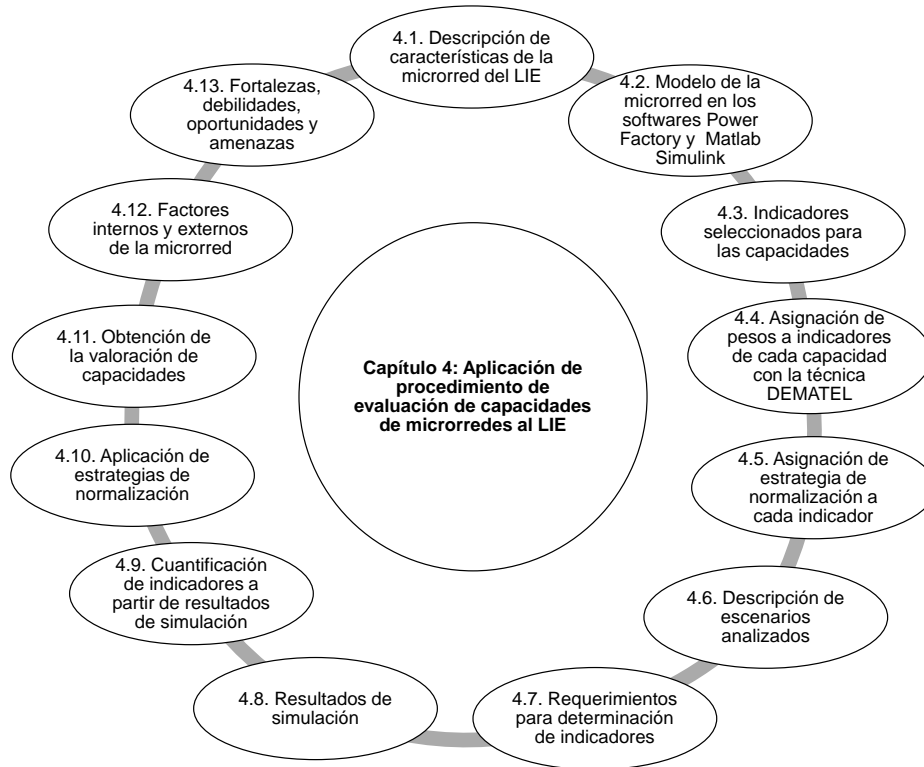
4. Aplicación de Procedimiento de Evaluación de Capacidades de Microrredes al LIE

Este capítulo presenta la aplicación del procedimiento propuesto a la MR del LIE para valorar las capacidades frente a la generación, operación, resiliencia, protección y control. También, se describen las características de la MR, el modelo en Power Factory (PF4R v2021), los indicadores utilizados, los requerimientos para determinar y cuantificar los indicadores y la

valoración de cada capacidad. La Figura 20 presenta una breve descripción del contenido del capítulo.

Figura 20.

Esquema del contenido del Capítulo 4.



4.1 Características de la microrred del LIE

La MR está ubicada en el Laboratorio de Integración Energética (LIE) del Parque Tecnológico Guatiguará (PTG). Está compuesta por dispositivos destinados a la generación, control y comunicaciones, operando con corriente alterna. Esta configuración incluye una fuente de corriente continua que puede simular paneles fotovoltaicos, celdas de combustible o baterías,

así como una fuente de corriente alterna para simular la red de distribución e inductores para representar líneas de transmisión. Además, está equipada con transformadores, cargas resistivas, dispositivos de sensado y protección. La Figura 21 presenta el esquema de la MR, la Tabla 28 relaciona características técnicas de sus componentes y la Figura 22 muestra imágenes de los equipos.

Figura 21.

Esquema de la MR del LIE.

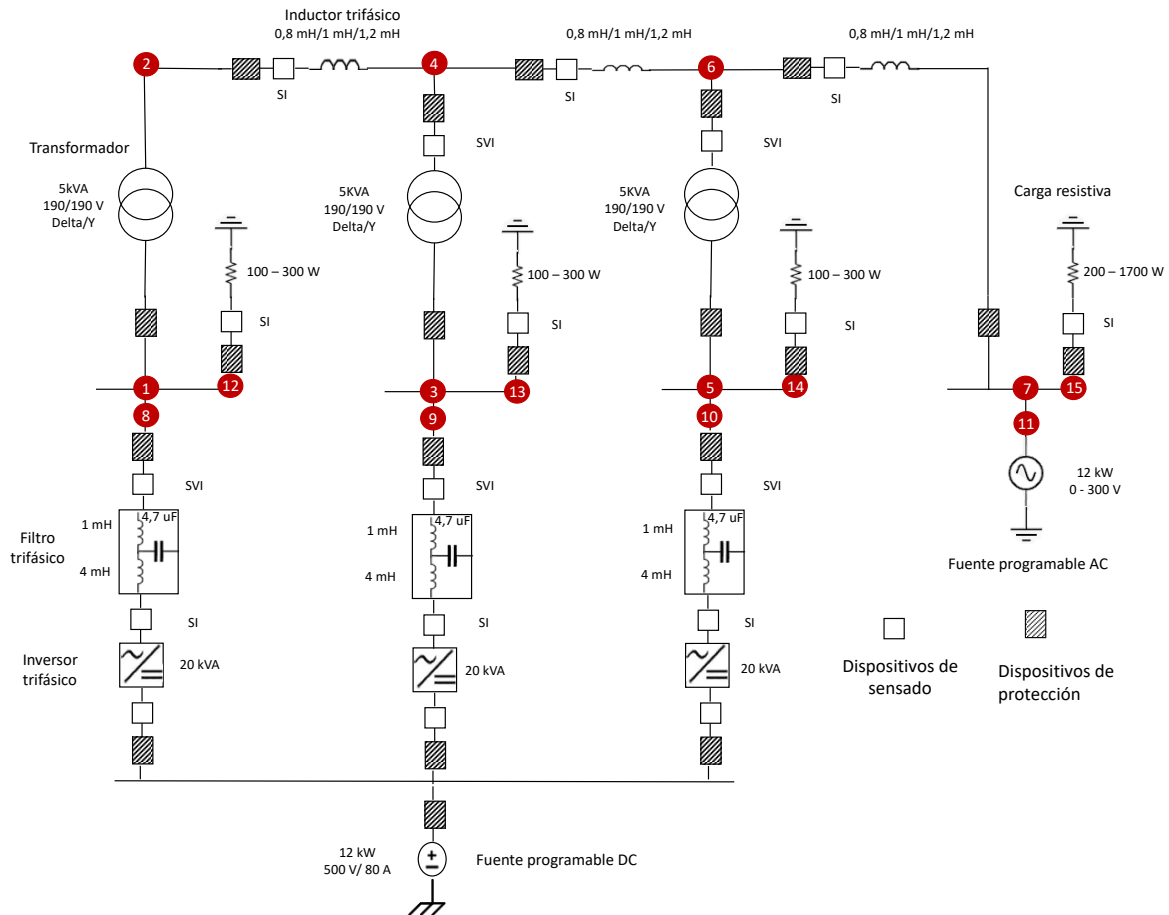


Tabla 28.

Características de los componentes de la MR del LIE.

Componente	Cantidad	Valor nominal	Modelo	Condición de operación
Fuente programable DC	1	12 kW	ITECH ITC6012C-500-80	480 Vdc
Fuente programable AC	1	12 kVA	Chroma AC 61511	300 Vac
Inversor trifásico	3	20 kVA	SEMITEACH - IGBT	750 Vdc, 400 Vac, 50 Hz
Filtro trifásico	3	1 mH, 4 mH, 4,7 uF	Construido	110 V, 15 A
Transformador trifásico	3	5 kVA	Sirio 16029	440-220/120 V
Carga trifásica	4	0,1 kW, 0,2 kW, 0,5 kW	Resistencia tubular 5/16" Acero	110 V
Inductor trifásico	3	0,8 mH, 1 mH, 1,2 mH	Sirio 16016	110 V, 32 A

Los dispositivos de protección están conformados por relés e interruptores y no se incluyen sus características técnicas debido a que no estaban definidas en el momento del modelado de la microrred. Los dispositivos de sensado abarca el sensado de señales de corriente (SI) y sensado de señales de tensión y corriente (SVI).

Figura 22.

Componentes de la MR del LIE.



Fuente programable DC



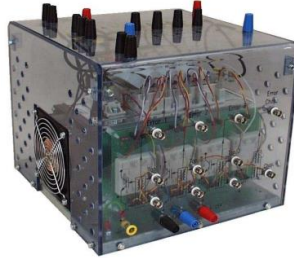
Transformador trifásico



Inductor trifásico



Fuente programable AC



Inversor trifásico



Computador de monitoreo



Carga resistiva

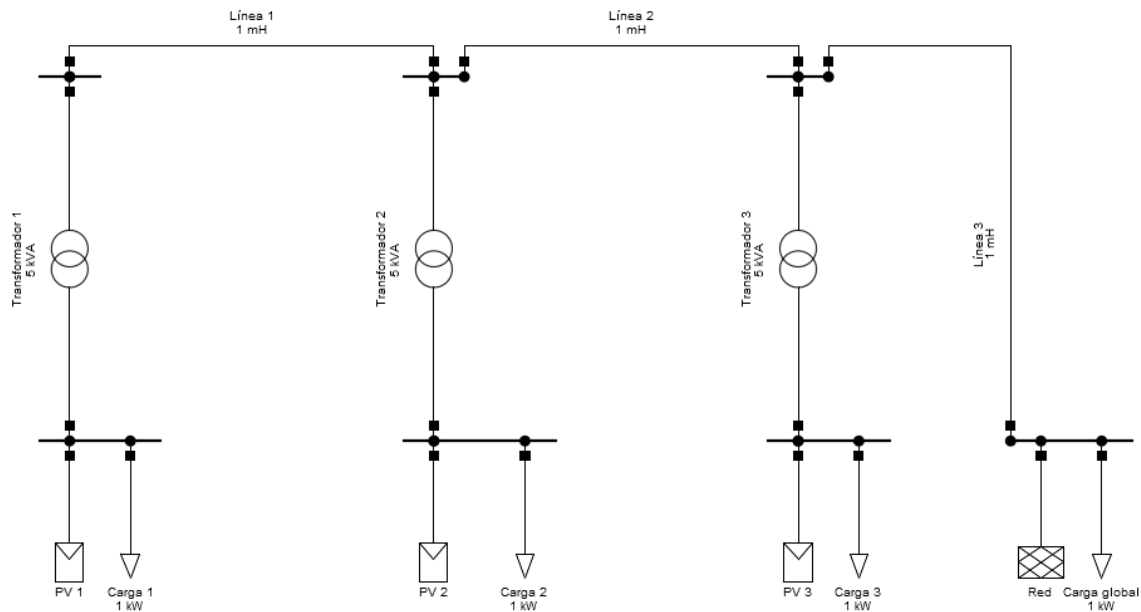
4.2 Modelado de la microrred

Para el análisis de la generación, operación, resiliencia y protección de la MR, se utiliza el software Power Factory, mientras que para el análisis del control se utiliza Matlab Simulink. Las simulaciones consideran las características indicadas en la Tabla 3.

DIgSILENT Power Factory permite construir un diagrama como se muestra la Figura 23, y facilita la obtención de variables eléctricas en los flujos de carga y en los estudios de cortocircuito. El reporte de resultados del flujo de carga incluye las potencias activa y reactiva, así como los valores eficaces de las tensiones y corrientes de cada elemento del sistema. Por otro lado, el reporte del estudio de cortocircuito muestra información como los valores eficaces de la tensión nominal y en falla, la potencia de cortocircuito subtransitoria, la corriente subtransitoria, la corriente transitoria y la corriente pico, entre otros aspectos relevantes.

Figura 23.

Diagrama de la MR del LIE en Power Factory.



El modelado de la microrred en el software Power Factory implica la creación de un diagrama utilizando los símbolos que representan los componentes y ajustando sus características según lo indicado en la Tabla 29. Para el modelo de los generadores se optó por utilizar sistemas fotovoltaicos debido a su capacidad para adaptarse a diferentes valores de potencia a lo largo del día. Para la carga, se empleó un modelo de potencia, mientras que los inductores se representaron mediante líneas de transmisión. La obtención de resultados se llevó a cabo mediante simulaciones utilizando un enfoque iterativo, que incluye el método de Newton-Raphson, así como simulaciones cuasi dinámicas que abarcan un período de una semana con datos horarios.

Tabla 29.

Parámetros de componentes en Power Factory.

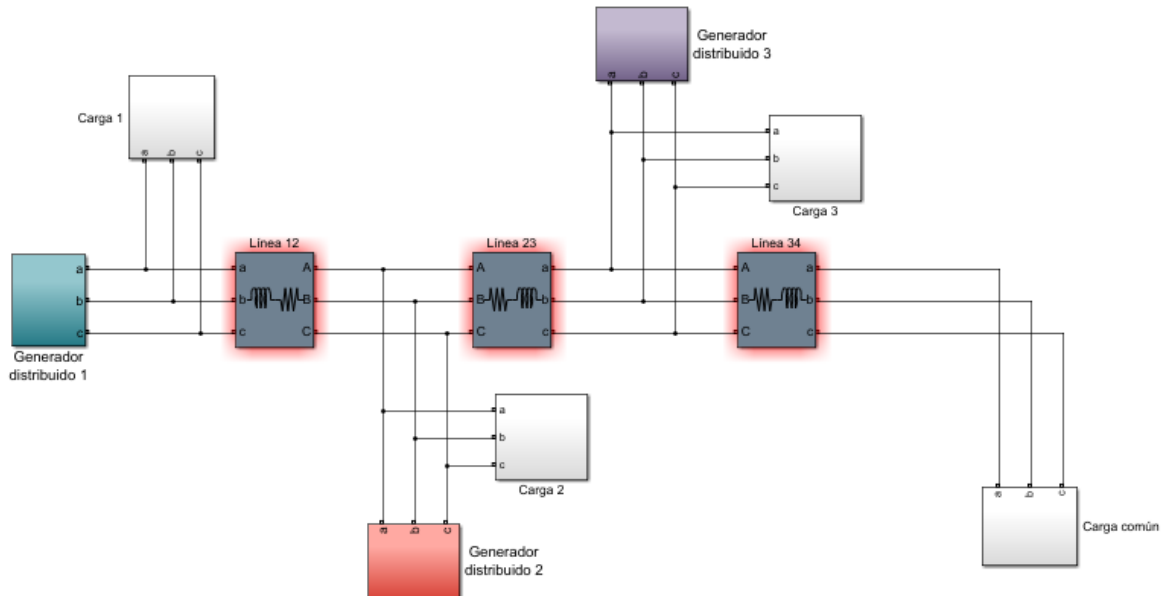
Componente	Tipo de simulación	Parámetro	Valor
Sistema fotovoltaico	Método iterativo	Model	Active Power Input
		Technology	3 PH

Componente	Tipo de simulación	Parámetro	Valor		
		Rated Apparent Power	2,5 kVA		
		Rated Power Factor	0,95		
		Active Power	1,5 kW		
		Power Factor	1,0		
	Simulación cuasidinámica	Active Power / Time Characteristic	300 W ó 2250 W Según escenario		
		Power Factor	1,0		
	Carga local	Método iterativo	Active Power	600 W	
			Power Factor	1,0	
		Simulación cuasidinámica	Active Power / Time Characteristic	300 W - 900 W Según escenario	
			Power Factor	1,0	
Carga global			Método iterativo	Active Power	2100 W
				Power Factor	1,0
	Simulación cuasidinámica	Active Power / Time Characteristic	600 W – 3600 W Según escenario		
		Power Factor	1,0		
Transformador	Método iterativo / Simulación cuasidinámica	Technology	Three Phase transformer		
		Rated Power	5 kVA		
		Nominal Frequency	60 Hz		
		HV - Side	190,53 V		
		LV - Side	190,53 V		
		Short-Circuit Voltage	3 %		
Línea	Método iterativo / Simulación cuasidinámica	Rated Voltage	190,53 V		
		Rated current	32 A		
		Nominal Frequency	60 Hz		
		Reactance X'	0,3769 ohm / km		
		Reactance X0'	0,7538 ohm / km		

Matlab Simulink permite la creación de diagramas de bloques, como se muestra en la Figura 24, que incluyen elementos de un sistema eléctrico y el control necesario para dicho sistema. El modelo de la microrred es una adaptación de las simulaciones realizadas en un trabajo de grado por estudiantes de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander (Hernández Joya & Ardila Zuluaga, 2021). Los generadores distribuidos consisten en el inversor, el filtro y el transformador, mientras que la carga es resistiva y las líneas están modeladas con resistores e inductores. La Tabla 30 detalla los parámetros incluidos en el modelo de los componentes en Simulink.

Figura 24.

Diagrama de la MR del LIE en Simulink.



El controlador consta de tres partes principales: una sección de medidas donde se configuran las señales de tensión y corriente utilizando la transformada de Clarke para simplificar la manipulación de las variables, junto con la aplicación de un filtro pasa bajas para permitir el paso de las frecuencias más bajas; el algoritmo de control, que incluye los lazos de control de corriente y tensión, así como los controles primario, secundario y terciario; y el modulador, encargado de generar las señales de activación de los interruptores de potencia.

El control primario se lleva a cabo utilizando el método de la pendiente para gestionar la distribución de potencia de los generadores distribuidos y garantizar que la microrred opere a una frecuencia uniforme. En esta capa de control se aplican las ecuaciones (4) y (5), donde w_i representa la frecuencia angular, P_i la potencia activa, w^* la frecuencia angular en condición sin carga, m_i el coeficiente Droop para potencia activa, V_i la tensión de salida, Q_i la potencia no

activa, V^* la tensión cuando el convertidor no exporta potencia no activa y n_i el coeficiente Droop para potencia no activa.

$$w_i = w^* - m_i P_i \quad (4)$$

$$V_i = V^* - n_i Q_i \quad (5)$$

El control secundario tiene como objetivo corregir las desviaciones de frecuencia causadas por la acción del control primario. Para ello, se emplea el método del promedio, el cual implica comparar la señal de referencia (ya sea frecuencia o tensión) con la señal promediada de los otros generadores distribuidos. En el caso de la potencia reactiva, se contrasta el valor nominal de potencia del generador local con la potencia promedio de los demás generadores. Posteriormente, estas señales se dirigen hacia un controlador proporcional integral (PI), y las salidas resultantes (diferencias de frecuencia, tensión y potencia reactiva) se aplican al control primario.

En el control terciario se evalúa la capacidad de asignar una cantidad específica de potencia activa a uno de los generadores, mientras que los demás generadores suministran la potencia restante para cubrir la carga. En la implementación, se añade potencia a la expresión del control primario del primer generador para aumentar su suministro de potencia. Por lo tanto, la expresión de control se modifica de la siguiente manera, como se muestra en la ecuación (6), donde P_k representa la potencia añadida.

$$w_i = w^* - m_i (P_i + P_k) \quad (6)$$

Tabla 30.

Parámetros de componentes en MATLAB Simulink.

Componente	Parámetro	Valor
Generador	Tensión RMS	110 V
	Frecuencia	60 Hz
Transformador	Resistencia	0,5 Ohm

	Reactancia	1×10^{-3} Ohm
Línea	Resistencia	100×10^{-3} Ohm
	Reactancia	2×10^{-3} Ohm
Carga	Resistencia	96 Ohm
Parámetros de control	m_1	$0,1 \times 10^{-3}$
	n_1	2×10^{-3}
	m_2	$0,1 \times 10^{-3}$
	n_2	2×10^{-3}
	m_p	10×10^{-6}

4.3 Selección de indicadores

La Tabla 31 muestra los indicadores seleccionados para cada capacidad, que son aplicables a la MR del LIE. El proceso de selección considera los resultados que pueden ser obtenidos con el software Power Factory, simulaciones y experimentos realizables con la MR del LIE y los indicadores que se pueden calcular con la información disponible.

Tabla 31.

Indicadores seleccionados para evaluar la MR del LIE.

Capacidad	Indicador	Criterio
Generación	Sobrecarga	Menor o igual al 20% de la potencia nominal
	Autoproducción eléctrica (ESP: <i>Electrical self-production</i>)	Conectada a la red: mayor o igual al 70 % Aislada: igual a 100 %
	Corriente	Corriente de conductores 25 A
	Tensión	0,9 -1,1 p.u
	Factor de capacidad (CF: <i>Capacity factor</i>)	Mayor o igual al 70 %
	Factor de capacidad de planta (Fc: <i>Plant capacity factor</i>)	Mayor o igual al 70 %
Protección	Corriente de falla	Menor o igual a 375 A
Operación	Corriente	Corriente de conductores: menor o igual a 25 A
	Tensión	0,95 -1,05 p.u
	Desbalance de tensión	$U \leq 3,0$ %
	Pérdidas de energía	$Pe \leq 5,0$ %

	Sobrecarga	Menor o igual al 20% de la potencia nominal
Resiliencia	Tensión	0,95 -1,05 p.u
	Frecuencia	$59,8 \leq f \leq 60,2$ Hz
	Reducción del nivel de rendimiento	Menor o igual al 10 %
	Índice de calidad de tensión	Menor o igual al 10 %
Control	Tensión	0,95 -1,05 p.u
	Frecuencia	$59,8 \leq f \leq 60,2$ Hz
	Potencia	Correcta distribución de potencia

4.4 Asignación de Pesos a Indicadores

La asignación de pesos se realiza para los indicadores en cada escenario y para cada capacidad. La relación entre los indicadores es obtenida a partir de un formulario como muestra el Anexo A, el cual es diligenciado por personas que tienen conocimientos en sistemas eléctricos. Los datos recolectados son utilizados para determinar los pesos de los indicadores mediante la aplicación de la técnica DEMATEL, donde se completa una matriz y se aplican las expresiones (1) a (3), como se describe en el paso 4 del Capítulo 3. La matriz de relación de influencia entre los indicadores para cada capacidad se relaciona en el Anexo A.

La Tabla 32 relaciona los pesos de los indicadores utilizados para evaluar la generación. Los indicadores denotados con I_{jk} indican las corrientes que fluyen entre los nodos j y k .

Asimismo, V_i indica las tensiones de los nodos i , T_n representa la sobrecarga de los transformadores y L_m representa la sobrecarga de las líneas.

Tabla 32.

Peso de indicadores aplicables a la generación.

Indicador	Peso	Indicador	Peso	Indicador	Peso
I_{12}	0,05	V_3	0,05	L_1	0,05
I_{34}	0,04	V_4	0,06	L_2	0,05

I ₅₆	0,04	V ₅	0,05	L ₃	0,05
I ₂₄	0,05	V ₆	0,06	Autoproducción eléctrica	0,03
I ₄₆	0,05	V ₇	0,04	Factor de capacidad	0,03
I ₆₇	0,05	T ₁	0,04	Factor de capacidad de planta	0,03
V ₁	0,05	T ₂	0,04		
V ₂	0,05	T ₃	0,04		

La Tabla 33 muestra los pesos de los indicadores empleados en el escenario de operación normal y la Tabla 34 lista los pesos de los indicadores utilizados en los escenarios de desbalance de carga.

Tabla 33.

Peso de indicadores utilizados en el escenario de operación normal.

Indicador	Peso	Indicador	Peso	Indicador	Peso
I ₁₂	0,05	V ₂	0,06	T ₂	0,04
I ₃₄	0,04	V ₃	0,05	T ₃	0,04
I ₅₆	0,04	V ₄	0,07	L ₁	0,05
I ₂₄	0,06	V ₅	0,05	L ₂	0,06
I ₄₆	0,06	V ₆	0,06	L ₃	0,05
I ₆₇	0,05	V ₇	0,04	Pe	0,04
V ₁	0,05	T ₁	0,04		

Tabla 34.

Peso de indicadores utilizados en el escenario de desbalance de carga

Indicador	Peso	Indicador	Peso	Indicador	Peso
V ₁	0,13	V ₄	0,19	V ₇	0,12
V ₂	0,15	V ₅	0,12		
V ₃	0,14	V ₆	0,16		

Los pesos para los indicadores aplicables a la resiliencia están registrados en la Tabla 35.

Tabla 35.*Pesos de indicadores de resiliencia*

Indicador	Peso	Indicador	Peso	Indicador	Peso
V ₁	0,041	F ₂	0,048	DI ₃	0,044
V ₂	0,049	F ₃	0,043	DI ₄	0,056
V ₃	0,044	F ₄	0,055	DI ₅	0,040
V ₄	0,056	F ₅	0,039	DI ₆	0,055
V ₅	0,040	F ₆	0,054	DI ₇	0,038
V ₆	0,055	F ₇	0,037	LoPr	0,041
V ₇	0,038	DI ₁	0,041		
F ₁	0,040	DI ₂	0,049		

La Tabla 36 relaciona los pesos de los indicadores utilizados en la protección.

Tabla 36.*Pesos de indicadores de protección*

Indicador	Peso	Indicador	Peso
I ₁₂	0,11	I ₆₇	0,10
I ₃₄	0,09	If ₁	0,12
I ₅₆	0,08	If ₂	0,10
I ₂₄	0,11	If ₃	0,10
I ₄₆	0,10	Ired	0,08

I_{jk}: Corriente entre el nodo j y k, If_k: corriente de la fuente k, Ired: corriente de la red de distribución

La Tabla 37 relaciona los pesos de los indicadores aplicables al control.

Tabla 37.*Pesos de indicadores de control*

Indicador	Peso
Potencia	0,391
Frecuencia	0,304
Tensión	0,304

4.5 Definición de estrategia de normalización

La Tabla 38 relaciona la estrategia de normalización definida para cada indicador de las capacidades analizadas.

Tabla 38.

Estrategia de normalización para los indicadores de cada capacidad.

Capacidad	Indicador	Estrategia de normalización		
		1	2	3
Generación	Capacidad del transformador			√
	Autoproducción eléctrica (ESP: <i>Electrical self-production</i>)			√
	I_{rms}			√
	V_{rms}		√	
	P			√
	Proporción de energía generación carga (GLPR: <i>Generation load power ratio</i>)			√
	Factor de capacidad (CF: <i>Capacity factor</i>)			√
	Factor de carga (LF: <i>load factor</i>)			√
	Factor de capacidad de planta (Fc: <i>Plant capacity factor</i>)			√
Protección	I_{rms}			√
	V_{rms}		√	
Operación	P			√
	Desbalance de tensión			√
	Pérdidas de energía			√
	Factor de carga			√
	Sobrecarga			√
Resiliencia	Tensión		√	
	Frecuencia	√		
	Índice de flujo de potencia de línea			√
	Hueco de tensión			√
	Reducción del nivel de rendimiento			√
	Proporción de deslastre de carga			√
Control	Potencia			√
	Frecuencia	√		
	Tensión		√	
	Despacho de energía			√

4.6 Definición de Plan de Simulación y Experimentación

La Tabla 39 muestra los escenarios de operación necesarios para la evaluación de las capacidades.

Tabla 39.

Escenarios de operación estudiados con simulación.

Escenarios de análisis	Descripción	Capacidad										Variable estudiada		
		G	R	M	C	Rc	Em	Mo	S	O	P		Co	
Operación normal (ON)	Determinación de potencia en cada elemento. Determinación de tensión, corriente y frecuencia.	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	I_{rms}, V_{rms}, P, f
Variación de carga (VC)	Considera escenarios de máxima y mínima carga.	√	√		√									
Variación de potencia generada (VG)	Considera escenarios de mínima y máxima generación	√			√									
Perturbaciones (Pe)	Se producirán fallas trifásicas y monofásicas en los nodos de la MR y se determinarán los valores eficaces de las corrientes.											√		
Deslaste de carga (DC)	Análisis de variables eléctricas cuando hay deslaste de una de las cargas.		√											
Desbalance de carga (UC)	Análisis de variables eléctricas cuando las cargas están desbalanceadas.										√			

C: comunicación, Co: control, Em: Emulación, f: frecuencia, G: generación, I_{rms} : Corriente eficaz, M: mantenimiento, Mo: monitorización, O: operación, P: protección, P: potencia, R: resiliencia, Rc: reconfiguración, S: seguridad, Sim: simulaciones, V_{rms} : tensión eficaz.

La Tabla 40 muestra las características de los escenarios definidos para evaluar la generación. Para las simulaciones cuasi dinámicas se consideró un tiempo de simulación de una semana.

Tabla 40.*Características de los escenarios de generación*

Escenario	Simulación con método iterativo		Simulación cuasi dinámica	
	Generación (cada generador)	Carga	Generación	Carga
Máx. gen – Máx. carga	2250 W	Local= 900 W Global= 3600 W	2250 W (4 horas/día)	Local= 900 W (4 h/día) Global= 3600 W (4 h/día)
Min gen – Máx. carga	300 W	Local= 900 W Global= 3600 W	300 W (2 horas/día)	Local= 900 W (4 h/día) Global= 3600 W (4 h/día)
Máx. gen – Min carga	2250 W	Local= 300 W Global 600 W	2250 W (4 horas/día)	Local= 300 W (2 h/día) Global 600 W (2 h/día)
Min gen – Min carga	300 W	Local= 300 W Global 600 W	300 W (2 horas/día)	Local= 300 W (2 h/día) Global 600 W (2 h/día)

La Tabla 41 presenta las características de los escenarios definidos para evaluar la operación.

Tabla 41.*Características de los escenarios de operación*

Escenario	Generación (cada generador)	Carga
Operación normal	1500 W	Local= 600 W Global= 2100 W
Carga local desbalanceada	1500 W	Local= 200 W / 100 W / 200 W Global= 2100 W
Carga global desbalanceada	1500 W	Local= 600 W Global 500 W/ 700 W / 1000 W

La Tabla 42 relaciona las características de los escenarios definidos para evaluar la resiliencia. El tiempo de simulación para estos escenarios es de 5 segundos.

Tabla 42.*Características de los escenarios de resiliencia*

Escenario	Potencia	Duración (s)
Variación de carga local	200 W	1 s
Variación de carga global	700 W	1 s
Deslaste de carga local	600 W	Desconexión de la carga al segundo 1
Deslaste de carga global	2100 W	Desconexión de la carga al segundo 1

La Tabla 43 muestra las características de los escenarios definidos para evaluar la protección.

Tabla 43.*Características de los escenarios de protección*

Escenario	Ubicación
Falla monofásica	Nodos del sistema
Falla trifásica	Nodos del sistema

La Tabla 44 relaciona las características de los escenarios definidos para evaluar el control. El tiempo de simulación es de 32 segundos.

Tabla 44.*Características de los escenarios de control.*

Escenario	Descripción
Control primario	Enciende generador 1 al segundo cero, enciende el generador 2 al segundo 8 y enciende el generador 3 al segundo 16. Se observa comportamiento de la frecuencia y la distribución de potencia de los generadores.
Control secundario	Los generadores operan igual que el control primario y se activa el control secundario. Se observa el comportamiento de la frecuencia.
Control terciario	Se ejecuta el control primario y secundario. Se condiciona al generador 1 a entregar mayor potencia a partir del segundo 24 y se observa la distribución de potencias entre los generadores.

4.7 Ficha de Evaluación de Capacidades

Las fichas de evaluación relacionan información sobre los requerimientos de modelado, simulación (M&S) o experimentación (Exp), el tipo de simulación y puntos de medición. También, especifica los escenarios necesarios: operación normal (ON), variación de carga (VC), variación de generación (VG), perturbaciones (Pe), reconfiguración (R), sin red (SR), deslastre de carga (DC) y desbalance de carga (UC).

La Figura 21 presenta puntos en color rojo donde se debe realizar las mediciones o toma de datos para la MR del LIE. Los puntos ubicados en un mismo nodo son considerados para diferenciar entre los resultados de los componentes de generación, los resultados de la carga y variables específicas del nodo; por ejemplo, 8 representa el punto de medición para los resultados de generación, 12 indica el punto de medición para los resultados de la carga y 1 muestra el punto de medición para resultados del nodo como la tensión.

4.7.1 Generación

La Tabla 45 contiene los requerimientos para indicadores aplicables a la generación. La obtención de indicadores comprende el estudio de escenarios de variación de carga y variación de generación, y requiere de simulaciones cuasi dinámicas que suministren datos históricos. La medición y registro de las variables se realiza en los puntos de generación y carga como lo indica la Figura 21.

Tabla 45.*Requerimientos para los indicadores aplicables a la generación.*

Indicadores	Tipo		Escenarios					Tipo de simulación	Requerimientos	Punto de medición	Estrategia de normalización
	M&S	Exp.	ON	VC	VG	Pe	R				
I_{rms}	√	√	√	√	√			√	Método iterativo	1,2,3,4,5,6,7	3
V_{rms}	√	√	√	√	√			√	Método iterativo	1,2,3,4,5,6,7	3
Sobrecarga	√	√	√	√	√			√	Método iterativo	Revisión de capacidad nominal de cada componente 1,2,3,4,5,6,7	3
Autoproducción eléctrica	√	√	√	√	√			√	Cuasi dinámica	Registro de energía suministrada 8,9,10,11	3
Factor de capacidad	√	√	√	√	√			√	Cuasi dinámica	Registro de energía suministrad. Capacidad instalada 8,9,10,11	3
Factor de capacidad de planta	√	√	√	√	√			√	Cuasi dinámica	Registro de energía suministrada 8,9,10,11	3

DC: deslastre de carga, Exp: experimentación, M&S: modelado y simulación, ON: operación normal, Pe: perturbaciones, R: reconfiguración, SR: sin red, VC: variación de carga, VG: variación de generación y UC: desbalance de carga.

4.7.2 Resiliencia

Los indicadores utilizados para evaluar la resiliencia comprenden el análisis de escenarios como la variación de carga y generación, deslastre de carga y el comportamiento de la MR sin estar conectada a la red principal. La determinación de resultados requiere de simulación cuasi dinámica y transitoria. El punto de medición depende del indicador a ser calculado. La Tabla 46 relaciona los requerimientos para cada indicador aplicable a la resiliencia.

Tabla 46.*Requerimientos para los indicadores aplicables a la resiliencia.*

Indicadores	Tipo		Escenarios							Tipo de simulación	Requerimientos	Punto de medición	Estrategia de normalización	
	M&S	Exp.	ON	V C	V G	P e	R R	S R	D C					
Frecuencia	√		√	√	√					√	Transitoria	Datos históricos	N. A	1
Índice de calidad de tensión de la barra	√	√	√	√	√					√	Método iterativo / transitoria	Determinación de la tensión	1,2,3,4,5,6,7	2
Reducción del nivel de rendimiento	√	√		√	√						Transitoria	Registro de energía suministrada	8,9,10,11	3

4.7.3 Operación

La Tabla 47 presenta los requerimientos para la determinación de indicadores aplicables a la operación. El cálculo de los indicadores comprende la obtención de variables eléctricas como tensiones, corrientes y potencia a partir de simulaciones con método iterativo.

Tabla 47.*Requerimientos para los indicadores aplicables a la operación.*

Indicadores	Tipo		Escenarios							Tipo de simulación	Requerimientos	Puntos de medición	Estrategia de normalización		
	M&S	Exp.	O N	V C	V G	P e	R R	S R	D C						
I_{rms}	√	√	√	√	√					√	√			3	
V_{rms}	√	√	√	√	√					√	√			2	
Desbalance de tensión	√	√	√	√	√					√	√	Método iterativo	Determinación de variables eléctricas	1,2,3,4,5,6,7	2
Pérdidas de energía	√	√	√	√	√					√	√				3
Sobrecarga	√	√	√	√	√					√	√				3

UC: desbalance de carga

4.7.4 Protección

La protección es evaluada a partir de las corrientes de fallas para verificar si los dispositivos de protección son adecuados y operan correctamente. La Tabla 48 presenta los puntos de medición de la corriente de falla.

Tabla 48.

Requerimientos para los indicadores aplicables a la protección.

Indicadores	Tipo		Escenarios							Tipo de simulación	Requerimientos	Puntos de medición	Estrategia de normalización
	M&S	Ex p.	O N	V C	V G	P e	R R	S R	D C				
I_{rms}	√	√				√				Método iterativo	Determinación de la corriente eléctrica	1,2,3,4,5,6,7	3

La capacidad de protección considera tres condiciones: seguridad para operar ante cualquier falla, sensibilidad para detectar y sensar la falla, y selectividad para que actúe el dispositivo más cercano a la falla (Kerr et al., 2017). La Tabla 49 relaciona las condiciones para la protección.

Tabla 49.

Condiciones para la protección.

Item	Descripción	Estrategia de normalización
1.	La protección actúa ante cualquier falla	3
2.	Tiene la capacidad de detectar y sensar la falla	3
3.	El dispositivo más cerca a la falla es el encargado de despejarla	3

4.7.5 Control

La evaluación del control consiste en validar el funcionamiento de estrategias de control primario, secundario y terciario. Es decir, verificar que la aplicación de una estrategia de control puede mantener el nivel de tensión y frecuencia, y realizar el despacho de energía de los diversos componentes de una MR. La simulación de la capacidad es realizada en Matlab Simulink. La Tabla 50 muestra los requerimientos para el cálculo de indicadores aplicables al control.

Tabla 50.

Requerimientos para los indicadores aplicables al control.

Indicadores	Tipo		Escenarios							Tipo de simulación	Requerimientos	Puntos de medición	Estrategia de normalización
	M&S	Exp.	O N	V C	V G	P e	R R	S R	D C				
Tensión	√	√	√			√				Algoritmos de control	Determinación de variables eléctricas	1,2,3,4,5,6,7	3
Frecuencia	√	√	√			√							3
Potencia activa	√	√	√			√							3

La Tabla 51 relaciona las funciones que debe realizar el control en una MR según el estándar IEEE 2030.9 de 2019 (IEEE Standards Association, 2019).

Tabla 51.

Funciones de control según IEEE2 2030.9

Ítem	Descripción	Estrategia de normalización
1.	Control de conexión / desconexión de la red	3
2.	Control de potencia conectado a la red	3
3.	Control de operación en isla	3
4.	Control de intercambio de potencia	3

Ítem	Descripción	Estrategia de normalización
5.	Control de recursos energéticos distribuidos	3
6.	Control de carga	3

4.8 Resultados de Simulación

Los resultados son obtenidos para los escenarios definidos y en los modos de operación conectado a la red y modo aislado. Para la obtención de resultados con la MR en modo aislado es necesario que una de las fuentes sea controlada de manera que permita realizar el balance de potencias.

Las simulaciones realizadas con Power Factory consideran el método iterativo de Newton Raphson y las simulaciones cuasi dinámicas son realizadas para un periodo de una semana con muestras cada hora. Los resultados de resiliencia fueron obtenidos de forma gráfica con simulaciones de 3 a 5 segundos. Por otro lado, en las simulaciones en Matlab Simulink se ejecutó el control de la pendiente o Droop para la capa primaria y la técnica del promedio para la capa secundaria de control. La Tabla 52 relaciona el rango de valores de los resultados de simulación para las capacidades analizadas.

Tabla 52.

Resultados de simulación

Capacidad	Indicadores	Rango	Mayor detalle
Generación	Corrientes de rama	$I < 17,39 \text{ A}$	Tablas B.1 y B.2 del Anexo B
	Tensiones de nodos	$0,98 - 1,03 \text{ p.u}$	
	Cargabilidad de componentes	$T < 54,37 \%$	
		$L < 54,37 \%$	
	Energía autoproducida	$E < 0,162 \text{ MWh}$	
	Demanda eléctrica	$D < 0,1512 \text{ MWh}$	
	Capacidad instalada	$7,5 \text{ kVA}$	
Capacidad de planta	$Cc < 0,162 \text{ MWh}$		

Capacidad	Indicadores	Rango	Mayor detalle
Operación	Corrientes de rama	$I < 8,1 \text{ A}$	Tablas B.3, B.4 y B.5 del Anexo B
	Tensiones de nodo	$0,988 - 1,01 \text{ p.u}$	
	Cargabilidad de los componentes	$T < 25,31 \%$ $L < 25,31 \%$	
	Pérdidas de energía	$Pe < 19,68 \text{ W}$	
	Tensiones con carga local desbalanceada	$0,9 - 1,01 \text{ p.u}$	
	Tensiones con carga local desbalanceada	$0,4 - 1,04 \text{ p.u}$	
Resiliencia	Tensiones de nodo en modo conectado a la red	$1,0 - 1,015 \text{ p.u}$	Figura B.1 del Anexo B
	Frecuencia en modo conectado a la red	60 Hz	
	Tensiones de nodo en modo aislado	$0,986 - 1,0 \text{ p.u}$	
	Frecuencia en modo aislado	$59,9 - 60 \text{ Hz}$	
Protección	Corrientes	$I < 296,2 \text{ A}$	Tabla B.6 de Anexo B
Control	Capa primaria	Distribución de potencia correctamente	Figura B.2, Figura B.3
	Capa secundaria	Corrección de desviación de frecuencia	Figura B.4, Figura B.5
	Capa terciaria	Despacho de energía de los generadores	Figura B.6

Los resultados de generación muestran que los valores de corrientes, tensiones y cargabilidad de los componentes en los modos aislados y conectado a la red se encuentran dentro de los rangos permitidos. Los resultados incluyen la demanda eléctrica, la capacidad instalada y la capacidad de planta, los cuales son requeridos para determinar indicadores como autoproducción eléctrica, factor de capacidad y factor de capacidad de planta.

Los resultados de simulación de la generación comprenden los escenarios: máxima carga y máxima generación (escenario 1), máxima carga y mínima generación (escenario 2), mínima carga y máxima generación (escenario 3) y mínima carga y mínima generación (escenario 4).

Los resultados de operación indican que los parámetros estudiados en el escenario de operación normal están en un rango correcto. Sin embargo, se presenta alta variación en la tensión

en los escenarios de desbalance de carga, lo cual es mayormente visible en el escenario de desbalance de carga local. Los resultados de simulación de la operación abarcan los escenarios de operación normal y desbalances de carga local y global.

Los resultados de resiliencia muestran que las tensiones y frecuencias de la MR se encuentran en un rango admisible de operación para los escenarios considerados: pequeños cambios en la carga local y global y deslastre de carga local y global.

Los resultados de protección muestran que las corrientes de cortocircuito están dentro de los rangos admisibles de operación para los escenarios de corto circuito monofásico y trifásico. Las corrientes de cortocircuito en el escenario de falla trifásica son menores a 296,2 A. Además, las corrientes de cortocircuito para falla monofásica son cero debido al devanado delta de los transformadores.

Los resultados de control señalan que en la capa primaria los generadores realizan la distribución de potencias y trabajan a la misma frecuencia. En la capa secundaria, se puede evidenciar la corrección de la frecuencia y en la capa terciaria se puede apreciar el despacho de energía de los generadores.

Los resultados de la capacidad de control se relacionan en las figuras B.2, B.3, B.4, B.5 y B.6 del Anexo B. En el control primario la tensión fue establecida por el primer generador que enciende y los demás son sincronizados a este valor. Aunque la frecuencia presenta una desviación respecto del valor de referencia, el control primario permite que los generadores distribuidos suministren igual potencia o que el suministro de potencia sea proporcional.

En el control secundario, los resultados mostrados en la Figura B.4 permiten visualizar la corrección de la desviación de la frecuencia debido al control primario, es decir, la frecuencia alcanza nuevamente el valor de 60 Hz.

En el control terciario se fijó el valor de potencia a suministrar por el primer generador. Cuando el control terciario es aplicado después de la ejecución del control primario y secundario, los resultados muestran que la potencia suministrada por el primer generador está relacionada con el valor asignado previamente y las potencias de los demás generadores son distribuidas en igual proporción para satisfacer la demanda restante como muestra la Figura B.6. La activación del control terciario afecta la frecuencia del sistema, sin embargo, el control secundario logra alcanzar el valor de referencia nuevamente (60 Hz).

4.9 Cuantificación de indicadores

La cuantificación de indicadores se realiza para aquellas métricas que no son obtenidas directamente de las simulaciones. Por lo tanto, la sección describe los indicadores para la generación, operación y resiliencia. La Tabla 53 relaciona el rango de valores de los indicadores cuantificados. Los valores de los indicadores pueden variar según el escenario de análisis y el modo de operación de la MR.

Tabla 53.

Indicadores cuantificados

Capacidad	Indicadores	Rango	Mayor detalle
Generación	Autoproducción eléctrica	7,14 % - 900 %	Tabla C.1
	Factor de capacidad	10,28 % - 77,14 %	
	Factor de capacidad de planta	7,12 % - 100 %	
Operación	Pérdidas de energía	Pe < 1,14 %	Tabla C.2
	Desbalance de tensión	U < 3 % Excepto nodo 3,5 y 7	Tabla C.3
Resiliencia	Índice de calidad de tensión	DI < 17 %	Tabla C.4
	Reducción del nivel de rendimiento	LoPr < 17,95 % para variación de carga	Tabla C.5

Capacidad	Indicadores	Rango	Mayor detalle
		LoPr < 53,85 % para deslastre de carga	

Los indicadores de generación que deben ser cuantificados son la autoproducción eléctrica, factor de capacidad y factor de capacidad de planta. La autoproducción eléctrica presenta el menor valor cuando la energía suministrada es menor a la demanda y es menor al criterio de 70 %, en contraste, presenta el mayor valor cuando la energía suministrada es superior a la demanda, lo cual es favorable ya que supera el criterio del 100%. Asimismo, el factor de capacidad y el factor de capacidad de planta varían principalmente según la energía suministrada por los generadores y, por ende, sus valores mínimos son inferiores al criterio del 70 %.

Los indicadores que requieren ser cuantificados para la operación son el porcentaje de pérdidas de energía y el desbalance de tensión en cada nodo. Las pérdidas de energía son bajas, menores a 1,14 %, sin embargo, el desbalance de tensión incumple el valor permitido en nodos 3, 5 o 7 para los diversos escenarios.

Los indicadores cuantificados en la capacidad de resiliencia son el índice de calidad de tensión y la reducción del nivel de rendimiento en los escenarios definidos. Los valores del índice de calidad de tensión cambian según la variación de tensión en cada escenario, obteniendo un máximo valor de 17 % que incumple con la condición de operación normal. Los valores de la reducción del nivel de rendimiento cambian según las modificaciones en la carga, donde, el escenario de deslastre de carga es afectado en mayor medida, el cual sobrepasa el valor admisible (10%).

4.10 Normalización de datos

Los valores normalizados de generación se relacionan en las Tabla D.1 (Anexo D). Las corrientes de rama, las tensiones de nodo, las sobrecargas de conductores y transformadores se encuentran en un rango adecuado de operación, por lo tanto, toman un valor de 1,0. Mientras que la autoproducción eléctrica, el factor de capacidad y el factor de capacidad de planta no cumplen con las condiciones de operación normal para los escenarios 2 y 3 cuando la MR opera en modo conectado a la red. Además, el factor de capacidad incumple la condición de operación en el Escenario 3 cuando la MR funciona en modo aislado.

Los valores normalizados de la operación se muestran en las tablas D.2 y D.3 (Anexo D). Los resultados en operación normal se encuentran en un rango correcto y, por ende, las tensiones, corrientes, cargabilidad de transformadores y conductores y pérdidas de energía toman un valor de 1,0. En los escenarios de desbalance de carga, los nodos 3 y 5 no cumplen con el criterio de desbalance de tensión en ningún modo de operación y, en consecuencia, toman un valor de cero. Adicionalmente, se presenta incumplimiento de desbalance de tensión en el Nodo 1 para el escenario de carga local desbalanceada y en modo conectado a la red.

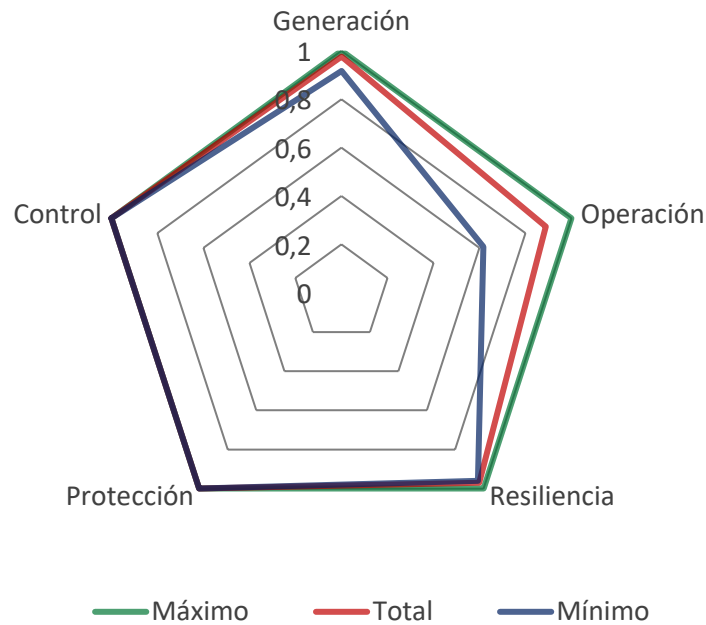
Los resultados normalizados de la resiliencia se presentan en la Tabla D.4 (Anexo D). Las tensiones de nodo, la frecuencia, el índice de calidad de tensión cumplen con las condiciones de operación normal en todos los escenarios analizados y, por ende, toman un valor de 1,0. En contraste, la reducción del nivel de rendimiento sólo cumple la condición de operación normal en el escenario de variación de carga local.

Los valores normalizados para la protección están registrados en la Tabla D.5 (Anexo D). Las corrientes del flujo de carga y las corrientes de cortocircuito están dentro de los umbrales permitidos, por lo tanto, los indicadores toman un valor de 1,0.

Los resultados normalizados para la capacidad de control se relacionan en el Tabla D.6 (Anexo D). Las tensiones, frecuencia y potencia cumplen con los objetivos establecidos y, por ende, toman valores de 1,0.

4.11 Valoración de Capacidades

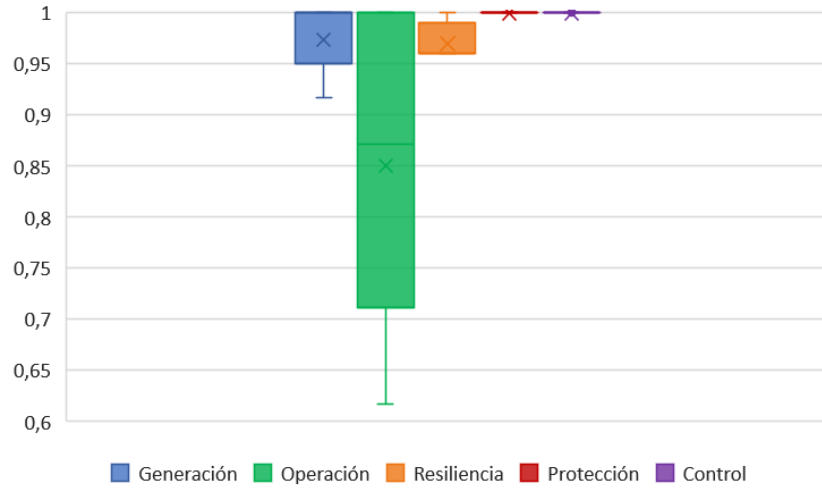
La sección presenta el rendimiento general de cada capacidad en un rango de 0,0 a 1,0. La Figura 25 muestra la valoración obtenida para la generación, operación, resiliencia, protección y control. Las gráficas presentan los valores mínimos, máximos y totales para cada capacidad. El valor mínimo lo obtiene la operación mientras que todos los aspectos considerados alcanzaron un valor máximo de 1,0. En general, las capacidades de mejor rendimiento son protección y control, en contraste con la capacidad de operación.

Figura 25.*Valoración de capacidades*

La Figura 26 presenta la valoración de las capacidades mediante un diagrama de cajas. La generación muestra un valor mínimo de 0,92 y el 75 % de los datos son mayores a 0,95. La operación tiene un valor mínimo de 0,62 y alrededor del 75 % de los datos es mayor a 0,72. Por parte de la resiliencia todos los datos son mayores a 0,95, lo cual indica alto rendimiento. Por último, la protección y control muestran que todos los datos obtuvieron un rendimiento de 1,0.

Figura 26.

Diagrama de caja de las capacidades



4.11.1 Generación

La generación tiene un rendimiento mayor a 0,9 en todos los escenarios analizados tanto en modo conectado a la red como en modo aislado, obteniendo un rendimiento total de 0,976, como muestra la Tabla 54. Adicionalmente, la Tabla 55 relaciona los factores que afectan el desempeño de la generación.

Tabla 54.

Rendimiento de la generación.

		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Conectada a la red	1,0		0,9171	0,9171	
			Incumplimiento de los umbrales para la autoproducción eléctrica, el factor de capacidad y el	Incumplimiento de los umbrales para la autoproducción eléctrica, el factor de capacidad y el	1,0

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
		factor de capacidad de planta.	factor de capacidad de planta.	
Aislada	1,0	1,0	0,98	
			Incumplimiento del umbral del factor de capacidad.	
Total por escenario	1,0	0,96	0,95	1,0

Tabla 55.

Factores influyentes en el rendimiento de la generación

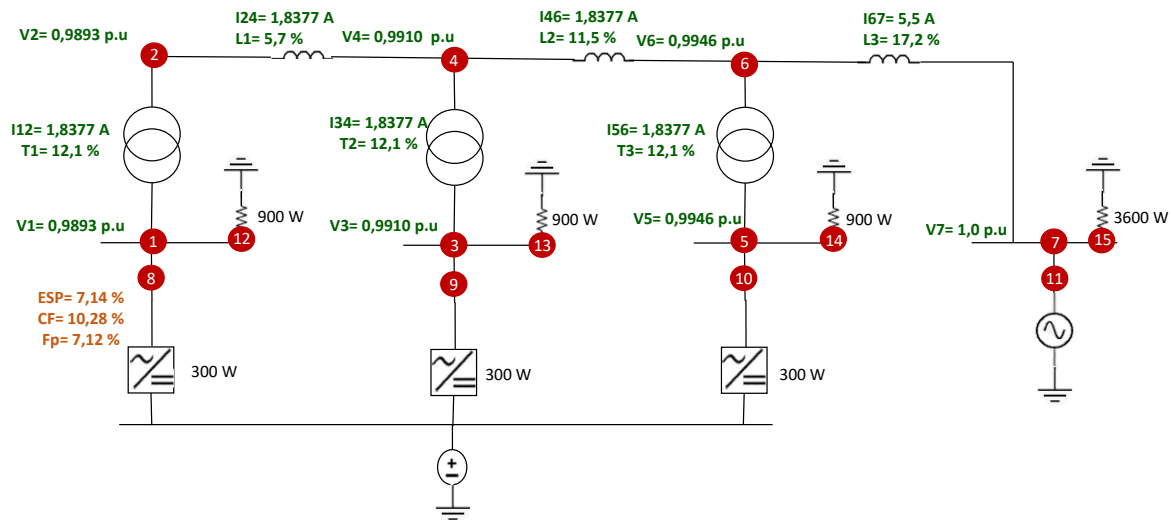
Escenario	Modo de operación	Indicador que incumple	Descripción
1	On	-	-
	Off	-	-
2	On	Autoproducción Eléctrica	El suministro de energía por parte de la MR es bajo.
		Factor de capacidad	La energía suministrada es menor a la energía máxima que puede suministrar la MR.
	Off	Factor de capacidad de planta	La energía suministrada es menor al total de energía requerida.
3	On	Autoproducción Eléctrica	La energía suministrada es menor a la demanda.
		Factor de capacidad	La energía suministrada es menor a la energía máxima que puede suministrar.
	Off	Factor de capacidad de planta	La energía suministrada es menor al total de energía requerida.
	Off	Factor de capacidad	La energía suministrada es menor a la energía máxima que puede suministrar
4	On	-	-

La Figura 27 representa los resultados del escenario 2 en modo conectado a la red registrados en los anexos. Los valores en color verde cumplen con los criterios de operación normal, mientras que los valores en naranja incumplen con los umbrales. Los indicadores que incumplen son la autoproducción eléctrica (ESP), el factor de capacidad (CF) y el factor de capacidad de planta (Fp), y como resultado, el rendimiento del escenario es 0,9171. En general, el incumplimiento es debido a un suministro de energía inferior al esperado, por lo tanto, para mejorar

los indicadores, los generadores de la microrred deben operar a mayor potencia. Esta figura facilita el reconocimiento de los parámetros con los elementos de la MR. Los resultados de los demás escenarios se relacionan en los anexos como se mencionó en secciones anteriores.

Figura 27.

Desempeño de la generación con el escenario 2.



4.11.2 Operación

La operación obtiene un rendimiento total de 0,887 lo que indica un alto desempeño. Sin embargo, obtuvo un desempeño medio cuando la carga local es desbalanceada y cuando la MR opera en modo aislado con carga global desbalanceada, como muestra la Tabla 56. Además, la Tabla 57 relaciona factores que afectan el rendimiento de la operación.

Tabla 56.*Rendimiento de la operación*

	Operación normal	Desbalance carga global	Desbalance carga local
Conectada a la red	1,0	1,0	0,6167 Incumplimiento del desbalance permitido en dos de los nodos
Aislada	1,0	0,7429 Incumplimiento del desbalance permitido en dos de los nodos	0,7429 Incumplimiento del desbalance permitido en dos de los nodos
Total por escenario	1,0	0,87	0,68

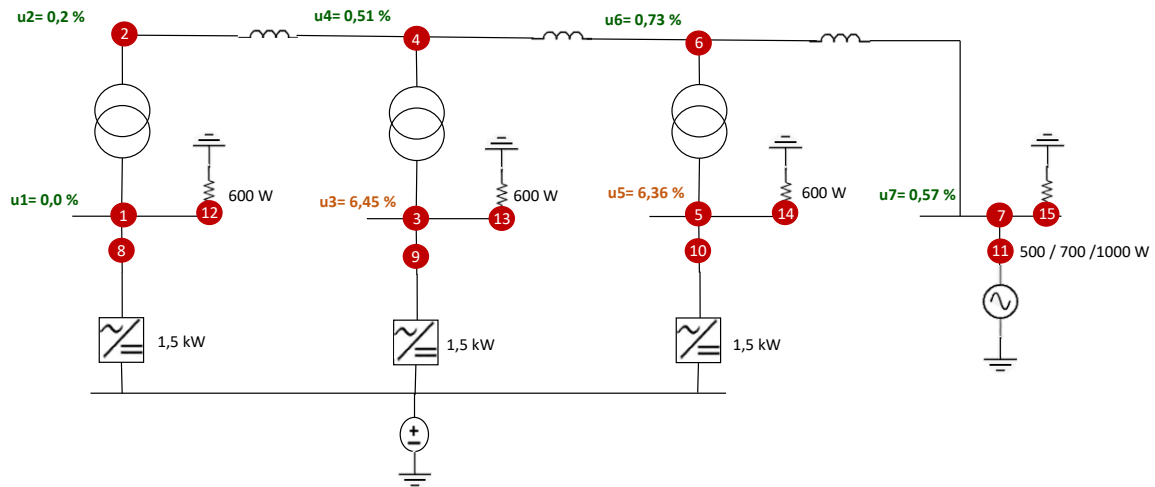
Tabla 57.*Factores influyentes en el rendimiento de la operación*

Escenario	Modo de operación	Indicador que incumple	Descripción
Operación normal	On	-	-
	Off	-	-
Desbalance de carga global	On	-	-
	Off	Tensión de nodo 3 Tensión de nodo 5	El desbalance de tensión en el nodo es mayor al 3 %.
Desbalance de carga local	On	Tensión del nodo 1 Tensión del nodo 3 Tensión del nodo 5	El desbalance de tensión en el nodo es mayor al 3 %.
	Off	Tensión de nodo 3 Tensión de nodo 5	El desbalance de tensión en el nodo es mayor al 3 %.

La Figura 28 presenta los valores de desbalance en cada nodo del sistema para el escenario de desbalance de carga global en modo aislado. Los valores en verde indican que cumplen con el criterio de desbalance menor al 3 %, mientras que los valores en naranja incumplen con este criterio. De este modo, el escenario obtiene un rendimiento de 0,7429. Los resultados de los demás escenarios se encuentran en el Anexo C. Los resultados pueden indicar los escenarios donde la MR opera de forma favorable o desfavorable y de esta manera muestra las posibles condiciones que se podrían considerar o evitar cuando la MR esté en funcionamiento.

Figura 28.

Desempeño de la operación con desbalance de carga global.



4.11.3 Resiliencia

La resiliencia obtiene un rendimiento total de 0,97. El rendimiento es mayor a 0,95 en los escenarios: variación de carga local y global, y deslastre de carga local y global, como muestra Tabla 58.

Tabla 58.

Rendimiento de la resiliencia

	Variación de carga local	Variación de carga global	Deslastre de carga local	Deslastre de carga global
Conectada a la red	1,0	0,96	0,96	0,96
Aislada	1,0	0,96	0,96	0,96
Total por escenario	1,0	0,96	0,96	0,96

La Tabla 59 relaciona factores que afectan el rendimiento de la resiliencia. En esta capacidad se incumple con el umbral de la reducción del nivel de rendimiento para la mayoría de los escenarios excepto cuando hay variación de carga local.

Tabla 59.

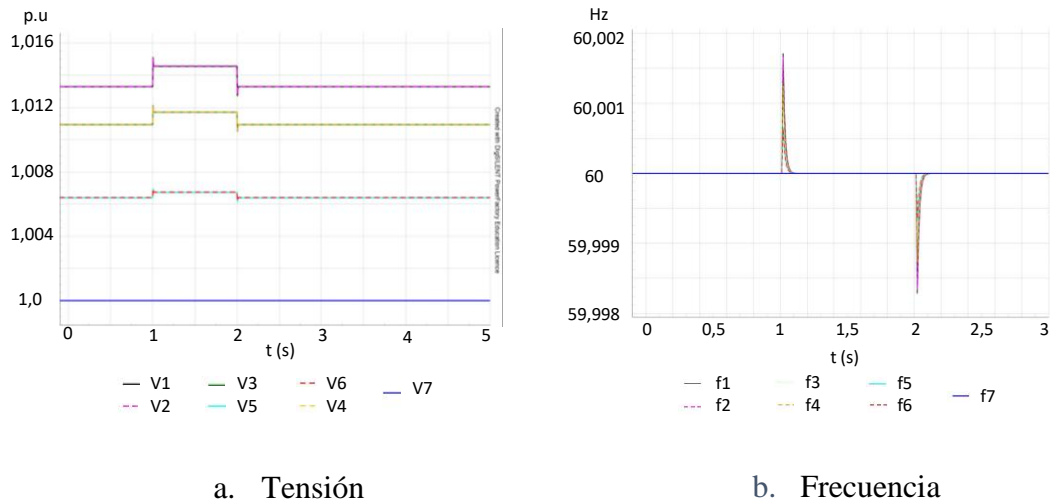
Factores influyentes en el rendimiento de la resiliencia

Escenario	Modo de operación	Indicador que incumple	Descripción
Variación de carga local	On	-	-
	Off	-	-
Variación de carga global	On	LoPr	La variación de carga es mayor al 10 %
	Off	LoPr	
Deslastre de carga local	On	LoPr	El deslastre de carga es mayor al 10 %
	Off	LoPr	
Deslastre de carga global	On	LoPr	
	Off	LoPr	

La Figura 29 muestra el desempeño de la tensión y la frecuencia en el escenario de variación de carga local en el modo conectado a la red. La tensión se mantiene en un rango de 1,0 p.u a 1,016 p.u y la frecuencia presenta pequeños incrementos que varían de 59,998 Hz a 60,002 Hz. Los resultados indican un adecuado rendimiento, es decir, la tensión está entre 0,95 a 1,05 p.u y la frecuencia 59,8 a 60,2 Hz y por ende la valoración del escenario es igual a 1,0. Los resultados de los demás escenarios son presentados en el Anexo B.

Figura 29.

Desempeño de la resiliencia con variación de carga local



4.11.4 Protección

Los resultados muestran que la MR cumple con los umbrales definidos ante eventos de falla. Por lo tanto, la protección obtiene un rendimiento de 1,0 en cada nodo de la MR como muestra la Tabla 60.

Tabla 60.

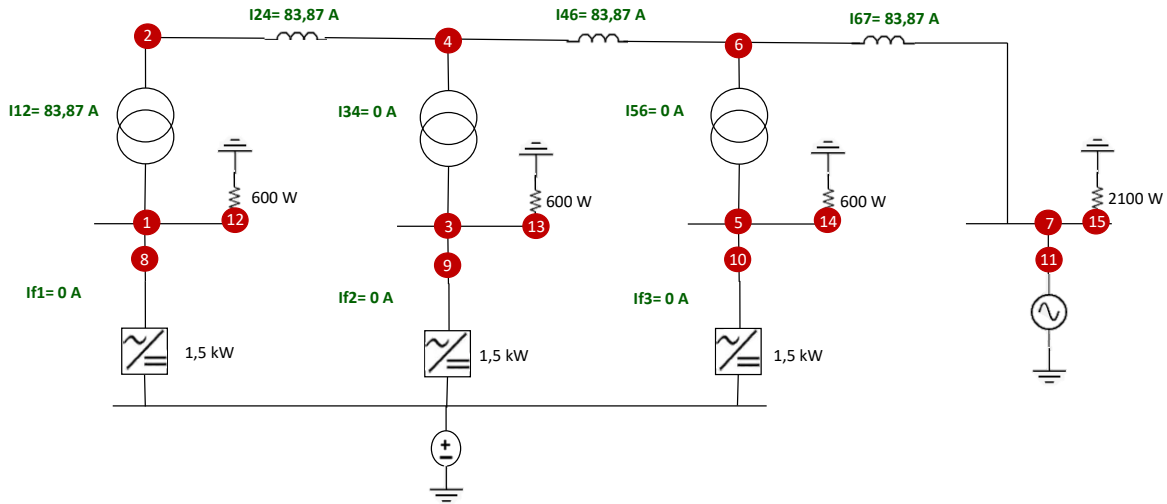
Rendimiento de la protección

Punto de falla					
Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6
1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

La Figura 30 muestra las corrientes debido a una falla trifásica en el nodo 1. Las corrientes están dentro del rango admisible de operación y por ende el rendimiento en el nodo es igual a 1,0. Los resultados de fallas en los demás nodos de la MR se presentan en el Anexo B.

Figura 30.

Desempeño de la protección con falla trifásica en el nodo 1.



4.11.5 Control

Los resultados muestran que la MR puede cumplir con los objetivos propuestos en cuanto a control de frecuencia, tensión y distribución de potencia mediante las capas primaria, secundaria y terciaria. El control obtiene un rendimiento total de 1,0, como muestra la Tabla 61.

Tabla 61.

Rendimiento del control

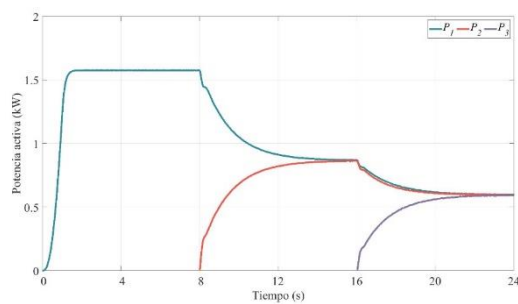
Control primario	Control secundario		Entrada de carga	Control terciario
	Centralizado	Descentralizado		
1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

La Figura 31 presenta el desempeño del control primario. En esta capa es relevante validar que se realice el reparto de potencias entre los generadores o inversores y que la frecuencia se establezca en un valor para todos. Lo anterior se puede visualizar en la figura y, por ende, el control

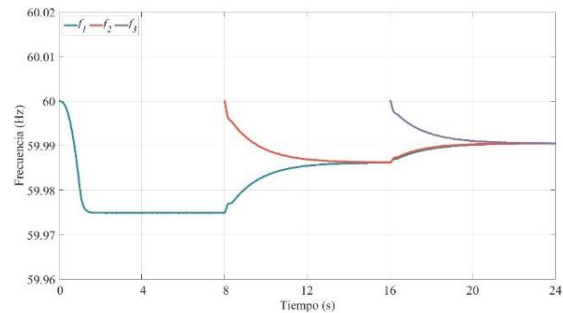
primario obtiene un rendimiento de 1,0. El primer generador enciende en el segundo cero y suministra la potencia total de 1,6 kW, luego en el segundo ocho enciende otro generador y en consecuencia la potencia suministrada por cada uno se ajusta a 800 W. Del mismo modo, el tercer generador entra en operación al segundo dieciséis y como resultado, las potencias se ajustan por igual a 533 W. Respecto a la frecuencia se evidencia que con la entrada en operación del segundo generador la frecuencia reduce la desviación existente con relación al valor de referencia (60 Hz). Finalmente, la entrada del tercer generador hace que la frecuencia reduzca la desviación respecto al valor de referencia y todos los generadores logran trabajar a 59,99 Hz.

Figura 31.

Desempeño del control con la capa primaria



a. Potencia activa



b. Frecuencia

4.12 Clasificación de Resultados en Factores Internos y Externos

Los factores internos pueden afectar el desempeño de la MR de forma positiva o negativa debido a características propias del sistema: sus componentes, la carga, escenarios y modos de operación, entre otros. Los factores externos afectan el rendimiento de la MR, pero no se constituyen por características del sistema, sino son afectaciones debido al entorno o debido a

algún ente que interviene en el funcionamiento del sistema. Los factores internos son todos los resultados obtenidos de la MR como se muestra en la Tabla 62.

Tabla 62.

Factores internos de la MR

Capacidad	Indicador
Generación	Capacidad del transformador
	Autoproducción eléctrica (ESP: <i>Electrical self-production</i>)
	I_{rms}
	V_{rms}
	P
	Factor de capacidad (CF: <i>Capacity factor</i>)
	Factor de carga (LF: <i>load factor</i>)
Protección	Factor de capacidad de planta (Fc: <i>Plant capacity factor</i>)
	I_{rms}
	I_{rms}
Operación	V_{rms}
	P
	Desbalance de tensión
	Pérdidas de energía
	Factor de carga
	Sobrecarga
Resiliencia	Tensión
	Frecuencia
	Índice de flujo de potencia de línea
	Hueco de tensión
	Reducción del nivel de rendimiento
	Proporción de deslastre de carga
Control	I_{rms}
	Frecuencia
	V_{rms}
	P
	Control de tensión
	Despacho de energía

Los factores externos que pueden incidir en el desempeño de la MR se relacionan en Tabla 63.

Tabla 63.*Factores externos de la MR*

Capacidad	Factores externos
Generación	Variación de la potencia suministrada debido a cambios en recursos energéticos como la irradiancia.
	Definición de la potencia suministrada por fuentes de energía debido a ajustes del usuario.
	Definición de potencia de las cargas según requerimientos del usuario.
Operación	Demanda ajustada por usuario
Resiliencia	Cambios en la carga o salida de carga accidentalmente
Protección	Fallas ocasionadas por animales u otros imprevistos
Control	Desconexión o malfuncionamiento de los equipos de control

4.13 Clasificación en FODA

Las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de las capacidades se describen en la Tabla 64.

Tabla 64.*FODA de la MR ubicada en el LIE*

Capacidad	Fortalezas	Oportunidades	Debilidades	Amenazas
Generación	Las corrientes de rama, tensiones de nodo y cargabilidad de los conductores y transformadores permanecen en un adecuado rango de operación para los escenarios analizados.	Aprovechar la capacidad nominal de las fuentes de energía de modo tal que puedan suministrar mayor cantidad de energía y aumentar la cantidad de energía autoproducida.	Cuando la MR opera en escenarios similares a los escenarios con mínima generación, presenta dificultades para cumplir las condiciones de operación normal con los indicadores de autoproducción eléctrica, factor de capacidad y factor de capacidad de planta.	La generación de energía es afectada si las fuentes consideran la variación de la potencia suministrada debido a la irradiancia.

Capacidad	Fortalezas	Oportunidades	Debilidades	Amenazas
Operación	<p>La MR cumple con los umbrales establecidos para los indicadores en escenarios similares a la operación normal.</p> <p>La MR puede mantener el desbalance de tensión menor al 3,0 %, cuando presenta carga global desbalanceada y opera en modo conectado a la red.</p>	La cargabilidad de los componentes es baja, lo que permite considerar escenarios con mayor demanda.	El desbalance de tensión puede incumplir los valores permisibles para escenarios de carga local o global desbalanceada cuando la MR opera en modo aislado.	Los ajustes de la carga ocasionados por el usuario coincidan con escenarios de desbalance de carga local y global considerados.
Resiliencia	La MR no presenta inconvenientes con las tensiones, corrientes ante variación y deslastres de carga.	La MR permite realizar experimentos con diversos tamaños de carga.	La reducción del nivel de rendimiento es más crítica a medida que la variación o deslastre de carga es mayor.	Variación de carga no planeada por el usuario, especialmente por factores como: animales, sismos o inundaciones.
Protección	Los dispositivos de protección pueden operar de forma correcta y oportuna.	La conexión delta del transformador protege la MR de fallas monofásicas.	Los dispositivos de protección podrían ajustarse de forma automática cuando presente cambios del modo de operación.	Fenómenos ambientales pueden afectar el funcionamiento de la MR.
Control	<p>El control primario permite realizar la distribución de potencia.</p> <p>El control secundario posibilita el restablecimiento de la frecuencia.</p> <p>El control terciario posibilita el despacho de potencia según condiciones dadas.</p>	La MR podría facilitar el estudio de cargas no lineales	El control puede ser más robusto con el uso algoritmos para reducir el tiempo de restauración de cargas ante eventos, y aplicación de estrategias para mitigar efectos de perturbaciones.	A pesar de que la probabilidad de presencia de animales e incendios es baja, los equipos de control pueden verse afectados.

Resumen del Capítulo 4

El capítulo presenta la aplicación del procedimiento para evaluar capacidades a la MR del Laboratorio de Integración Energética a partir de resultados de simulación. Se muestra de forma detallada el desarrollo de cada paso del procedimiento, desde las consideraciones para determinar cada indicador hasta los resultados obtenidos y su clasificación final. Algunos indicadores no fueron seleccionados debido a la imposibilidad de determinarlos con los softwares usados, sin embargo, los indicadores considerados permiten la obtención de información del desempeño de la MR.

El procedimiento permite valorar cada capacidad de la MR de forma general, así como en distintos escenarios de análisis y modos de operación. Esto facilita la identificación de aspectos con alto y bajo rendimiento, así como la detección de factores que puedan afectar su desempeño. Además, este proceso posibilita identificar las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas con relación a cada capacidad analizada.

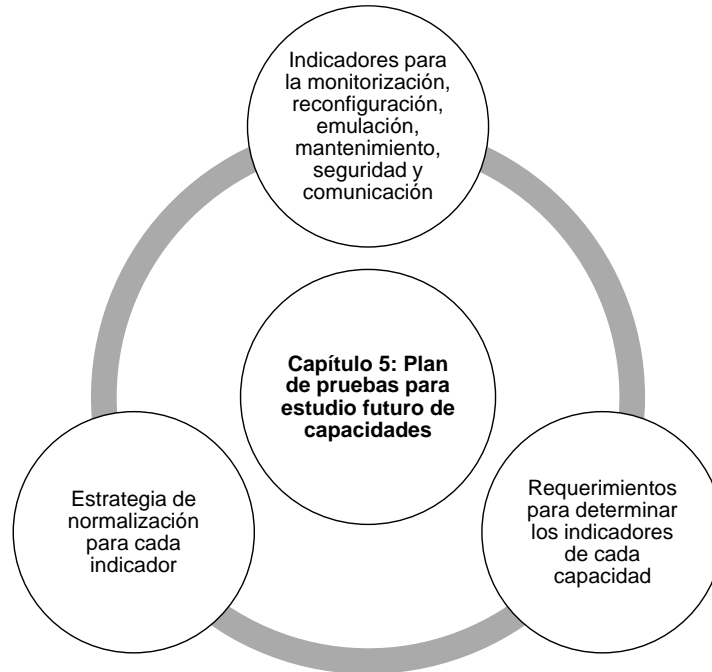
5. Plan de pruebas para estudio futuro de capacidades

El capítulo presenta un plan de pruebas para el estudio futuro de capacidades frente a la monitorización, reconfiguración, emulación, mantenimiento y seguridad. Las condiciones requeridas en cada capacidad pueden ser valoradas a partir de la escala de cumplimiento que muestra la Tabla 26. La evaluación futura de las capacidades relacionadas en este capítulo puede

realizarse siguiendo el procedimiento propuesto en el Capítulo 3. La Figura 32 presenta aspectos relevantes abordados en el capítulo.

Figura 32.

Esquema del contenido del Capítulo 5.



5.1 Monitorización

Evaluar la monitorización comprende la verificación de cumplimiento de condiciones que faciliten la obtención, visualización y análisis de datos (IEEE Standards Association, 2019; Z. Ullah et al., 2022). La Tabla 65 relaciona condiciones que deben ser validadas para la monitorización. Los datos corresponden a las métricas o indicadores que se pueden obtener de la microrred, tales como los que describe la Tabla 11.

Tabla 65.*Condiciones para la monitorización*

Item	Descripción	Descripción	Estrategia de normalización
1.	Adquisición de datos	La MR cuenta con los dispositivos que permitan la obtención de variables suficientes para describir su desempeño	3
2.	Visualización de datos	La MR permite mostrar resultados en forma visual	3
3.	Almacenamiento de información	Presenta dispositivos para almacenar información	3
4.	Acceso a información en cualquier momento	Cuenta con dispositivos que posibilitan la consulta de variables de operación	3
5.	Acceso a información desde cualquier lugar	Es posible acceder a información de la operación de la MR desde cualquier lugar	3

5.2 Reconfiguración

La evaluación de la reconfiguración comprende la determinación de métricas y verificación del cumplimiento de condiciones de operación cuando la MR cambia su configuración debido a la transición del modo isla al modo conectado a la red, fallas o perturbaciones. La Tabla 66 presenta requerimientos para la determinación de indicadores aplicables a la reconfiguración y la Tabla 67 muestra condiciones para la reconfiguración o restauración de una MR.

Tabla 66.*Requerimientos para los indicadores aplicables a la reconfiguración.*

Indicadores	Tipo		Escenarios				Tipo de simulación	Requerimientos	Puntos de medición	Estrategia de normalización
	M&S	Exp.	ON	VC	VG	Pe				
V_{rms}	x	x	x			x	x	Determinación de variables eléctricas	1,2,3,4,5,6,7	2
f	x	x	x			x	x			1

R: conexión y desconexión de elementos

Tabla 67.*Condiciones para la reconfiguración de una MR.*

Item	Indicador	Escenarios			Descripción	Estrategia de normalización
		ON	Pe	SR		
1.	Tiempo de restauración	x	x	x	El tiempo de restauración es adecuado	3
2.	Carga restaurada	x	x	x	La carga es restaurada en su mayoría o cumple con los objetivos de los diseñadores	3
3.	Restauración de forma prioritaria	x	x	x	La restauración se realiza de forma prioritaria. Primero restaura las cargas críticas, luego las demás cargas.	3
4.	Pérdidas de energía	x	x	x	Las pérdidas de energía son mínimas durante la restauración	3

5.3 Emulación

La evaluación de la emulación abarca la identificación de recursos que puede representar (Stille et al., 2020; Vijay et al., 2019) La Tabla 68 relaciona aspectos que puede considerar la emulación de una MR.

Tabla 68.*Características de la emulación.*

Item	Indicador	Descripción	Estrategia de normalización
1.	Recursos energéticos	Los dispositivos pueden representar recursos energéticos (generación fotovoltaica, eólica, etc)	3
2.	Carga y equipos	Puede representar carga y otros equipos (convertidores, líneas, unidades de almacenamiento)	3
3.	Hundimientos de tensión	Facilita la emulación de hundimientos de tensión	3
4.	Componentes armónicas	Posibilita el estudio de componentes armónicos	3

Item	Indicador	Descripción	Estrategia de normalización
5.	Desbalances	Posibilita el estudio de desbalances de tensión	3
6.	Deslastre de carga	Permite realizar deslastres de carga	3
7.	Flexibilidad para pruebas	Presenta flexibilidad para pruebas (variación de condiciones de operación, escenarios)	3

5.4 Mantenimiento

La evaluación del mantenimiento se realiza a partir de la verificación del cumplimiento de las actividades que comprende cada plan de mantenimiento: preventivo, correctivo y predictivo. La Tabla 69 relaciona condiciones para cada tipo de mantenimiento.

Tabla 69.

Requerimientos para los indicadores aplicables al mantenimiento.

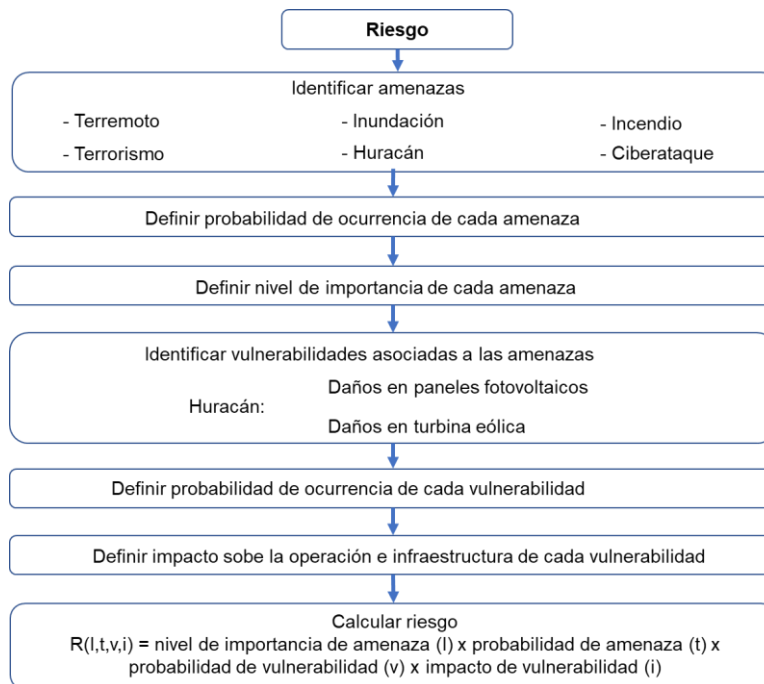
	Ítem	Descripción	Estrategia de normalización
Mantenimiento preventivo	1.	Actividades de rutina para mantener los equipos en buen estado: limpieza, lubricación.	3
	2.	Existencia del registro del momento de reemplazo de equipos	3
	3.	Inspecciones para detectar anomalías mecánicas, eléctricas y físicas	3
	4.	Monitorización y análisis de la operación de los equipos	3
	5.	Medición y pruebas para conocer el estado de cada componente	3
	6.	Consideración de las recomendaciones de los fabricantes de los equipos	3
Mantenimiento correctivo	7.	Acciones para rectificar fallas o reparar equipos	3
	8.	Acciones para reemplazar componentes	3
Mantenimiento predictivo	9.	Identificación de posibles riesgos o fallas	3
	10.	Acciones para gestionar los riesgos	3
	11.	Posibles acciones de reparación ante fenómenos naturales.	3

5.5 Seguridad

La evaluación de la seguridad incluye la verificación de elaboración y aplicación de planes de identificación y mitigación de riesgos. Una métrica para evaluar la seguridad es el riesgo, el cual se calcula siguiendo los pasos del esquema de la Figura 33. El cálculo del riesgo se realiza utilizando el método de Monte Carlo, en el cual es necesario definir rango de la probabilidad de ocurrencia de las amenazas y vulnerabilidades y cambiar la probabilidad de forma aleatoria en cada iteración. Se considera un resultado adecuado cuando la media de los resultados de las iteraciones no varíe o sea casi nula (S. Mishra et al., 2022).

Figura 33.

Esquema para el cálculo del riesgo.



Nota. Adaptado de: Mishra, S., Kwasnik, T., & Anderson, K. (2022). Microgrid resilience: a holistic and context-aware resilience metric. *Energy Systems*, 0123456789. <https://doi.org/10.1007/s12667-022-00509-4>.

A continuación, se presenta un ejemplo de aplicación del cálculo del riesgo para una MR en una comunidad en Inglaterra. La MR está conformada por paneles fotovoltaicos, turbina eólica, generadores a gas y baterías. La Tabla 71 lista las amenazas identificadas, así como la probabilidad de ocurrencia, las vulnerabilidades, y el impacto tanto en la operación como en la infraestructura. Las probabilidades fueron definidas siguiendo los valores mostrados en la Tabla 70.

Tabla 70.*Escala de probabilidad*

Probabilidad	Porcentaje (%)
Alta	$70 < P \leq 100$
Moderada	$40 < P \leq 70$
Media	$20 < P \leq 40$
Baja	$5 < P \leq 20$
Insignificante	$P < 5$

Tabla 71.*Probabilidad de ocurrencia e impactos de amenazas y vulnerabilidades*

Amenaza	Probabilidad e importancia de la amenaza	Vulnerabilidad	Probabilidad de vulnerabilidad	Impacto sobre la operación (% pérdida de carga)	Impacto sobre la infraestructura (reparación del sistema)
Huracán	Probabilidad: media Importancia: 2	Las nubes y la lluvia reducen la producción de energía fotovoltaica	Moderada	Media	Insignificante
		Los fuertes vientos reducen la generación de energía a partir de turbinas eólicas	Media	Baja	Insignificante
		Los fuertes vientos dañan los paneles fotovoltaicos	Baja	Baja	Media
		Los fuertes vientos dañan la turbina eólica	Baja	Baja	Baja
Tormenta	Probabilidad: alta Importancia: 2	Las nubes y la lluvia reducen la producción de energía fotovoltaica	Moderada	Media	Insignificante

Amenaza	Probabilidad e importancia de la amenaza	Vulnerabilidad	Probabilidad de vulnerabilidad	Impacto sobre la operación (% pérdida de carga)	Impacto sobre la infraestructura (reparación del sistema)
		Los fuertes vientos reducen la generación de energía a partir de turbinas eólicas	Media	Baja	Insignificante
		Los fuertes vientos dañan los paneles fotovoltaicos	Baja	Baja	Media
		Los fuertes vientos dañan la turbina eólica	Baja	Baja	Baja
Granizo	Probabilidad: media	Daños en la infraestructura fotovoltaica	Baja	Media	Media
	Importancia: 1	Daños en la infraestructura eólica	Insignificante	Baja	Baja
Inundación	Probabilidad: baja	Daños en equipos de almacenamiento	Baja	Media	Baja
	Importancia: 1	Daños en inversores	Media	Media	Media
Terremoto	Probabilidad: baja	Daño en la infraestructura fotovoltaica	Baja	Baja	Baja
	Importancia: 1	Daño en la infraestructura eólica	Insignificante	Baja	Baja
		Daño en el sistema de almacenamiento	Baja	Baja	Baja
Incendio	Probabilidad: baja	Daños de equipos	Baja	Media	Media
Ciberataque		Anulación de controles	Baja	Baja	Insignificante
	Probabilidad: baja	Daño en la infraestructura fotovoltaica	Insignificante	Insignificante	Insignificante
	Importancia: 1	Daño en la infraestructura eólica	Insignificante	Insignificante	Insignificante
		Daño en el sistema de almacenamiento	Insignificante	Insignificante	Insignificante
Terrorismo	Probabilidad: baja	Daño en la infraestructura fotovoltaica	Baja	Baja	Media
	Importancia: 1	Daño en la infraestructura eólica	Baja	Baja	Baja
		Daño en el sistema de almacenamiento	Media	Baja	Baja

Nota. Adaptado de: Mishra, S., Kwasnik, T., & Anderson, K. (2022). Microgrid resilience: a holistic and context-aware resilience metric. *Energy Systems*, 0123456789. <https://doi.org/10.1007/s12667-022-00509-4>.

5.6 Comunicación

La obtención de métricas de rendimiento del sistema de comunicación se requiere de herramientas o equipos de medición. Los resultados deben ser tomados para cada enlace entre la fuente que transmite los datos y el destinatario. En un sistema de medición avanzada se realizan las mediciones entre los medidores avanzados y el servidor principal. La Tabla 72 muestra requerimientos para determinar los indicadores aplicables a la comunicación. Los indicadores pueden ser obtenidos en la carga y la generación como lo indica los puntos de medición en la Figura 21.

Tabla 72.

Requerimientos para los indicadores aplicables a la comunicación.

Indicadores	Tipo		Escenarios				Tipo de simulación	Requerimientos	Punto de medición	Estrategia de normalización		
	M&S	Exp.	ON	VC	VG	Pe					RS	DC
Latencia, frecuencia, confiabilidad, velocidad de datos, rendimiento		x	x						N. A	Herramientas o equipos para medición	1,2,3,4,5,6,7,8	3
Delay, ancho de banda, rendimiento, pérdida de paquetes		x	x						N. A	Herramientas o equipos para medición	1,2,3,4,5,6,7,8	3

Resumen del capítulo 5

El capítulo relaciona indicadores aplicables a capacidades frente a la monitorización, reconfiguración, emulación, mantenimiento y seguridad, los cuales podrán ser determinados una vez la MR esté en funcionamiento. Algunos de los indicadores son determinados según el nivel de cumplimiento mientras que otros son hallados a partir de mediciones. Adicionalmente, la

evaluación futura considera la obtención experimental de los indicadores determinados a partir de simulación y su posterior comparación y análisis.

6. Conclusiones

El documento presenta un procedimiento para valorar el rendimiento o capacidades de diversos aspectos de la operación y desempeño de MR. El procedimiento comprende la identificación de métricas que facilitan la comprensión del funcionamiento, la aplicación de la técnica DEMATEL que permite asignar pesos a los indicadores, la obtención de resultados con simulación o experimentación, la normalización de datos para facilitar el manejo de los datos, la valoración de cada capacidad en un rango de cero a uno y la obtención de fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas.

La MR del laboratorio de integración energética presenta alto desempeño en las capacidades evaluadas. La generación obtuvo una valoración de 0,976, presentando menor rendimiento en el factor de capacidad, la autoproducción eléctrica y el factor de capacidad de planta. La operación obtuvo una valoración de 0,887 siendo la menor entre las capacidades evaluadas, debido al incumplimiento del umbral permitido en desbalance de carga.

La resiliencia obtuvo una valoración de 0,97, lo que indica que es un alto desempeño, sin embargo, presentó incumplimiento en indicadores para escenarios de variación y deslastre de carga. La protección y control obtuvieron una valoración de 1,0 lo que indica que cumplieron con todos los indicadores considerados.

Se propuso un plan de pruebas para valorar las capacidades relacionadas con mantenimiento, comunicación, emulación, monitorización, reconfiguración y seguridad en el momento que la MR del LIE esté en funcionamiento. El plan de pruebas consiste en determinar el nivel de cumplimiento de diversos indicadores y aplicar el procedimiento presentado en el documento. Adicionalmente, los indicadores obtenidos con simulación podrán ser obtenidos con experimentación para realizar comparaciones entre éstos.

Los resultados obtenidos a través del análisis de la MR pueden proporcionar información acerca de los diferentes escenarios en los cuales esta puede operar de manera favorable o desfavorable. Estos hallazgos nos brindan una visión de las condiciones en las que la MR funciona adecuadamente y también de aquellas situaciones en las que podría enfrentar dificultades. De esta manera, permiten tomar decisiones para su adecuado funcionamiento, anticipar y evitar problemas y desafíos que puedan surgir durante la operación de la MR, asegurando su fiabilidad en diversas situaciones.

Referencias Bibliográficas

- Aftab, M. A., Suhail Hussain, S. M., Kumar, V., Ustun, T. S., & Ali, I. (2018). IEC 61850 Communication Assisted Synchronization Strategy for Microgrids. *2018 13th International Conference on Industrial and Information Systems, ICIIS 2018 - Proceedings*, 978, 401–406. <https://doi.org/10.1109/ICIINFS.2018.8721427>
- Alam, M. N., Chakrabarti, S., & Ghosh, A. (2019). Networked Microgrids: State-of-the-Art and Future Perspectives. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 15(3), 1238–1250. <https://doi.org/10.1109/TII.2018.2881540>
- Alrashed, S. (2020). Key performance indicators for Smart Campus and Microgrid. *Sustainable Cities and Society*, 60. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102264>
- Amirioun, M. H., Aminifar, F., & Shahidehpour, M. (2019). Resilience-promoting proactive scheduling against hurricanes in multiple energy carrier microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(3), 2160–2168. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2881954>
- Ayamolowo, O. J., Mmonyi, C. A., Adigun, S. O., Onifade, O. A., Adeniji, K. A., & Adebajo, A. S. (2019). Reliability Analysis of Power Distribution System: A Case Study of Mofor Injection Substation, Delta State, Nigeria. *IEEE AFRICON Conference, 2019-Septe.* <https://doi.org/10.1109/AFRICON46755.2019.9133917>
- Aydin, B. (2014). SWOT analysis of renewable energy. *Proceedings of the 2014 International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development, ICUE 2014, March*, 19–21.
- Badran, O., Mekhilef, S., Mokhlis, H., & Dahalan, W. (2017). Optimal reconfiguration of

- distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73(August 2015), 854–867. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.010>
- Barra, P. H. A., Lacerda, V. A., Fernandes, R. A. S., & Coury, D. V. (2021). A hardware-in-the-loop testbed for microgrid protection considering non-standard curves. *Electric Power Systems Research*, 196(April), 107242. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107242>
- Beus, M., Banis, F., Pandžić, H., & Poulsen, N. K. (2020). Three-level hierarchical microgrid control—model development and laboratory implementation. *Electric Power Systems Research*, 189. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106758>
- Bianco, G., Bonvini, B., Bracco, S., Delfino, F., Laiolo, P., & Piazza, G. (2021). Key performance indicators for an energy community based on sustainable technologies. *Sustainability (Switzerland)*, 13(16). <https://doi.org/10.3390/su13168789>
- Bie, Z., Lin, Y., Li, G., & Li, F. (2017). Battling the Extreme: A Study on the Power System Resilience. *Proceedings of the IEEE*, 105(7), 1253–1266. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2679040>
- Bihari, S. P., Sadhu, P. K., Sarita, K., Khan, B., Arya, L. D., Saket, R. K., & Kothari, D. P. (2021). A Comprehensive Review of Microgrid Control Mechanism and Impact Assessment for Hybrid Renewable Energy Integration. *IEEE Access*, 9, 88942–88958. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3090266>
- Bracco, S., & Delfino, F. (2017). Smart Microgrid Monitoring : Evaluation of Key Performance Indicators for a PV Plant Connected to a LV Microgrid. *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2017.8260322>

- Cagnano, A., De Tuglie, E., & Cicognani, L. (2017). Prince — Electrical Energy Systems Lab: A pilot project for smart microgrids. *Electric Power Systems Research, 148*, 10–17. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.03.011>
- Caruso, M., Di Tommaso, A. O., Miceli, R., Nevoloso, C., Pellitteri, F., Puccio, C., & Schettino, G. (2020). Experimental Prototyping of a Microgrid with Mechanical Point of Common Coupling. *8th International Conference on Smart Grid, IcSmartGrid 2020*, 214–219. <https://doi.org/10.1109/icSmartGrid49881.2020.9144960>
- Carvelión Bastidas, Á. J. (2019). *Análisis y evaluación de desempeño de los protocolos MODBUS y DNP3 en la red de comunicaciones de una microrred eléctrica.*
- Chyn, Y., Wong, C., Lim, C. S., Rotaru, M. D., Cruden, A., & Xin, K. (2018). Reactive Power Sharing Study of an Islanded Microgrid in DIGSILENT PowerFactory. *2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. <https://doi.org/10.1109/ICRERA.2018.8566773>
- Coleman, N. S., Ogawa, K. L., Hill, J., & Miu, K. N. (2018). Reconfigurable distribution automation and control laboratory: Solar microgrid experiments. *IEEE Transactions on Power Systems, 33*(6), 6379–6386. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2827844>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *Creg127-2018*.
- Congreso de la República de Colombia. (2014). *Ley 1715 del 13 de mayo de 2014*. http://www.upme.gov.co/normatividad/nacional/2014/ley_1715_2014.pdf
- Congreso de la República de Colombia. (2019). *Ley 1964 del 11 de julio de 2019*.
- Congreso de la República de Colombia. (2021). *Ley 2099 del 10 de julio de 2021*. https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY_2099_DEL_10_DE_JULIO_DE_2021.pdf

- Costa, D. A. C., Otto, R. B., Piardi, A. B., & Ramos, R. A. (2019). A Survey of State-of-the-Art on Microgrids: Application in Real Time Simulation Environment. *2019 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Latin America 2019, 1*, 0–5. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895370>
- Cuervo, K., Sarmiento, Y., García, J., & Campos, L. (2021). *Estudio de capacidades de la herramienta Homer Pro*.
- Dagar, A., Gupta, P., & Niranjana, V. (2021). Microgrid protection : A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 149*(July), 111401. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111401>
- De Dutta, S., & Prasad, R. (2020). Cybersecurity for microgrid. *International Symposium on Wireless Personal Multimedia Communications, WPMC, 2020-October*. <https://doi.org/10.1109/WPMC50192.2020.9309494>
- De La Torre, D., Morillo, J. L., Velasquez, M. A., & Quijano, N. (2014). Technical assessment of microgrids integration into distribution systems. *2014 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, PES T and D-LA 2014 - Conference Proceedings, 2014-October*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2014.6955234>
- De Simón-Martín, M., Bracco, S., Rossi, M., Delfino, F., González-Martínez, A., & Blanes-Peiró, J. J. (2019). A flexible test-bed pilot facility for the analysis and simulation of Smart Microgrids. *Proceedings - 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/I and CPS Europe 2019*, 0–5. <https://doi.org/10.1109/IEEEIC.2019.8783875>
- Dehghani, A., Sedighzadeh, M., & Haghjoo, F. (2021). An overview of the assessment metrics of the concept of resilience in electrical grids. *International Transactions on Electrical Energy*

- Systems*, 31(12), 1–22. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.13159>
- Dhillon, B. S., & Balbir, S. (2017). Engineering systems reliability, safety, and maintenance: An integrated approach. In *Engineering Systems Reliability, Safety, and Maintenance: An Integrated Approach*. Taylor & Francis. <https://doi.org/10.1201/9781315160535>
- Dubceac, R. (2017). *Criterios de diseño de una instalación microrred*. <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/105180>
- Duque Márquez, I., & Mesa Puyo, D. (2021). *Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia*. La Imprenta Editores S.A. www.laimprentaeditores.com
- Espinoza, J. ., González, L. ., & Sempértegui, R. (2017). Micro grid Laboratory as a Tool for Research on Non-Conventional Energy Sources in Ecuador. *2017 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. <https://doi.org/10.1109/ROPEC.2017.8261615>
- Farrokhhabadi, M., Canizares, C. A., Simpson-Porco, J. W., Nasr, E., Fan, L., Mendoza-Araya, P. A., Tonkoski, R., Tamrakar, U., Hatziargyriou, N., Lagos, D., Wies, R. W., Paolone, M., Liserre, M., Meegahapola, L., Kabalan, M., Hajimiragha, A. H., Peralta, D., Elizondo, M. A., Schneider, K. P., ... Reilly, J. (2020). Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(1), 13–29. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2925703>
- Foster, C. W., Creeden, E. A. M., Slocum, S. F., & Yang, F. (2022). University Microgrid Testbeds: A Literature Survey. *International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies*, July, 1–6. <https://doi.org/10.1109/icecet55527.2022.9872989>
- Franco Mejía, E., Plazas, R., Gil, A., Manrique, R., & Gomez, E. (2017). Pilot nanogrid at Universidad del Valle, for research and training in control and management of electrical

- networks in non-interconnected areas. *2017 IEEE 3rd Colombian Conference on Automatic Control (CCAC)*. <https://doi.org/10.1109/CCAC.2017.8276487>
- Gaona Garcia, E. E. (2017). Esquemas de transmisión de datos en una Microrred a través de una Infraestructura de medición avanzada. *Revista UIS Ingenierías*, *15*(2), 85–92. <https://doi.org/10.18273/revuin.v15n2-2016007>
- García-García, J., Rey-López, J., & Osma-pinto, G. (2023). Evaluación del desempeño de microrredes : una revisión. *TecnoLógicas*, *26*, 1–25. <https://doi.org/10.22430/22565337.2656>
- García, J., Rey, J., & Osma, G. (2023). Evaluation of the generation and protection capabilities of a grid-connected microgrid. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, *21*(21), 226–231. <https://doi.org/10.24084/repqj21.283>
- Ghaffarpour, R., Mozafari, B., Ranjbar, A. M., & Torabi, T. (2018). Resilience oriented water and energy hub scheduling considering maintenance constraint. *Energy*, *158*, 1092–1104. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.022>
- Gholami, A., Shekari, T., Amirioun, M. H., Aminifar, F., Amini, M. H., & Sargolzaei, A. (2018). Toward a consensus on the definition and taxonomy of power system resilience. *IEEE Access*, *6*, 32035–32053. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2845378>
- Ghorbanian, M., Dolatabadi, S. H., Masjedi, M., & Siano, P. (2019). Communication in smart grids: A comprehensive review on the existing and future communication and information infrastructures. *IEEE Systems Journal*, *13*(4), 4001–4014. <https://doi.org/10.1109/JSYST.2019.2928090>
- Giri, B. C., Molla, M. U., & Biswas, P. (2022). Pythagorean fuzzy DEMATEL method for supplier selection in sustainable supply chain management. *Expert Systems with Applications*, *193*(November 2021), 116396. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2021.116396>

- Godínez Enríquez, H. (2020). *Microredes Eléctricas: Estructura, Análisis y Parámetros Eléctricos*.
- Guacaneme, W. E., Andrés, M., Rodríguez, F., Luis, B., & Gómez Páez, M. (2016). *Emulador de una microrred residencial aislada con un sistema de gestión de energía a partir de generación fotovoltaica y tecnología V2G*.
- Gungor, V. C., Sahin, D., Kocak, T., Ergut, S., Buccella, C., Cecati, C., & Hancke, G. P. (2013). A Survey on smart grid potential applications and communication requirements. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 9(1), 28–42. <https://doi.org/10.1109/TII.2012.2218253>
- Hernández Joya, A. C., & Ardila Zuluaga, S. F. (2021). *Análisis y simulación de estrategias de control para la capa de control secundaria en microrredes eléctricas*. Universidad Industrial de Santander.
- Hernández, M. Á. C. y D. C. A. C. (2018). Diseño de un Sistema de Monitoreo Aplicable a Microrredes. In *Unam*.
- Honarmand, N. (2015). *Key performance indicators modeling for optimized microgrid configuration*.
- Hooshyar, A., & Irvani, R. (2017). Microgrid Protection. *Proceedings of the IEEE*, 105(7), 1332–1353. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2669342>
- Hossain, M. A., Pota, H. R., Hossain, M. J., & Blaabjerg, F. (2019). Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 109, 160–186. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.01.038>
- Hosseini, S. A., Abyaneh, H. A., Sadeghi, S. H. H., Razavi, F., & Nasiri, A. (2016). An overview

- of microgrid protection methods and the factors involved. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *64*, 174–186. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.089>
- Hosseinzadeh, A., Zakariazadeh, A., & Ranjbar, S. (2021). Fast restoration of microgrids using online evaluation metrics considering severe windstorms. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, *26*. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2021.100458>
- Ibrahim, M., & Alkhraibat, A. (2020). Resiliency assessment of microgrid systems. *Applied Sciences (Switzerland)*, *10*(5), 1–16. <https://doi.org/10.3390/app10051824>
- IEEE Standard Association. (2018). IEEE Std. 1547-2018. Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, 1–138. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>
- IEEE Standards Association. (2019). *IEEE Std 2030.9-2019 - IEEE Recommended Practices for the Planning and Design of the Microgrid*. 42. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8746836>
- Igliński, B., Iglińska, A., Koziński, G., Skrzatek, M., & Buczkowski, R. (2016). Wind energy in Poland - History, current state, surveys, Renewable Energy Sources Act, SWOT analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *64*, 19–33. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.081>
- Isanbaev, V., Baños, R., Martínez, F., Alcayde, A., & Gil, C. (2024). Monitoring Energy and Power Quality of the Loads in a Microgrid Laboratory Using Smart Meters. *Energies*, *17*(5), 1251. <https://doi.org/10.3390/en17051251>
- Isaza, C. E., Herrera Kit, P., & Lozano Herrera, J. C. (2016). Capacity: A Literature Review and a Research Agenda. *SSRN Electronic Journal*, 1–22. <https://doi.org/10.2139/ssrn.2824486>

- Jabbar, A. A., Elrayyah, A. Y., Wanik, M. Z. C., Sanfilippo, A. P., & Singh, N. K. (2019). Development of Hybrid AC/DC Laboratory-scale Smart Microgrid Testbed with Control Monitoring System Implementation in LabVIEW. *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia, GTD Asia 2019*, 889–894. <https://doi.org/10.1109/GTDAAsia.2019.8715942>
- Javed, M. S., Jurasz, J., McPherson, M., Dai, Y., & Ma, T. (2022). Quantitative evaluation of renewable-energy-based remote microgrids: curtailment, load shifting, and reliability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *164*(April), 112516. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112516>
- Jufri, F. H., Widiputra, V., & Jung, J. (2019). State-of-the-art review on power grid resilience to extreme weather events: Definitions, frameworks, quantitative assessment methodologies, and enhancement strategies. *Applied Energy*, *239*(February), 1049–1065. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.017>
- Junco, S., Alba, D., Ezpeleta, J., & Cabello, J. (2020). Development of an experimental micro smart grid with renewable sources and energy storage through final Electronics Engineering projects. *Proceedings - 2020 14th Technologies Applied to Electronics Teaching Conference, TAEE 2020*. <https://doi.org/10.1109/TAEE46915.2020.9163695>
- Kahrobaee, S., Asgarpoor, S., & Kahrobaee, M. (2014). Optimum renewable generation capacities in a microgrid using generation adequacy study. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*. <https://doi.org/10.1109/tdc.2014.6863402>
- Katherine H Anderson, Nicholas A DiOrio, Dylan S Cutler, R. S. B. (2017). Increasing Resiliency Through Renewable Energy Microgrids. *Journal of Energy Management*, *2*(NREL/JA-7A40-

69034), 17.

- Keisang, K., Bader, T., & Samikannu, R. (2021). Review of Operation and Maintenance Methodologies for Solar Photovoltaic Microgrids. *Frontiers in Energy Research*, 9(November), 1–15. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.730230>
- Kerr, B., Peretto, L., Uzelac, N., & Scala, E. (2017). Integration challenges of high-accuracy LPIT into MV recloser. *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, 2017(1), 260–263. <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0270>
- Khan, K. R., Rahman, A., Alghamdi, T., Nadeem, A., & ... (2018). Smart Monitoring of Microgrid Critical Assets using Smart Sensors. *MAGNT Research Report*, 5(March 2019), 439–446. <https://doi.org/1444-8939.2018/5-3/MRR.44>
- Kumar, G., Gautam, D., & Kumar, P. (2021). Optimal Charging Schedule for Electric Vehicles in a Microgrid with Renewable Energy Sources using DigSilent Power Factory and Matlab. *2021 IEEE International Power and Renewable Energy Conference (IPRECON)*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/IPRECON52453.2021.9640703>
- Lidula, N. W. A., & Rajapakse, A. D. (2014). Voltage balancing and synchronization of microgrids with highly unbalanced loads. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 907–920. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.045>
- Lin, Z., Xia, T., Duan, L., & Tian, X. (2018). Research on capacity selection of multiple distributed generations connected to microgrid. *China International Conference on Electricity Distribution, CICED, 201804270001102*, 2131–2136. <https://doi.org/10.1109/CICED.2018.8592551>
- Mahmoud, M. S., Azher Hussain, S., & Abido, M. A. (2014). Modeling and control of microgrid: An overview. *Journal of the Franklin Institute*, 351(5), 2822–2859.

<https://doi.org/10.1016/j.jfranklin.2014.01.016>

Mansoor, M., Stadler, M., Auer, H., & Zellinger, M. (2021). Advanced optimal planning for microgrid technologies including hydrogen and mobility at a real microgrid testbed. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(37), 19285–19302. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.03.110>

Marnay, C., Chatzivasileiadis, S., Abbey, C., Iravani, R., Joos, G., Lombardi, P., Mancarella, P., & Von Appen, J. (2015). Microgrid evolution roadmap. *Proceedings - 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies, EDST 2015*, 139–144. <https://doi.org/10.1109/SEDST.2015.7315197>

Marquez, J. J., Zafra-Cabeza, A., Bordons, C., & Ridao, M. A. (2021). A fault detection and reconfiguration approach for MPC-based energy management in an experimental microgrid. *Control Engineering Practice*, 107(November 2020), 104695. <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2020.104695>

Mathew, R., & Kumaravel, A. (2016). Resilience Assessment using Microgrids in Radial Distribution Network. *Power India International Conference (PIICON)*, 6–9. <https://doi.org/10.1109/POWERI.2016.8077250>

Mclauchlan, C., David, J., Robinson, D., Elphick, S., & Knott, J. (2018). Wollongong University Laboratory Microgrid: a Design for Flexibility. *2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2018.8757949>

Memon, A. A., Laaksonen, H., & Kauhaniemi, K. (2021). Microgrid protection with conventional and adaptive protection schemes. In *Power Systems* (pp. 523–579). Springer Nature. https://doi.org/10.1007/978-3-030-59750-4_19

Meng, L., Luna, A., Díaz, E. R., Sun, B., Dragicevic, T., Savaghebi, M., Vasquez, J. C., Guerrero,

- J. M., Graells, M., & Andrade, F. (2016). Flexible System Integration and Advanced Hierarchical Control Architectures in the Microgrid Research Laboratory of Aalborg University. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 52(2), 1736–1749. <https://doi.org/10.1109/TIA.2015.2504472>
- Miret, J., De Vicuña, J. L. G., Guzmán, R., Camacho, A., & Ghahderijani, M. M. (2017). A flexible experimental laboratory for distributed generation networks based on power inverters. *Energies*, 10(10). <https://doi.org/10.3390/en10101589>
- Mishra, A., & Jena, P. (2019). Restoration in Microgrid using System Stability Criteria. *International Conference on Power System*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ICPS48983.2019.9067744>
- Mishra, S., Kwasnik, T., & Anderson, K. (2022). Microgrid resilience: a holistic and context-aware resilience metric. *Energy Systems*, 0123456789. <https://doi.org/10.1007/s12667-022-00509-4>
- Mormina, M. (2019). Science, Technology and Innovation as Social Goods for Development: Rethinking Research Capacity Building from Sen's Capabilities Approach. *Science and Engineering Ethics*, 25(3), 671–692. <https://doi.org/10.1007/s11948-018-0037-1>
- Mousavizadeh, S., Haghifam, M., & Shariatkhah, M. (2018). A linear two-stage method for resiliency analysis in distribution systems considering renewable energy and demand response resources. *Applied Energy*, 211(October 2017), 443–460. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.11.067>
- Mukeshimana, M. C., Zhao, Z. Y., & Nshimiyimana, J. P. (2021). Evaluating strategies for renewable energy development in Rwanda: An integrated SWOT – ISM analysis. *Renewable Energy*, 176, 402–414. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.104>

- Nasr-azadani, B. E., Su, P., Zheng, W., Rajda, J., Cañizares, C., Kazerani, M., Veneman, E., Cress, S., Wittemund, M., Manjunath, M. R., Wrathall, N., & Carter, M. (2020). The Canadian Renewable Energy Laboratory. *IEEE Electrification Magazine*, *March*, 49–60. <https://doi.org/10.1109/MELE.2019.2962889>
- Nelson, J., Johnson, N. G., Fahy, K., & Hansen, T. A. (2020). Statistical development of microgrid resilience during islanding operations. *Applied Energy*, *279*. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115724>
- Nunes, E. A. F., Alves, D. K., Dantas, E. S., Rocha, T. O. A., Ribeiro, R. L. A., & Costa, F. B. (2017). Impact of PV systems on microgrids under different levels of penetration and operational scenarios. *14th Brazilian Power Electronics Conference, COBEP 2017, 2018-Janua*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/COBEP.2017.8257336>
- Núñez Mata, O. F. (2014). *Metodología para el monitoreo de microrredes por medio de indicadores de resiliencia*. Universidad De Costa Rica.
- Ocampo -Wilches, J. ., Ustriz Farfan, A. J., & Cano - Plata, E. . (2017). Modeling of a centralized microgrid protection scheme. *Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*. <https://doi.org/10.1109/PEPQA.2017.7981652>
- Oliveira, G. H. C., Kuiava, R., Leandro, G. V., Vilela, J. A., Demonti, R., Ribeiro, E. P., Dias, J. S., Castro, E. M. S., & Pedretti, A. (2020). UFPR microgrid: A benchmark for distributed generation and energy efficiency research. *2020 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2020*, 3–7. <https://doi.org/10.1109/ISGT45199.2020.9087708>
- Oliveira, H. A., De Souza Ribeiro, L. A., De Matos, J. G., Caracas, J. V. M., De Carvalho Farias, G., Saavedra, O. R., & De Paula Assuncao Pinheiro, L. (2021). A bidirectional converter

- control design to improve the performance of isolated microgrid. *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, 2021-Octob, 3–8.
<https://doi.org/10.1109/IECON48115.2021.9589881>
- Ostrowska, A., Michalec, Ł., Skarupski, M., Jasiński, M., Sikorski, T., Kostyła, P., Lis, R., Mudrak, G., & Rodziewicz, T. (2022). Power Quality Assessment in a Real Microgrid- Statistical Assessment of Different Long-Term Working Conditions. *Energies*, 15(21).
<https://doi.org/10.3390/en15218089>
- Papari, B., Edrington, C. S., Ghadamyari, M., Ansari, M., Ozkan, G., & Chowdhury, B. (2022). Metrics Analysis Framework of Control and Management System for Resilient Connected Community Microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 13(2), 704–714.
<https://doi.org/10.1109/TSTE.2021.3129450>
- Parag, Y., & Ainspan, M. (2019). Sustainable microgrids: Economic, environmental and social costs and benefits of microgrid deployment. *Energy for Sustainable Development*, 52, 72–81.
<https://doi.org/10.1016/j.esd.2019.07.003>
- Patarroyo-Montenegro, J. F., Salazar-Duque, J. E., Alzate-Drada, S. I., Vasquez-Plaza, J. D., & Andrade, F. (2018). An AC Microgrid Testbed for Power Electronics Courses in the University of Puerto Rico at Mayagüez. *2018 IEEE ANDESCON, ANDESCON 2018 - Conference Proceedings*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ANDESCON.2018.8564636>
- Patrascu, C., Muntean, N., Cornea, O., & Hedes, A. (2016). Microgrid laboratory for educational and research purposes. *EEEIC 2016 - International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2016.7555682>
- Pérez Hernández, A. F., Méndez Sánchez, C. J., Pérez Arellano, P. P. A., & Yris Whizar, H. M. (2018). Los Criterios de Evaluación del Aprendizaje en la Educación Superior. *Perspectivas*

- Docentes*, 28(63). <https://doi.org/10.19136/pd.a28n63.2639>
- Photovoltaics, Dispersed Generation and Storage, E. (2008). IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. *IEEE Std, April*, 1–207. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2008.4816078>
- Pinceti, P., Vanti, M., & Giannettoni, M. (2017). Technical KPIs for microgrids. *2017 IEEE International Symposium on Systems Engineering, ISSE 2017 - Proceedings*. <https://doi.org/10.1109/SysEng.2017.8088263>
- Pramangioulis, D., Atsonios, K., Nikolopoulos, N., Rakopoulos, D., Grammelis, P., & Kakaras, E. (2019). A methodology for determination and definition of key performance indicators for smart grids development in island energy systems. *Energies*, 12(2). <https://doi.org/10.3390/en12020242>
- Presidencia de la República de Colombia. (2018). *Decreto 829 del 10 de junio de 2020*. [https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO 829 DEL 10 DE JUNIO DE 2020.pdf](https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%20829%20DEL%2010%20DE%20JUNIO%20DE%202020.pdf)
- Prieto-Araujo, E., Olivella-Rosell, P., Cheah-Mañe, M., Villafafila-Robles, R., & Gomis-Bellmunt, O. (2015). Renewable energy emulation concepts for microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, 325–345. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.101>
- Prodanovic, M., Rodriguez-Cabero, A., Jimenez-Carrizosa, M., & Roldan-Perez, J. (2017). A rapid prototyping environment for DC and AC microgrids: Smart energy integration Lab (SEIL). *2017 IEEE 2nd International Conference on Direct Current Microgrids, ICDCM 2017*, 421–427. <https://doi.org/10.1109/ICDCM.2017.8001079>
- Rashwan, A., Mikhaylov, A., Senjyu, T., Eslami, M., Hemeida, A. M., & Osheba, D. S. M. (2023). Modified Droop Control for Microgrid Power-Sharing Stability Improvement. *Sustainability*.

<https://doi.org/10.3390/su151411220>

- Restrepo, M., Cañizares, C. A., Simpson-Porco, J. W., Su, P., & Taruc, J. (2021). Optimization- and Rule-based Energy Management Systems at the Canadian Renewable Energy Laboratory microgrid facility. *Applied Energy*, 290. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116760>
- Saleh, M., Althaibani, A., Esa, Y., Mhandi, Y., & Ahmed, A. (2015). Impact of clustering microgrids on their stability and resilience during blackouts. *2015 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies*, 195–200. <https://doi.org/10.1109/ICSGCE.2015.7454295>
- Saleh, M., Esa, Y., Mhandi, Y., Brandauer, W., & Mohamed, A. (2016). Design and implementation of CCNY DC microgrid testbed. *IEEE Industry Application Society, 52nd Annual Meeting: IAS 2016*, 1–7. <https://doi.org/10.1109/IAS.2016.7731870>
- Serban, I., Cespedes, S., Marinescu, C., Azurdia-Meza, C. A., Gomez, J. S., & Hueichapan, D. S. (2020). Communication requirements in microgrids: A practical survey. *IEEE Access*, 8, 47694–47712. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2977928>
- Shirzadi, S., & Nair, N. K. C. (2018). Power system resilience through microgrids: A comprehensive review. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, 2018-October*, 674–679. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2018.8566253>
- Silvestro, F., Agostino, F., Shiapparelli, G.-P., Alessandro Boveri, Patuelli, D., & Ragaini, E. (2018). A Collaborative Laboratory for Shipboard Microgrid: Research and Training. *2018 AEIT International Annual Conference*. <https://doi.org/10.23919/AEIT.2018.8577304>
- Sing, A., Lei, D., Kumar, A., Singh, R., & Meena, N. (2020). Microgrid: Operation, Control, Monitoring and Protection. In Springer (Ed.), *Lecture Notes in Electrical Engineering*. Springer Nature. <https://doi.org/10.1007/978-981-15-1781-5%0A©>

- Sinha, S., & Chandel, S. S. (2015). Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic-wind based hybrid energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 50*, 755–769. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.040>
- Skowronska, A. G., Army, U. S., & Mourelatos, Z. P. (2020). Microgrid Maintenance Strategies for Optimal Reliability and Cost. *2020 Annual Reliability and Maintainability Symposium (RAMS)*. <https://doi.org/10.1109/RAMS48030.2020.9153614>
- Solar Power Europe, Asociación Mexicana de Energía Solar, & Sociedad Alemana de Cooperación Internacional. (2018). *Operación y Mantenimiento*. 92. <https://asolmex.org/estudios/Operación-y-Mantenimiento-SPE-and-ASOLMEX.pdf>
- Soshinskaya, M., Crijns-Graus, W. H. J., Guerrero, J. M., & Vasquez, J. C. (2014). Microgrids: Experiences, barriers and success factors. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 40*, 659–672. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.198>
- Stanchev, P., Vacheva, G., & Hinov, N. (2023). Evaluation of Voltage Stability in Microgrid-Tied Photovoltaic Systems. *Energies, 16*(13), 4895. <https://doi.org/10.3390/en16134895>
- Stille, K. S., Weber, D., Lange, J., Vogt, T., Wallscheid, O., & Bocker, J. (2020). Emulation of microgrids for research and validation of control and operation strategies. *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, SPEEDAM 2020*, 324–329. <https://doi.org/10.1109/SPEEDAM48782.2020.9161971>
- Sultana, B., Mustafa, M. W., Sultana, U., & Bhatti, A. R. (2016). Review on reliability improvement and power loss reduction in distribution system via network reconfiguration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 66*, 297–310. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.011>
- Sun, L., Zhao, X., & Lv, Y. (2022). Stability Analysis and Performance Improvement of Power

- Sharing Control in Islanded Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 13(6), 4665–4676. <https://doi.org/10.1109/TSG.2022.3178593>
- Tahir, H., Lee, J. S., & Kim, R. Y. (2021). Efficiency evaluation of the microgrid for selection of common bus using copula function-based efficiency curves of the converters. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 48(August), 101621. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101621>
- Teimourzadeh, S., Aminifar, F., & Davarpanah, M. (2017). Microgrid dynamic security: Challenges, solutions and key considerations. *Electricity Journal*, 30(4), 43–51. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.04.015>
- Tello-Maita, J., & Marulanda-Guerra, A. (2017). Optimization models for power systems in the evolution to smart grids: A review. *Dyna*, 84(202), 102–111. <https://doi.org/10.15446/dyna.v84n202.63354>
- Thakar, S., Vijay, A. S., & Doolla, S. (2019). System reconfiguration in microgrids. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 17, 100191. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2019.100191>
- Titmus, P., Strickland, D., & Cross, A. (2017). Low Cost Laboratory Micro-grid Hardware and Control for Electrical Power Systems Teaching. *2017 19th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE 2017 ECCE Europe, 2017-Janua*, 1–10. <https://doi.org/10.23919/EPE17ECCEEurope.2017.8098945>
- Uddin, M., Romlie, M. F., & Abdullah, M. F. (2019). Performance assessment and economic analysis of a gas-fueled islanded microgrid - A Malaysian case study. *Infrastructures*, 4(4). <https://doi.org/10.3390/infrastructures4040061>
- Ullah, S., Haidar, A. M. A., Hoole, P., Zen, H., & Ahfock, T. (2020). The current state of Distributed Renewable Generation, challenges of interconnection and opportunities for

- energy conversion based DC microgrids. *Journal of Cleaner Production*, 273, 122777. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122777>
- Ullah, Z., Wang, S., Wu, G., Xiao, M., Lai, J., & Elkadeem, M. R. (2022). Advanced energy management strategy for microgrid using real-time monitoring interface. *Journal of Energy Storage*, 52(PA), 104814. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104814>
- Unidad de Planeación Minero-Energética, Universidad Nacional de Colombia, Carbon Trust, & Imperial College London. (2020). *Apoyo al despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia*. 52(55).
- Vargas-Salgado, C., Aguila-Leon, J., Chiñas-Palacios, C., & Hurtado-Perez, E. (2019). Low-cost web-based Supervisory Control and Data Acquisition system for a microgrid testbed: A case study in design and implementation for academic and research applications. *Heliyon*, 5(9). <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e02474>
- Vijay, A. S., Chandorkar, M. C., & Doolla, S. (2019). A System Emulator for AC Microgrid Testing. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 55(6), 6538–6547. <https://doi.org/10.1109/TIA.2019.2942275>
- Vijay, A. S., Doolla, S., & Chandorkar, M. C. (2017). Real-Time Testing Approaches for Microgrids. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 5(3), 1356–1376. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2017.2695486>
- Wang, C., Yang, X., Wu, Z., Che, Y., Guo, L., Zhang, S., & Liu, Y. (2016). A highly integrated and reconfigurable microgrid testbed with hybrid distributed energy sources. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(1), 451–459. <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2360877>
- Wang, H., & Xu, E. (2019). Real-Time Simulation and Close-Loop Testing of Microgrids. *APAP 2019 - 8th IEEE International Conference on Advanced Power System Automation and*

Protection, 529–532. <https://doi.org/10.1109/APAP47170.2019.9224986>

- Wang, S., Zhang, X., Wu, L., & Sun, S. (2018). New metrics for assessing the performance of multi-microgrid systems in stand-alone mode. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 98(November 2017), 382–388. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.002>
- Wu, Y., & Zhou, J. (2019). Risk assessment of urban rooftop distributed PV in energy performance contracting (EPC) projects: An extended HFLTS-DEMATEL fuzzy synthetic evaluation analysis. *Sustainable Cities and Society*, 47(December 2018), 101524. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101524>
- Yang, L., Fan, S., He, G., & Wang, Z. (2018). Evaluation of resilience in grid-connected microgrids under extreme disasters. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, 2018-October*, 257–261. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2018.8566556>
- Yang, W., Sparrow, S. N., Ashtine, M., Wallom, D. C. H., & Morstyn, T. (2022). Resilient by design: Preventing wildfires and blackouts with microgrids. *Applied Energy*, 313(January). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118793>
- Yuan, L. L., Krishnan, A., & Eddy, F. Y. S. (2018). Design of a Droop Control Scheme for Programmable Sources in a Microgrid Testbed. *IFAC-PapersOnLine*, 51(28), 714–719. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.11.789>
- Zhan, X., Xiang, T., Chen, H., Zhou, B., & Yang, Z. (2014). Vulnerability assessment and reconfiguration of microgrid through search vector artificial physics optimization algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 62, 679–688. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.05.024>
- Zhang, S., Zhang, Z., Zhang, Z., Kang, L., Wang, X., & Tan, C. (2020). Microgrid monitoring system based on Aliyun. *IET Conference Publications*, 2020(CP775), 265–269.

<https://doi.org/10.1049/icp.2020.0076>

Zhao, H., Li, B., Lu, H., Wang, X., Li, H., Guo, S., Xue, W., & Wang, Y. (2021). Economy-environment-energy performance evaluation of CCHP microgrid system: A hybrid multi-criteria decision-making method. *Energy*, 122830.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122830>

Zhao, H., Li, B., Lu, H., Wang, X., Li, H., Guo, S., Xue, W., & Wang, Y. (2022). Economy-environment-energy performance evaluation of CCHP microgrid system: A hybrid multi-criteria decision-making method. *Energy*, 240, 122830.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122830>

Apéndices

Apéndice A. Pesos de indicadores

A.1 Formulario de incidencia entre indicadores

Formulario para la asignación de la incidencia entre los indicadores de cada capacidad.

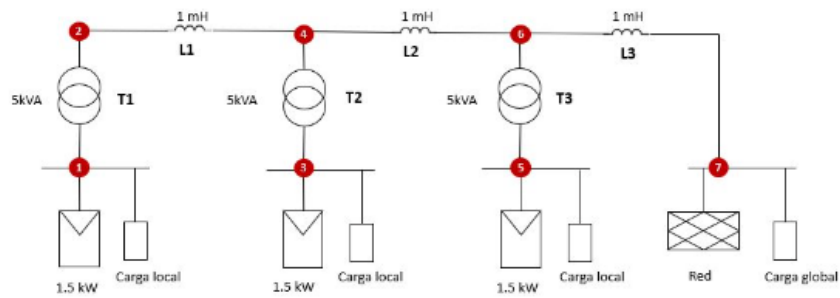
Matriz de influencia entre indicadores

Nombre

Nombre

Apellido

La figura muestra el diagrama unifilar de una microrred con sus elementos numerados



Asigne la influencia entre los indicadores de la capacidad de resiliencia mediante una escala de cero a cuatro, donde cero indica ninguna influencia y 4 indica influencia directa.

	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	f	DI1	DI2	DI3	DI4	DI5	DI6	DI7	LoPr
V1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
V2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
V3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
V4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
V5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
V6	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
V7	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
f	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
DI1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
DI2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
DI3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
DI4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
DI5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
DI6	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
DI7	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
LoPr	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

f: frecuencia

Índice de calidad de tensión de la barra (DI): Determina el estado de la tensión en la barra.

$$DI_i = \frac{V_i - V_i^{sp}}{\Delta V_i^l}$$

V_i : tensión de la barra i ; V_i^{sp} : tensión nominal de la barra i ; ΔV_i^l : límite de desviación de tensión.

Reducción del nivel de rendimiento (LoPr): Muestra el porcentaje de carga atendida durante un evento.

$$LoPr = \frac{\sum P(\text{loads})I - \sum P(\text{loads})m}{\sum P(\text{loads})I} \%$$

P(loads)I: potencia inicial; P(loads)m: potencia final

A.2 Matriz de influencia entre los indicadores

La matriz de influencia muestra el promedio de los datos suministrados por las personas que diligenciaron el formulario.

Generación

La Tabla A.1. indica la relación entre los indicadores de la generación.

Tabla A.1.

Matriz de relación entre los indicadores de generación.

	I12	I34	I56	I24	I46	I67	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	T1	T2	T3	L1	L2	L3	AE	FC	FCP
I12	0	1	1	3	2	2	3	3	1	1	1	1	1	3	1	1	3	2	2	1	1	1
I34	1	0	1	2	2	1	1	1	3	3	1	1	1	1	3	1	1	2	1	1	1	1
I56	1	1	0	1	1	2	1	1	1	1	3	3	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1
I24	3	2	1	0	2	2	2	3	2	3	1	2	2	3	1	1	3	2	1	1	1	1
I46	2	2	1	2	0	2	2	2	2	3	2	3	2	1	2	1	1	3	2	1	1	1
I67	2	1	2	2	2	0	2	2	1	2	2	3	2	1	1	2	1	1	3	1	1	1
V1	3	1	1	2	2	2	0	3	2	2	1	1	1	3	1	1	3	2	2	2	2	2
V2	3	1	1	3	2	1	3	0	1	3	1	2	1	3	1	1	3	2	1	1	1	1
V3	1	3	1	2	2	1	1	2	0	3	1	2	1	1	3	1	2	2	2	2	2	2
V4	1	3	1	3	3	2	1	3	3	0	1	3	2	1	3	1	3	3	2	1	1	1
V5	1	1	3	1	2	2	1	1	1	2	0	3	1	1	1	3	1	2	2	2	2	2
V6	1	1	3	2	3	3	1	1	1	3	3	0	2	1	1	3	1	3	3	1	1	1
V7	1	1	1	2	2	2	1	1	1	2	1	2	0	1	1	1	2	2	2	1	1	1
T1	3	1	1	3	1	1	3	3	1	1	1	1	1	0	1	1	3	1	1	1	1	1
T2	1	3	1	1	2	1	1	1	3	3	1	1	1	1	0	1	1	2	1	1	1	1
T3	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	3	3	1	1	1	0	1	1	2	1	1	1
L1	3	1	1	3	1	1	3	3	2	3	1	1	2	3	1	1	0	2	2	1	1	1
L2	2	2	1	2	3	1	2	2	2	3	2	3	2	1	2	1	2	0	2	1	1	1
L3	2	1	2	1	2	3	2	1	2	2	2	3	2	1	1	2	2	2	0	1	1	1
AE	1	1	1	1	1	1	2	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
FC	1	1	1	1	1	1	2	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1
FCP	1	1	1	1	1	1	2	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0

AE: autoproducción eléctrica, FC: factor de capacidad, FCP: factor de capacidad de panta, Ijk: corriente entre nodos jk, Lk: cargabilidad de la línea k, Tk: cargabilidad del transformador k, vk: tensión de nodo k.

Operación

La Tabla A.2 muestra la relación entre los indicadores de operación.

Tabla A.2.

Matriz de relación entre indicadores de operación.

	I12	I34	I56	I24	I46	I67	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	T1	T2	T3	L1	L2	L3	Pe
I12	0	1	1	3	2	2	3	3	1	1	1	1	1	3	1	1	3	2	2	1
I34	1	0	1	2	2	1	1	1	3	3	1	1	1	1	3	1	1	2	1	1
I56	1	1	0	1	1	2	1	1	1	1	3	3	1	1	1	1	1	1	2	1
I24	3	2	1	0	2	2	2	3	2	3	1	2	2	3	1	1	3	2	1	3
I46	2	2	1	2	0	2	2	2	2	3	2	3	2	1	2	1	1	3	2	3
I67	2	1	2	2	2	0	2	2	1	2	2	3	2	1	1	2	1	1	3	3
V1	3	1	1	2	2	2	0	3	2	2	1	1	1	3	1	1	3	2	2	1
V2	3	1	1	3	2	1	3	0	1	3	1	2	1	3	1	1	3	2	1	2
V3	1	3	1	2	2	1	1	2	0	3	1	2	1	1	3	1	2	2	2	1
V4	1	3	1	3	3	2	1	3	3	0	1	3	2	1	3	1	3	3	2	2
V5	1	1	3	1	2	2	1	1	1	2	0	3	1	1	1	3	1	2	2	1
V6	1	1	3	2	3	3	1	1	1	3	3	0	2	1	1	3	1	3	3	2
V7	1	1	1	2	2	2	1	1	1	2	1	2	0	1	1	1	2	2	2	2
T1	3	1	1	3	1	1	3	3	1	1	1	1	1	0	1	1	3	1	1	0
T2	1	3	1	1	2	1	1	1	3	3	1	1	1	1	0	1	1	2	1	0
T3	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	3	3	1	1	1	0	1	1	2	0
L1	3	1	1	3	1	1	3	3	2	3	1	1	2	3	1	1	0	2	2	0
L2	2	2	1	2	3	1	2	2	2	3	2	3	2	1	2	1	2	0	2	0
L3	2	1	2	1	2	3	2	1	2	2	2	3	2	1	1	2	2	2	0	0
Pe	1	1	1	3	3	3	1	2	1	2	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0

I_{jk}: corriente entre nodos jk, L_k: cargabilidad de la línea k, Pe: pérdidas de energía, T_k: cargabilidad del transformador k, v_k: tensión de nodo k.

Resiliencia

La Tabla A.3. indica la relación entre los indicadores de la resiliencia.

Tabla A.3.*Matriz de relación entre indicadores de resiliencia.*

	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	f1	f2	f3	f4	f5	f6	f7	DI1	DI2	DI3	DI4	DI5	DI6	DI7	LoPr
V1	0	3	2	2	1	1	1	3	3	2	2	1	1	1	3	3	2	2	1	1	1	2
V2	3	0	1	3	1	2	1	3	3	1	3	1	2	1	3	3	1	3	1	2	1	2
V3	1	2	0	3	1	2	1	1	2	3	3	1	2	1	1	2	3	3	1	2	1	2
V4	1	3	3	0	1	3	1	1	3	3	3	1	3	1	1	3	3	3	1	3	1	2
V5	1	1	1	2	0	3	1	1	1	1	2	3	3	1	1	1	1	2	3	3	1	2
V6	1	1	1	3	3	0	3	1	1	1	3	3	3	3	1	1	1	3	3	3	3	2
V7	1	1	1	1	1	3	0	1	1	1	1	1	3	3	1	1	1	1	1	3	3	2
f1	3	3	2	2	1	1	1	0	3	2	2	1	1	1	3	3	2	2	1	1	1	1
f2	3	3	1	3	1	2	1	3	0	1	3	1	2	1	3	3	1	3	1	2	1	1
f3	1	2	3	3	1	2	1	1	2	0	3	1	2	1	1	2	3	3	1	2	1	1
f4	1	3	3	3	1	3	1	1	3	3	0	1	3	1	1	3	3	3	1	3	1	1
f5	1	1	1	2	3	3	1	1	1	1	2	0	3	1	1	1	1	2	3	3	1	1
f6	1	1	1	3	3	3	3	1	1	1	3	3	0	3	1	1	1	3	3	3	3	1
f7	1	1	1	1	1	3	3	1	1	1	1	1	3	0	1	1	1	1	1	3	3	1
DI1	3	3	2	2	1	1	1	3	3	2	2	1	1	1	0	3	2	2	1	1	1	2
DI2	3	3	1	3	1	2	1	3	3	1	3	1	2	1	3	0	1	3	1	2	1	2
DI3	1	2	3	3	1	2	1	1	2	3	3	1	2	1	1	2	0	3	1	2	1	2
DI4	1	3	3	3	1	3	1	1	3	3	3	1	3	1	1	3	3	0	1	3	1	2
DI5	1	1	1	2	3	3	1	1	1	1	2	3	3	1	1	1	1	2	0	3	1	2
DI6	1	1	1	3	3	3	3	1	1	1	3	3	3	3	1	1	1	3	3	0	3	2
DI7	1	1	1	1	1	3	3	1	1	1	1	1	3	3	1	1	1	1	1	3	0	2
LoPr	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	0

DIk: índice de calidad de tensión de la barra k, fk: frecuencia en el nodo k, LoPr: reducción del nivel de rendimiento, vk: tensión de nodo k.

Protección

La Tabla A.4. presenta la relación entre los indicadores de la protección.

Tabla A4.*Matriz de relación entre indicadores de protección.*

	I12	I34	I56	I24	I46	I67	If1	If2	If3	Ired
I12	0	1	1	3	2	2	3	1	1	1
I34	1	0	1	2	2	1	1	3	1	1
I56	1	1	0	1	1	2	1	1	3	1
I24	3	2	1	0	2	2	3	1	1	1
I46	2	2	1	2	0	2	2	2	1	1
I67	2	1	2	2	2	0	1	1	2	1

	I12	I34	I56	I24	I46	I67	If1	If2	If3	Ired
If1	3	1	1	3	2	1	0	2	2	2
If2	1	3	1	1	2	1	2	0	2	2
If3	1	1	3	1	1	2	2	2	0	2
Ired	1	1	1	1	1	1	2	2	2	0

I_{jk}: corriente entre nodos jk, I_f: corrientes de las fuentes, I_{red}: corriente de la red de distribución.

Control

La Tabla A.5. muestra la relación entre los indicadores de control.

Tabla A5.

Matriz de relación entre indicadores de control

	Potencia	Frecuencia	Tensión
Potencia	0	3	3
Frecuencia	3	0	1
Tensión	3	1	0

Apéndice B. Resultados de simulación

La sección muestra los resultados de simulación obtenidos con el software Power Factory.

Generación

A continuación, se relacionan variables eléctricas de la MR en operación normal para los escenarios: máxima carga y generación (escenario 1), máxima carga y mínima generación (escenario 2), mínima carga y generación (escenario 3) y mínima carga y máxima generación (escenario 4).

La Tabla B.1 muestra las corrientes, tensiones de nodo, sobrecargas de transformadores y conductores y potencias de los escenarios de operación considerados para el escenario conectado a la red y la Tabla B.2 muestra los resultados para el escenario aislado.

Tabla B.1.

Resultados de simulación cuando la MR está conectada a la red.

Resultado	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
I12	4,0158 A	1,8377 A	33 uA	5,7663 A
I34	4,0292 A	1,8377 A	33 uA	5,7929 A
I56	4,0550 A	1,8377 A	33 uA	5,8429 A
I24	4,0157 A	1,8377 A	66 uA	5,7662 A
I46	8,0448 A	1,8377 A	133,3 uA	11,5586 A
I67	12,0983 A	5,5 A	200 uA	17,3971 A
V1	1,0188 p.u	0,9893 p.u	0,9999 p.u	1,0252 p.u
V2	1,0189 p.u	0,9893 p.u	0,9999 p.u	1,0253 p.u
V3	1,0154 p.u	0,9910 p.u	0,9999 p.u	1,0204 p.u
V4	1,0154 p.u	0,9910 p.u	0,9999 p.u	1,0204 p.u
V5	1,0088 p.u	0,9946 p.u	0,9999 p.u	1,0114 p.u
V6	1,0089 p.u	0,9946 p.u	0,9999 p.u	1,0114 p.u
V7	1 p.u	1 p.u	1 p.u	1 p.u
T1	26,5 %	12,1 %	0,1 %	38,06 %
T2	26,6 %	12,1 %	0,1 %	38,23 %
T3	26,76 %	12,1 %	0,1 %	38,56 %
L1	12,55 %	5,7 %	0,1 %	18,02 %
L2	25,14 %	11,5 %	0,1 %	36,12 %
L3	37,8 %	17,2 %	0,1 %	54,37 %
$E_{tot}^{el,sp}$	0,162 MWh	0,0108 MWh	0,0108 MWh	0,162MWh
D_{tot}^{el}	0,1512 MWh	0,1512 MWh	0,018 MWh	0,018 MWh
$\sum_{t=1}^{8760} P^G(t)$	0,162 MWh	0,0108 MWh	0,0108 MWh	0,162MWh
P^s	7,5 kVA	7,5 kVA	7,5 kVA	7,5 kVA
E_s	0,162 MWh	0,0108 MWh	0,0108 MWh	0,162MWh
C_c	0,162 MWh	0,1517 MWh	0,018 MWh	0,162 MWh

C_c : capacidad de planta, D_{tot}^{el} : demanda eléctrica total, E_s : energía total generada, $E_{tot}^{el,sp}$: energía autoproducida, I_{jk} : corriente entre nodos jk , $\sum_{t=1}^{8760} P^G(t)$: energía producida, P^s : capacidad instalada, T_k : cargabilidad del transformador k , v_k : tensión de nodo k .

Tabla B.2.

Resultados de simulación cuando la MR opera en modo aislado.

Resultado	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
I12	2,9779 A	15,2169 A	1,8279 A
I34	4,1169 A	1,8611 A	0,033 uA
I56	4,1512 A	1,8897 A	0,033 uA
I24	2,9779 A	15,2169 A	1,8278 A
I46	7,048 A	13,3608 A	1,8278 A
I67	11,1919 A	11,4721 A	1,8277 A

V1	1 p.u	1 p.u	1 p.u
V2	0,9986 p.u	0,9958 p.u	0,9999 p.u
V3	0,9936 p.u	0,9769 p.u	0,9982 p.u
V4	0,9936 p.u	0,9769 p.u	0,9982 p.u
V5	0,9854 p.u	0,9621 p.u	0,9964 p.u
V6	0,9854 p.u	0,9621 p.u	0,9964 p.u
V7	0,9745 p.u	0,9509 p.u	0,9964 p.u
T1	19,65 %	100 %	12,06 %
T2	27,17 %	12,28 %	0,1 %
T3	27,4 %	12,47 %	0,1 %
L1	9,31 %	47,55 %	5,7 %
L2	22,03 %	41,75 %	5,7 %
L3	34,97 %	35,85 %	5,7 %
$E_{tot}^{el,sp}$	0,1525 MWh	0,1554 MWh	0,018 MWh
D_{tot}^{el}	0,1512 MWh	0,1512 MWh	0,018 MWh
$\sum_{t=1}^{8760} P^G(t)$	0,1525 MVA	0,1554 MVA	0,018 MVA
P^s	7,5 kVA	7,5 kVA	7,5 kVA
E_s	0,1525 MWh	0,1554 MWh	0,018 MWh
C_c	0,1525 MWh	0,1554 MWh	0,018 MWh

C_c : capacidad de planta, D_{tot}^{el} : demanda eléctrica total, E_s : energía total generada, $E_{tot}^{el,sp}$: energía autoproducida, I_{jk} : corriente entre nodos jk , $\sum_{t=1}^{8760} P^G(t)$: energía producida, P^s : capacidad instalada, T_k : cargabilidad del transformador k , v_k : tensión de nodo k .

Operación

La Tabla B.3 lista los resultados obtenidos en el escenario de operación normal. La Tabla B.4 relaciona las tensiones de nodo obtenidas cuando la carga global es desbalanceada y la MR opera conectada a la red y en modo aislado. La Tabla B.5 muestra las tensiones de nodo de la MR cuando la carga local es desbalanceada para los modos de operación aislado y conectado a la red.

Tabla B.3.

Resultados en operación normal

Resultado	Conectada	Aislada
I12	2,6915 A	1 A
I34	2,6977 A	2,733 A
I56	2,7099 A	2,744 A
I24	2,6915 A	1 A
I46	5,3891 A	2,733 A
I67	8,0985 A	6,442 A

Resultado	Conectada	Aislada
V1	1,0133 p.u	1 p.u
V2	1,0133 p.u	0,999 p.u
V3	1,0109 p.u	0,997 p.u
V4	1,0109 p.u	0,997 p.u
V5	1,0064 p.u	0,994 p.u
V6	1,0064 p.u	0,994 p.u
V7	1 p.u	0,988 p.u
T1	17,76 %	6,51 %
T2	17,8 %	18,04 %
T3	17,89 %	18,11 %
L1	8,41 %	3,08 %
L2	16,84 %	11,56 %
L3	25,31 %	20,13 %
PL1	2,1732 W	0 W
PL2	8,7128 W	4,11 W
PL3	19,6758 W	12,45 W
Potencia total	2689 W	2112 W

Tabla B.4.*Resultados de operación con carga global desbalanceada*

Elemento	Conectada			Aislada		
	Va	Vb	Vc	Va	Vb	Vc
V1 (p.u)	1,0133	1,0133	1,0133	1	1	1
V2 (p.u)	1,033	1,033	1,0133	0,9985	1,0014	0,9984
V3 (p.u)	1,0109	1,0109	1,0109	1,0014	0,9343	1,0604
V4 (p.u)	1,0109	1,0109	1,0109	0,9957	1,0025	0,9939
V5 (p.u)	1,0064	1,0064	1,0064	0,9989	0,9012	0,9872
V6 (p.u)	1,0064	1,0064	1,0064	0,9912	1	0,9872
V7 (p.u)	1	1	0,99	0,9892	0,9895	0,9809

Tabla B.5.*Resultados de operación con carga local desbalanceada*

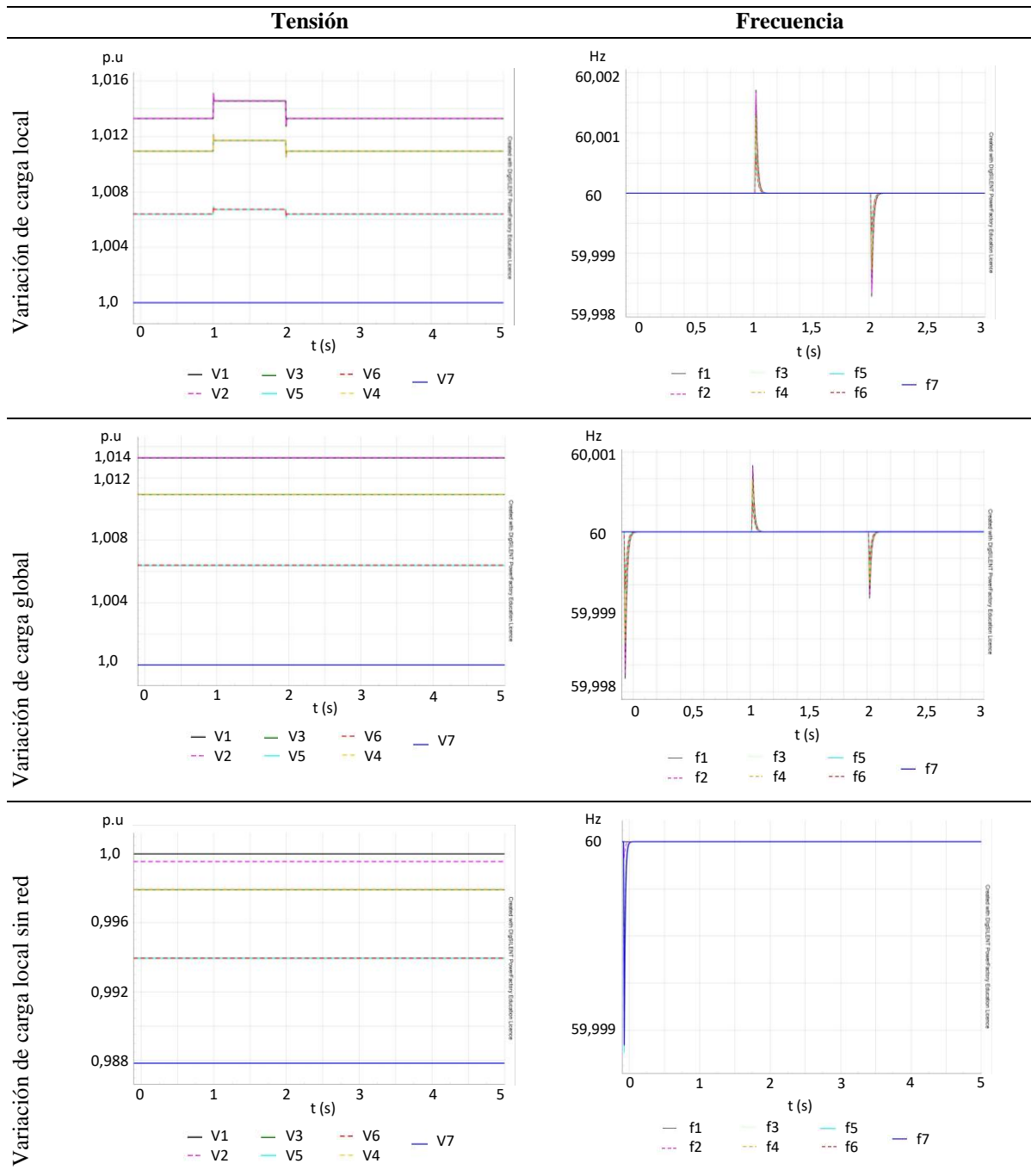
Elemento	Conectada			Aislada		
	Va	Vb	Vc	Va	Vb	Vc
V1 (p.u)	1,0876	0,9665	0,9904	1	1	1
V2 (p.u)	1,0181	1,0092	1,0138	1	0,9986	0,9993
V3 (p.u)	1,3914	0,4457	1,3757	1,3836	0,4428	1,3445
V4 (p.u)	1,0153	1,0071	1,0116	1,0013	0,9952	0,9981
V5 (p.u)	1,0585	0,9714	0,9916	1,0625	0,9511	0,9722
V6 (p.u)	1,0087	1,0044	1,0066	0,9977	0,9910	0,9938
V7 (p.u)	1	0,99	0,99	0,9916	0,9848	0,9878

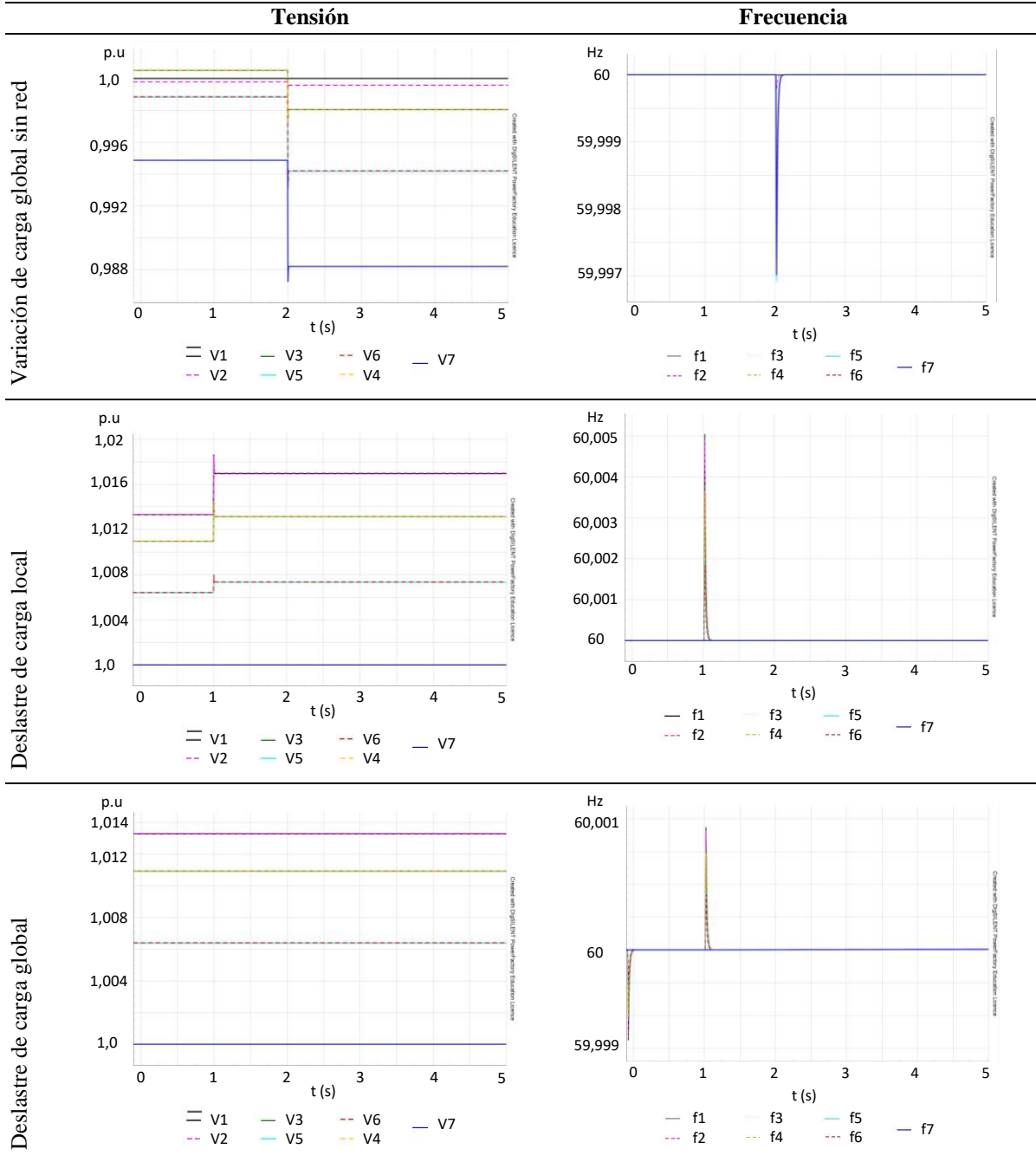
Resiliencia

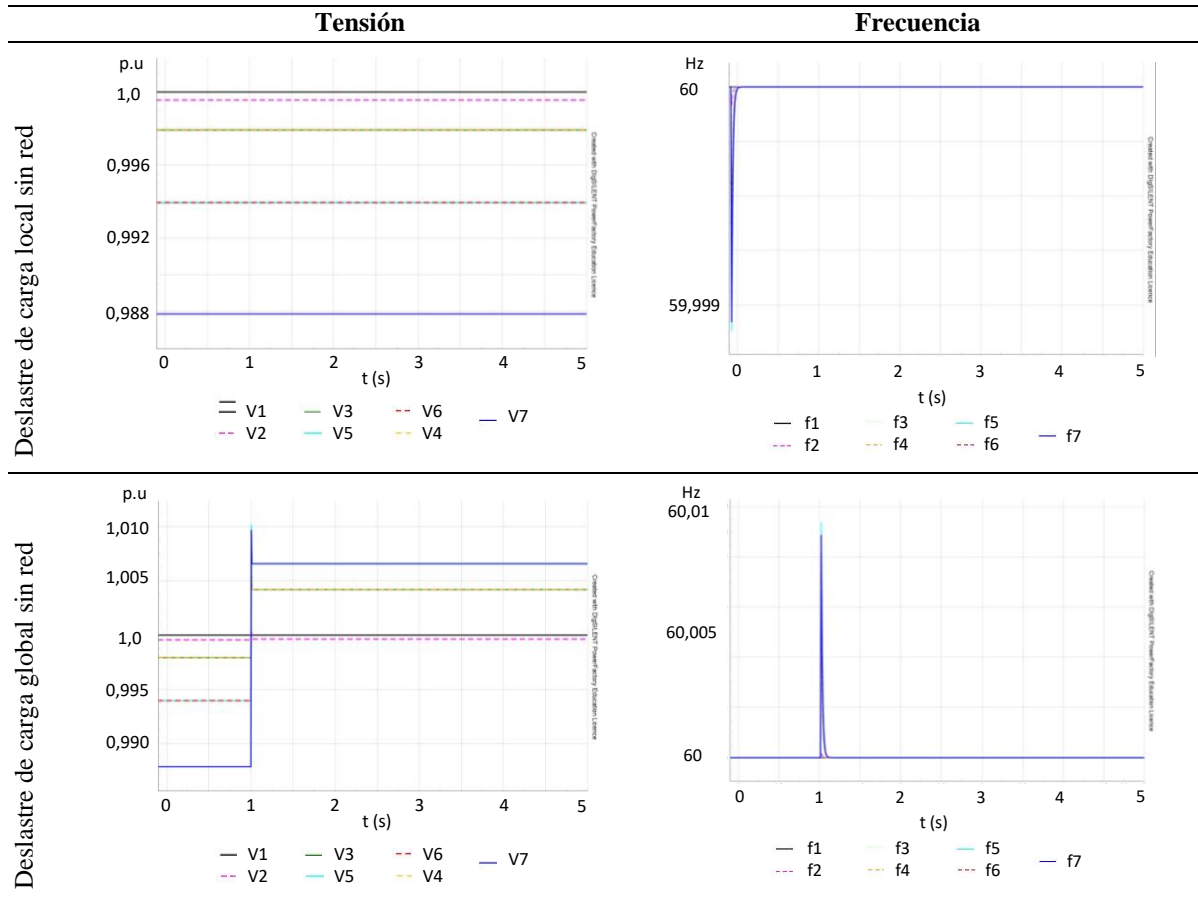
La Figura B.1 presenta el comportamiento de la tensión y frecuencia para los diversos escenarios: pequeños cambios en la carga local y global y deslastre de carga local y global. Los subíndices en las figuras representan los nodos de la MR.

Figura B.1.

Resultados de simulación de la resiliencia para diversos escenarios







Protección

La Tabla B.6 relaciona los valores de corriente de corto circuito para fallas trifásicas en diversos elementos de la MR cuando está funcionando conectada a la red.

Tabla B.6.

Resultados de simulación de corto circuito

Elemento	Punto de falla					
	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6
I12	83,87	0	0	0	0	0
I34	0	0	116,94	0	0	0
I56	0	0	0	0	192,91	0
I24	83,87	98,73	0	0	0	0
I46	83,87	98,73	116,94	148,1	0	0
I67	83,87	98,73	116,94	148,1	192,91	296,2 A

Elemento	Punto de falla					
	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6
If1	0	0	0	0	0	0
If2	0	0	0	0	0	0
If3	0	0	0	0	0	0
Ired	83,87	98,73	116,94	148,1	192,91	296,2 A

I_{jk}: corrientes de rama entre los nodos jk, I_f: corrientes de las fuentes, I_{red}: corriente de la red de distribución.

Control

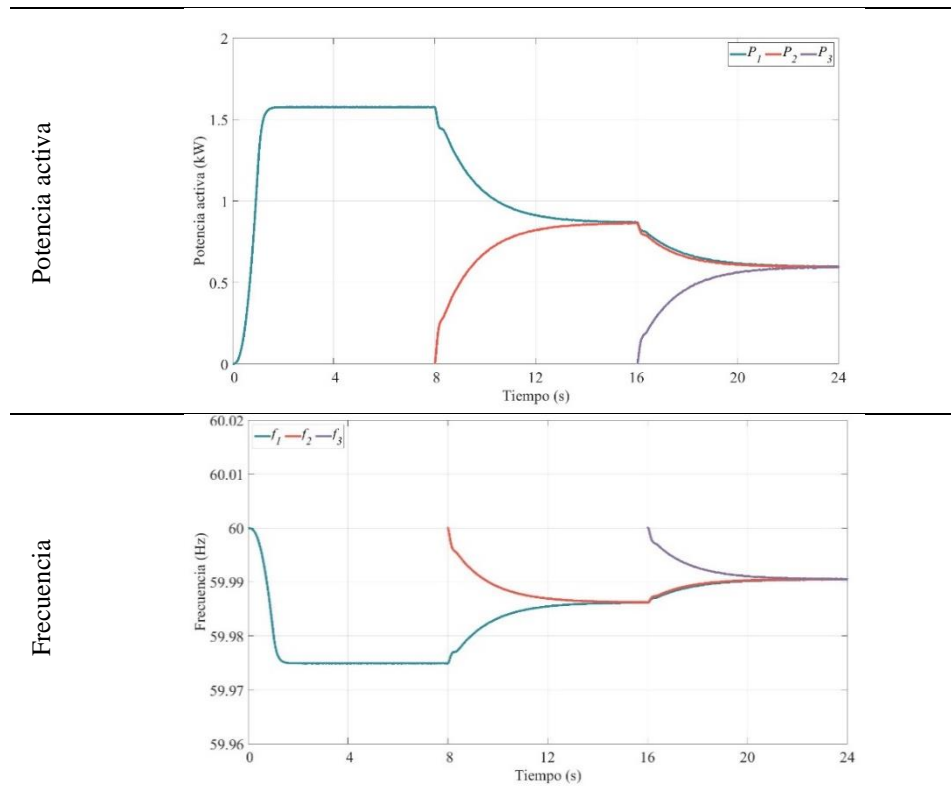
Control primario

La Figura B.2 y la Figura B.3 muestran el comportamiento de la frecuencia y potencia cuando se aplica el control primario a la MR. Los subíndices de las figuras representan los generadores distribuidos. El primer generador enciende al segundo cero, el segundo generador enciende al segundo 8 y el tercer generador enciende al segundo 16. Las gráficas muestran que las potencias activas y la frecuencia se estabilizan al segundo 24.

La Figura B.2 presenta el desempeño de la potencia y frecuencia cuando los generadores suministran igual potencia.

Figura B.2.

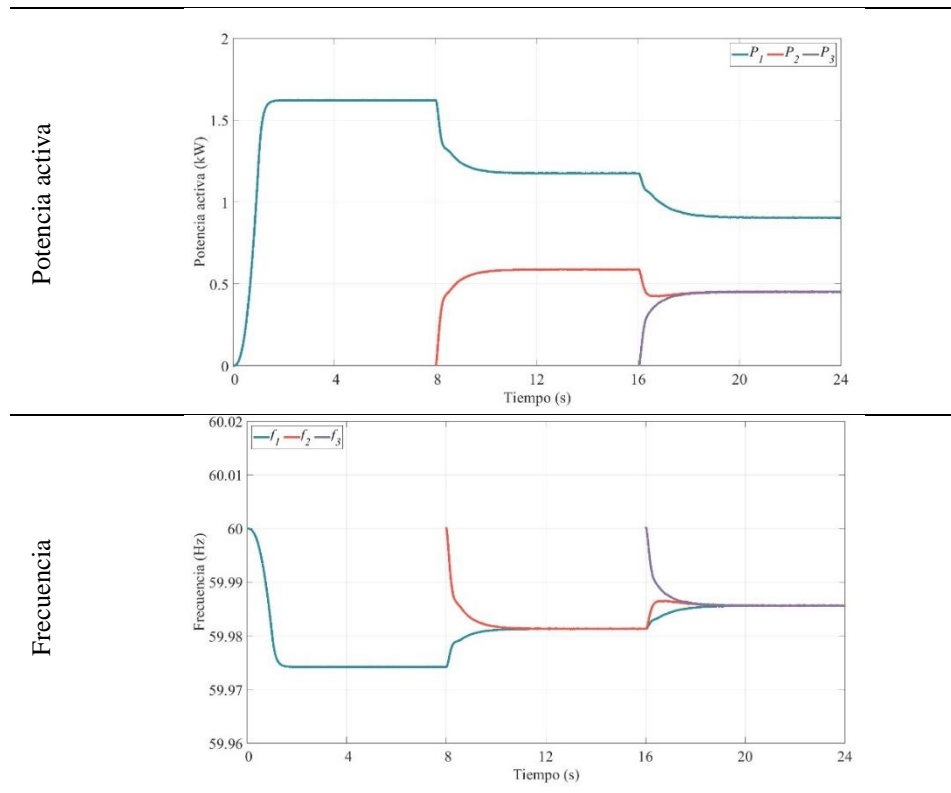
Control primario con igual distribución de potencia



La Figura B.3 presenta el desempeño de la potencia y frecuencia cuando un generador suministra el doble de potencia de los demás generadores. En este escenario existe proporcionalidad en la potencia entregada por los generadores. Las gráficas muestran que el generador 1 entrega el doble de potencia luego de encender en generador 2, y cuando enciende el generador 3, los generadores 2 y 3 entregan la misma potencia y el generador 1 entrega el doble de potencia de los otros generadores.

Figura B.3.

Resultados del control primario

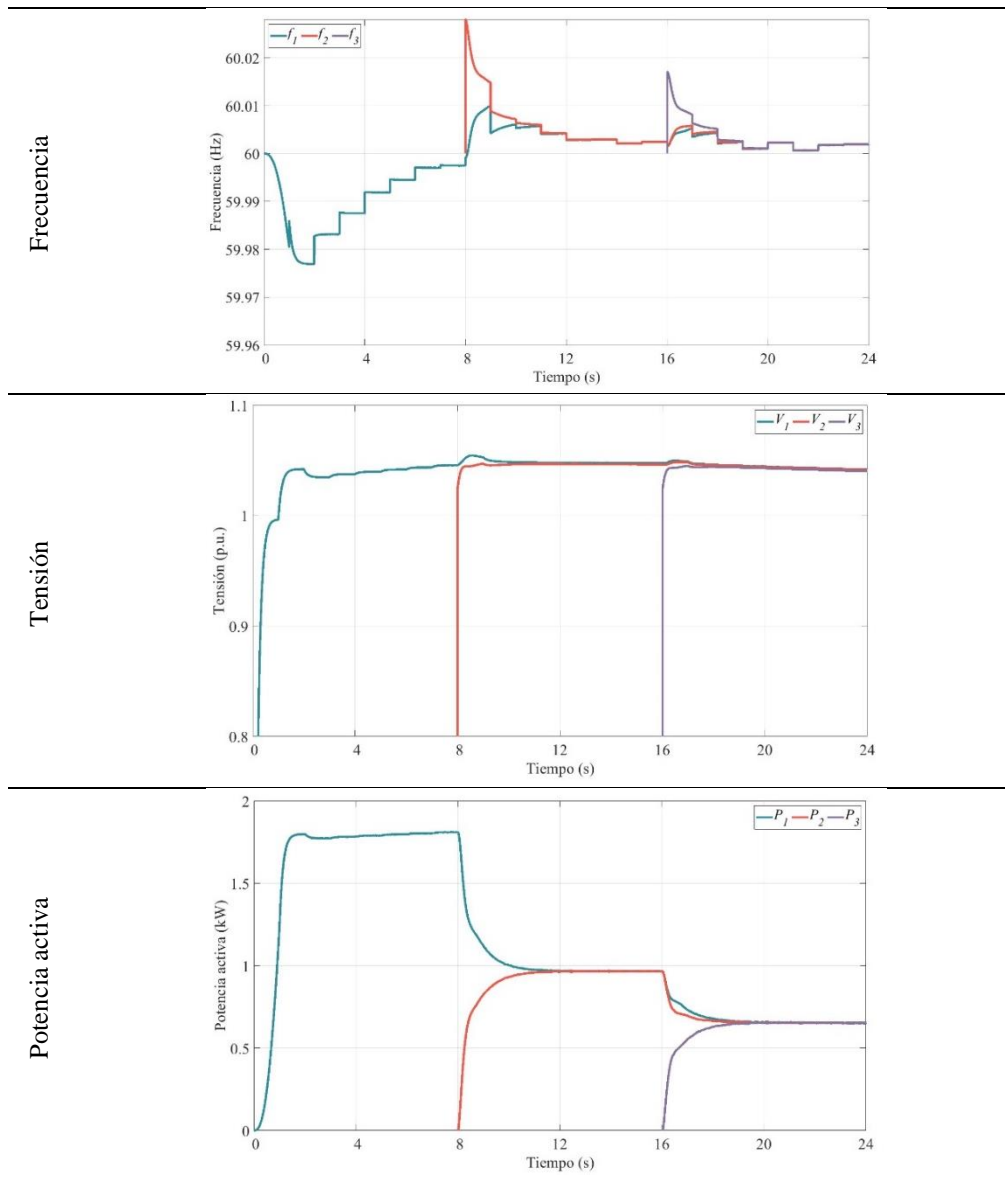


Control secundario

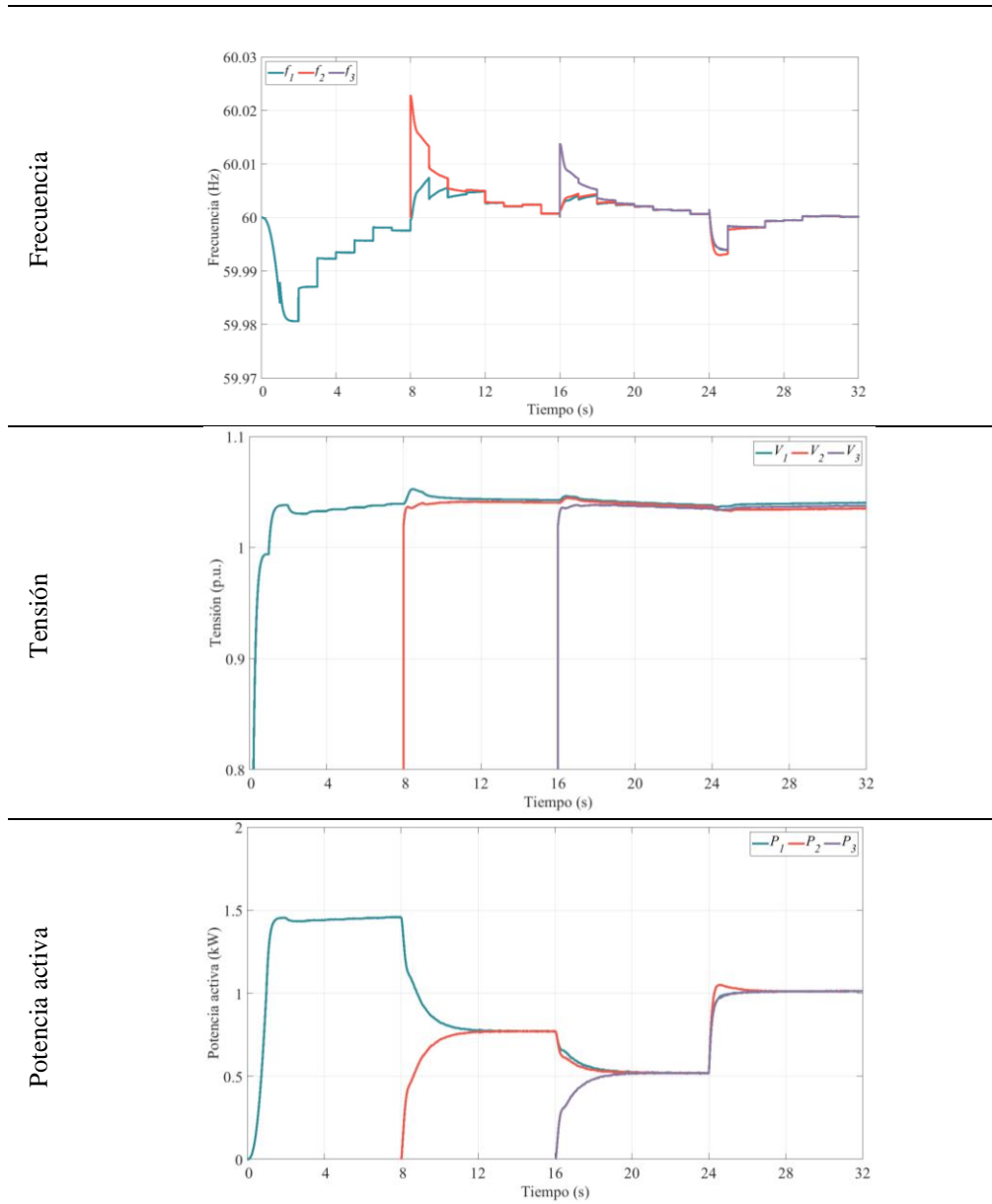
La Figura B.4 presenta el comportamiento de la frecuencia, tensión, potencia activa y potencia reactiva cuando se aplica el control secundario. El resultado más relevante es que la frecuencia es afectada con la entrada en funcionamiento de cada generador, pero logra corregir las desviaciones causadas y estabilizarse en el valor de referencia (60 Hz). La tensión se mantiene en el rango de operación correcto. Respecto a las potencias, estas se van distribuyendo por igual entre los generadores a medida que van encendiendo.

Figura B.4.

Resultados del control secundario



La Figura B.5 presenta el desempeño de la frecuencia, tensión y potencia para el escenario de variación de carga. La entrada de carga se produce en el segundo 24, por lo tanto, se observa que la frecuencia es afectada en ese instante, pero el control secundario posibilita que retome el valor de referencia de 60 Hz. Asimismo, se evidencia un incremento en la potencia suministrada por los generadores en el instante que ingresa la carga.

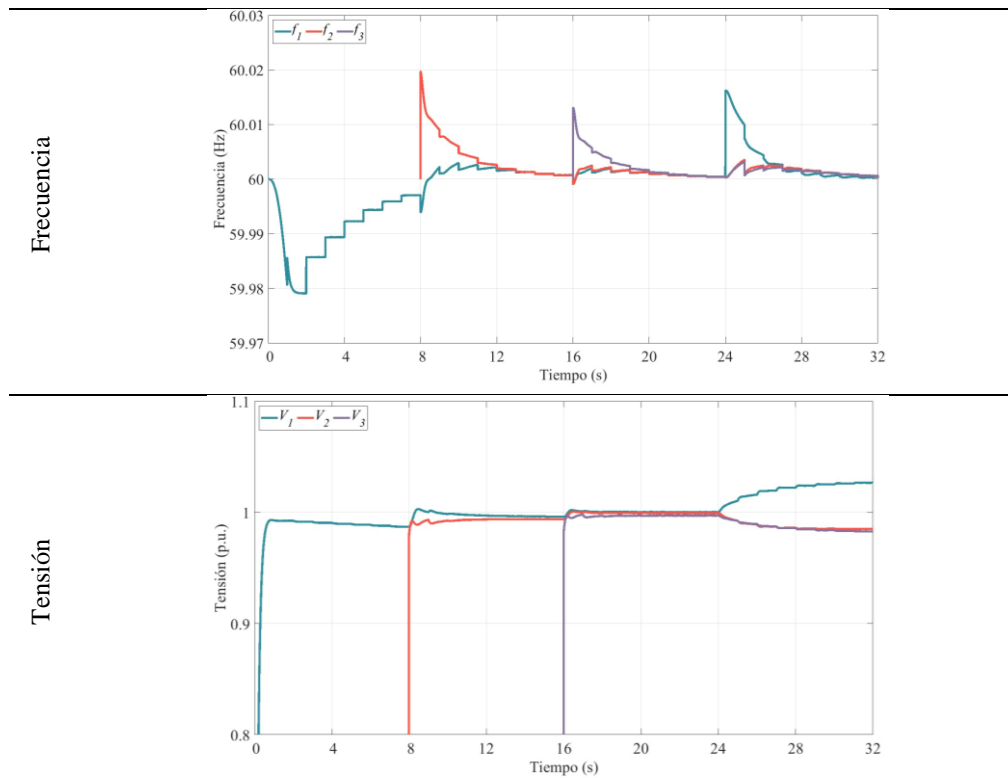
Figura B.5.*Control secundario con ingreso de carga****Control terciario***

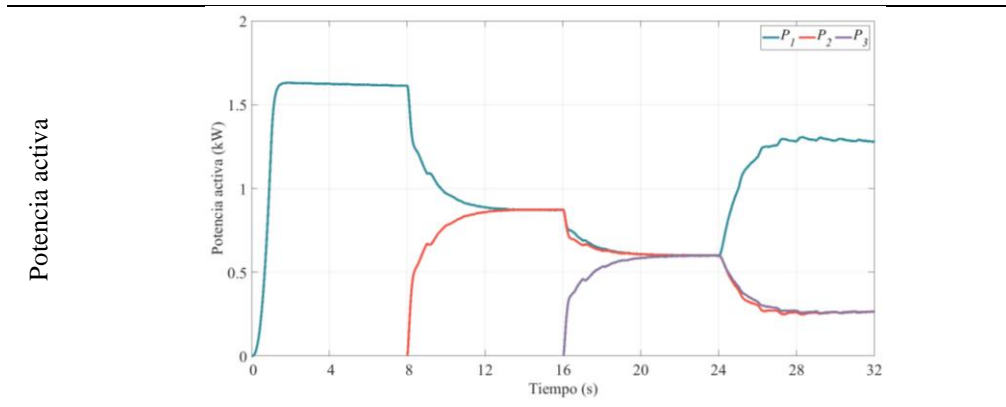
La Figura B.6 presenta el desempeño de la frecuencia, tensión y potencia activa cuando se aplica control terciario luego de haber aplicado el control primario y secundario. El control

terciario se puede observar luego del segundo 24, cuando al generador 1 se condicionó a entregar más potencia y que los demás generadores suministren la potencia restante para cubrir la demanda. Las gráficas muestran que la frecuencia es afectada, pero logra recuperarse a los 60 Hz, la tensión también es afectada, pero se mantiene en un rango aceptable de operación. Por parte del despacho de potencia, el generador 1 suministra mayor potencia a partir del segundo 24 y, en consecuencia, los generadores 2 y 3 suministran una cantidad menor.

Figura B.6.

Resultados de control terciario





Apéndice C. Cuantificación de resultados

La sección muestra los indicadores que son calculados a partir de los resultados de simulación.

Generación

La Tabla C.1 muestra los resultados cuando la MR está conectada a la red (On) y en modo aislado (Off).

Tabla C.1.

Indicadores cuantificados de generación

Indicador	Fórmula	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3		Escenario 4
		On	Off	On	Off	On	Off	On
Autoproducción eléctrica (%)	$ESP = \frac{E_{tot}^{el,sp}}{D_{tot}^{el}}$	107,14	101	7,14	102,8	60	100	900
Factor de capacidad (%)	$CF = \frac{\sum_{t=1}^{8760} P^G(t)}{h * P^s}$	77,14	72,62	10,28	74	10,28	17,14	77,14
Factor de capacidad de planta (%)	$F_p = \frac{E_s}{C_c}$	100	100	7,12	100	60	100	100

Operación

La Tabla C.2 muestra las pérdidas de energía de la MR en el escenario de operación normal.

La Tabla C.3 relaciona los desbalances de tensión en cada nodo de la MR para desbalance en la carga global y carga local.

Tabla C.2.

Pérdidas de energía de la MR en operación normal

Indicador	Conectada	Aislada
Pérdidas de energía (%)	1,14	0,78

Tabla C.3.

Desbalance de tensión para los escenarios de desbalance de carga local y global

Elemento	Desbalance carga global		Desbalance carga local	
	Conectada	Aislada	Conectada	Aislada
V1 (%)	0	0	7,2	0
V2 (%)	1,28	0,2	0,4	0,07
V3 (%)	0	6,45	58,4	58,11
V4 (%)	0	0,51	0,4	0,3
V5 (%)	0	6,36	5,1	6,76
V6 (%)	0	0,73	0,2	0,36
V7 (%)	0,67	0,57	0,7	0,33

Resiliencia

La Tabla C.4 lista los indicadores calculados cuando se presentan variaciones en la carga local y global cuando la MR funciona en modo aislado y conectado a la red.

Tabla C.4.*Indicadores para escenarios de variación de carga local y global.*

		Variación de carga local				Variación de carga global			
		Conectada		Aislada		Conectada		Aislada	
		Tensión desviada	Valor	Tensión desviada	Valor	Tensión desviada	Valor	Tensión desviada	Valor
Índice de calidad de tensión	DI1	1,015	15 %	1	0 %	1,013	13 %	1	0 %
	DI2	1,015	15 %	0,999	1 %	1,013	13 %	0,999	1 %
	DI3	1,012	12 %	0,998	2 %	1,011	11 %	0,998	2 %
	DI4	1,012	12 %	0,998	2 %	1,011	11 %	0,998	2 %
	DI5	1,007	7%	0,994	6%	1,006	6%	0,994	6%
	DI6	1,007	7%	0,994	6%	1,006	6%	0,994	6%
	DI7	1	0 %	0,988	12 %	1	0 %	0,988	12 %
LoPr	-	-	5,13 %	-	5,13 %	-	17,95 %	-	17,95 %

La Tabla C.5 relaciona los indicadores para los escenarios de deslastre de carga local y global cuando la MR funciona en modo aislado y conectado a la red.

Tabla C.5.*Indicadores para escenarios de deslastre de carga local y global.*

		Deslastre de carga local				Deslastre de carga global			
		Conectada		Aislada		Conectada		Aislada	
		Tensión desviada	Valor	Tensión desviada	Valor	Tensión desviada	Valor	Tensión desviada	Valor
Índice de calidad de tensión	DI1	1,017	17 %	1	0 %	1,013	13 %	1	0 %
	DI2	1,017	17 %	0,999	1 %	1,013	13 %	0,999	1 %
	DI3	1,013	13 %	0,998	2 %	1,011	11 %	1,004	4 %
	DI4	1,013	13 %	0,998	2 %	1,011	11 %	1,004	4 %
	DI5	1,007	7 %	0,994	6 %	1,006	6 %	1,007	7 %
	DI6	1,007	7 %	0,994	6 %	1,006	6 %	1,007	7 %
	DI7	1	0 %	0,998	12 %	1	0 %	1,007	7 %
LoPr	-	-	15,38 %	-	15,38 %	-	53,85 %	-	53,85 %

Apéndice D. Normalización de datos**Generación**

La Tabla D.1 relaciona los indicadores normalizados aplicables a la generación para los escenarios establecidos y los modos de operación: conectado a la red (On) y aislado (Off).

Tabla D.1.

Indicadores normalizados de la generación.

Resultado	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3		Escenario 4
	On	Off	On	Off	On	Off	On
I12	1	1	1	1	1	1	1
I34	1	1	1	1	1	1	1
I56	1	1	1	1	1	1	1
I24	1	1	1	1	1	1	1
I46	1	1	1	1	1	1	1
I67	1	1	1	1	1	1	1
V1	1	1	1	1	1	1	1
V2	1	1	1	1	1	1	1
V3	1	1	1	1	1	1	1
V4	1	1	1	1	1	1	1
V5	1	1	1	1	1	1	1
V6	1	1	1	1	1	1	1
V7	1	1	1	1	1	1	1
T1	1	1	1	1	1	1	1
T2	1	1	1	1	1	1	1
T3	1	1	1	1	1	1	1
L1	1	1	1	1	1	1	1
L2	1	1	1	1	1	1	1
L3	1	1	1	1	1	1	1
Autoproducción eléctrica	1	1	0	1	0	1	1
Factor de capacidad	1	1	0	1	0	0	1
Factor de capacidad de planta	1	1	0	1	0	1	1

Operación

La Tabla D.2 relaciona los indicadores normalizados para el escenario de operación normal y la Tabla D.3 muestra los indicadores normalizados para los escenarios de carga local desbalanceada y carga global desbalanceada.

Tabla D.2

Indicadores normalizados para el escenario de operación normal.

Resultado	Conectada a la red	Aislada
I12	1	1
I34	1	1
I56	1	1
I24	1	1
I46	1	1
I67	1	1
V1	1	1
V2	1	1
V3	1	1
V4	1	1
V5	1	1
V6	1	1
V7	1	1
T1	1	1
T2	1	1
T3	1	1
L1	1	1
L2	1	1
L3	1	1
Pe	1	1

Tabla D.3.

Indicadores normalizados para escenarios de carga local desbalanceada y carga global desbalanceada.

Elemento	Carga global desbalanceada		Carga local desbalanceada	
	Conectada	Aislada	Conectada	Aislada
V1	1	1	0	1

V2	1	1	1	1
V3	1	0	0	0
V4	1	1	1	1
V5	1	0	0	0
V6	1	1	1	1
V7	1	1	1	1

Resiliencia

La Tabla D.4 registra los resultados normalizados para los escenarios de variación y deslastre de carga local y global cuando la MR funciona en modo aislado y conectado a la red.

Tabla D.4.

Resultados normalizados de la resiliencia.

		Variación de carga local		Variación de carga global		Deslastre de carga local		Deslastre de carga global	
		Conectada	Aislada	Conectada	Aislada	Conectada	Aislada	Conectada	Aislada
Tensión de nodos	V1	1	1	1	1	1	1	1	1
	V2	1	1	1	1	1	1	1	1
	V3	1	1	1	1	1	1	1	1
	V4	1	1	1	1	1	1	1	1
	V5	1	1	1	1	1	1	1	1
	V6	1	1	1	1	1	1	1	1
	V7	1	1	1	1	1	1	1	1
Frecuencia en nodos	f1	1	1	1	1	1	1	1	1
	f2	1	1	1	1	1	1	1	1
	f3	1	1	1	1	1	1	1	1
	f4	1	1	1	1	1	1	1	1
	f5	1	1	1	1	1	1	1	1
	f6	1	1	1	1	1	1	1	1
	f7	1	1	1	1	1	1	1	1
Índice de calidad de tensión	DI1	1	1	1	1	1	1	1	1
	DI2	1	1	1	1	1	1	1	1
	DI3	1	1	1	1	1	1	1	1
	DI4	1	1	1	1	1	1	1	1
	DI5	1	1	1	1	1	1	1	1
	DI6	1	1	1	1	1	1	1	1
	DI7	1	1	1	1	1	1	1	1
LoPr	-	1	1	0	0	0	0	0	0

Protección

La Tabla D.5 relaciona los resultados normalizados ante fallas trifásicas en los nodos de la MR.

Tabla D.5.

Indicadores normalizados de la protección.

Elemento	Punto de falla					
	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6
I12	1	1	1	1	1	1
I34	1	1	1	1	1	1
I56	1	1	1	1	1	1
I24	1	1	1	1	1	1
I46	1	1	1	1	1	1
I67	1	1	1	1	1	1
If1	1	1	1	1	1	1
If2	1	1	1	1	1	1
If3	1	1	1	1	1	1
Ired	1	1	1	1	1	1

Control

La Tabla D.6 relaciona los resultados de control normalizados para los diversos escenarios.

Tabla D.6.

Indicadores normalizados del control.

Parámetro	Control Primario	Control secundario		Entrada de carga		Control terciario
		Centralizado	Descentralizado	Centralizado	Descentralizado	Descentralizado
Frecuencia	1	1	1	1	1	1
Potencia	1	1	1	1	1	1
Tensión	1	1	1	1	1	1