



Institución  
**Universitaria**  
Reacreditada en Alta Calidad

**Metodología para la integración y la  
gestión de recursos energéticos  
distribuidos en sistemas de distribución  
asimétricos empleando algoritmos de  
optimización metaheurística para la  
mejora de indicadores técnicos,  
económicos y ambientales en zonas no  
interconectadas**

Jhony Andrés Guzmán Henao

Instituto Tecnológico Metropolitano

Facultad de Ingenierías

Medellín, Colombia

2025

# Metodología para la integración y la gestión de recursos energéticos distribuidos en sistemas de distribución asimétricos empleando algoritmos de optimización metaheurística para la mejora de indicadores técnicos, económicos y ambientales en zonas no interconectadas

Jhony Andrés Guzmán Henao

Tesis doctoral presentada como requisito parcial para optar al título de:  
Doctor en Ingeniería

**Directores:**

Ph.D., Rubén Iván Bolaños  
Ph.D., Luis Fernando Grisales Noreña  
Ph.D., Óscar Danilo Montoya Giraldo

**Línea de Investigación:**

Eficiencia energética

**Grupo de Investigación:**

Materiales Avanzados y Energía (MATYER)

**Instituto Tecnológico Metropolitano**

**Facultad de Ingenierías**

Medellín, Colombia

2025

*Este trabajo está dedicado a:*

Mi familia, quienes son mi motivación personal para crecer y buscar oportunidades que me permitan brindarles un futuro mejor.

A mi esposa, quien ha hecho parte activa de mi proceso formativo, desde el acompañamiento y su incondicionalidad en todo momento.

A mi madre, quien se encargó de entregarme las herramientas necesarias para afrontar nuevos retos.

# Agradecimientos

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que contribuyeron al desarrollo de este trabajo. En primer lugar, a mis directores, los doctores Rubén Iván Bolaños, Luis Fernando Grisales Noreña y Óscar Danilo Montoya Giraldo, por compartir sus amplios conocimientos, así como por su paciencia, dedicación y orientación en todo momento. Su experiencia y saber fueron fundamentales para el éxito de esta investigación.

Asimismo, extiendo mi gratitud al grupo de docentes del ITM, quienes, a través de los diferentes cursos, guiaron mi proceso formativo y me proporcionaron herramientas valiosas para mi desarrollo como investigador.

Finalmente, agradezco al ITM Institución Universitaria por brindarme la oportunidad de crecer académicamente, gracias a sus excelentes instalaciones, procesos administrativos y la calidez de sus empleados.

# Resumen

El crecimiento de la demanda energética y la necesidad de un suministro confiable y sostenible en zonas no interconectadas (ZNI) han impulsado el desarrollo de estrategias integrales para la planificación y operación de sus sistemas eléctricos de distribución (SEDs). Estos enfrentan desafíos como altos costos de producción de energía, ineficiencia operativa y elevadas emisiones de  $CO_2$  debido al uso de combustibles fósiles. En respuesta, la integración de recursos energéticos distribuidos (DERs) se presenta como una solución viable, aunque plantea una alta complejidad matemática y computacional por las condiciones operativas dinámicas de la red.

Esta tesis doctoral propone una metodología de optimización para la integración y gestión conjunta de DERs en SEDs asimétricos ubicados en ZNI, considerando criterios técnicos, económicos y ambientales. La estrategia se fundamenta en un modelo de programación no lineal entera mixta (MINLP) de tipo líder-seguidor, que permite representar las características operativas y las variables de decisión del sistema. Para resolver este problema, se desarrolló un esquema de solución basado en algoritmos metaheurísticos, incluyendo el Algoritmo Genético de Chu & Beasley (CBGA), el Algoritmo de Búsqueda de Vórtices (VSA) y el Algoritmo de Optimización de la Viuda Negra (BWOA).

La validación de la metodología se realizó utilizando tres sistemas de prueba disponibles en la literatura, cada uno adaptado a las condiciones de demanda y generación renovable de una ZNI del territorio colombiano. Sistemas de prueba de 8, 25 y 37 nodos adaptados a las condiciones de Nuquí, Leticia y la Isla de San Andrés, respectivamente.

En todos los casos se evidenciaron mejoras significativas en los indicadores económicos, técnicos y ambientales, particularmente en las soluciones obtenidas mediante el algoritmo BWOA. En Nuquí, se lograron reducciones del 18,7021% en los costos, del 51,4738% en las pérdidas de energía y del 44,3585% en las emisiones de  $CO_2$ . En Leticia, las reducciones fueron del 26,9304% en los costos, del 77,0164% en las pérdidas y del 61,1426% en las emisiones de  $CO_2$ . Finalmente, para la isla de San Andrés, se alcanzaron reducciones del 35,6691% en los costos, del 65,4489% en las pérdidas de energía y del 59,9654% en las emisiones de  $CO_2$ . Todo esto con buenos tiempos de procesamiento y una adecuada repetibilidad de las soluciones.

# Abstract

The growth in energy demand and the need for a reliable and sustainable supply in non-interconnected zones (ZNI, by its acronym in Spanish) have driven the development of comprehensive strategies for the planning and operation of their electrical distribution systems (EDSs). These systems face several challenges, including high costs, operational inefficiencies, and elevated emissions resulting from the use of fossil fuels. In response, the integration of distributed energy resources (DERs) has emerged as a viable solution, although it introduces significant mathematical and computational complexity due to dynamic operating conditions.

This doctoral thesis proposes an optimization methodology for the integration and joint management of DERs in asymmetric EDSs located in ZNIs, considering technical, economic, and environmental criteria. The strategy is based on a mixed-integer nonlinear programming (MINLP) leader–follower model that captures the system’s operational characteristics and decision variables. To solve this problem, a solution scheme was developed using metaheuristic algorithms, including the Chu & Beasley Genetic Algorithm (CBGA), the Vortex Search Algorithm (VSA), and the Black Widow Optimization Algorithm (BWOA).

The methodology was validated using three test systems available in the literature, each adapted to the demand and renewable generation conditions of a ZNI in Colombia. Specifically, 8-, 25-, and 37-node test systems were adapted to the conditions of Nuquí, Leticia, and San Andrés Island, respectively.

In all cases, significant improvements were observed across economic, technical, and environmental indicators, particularly in the solutions obtained using the BWOA. In Nuquí, reductions of 18,7021% in costs, 51,4738% in energy losses, and 44,3585% in  $CO_2$  emissions were achieved. In Leticia, the reductions reached 26,9304% in costs, 77,0164% in losses, and 61,1426% in  $CO_2$  emissions. Finally, for San Andrés Island, reductions of 35,6691% in costs, 65,4489% in energy losses, and 59,9654% in  $CO_2$  emissions were obtained. These results were achieved with acceptable processing times and adequate repeatability of the solutions.

# Índice General

Índice de figuras	ix
Índice de tablas	xv
Acrónimos	xix
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 Justificación . . . . .	1
1.2 Objetivos . . . . .	4
1.2.1 Objetivo general . . . . .	4
1.2.2 Objetivos específicos . . . . .	4
1.3 Contribuciones del proyecto de grado . . . . .	5
1.4 Productos derivados del proyecto de grado . . . . .	5
1.5 Estructura del documento . . . . .	9
<b>2 Marco Teórico y Estado del Arte</b>	<b>10</b>
2.1 Sistema eléctrico de potencia . . . . .	10
2.1.1 Desafíos asociados a la etapa de distribución . . . . .	11
2.1.1.1 Topología de la red . . . . .	11
2.1.1.2 Transporte de energía en un SED . . . . .	12
2.1.1.3 Sistema eléctrico de distribución trifásico asimétrico . . . . .	13
2.1.1.4 Tipos de usuarios conectados a los SEDs . . . . .	14
2.1.1.5 La variabilidad introducida por los recursos renovables . . . . .	15
2.1.2 Factores que influyen en la integración de territorios a grandes SEPs . . . . .	17
2.1.3 Estrategias para gestionar los SEDs en zonas interconectadas y ZNI . . . . .	18
2.1.3.1 Dispositivos de generación distribuida . . . . .	18
2.1.3.2 Sistemas de almacenamiento de energía en baterías . . . . .	19
2.1.3.3 Dispositivos de compensación de potencia reactiva . . . . .	20
2.1.3.4 Sistemas de gestión de la demanda . . . . .	22
2.1.4 Rol del marco regulatorio en la incorporación de DERs . . . . .	23
2.1.5 Complejidad matemática en la integración y gestión de DERs dentro de los SEDs . . . . .	24
2.1.5.1 Naturaleza de las variables . . . . .	25

2.1.5.2	Formulación matemática . . . . .	26
2.1.6	Evaluación del impacto de los DERs en los SEDs . . . . .	29
2.1.6.1	Flujo de potencia . . . . .	30
2.1.6.2	Métodos de evaluación del flujo de potencia . . . . .	32
2.1.6.3	Aspectos relevantes en la evaluación del flujo de potencia . . . . .	34
2.1.6.4	Impacto en los aspectos operativos del SED . . . . .	35
2.1.7	Enfoques encontrados en la literatura especializada para la gestión energética de los DERs en los SEDs . . . . .	35
2.1.7.1	Enfoques analíticos . . . . .	36
2.1.7.2	Enfoques numéricos . . . . .	36
2.1.7.3	Enfoques heurísticos . . . . .	37
2.1.7.4	Enfoques metaheurísticos . . . . .	37
2.2	Análisis de los avances realizados en la literatura especializada . . . . .	38
2.2.1	Estrategias para la integración y gestión de un solo tipo de DER . . . . .	39
2.2.2	Estrategias que abordan la integración y gestión simultánea de diferentes tipos de DERs . . . . .	47
<b>3</b>	<b>Metodología</b>	<b>56</b>
3.1	Selección de escenarios de implementación . . . . .	56
3.1.1	Nuquí, Chocó . . . . .	57
3.1.1.1	Sistema de prueba trifásico de 8 nodos . . . . .	58
3.1.2	Leticia, Amazonas . . . . .	60
3.1.2.1	Sistema de prueba trifásico de 25 nodos . . . . .	60
3.1.3	Isla de San Andrés . . . . .	61
3.1.3.1	Sistema de prueba trifásico IEEE de 37 nodos . . . . .	62
3.1.4	Selección de tipos de DERs, cantidad de dispositivos y su límite máximo de potencia nominal . . . . .	63
3.2	Análisis de la disponibilidad de fuentes de energía renovable y de la demanda energética en ZNI . . . . .	66
3.2.1	Obtención de curvas de generación de fuentes renovables de energía . . . . .	66
3.2.1.1	Evaluación del Potencial de Generación de Energía Solar en las ZNI seleccionadas . . . . .	68
3.2.2	Obtención de curvas de demanda energética en las ZNI seleccionadas . . . . .	68
3.3	Formulación Matemática para la Integración de DERs en SEDs de ZNI . . . . .	70
3.3.1	Formulación de Funciones Objetivo . . . . .	70
3.3.1.1	Función objetivo para el mejoramiento de aspectos económicos . . . . .	71

3.3.1.2	Función objetivo para el mejoramiento de aspectos técnicos . . .	74
3.3.1.3	Función objetivo para el mejoramiento de aspectos ambientales	75
3.3.1.4	Estimación de la vida útil de los BESS . . . . .	75
3.3.2	Conjunto de restricciones . . . . .	78
3.3.2.1	Balances de potencia activa y reactiva en cada nodo . . . . .	78
3.3.2.2	Límites de potencia activa y reactiva de los generadores convencionales . . . . .	79
3.3.2.3	Límites de potencia activa en las fuentes de GD y en las baterías	79
3.3.2.4	Límites de potencia reactiva en los D-STATCOMs . . . . .	80
3.3.2.5	Límites de tensión en los nodos . . . . .	80
3.3.2.6	Límite de corriente en las líneas . . . . .	80
3.3.2.7	Relación entre el SOC y la gestión de la potencia activa en cada batería . . . . .	81
3.3.2.8	SOC inicial y SOC final para un intervalo de operación . . . . .	81
3.3.2.9	Potencia máxima de carga y descarga por batería . . . . .	82
3.3.2.10	Límites de operación del SOC . . . . .	82
3.4	Metodología propuesta para la integración y la gestión de DERs en SEDs de ZNI	83
3.4.1	Etapa líder . . . . .	84
3.4.1.1	Algoritmo genético de Chu & Beasley . . . . .	84
3.4.1.2	Algoritmo de Búsqueda de Vórtices . . . . .	85
3.4.1.3	Algoritmo de Optimización de la Viuda Negra . . . . .	88
3.4.1.4	Sintonización de algoritmos usados etapa en la etapa líder . . .	89
3.4.2	Etapa seguidor . . . . .	90
3.4.3	Codificación propuesta para las soluciones . . . . .	93
3.4.4	Herramienta utilizada para la resolución de los algoritmos . . . . .	94
3.4.5	Evaluación para una hora de las condiciones operativas en los escenarios de implementación propuestos . . . . .	95
3.4.6	Adaptación y evaluación para 24 horas de las condiciones operativas en los escenarios de implementación propuestos . . . . .	96
3.4.7	Definición de los casos base en cada escenario de implementación propuesto	98
3.4.8	Consideraciones adicionales . . . . .	100

## 4 Resultados

103

4.1	Implementación de la metodología líder-seguidor en el escenario de prueba de Nuquí104	
4.1.1	Optimización de la función objetivo económica en Nuquí . . . . .	104

4.1.1.1	Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo económica en Nuquí . . . . .	106
4.1.1.2	Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en Nuquí . . . . .	109
4.1.2	Optimización de la Función objetivo técnica en Nuquí . . . . .	110
4.1.2.1	Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo técnica en Nuquí . . . . .	111
4.1.2.2	Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en Nuquí . . . . .	114
4.1.3	Optimización de la Función objetivo ambiental en Nuquí . . . . .	115
4.1.3.1	Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo ambiental en Nuquí . . . . .	116
4.1.3.2	Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en Nuquí . . . . .	119
4.2	Implementación de la metodología líder-seguidor en el escenario de prueba de Leticia . . . . .	121
4.2.1	Optimización de la Función objetivo económica en Leticia . . . . .	121
4.2.1.1	Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo económica en Leticia . . . . .	123
4.2.1.2	Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en Leticia . . . . .	125
4.2.2	Optimización de la Función objetivo técnica en Leticia . . . . .	126
4.2.2.1	Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo técnica en Leticia . . . . .	127
4.2.2.2	Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en Leticia . . . . .	130
4.2.3	Optimización de la Función objetivo ambiental en Leticia . . . . .	131
4.2.3.1	Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo ambiental en Leticia . . . . .	132
4.2.3.2	Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en Leticia . . . . .	134
4.3	Implementación de la metodología líder-seguidor en el escenario de prueba de la Isla de San Andrés . . . . .	137
4.3.1	Optimización de la Función objetivo económica en la Isla de San Andrés . . . . .	137

4.3.1.1	Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo económica en la Isla de San Andrés . . . . .	139
4.3.1.2	Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en la Isla de San Andrés . . . . .	141
4.3.2	Optimización de la Función objetivo técnica en la Isla de San Andrés . . . . .	142
4.3.2.1	Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo técnica en la Isla de San Andrés . . . . .	143
4.3.2.2	Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en la Isla de San Andrés . . . . .	145
4.3.3	Optimización de la Función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés . . . . .	146
4.3.3.1	Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés . . . . .	147
4.3.3.2	Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés . . . . .	149
<b>5</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>153</b>
<b>6</b>	<b>Trabajos futuros</b>	<b>156</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>184</b>

# Índice de figuras

2.1	Principales etapas de un SEP. . . . .	10
2.2	Desafíos asociados a los SEDs. . . . .	11
2.3	Tipos de conexiones a un SED. . . . .	13
2.4	Curvas características de generación y demanda de energía. . . . .	16
2.5	Principales categorías de DERs. . . . .	19
2.6	Publicaciones relacionadas por año . . . . .	38
2.7	Publicaciones relacionadas por área temática . . . . .	39
3.1	Representación gráfica de la configuración eléctrica del sistema de prueba de 8 nodos. . . . .	58
3.2	Representación gráfica de la configuración eléctrica del sistema de prueba de 25 nodos. . . . .	61
3.3	Representación gráfica de la configuración eléctrica del sistema de prueba de 37 nodos. . . . .	63
3.4	Reducción de pérdidas de energía según la cantidad de generadores instalados . . . . .	65
3.5	Potencial de generación de las fuentes de GD para cada una de las ZNI. . . . .	69
3.6	Curva de Wöhler para una batería de iones de litio. . . . .	77
3.7	Flujo de operación de la metodología líder-Seguidor. . . . .	84
3.8	Representación general del vector de solución y asignación de posiciones por tipo de DER. . . . .	94
3.9	Detalle de las posiciones del vector de solución utilizadas por cada DER específico. . . . .	95

3.10	Curvas en p.u. de demanda de potencia activa y reactiva para 24 horas de operación en el sistema de prueba de 8 nodos (escenario Nuquí). . . . .	97
3.11	Curvas en p.u. de demanda de potencia activa y reactiva para 24 horas de operación en el sistema de prueba de 25 nodos (escenario Leticia). . . . .	97
3.12	Curvas en p.u. de demanda de potencia activa y reactiva para 24 horas de operación en el sistema de prueba de 37 nodos (escenario Isla de San Andrés). . . . .	98
3.13	Potencia trifásica generada en el nodo de subestación para el caso base propuesto en Nuquí (sistema de 8 nodos). . . . .	99
3.14	Potencia trifásica generada en el nodo de subestación para el caso base propuesto en Leticia (sistema de 25 nodos). . . . .	99
3.15	Potencia trifásica generada en el nodo de subestación para el caso base propuesto en Isla de San Andrés (sistema de 37 nodos). . . . .	100
3.16	Curva de variación porcentual del costo de la energía durante un día de operación.	101
4.1	Análisis estadístico para los costos totales (USD) obtenidos con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en Nuquí. . . . .	105
4.2	Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ , $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo económica para Nuquí. . . . .	106
4.3	Potencial de generación máximo e inyección de potencia propuesta para los generadores G1, G2 y G3 por el BWOA para la función objetivo económica en Nuquí. . . . .	107
4.4	Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en Nuquí. . . . .	108
4.5	Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo económica en Nuquí. . . . .	108
4.6	Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en Nuquí.	109

4.7	Análisis estadístico para las pérdidas de energía (kW) obtenidas con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en Nuquí. . . . .	111
4.8	Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ , $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo técnica para Nuquí. . . . .	112
4.9	Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo técnica en Nuquí. . .	113
4.10	Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en Nuquí. . . . .	113
4.11	Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo técnica en Nuquí. . . . .	114
4.12	Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en Nuquí. .	115
4.13	Análisis estadístico para las emisiones (kg de $CO_2$ ) obtenidas con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en Nuquí. . . . .	116
4.14	Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ , $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo ambiental para Nuquí. . . . .	117
4.15	Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo ambiental en Nuquí. . . . .	117
4.16	Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en Nuquí. . . . .	118
4.17	Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo ambiental en Nuquí. . . . .	118
4.18	Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en Nuquí. . . . .	119
4.19	Análisis estadístico para los costos totales (USD) obtenidos con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en Leticia. . . . .	122

4.20	Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ , $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo económica para Leticia. . . . .	123
4.21	Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo económica en Leticia.	124
4.22	Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en Leticia. . . . .	124
4.23	Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo económica en Leticia. . . . .	125
4.24	Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en Leticia.	126
4.25	Análisis estadístico para las pérdidas de energía (kW) obtenidas con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en Leticia. . . . .	127
4.26	Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ , $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo técnica para Leticia. . . . .	128
4.27	Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo técnica en Leticia. . . . .	129
4.28	Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en Leticia. . . . .	129
4.29	Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo técnica en Leticia. . . . .	130
4.30	Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en Leticia. . . . .	131
4.31	Análisis estadístico para las emisiones (kg de $CO_2$ ) obtenidas con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en leticia. . . . .	132
4.32	Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ , $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo ambiental para Leticia. . . . .	133

4.33	Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo ambiental en Leticia.	133
4.34	Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en Leticia. . . . .	134
4.35	Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo ambiental en Leticia. . . . .	134
4.36	Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en Leticia.	135
4.37	Análisis estadístico para los costos totales (USD) obtenidos con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en la Isla de San Andrés. . . . .	138
4.38	Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ , $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo económica para la Isla de San Andrés. . . .	139
4.39	Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo económica en la Isla de San Andrés. . . . .	140
4.40	Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en la Isla de San Andrés. . . . .	140
4.41	Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo económica en la Isla de San Andrés. . . . .	141
4.42	Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en la Isla de San Andrés. . . . .	142
4.43	Análisis estadístico para las pérdidas de energía (kW) obtenidas con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en la Isla de San Andrés. . . . .	143
4.44	Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ , $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo técnica para la Isla de San Andrés. . . . .	144

4.45	Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo técnica en la Isla de San Andrés. . . . .	144
4.46	Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en la Isla de San Andrés. . . . .	145
4.47	Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo técnica en la Isla de San Andrés. . . . .	145
4.48	Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en la Isla de San Andrés. . . . .	146
4.49	Análisis estadístico para las emisiones (kg de $CO_2$ ) obtenidas con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en la Isla de San Andrés. . . . .	147
4.50	Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ , $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo ambiental para la Isla de San Andrés. . . .	148
4.51	Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés. . . . .	149
4.52	Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés. . . . .	149
4.53	Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés. . . . .	150
4.54	Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés. . . . .	150

# Índice de tablas

2.1	Trabajos relacionados en la literatura especializada que integran un solo tipo de DER y sus características . . . . .	46
2.2	Trabajos relacionados en la literatura especializada que integran simultáneamente diferentes tipos de DERs y sus características . . . . .	54
3.1	Parámetros eléctricos de líneas y cargas del sistema de prueba de 8 nodos. . . . .	59
3.2	Matrices de impedancia para los tipos de conductores en el sistema de prueba de 8 nodos. . . . .	59
3.3	Parámetros eléctricos de líneas y cargas del sistema de prueba de 25 nodos. . . . .	61
3.4	Matrices de impedancia para los tipos de conductores en el sistema de prueba de 25 nodos. . . . .	62
3.5	Parámetros eléctricos de líneas y cargas del sistema de prueba de 37 nodos. . . . .	64
3.6	Matrices de impedancia para los tipos de conductores en el sistema de prueba de 37 nodos. . . . .	64
3.7	Parámetros cálculo de potencial de generación de los paneles. . . . .	67
3.8	Radiación solar ( $G_T$ ) en $W/m^2$ , temperatura promedio ( $T_a$ ) en $^{\circ}C$ , y comportamiento de los generadores ( $C_{pv}$ ) % para un periodo característico de 24 horas en cada región. . . . .	70
3.9	Potencia demandada en kW y su equivalente en p.u. para un periodo característico de 24 horas en Nuquí, Leticia y la Isla de San Andrés. . . . .	71
3.10	Valores en p.u. de potencia activa (P), factor de potencia (FP) y potencia reactiva (Q) para un periodo característico de 24 horas en cada región. . . . .	72
3.11	Parámetros de ajuste del algoritmo CBGA. . . . .	90

3.12	Parámetros de ajuste del algoritmo VSA. . . . .	90
3.13	Parámetros de ajuste del algoritmo BWOA. . . . .	90
3.14	Pérdidas de potencia calculadas a través de MATLAB® y DigSILENT® para cada sistema de prueba. . . . .	96
3.15	Límites operativos por escenario: porcentaje máximo de carga y valores extremos de voltaje para un día típico . . . . .	98
3.16	Costos operativos totales, pérdidas de energía y emisiones de $CO_2$ para un periodo de evaluación de 24 horas en cada escenario. . . . .	99
3.17	Costos operativos totales, pérdidas de energía y emisiones de $CO_2$ anualizadas, calculadas a partir de un día típico de operación para cada escenario evaluado. . . . .	100
3.18	Parámetros empleados en el estudio . . . . .	102
4.1	Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de costos totales, tiempo de procesamiento y repetibilidad en Nuquí. . . . .	105
4.2	Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de pérdidas de energía, tiempo de procesamiento y repetibilidad en Nuquí. . . . .	110
4.3	Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de emisiones, tiempo de procesamiento y repetibilidad en Nuquí. . . . .	115
4.4	Resumen del desempeño de los algoritmos CBGA, VSA Y BWOA según cada función objetivo en Nuquí . . . . .	120
4.5	Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de costos totales, tiempo de procesamiento y repetibilidad en Leticia. . . . .	122
4.6	Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de pérdidas de energía, tiempo de procesamiento y repetibilidad en Leticia . . . . .	126
4.7	Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de emisiones, tiempo de procesamiento y repetibilidad en Leticia . . . . .	131

- 4.8 Resumen del desempeño de los algoritmos CBGA, VSA y BWOA según cada función objetivo en Leticia . . . . . 136
- 4.9 Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de costos totales, tiempo de procesamiento y repetibilidad en la Isla de San Andrés. . . . . 138
- 4.10 Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de pérdidas de energía, tiempo de procesamiento y repetibilidad en la Isla de San Andrés. . . . . 142
- 4.11 Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de emisiones, tiempo de procesamiento y repetibilidad en la Isla de San Andrés. . . 147
- 4.12 Resumen del desempeño de los algoritmos CBGA, VSA y BWOA según cada función objetivo en la Isla de San Andrés . . . . . 151
- A.1 Corriente por fase de cada línea y selección de conductor según NTC2050, tabla 310-16, 60°C, TW, UF, para el sistema de 8 nodos. . . . . 157
- A.2 Corriente por fase de cada línea y selección de conductor según NTC2050, tabla 310-16, 60°C, TW, UF, para el sistema de 25 nodos. . . . . 159
- A.3 Corriente por fase de cada línea y selección de conductor según NTC2050, tabla 310-16, 60°C, TW, UF, para el sistema de 37 nodos. . . . . 162
- B.1 Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución económica en Nuquí. . . . . 166
- B.2 SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo económica en Nuquí. . . . . 167
- C.1 Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución técnica en Nuquí. . . . . 168
- C.2 SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo técnica en Nuquí. 169
- D.1 Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución ambiental en Nuquí. . . . . 170

D.2	SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo ambiental en Nuquí. . . . .	171
E.1	Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución económica en Leticia. . . . .	172
E.2	SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo económica en Leticia. . . . .	173
F.1	Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución técnica en Leticia. . . . .	174
F.2	SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo técnica en Leticia.	175
G.1	Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución ambiental en Leticia. . . . .	176
G.2	SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo ambiental en Leticia. . . . .	177
H.1	Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución económica en la Isla de San Andrés.	178
H.2	SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo económica en la Isla de San Andrés. . . . .	179
I.1	Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución técnica en la Isla de San Andrés.	180
I.2	SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo técnica en la Isla de San Andrés. . . . .	181
J.1	Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución ambiental en la Isla de San Andrés.	182
J.2	SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés. . . . .	183

# Acrónimos

ASO	Algoritmo de Búsqueda de Átomos
AST	Método de Aproximaciones Sucesivas Trifásico
BESS	Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías
BWOA	Algoritmo de Optimización de la Viuda Negra
CBGA	Algoritmo Genético de Chu y Beasley
CGSA	Algoritmo de Búsqueda Gravitacional Caótico
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
D-STATCOM	Compensador Estático Sincrónico Distribuido
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DER	Recursos Energéticos Distribuidos
EABC	Algoritmo Mejorado de Colonia de Abejas Artificiales
FACTS	Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna
FDMM	Método de Toma de Decisiones Difusa
GD	Generación Distribuida
GSA	Algoritmo de Búsqueda por Gravedad
HGS	Algoritmo de Búsqueda del Juego del Hambre
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas
MC	Método de Monte Carlo
MOIMRFO	Algoritmo Multiobjetivo de Optimización Mejorada de Forraje de Rayas Manta
MOPSO	Algoritmo de Optimización de Enjambre de Partículas Multiobjetivo

MOVBOA	Algoritmo de Optimización Multiobjetivo Basado en el Método de la Mariposa en Movimiento
NASA	Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio
PCBGA	Algoritmo Genético de Chu y Beasley
POWER	Predicción de Recursos Energéticos a Nivel Mundial
PSO	Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas
PSOS	Algoritmo PSO con Coeficientes de Aceleración Basados en Funciones Sigmoideas
PV	Energía solar fotovoltaica
SA	Método de Aproximaciones Sucesivas
SCO	Algoritmo Seno-Coseno
SED	Sistema Eléctrico de Distribución
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
VSA	Algoritmo de Búsqueda en Vórtice
ZNI	Zonas no interconectadas

# 1. Introducción

## 1.1 Justificación

Durante los últimos años, el crecimiento acelerado de la población mundial ha planteado importantes retos en cuanto al desarrollo necesario para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a nivel global [1]. Los sistemas eléctricos de potencia (SEPs) han posibilitado la generación, transmisión, distribución y control de esta energía a gran escala; sin embargo, enfrentan desafíos significativos derivados del incremento en la demanda, los cambios en la matriz energética y la integración de nuevas tecnologías [2].

La etapa de distribución presenta los mayores retos operativos, ya que es en esta fase donde ocurre la interacción directa con los usuarios finales. Estos usuarios poseen características diversas que complejizan el modelo de operación del sistema y obligan a los operadores de red a adoptar estrategias que permitan abordar aspectos técnicos, económicos y ambientales relacionados con su funcionamiento. Dichas estrategias deben garantizar un suministro confiable de energía eléctrica, considerando factores como la calidad de la energía, los perfiles de tensión y la capacidad de las líneas [3].

Gran parte de los sistemas eléctricos de distribución a nivel mundial se construyen bajo una topología radial debido a su bajo costo de inversión y a la distribución típica de las cargas. Sin embargo, este diseño incrementa significativamente las pérdidas de energía y afecta aspectos operativos del sistema [4]. La energía eléctrica se transporta mediante conexiones trifásicas, donde un sistema ideal supone un equilibrio de potencia en cada fase. No obstante, los usuarios conectados a la red requieren diferentes tipos de conexión (monofásica, bifásica o trifásica) según su consumo, lo que genera un desbalance en las fases del sistema. Este desbalance ocasiona efectos negativos, como el aumento en las pérdidas de energía, mayores corrientes en las líneas, afectaciones a la continuidad del servicio y variaciones en los perfiles de tensión [5, 6].

Estos problemas impactan la confiabilidad del sistema y tienen repercusiones técnicas, económicas y ambientales [6]. Además, la operación de los SEPs debe considerar factores topográficos, sociales, económicos, demográficos, políticos y culturales de cada territorio, que determinan la viabilidad de interconexión entre sistemas eléctricos de distribución de diferentes

regiones. En casos donde la interconexión no es posible, los sistemas operan de forma aislada, conformando lo que se conoce como zonas no interconectadas (ZNI) [7, 8].

Las ZNI dependen en gran medida de fuentes de generación basadas en combustibles fósiles, lo que genera un impacto ambiental considerable debido a las altas emisiones de gases contaminantes [9]. Asimismo, los sistemas de distribución en estas zonas suelen tener una topología radial, lo que agrava los problemas operativos y eleva los costos asociados a la generación y distribución de energía [10].

Tanto las zonas interconectadas como las no interconectadas requieren estrategias que satisfagan sus necesidades energéticas, impactando factores como el desarrollo social, económico y la calidad de vida. La eficiencia de estas estrategias depende de la consideración de aspectos técnicos, económicos y ambientales. En las ZNI, además, es crucial garantizar la continuidad del servicio, lo que añade una complicación adicional respecto a las redes interconectadas. En este contexto, los operadores de redes eléctricas han implementado estrategias basadas en recursos energéticos distribuidos (DERs, por sus siglas en inglés), que incluyen generación con fuentes renovables, dispositivos de almacenamiento de energía y sistemas de compensación de potencia reactiva [10]. La integración adecuada de estos recursos depende de factores como la tecnología utilizada, el tamaño, la capacidad de inyección y almacenamiento de energía, y su correcta disposición en el sistema [11].

Desde un enfoque matemático, la integración de DERs constituye un problema complejo debido a su naturaleza no lineal y no convexa. Su formulación incluye variables binarias, continuas, discretas y complejas [12]. Por ello, cada escenario de integración debe ser evaluado mediante flujos de potencia, que permiten analizar variables críticas del sistema, como los niveles de tensión y la corriente en las líneas. Este proceso implica la ejecución de millones de cálculos, lo que genera tiempos de cómputo prohibitivos que crecen exponencialmente con el número de variables [13].

En la literatura especializada se encuentran diversas estrategias para gestionar los DERs en sistemas de distribución. Estas estrategias buscan optimizar aspectos técnicos, económicos y ambientales mediante técnicas de optimización que determinan las tecnologías, tamaños, capacidades de inyección y almacenamiento más adecuados para cada dispositivo [14]. Diferentes autores han propuesto estrategias para optimizar los impactos técnicos, económicos y ambientales asociados a la instalación de DERs en Sistemas eléctricos de distribución (SEDs), tanto en zonas interconectadas como en zonas no interconectadas. Sin embargo, debido a que este problema es altamente combinatorio, el modelo matemático que representa la operación del

sistema suele aumentar en complejidad de manera directamente proporcional al número de variables consideradas para la optimización. Por esta razón, la integración y gestión simultánea de tecnologías de Generación Distribuida (GD), sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) y dispositivos de compensación de potencia reactiva ha sido poco explorada.

Algunos investigadores que han abordado la integración y gestión simultánea de estos dispositivos tienden a simplificar los problemas de optimización mediante el uso de modelos equivalentes monofásicos para los sistemas de prueba. Además, estos estudios suelen enfocarse en un análisis monoobjetivo y, en muchos casos, no consideran de forma simultánea los aspectos técnicos, económicos y ambientales asociados a la implementación de DERs. Por ello, en diversos trabajos se ha resaltado la necesidad de futuras investigaciones que integren estos elementos de manera conjunta.

En este contexto, se identifica la necesidad de diseñar una estrategia integral para la integración y gestión de recursos energéticos distribuidos. Esta estrategia debe incluir, de manera simultánea, dispositivos de GD, BESS y compensación de potencia reactiva, en un entorno de optimización que permita evaluar el impacto en los aspectos técnicos, económicos y ambientales de los SEDs, considerando su naturaleza trifásica y las variaciones en generación y demanda. Adicionalmente, es fundamental que dicha estrategia mantenga una carga computacional adecuada, garantizando la obtención de soluciones de alta calidad en tiempos razonables de procesamiento.

Estas estrategias no solo facilitarán una gestión más eficiente de los recursos y necesidades energéticas en diversas regiones, sino que también tendrán un impacto significativo en zonas no interconectadas. En estas áreas, contribuirán a garantizar un suministro eléctrico estable, eficiente y de calidad, mejorando la calidad de vida de los habitantes y promoviendo el desarrollo social mediante una transición energética alineada con los planes de desarrollo regional.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo general

Diseñar una metodología para la integración y la gestión de recursos energéticos distribuidos en sistemas de distribución asimétricos empleando algoritmos de optimización metaheurística que garanticen la mejora de condiciones técnicas, económicas y ambientales en zonas no interconectadas.

### 1.2.2 Objetivos específicos

1. Realizar un análisis de la disponibilidad de fuentes de energía renovable y de la demanda energética de una ZNI para la cuantificación y evaluación tanto del potencial como las necesidades energéticas de una región mediante el uso de bases de datos disponibles en la literatura especializada y organizaciones gubernamentales del sector eléctrico.
2. Formular un modelo matemático que represente el problema de integración y gestión eficiente de recursos energéticos distribuidos bajo un entorno de generación y demanda variable para la mejora de condiciones operativas de la red en las ZNI.
3. Desarrollar una metodología para la solución del modelo propuesto, basada en algoritmos de optimización metaheurísticos que mejoren las condiciones operativas y cumplan con el conjunto de restricciones en redes eléctricas de distribución de ZNI.
4. Validar la metodología propuesta en sistemas de prueba existentes en la literatura especializada, mediante un conjunto de simulaciones que determinen la efectividad de la solución hallada en términos de calidad, repetibilidad y tiempos de procesamiento requeridos.

## 1.3 Contribuciones del proyecto de grado

Las principales contribuciones de esta tesis de doctorado respecto al estado actual del estado del arte se listan a continuación:

1. Una metodología para la integración y gestión simultánea de diferentes tipos de DERs en redes eléctricas trifásicas asimétricas de ZNI, orientada a la mejora de indicadores técnicos, económicos y ambientales.
2. La adaptación de tres sistemas de prueba reportados en la literatura a las condiciones reales de disponibilidad de recursos renovables y demanda energética de tres ZNI colombianas: Nuquí, Leticia y la Isla de San Andrés.
3. La formulación de un modelo matemático de optimización que incorpora tres funciones objetivo (costos totales, pérdidas de energía y emisiones de  $CO_2$ ) y las restricciones operativas asociadas a redes trifásicas asimétricas bajo un contexto de integración simultánea de diferentes tipos de DERs.
4. La aplicación y validación de tres algoritmos de optimización metaheurística (CBGA, VSA y BWOA) adaptados a la complejidad del problema, destacando el desempeño del BWOA en términos de calidad de solución y consistencia.
5. El análisis estadístico de los resultados obtenidos por los algoritmos metaheurísticos, el cual evidencia baja dispersión y alta repetibilidad en las soluciones, lo que respalda la estabilidad y robustez del enfoque propuesto.

## 1.4 Productos derivados del proyecto de grado

A continuación, se presenta una lista de publicaciones relacionadas con el desarrollo de esta tesis, incluidas aquellas derivadas de la pasantía de investigación:

1. **Artículo categoría Q1:** J. A. Guzmán-Henao, B. Cortés-Caicedo, B. J. Restrepo-Cuestas, R. I. Bolaños, L. F. Grisales-Noreña, Optimal integration of photovoltaic generators into urban and rural power distribution systems, *Solar Energy* 270 (2024) 112400. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2024.112400>  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X2400094X>

2. **Artículo categoría Q1:** J. A. Guzmán-Henao, R. I. Bolaños, O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, H. R. Chamorro, On integrating and operating distributed energy resources in distribution networks: A review of current solution methods, challenges, and opportunities, *IEEE Access* 12 (2024) 55111–55133. doi:10.1109/ACCESS.2024.3387400. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10497100>
3. **Artículo categoría Q1:** J. A. Guzmán-Henao, R. I. Bolaños, B. Cortés-Caicedo, L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, J. C. Hernández, A multi-objective master–slave methodology for optimally integrating and operating photovoltaic generators in urban and rural electrical networks, *Results in Engineering* 24 (2024) 103059. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.103059>  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590123024013148>
4. **Artículo categoría Q1:** J. A. Guzmán-Henao, B. Cortés-Caicedo, R. I. Bolaños, L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, Optimal conductor selection and phase balancing in three-phase distribution systems: An integrative approach, *Results in Engineering* 24 (2024) 103416. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.103416>  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590123024016682>
5. **Artículo categoría Q1:** N. I. Labra-Cáceres, L. F. Grisales-Noreña, R. I. Bolaños, J. A. Guzmán-Henao, O. D. Montoya, Energy management system for PV-based distributed generators in AC microgrids using an adapted JAYA optimizer to minimize operational costs, energy losses, and  $CO_2$  emissions, *Results in Engineering* 25 (2025) 104397. doi:10.1016/j.rineng.2025.104397.  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590123025004773>
6. **Artículo categoría Q1:** H. P. Vega, L. F. Grisales-Noreña, R. I. Bolaños, J. A. Guzmán-Henao, O. D. Montoya, Energy management system applied to wind turbines in AC microgrids to minimize operational costs, energy losses, and  $CO_2$  emissions, *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy* 13 (2025) 101080. doi:10.1016/j.prime.2025.101080.  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772671125001871>
7. **Artículo categoría Q2:** B. Cortés-Caicedo, J. A. Guzmán-Henao, O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, R. I. Bolaños, Optimized conductor selection and phase balancing in unbalanced distribution networks: Economic optimization via the vortex search algorithm, *Results in Control and Optimization* 20 (2025) 100578. doi:10.1016/j.rico.2025.100578.  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666720725000645>

8. **Artículo categoría Q3:** C. Díaz Cáceres, L. F. Grisales-Noreña, B. Cortés-Caicedo, J. A. Guzmán-Henao, R. I. Bolaños, O. D. Montoya, Intelligent operation of photovoltaic generators in isolated AC microgrids to reduce costs and improve operating conditions, *Statistics, Optimization & Information Computing* 13 (2025). doi:10.19139/soic-2310-5070-2247.  
<http://iapress.org/index.php/soic/article/view/2247>

Los siguientes manuscritos fueron aceptados y actualmente se encuentran en proceso de publicación:

1. **Artículo categoría Q1:** R. I. Bolaños, J. A. Guzmán-Henao, L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, J. C. Hernández, Hierarchical optimization of DGs, BESSs, and D-STATCOMs for reducing energy losses and CO<sub>2</sub> emissions in unbalanced off-grid networks, *Results in Engineering* (2025) Aceptado para publicación.
2. **Artículo categoría B:** B. Parra-Guerra, J. P. Soto-Ramírez, J. A. Guzmán-Henao, R. I. Bolaños, L. F. Grisales-Noreña, Operación de redes eléctricas de distribución bajo un entorno de integración de recursos energéticos distribuidos: Un enfoque técnico, *Ciencia en Desarrollo* (2025) Aceptado para publicación.

Los siguientes manuscritos están actualmente bajo evaluación:

1. Smart Integration and Operation of PV-Based Distributed Generation in Isolated Unbalanced Three-Phase Distribution Networks
2. Hierarchical Energy Planning and Control of DGs, BESS, and D-STATCOMs in Unbalanced Non-Interconnected Distribution Networks

Además, se presentaron las siguientes conferencias:

1. **Conferencia internacional:** C. Díaz-Cáceres, L. F. Grisales-Noreña, B. Cortés-Caicedo, J. A. Guzmán-Henao, R. I. Bolaños, O. D. Montoya-Giraldo, J. C. Hernández, Operación inteligente de sistemas de generación fotovoltaicos en microrredes eléctricas aisladas de corriente alterna para reducción de costos y mejora de condiciones operativas, *ICSC-CITIES 2024 VII Ibero-American Congress of Smart Cities*, 12–14 Noviembre 2022.

2. **Conferencia internacional:** J. A. Guzmán-Henao, R. I. Bolaños, L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya-Giraldo, Intelligent integration and operation of distributed generation sources in unbalanced three-phase distribution systems, *World Conference on Future Innovations and Sustainable Solutions*.
3. **Conferencia internacional:** J. A. Guzmán-Henao, R. I. Bolaños, L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya-Giraldo, Chu–Beasley genetic algorithm for PV integration in isolated three-phase distribution networks, *IEEE Colombian Caribbean Conference - C3*.
4. **Conferencia internacional:** J. A. Guzmán-Henao, R. I. Bolaños, L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya-Giraldo, Optimal integration and operation of DG, BESS, and D-STATCOMs in isolated distribution systems, *22th International Conference on Electrical Engineering, Computing Science and Automatic Control (CCE)*.

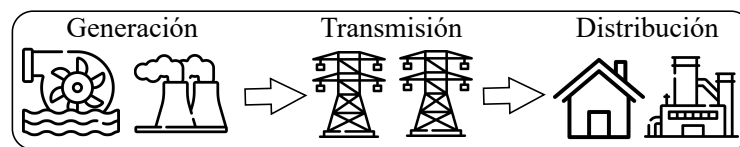
## 1.5 Estructura del documento

El resto del documento se organiza de la siguiente manera: en el Capítulo 2 se presenta el marco teórico, el cual introduce al lector en el problema de investigación. Además, se incluye un exhaustivo estado del arte relacionado con el tema, que permitió identificar la necesidad de una estrategia de integración y gestión de DERs en ZNI. En el Capítulo 3 se describe la metodología utilizada para desarrollar la estrategia propuesta, detallando los pasos necesarios para replicar la investigación realizada. Posteriormente, en el Capítulo 4 se presentan los resultados obtenidos tras la implementación de la estrategia, junto con su respectivo análisis. Finalmente, el Capítulo 5 recoge las conclusiones, recomendaciones y posibles líneas de investigación futura derivadas de esta tesis doctoral.

## 2. Marco Teórico y Estado del Arte

### 2.1 Sistema eléctrico de potencia

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) consta de diferentes etapas que permiten satisfacer la demanda de energía. La Figura 2.1 muestra las tres principales y su flujo de interacción.



**Fig. 2.1.** Principales etapas de un SEP.

Cada una de estas desempeña un papel crucial dentro del sistema y tiene características distintivas que definen su modelo operativo [15]. La primera etapa, y tal vez una de las más importantes, es la *etapa de generación*. En esta se lleva a cabo la conversión de energía proveniente de diferentes fuentes. Su principal característica radica en la capacidad de obtener energía eléctrica a través de diferentes procesos (combustión, potencia mecánica, energía nuclear y explotación de las diversas formas de energía presentes en la naturaleza). Además, en esta etapa es necesario garantizar que la cantidad de energía generada sea suficiente para satisfacer la demanda, manteniendo al mismo tiempo niveles aceptables de frecuencia y voltaje en el sistema [16].

En los SEPs a gran escala, la energía eléctrica se genera lejos de los puntos de consumo final, por lo que debe ser acondicionada para su transporte a largas distancias. Una vez acondicionada, esta energía eléctrica se envía a la siguiente etapa, conocida como *etapa de transmisión*. El objetivo aquí es garantizar el transporte eficiente de energía a largas distancias. Para ello, las líneas de transmisión operan con altos niveles de tensión, lo que reduce las pérdidas de energía. Además, mediante el control de variables eléctricas como la frecuencia y el voltaje, así como el monitoreo en tiempo real de las condiciones operativas del sistema, se debe garantizar que la energía transportada sea estable y de alta calidad [16].

Una vez transportada, la energía eléctrica llega a grandes centros de consumo y debe ser acondicionada nuevamente para pasar a la *etapa de distribución*, donde es distribuida y

comercializada. Es en esta etapa donde surgen los mayores desafíos, dada la interacción directa del sistema con los usuarios finales [16].

### 2.1.1 Desafíos asociados a la etapa de distribución

La etapa de distribución, también conocida como Sistema Eléctrico de distribución (SED) tiene como principal objetivo distribuir la energía proveniente de las etapas de generación y transmisión entre los usuarios finales. Para ello, debe garantizarse una adecuada gestión de la energía. Esto tiene implicaciones en aspectos como eficiencia, fiabilidad, calidad y demanda de energía, donde las características de los SEDs tienen un impacto directo [17]. La Figura 2.2 muestra las principales características de los SEDs, las cuales plantean una serie de desafíos con respecto a su operación.

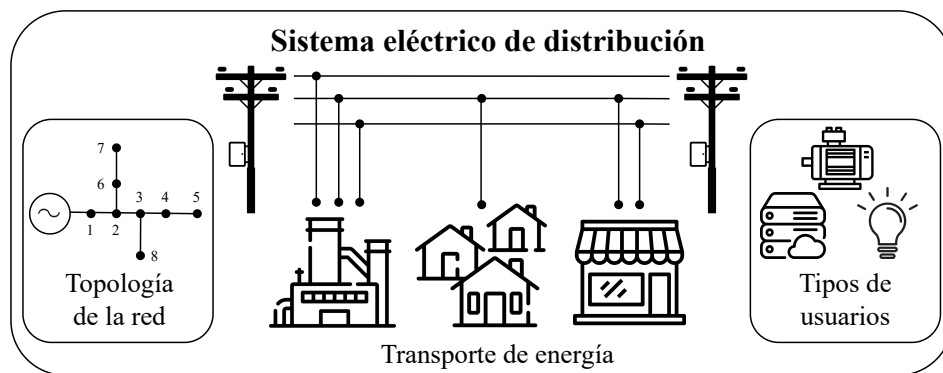


Fig. 2.2. Desafíos asociados a los SEDs.

#### 2.1.1.1 Topología de la red

La topología de cualquier sistema que conecta diferentes elementos determina los aspectos operativos más relevantes. En el caso de los SEDs, la topología impacta en la eficiencia, fiabilidad y el costo de producción de energía. En cuanto a la eficiencia, una topología que minimice la longitud de las líneas de distribución puede reducir las pérdidas de energía debido a la resistencia de los conductores. De manera similar, una topología que favorezca la redundancia y las rutas múltiples de alimentación para las cargas resulta en una mayor fiabilidad, y la implementación de una topología con menos líneas implica un ahorro significativo en costos [18].

Gran parte de los SEDs a nivel mundial son radiales, esto se debe a la forma en que los usuarios se conectan a ellos y a las ventajas económicas que ofrece esta topología [19].

En un SED radial, la energía fluye en una sola dirección: desde la fuente central o subestación hasta los puntos de consumo [20]. Esto da como resultado una infraestructura más pequeña y, por lo tanto, menores costos de implementación en comparación con otras topologías. Sin embargo, a medida que se alejan de la fuente, el flujo de energía disminuye debido al aumento de la resistencia de las líneas, lo que provoca caídas de voltaje y aumenta las pérdidas de energía del sistema [21]. Este desafío requiere estrategias para minimizar las pérdidas mientras se satisfacen las demandas energéticas del sistema.

Una topología mallada ofrece ventajas en términos de fiabilidad del sistema, operación y resiliencia, dada su capacidad para distribuir energía a través de múltiples rutas. Sin embargo, esto implica la necesidad de una mayor infraestructura, lo cual aumenta los costos de implementación y la hace menos atractiva desde el punto de vista económico [22].

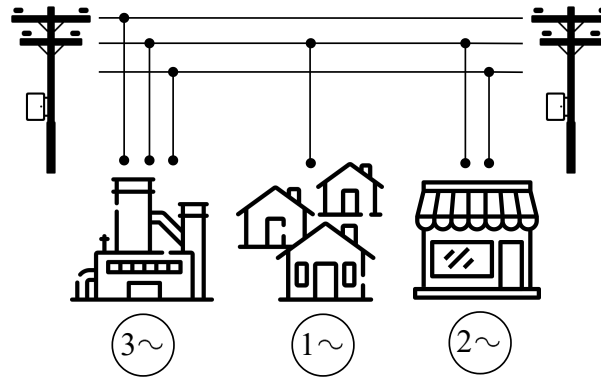
#### **2.1.1.2 Transporte de energía en un SED**

Gran parte de los SEPs utilizan sistemas trifásicos para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Esto se debe a que los sistemas trifásicos permiten el transporte eficiente de grandes cantidades de energía a través de largas distancias y aseguran un flujo constante de energía [23]. En los SED, la energía también se transporta a través de sistemas trifásicos, pero es posible que algunos usuarios estén conectados a tramos de red monofásicos, lo cual se debe a la naturaleza de sus cargas eléctricas [24].

La operación ideal de un SED trifásico implica un equilibrio entre sus fases [25]. Sin embargo, debido a que los usuarios pueden estar conectados de diferentes formas a la red (monofásica, bifásica o trifásica), como se muestra en la Figura 2.3 la operación real presenta complicaciones asociadas al desequilibrio resultante de la interacción directa del sistema con los usuarios. Este desequilibrio tiene un impacto en la eficiencia, la confiabilidad y la calidad de la energía suministrada [26]. Esto plantea un desafío en la operación adecuada del sistema, lo que requiere que los operadores de la red desarrollen estrategias para garantizar el suministro eléctrico y reducir las pérdidas de energía, cumpliendo con estándares de calidad en la operación.

En esencia, un operador de red debe garantizar una planificación adecuada de las cargas, garantizando que estas se distribuyan equitativamente entre las fases del sistema. Además, una planificación efectiva debe ir acompañada de un sistema de monitoreo continuo respecto a las condiciones operativas del SED. Esto permite al operador de la red detectar de manera oportuna los desequilibrios existentes y tomar acciones al respecto [27]. Algunas de estas estrategias

podrían incluir redistribución de cargas, integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DERs, por sus siglas en inglés) o la implementación de tecnologías avanzadas de control y monitoreo [28, 29].



**Fig. 2.3.** Tipos de conexiones a un SED.

El conjunto de estas condiciones operativas da lugar a lo que se conoce como un sistema eléctrico de distribución trifásico asimétrico, concepto clave en esta investigación y que se define a continuación.

### 2.1.1.3 Sistema eléctrico de distribución trifásico asimétrico

Un sistema eléctrico de distribución trifásico asimétrico es aquel en el que las condiciones de operación entre las fases A, B y C no son iguales, ya sea en términos de magnitud o de ángulo de las tensiones y corrientes. Esta situación se origina por una distribución no uniforme de la carga entre las fases, por diferencias en las impedancias de las líneas, o por la presencia de cargas monofásicas conectadas de forma desequilibrada [30, 31].

En estos sistemas, las diferencias entre fases pueden generar desequilibrios tanto de voltaje como de corriente, los cuales afectan negativamente la eficiencia operativa del sistema, incrementan las pérdidas de energía y pueden provocar sobrecargas en componentes como transformadores y conductores [32]. Adicionalmente, este tipo de asimetría repercute en la calidad del suministro eléctrico, pudiendo causar problemas en el funcionamiento de cargas sensibles y reducir la vida útil de los equipos conectados [33].

A diferencia de los modelos de análisis convencional que suponen un equilibrio perfecto entre fases, los sistemas asimétricos requieren representaciones detalladas por fase. Esto implica el

uso de matrices de impedancia completas, modelado de fasores individuales y formulación de restricciones operativas específicas para cada fase [34, 35]. Tal nivel de detalle es indispensable para diseñar estrategias de operación y planificación que respondan a las condiciones reales del sistema.

#### 2.1.1.4 Tipos de usuarios conectados a los SEDs

Un SED debe ser capaz de atender a usuarios con diferentes necesidades y demandas energéticas. La forma en que los usuarios se conectan a la red, el tipo de cargas que demandan y sus hábitos de consumo son características que determinan su impacto en el funcionamiento del sistema.

Las cargas pueden ser resistivas, capacitivas o inductivas, lo que puede plantear desafíos relacionados con la gestión del factor de potencia y el control de la calidad de la energía. La no linealidad presente en las cargas capacitivas e inductivas puede generar armónicos y distorsiones en las formas de onda de corriente y voltaje. Todo lo anterior contribuye a un aumento en las fluctuaciones de estas variables, resultando en mayores pérdidas de energía y menor fiabilidad del sistema [36].

Los usuarios pueden clasificarse en diferentes grupos [37]. El primero de ellos es conocido como *grupo de usuarios residenciales* y abarca un alto porcentaje de la demanda total del sistema. Los usuarios residenciales utilizan la energía eléctrica para satisfacer sus necesidades diarias, incluyendo iluminación, calefacción, refrigeración y entretenimiento. Aunque pueden existir cargas de naturaleza capacitiva e inductiva, la mayoría de los dispositivos en hogares son de naturaleza resistiva. Gran parte de los usuarios residenciales están conectados a la red a través de tramos de red monofásicos debido a la baja demanda de potencia y la naturaleza de sus necesidades. Sin embargo, en edificaciones que albergan una cantidad significativa de usuarios residenciales, es posible que se requieran conexiones trifásicas para satisfacer la demanda. Es importante destacar que los hábitos de consumo de estos usuarios tienden a variar a lo largo del tiempo [38].

Otro grupo importante de usuarios son los *usuarios comerciales*, que abarcan una amplia variedad de sectores. Similar a los usuarios residenciales, su consumo de energía puede variar con el tiempo. Estos usuarios utilizan la energía para satisfacer necesidades específicas relacionadas con sus operaciones comerciales, lo que a menudo requiere que el sistema sea más eficiente, confiable y proporcione una energía de mejor calidad. Los dispositivos y maquinaria utilizados por estos usuarios suelen ser en su mayoría de naturaleza resistiva e inductiva y requieren una

cantidad significativa de energía. Por lo tanto, es común que se conecten a la red a través de tramos de red trifásicos [39].

Un grupo que impacta considerablemente la operación de los SED es el de los *usuarios industriales*, este se caracteriza por una significativa demanda de energía eléctrica la cual es usada con fines productivos. Representa diversos sectores con necesidades energéticas específicas y únicas. Además, se caracteriza por su conexión trifásica a la red y por combinar cargas de naturaleza resistiva, inductiva y capacitiva. Lo cual impacta la operación del sistema [40].

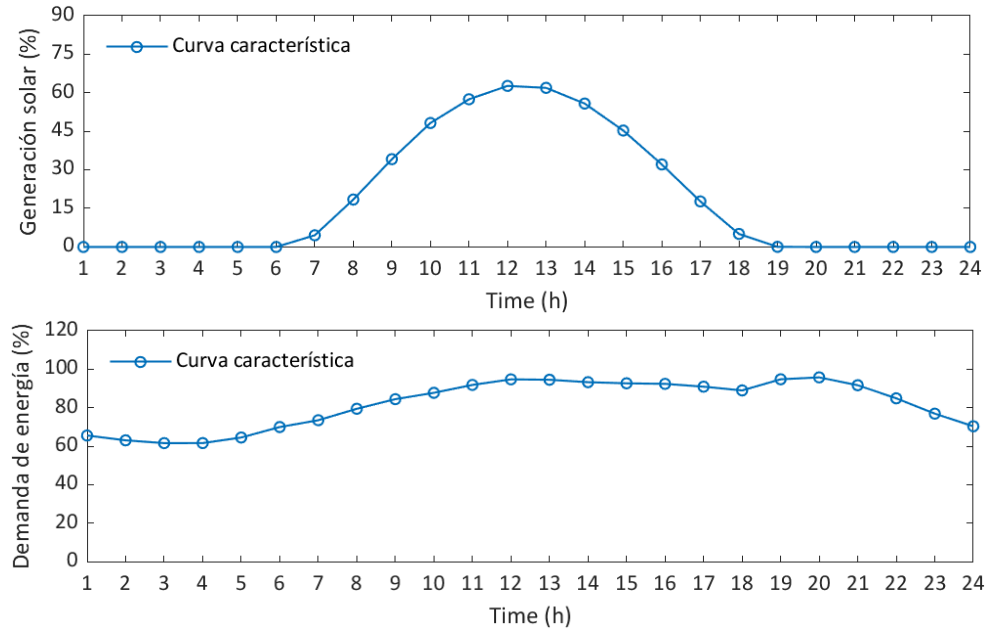
Otros usuarios conectados a la red como los institucionales, agrícolas, críticos o grandes consumidores pueden presentar diferentes niveles de consumo para satisfacer distintos tipos de cargas (resistivas, inductivas y capacitivas), y requerir una conexión monofásica o trifásica a la red. En conclusión, los diferentes usuarios conectados a los SED pueden impactar de forma diferente aspectos operativos del sistema, lo cual representa un desafío en términos de eficiencia, confiabilidad y correcta operación del sistema eléctrico de distribución [41].

#### **2.1.1.5 La variabilidad introducida por los recursos renovables**

En los últimos años, ha habido un notable crecimiento en la utilización de fuentes de energía renovables para satisfacer las necesidades energéticas de diversas regiones. Entre las tecnologías líderes que impulsan este crecimiento se encuentran la energía eólica y la energía solar fotovoltaica (PV). Esta última goza de amplia aceptación debido a su disponibilidad en diferentes partes del mundo [42].

Es posible representar el potencial de generación de las fuentes fotovoltaicas mediante una curva sobre un intervalo de tiempo. Para un día típico de operación, la curva tiene una forma característica, con un pico durante las horas de luz solar, cuando la radiación solar es más intensa, disminuyendo hacia la mañana y la tarde. De manera similar, es posible representar el consumo de energía de una región como una función de su demanda de potencia durante el mismo intervalo de tiempo [43]. En la Figura 2.4, se puede observar el comportamiento característico de ambas curvas.

De lo anterior se entiende que hay momentos del día en los que la generación fotovoltaica tiene un impacto significativo en los niveles de potencia del sistema, reduciendo la dependencia de los generadores convencionales. Si bien esto puede traer beneficios técnicos, económicos y ambientales, también plantea una serie de desafíos.



**Fig. 2.4.** Curvas características de generación y demanda de energía.

Un ejemplo claro de lo mencionado se observa en California (EE.UU.), una región con alta penetración de fuentes de generación fotovoltaica y con niveles de demanda de energía que aumentan principalmente por la tarde y temprano en la noche [44]. Esto significa que, justo al final del intervalo de generación fotovoltaica, la demanda de energía del sistema aumenta significativamente, lo que requiere el despliegue extenso de generadores convencionales para alcanzar los niveles de potencia requeridos. Esto puede desestabilizar el sistema y causar fallos en su operación. Este fenómeno es conocido como la *curva del pato de California*, refiriéndose a la forma de la curva de demanda neta de energía, que disminuye durante las horas pico de inyección fotovoltaica al mediodía y aumenta repentinamente hacia la noche [45].

Finalmente, es importante resaltar que la topología de la red, el transporte de la energía eléctrica, la variabilidad introducida por los recursos renovables y la interacción con diferentes tipos de usuarios, plantean una serie de desafíos para garantizar el funcionamiento fiable y eficiente de los SEDs. También es importante mencionar que, en la operación de los SEPs, existen otras características que determinan si una determinada región puede o no conectarse al sistema.

## 2.1.2 Factores que influyen en la integración de territorios a grandes SEPs

Los grandes SEP permiten satisfacer las necesidades energéticas de diferentes tipos de usuarios, los cuales, por lo general, se encuentran agrupados en diferentes territorios [46]. Como ya se mencionó, la etapa de transmisión es la encargada de llevar la energía eléctrica desde el sitio de generación hasta los centros de consumo masivo, dando inicio a la etapa de distribución. No obstante, existen características específicas en cada territorio que determinan la viabilidad de la conexión entre ambas etapas.

La posibilidad de integrar un territorio específico a los grandes SEP está determinada por una serie de factores que incluyen aspectos topográficos, sociales, económicos, demográficos, políticos, regulatorios y culturales [47]. Las condiciones topográficas a veces pueden dificultar o hacer muy costosa la instalación de la infraestructura necesaria para conectar la etapa de transmisión con la etapa de distribución [48]. Del mismo modo, aspectos sociales, como la resistencia de los habitantes a la instalación de infraestructura debido al desconocimiento tecnológico y conflictos relacionados con el uso de la tierra, a menudo impiden la conexión de un territorio a los grandes SEP [49].

La densidad y la distribución de la población, junto con las necesidades energéticas de un territorio específico, pueden hacer que su conexión a los grandes SEP no sea viable desde una perspectiva económica [50]. Además, es importante señalar que los aspectos políticos y regulatorios pueden influir en la planificación y ejecución de proyectos de infraestructura eléctrica, lo que a su vez puede determinar si un territorio se conecta o no a los grandes SEP [50].

Cuando no es factible conectar un territorio a los grandes SEP, el sistema eléctrico necesario para satisfacer las demandas energéticas de los diferentes usuarios opera de forma aislada, lo que da lugar a la formación de zonas no interconectadas (ZNI).

En consecuencia, estas áreas no tienen acceso a la energía generada y transmitida a través de infraestructuras a gran escala. En su lugar, estos territorios dependen principalmente de fuentes locales, que suelen estar basadas en energía no renovable [51].

Las ZNI dependen en gran medida de los combustibles fósiles. Entre los más utilizados se encuentran los derivados del petróleo como el diésel, la gasolina, el queroseno y el fuel oil. Esto conlleva un impacto ambiental negativo debido al aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, esta dependencia hace que la producción de energía sea vulnerable a las

fluctuaciones en los precios de los combustibles. Este tipo de área tiende a tener una capacidad de generación limitada, lo que puede contribuir a escenarios en los que la demanda total de energía del sistema no se cubre, especialmente en épocas de alta demanda. Esto también puede generar intermitencia en el servicio.

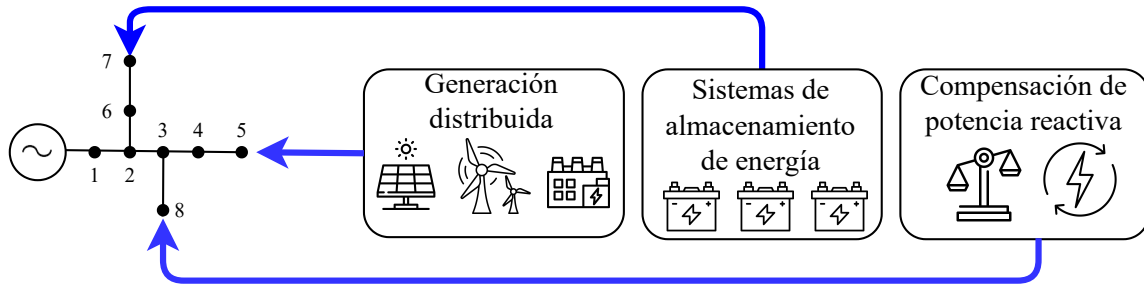
Los SEDs en ZNI también se construyen mayormente con topologías radiales, debido a los bajos costos de implementación [52]. La energía generada a través de fuentes locales se distribuye a través de sistemas de naturaleza trifásica y, en algunas secciones de la red, bajo una configuración monofásica. Al igual que en las áreas conectadas, este tipo de topología plantea algunos desafíos relacionados con la eficiencia, fiabilidad y calidad de la energía suministrada a través del sistema. Asimismo, estas redes sirven a usuarios con diferentes características, comportamientos y necesidades, lo que convierte la gestión de los SEDs en un problema de múltiples variables, en el que los aspectos técnicos, económicos y ambientales son cruciales y tienen un impacto significativo en la calidad de vida y el desarrollo socioeconómico de las comunidades que habitan en las ZNI. Por lo tanto, se requieren estrategias para gestionar adecuadamente las necesidades energéticas tanto de las áreas conectadas a la red como de las ZNI, mientras se asegura un funcionamiento adecuado del sistema.

### **2.1.3 Estrategias para gestionar los SEDs en zonas interconectadas y ZNI**

Durante los últimos años, se han desarrollado diferentes dispositivos con impacto en las variables operativas de los SEDs. Como se mencionó anteriormente, estos se conocen como *DERs*. A través de la correcta integración y gestión de los *DERs*, es posible obtener mejoras significativas en los aspectos técnicos, económicos y ambientales del sistema, razón por la cual los operadores de red han enfocado sus esfuerzos en desarrollar estrategias para optimizar el uso de estos dispositivos. La Figura 2.5 muestra las principales categorías en las que estos dispositivos pueden agruparse.

#### **2.1.3.1 Dispositivos de generación distribuida**

Un dispositivo de generación distribuida (GD) permite generar energía eléctrica más cerca de los puntos finales de consumo y reduce la dependencia a las fuentes de generación de los grandes SEP. Además, permite mejorar la eficiencia, la confiabilidad y la calidad de la energía, al integrarse a SED que afrontan desafíos provenientes de su operación. También contribuye a suplir la demanda



**Fig. 2.5.** Principales categorías de DERs.

de energía eléctrica en territorios que, debido a sus características topográficas, económicas, sociales, culturales y demográficas, no tienen la posibilidad de contar con el suministro de energía eléctrica proveniente de los grandes SEP [53]. Entre las fuentes de energía renovable más usadas para GD se encuentran la energía solar, eólica, hidráulica y la biomasa, cada una con características especiales que la hacen pertinente bajo algunos escenarios, y, aunque es posible utilizar fuentes que generen a partir del uso de combustibles fósiles, estas impactan de forma negativa aspectos económicos y ambientales de la red [54].

La integración de dispositivos de GD a los SED impacta aspectos operativos de la red como los perfiles de tensión en cada nodo y la corriente eléctrica que transita a través de las líneas de distribución del sistema. Lo cual reduce las pérdidas de energía, disminuye los costos operativos del sistema y contribuye a la generación de una menor cantidad de gases de efecto invernadero [55]. No obstante, esta integración presenta múltiples desafíos y obliga a los operadores de red a desarrollar estrategias que permitan optimizar el impacto de estos recursos sobre los SED. Entre las variables de decisión más exploradas en la literatura se encuentran la ubicación de los generadores, su potencia nominal y la cantidad de energía que estos deben inyectar para optimizar los aspectos técnicos, económicos y ambientales de la red [56].

Una de las desventajas que tienen algunas de las fuentes de GD, principalmente las que utilizan fuentes renovables de energía, tiene que ver con la variación de disponibilidad del recurso energético; esto impide que este tipo de generadores sean controlables y crea la necesidad de integrar dispositivos que permitan almacenar la energía generada en momentos de vasta disponibilidad y entregarla según la demanda energética del sistema [57].

### 2.1.3.2 Sistemas de almacenamiento de energía en baterías

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) son de vital importancia para las estrategias enfocadas en mejorar aspectos técnicos, económicos y ambientales de los SED. Estos complementan la integración de dispositivos de GD, ya que permiten almacenar la energía en momentos de exceso de generación y entregarla a los usuarios finales cuando esta es demandada o cuando la generación es insuficiente para suplir la demanda. Esto, a su vez, se ve reflejado en una mayor confiabilidad en el suministro eléctrico y en una mejora significativa en la calidad de la energía. Los BESS permiten controlar la frecuencia y el voltaje de la red, ayudan a gestionar de una forma eficiente la demanda de energía y reducen la congestión de las líneas de distribución. Todo esto reduce las pérdidas de energía, disminuye los costos operativos y mejora aspectos ambientales derivados de la operación de la red [58].

Entre las variables de decisión más estudiadas en la literatura especializada y que presentan un mayor impacto en los SED se encuentran el tipo de tecnología, el estado de carga, la ubicación y el dimensionamiento de las baterías [59]. Es por lo anterior que el principal desafío al integrar este tipo de dispositivos radica en determinar cada una de estas variables en busca de los mejores impactos técnicos, económicos y ambientales sobre la red.

### **2.1.3.3 Dispositivos de compensación de potencia reactiva**

La integración de diferentes tipos de DERs contribuye a la operación eficiente y confiable de un SED. Aspectos relevantes como la reducción de pérdidas de energía, la mejora del perfil de voltaje y la reducción de la corriente de línea se ven positivamente impactados por la gestión adecuada de la potencia reactiva del sistema [60].

La potencia reactiva juega un papel crucial en los SEDs. Aunque no es útil por sí sola, es esencial para mantener los niveles de voltaje, la calidad de la energía y la estabilidad del sistema [61]. La introducción de potencia activa a través de dispositivos de GD impacta cada componente del sistema, afectando tanto a su potencia activa como reactiva [61]. Es común encontrar situaciones donde la GD altera significativamente el balance de potencia de cada componente, lo que resulta en pérdidas de energía y afecta negativamente a varios aspectos operativos del sistema, como los niveles de voltaje y la calidad de la energía [62].

Una solución práctica que ha ganado popularidad en los últimos años es la instalación de dispositivos de compensación de potencia reactiva. Estos dispositivos ayudan a mantener el balance de potencia necesario y mejoran los impactos relacionados con la implementación de fuentes de GD [63]. Actualmente se utilizan una variedad de dispositivos, como bancos de

capacitores [64], compensadores estáticos síncronos (D-STATCOM, por sus siglas en inglés)[65], máquinas síncronas [66] y transformadores en derivación [67], entre otros. Estos dispositivos difieren en su capacidad para proporcionar compensación de potencia reactiva a la red. Los bancos de capacitores se utilizan para corregir el factor de potencia mediante compensación fija y constante. Son adecuados para aplicaciones donde la demanda de potencia reactiva es predecible [68].

Por otro lado, los compensadores estáticos síncronos proporcionan control dinámico de potencia reactiva mediante el uso de convertidores fuente de voltaje. Esto permite una compensación variable y rápida, facilitando el control de voltaje y la estabilización del sistema frente a cambios rápidos en la carga o en las condiciones operativas [69, 70].

Las máquinas síncronas son generadores eléctricos que pueden operar tanto en modo de generación como de motor. En su etapa de generación, pueden proporcionar potencia reactiva al sistema, ayudando a mantener los niveles de voltaje. Sin embargo, su capacidad para proporcionar potencia reactiva está limitada por las características nominales del generador y su capacidad de excitación [71].

Los transformadores en derivación pueden proporcionar compensación de potencia reactiva ajustando la configuración de sus devanados, lo que les permite absorber o suministrar potencia reactiva según las necesidades del sistema. Esta capacidad los hace versátiles respecto a la corrección del factor de potencia y el control de voltaje [72].

La tecnología seleccionada depende de las necesidades específicas de cada sistema y de las características de la red. Por lo tanto, es esencial considerar aspectos relevantes como la capacidad de potencia requerida, la velocidad de compensación necesaria, y las capacidades de flexibilidad y control para adaptarse a los parámetros del sistema.

La integración y gestión de estos dispositivos ha sido objeto de múltiples estudios, cuyo objetivo principal es optimizar los aspectos operativos de los SEDs. Algunas de las variables de decisión ampliamente estudiadas en la literatura especializada incluyen la ubicación, el tamaño y los requisitos de inyección o absorción de potencia reactiva [73].

También es posible combinar diferentes tipos de DERs para compensar SED, como se evidencia en el caso de los PV-STATCOMs, o convertidores estáticos síncronos basados en fotovoltaica. Estos sistemas se utilizan en redes de distribución de media tensión para compensar dinámicamente la potencia activa y reactiva generada por las fuentes de GD [74]. El control a través de los PV-STATCOMs optimiza el uso de las capacidades de los inversores fotovoltaicos y

maximiza la utilización de la energía solar disponible. Además, permite que funcionen como un FACTS (sistemas de transmisión de corriente alterna flexible), facilitando un intercambio dinámico de potencia reactiva que amortigua las oscilaciones de potencia en el SED [75]. Los PV-STATCOMs proporcionan potencia reactiva variable desde una fuente alternativa, que se ajusta a la demanda de carga. Además, reducen la dependencia de la red convencional tanto para la potencia activa como reactiva. Su función principal es actuar como reguladores de voltaje y compensadores de las fluctuaciones de potencia reactiva. Estos dispositivos están diseñados para ajustar dinámicamente el suministro de potencia reactiva a las cargas conectadas en el punto de conexión común en un sistema fotovoltaico conectado a la red [76, 77].

Los BESS también pueden integrarse con dispositivos de compensación de potencia reactiva. En este caso, el dispositivo STATCOM, siendo un convertidor fuente de voltaje, puede suministrar potencia reactiva al sistema, inyectándola o absorbiéndola según sea necesario. Del mismo modo, los BESS pueden almacenar o liberar potencia, ya sea activa o reactiva. La integración de estas dos tecnologías permite un control adecuado de los perfiles de voltaje y frecuencia del sistema, impactando así en la eficiencia y fiabilidad del sistema [78].

#### **2.1.3.4 Sistemas de gestión de la demanda**

Particularmente, si la gestión de energía mediante GD y BESS no puede garantizar la continuidad del servicio o alcanzar los objetivos establecidos por el operador de la red, es posible considerar la desconexión de cargas no críticas en el sistema. Esta desconexión debe realizarse con cuidado, sin exceder los límites mínimos de demanda establecidos para las cargas críticas dentro del sistema [79].

Finalmente, es importante destacar que la integración y gestión de DERs permite diseñar estrategias orientadas a mejorar las condiciones técnicas, como las pérdidas de energía, los perfiles de voltaje y los flujos de corriente. También mejora los aspectos económicos, tales como los costos de inversión y operación, y tiene un impacto en los aspectos ambientales, *por ejemplo*, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. No obstante, para que estos beneficios puedan materializarse de manera efectiva y sostenida en el tiempo, resulta fundamental contar con marcos regulatorios claros que orienten la planificación, conexión y operación de estos recursos dentro de los SEDs.

### 2.1.4 Rol del marco regulatorio en la incorporación de DERs

El desarrollo e implementación de estrategias para la integración de DERs en los SEDs no depende únicamente de aspectos técnicos y operativos. También está profundamente condicionado por los marcos normativos que definen las reglas para su adopción, conexión y operación [80]. A nivel internacional, el marco regulatorio ha sido un habilitador clave en la transición energética, facilitando la incorporación de generación distribuida, sistemas de almacenamiento, dispositivos de compensación de potencia reactiva y mecanismos de gestión de la demanda bajo condiciones estandarizadas y seguras. Estas políticas han incentivado el uso de tecnologías limpias y descentralizadas, al tiempo que han establecido criterios para garantizar la estabilidad del sistema, la calidad del servicio y la sostenibilidad ambiental [81, 82].

Un ejemplo representativo de este enfoque es el caso colombiano. En los últimos años, Colombia ha avanzado en la formulación de normativas orientadas a facilitar la integración de DERs en sus redes de distribución. Este proceso ha estado respaldado por un conjunto estructurado de normas legales y reglamentarias que han definido los lineamientos técnicos, comerciales y operativos para la incorporación progresiva de estos recursos al sistema eléctrico nacional. La Ley 1715 de 2014 constituyó el punto de partida normativo al permitir por primera vez la entrega de excedentes de autogeneración a la red [83], estableciendo además competencias para que la CREG regulase los procedimientos de conexión y comercialización. Este marco fue posteriormente ampliado con la Ley 2099 de 2021, en el contexto de la transición energética [84], y más recientemente con la Ley 2294 de 2023, que introdujo el concepto de comunidades energéticas como estrategia para fomentar una mayor participación ciudadana en la generación y gestión de energía [85].

En lo reglamentario, el Decreto Único 1073 de 2015 compiló la normativa vigente del sector energético y ha servido como base para incorporar nuevas disposiciones orientadas a los DERs [86]. De hecho, decretos posteriores como el 348 de 2017 [87], el 929 de 2023 [88] y el 2236 de 2023 [89] han modificado o adicionado artículos dentro de este compendio normativo, abordando temas como la medición bidireccional, la remuneración de excedentes, la gestión de la demanda y la reglamentación de las comunidades energéticas.

Paralelamente, la CREG ha expedido normas técnicas y comerciales específicas para viabilizar la conexión y operación de estos recursos. La Resolución CREG 030 de 2018 representó un avance sustancial al establecer un procedimiento estandarizado para la conexión de autogeneradores y generadores distribuidos [90], mientras que la Resolución CREG 174 de 2021 consolidó y

actualizó este marco, incorporando elementos como la diferenciación por capacidad instalada, la participación de agregadores y la formalización de los esquemas de venta de excedentes [91].

Este desarrollo normativo ha tenido una implementación progresiva por parte de los operadores de red, quienes han adaptado sus plataformas, procedimientos y esquemas de facturación para facilitar la conexión de usuarios autogeneradores [92, 93]. Empresas como EPM, Celsia y Enel han liderado la ejecución de proyectos distribuidos en distintos contextos, incluyendo esquemas de neteo de energía, microrredes solares con almacenamiento y pilotos de comunidades energéticas [94, 95]. Entre estos, destaca el caso del proyecto “La Estrecha” en Medellín, que sirvió como referencia para la posterior reglamentación de las comunidades energéticas en Colombia [96].

En conjunto, este entorno regulatorio ha permitido consolidar condiciones habilitantes para una integración técnica, económica y socialmente viable de los DERs en el sistema eléctrico colombiano, en línea con los principios de una transición energética descentralizada y sostenible. No obstante, más allá del marco normativo y de las experiencias de implementación, la incorporación efectiva de estos recursos plantea retos significativos desde el punto de vista del modelamiento y la operación de los sistemas eléctricos de distribución. Los DERs introducen múltiples variables de decisión (como la ubicación, capacidad instalada, perfil operativo y tipo de tecnología) que, en combinación con las restricciones técnicas propias de los SEDs, convierten su integración y gestión en un problema multivariable de alta complejidad matemática.

### **2.1.5 Complejidad matemática en la integración y gestión de DERs dentro de los SEDs**

La integración y gestión de DERs en los SEDs es difícil de resolver desde el punto de vista matemático. Las variables eléctricas de un sistema de esta naturaleza exhiben comportamientos no lineales, y algunas de las relaciones utilizadas para determinar su operación son estocásticas [97]. En este contexto, los problemas de optimización presentan no convexidades que impiden determinar si las soluciones encontradas son en realidad las mejores. Del mismo modo, los dispositivos de GD, almacenamiento y compensación de potencia reactiva incorporan variables de decisión que representan el modo de operación de los DERs [98].

Las no convexidades surgen debido a la presencia de múltiples restricciones no lineales y funciones objetivo, que pueden derivarse de diversas fuentes, como las interacciones entre

los diferentes componentes del sistema eléctrico, las restricciones operativas de los DERs y la dinámica del sistema [99].

La interacción entre los DERs y el resto del sistema eléctrico puede generar no convexidades. Por ejemplo, la presencia de múltiples fuentes de generación y la variabilidad temporal y espacial de la generación renovable pueden dar lugar a restricciones no lineales de balance de potencia. Estas restricciones pueden crear regiones no convexas en el espacio de soluciones, lo que complica el diseño de estrategias óptimas de operación [100].

### 2.1.5.1 Naturaleza de las variables

Cualquier estrategia para integrar y gestionar los DERs debe incorporar variables de naturaleza no lineal y no convexa que representen el comportamiento eléctrico del sistema. Estas pueden ser binarias, discretas o continuas [101].

Algunos DERs exhiben comportamientos no lineales, lo que puede atribuirse a efectos como la variabilidad de los componentes y las restricciones operativas. El modelado preciso de estas no linealidades es un tema complejo. Además, analizar el impacto de la integración de los DERs en un SED requiere evaluar el flujo de potencia del sistema, lo que, dada la naturaleza no lineal de las variables eléctricas involucradas, puede resultar en ecuaciones difíciles de resolver y que pueden requerir el uso de métodos numéricos [102].

Para determinar el tipo de tecnología, ubicación, tamaño y nivel de inyección de potencia de cada dispositivo, un modelo matemático debe incluir variables de naturaleza binaria y continua [103]. En el caso de la GD, la ubicación de los generadores se representa a través de variables discretas que indican los nodos del sistema en los que deben instalarse. Del mismo modo, para determinar el nivel de inyección de potencia y el tamaño nominal de estos generadores, se utilizan variables de naturaleza continua. En cuanto a los BESS, el tipo de tecnología se representa mediante variables binarias, la ubicación de los dispositivos mediante variables discretas, y tanto el estado de carga como el tamaño nominal mediante variables continuas [104]. De manera similar, la ubicación de los dispositivos de compensación de potencia reactiva se representa mediante variables discretas, y aspectos como su tamaño nominal y la cantidad de potencia que deben inyectar o absorber se representan utilizando variables continuas [105].

Finalmente, la integración y gestión de los DERs es un problema de programación no lineal de enteros mixtos (MINLP, por sus siglas en inglés) que, cuando se representa mediante un

modelo matemático, es de alta complejidad para resolver.

### 2.1.5.2 Formulación matemática

La formulación matemática necesaria para representar el modelo de operación de un sistema de distribución en un contexto de integración de DERs considera funciones objetivo que buscan optimizar diversos aspectos. En la literatura especializada, estos aspectos son de naturaleza técnica [106], económica [107] y ambiental [108].

Con respecto a las funciones objetivo técnicas utilizadas, uno de los aspectos más estudiados es la minimización de las pérdidas de energía ( $\min E_{loss}$ ), que se formula matemáticamente como se muestra en la Ecuación (2.1) [109].

$$\min E_{loss} = \sum_{h \in \mathcal{H}} \sum_{l \in \mathcal{L}} R_l I_l^2 \Delta h \quad (2.1)$$

En la expresión dada,  $R_l$  representa la resistencia de la línea  $l$ ;  $I_l$  denota la magnitud de la corriente que fluye a través de la línea  $l$ ; y  $\Delta h$  corresponde a un intervalo en el que las variables eléctricas permanecen constantes. Es crucial señalar que  $\mathcal{H}$  abarca todos los períodos de tiempo, mientras que  $\mathcal{L}$  incluye todas las líneas en el SED.

De manera similar, entre los objetivos económicos de análisis adicional, se encuentra la reducción de los costos operativos ( $\min E_{cost}$ ). Estos costos se representan en la compra de energía de fuentes de generación convencional ( $f_1$ ) y en los costos de operación y mantenimiento de los DERs ( $f_2$ ), como se puede ver en la Ecuación (2.2) [110].

$$\min E_{cost} = f_1 + f_2 \quad (2.2)$$

Para calcular  $f_1$  y  $f_2$ , se utilizan factores como  $C_{kWh}$  y  $C_{O\&M}$  para representar el costo promedio de adquirir energía de la red convencional y los costos de operación y mantenimiento de los DERs, respectivamente. Esto se muestra en las Ecuaciones (2.3) y (2.4).

$$f_1 = C_{kWh} \left( \sum_{h \in \mathcal{H}} \sum_{i \in \mathcal{N}} P_{i,h}^{cs} \Delta h \right) \quad (2.3)$$

$$f_2 = C_{O\&M} \left( \sum_{h \in \mathcal{H}} \sum_{i \in \mathcal{N}} P_{i,h}^{DERs} \Delta h \right) \quad (2.4)$$

En las Ecuaciones (2.3) y (2.4),  $\Delta h$  representa el período durante el cual las variables eléctricas permanecen constantes. Además,  $\mathcal{N}$  representa todos los nodos, y  $\mathcal{H}$  todos los períodos de operación del SED. Asimismo,  $P_{i,h}^{cs}$  y  $P_{i,h}^{DERs}$  representan la potencia inyectada por los generadores convencionales y los DERs (respectivamente) conectados al nodo  $i$  durante el período de tiempo  $h$ .

Desde un punto de vista ambiental, la minimización de las emisiones de  $CO_2$  ( $\min ECO_2$ ) ha atraído un gran interés en los últimos años [111]. En este sentido, se utiliza un factor de emisiones de  $CO_2$  asociado con las fuentes de generación de energía convencional ( $FEcs$ ), como se muestra en la Ecuación (2.5).

$$\min E_{CO_2} = FE_{cs} \left( \sum_{h \in \mathcal{H}} \sum_{i \in \mathcal{N}} P_{i,h}^{cs} \Delta h \right) \quad (2.5)$$

También es importante tener en cuenta que el sistema tiene una serie de restricciones operativas que deben ser modeladas matemáticamente para analizar su comportamiento ante la integración de DERs. Una de las más estudiadas corresponde a los balances de potencia activa y reactiva nodal, como se muestra en las Ecuaciones (2.6) y (2.7) [112].

$$p_{i,h}^{cs} + p_{i,h}^{DERs} - P_{i,h}^d = V_{i,h} \sum_{j \in \mathcal{N}} Y_{ij} V_{j,h} \text{Cos}(\theta_{i,h} - \theta_{j,h} - \varphi_{ij}), \quad \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{array} \right\}, \quad (2.6)$$

$$q_{i,h}^{cs} + q_{i,h}^{DERs} - Q_{i,h}^d = V_{i,h} \sum_{j \in \mathcal{N}} Y_{ij} V_{j,h} \text{Sin}(\theta_{i,h} - \theta_{j,h} - \varphi_{ij}), \quad \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{array} \right\}, \quad (2.7)$$

En estas ecuaciones,  $p_{i,h}^{cs}$  y  $q_{i,h}^{cs}$  representan la potencia activa y reactiva suministrada por las fuentes convencionales conectadas al nodo  $i$  durante el período  $h$ , mientras que  $P_{i,h}^d$  y  $Q_{i,h}^d$  indican la potencia activa y reactiva demandada en el nodo  $i$  durante el mismo período. Además,  $p_{i,h}^{DERs}$  y  $q_{i,h}^{DERs}$  representan la potencia activa y reactiva inyectada en el nodo  $i$  por los DERs durante el período  $h$ . Los términos  $V_{i,h}$  y  $V_{j,h}$  denotan la magnitud del voltaje en los nodos  $i$  y  $j$  (respectivamente) durante el tiempo  $h$ , mientras que  $\theta_{i,h}$  y  $\theta_{j,h}$  expresan el ángulo de voltaje en

los nodos  $i$  y  $j$  para el mismo período. Además,  $Y_{ij}$  es la magnitud de la admitancia de la línea que conecta los nodos  $i$  y  $j$ , y  $\varphi_{ij}$  representa el ángulo de la admitancia de esa línea.

Los límites respecto a la potencia activa y reactiva en los generadores convencionales y los DERs también se tienen en cuenta comúnmente y pueden representarse mediante las Desigualdades (2.8), (2.9), (2.10) y (2.11).

$$P_i^{cs,min} \leq p_{i,h}^{cs} \leq P_i^{cs,max}, \quad \begin{cases} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{cases} \quad (2.8)$$

$$Q_i^{cs,min} \leq q_{i,h}^{cs} \leq Q_i^{cs,max}, \quad \begin{cases} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{cases} \quad (2.9)$$

$$P_i^{DERs,min} \leq p_{i,h}^{DERs} \leq P_i^{DERs,max}, \quad \begin{cases} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{cases} \quad (2.10)$$

$$Q_i^{DERs,min} \leq q_{i,h}^{DERs} \leq Q_i^{DERs,max}, \quad \begin{cases} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{cases} \quad (2.11)$$

En estas desigualdades,  $p_{i,h}^{cs}$  y  $q_{i,h}^{cs}$  representan la potencia activa y reactiva comprada o inyectada por el generador convencional en el nodo  $i$  durante el intervalo de tiempo  $h$ . De manera similar,  $P_i^{cs,min}$  y  $P_i^{cs,max}$  denotan la potencia activa mínima y máxima asignada al generador convencional en el nodo  $i$ , mientras que  $Q_i^{cs,min}$  y  $Q_i^{cs,max}$  representan la potencia reactiva mínima y máxima asignada al mismo generador. Además,  $P_i^{DERs,min}$  y  $P_i^{DERs,max}$  son la potencia activa mínima y máxima asignada a los DERs de acuerdo con las necesidades del sistema.  $Q_i^{DERs,min}$  y  $Q_i^{DERs,max}$  son la potencia reactiva mínima y máxima asignada a los DERs.

Otras restricciones importantes incluyen los límites de voltaje nodal, representados por la Desigualdad (2.12), y los límites de corriente, como se muestra en la Desigualdad (2.13) [111].

$$v_i^{min} \leq v_{i,h} \leq v_i^{max}, \quad \begin{cases} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{cases} \quad (2.12)$$

$$I_{l,h} \leq I_h^{max}, \begin{cases} \forall l \in \mathcal{L} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{cases} \quad (2.13)$$

Aquí,  $v_i^{min}$  y  $v_i^{max}$  son los voltajes mínimo y máximo permitidos, respectivamente. Además,  $I_{l,h}$  denota la corriente que fluye a través de la línea  $l$  durante el período de tiempo  $h$ , e  $I_h^{max}$  es la corriente máxima permitida para cada línea.

Además de estas restricciones, el modelo de integración para diferentes tipos de DERs puede tener restricciones asociadas con la operación de cada dispositivo, como el tipo de tecnología y los porcentajes de carga y descarga (en el caso de los BESS), así como restricciones relacionadas con la viabilidad económica de integrar y gestionar estos dispositivos [59].

Hasta donde sabemos, actualmente no existe un modelo de integración de DERs que permita incluir todas las restricciones asociadas con la operación de cada dispositivo. Además, solo algunos trabajos de investigación abordan dos o más funciones objetivo simultáneamente [113, 114, 115], lo que plantea un desafío debido a la complejidad matemática involucrada en la integración multivariable de tal problema.

Finalmente, es importante destacar que, si bien optimizar un solo objetivo puede ser beneficioso para la operación de los SEDs, es esencial señalar que los verdaderos desafíos que enfrentan los operadores de red requieren enfoques metodológicos que aborden la optimización simultánea de múltiples aspectos. Sin embargo, la principal complejidad de la optimización multiobjetivo radica en la posible existencia de conflictos entre las funciones que se deben optimizar. Esto obliga a los operadores de red a desarrollar estrategias que permitan optimizar su operación de acuerdo con sus intereses específicos y aplicar el juicio experto con el propósito de seleccionar la mejor opción [116].

### 2.1.6 Evaluación del impacto de los DERs en los SEDs

El problema matemático relacionado con la operación de los SEDs es difícil de resolver debido a la naturaleza de estos sistemas y sus variables asociadas. Una buena estrategia de operación para este tipo de sistema debe contar con herramientas para evaluar las condiciones eléctricas de la red bajo diferentes escenarios. Asimismo, deben permitir cuantificar el impacto de la instalación de DERs en aspectos operativos importantes. El análisis de flujo de potencia es una herramienta efectiva que proporciona información relevante sobre la operación de un sistema en un momento

dato. Se utiliza para describir la transferencia de energía entre diferentes nodos y se basa en las leyes de Kirchhoff. Su modelo matemático relaciona impedancias, corrientes, voltajes y potencia en los diferentes elementos de la red [117].

### 2.1.6.1 Flujo de potencia

El problema de flujo de potencia permite realizar un diagnóstico del sistema basado en la potencia demandada y generada dentro de él, utilizando los parámetros del sistema eléctrico (tipos de barras y ubicación, así como los datos de las líneas y las impedancias constantes en los nodos) [118]. Analizando los datos iniciales como la potencia entregada por los generadores y la potencia demandada por los consumidores, se calculan los voltajes en cada uno de los nodos del sistema para un régimen permanente. Asimismo, se calculan los flujos de potencia activa y reactiva en cada uno de los componentes del sistema (líneas, transformadores, reactores y condensadores) para garantizar un balance global de potencia. El problema de flujo de potencia permite verificar las condiciones operativas de un SEP, para lo cual se emplean dos etapas. La primera busca determinar los voltajes complejos de todos los nodos resolviendo el sistema de ecuaciones no lineales que representan el problema. La segunda utiliza los resultados de la primera etapa y, mediante cálculos rutinarios, determina los flujos y pérdidas de potencia activa y reactiva de los elementos, así como otros indicadores técnicos, económicos y ambientales requeridos por el operador de la red [119].

El método de voltaje nodal es fundamental para analizar el flujo de potencia de los sistemas de distribución. A través de la magnitud y el ángulo del voltaje en cada nodo, permite determinar algunas variables relevantes asociadas con la operación del sistema. Para realizar este análisis, se toma en cuenta un conjunto de ecuaciones algebraicas que emplean seis variables de interés para caracterizar el comportamiento eléctrico (magnitud del voltaje, ángulo de voltaje, potencia activa generada, potencia activa demandada, potencia reactiva generada y potencia reactiva demandada) dependiendo del tipo de nodo evaluado; algunas de estas variables pueden ser conocidas. En los sistemas de distribución, se analizan dos tipos de nodos. Primero, está el nodo de referencia, considerado el más fuerte del sistema y caracterizado por su capacidad para compensar las oscilaciones de potencia activa y reactiva, ya que puede controlar el voltaje en el sistema. El segundo tipo de nodo es el nodo PQ, al cual se conectan las cargas. Para este nodo, se conoce el consumo de potencia activa y reactiva. El objetivo de este análisis es determinar la magnitud y el ángulo del voltaje. Además, solo se consideran los consumos de energía [118].

El objetivo principal del análisis de flujo de potencia es determinar la magnitud y el ángulo

del voltaje presente en cada uno de los nodos. Con estos datos, y mediante la formulación matemática que representa el problema de flujo de potencia, se pueden proponer acciones para controlar aspectos importantes del sistema de distribución. El flujo de potencia se obtiene de la potencia neta inyectada ( $S$ ). Por lo tanto, se debe tener en cuenta la contribución de cada nodo al sistema. Esta contribución es positiva si proviene de un nodo de generación ( $S_g$ ), negativa si proviene de un nodo de carga o demanda ( $S_d$ ), o cero si está asociada con un nodo de paso sin generación ni consumo. La Ecuación (2.14) representa la potencia neta inyectada.

$$S = S_g - S_d \quad (2.14)$$

La entrada de potencia en el nodo  $k$  (representada por  $S_k$ ) se determina por el voltaje ( $V_k$ ) y la corriente conjugada ( $\overline{I_k}$ ) según la Ecuación (2.15).

$$S_k = V_k \overline{I_k} \quad (2.15)$$

Para simplificar el modelo matemático, es conveniente que la corriente no sea conjugada. Esto da como resultado la expresión mostrada en la Ecuación (2.16).

$$\overline{S_k} = \overline{V_k} I_k \quad (2.16)$$

Usando el concepto de admitancia nodal ( $Y$ ), es posible correlacionar las corrientes y voltajes de cada nodo en forma matricial, como se demuestra en la Ecuación (2.17).

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_k \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{k1} & Y_{kk} & Y_{kn} \\ Y_{n1} & Y_{nk} & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_k \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

La corriente en el nodo  $k$  ( $I_k$ ) se puede encontrar a través de la Ecuación (2.18).

$$I_k = \sum_{j=1}^n Y_{kj} V_j \quad (2.18)$$

Finalmente, al reemplazar el valor anterior en la Ecuación (2.16), se obtiene la formulación

general del problema de flujo de potencia, como se ve en la Ecuación (2.19).

$$\bar{S}_k = \bar{V}_k \sum_{j=1}^n Y_{kj}^* V_j \quad (2.19)$$

La expresión mostrada arriba tiene términos reales e imaginarios y está compuesta por ecuaciones no lineales que dificultan su resolución. Por lo tanto, es común encontrar diferentes metodologías matemáticas que permitan determinar el flujo de potencia a través de cada nodo mediante herramientas computacionales. Estas metodologías se comparan con el fin de optimizar algunos factores relevantes, como los tiempos de procesamiento de datos, la repetibilidad y la convergencia.

### 2.1.6.2 Métodos de evaluación del flujo de potencia

El enfoque de esta investigación se centra en redes radiales, ya que son las más comúnmente utilizadas en el diseño de sistemas de distribución de energía. Estas redes tienen un solo nodo de referencia, cuyo voltaje es conocido, y el resto son nodos de demanda con voltajes desconocidos. Esto permite separar el sistema en componentes asociando las barras de generación con las barras de generación ( $Y_{gg}$ ), las barras de generación con las barras de demanda ( $Y_{gd}$ ), las barras de demanda con las barras de generación ( $Y_{gd}$ ) y las barras de demanda con las barras de demanda ( $Y_{dd}$ ), como se muestra en la Ecuación (2.20).

$$\begin{bmatrix} Y_{gg} & Y_{gd} \\ Y_{gd} & Y_{dd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_g \\ V_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_g \\ I_d \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

A partir de la expresión mostrada arriba, y considerando la Ecuación (2.19), es posible expresar esta relación a través de la Ecuación (2.21).

$$\bar{S}_g - \bar{S}_d = \text{Diag}(\bar{V})(Y_{\text{bus}})V \quad (2.21)$$

Sin embargo, aprovechando las características mencionadas de las redes radiales, esta expresión se puede dividir en una ecuación para el nodo de referencia (Ecuación (2.22)), y otra para los nodos de demanda (Ecuación (2.23)).

$$\bar{S}_g = \text{Diag}(\bar{V}_g)(Y_{gg}\bar{V}_g + Y_{gd}\bar{V}_d) \quad (2.22)$$

$$-\bar{S}_d = \text{Diag}(\bar{V}_d)(Y_{gd}\bar{V}_g + Y_{dd}\bar{V}_d) \quad (2.23)$$

La Ecuación (2.22) es lineal, por lo que no presenta mayores complicaciones al resolverla. Sin embargo, la Ecuación (2.23) exhibe un comportamiento no lineal, ya que los voltajes de demanda no son conocidos.

En la literatura especializada, se utilizan varios métodos para resolver el problema de flujo de potencia, los cuales pueden adaptarse para analizar tanto sistemas monofásicos como trifásicos. En el caso de estos últimos, se deben tener en cuenta más variables. Esta mayor complejidad matemática lleva a un aumento en los esfuerzos computacionales y, por lo tanto, en tiempos de procesamiento considerablemente mayores. Entre los enfoques tradicionales se encuentran algunos métodos numéricos como los métodos de Gauss-Seidel y Newton-Raphson, que utilizan procesos iterativos para encontrar la solución al problema [111]. En cada iteración del método de Gauss-Seidel, los valores de las tensiones se actualizan secuencialmente, convergiendo gradualmente a la solución. Lo anterior hace que este método sea adecuado para determinar el flujo de potencia en pequeños SEDs [120]. Por otro lado, en el método de Newton-Raphson, las variables no se actualizan secuencialmente, y cada iteración involucra un recálculo mediante el uso de una matriz Jacobiana que incluye sus derivadas parciales, lo que lleva a una convergencia más rápida en comparación con el método de Gauss-Seidel [121]. Esta técnica es adecuada para resolver el flujo de potencia en grandes SEDs. Sin embargo, la solución de la matriz Jacobiana requiere un mayor número de cálculos simultáneos, lo que hace que su implementación sea más intensiva desde el punto de vista computacional [122].

Otro método más reciente para resolver el flujo de potencia es el método de aproximaciones sucesivas (AS). Este método se basa en el enfoque de Gauss-Seidel, con la principal diferencia de que permite tratar las variables directamente en su forma compleja, lo que elimina la necesidad de realizar transformaciones que finalmente resultan en una mayor complejidad matemática y, por lo tanto, en mayores desafíos computacionales [118].

Otras alternativas pueden encontrarse en la literatura, como el método de barrido iterativo y el método triangular, que pueden ser útiles dependiendo de las características específicas de cada sistema [123].

El método de barrido iterativo es similar al método AS, y su formulación matemática no requiere derivadas para obtener las variables. Sin embargo, los voltajes nodales se distinguen de los voltajes en las ramas del sistema. Se asumen las direcciones de las corrientes que fluyen a través de las líneas y sus efectos son representados por una matriz de incidencia nodo-rama. Durante el proceso iterativo, todas las variables se actualizan simultáneamente a partir de sus valores más recientes, lo que impide la dependencia entre variables en cada iteración. Este método puede ser apropiado para analizar sistemas grandes, pero su convergencia depende de una buena estimación de los parámetros iniciales [123]. En cuanto al método triangular, su formulación matemática no requiere derivadas y, al igual que el método de barrido iterativo, diferencia entre los voltajes nodales y de las ramas. La principal diferencia radica en el uso de una matriz triangular que representa las corrientes nodales que transportan cada una de las ramas. Sus tiempos de procesamiento se reducen porque algunos componentes de la formulación matemática solo se calculan una vez y no en cada iteración [123].

### **2.1.6.3 Aspectos relevantes en la evaluación del flujo de potencia**

La evaluación del flujo de potencia en los SEDs bajo escenarios de instalación de DERs permite determinar los impactos asociados con la integración de cada dispositivo. Esta evaluación generalmente requiere un número significativo de iteraciones dependiendo del tamaño del sistema y del número de variables integradas en el modelo matemático. Para resolver los flujos, se utilizan herramientas computacionales que, dependiendo de la complejidad del modelo, requieren cargas computacionales y tiempos de procesamiento específicos [124].

Una buena estrategia de integración y gestión debe garantizar la eficiencia computacional en la evaluación de los flujos de potencia, y también debe obtener soluciones en tiempos razonables. Esto es importante, considerando que el tiempo utilizado para resolver los flujos de potencia aumenta exponencialmente respecto al número de variables en el problema [124].

Otro punto importante de la evaluación tiene que ver con la repetibilidad de las soluciones obtenidas, lo que indica su calidad y confiabilidad. Además, esto ayuda a los operadores de la red a tomar mejores decisiones de acuerdo con el comportamiento del sistema [124].

Finalmente, se puede afirmar que los desafíos asociados con la operación de los SEDs y el hecho de que los sistemas puedan estar o no conectados a grandes SEPs requieren estrategias de integración de DERs tanto en áreas conectadas a la red como en áreas aisladas. Estas estrategias requieren herramientas como el análisis de flujo de potencia, que permite evaluar las condiciones

operativas de la red bajo diferentes escenarios.

#### **2.1.6.4 Impacto en los aspectos operativos del SED**

Los DERs mejoran varios aspectos operativos de los SEDs, con un impacto en sus condiciones técnicas, económicas y ambientales. Cada DER tiene características únicas y diferentes impactos.

Los dispositivos de GD pueden inyectar potencia activa en diferentes puntos dentro de la red, lo que reduce la necesidad de transportar energía desde fuentes de generación convencional hasta la carga. Esto reduce las pérdidas de energía, mejora el perfil de voltaje en cada nodo y reduce la corriente eléctrica que fluye a través del sistema. Todo esto se refleja en una mayor eficiencia, un sistema más confiable y un suministro de energía de mejor calidad [125].

Los BESS complementan la operación de los dispositivos de GD almacenando energía en momentos de exceso de generación y liberándola de acuerdo con las demandas del sistema. Esto, además de reducir las pérdidas de energía, mejorar los perfiles de voltaje y reducir los flujos de corriente, permite un control adecuado del sistema y afecta la frecuencia operativa, lo que se traduce en una mayor confiabilidad, eficiencia y calidad del suministro de energía [126].

Finalmente, los dispositivos de compensación de potencia reactiva pueden inyectar o absorber potencia reactiva dependiendo de las necesidades de la red. Para los factores de potencia afectados por componentes capacitivos, el objetivo principal debería ser inyectar potencia reactiva. Aunque no es común en los SEDs, pueden surgir escenarios donde se requiera esta contribución. Por el contrario, para los SEDs con factores de potencia impactados por componentes inductivos, el interés se desplaza hacia la absorción de potencia reactiva [127]. En ambos escenarios, los dispositivos mencionados tienen un impacto en variables importantes del sistema, *e.g.*, el factor de potencia, los perfiles de voltaje en los nodos y la corriente que fluye a través de las líneas. Esto se refleja en la eficiencia, confiabilidad y calidad de la energía suministrada por el SED [128].

#### **2.1.7 Enfoques encontrados en la literatura especializada para la gestión energética de los DERs en los SEDs**

Durante los últimos años, se han desarrollado diferentes estrategias para gestionar los DERs en los SEDs mediante diferentes métodos de optimización. Estas estrategias buscan mejorar

aspectos técnicos como las pérdidas de energía, los perfiles de voltaje y los flujos de corriente. También abordan aspectos económicos, como los costos de inversión y operación, y consideran aspectos ambientales como la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Los enfoques más explorados son de naturaleza analítica, numérica, heurística y metaheurística. También es común encontrar combinaciones entre algunos de estos, lo que puede ser conveniente dependiendo de las características del problema a resolver [111].

#### **2.1.7.1 Enfoques analíticos**

Los enfoques analíticos se basan en el análisis teórico a través de modelos matemáticos que representan las relaciones entre los componentes eléctricos del sistema, lo que permite obtener soluciones exactas cuando el modelo propuesto es lineal y convexo. Sin embargo, se puede encontrar que los problemas de integración y gestión de DERs son mayoritariamente no lineales y no convexos, lo que exigiría una carga computacional excesiva y tiempos de solución prohibitivos. Entre los métodos de optimización más utilizados para el análisis de los DERs se encuentran las técnicas de programación lineal, útiles para optimizar la ubicación y el dimensionamiento de los generadores, y las técnicas de optimización cuadrática, que permiten optimizar el uso de los dispositivos de compensación de potencia reactiva. También se utilizan ampliamente técnicas de optimización no lineales, que contribuyen al análisis de restricciones no lineales dentro del sistema, tales como los límites de generación, los límites de corriente nodal y los límites de corriente a través de las líneas de distribución [129].

#### **2.1.7.2 Enfoques numéricos**

Los métodos numéricos permiten encontrar soluciones que son confiables y de buena calidad. Además, ayudan a resolver problemas de optimización de naturaleza no lineal y no convexa, que son típicos en los SEDs. Permiten que el modelo de optimización incluya importantes restricciones de igualdad y desigualdad al analizar la viabilidad de las soluciones. Su confiabilidad depende de la precisión de los datos ingresados en el modelo, y su convergencia es sensible a las condiciones iniciales del problema [130]. Es importante señalar que son adecuados para abordar problemas de optimización en sistemas de diferentes tamaños. Sin embargo, los tiempos de procesamiento y la carga computacional necesarios para encontrar las soluciones son proporcionales al número de variables y restricciones en el problema, lo que, para grandes SEDs, puede llevar a tiempos prohibitivos. Entre los enfoques más utilizados se encuentran los métodos de Gauss-Seidel y

Newton-Raphson, útiles para analizar el flujo de potencia óptimo y los problemas de estabilidad de la red [121].

### **2.1.7.3 Enfoques heurísticos**

Los métodos heurísticos, por otro lado, se basan en reglas simples e intuitivas y no utilizan cálculos matemáticos precisos, lo que impacta directamente en aspectos como los esfuerzos computacionales y los tiempos de procesamiento. Sin embargo, no garantizan que la solución encontrada sea la mejor, ya que pueden quedar atrapados en óptimos locales [131]. Son adecuados para resolver problemas de optimización que combinan un gran número de variables y requieren una exploración y explotación simplificada del espacio de soluciones. Generalmente, convergen rápidamente, encontrando soluciones aceptables en tiempos razonables. Debido a que estos tipos de técnicas se utilizan con enfoques prácticos y especializados, no emplean algoritmos reconocidos, y, por el contrario, utilizan el conocimiento de un problema dado para proponer algoritmos que se adapten a las características de cada problema [131].

### **2.1.7.4 Enfoques metaheurísticos**

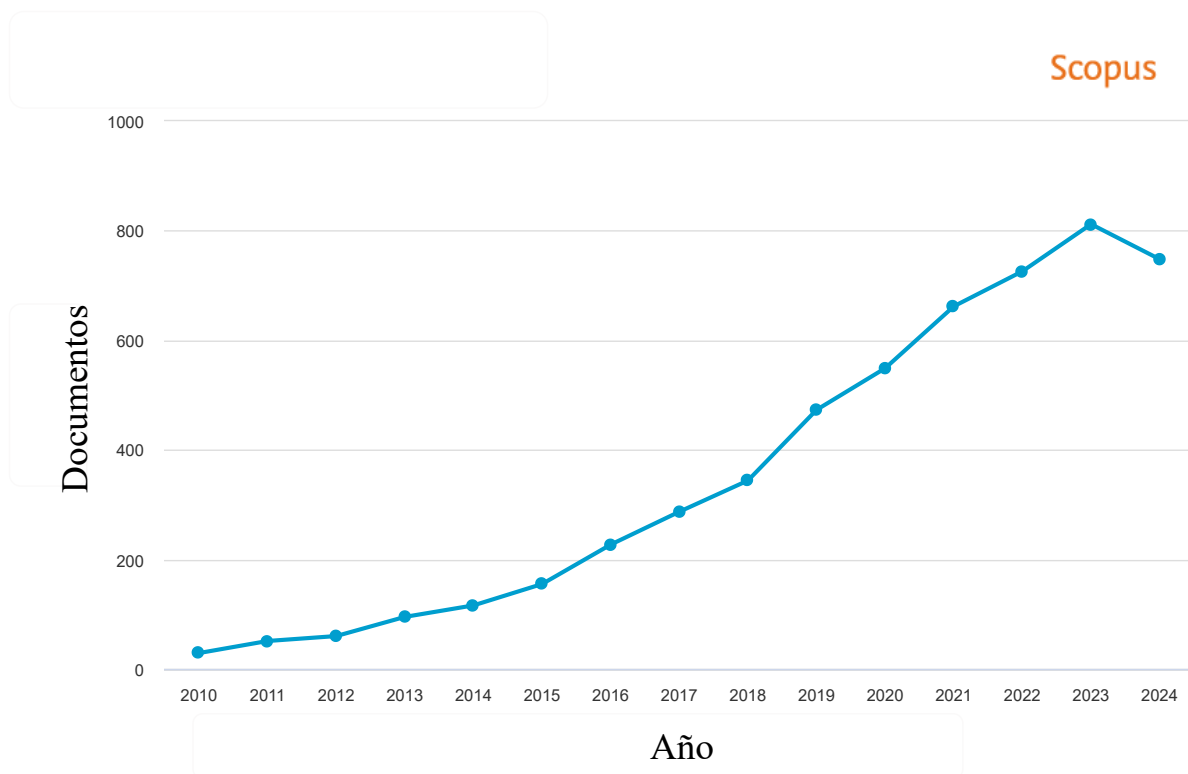
Los métodos metaheurísticos comparten algunas similitudes con los heurísticos. Sin embargo, los métodos metaheurísticos se resuelven exactamente al encontrar aproximaciones a la solución óptima global. Además, la mayor diferencia radica en su eficiencia. Las técnicas metaheurísticas se caracterizan por estar basadas en principios matemáticos y estructurados, lo que les permite abordar diferentes problemas de optimización de manera sistemática. Son apropiadas para resolver problemas combinatorios de naturaleza no lineal y no convexa, lo cual es típico de los SEDs de gran escala. Dada su naturaleza estocástica, no se puede garantizar que, a través de este tipo de método, ninguna de las soluciones encontradas sea la mejor. No obstante, permiten encontrar soluciones de muy buena calidad con una carga computacional moderada y en tiempos de procesamiento aceptables. Entre las técnicas más utilizadas se encuentra el algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO), que permite determinar la ubicación y el dimensionamiento de dispositivos y, en algunos casos, el tipo de tecnología a utilizar. También es común encontrar el uso de algoritmos genéticos (GAs) para analizar el comportamiento de los SEDs. En general, diferentes técnicas de optimización metaheurísticas son empleadas en la literatura especializada para abordar el problema de optimización respecto a la operación de los SEDs en el contexto de la instalación de DERs. Sin embargo, la técnica de optimización

seleccionada dependerá del tipo de problema a resolver y de la naturaleza de sus variables [132].

## 2.2 Análisis de los avances realizados en la literatura especializada

Considerando el creciente número de publicaciones sobre este tema, se realizó una búsqueda de artículos publicados desde 2010 en diferentes bases de datos (ScienceDirect, IEEE y Scopus). Para esta búsqueda, se utilizaron palabras clave como GD, BESS, compensación de potencia reactiva, técnicas de optimización, y ubicación y dimensionamiento, entre otras.

La Figura 2.6 muestra el reciente aumento en el número de estudios sobre el tema y la Figura 2.7 muestra la distribución de áreas temáticas con respecto a las publicaciones relacionadas.

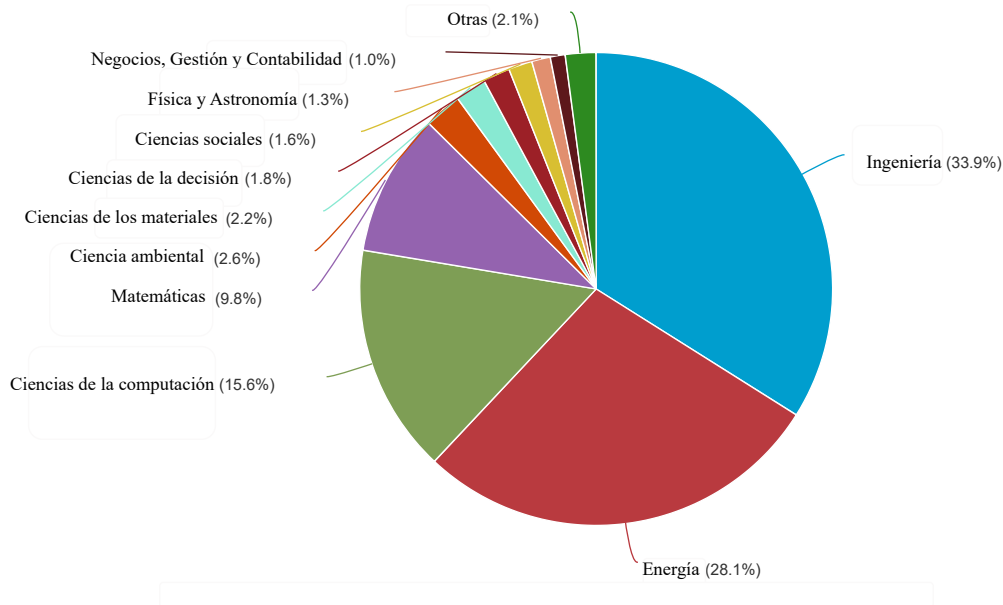


**Fig. 2.6.** Publicaciones relacionadas por año

Diferentes autores buscan mejorar la operación de los SEDs mediante la integración y gestión de una sola tecnología de DERs. Sin embargo, las estrategias que integran y gestionan simultáneamente GD, BESS y dispositivos de compensación han despertado gran interés en los

## Documentos por área temática

Scopus



**Fig. 2.7.** Publicaciones relacionadas por área temática

últimos años, y la mayoría de los trabajos reportados buscan optimizar escenarios que involucran la integración de dos o más tecnologías. Además, los trabajos reportados también difieren en la forma en que analizan la distribución de potencia. Algunos estudios proponen modelos de optimización basados en el análisis de equivalentes monofásicos. Este tipo de equivalente simplifica el análisis al ignorar los desbalances inherentes a la operación de los SEDs. Esto significa que las mejoras obtenidas no representan soluciones a los problemas reales. Por otro lado, existen estudios que utilizan modelos que analizan el problema considerando una operación trifásica, lo que resulta en herramientas útiles para los operadores de red.

### 2.2.1 Estrategias para la integración y gestión de un solo tipo de DER

Esta sección presenta algunos de los trabajos reportados en la literatura especializada que contienen estrategias para la integración y gestión de un solo tipo de DER. Para cada trabajo, se describen el tipo de tecnología, las variables de decisión, las funciones objetivo y algunos aspectos relevantes, tales como los escenarios de prueba, su correspondiente equivalente (monofásico o

trifásico) y los principales hallazgos.

- La investigación realizada por Purlu *et al.* presenta una estrategia para determinar el factor de potencia óptimo, las mejores ubicaciones y el mejor nivel de inyección de potencia para diferentes tipos de GD [133]. Utilizando la técnica PSO, los autores definen algunos aspectos operativos del sistema como objetivos de optimización: la reducción anual de las pérdidas de energía y la mejora de los perfiles de voltaje de cada nodo. Para validar sus resultados, utilizan el sistema de prueba de 33 nodos, que, mediante un análisis basado en el equivalente monofásico, permite cuantificar las mejoras obtenidas por el algoritmo propuesto, así como comparar los resultados con los de otros algoritmos. Entre los resultados más relevantes de esta investigación, los autores destacan una reducción de las pérdidas de energía del 39,8000% con la instalación de generadores fotovoltaicos y del 64,3000% con la implementación de aerogeneradores. Sin embargo, no se tienen en cuenta los dispositivos de almacenamiento de energía y compensación, y no se analizan los aspectos económicos y ambientales inherentes a este tipo de proyectos.
- El trabajo de Tianming *et al.* [134] propone una estrategia para optimizar los aspectos operativos de los SEDs con dispositivos GD. Esto se realiza mediante la integración de un BESS y la correcta ubicación y dimensionamiento de los dispositivos de almacenamiento. Para ello, los autores emplean una versión mejorada del algoritmo genético de ordenación no dominada II (NSGA-II), que se enfoca en reducir las pérdidas de energía del sistema y mejorar los perfiles de voltaje de cada nodo. Para validar los resultados de la estrategia propuesta, los autores utilizan un sistema de prueba radial monofásico de 33 nodos. La técnica de optimización implementada fue comparada con el algoritmo NSGA-II tradicional y el algoritmo de optimización de enjambre de partículas multiobjetivo (MOPSO).

Entre los resultados más relevantes reportados por los autores, destaca una mayor repetibilidad de la solución en comparación con las técnicas NSGA-II y MOPSO. Sin embargo, los autores no proporcionan información sobre los tiempos de procesamiento requeridos por cada algoritmo. Además, el caso base involucra dispositivos GD con ubicación y dimensionamiento fijos. Si no se optimizan, estos aspectos condicionan las mejoras obtenidas. Además, no se incluyen dispositivos de compensación de potencia reactiva, lo que, al igual que en el caso de GD, podría mejorar los impactos en el SED estudiado. Finalmente, es importante destacar que el análisis se realizó utilizando un equivalente monofásico, que, aunque útil para este tipo de problema, no representa el comportamiento real de un SED trifásico.

- Nezhad *et al.* desarrollaron una estrategia para gestionar las unidades GD mediante un método de toma de decisiones difusa (FDMM) [113]. Utilizaron el algoritmo multiobjetivo de optimización mejorada de forraje de rayas manta (MOIMRFO) para determinar la correcta ubicación y dimensionamiento de cada dispositivo con el fin de minimizar las pérdidas de energía y mejorar los perfiles de voltaje. Esta estrategia se implementó en un sistema de prueba trifásico desbalanceado de 33 nodos bajo condiciones variables de generación y carga, lo que permitió cuantificar las mejoras obtenidas y compararlas con las de otras técnicas de optimización reportadas en la literatura. Entre los resultados más relevantes, los autores destacan una reducción del 9,8000% en las pérdidas de energía, una reducción del 25,0000% en el desequilibrio de voltaje nodal y una mejora del 12,0000% en la energía no servida. Sin embargo, este trabajo no incluye dispositivos de almacenamiento de energía y compensación, no analiza la repetibilidad de las soluciones y no cuantifica los tiempos de procesamiento requeridos por cada solución. Además, el análisis no incluye los aspectos económicos y ambientales relevantes para este tipo de proyectos.
- El trabajo presentado por Nassef *et al.* [135] propone una metodología para reducir las pérdidas de energía mediante la asignación óptima de unidades GD de biomasa en SEDs. Utilizando una versión modificada del algoritmo de búsqueda del juego de hambre (HGS), los autores proponen la ubicación, el dimensionamiento y el factor de potencia de las fuentes GD como variables de decisión en un entorno de optimización de un solo objetivo. Se utilizan los sistemas de prueba de 33, 69 y 119 nodos para validar esta metodología en sistemas balanceados monofásicos. Entre los principales hallazgos, los autores reportan reducciones de las pérdidas de energía del 94,4900% para el sistema de 33 nodos, 97,6800% para el sistema de 69 nodos y 88,7900% para el sistema de 119 nodos. Sin embargo, los resultados publicados no permiten determinar la repetibilidad ni los tiempos de procesamiento requeridos. Además, al realizar un análisis bajo un equivalente monofásico, no se consideran los desequilibrios de línea correspondientes a la operación real de estos sistemas. Es importante destacar que el estudio se limita a un análisis técnico y no incluye la revisión de aspectos económicos y ambientales. Además, solo se enfoca en la integración de fuentes GD y no analiza la posibilidad de instalar otros tipos de DERs como BESS y D-STATCOMs.
- La investigación realizada por Cortés *et al.* [59] busca reducir las pérdidas de energía y minimizar las emisiones de  $CO_2$  seleccionando correctamente la tecnología, ubicación y dimensionamiento de BESS en microrredes con la presencia de dispositivos GD. A través de la formulación de un modelo MINLP, los autores utilizan una metodología maestro-esclavo

basada en algoritmos de optimización, como el algoritmo genético Chu & Beasley (PCBGA) y el algoritmo de búsqueda en vórtice (VSA). Además, utilizando el método SA para evaluar el flujo de potencia, los resultados de esta estrategia se validan en el sistema de prueba de 33 nodos. Entre los principales hallazgos, los autores destacan la mejora de los aspectos operativos de la microred y la mitigación de las emisiones de  $CO_2$ , reduciendo la dependencia de fuentes tradicionales que utilizan combustibles fósiles para la generación de energía.

Este análisis utilizó un equivalente monofásico; no consideró un aspecto relevante de la operación real: el desequilibrio de las líneas de distribución trifásicas. Es importante mencionar que, dado que la evaluación se realizó bajo un escenario donde las fuentes GD ya habían sido instaladas, los aspectos técnicos, económicos y ambientales asociados con la ubicación y dimensionamiento de esta tecnología no fueron optimizados. Además, los autores destacan la necesidad de trabajos futuros que integren otras técnicas de optimización mientras abordan el problema desde una perspectiva multiobjetivo, permitiendo optimizar simultáneamente diferentes aspectos.

- Cikan *et al.* [136] proponen una metodología para determinar la ubicación, el tamaño, el tipo de conexión y el factor de potencia de tres tecnologías diferentes relacionadas con la instalación de GD en sistemas trifásicos desbalanceados. Esta metodología se basa en el algoritmo de optimización de equilibrio (EO), que se inspira en el comportamiento de los animales en la naturaleza. El algoritmo EO entrega variables candidatas a un evaluador de flujo de potencia desbalanceado hacia atrás y hacia adelante (UBFLF), lo que permite determinar el impacto de cada solución propuesta. Los autores utilizan el sistema IEEE de 123 nodos como escenario de prueba para su metodología. Este alimentador de prueba ha sido apenas explorado en la literatura especializada.

Este trabajo fue modelado utilizando el entorno MATLAB y simulado en Simulink, IEEE PES y OpenDSS. Para la comparación, los autores utilizaron seis algoritmos de optimización que han sido ampliamente explorados en la literatura y aplicados al problema de investigación. Estos se implementaron bajo las mismas condiciones que el algoritmo EO y ayudaron a demostrar las mejoras obtenidas por el método propuesto en cuanto a tiempos de procesamiento, repetibilidad y algunas variables estadísticas.

Finalmente, como principales resultados de su investigación, los autores presentan una disminución de las pérdidas de energía del 92,5900% y mejoras en los perfiles de voltaje al instalar nueve generadores distribuidos. Esto, en comparación con el caso base. Sin embargo, no abordan los desequilibrios actuales en las líneas del sistema de distribución,

un aspecto inherente a los sistemas GD. Tampoco se realizaron validaciones bajo escenarios con generación variable y demanda de potencia, lo cual es fundamental al estudiar sistemas GD. Además, el alcance de esta investigación se limitó a la optimización de un solo objetivo, centrandose en los aspectos operativos de la red. Esto dificultó la evaluación de los impactos en aspectos económicos y ambientales.

- Mohan *et al.* se enfocan en mejorar las condiciones operativas de BESS en presencia de GD renovable [137]. A través de la correcta ubicación y dimensionamiento de BESS, los autores sugieren mejorar aspectos como los perfiles de voltaje nodales y las pérdidas de potencia del sistema. Para ello, utilizan un algoritmo de optimización llamado *water cycle algorithm* (WCA), que, después de ser evaluado en sistemas de prueba con 33 y 43 nodos monofásicos, muestra mejoras respecto al caso base en aspectos relevantes como la desviación de los niveles de voltaje en cada nodo y la reducción de las pérdidas de potencia. Los autores también realizan un análisis de los tiempos de procesamiento requeridos por esta estrategia, que, en comparación con técnicas como PSO y el algoritmo de optimización de búsqueda por gravedad (GSA), toma menos tiempo para encontrar las soluciones al problema. Sin embargo, el enfoque monofásico del análisis no permite considerar los desequilibrios típicos de la operación real. Además, esta investigación no permite cuantificar el impacto económico y ambiental de este tipo de estrategias, lo que implica la necesidad de trabajos futuros que integren diferentes funciones objetivo en un modelo de optimización multiobjetivo dentro del marco de un análisis trifásico.
- El trabajo presentado por Ali *et al.* [138] propone una metodología para mejorar las condiciones operativas de los SEDs mediante la correcta integración de unidades GD. Para ello, los autores utilizan un algoritmo de optimización híbrido que combina las cualidades del algoritmo PSO y el algoritmo seno-coseno (SCO). En un entorno de optimización multiobjetivo, los autores sugieren mejorar aspectos clave como las pérdidas de energía, los perfiles de voltaje y los desequilibrios de línea en sistemas de distribución trifásicos.

Para validar la eficiencia de la metodología propuesta, los autores utilizaron sistemas de prueba de 13, 37 y 123 nodos, y compararon los resultados obtenidos con los algoritmos PSO y SCO, los cuales fueron utilizados por separado. Los autores reportan reducciones del 89,0000% en pérdidas de energía, 21,0000% en el índice de desequilibrio y 70,0000% en el índice de perfil de voltaje para sistemas a gran escala. Sin embargo, no evaluaron la repetibilidad y los tiempos de procesamiento de las soluciones obtenidas. Tampoco se incluyen dispositivos de almacenamiento de energía y compensación de potencia reactiva, lo que permitiría una gestión integral de la red. Es importante mencionar que el análisis

técnico realizado no permite cuantificar las mejoras obtenidas en los aspectos económicos y ambientales transversales a este tipo de integración.

- Los autores en [139] propusieron una metodología para determinar la operación óptima de sistemas de BESS, existentes en redes eléctricas de distribución. Para ello, emplearon un modelo de optimización mono-objetivo enfocado en mejorar indicadores técnicos, económicos y ambientales, utilizando el solucionador SNOPT dentro del entorno General Algebraic Modeling System (GAMS). Como medio de validación, aplicaron su propuesta a sistemas de prueba monofásicos de 27 y 33 nodos, adaptados a las condiciones de demanda y generación de dos regiones de Colombia. Asimismo, utilizaron técnicas adicionales de optimización para comparar sus resultados. No obstante, los autores reconocen como una de las principales limitaciones de su trabajo la no incorporación simultánea de diferentes tipos de DERs, lo cual proponen abordar en futuras investigaciones.
- El trabajo presentado por Bolaños et al. [140] abordó la operación inteligente de D-STATCOMs con el objetivo de reducir las pérdidas de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub> en redes eléctricas de distribución. Para ello, se propusieron tres metodologías maestro-esclavo basadas en programación secuencial, en las que la etapa maestra resolvió el problema mediante versiones continuas del método de Monte Carlo (MC, por sus siglas en inglés), el algoritmo genético basado en poblaciones (PGA) y el algoritmo PSO. La etapa esclava evaluó las soluciones mediante un flujo de carga horario (HPF, por sus siglas en inglés), implementado a través del método de aproximaciones sucesivas. La validación se realizó en los sistemas monofásicos IEEE de 33 y 69 nodos, así como en un sistema adaptado a un alimentador real de la ciudad de Talca (Chile), considerando variaciones estacionales de la demanda. Los resultados mostraron reducciones de pérdidas superiores al 33,0000% y disminuciones de emisiones de CO<sub>2</sub> de hasta un 1,2800%, especialmente en condiciones de verano. Como líneas futuras de investigación, los autores proponen desarrollar un modelo que integre los costos operativos de la red y el despacho de otros DERs.

En resumen, cada una de las estrategias propuestas previamente sugiere variables de decisión adaptadas a las características de cada escenario. En particular, se consideran las ubicaciones y niveles de inyección de potencia de diferentes tipos de DERs, dada su posible repercusión en los aspectos operativos del SEDs. Por ejemplo, la instalación de una fuente GD en un nodo específico puede reducir la necesidad de transportar energía a largas distancias, disminuyendo consecuentemente las pérdidas de transmisión asociadas. Además, este dispositivo puede reducir la dependencia del sistema de la generación convencional, impactando en los costos operativos y

las emisiones de gases contaminantes. Otra variable de decisión de interés es el factor de potencia, dado los múltiples beneficios de optimizarlo dentro de un sistema, incluidos la reducción de las corrientes de línea y la mejora de los perfiles de voltaje en cada nodo.

Además de lo anterior, es importante resaltar que varios autores utilizan técnicas de optimización ampliamente exploradas. Algunos ejemplos son los algoritmos PSO, MOIMRFO, HGS, PCBGA, NSGA-II y FDMM, entre otros. Estos algoritmos difieren entre sí principalmente en la forma en que exploran y explotan el espacio de soluciones. Esto define la evolución de las posibles soluciones e impacta en su convergencia, determinando aspectos relevantes como los tiempos de procesamiento y la carga computacional.

Las estrategias propuestas abordan los desafíos operacionales del SED, como las pérdidas de energía, las variaciones en el perfil de voltaje y las altas cargas de línea. Para ello, utilizan modelos matemáticos que representan el comportamiento del SED en el contexto de la integración de DERs. Además, a través de diferentes algoritmos de optimización, se definen los mejores escenarios para la integración y operación de los DERs. En este sentido, se emplean herramientas de validación de flujo de potencia, lo que permite entender los impactos asociados a la implementación de la solución propuesta.

Es importante mencionar las limitaciones de algunos estudios, ya que no integran diferentes tipos de DERs simultáneamente. Esto es relevante, considerando que estos dispositivos a menudo se complementan entre sí y pueden lograr mejoras significativas trabajando juntos. La interacción entre diferentes tipos de DERs puede abordar desafíos como la estabilidad del sistema y la necesidad de una respuesta dinámica ante las variaciones de operación del SED. Por ejemplo, la intermitencia asociada a la generación de fuentes de energía renovable puede mitigarse mediante sistemas de almacenamiento de energía. Estos sistemas permiten almacenar energía durante los intervalos cuando la generación excede la demanda y suministrarla durante los períodos en los que la demanda supera la energía generada. Esto contribuye a mejorar la estabilidad del sistema y permite una mayor penetración de DERs en los SEDs actuales [141].

También es importante resaltar que algunos estudios se enfocan únicamente en mejorar un solo objetivo, pasando por alto la oportunidad de optimizar otros aspectos relevantes que también se ven impactados por la integración y operación de los DERs. Además, algunas metodologías utilizan circuitos equivalentes monofásicos para modelar el comportamiento del SED, lo que puede limitar la precisión de los resultados, ya que la mayoría de los SEDs operan con sistemas trifásicos para el transporte de energía.

Finalmente, es esencial resaltar que los sistemas de prueba son una herramienta importante de validación que ayuda a la comunidad científica a cuantificar las mejoras obtenidas, especialmente cuando las estrategias estudiadas no pueden validarse en situaciones reales. Sin embargo, aspectos clave como el circuito equivalente utilizado, la calidad de las soluciones obtenidas, los tiempos de procesamiento requeridos y el tipo de optimización realizada son de vital importancia para determinar la reproducibilidad de las simulaciones en los SEDs reales.

Es común que diferentes autores comparen sus resultados basados en la reducción cuantitativa de cada valor de función objetivo y el impacto de las variables de decisión sobre cada elemento de un sistema de prueba. Para ello, es esencial realizar una evaluación de las condiciones iniciales del sistema de prueba, lo que permitirá tal comparación. Además, es posible comparar diferentes metodologías mediante análisis estadísticos, con el fin de determinar la repetibilidad de las soluciones y los tiempos de procesamiento requeridos para obtenerlas.

La Tabla 2.1 presenta un resumen de los trabajos relacionados y sus principales características. Muestra cómo las funciones objetivo técnicas han sido objeto de diferentes investigaciones, demostrando su relevancia. Sin embargo, los aspectos económicos y ambientales han sido poco explorados, lo que implica la necesidad de proponer trabajos futuros que aborden la integración de DERs en escenarios orientados a optimizar estos aspectos. Asimismo, existe una clara necesidad de estrategias que analicen diferentes funciones objetivo y que se ajusten a las necesidades actuales de los SEDs. Finalmente, es importante señalar que algunos autores proponen estudios futuros que integren diferentes tipos de DERs.

**Tabla. 2.1.** Trabajos relacionados en la literatura especializada que integran un solo tipo de DER y sus características

Ref.	Tipo de DER	Función objetivo	Técnica de solución usada	Sistema de prueba	Circuito equivalente	Condiciones variables	Comparación con otras técnicas	Análisis estadístico
[133]	GD	Técnica	PSO	33 nodos	Monofásico	Sí	Sí	Sí
[134]	BESS	Técnica	NSGA-II	33 nodos	Monofásico	No	Sí	No
[113]	GD	Técnica	MOIMRFO	33 nodos	Trifásico	Sí	Sí	No
[135]	GD	Técnica	HGS	33, 69 y 119 nodos	Monofásico	Sí	Sí	Sí
[59]	BESS	Técnica, económica y ambiental	PCBGA y VSA	33 nodos	Monofásico	Sí	Sí	Sí
[136]	GD	Técnica	EO y UBFLF	123 nodos	Trifásico	No	Sí	Sí
[137]	BESS	Técnica	WCA	33 y 43 nodos	Monofásico	No	Sí	No
[138]	GD	Técnica	PSO y SCO	13, 37 y 123 nodos	Trifásico	Sí	No	No
[139]	BESS	Técnica, económica y ambiental	SNOPT -GAMS	27 y 33 nodos	Monofásico	Sí	Sí	Sí
[140]	D-STATCOMs	Técnica y ambiental	MC, PGA y PSO	33 y 69 nodos	Monofásico	Sí	Sí	Sí

## 2.2.2 Estrategias que abordan la integración y gestión simultánea de diferentes tipos de DERs

Algunos trabajos en la literatura han desarrollado estrategias dirigidas a la integración y gestión simultánea de diferentes tipos de DERs, algunos de los cuales se describen a continuación.

- El trabajo presentado por Campolina *et al.* [142] propone una estrategia para determinar la mejor ubicación de los dispositivos GD y bancos de capacitores (CBs) en los SEDs. Para ello, los autores emplean un GA encargado de mejorar las condiciones operativas y minimizar las pérdidas de energía en sistemas de distribución trifásicos desbalanceados. El algoritmo de optimización propuesto tiene la responsabilidad de determinar los nodos del SED donde la instalación de GD y CBs produce los mejores impactos operativos, considerando factores como los perfiles de voltaje, el porcentaje de carga de línea y la estabilidad del sistema.

Además, proponen una metodología para reducir el espacio de búsqueda mediante el análisis de la población inicial del algoritmo. Para validar la efectividad de su estrategia, utilizan sistemas de prueba de 4, 7, 37 y 123 nodos en el contexto de generación y demanda variables. Al comparar sus resultados con los de otros trabajos utilizando algoritmos como PSO y simulación Montecarlo, reportan una reducción del 60,0000% en los tiempos de cálculo requeridos para cada solución. Sin embargo, al centrarse en las mejoras operativas del sistema, no consideran los impactos económicos y ambientales de la estrategia propuesta. Tampoco tienen en cuenta los sistemas de almacenamiento de energía y no incluyen variables de decisión como la inyección de potencia de los dispositivos en el modelo de optimización. Estos autores proponen trabajos futuros que aborden estrategias para optimizar aspectos como los desequilibrios de línea y los perfiles de voltaje nodales.

- Leng *et al.* proponen una estrategia para la operación coordinada de DERs basada en un modelo de programación estocástica (SPM) [143]. El objetivo principal de esta estrategia es minimizar las pérdidas de energía y mejorar los perfiles de voltaje en los SEDs trifásicos dentro del marco de optimización de un solo objetivo. Para ello, se emplean variables de decisión tales como la inyección de potencia de los dispositivos de almacenamiento y la selección de diferentes tipos de GD.

El sistema de prueba de 34 nodos se utilizó para validar los resultados de la investigación. Entre los resultados más relevantes se encuentra la creación de una estrategia realista que permite la optimización conjunta de los aspectos técnicos con costos operativos razonables.

Para demostrar esto, los autores utilizan algunas estrategias reportadas en la literatura con fines de comparación. Sin embargo, no cuantifican las mejoras obtenidas con respecto al caso base ni consideran las ubicaciones de los dispositivos como variables de decisión en el modelo de optimización. Además, no analizan los impactos ambientales asociados con la implementación de la estrategia ni presentan un análisis estadístico de sus resultados.

- Grisales *et al.* presentan una estrategia para la gestión de baterías en redes de distribución urbanas y rurales bajo un escenario de GD y consumo de energía variables [144]. Utilizando una versión mejorada del VSA, los autores proponen un modelo de optimización de un solo objetivo en el que se consideran diferentes restricciones operativas y se mejoran los aspectos técnicos, económicos y ambientales de la red.

Para validar la efectividad de esta estrategia, los autores emplean sistemas de prueba de 27 y 33 nodos adaptados a las condiciones características de generación y demanda de dos regiones en Colombia y, utilizando un equivalente monofásico, analizan la operación del sistema antes y después de la implementación de su propuesta. Entre los principales resultados se encuentran la calidad de las soluciones obtenidas en comparación con las de otros algoritmos, así como mejoras significativas en la reducción de pérdidas de energía y emisiones de  $CO_2$ . Se observaron reducciones del 4,2900% y 7,4000% en las pérdidas de energía en los escenarios urbanos y rurales, respectivamente. Además, se registraron reducciones del 0,1800% y 0,0800% en las emisiones de  $CO_2$ , respectivamente.

Sin embargo, al analizar un equivalente monofásico, los autores no consideran el comportamiento de un sistema de distribución trifásico real, y por lo tanto, el desequilibrio de línea inherente a él. Es importante destacar que un análisis multiobjetivo de la estrategia propuesta podría proporcionar una herramienta útil para la toma de decisiones por parte de los operadores de la red.

- El trabajo de Ray *et al.* [145] propone una estrategia para determinar la asignación óptima de dispositivos de potencia activa y reactiva en redes de distribución trifásicas, con el objetivo de mejorar los perfiles de voltaje y reducir las pérdidas de energía. Esta estrategia utiliza el SCO para establecer, bajo diferentes escenarios de carga variable, la inyección o absorción de potencia más apropiada.

Los autores utilizan el sistema de prueba de 25 nodos para cuantificar las mejoras obtenidas, destacando los perfiles de voltaje mejorados de cada nodo, así como reducciones en las pérdidas de energía entre 78,1800% y 80,0900% para diferentes niveles de carga. Sin embargo, es importante señalar algunas limitaciones de este estudio, como la ausencia de un análisis estadístico para determinar la calidad de las soluciones obtenidas. Asimismo,

no se indican los tiempos de procesamiento requeridos para encontrar las soluciones, un aspecto fundamental en este tipo de estrategias. Además, no hay un análisis económico ni ambiental de los impactos asociados con la implementación de este enfoque.

- La investigación realizada por Radosavljević *et al.* [146] presenta una metodología para la asignación óptima de potencia activa y reactiva en SEDs con la presencia de dispositivos GD monofásicos y BESS. Los autores combinan PSO con coeficientes de aceleración basados en sigmoides (PSOS) y un algoritmo de búsqueda por gravedad caótica (CGSA) dentro de un entorno de optimización de un solo objetivo con condiciones variables de generación y demanda. El objetivo principal de esta metodología es reducir las pérdidas y los costos asociados con la compra de energía de fuentes tradicionales. Para realizar este estudio, los autores implementaron la metodología propuesta en el sistema de prueba trifásico de 13 nodos, comparando sus resultados con los de otras técnicas de optimización como PSO y un GA. Se observó una reducción del 22,0000% en las pérdidas de energía diarias y mejoras en los perfiles de voltaje nodales. Sin embargo, es importante señalar algunas limitaciones con respecto a su análisis. Primero, la investigación no incluye una evaluación de los impactos ambientales asociados con la reducción de la compra de energía de fuentes convencionales, lo que es una consideración relevante en el contexto actual de sostenibilidad energética. Además, el modelo propuesto no considera el desequilibrio actual en cada línea como una restricción, un aspecto de vital importancia para representar la operación real de los SEDs. No se realiza un análisis estadístico para validar la calidad de las soluciones obtenidas, ni se proporcionan detalles sobre los tiempos de procesamiento.
- Kumar *et al.* presentan una estrategia para la integración óptima de GD y sistemas de almacenamiento de energía en redes de distribución de potencia [114]. Esta estrategia se basa en un modelo de optimización multiobjetivo, cuyas variables de decisión incluyen la ubicación y el dimensionamiento de diferentes DERs. Los autores utilizan un algoritmo de optimización multiobjetivo basado en el método de la mariposa en movimiento (MOVBOA). El objetivo principal de esta estrategia es minimizar las pérdidas de energía y mejorar los perfiles de estrés en varios escenarios de prueba. El rendimiento de la estrategia propuesta se validó en sistemas de prueba monofásicos de 33, 69 y 118 nodos con demanda variable y generación probabilística. Se observaron mejoras significativas en los perfiles de voltaje y reducciones en las pérdidas de energía en los tres sistemas de prueba. Las reducciones en las pérdidas de energía fueron del 80,0000%, 91,0000% y 62,0000% para los sistemas de 33, 69 y 118 nodos, respectivamente.

Es importante destacar que este trabajo de Kumar *et al.* carece de un análisis estadístico

para demostrar la repetibilidad de las soluciones obtenidas. Además, no se proporciona información sobre los tiempos de procesamiento empleados por los algoritmos. Además, el análisis se realiza utilizando el equivalente monofásico de los diferentes sistemas de prueba. Aunque estas herramientas son útiles para evaluar estrategias de optimización, no permiten abordar los aspectos inherentes a la operación real de los SEDs trifásicos, como los desequilibrios de línea.

- Kandasamy *et al.* [147] proponen una estrategia de integración de dispositivos D-STATCOM y GD para los SEDs trifásicos radiales. Utilizando optimización multiobjetivo y bajo condiciones de carga variable en el tiempo, su estrategia emplea el algoritmo mejorado de colonia de abejas artificiales (EABC) para determinar la mejor combinación, ubicación e inyección de potencia de las unidades GD y D-STATCOM.

El modelo matemático propuesto utiliza una función multiobjetivo orientada a la reducción de pérdidas de potencia, reducción de flujo de corriente y mejora de los perfiles de voltaje nodales. Para validar la efectividad de la estrategia propuesta, se utilizan sistemas de prueba de 13 y 33 nodos. Con respecto al caso base, los autores reportan una reducción del 43% en las pérdidas de energía para la red desbalanceada de 13 nodos, así como del 64% para el sistema de 33 nodos. Además, destacan los impactos en los perfiles de voltaje nodales y las reducciones de carga en las líneas de los sistemas de prueba. Sin embargo, no consideran el efecto de su estrategia sobre el balance de corriente, ni analizan los impactos económicos y ambientales derivados de la implementación de GD y D-STATCOMs.

Es importante mencionar que este trabajo no presenta resultados obtenidos utilizando otras metodologías, lo cual ciertamente sería útil para cuantificar las mejoras realizadas. Además, el análisis de las soluciones carece de información relevante, como los tiempos de procesamiento.

- Tahiliani *et al.* realizaron una investigación centrada en la reducción de pérdidas de energía y la mejora de los aspectos operativos de las redes de distribución de potencia trifásicas [148]. Para ello, propusieron una metodología basada en el algoritmo de optimización de búsqueda de átomos (ASO), que permite gestionar la potencia inyectada por dispositivos GD y D-STATCOMs en escenarios de carga variable. Esta metodología fue validada utilizando el sistema de prueba de 25 nodos, y se reportaron mejoras en los niveles de voltaje y reducciones en las pérdidas de potencia para varios escenarios. Sin embargo, es importante señalar que este estudio carece de información crucial que permitiría validar la repetibilidad de las soluciones y evaluar sus tiempos de procesamiento. Además, dado que no se incluyen escenarios de generación variable, no es posible analizar la incertidumbre

asociada a las fuentes de energía utilizadas en el estudio. Finalmente, esta investigación no aborda los impactos ambientales de la gestión de DERs.

- El trabajo presentado por Fardinfar *et al.* [65] propone una estrategia para determinar el dimensionamiento y la ubicación óptima de dispositivos GD y D-STATCOMs en redes de distribución de potencia trifásicas. A través de una técnica de optimización híbrida que combina el algoritmo PSO y el algoritmo de Monte Carlo (MC), la estrategia permite mejorar los perfiles de voltaje en cada nodo y reducir las pérdidas de energía asociadas con el transporte. Bajo un entorno de optimización de un solo objetivo, los autores implementaron la estrategia propuesta en un sistema de distribución real ubicado en Kerman, al suroeste de Irán. Los autores destacan, como una de las principales contribuciones de la estrategia propuesta, el desarrollo de una herramienta que ayuda a los operadores de redes con el diseño y planificación de redes de distribución radial.

Es importante señalar que el estudio carece de un análisis estadístico para determinar la calidad de las soluciones obtenidas y sus correspondientes tiempos de procesamiento. Además, no evalúa las condiciones económicas y ambientales antes y después de la instalación de los DERs, aspectos fundamentales en este tipo de proyectos.

- En su trabajo de investigación, Giridhar *et al.* presentan un sistema híbrido de energía compuesto por dispositivos GD, BESS y D-STATCOMs [149]. Estos dispositivos tienen como objetivo mejorar las pérdidas de energía en sistemas conectados a la red y garantizar un suministro independiente para áreas aisladas. En cuanto al primer objetivo, las fuentes GD se integran exclusivamente para mejorar los aspectos operativos de redes que dependen de un alimentador convencional. En el segundo objetivo, a través de la integración simultánea de los tres dispositivos, el objetivo es reducir la dependencia de fuentes de generación convencionales. Esto, hasta lograr la independencia energética. Para ambos casos, la investigación propone una estrategia de optimización cuyas variables de decisión corresponden a la ubicación y el dimensionamiento de los dispositivos.

En un contexto de optimización de un solo objetivo, el algoritmo de mayfly (MOA) utilizado permite encontrar valores adecuados, que reducen las pérdidas de potencia activa en un 47,3700% y las pérdidas de potencia reactiva en un 42,8900% en un sistema con 33 nodos monofásicos. Además, según los autores, esta estrategia es efectiva para garantizar el suministro de electricidad a áreas aisladas. Sin embargo, el análisis realizado carece de información para estimar la repetibilidad de las soluciones y sus tiempos de procesamiento. Además, dado que el sistema se analiza utilizando un equivalente monofásico, no se tienen en cuenta los efectos del desequilibrio de línea, típico de los sistemas de distribución reales.

Es importante señalar que este trabajo se centró en los aspectos técnicos del sistema y no consideró ningún aspecto económico ni ambiental.

- El trabajo presentado por Sharma *et al.* [115] propone una estrategia de operación para diferentes tipos de DERs dirigida a minimizar las pérdidas de energía y la compra de energía de la red. A través del NSGA-II multiobjetivo, los autores elaboran una metodología que permite determinar la distribución óptima de potencia de las baterías en escenarios de demanda y generación variables y en la presencia coordinada de fuentes eólicas y CBs en derivación.

Esta estrategia se implementó en el sistema de prueba monofásico de 33 nodos y en un sistema de distribución real de 108 nodos. Entre los principales hallazgos, los autores destacan reducciones del 77,9700% en las pérdidas de energía y del 65,1100% en los costos operativos del sistema de 108 nodos. Sin embargo, no se realiza un análisis de los impactos ambientales asociados con esta investigación. Además, este trabajo no permite determinar el impacto de la metodología sobre los aspectos operativos de la red, como las cargas de línea, ni presenta los tiempos de procesamiento requeridos por cada solución. Además, al evaluar el flujo de potencia utilizando un equivalente monofásico, no se considera el desequilibrio de línea de un sistema de distribución trifásico real.

- En [150], los autores presentaron una estrategia para determinar el dimensionamiento y la ubicación óptima de múltiples BESS en redes eléctricas de distribución conectadas con fuentes de GD. Para abordar la complejidad del problema, implementaron el algoritmo de optimización del cangrejo de río (COA, por sus siglas en inglés), y compararon su desempeño con técnicas metaheurísticas como el algoritmo PSO y el algoritmo de enjambre de salpas (SSA). El modelo de optimización se formuló con un enfoque técnico y económico, orientado a minimizar los costos totales del sistema, al tiempo que se mejoran indicadores operativos como la regulación de voltaje, la reducción de la demanda pico y la disminución de las pérdidas de energía. La validación se realizó mediante simulaciones en los sistemas IEEE de 33 y 69 nodos, evidenciando que la instalación de múltiples BESS mejora significativamente la eficiencia del sistema en comparación con una única unidad, aunque con un incremento en los costos de inversión. No obstante, los autores reconocen que la metodología fue evaluada únicamente en redes IEEE monofásicas de prueba, por lo que su desempeño podría variar en sistemas reales de mayor escala. Asimismo, señalan que en redes más complejas podría ser necesario incorporar otros tipos de DERs, lo cual representa una línea de investigación futura.
- El trabajo presentado por Trivić *et al.* [151] propuso una metodología para la integración

óptima de BESS en redes de distribución con alta penetración de fuentes de GD fotovoltaicas. La estrategia combina el algoritmo genético con ordenamiento no dominado II (NSGA-II, por sus siglas en inglés) para abordar la optimización multicriterio de la ubicación y el dimensionamiento de los BESS, y programación lineal para su despacho operativo, con el fin de mejorar las condiciones técnicas y económicas de la red. Asimismo, la propuesta incorpora perfiles diarios de demanda y generación solar fotovoltaica. La validación en el sistema de prueba monofásico IEEE de 33 nodos mostró mejoras económicas significativas, además de una reducción de las pérdidas energéticas y una mayor estabilidad en los niveles de tensión. Sin embargo, como limitaciones, los autores señalan la ausencia de modelado del envejecimiento y la pérdida de eficiencia de los BESS, así como la falta de representación estocástica de la demanda y la generación, por lo que proponen abordar estos aspectos en futuras líneas de investigación.

Finalmente, es importante destacar que, tanto en escenarios que utilizan solo un tipo de DER como en los casos que involucran la integración simultánea de dos o más, los trabajos reportados aquí toman la ubicación, el dimensionamiento y la operación de los diferentes dispositivos como variables de decisión. Además, variables como el tipo de tecnología se vuelven especialmente relevantes dadas las características específicas de cada sistema.

La Tabla 2.2 presenta un resumen de los trabajos relacionados que integran dos o más tipos de DERs. Muestra cómo diferentes autores han propuesto la integración simultánea de varios dispositivos en escenarios de demanda y generación variables. Sin embargo, como se evidenció en la subsección anterior, los aspectos económicos y ambientales han sido poco explorados. Todo lo anterior resalta la necesidad de realizar trabajos futuros que integren simultáneamente GD, sistemas de almacenamiento de energía y dispositivos de compensación de potencia reactiva bajo condiciones de demanda y generación variables, además de analizar escenarios donde los aspectos técnicos, económicos y ambientales sean optimizados de manera simultánea. También es importante señalar que estos trabajos deben centrarse en sistemas de prueba trifásicos que representen la operación real de los SEDs.

Es importante mencionar que, en la medida en que se ha podido evidenciar, la mayoría de los trabajos reportados elaboran modelos de optimización dirigidos a mejorar aspectos técnicos y económicos. Sin embargo, los aspectos ambientales a menudo quedan sin explorar. Además, algunos trabajos carecen de análisis estadísticos, escenarios con condiciones variables y comparaciones con otras técnicas. Los enfoques que consideren simultáneamente diferentes objetivos también han sido poco explorados en este tipo de problema con múltiples variables y,

**Tabla. 2.2.** Trabajos relacionados en la literatura especializada que integran simultáneamente diferentes tipos de DERs y sus características

Ref.	Tipo de DER	Función objetivo	Técnica de solución	Sistema de prueba	Circuito equivalente	Condiciones variables	Comparación con otras técnicas	Análisis estadístico
[142]	GD y BC	Técnica	GA	4, 7, 37 y 123 nodos	Trifásico	Sí	Sí	Sí
[143]	GD y BESS	Técnica	MPE	34 nodos	Trifásico	No	Sí	No
[144]	BESS y GD	Técnica, económica y ambiental	VSA	27 y 33 nodos	Monofásico	Sí	Sí	Sí
[145]	GD y D-STATCOM	Técnica	SCO	25 nodos	Trifásico	Sí	No	No
[146]	GD y BESS	Técnica y económica	PSOS y CGSA	13 nodos	Trifásico	Sí	Sí	No
[114]	GD y BESS	Técnica	MOVBOA	33, 69 y 118 nodos	Monofásico	Sí	No	No
[147]	GD y D-STATCOM	Técnica	EABC	13 y 33 nodos	Trifásico	Sí	No	No
[148]	GD y D-STATCOM	Técnica	ASO	25 nodos	Trifásico	Sí	No	No
[65]	GD y D-STATCOM	Técnica	PSO y MC	N/A	Trifásico	No	No	No
[149]	GD, BESS y D-STATCOM	Técnica	MOA	33 nodos	Monofásico	Sí	Sí	No
[115]	GD y BC	Técnica y económica	NSGA-II	33 y 108 nodos	Monofásico	Sí	Sí	No
[150]	GD y BESS	Técnica y económica	COA	33 y 69 nodos	Monofásico	No	Sí	No
[151]	GD y BESS	Técnica y económica	NSGA-II	33 nodos	Monofásico	Sí	No	No

más específicamente, en la integración de diferentes DERs; algunos autores incluso lo proponen como trabajo futuro.

Después de revisar el estado del arte, es evidente que la búsqueda de estrategias para mejorar los aspectos operativos de los SEDs ha generado un gran interés, y que se está trabajando en este campo en diferentes frentes. Esto se refleja en el desarrollo de nuevas tecnologías que buscan mitigar las ineficiencias existentes de los SEDs tradicionales y reducir su dependencia de las fuentes de generación convencionales. Asimismo, las nuevas tecnologías también permiten satisfacer las necesidades energéticas de áreas que no pueden conectarse a los SEPs de gran escala.

Diversos autores han propuesto estrategias para optimizar los aspectos técnicos, económicos y ambientales de la instalación de DERs en los SEDs tanto en áreas conectadas a la red como en áreas aisladas. Sin embargo, dado que se trata de un problema combinatorio, la complejidad del modelo matemático que representa la operación del sistema suele ser directamente proporcional al número de variables a optimizar. Por lo tanto, la integración y gestión simultánea de tecnologías GD, BESS y compensación de potencia reactiva ha sido poco explorada. Algunos autores recurren a la relajación de estos problemas mediante equivalentes monofásicos, y abordan el análisis desde una perspectiva de un solo objetivo, a veces sin considerar los aspectos mencionados anteriormente; algunos trabajos incluso proponen investigaciones futuras orientadas a incluir algunos de ellos.

Es por todo lo anterior que se requiere el diseño de estrategias de integración y gestión de DERs que consideren simultáneamente los dispositivos GD, BESS y de compensación de

potencia reactiva, a la vez que identifiquen su impacto en los aspectos técnicos, económicos y ambientales de los SEDs trifásicos bajo condiciones de generación y demanda variables. Todo esto debe realizarse con cargas computacionales adecuadas para obtener soluciones de buena calidad en tiempos de procesamiento razonables.

Estas estrategias permitirán una adecuada gestión de los recursos y las necesidades energéticas de diferentes regiones, con efectos particulares en las áreas aisladas, donde podrán contribuir a garantizar un suministro eléctrico estable, eficiente y de alta calidad, mejorando así la calidad de vida de las comunidades locales y contribuyendo al desarrollo social mediante una transición energética que responda a los planes de desarrollo local.

## 3. Metodología

Esta investigación desarrolla una metodología para la integración y gestión de DERs en SEDs asimétricos mediante algoritmos de optimización metaheurística, con el propósito de mejorar los indicadores técnicos, económicos y ambientales en ZNI. Específicamente, se consideraron fuentes de GD basadas en energía solar fotovoltaica, BESS de ion-litio y dispositivos de compensación reactiva tipo D-STATCOM. En esta sección se describen los pasos que conforman dicha metodología y que permitieron alcanzar el objetivo planteado.

### 3.1 Selección de escenarios de implementación

Para abordar el problema de integración y gestión de DERs, se seleccionaron tres ZNI del territorio colombiano, cada una con características particulares que permitieron validar la efectividad de la metodología propuesta en diferentes contextos: Nuquí, en el departamento del Chocó; Leticia, en el Amazonas; y la isla de San Andrés. Estas ZNI dependen principalmente de fuentes no renovables para su suministro eléctrico, situación que genera desafíos en términos de eficiencia, costos operativos y sostenibilidad ambiental. Además, fueron escogidas debido a sus diferencias en cuanto al potencial de generación de energía renovable y a sus necesidades energéticas específicas, reflejadas en hábitos particulares de consumo. El análisis completo del potencial de generación disponible en cada región se presenta en la Sección 3.2.1.1, mientras que el comportamiento característico de la demanda energética se aborda en la Sección 3.2.2.

Dado que el 52% del territorio colombiano corresponde a Zonas No Interconectadas [152, 153], resulta pertinente explicar, más allá de las diferencias en el potencial de generación renovable y en los hábitos de consumo energético, por qué se seleccionaron específicamente estas tres regiones como escenarios de validación, en lugar de otras posibles zonas con problemáticas similares. La decisión se fundamentó en la representatividad geográfica, la diversidad de condiciones climáticas y operativas, y la presencia de desafíos estructurales particulares que permiten evaluar la flexibilidad y eficacia de la metodología propuesta en contextos reales y contrastantes.

Nuquí se caracteriza por su difícil accesibilidad, al estar ubicada entre la selva húmeda del Pacífico colombiano y el océano, con una topografía montañosa. Esta condición dificulta la

implementación y el mantenimiento de infraestructuras eléctricas convencionales. La generación de energía depende de plantas diésel comunitarias que operan solo algunas horas al día, con altos costos asociados al transporte de combustible y una marcada intermitencia del servicio [154].

Leticia, por su parte, está completamente aislada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y solo se puede acceder a ella por vía fluvial o aérea. Su suministro eléctrico proviene de plantas térmicas alimentadas con diésel [155]. La ubicación estratégica en la triple frontera con Brasil y Perú, su interacción transfronteriza, la fragilidad ecológica del entorno amazónico y los frecuentes racionamientos energéticos convierten a Leticia en un entorno crítico para validar soluciones energéticas sostenibles y distribuidas [156, 157].

Finalmente, la isla de San Andrés representa un caso insular singular, con una demanda creciente impulsada por el turismo, una generación centralizada basada exclusivamente en diésel importado por vía marítima, y una alta exposición a eventos climáticos extremos como huracanes y tormentas tropicales [158]. Además, la isla hace parte de la Reserva de Biosfera Seaflower [159], lo que resalta la necesidad de adoptar soluciones energéticas limpias, resilientes y ambientalmente responsables [160].

Para abordar el problema de integración y gestión de DERs en ZNI, es fundamental conocer las características eléctricas de los SEDs que operan en cada región. Sin embargo, esta información no suele estar disponible, por lo que es común encontrar en la literatura especializada diversos sistemas de prueba utilizados por diferentes autores para representar las características operativas de los sistemas eléctricos estudiados.

Particularmente, en este trabajo se utilizaron sistemas de prueba de 8, 25 y 37 nodos para representar las características eléctricas de Nuquí, Leticia y la Isla de San Andrés, respectivamente. La asignación de cada sistema se fundamentó en la relación entre la cantidad de nodos y el número de habitantes de cada región analizada.

### **3.1.1 Nuquí, Chocó**

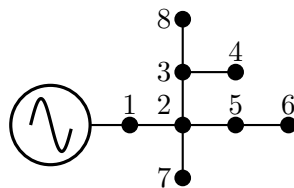
Nuquí es un municipio ubicado en la costa pacífica colombiana, en el departamento del Chocó. Según el Censo Nacional de Población y Vivienda realizado en 2018 por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), cuenta con una población aproximada de 8 955 habitantes. La economía local se basa principalmente en la pesca artesanal y el ecoturismo, aprovechando la riqueza natural de la región. Sin embargo, enfrenta desafíos significativos en

términos de desarrollo y calidad de vida, con un alto porcentaje de la población viviendo en condiciones de necesidades básicas insatisfechas. La generación de energía eléctrica en Nuquí depende principalmente de combustibles fósiles como el diésel, lo que implica altos costos operativos y emisiones ambientales elevadas. Esta dependencia también afecta la continuidad y calidad del servicio eléctrico, limitando el desarrollo económico y social de la región [161, 162]. Por esta razón, la integración y gestión de DERs en Nuquí representan un potencial de mejora en estos aspectos.

En esta investigación se utilizó el sistema eléctrico de prueba trifásico de 8 nodos para representar las características eléctricas del SED de Nuquí. Este sistema de prueba posee una topología radial y presenta atributos específicos en cuanto a configuración, demanda de potencia y tipos de conductores empleados.

### 3.1.1.1 Sistema de prueba trifásico de 8 nodos

Este sistema trifásico fue propuesto por Broadwater et al. en [163] y ha sido utilizado por diferentes autores para solucionar el problema de planificación y operación de redes eléctricas de distribución [164, 165, 166]. Se compone de 7 líneas y 8 nodos que representan la operación de un sistema eléctrico de distribución trifásico desequilibrado. Opera bajo una tensión nominal de 11 kV, con una demanda total de potencia activa y reactiva en la fase A de 1 005 kW y 485 kvar, en la fase B de 785 kW y 381 kvar, y en la fase C de 1 696 kW y 821 kvar, respectivamente. La configuración eléctrica de este sistema se puede observar en la Figura 3.1. Asimismo, la Tabla 3.1 contiene los parámetros eléctricos de líneas y cargas del sistema.



**Fig. 3.1.** Representación gráfica de la configuración eléctrica del sistema de prueba de 8 nodos.

Esta tabla proporciona, para cada línea, los nodos de inicio y finalización, así como el consumo de potencia activa y reactiva en cada fase de los nodos. Además, incluye información sobre el tipo de conductor utilizado en cada línea y su longitud, expresada en pies. La matriz de impedancia correspondiente a cada tipo de conductor empleado en el sistema se presenta en la Tabla 3.2 [164].

**Tabla. 3.1.** Parámetros eléctricos de líneas y cargas del sistema de prueba de 8 nodos.

Línea	Nodo $i$	Nodo $j$	Conductor	Longitud (ft)	$P_{jA}$ (kW)	$Q_{jA}$ (kvar)	$P_{jB}$ (kW)	$Q_{jB}$ (kvar)	$P_{jC}$ (kW)	$Q_{jC}$ (kvar)
1	1	2	1	5 280	519	250	259	126	515	250
2	2	3	2	5 280	0	0	259	126	486	235
3	2	5	3	5 280	0	0	0	0	226	109
4	2	7	3	5 280	486	235	0	0	0	0
5	3	4	4	5 280	0	0	0	0	324	157
6	3	8	5	5 280	0	0	267	129	0	0
7	5	6	6	5 280	0	0	0	0	145	70

Cabe destacar que, si bien la economía de Nuquí se basa en actividades como la pesca artesanal, lo cual implica la presencia de sistemas de refrigeración para la conservación del producto (como cuartos fríos), estas necesidades energéticas fueron tenidas en cuenta al momento de seleccionar el sistema de prueba. El sistema trifásico de 8 nodos utilizado como representación del SED de Nuquí incluye cargas distribuidas con componentes significativas de potencia reactiva inductiva, como se puede observar en la Tabla 3.1, lo cual refleja el comportamiento típico de cargas asociadas a motores eléctricos, compresores, ventiladores y otros elementos comúnmente empleados en sistemas de refrigeración industrial. Esta aproximación permite capturar de forma adecuada la naturaleza técnica de las demandas presentes en la zona.

Por otra parte, los detalles relacionados con la generación de energía no se incluyen en la Tabla 3.1 porque dicha tabla se centra exclusivamente en la caracterización de las cargas y líneas del sistema base. Sin embargo, esta información fue abordada en una sección posterior (ver Sección 3.2.1.1), donde se presentan los datos utilizados para caracterizar el recurso solar, así como la estimación del potencial fotovoltaico disponible para suplir la demanda eléctrica en cada escenario de prueba.

**Tabla. 3.2.** Matrices de impedancia para los tipos de conductores en el sistema de prueba de 8 nodos.

Tipo de Conductor	$\mathbf{Z}_{aa}$ ( $\Omega$ /milla)	$\mathbf{Z}_{ab}$ ( $\Omega$ /milla)	$\mathbf{Z}_{ac}$ ( $\Omega$ /milla)
1	$0,0937 + j0,0403$	$0,0312 + j0,0134$	$0,0312 + j0,0134$
	$0,0312 + j0,0134$	$0,0937 + j0,0403$	$0,0312 + j0,0134$
	$0,0312 + j0,0134$	$0,0312 + j0,0134$	$0,0937 + j0,0403$
2	$0,1561 + j0,0672$	$0,0520 + j0,0224$	$0,0520 + j0,0224$
	$0,0520 + j0,0224$	$0,1561 + j0,0672$	$0,0520 + j0,0224$
	$0,0520 + j0,0224$	$0,0520 + j0,0224$	$0,1561 + j0,0672$
3	$0,0468 + j0,0201$	$0,0156 + j0,0067$	$0,0156 + j0,0067$
	$0,0156 + j0,0067$	$0,0468 + j0,0201$	$0,0156 + j0,0067$
	$0,0156 + j0,0067$	$0,0156 + j0,0067$	$0,0468 + j0,0201$
4	$0,0312 + j0,0134$	$0,0104 + j0,0045$	$0,0104 + j0,0045$
	$0,0104 + j0,0045$	$0,0312 + j0,0134$	$0,0104 + j0,0045$
	$0,0104 + j0,0045$	$0,0104 + j0,0045$	$0,0312 + j0,0134$
5	$0,0624 + j0,0269$	$0,0208 + j0,0090$	$0,0208 + j0,0090$
	$0,0208 + j0,0090$	$0,0624 + j0,0269$	$0,0208 + j0,0090$
	$0,0208 + j0,0090$	$0,0208 + j0,0090$	$0,0624 + j0,0269$
6	$0,0780 + j0,0336$	$0,0260 + j0,0112$	$0,0260 + j0,0112$
	$0,0260 + j0,0112$	$0,0780 + j0,0336$	$0,0260 + j0,0112$
	$0,0260 + j0,0112$	$0,0260 + j0,0112$	$0,0780 + j0,0336$

### 3.1.2 Leticia, Amazonas

Leticia es la capital del departamento del Amazonas y está ubicada en la triple frontera entre Colombia, Brasil y Perú. Según el Censo Nacional de Población y Vivienda de 2018 del DANE, la ciudad tiene una población aproximada de 48 144 habitantes. Es el principal centro urbano, comercial y administrativo de la región amazónica del país. Su economía está impulsada por el comercio fronterizo y el turismo ecológico, gracias a su ubicación, en una de las zonas de mayor biodiversidad del mundo; Leticia enfrenta limitaciones estructurales en su sistema eléctrico. Actualmente, el suministro de energía proviene en su totalidad de generación diésel, lo que implica altos costos de operación y dependencia de la logística de transporte de combustibles a través del río Amazonas. Esta situación no solo afecta la estabilidad del servicio eléctrico, sino que también genera impactos ambientales significativos en un ecosistema altamente sensible [167].

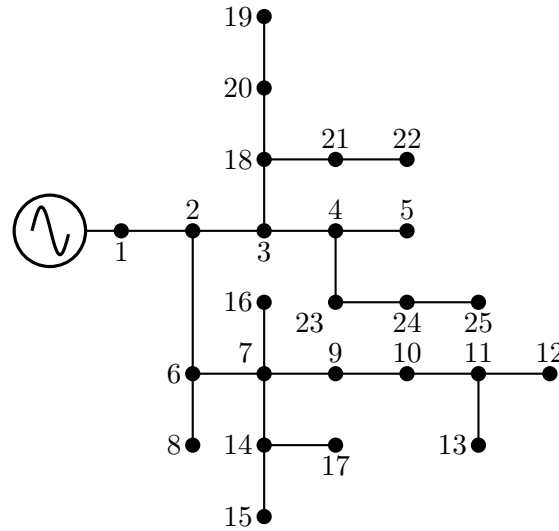
La integración de fuentes de energía renovable y recursos energéticos distribuidos en Leticia representa una oportunidad clave para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico, reducir costos y disminuir la huella ambiental [168].

Para representar las características eléctricas del SED de Leticia, se utilizó el sistema eléctrico de prueba trifásico de 25 nodos. Este sistema posee una topología radial y proporciona información específica sobre sus puntos de conexión, demanda de potencia y tipos de conductores utilizados.

#### 3.1.2.1 Sistema de prueba trifásico de 25 nodos

Este sistema fue propuesto por Ramana et al. en [169] y ha sido empleado por diferentes investigaciones para validar sus resultados [164, 165]. Está configurado con 24 líneas y 25 nodos que representan el funcionamiento de un sistema eléctrico de distribución trifásico desequilibrado. Trabaja con una tensión nominal de 4,1600 kV y tiene una demanda total de potencia activa y reactiva en la fase A de 946 kW y 648 kvar, en la fase B de 573,6000 kW y 430,6000 kvar, y en la fase C de 771,8000 kW y 554 kvar, respectivamente. Se puede visualizar la disposición eléctrica de este sistema en la Figura 3.2, mientras que la Tabla 3.3 contiene los parámetros eléctricos de líneas y cargas del sistema.

Esta tabla presenta las características específicas de cada línea, así como el consumo de potencia por fase en cada nodo. Además, incluye el tipo de conductor utilizado, cuya matriz de



**Fig. 3.2.** Representación gráfica de la configuración eléctrica del sistema de prueba de 25 nodos.

**Tabla. 3.3.** Parámetros eléctricos de líneas y cargas del sistema de prueba de 25 nodos.

Línea	Nodo $i$	Nodo $j$	Conductor	Longitud (ft)	$P_{jA}$ (kW)	$Q_{jA}$ (kvar)	$P_{jB}$ (kW)	$Q_{jB}$ (kvar)	$P_{jC}$ (kW)	$Q_{jC}$ (kvar)
1	1	2	1	1000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	2	3	1	500	36,0000	21,6000	28,8000	19,2000	42,0000	26,4000
3	2	6	2	500	43,2000	28,8000	33,6000	24,0000	30,0000	30,0000
4	3	4	1	500	57,6000	43,2000	4,8000	3,4000	48,0000	30,0000
5	3	18	2	500	57,6000	43,2000	38,4000	28,8000	48,0000	36,0000
6	4	5	2	500	43,2000	28,8000	28,8000	19,2000	36,0000	24,0000
7	4	23	2	400	8,6000	64,8000	4,8000	3,8000	60,0000	42,0000
8	6	7	2	500	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	6	8	2	1000	43,2000	28,8000	28,8000	19,2000	3,6000	2,4000
10	7	9	2	500	72,0000	50,4000	38,4000	28,8000	48,0000	30,0000
11	7	14	2	500	57,6000	36,0000	38,4000	28,8000	60,0000	42,0000
12	7	16	2	500	57,6000	4,3000	3,8000	28,8000	48,0000	36,0000
13	9	10	2	500	36,0000	21,6000	28,8000	19,2000	32,0000	26,4000
14	10	11	2	300	50,4000	31,7000	24,0000	14,4000	36,0000	24,0000
15	11	12	3	200	57,6000	36,0000	48,0000	33,6000	48,0000	36,0000
16	11	13	3	200	64,8000	21,6000	33,6000	21,1000	36,0000	24,0000
17	14	15	2	300	7,2000	4,3000	4,8000	2,9000	6,0000	3,6000
18	14	17	3	300	57,6000	43,2000	33,6000	24,0000	54,0000	38,4000
19	18	20	2	500	50,4000	36,0000	38,4000	28,8000	54,0000	38,4000
20	18	21	3	400	5,8000	4,3000	3,4000	2,4000	5,4000	3,8000
21	20	19	3	400	8,6000	6,5000	4,8000	3,4000	6,0000	4,8000
22	21	22	3	400	72,0000	50,4000	57,6000	43,2000	60,0000	48,0000
23	23	24	2	400	50,4000	36,0000	43,2000	30,7000	4,8000	3,6000
24	24	25	3	400	8,6000	6,5000	4,8000	2,9000	6,0000	4,2000

impedancia se encuentra en la Tabla 3.4, y la distancia de cada tramo de la red [164].

### 3.1.3 Isla de San Andrés

San Andrés está ubicada en el mar Caribe, a unos 700 km al noroeste de la costa continental colombiana. Según el Censo Nacional de Población y Vivienda de 2018 del DANE, la isla tiene una

**Tabla. 3.4.** Matrices de impedancia para los tipos de conductores en el sistema de prueba de 25 nodos.

Tipo de Conductor	$Z_{aa}$ ( $\Omega$ /milla)	$Z_{ab}$ ( $\Omega$ /milla)	$Z_{ac}$ ( $\Omega$ /milla)
1	$0,3686 + j0,6852$	$0,0169 + j0,1515$	$0,0155 + j0,1098$
	$0,0169 + j0,1515$	$0,3757 + j0,6715$	$0,0188 + j0,2072$
	$0,0155 + j0,1098$	$0,0188 + j0,2072$	$0,3723 + j0,6782$
2	$0,9775 + j0,8717$	$0,0167 + j0,1697$	$0,0152 + j0,1264$
	$0,0167 + j0,1697$	$0,9844 + j0,8654$	$0,0186 + j0,2275$
	$0,0152 + j0,1264$	$0,0186 + j0,2275$	$0,9810 + j0,8648$
3	$1,9280 + j1,4194$	$0,0161 + j0,1183$	$0,0161 + j0,1183$
	$0,0161 + j0,1183$	$1,9308 + j1,4215$	$0,0161 + j0,1183$
	$0,0161 + j0,1183$	$0,0161 + j0,1183$	$1,9337 + j1,4236$

población aproximada de 61 280 habitantes. Su economía se basa principalmente en el turismo, el comercio y la pesca. Además, su condición de territorio insular y su alta densidad poblacional representan desafíos únicos en términos de sostenibilidad y gestión de recursos. Actualmente, la generación de energía eléctrica en San Andrés depende en un 100% de combustibles fósiles, principalmente diésel, lo que implica altos costos de generación debido a la necesidad de transportar el combustible desde otros puntos del continente. Esta dependencia también conlleva un impacto ambiental significativo y riesgos asociados al suministro de combustible [170, 171, 172].

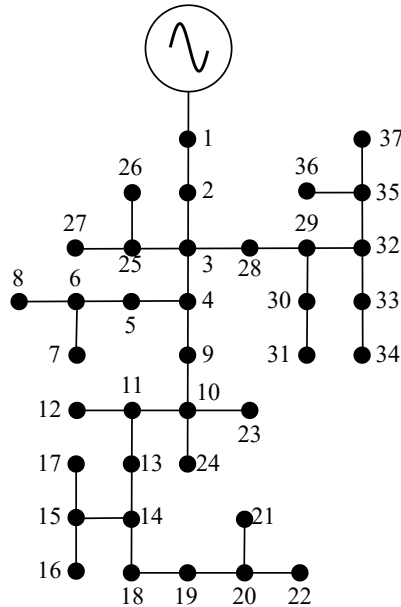
La integración de DERs en esta región tiene el potencial de mejorar la calidad del suministro eléctrico y reducir los impactos ambientales asociados a este. Adicionalmente, desde una perspectiva económica, podría aumentar su competitividad y favorecer el desarrollo del sector turístico en la región.

Para representar las características del SED de la Isla de San Andrés se utilizó el sistema eléctrico de prueba trifásico IEEE de 37 nodos. Este sistema cuenta con una topología radial y proporciona información sobre la conexión entre nodos, demanda de potencia activa y reactiva por fase y tipos de conductores utilizados en cada línea.

### 3.1.3.1 Sistema de prueba trifásico IEEE de 37 nodos

El sistema de prueba IEEE de 37 nodos es un sistema eléctrico de distribución real y desequilibrado, ubicado en California, que fue reportado inicialmente por los autores en [173]. En esta investigación, se emplea la versión modificada propuesta por los autores de [174], la cual ha sido utilizada en diversos estudios enfocados en la planificación y operación de redes eléctricas [164, 175, 166, 176]. Esta versión consta de 37 nodos interconectados a través de 35 líneas, que permiten el suministro de energía eléctrica a 25 cargas. El sistema opera a una tensión nominal de 4,8000 kV y presenta un consumo total de potencia activa y reactiva de 727 kW

y 357 kvar en la fase A, 639 kW y 314 kvar en la fase B, y 1 091 kW y 530 kvar en la fase C, respectivamente. La Figura 3.3 muestra la disposición de los nodos del sistema, mientras que la Tabla 3.5 proporciona los parámetros eléctricos de líneas y cargas del sistema. Este sistema emplea tres tipos de conductores, cuya matriz de impedancia se presenta en la Tabla 3.6 [164].



**Fig. 3.3.** Representación gráfica de la configuración eléctrica del sistema de prueba de 37 nodos.

### 3.1.4 Selección de tipos de DERs, cantidad de dispositivos y su límite máximo de potencia nominal

Esta investigación propone la integración y gestión de DERs en ZNI, particularmente dispositivos de GD basados en energía solar fotovoltaica, BESS de ion-litio y D-STATCOMs. La selección de estas tecnologías está fundamentada principalmente en la creciente atención que han recibido por parte de la comunidad científica, lo cual se refleja en los reportes realizados en la literatura [177, 178, 179, 180, 181]. La integración de estos tres DERs en los SEDs de las ZNI tiene el potencial de generar un impacto significativo sobre los aspectos operativos del sistema, dado que pueden complementarse para superar las limitaciones propias de cada tecnología [182, 183]. En este sentido, el objetivo de esta investigación es lograr su integración y operación eficiente desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

Para determinar la cantidad de dispositivos por tecnología, esta investigación utilizó diferentes criterios. En el caso de las fuentes de GD, se tomó como referencia el trabajo desarrollado por Montoya et al. [184], en el que se utilizó un sistema de prueba radial de 27 nodos con perfiles

**Tabla. 3.5.** Parámetros eléctricos de líneas y cargas del sistema de prueba de 37 nodos.

Línea	Nodo $i$	Nodo $j$	Conductor	Longitud (ft)	$P_{jA}$ (kW)	$Q_{jA}$ (kvar)	$P_{jB}$ (kW)	$Q_{jB}$ (kvar)	$P_{jC}$ (kW)	$Q_{jC}$ (kvar)
1	1	2	1	1850	140	70	140	70	350	175
2	2	3	2	960	0	0	0	0	0	0
3	3	24	4	400	0	0	0	0	0	0
4	3	27	3	360	0	0	0	0	85	40
5	3	4	2	1320	0	0	0	0	0	0
6	4	5	4	240	0	0	0	0	42	21
7	4	9	3	600	0	0	0	0	85	40
8	5	6	3	280	42	21	0	0	0	0
9	6	7	4	200	42	21	42	21	42	21
10	6	8	4	280	42	21	0	0	0	0
11	9	10	3	200	0	0	0	0	0	0
12	10	23	3	600	0	0	85	40	0	0
13	10	11	3	320	0	0	0	0	0	0
14	11	13	3	320	85	40	0	0	0	0
15	11	12	4	320	0	0	0	0	42	21
16	13	14	3	560	0	0	0	0	42	21
17	14	18	3	640	140	70	0	0	0	0
18	14	15	4	520	0	0	0	0	0	0
19	15	16	4	200	0	0	0	0	85	40
20	15	17	4	1280	0	0	42	21	0	0
21	18	19	3	400	126	62	0	0	0	0
22	19	20	3	400	0	0	0	0	0	0
23	20	22	3	400	0	0	0	0	42	21
24	20	21	4	200	0	0	0	0	85	40
25	24	26	4	320	8	4	85	40	0	0
26	24	25	4	240	0	0	0	0	85	40
27	27	28	3	520	0	0	0	0	0	0
28	28	29	4	80	17	8	21	10	0	0
29	28	31	3	800	0	0	0	0	85	40
30	29	30	4	520	85	40	0	0	0	0
31	31	34	4	920	0	0	0	0	0	0
32	31	32	3	600	0	0	0	0	0	0
33	32	33	4	280	0	0	42	21	0	0
34	34	36	4	760	0	0	42	21	0	0
35	34	35	4	120	0	0	140	70	21	10

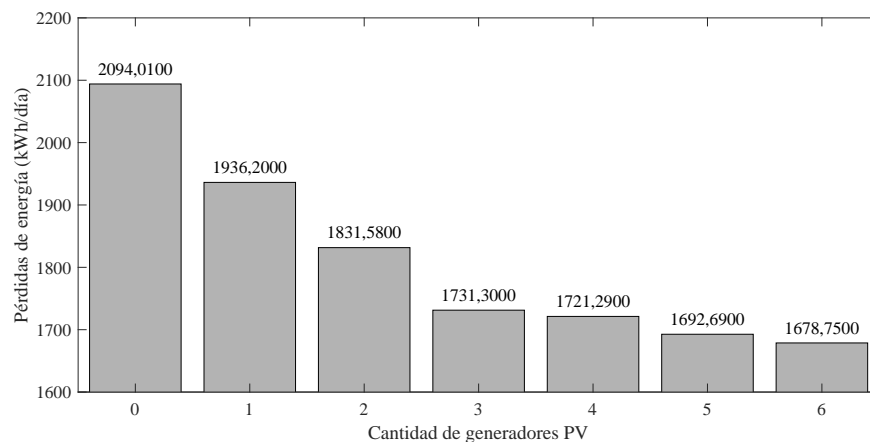
**Tabla. 3.6.** Matrices de impedancia para los tipos de conductores en el sistema de prueba de 37 nodos.

Tipo de Conductor	$\mathbf{Z}_{aa}$ ( $\Omega$ /milla)	$\mathbf{Z}_{ab}$ ( $\Omega$ /milla)	$\mathbf{Z}_{ac}$ ( $\Omega$ /milla)
1	$0,2926 + j0,1973$	$0,0673 - j0,0368$	$0,0337 - j0,0417$
	$0,0673 - j0,0368$	$0,2646 + j0,1900$	$0,0673 - j0,0368$
	$0,0337 - j0,0417$	$0,0673 - j0,0368$	$0,2926 + j0,1973$
2	$0,4751 + j0,2973$	$0,1629 - j0,0326$	$0,1234 - j0,0607$
	$0,1629 - j0,0326$	$0,4488 + j0,2678$	$0,1629 - j0,0326$
	$0,1234 - j0,0607$	$0,1629 - j0,0326$	$0,4751 + j0,2973$
3	$1,2936 + j0,6713$	$0,4871 + j0,2111$	$0,4585 + j0,1521$
	$0,4871 + j0,2111$	$1,3022 + j0,6326$	$0,4871 + j0,2111$
	$0,4585 + j0,1521$	$0,4871 + j0,2111$	$1,2936 + j0,6713$
4	$2,0952 + j0,7758$	$0,5204 + j0,2738$	$0,4926 + j0,2123$
	$0,5204 + j0,2738$	$2,1068 + j0,7398$	$0,5204 + j0,2738$
	$0,4926 + j0,2123$	$0,5204 + j0,2738$	$2,0952 + j0,7758$

reales de radiación solar y demanda diaria para analizar el comportamiento operativo de la red al instalar hasta 6 unidades de generación fotovoltaica. Dicho estudio implementó un modelo de optimización en GAMS que permitía identificar simultáneamente la ubicación y la potencia

óptima de los generadores para cada configuración evaluada.

Los resultados obtenidos mostraron que, sin generación renovable, las pérdidas energéticas diarias alcanzaban 2094,0100 kWh. Con la instalación de una unidad PV, dichas pérdidas se redujeron en un 7,5400%; al instalar dos unidades, la reducción fue de 12,5300%; y con tres generadores, la disminución alcanzó el 17,3200% [184]. Sin embargo, el estudio también evidenció que, a partir de este punto, los beneficios marginales asociados al incremento en el número de generadores comienzan a reducirse de manera significativa. Esto se debe a la naturaleza diurna de la fuente solar y a la saturación operativa del sistema, lo cual se refleja en un comportamiento asintótico de las curvas de reducción de pérdidas que tienden a estabilizarse alrededor de los 1600 kWh/día, aun con más de tres generadores. Tal y como se observa en la Figura 3.4



**Fig. 3.4.** Reducción de pérdidas de energía según la cantidad de generadores instalados

Por esta razón, en el presente trabajo se optó por instalar tres unidades GD por sistema de prueba, ya que esta cantidad representa un punto de equilibrio entre beneficio técnico y racionalidad económica. Aumentar el número de dispositivos por encima de este valor implica mayores costos de inversión y complejidad operativa, sin una mejora proporcional en los indicadores de eficiencia energética del sistema. Esta decisión permite, además, mantener la coherencia con estudios previos.

En cuanto a los BESS, diferentes autores coinciden en que es conveniente contar con la misma cantidad de fuentes de GD y de BESS, debido a que esto permite una gestión más activa de la red y mejora diversos aspectos operativos del sistema [185, 139]. Por esta razón, en esta investigación también se utilizaron tres BESS en conjunto con las tres unidades de GD seleccionadas previamente. Finalmente, la decisión sobre la cantidad de D-STATCOMs a emplear se fundamentó en trabajos previos que reportan el uso de tres dispositivos como adecuado para optimizar la operación de este tipo de tecnología [110, 186]. Además, este número de

D-STATCOMs permitió abordar la metodología propuesta con la misma cantidad de dispositivos para cada tecnología empleada.

Esta investigación también abordó el problema de dimensionamiento de los dispositivos. Por lo cual, teniendo en cuenta que en Colombia, según la Resolución CREG 030 de 2018 (y sus actualizaciones), se considera como GD a toda fuente de generación con una potencia nominal menor o igual a 5 MW, se estableció este valor como el límite máximo permitido por fuente de GD [187]. Para los BESS, se estableció una potencia nominal máxima igual a la de las fuentes de GD, lo cual permitió un enfoque unificado para la potencia generada y gestionada por estos dispositivos, tal como lo sugieren algunos estudios reportados en la literatura [188].

La potencia máxima de los D-STATCOMs se estableció en 500 kvar, un valor usado en diferentes investigaciones relacionadas con el tema [110, 189].

## **3.2 Análisis de la disponibilidad de fuentes de energía renovable y de la demanda energética en ZNI**

La integración y gestión eficiente de DERs en ZNI requiere un conocimiento detallado sobre la disponibilidad de recursos energéticos renovables y sus patrones temporales, así como sobre el comportamiento de la demanda energética. Este análisis es importante para garantizar una operación confiable y eficiente del sistema eléctrico. En este sentido, es necesario obtener curvas que reflejen tanto la disponibilidad de los recursos renovables como la dinámica de la demanda energética en cada región estudiada, permitiendo así una planificación y gestión energética más precisa.

### **3.2.1 Obtención de curvas de generación de fuentes renovables de energía**

Para construir las curvas de potencial de generación, se utilizan modelos descritos en la literatura que permiten calcular la potencia generada por un panel fotovoltaico a partir de la radiación y la temperatura incidentes. Muchos de estos modelos coinciden en que los métodos más precisos se basan en balances energéticos, dado que la energía absorbida por el panel se convierte en energía eléctrica y calor. Se empleó el método propuesto por Hassan et al. [190], el cual permite

calcular la potencia generada por cada panel fotovoltaico.

Para esto, primero se calcula la temperatura superficial del panel usando la Ecuación (3.1). En esta, se utilizan datos como la temperatura promedio y la radiación solar de cada región, y los datos registrados en la Tabla 3.7 [190].

$$T_{i,h}^c = T_h^a + G_h^T \left( \frac{T_i^{c,NOCT} - T_i^{a,NOCT}}{G_i^{T,NOCT}} \right) \left( 1 - \frac{\eta_i^c}{\tau\alpha} \right), \quad (3.1)$$

Donde  $T_{i,h}^c$  representa la temperatura superficial del panel fotovoltaico en el nodo  $i$  durante el periodo  $h$ , mientras que  $T_h^a$  corresponde a la temperatura ambiente en el mismo nodo y periodo. La radiación solar incidente en el nodo  $i$  durante el periodo  $h$  se denota como  $G_h^T$ , mientras que  $G_i^{T,NOCT}$  representa la radiación solar nominal en condiciones estándar. Asimismo,  $T_i^{a,NOCT}$  y  $T_i^{c,NOCT}$  corresponden a la temperatura ambiente nominal y a la temperatura nominal del panel bajo condiciones de radiación y temperatura ambiente estándar ( $G_i^{T,NOCT}$  y  $T_i^{a,NOCT}$ ), respectivamente. La eficiencia eléctrica del panel se denota como  $\eta_i^c$ , mientras que  $\tau$  y  $\alpha$  representan la transmitancia solar y el coeficiente de absorción solar del panel, respectivamente.

**Tabla. 3.7.** Parámetros cálculo de potencial de generación de los paneles.

Parámetro	Valor	Unidad
$P_i^{pv}$	1	W
$f_{pv}$	0,9500	-
$G_i^{T,STC}$	1 000	W/m <sup>2</sup>
$\alpha_p$	-0,0045	1/°C
$T_i^{c,STC}$	25	°C
$T_i^{c,NOCT}$	46	°C
$G_i^{T,NOCT}$	800	W/m <sup>2</sup>
$T_i^{a,NOCT}$	20	°C
$\eta_i^c$	0,1410	-
$\tau\alpha$	0,9000	-

A partir de la  $T_{i,h}^c$ , se obtiene la potencia generada por cada panel fotovoltaico en un nodo  $i$  durante el periodo  $h$  ( $p_{i,h}^{pv}$ ) utilizando la Ecuación (3.2).

$$p_{i,h}^{pv} = P_i^{pv} f_{pv} \left( \frac{G_h^T}{G_i^{T,STC}} \right) \left[ 1 + \alpha_p (T_{i,h}^c - T_i^{c,STC}) \right] \quad (3.2)$$

Donde  $f_{pv}$  es un factor de reducción asociado a posibles pérdidas de potencia externas al panel, mientras que  $G_h^T$  representa la radiación solar en el nodo  $i$  durante el periodo  $h$ . La radiación

solar en condiciones de prueba estándar se denota como  $G_i^{T,STC}$ . Además,  $\alpha_p$  corresponde al coeficiente de temperatura de potencia, y  $T_{i,h}^c$  y  $T_i^{c,STC}$  representan la temperatura superficial del panel en el nodo  $i$  durante el periodo  $h$  y en condiciones de prueba estándar, respectivamente.

Finalmente, es importante resaltar que, con esta metodología, es posible estimar el potencial de generación de un sistema de GD basado en energía solar fotovoltaica a partir de la temperatura promedio y la radiación solar incidente en una región específica.

### 3.2.1.1 Evaluación del Potencial de Generación de Energía Solar en las ZNI seleccionadas

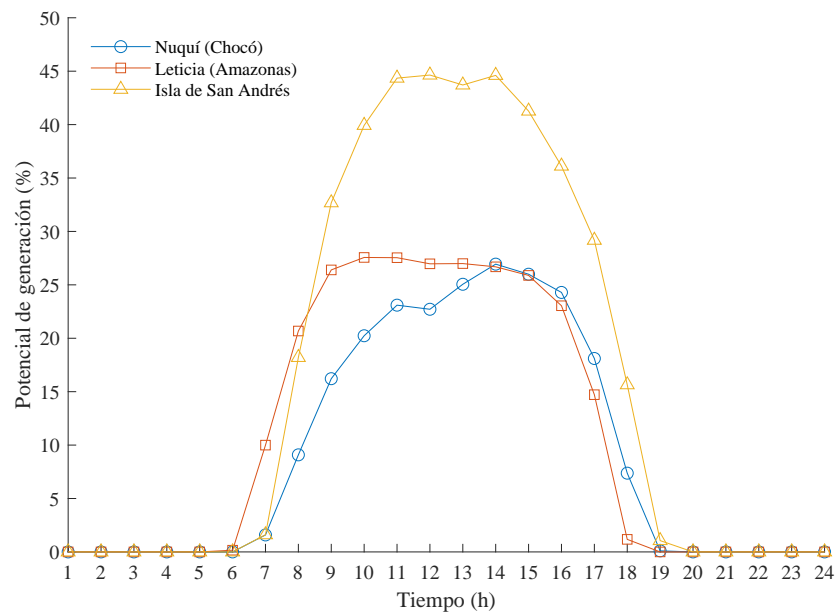
Tal como se mencionó anteriormente, la capacidad de generación de energía eléctrica de las fuentes solares depende de factores como la temperatura promedio y la radiación solar incidente. En esta investigación, se empleó la base de datos POWER (Prediction of Worldwide Energy Resources) de la NASA (National Aeronautics and Space Administration), que proporciona conjuntos de datos solares y meteorológicos derivados de investigaciones orientadas a satisfacer necesidades en energía renovable, eficiencia energética en edificios y agroclimatología [191].

La Tabla 3.8 presenta los valores de radiación solar ( $G_T$ ) y temperatura promedio ( $T_a$ ) para cada una de las regiones analizadas: Nuquí, Leticia y la Isla de San Andrés. Estos valores se obtuvieron a partir de datos recopilados durante todo el año 2023, los cuales fueron promediados para representar un día típico en cada región. Con esta información y aplicando la metodología descrita en la Sección 3.2.1, es posible estimar el potencial de generación de las fuentes de GD fotovoltaica en las ZNI consideradas; tal y como lo muestra la Figura 3.5.

Este potencial también se incluye en la Tabla 3.8, representado por el término  $C_{pv}$ , el cual describe la curva de generación fotovoltaica a partir de la potencia nominal instalada en cada generador.

### 3.2.2 Obtención de curvas de demanda energética en las ZNI seleccionadas

Los hábitos de consumo energético en cada región suelen ser el principal insumo para el desarrollo de metodologías orientadas a la optimización de la integración y operación de diferentes DERs. En esta investigación, y en el contexto de las ZNI, se utilizó la información proporcionada



**Fig. 3.5.** Potencial de generación de las fuentes de GD para cada una de las ZNI.

por el IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas), entidad encargada de recopilar, analizar y gestionar datos sobre la demanda y el abastecimiento de energía en estas regiones [192].

El IPSE presenta mensualmente un informe detallado para cada región o ZNI colombiana, en el cual se incluyen aspectos relevantes sobre la infraestructura instalada en cada zona y los consumos de energía eléctrica registrados diariamente. Para esta investigación, se utilizaron los datos correspondientes al año 2023, los cuales permitieron caracterizar la demanda energética de un día promedio en Nuquí, Leticia y la Isla de San Andrés [193]. La Tabla 3.9 muestra el consumo de potencia activa en kW para cada escenario y el valor en p.u., considerando como base las potencias máximas de 553,7000 kW, 8 281,7900 kW y 31 226,6500 kW, para Nuquí, Leticia y la Isla de San Andrés, respectivamente.

A partir del comportamiento en p.u. de la demanda de potencia activa ( $P$ ), se estimó un factor de potencia (FP) aleatorio entre 0,7500 y 0,8500, el cual se utilizó para calcular la potencia reactiva ( $Q$ ) en cada una de las ZNI. Esta información se presenta en la Tabla 3.10. Se estableció un rango entre 0,7500 y 0,8500 FP debido a que este intervalo representa las condiciones operativas comunes en ZNI, donde predomina el uso ineficiente de la red eléctrica [194].

**Tabla. 3.8.** Radiación solar ( $G_T$ ) en  $W/m^2$ , temperatura promedio ( $T_a$ ) en  $^{\circ}C$ , y comportamiento de los generadores ( $C_{pv}$ ) % para un periodo característico de 24 horas en cada región.

Hora	Nuquí			Leticia			Isla de San Andrés		
	$G_T$	$T_a$	$C_{pv}$	$G_T$	$T_a$	$C_{pv}$	$G_T$	$T_a$	$C_{pv}$
1	0,0000	27,1005	0,0000	0,0000	24,8580	0,0000	0,0000	28,4994	0,0000
2	0,0000	27,0007	0,0000	0,0000	24,6179	0,0000	0,0000	28,4379	0,0000
3	0,0000	26,9139	0,0000	0,0000	24,4112	0,0000	0,0000	28,3838	0,0000
4	0,0000	26,8502	0,0000	0,0000	24,2397	0,0000	0,0000	28,3498	0,0000
5	0,0000	26,8088	0,0000	0,0000	24,1105	0,0000	0,0000	28,3392	0,0000
6	0,0000	26,7814	0,0000	1,6768	24,0158	0,1600	0,0000	28,3484	0,0000
7	16,8966	26,7955	1,5889	106,3425	24,4153	9,9966	17,2178	28,3694	1,6074
8	97,6775	26,9553	9,0859	224,3962	25,5043	20,6793	199,5804	28,4041	18,2030
9	176,2082	27,1362	16,2151	290,1498	26,4504	26,3979	366,2612	28,4535	32,6823
10	221,3966	27,3575	20,2352	304,8463	27,3597	27,5640	452,7121	28,5011	39,9287
11	254,0408	27,5725	23,0983	305,7624	28,1365	27,5420	506,5689	28,5466	44,3493
12	249,8711	27,7380	22,7137	299,8971	28,6485	26,9687	510,2014	28,5777	44,6388
13	276,7004	27,8333	25,0543	300,5314	28,8997	26,9912	498,8269	28,5852	43,7085
14	298,3751	27,8554	26,9383	297,0019	28,8950	26,6871	509,8275	28,5802	44,6078
15	287,4704	27,8188	25,9950	287,3603	28,6584	25,8823	469,0633	28,5744	41,2663
16	267,8410	27,7426	24,2903	254,2524	28,2390	23,0445	407,1648	28,5782	36,1153
17	197,7609	27,6435	18,1055	160,0376	27,6975	14,7189	325,4118	28,5838	29,1748
18	79,2774	27,5200	7,3723	12,5013	27,0598	1,1748	171,0743	28,5884	15,6467
19	1,0652	27,3842	0,1001	0,0000	26,5600	0,0000	11,3544	28,5949	1,0597
20	0,0000	27,3395	0,0000	0,0000	26,2149	0,0000	0,0000	28,6043	0,0000
21	0,0000	27,3249	0,0000	0,0000	25,9153	0,0000	0,0000	28,6152	0,0000
22	0,0000	27,3070	0,0000	0,0000	25,6515	0,0000	0,0000	28,6166	0,0000
23	0,0000	27,2675	0,0000	0,0000	25,3911	0,0000	0,0000	28,5980	0,0000
24	0,0000	27,1990	0,0000	0,0000	25,1229	0,0000	0,0000	28,5563	0,0000

### 3.3 Formulación Matemática para la Integración de DERs en SEDs de ZNI

Un modelo matemático que represente la operación del SED en un contexto de integración de DERs está compuesto por diferentes funciones objetivo, las cuales reflejan los aspectos a mejorar. Además, incluye un conjunto de restricciones que describen los límites operativos del sistema y de los DERs integrados.

#### 3.3.1 Formulación de Funciones Objetivo

Las funciones objetivo están diseñadas para optimizar distintos aspectos del sistema eléctrico. En esta investigación, se consideraron tres funciones objetivo diferentes.

**Tabla. 3.9.** Potencia demandada en kW y su equivalente en p.u. para un periodo característico de 24 horas en Nuquí, Leticia y la Isla de San Andrés.

Hora	Nuquí		Leticia		Isla de San Andrés	
	Potencia (kW)	Potencia (p.u.)	Potencia (kW)	Potencia (p.u.)	Potencia (kW)	Potencia (p.u.)
1	385,3659	0,6960	4 967,0659	0,5998	24 088,2353	0,7714
2	372,3577	0,6725	4 714,6797	0,5693	23 205,8824	0,7431
3	364,2276	0,6578	4 546,1259	0,5489	22 588,2353	0,7234
4	359,3496	0,6490	4 335,6052	0,5235	21 970,5882	0,7036
5	354,4715	0,6402	4 271,8418	0,5158	21 441,1765	0,6866
6	354,4715	0,6402	4 103,2626	0,4955	21 441,1765	0,6866
7	338,2114	0,6108	4 249,0292	0,5131	21 176,4706	0,6782
8	360,9756	0,6519	4 751,1087	0,5737	21 970,5882	0,7036
9	390,2439	0,7048	5 358,0040	0,6470	23 823,5294	0,7629
10	406,5041	0,7342	5 734,3350	0,6924	26 294,1176	0,8420
11	424,3902	0,7665	5 963,9340	0,7201	27 088,2353	0,8675
12	442,2764	0,7988	6 067,8352	0,7327	27 617,6471	0,8844
13	452,0325	0,8164	5 878,2979	0,7098	27 264,7059	0,8731
14	445,5285	0,8046	5 961,2158	0,7198	26 117,6471	0,8364
15	434,1463	0,7841	6 316,5886	0,7627	26 823,5294	0,8590
16	422,7642	0,7635	6 315,6995	0,7626	27 705,8824	0,8873
17	409,7561	0,7400	6 230,9272	0,7524	27 617,6471	0,8844
18	411,3821	0,7430	6 188,0711	0,7472	27 352,9412	0,8759
19	484,5528	0,8751	6 543,4694	0,7901	27 617,6471	0,8844
20	505,6911	0,9133	6 374,8902	0,7697	27 529,4118	0,8816
21	489,4309	0,8839	6 185,3529	0,7469	26 382,3529	0,8449
22	468,2927	0,8458	5 932,9668	0,7164	25 676,4706	0,8223
23	442,2764	0,7988	5 617,6556	0,6783	25 588,2353	0,8194
24	416,2602	0,7518	5 302,3952	0,6402	24 970,5882	0,7997

### 3.3.1.1 Función objetivo para el mejoramiento de aspectos económicos

Esta función tiene como objetivo minimizar los costos asociados a la adquisición de energía de la red convencional ( $f_1$ ), así como los costos relacionados con la integración y operación de los diferentes DERs, los cuales incluyen: costos de operación y mantenimiento ( $f_2$ ), costos de inversión inicial ( $f_3$ ) y costos derivados del reemplazo de dispositivos ( $f_4$ ). Estos costos se evalúan considerando el horizonte de tiempo planificado para el proyecto de integración y operación de los DERs, tal como se expresa en la Ecuación (3.3).

$$\text{mín} (\text{Costos}) = \text{mín}(f_1 + f_2 + f_3 + f_4) \quad (3.3)$$

La forma de calcular  $f_1$  se puede ver en la Ecuación (3.4).

**Tabla. 3.10.** Valores en p.u. de potencia activa (P), factor de potencia (FP) y potencia reactiva (Q) para un periodo característico de 24 horas en cada región.

Hora	Nuquí			Leticia			Isla de San Andrés		
	P	FP	Q	P	FP	Q	P	FP	Q
1	0,6960	0,8037	0,5152	0,5998	0,8283	0,4056	0,7714	0,8413	0,4956
2	0,6725	0,8441	0,4272	0,5693	0,7993	0,4280	0,7431	0,8441	0,4720
3	0,6578	0,8114	0,4739	0,5489	0,7631	0,4649	0,7234	0,7773	0,5855
4	0,6490	0,7571	0,5601	0,5235	0,7540	0,4561	0,7036	0,8246	0,4827
5	0,6402	0,7722	0,5268	0,5158	0,8078	0,3764	0,6866	0,8381	0,4469
6	0,6402	0,8319	0,4270	0,4955	0,7669	0,4146	0,6866	0,7555	0,5955
7	0,6108	0,7587	0,5245	0,5131	0,7884	0,4003	0,6782	0,8079	0,4947
8	0,6519	0,8062	0,4784	0,5737	0,7672	0,4797	0,7036	0,7925	0,5415
9	0,7048	0,7798	0,5658	0,6470	0,7694	0,5372	0,7629	0,8275	0,5176
10	0,7342	0,7984	0,5536	0,6924	0,7663	0,5805	0,8420	0,7568	0,7272
11	0,7665	0,7558	0,6641	0,7201	0,7712	0,5945	0,8675	0,8398	0,5608
12	0,7988	0,8319	0,5329	0,7327	0,8358	0,4812	0,8844	0,8215	0,6139
13	0,8164	0,8386	0,5304	0,7098	0,7549	0,6166	0,8731	0,8229	0,6030
14	0,8046	0,7998	0,6039	0,7198	0,7553	0,6245	0,8364	0,7791	0,6729
15	0,7841	0,8069	0,5740	0,7627	0,7781	0,6157	0,8590	0,7946	0,6564
16	0,7635	0,7712	0,6303	0,7626	0,8421	0,4884	0,8873	0,8276	0,6018
17	0,7400	0,8154	0,5254	0,7524	0,7914	0,5811	0,8844	0,8453	0,5590
18	0,7430	0,7539	0,6475	0,7472	0,7659	0,6272	0,8759	0,7871	0,6864
19	0,8751	0,7924	0,6737	0,7901	0,8353	0,5200	0,8844	0,8391	0,5734
20	0,9133	0,7745	0,7458	0,7697	0,7525	0,6736	0,8816	0,8460	0,5556
21	0,8839	0,8482	0,5519	0,7469	0,7817	0,5959	0,8449	0,7702	0,6995
22	0,8458	0,8499	0,5245	0,7164	0,8225	0,4955	0,8223	0,7974	0,6224
23	0,7988	0,7583	0,6868	0,6783	0,8156	0,4812	0,8194	0,7835	0,6499
24	0,7518	0,7676	0,6278	0,6402	0,7886	0,4993	0,7997	0,7847	0,6317

$$f_1 = C_{kWh} T A_a A_c \left( \sum_{h \in \mathcal{H}} \sum_{i \in \mathcal{N}} p_{3\varphi_{i,h}}^{CG} \Delta h \right) \quad (3.4)$$

Los parámetros considerados en el análisis incluyen  $C_{kWh}$ , que representa el costo promedio de adquisición de energía de la red convencional, y  $T$ , el número de días en un año. Además, se incluyen los factores  $A_a$  y  $A_c$ , los cuales corresponden al factor de anualidad de los pagos periódicos y al factor de aumento del costo de la energía, respectivamente. En cuanto a la operación del sistema, se define  $p_{3\varphi_{i,h}}^{CG}$  como la potencia activa que un generador convencional, ubicado en el nodo  $i$ , debe inyectar durante la hora  $h$ . Para la discretización temporal del análisis, se considera un intervalo de tiempo  $\Delta h$ , dentro del cual las variables eléctricas se asumen estables, y se define el conjunto  $\mathcal{H}$ , que abarca todos los intervalos de tiempo considerados. Finalmente, el conjunto  $\mathcal{N}$  representa el conjunto de todos los nodos del sistema.

La forma de calcular el factor de anualidad de pagos periódicos y el factor de aumento

del costo de la energía para el período de planificación en cada proyecto se establece en las Ecuaciones (3.5) y (3.6), respectivamente.

$$A_a = \left( \frac{t_a}{1 - (1 + t_a)^{-N_t}} \right) \quad (3.5)$$

$$A_c = \sum_{t \in \mathcal{T}} \left( \frac{1 + t_e}{1 + t_a} \right)^t \quad (3.6)$$

Donde  $t_a$  representa la tasa interna de retorno esperada, la cual es un criterio clave para evaluar la rentabilidad del proyecto. El parámetro  $N_t$  corresponde al periodo de planeación en años, determinando el horizonte temporal sobre el cual se realizan los análisis financieros. Asimismo,  $t_e$  denota el porcentaje previsto de crecimiento anual del costo de energía, reflejando la evolución esperada de los precios en el mercado. Finalmente, el conjunto  $\mathcal{T}$  agrupa todos los años del horizonte de planeación del proyecto, proporcionando una referencia temporal para la modelación y evaluación de las decisiones estratégicas.

Para calcular  $f_2$  se propone la Ecuación (3.7).

$$f_2 = T \sum_{h \in H} \sum_{i \in N} \left( p_{3\varphi_i,h}^{GD} C_{O\&M}^{GD} + |p_{3\varphi_i,h}^{BAT}| C_{O\&M}^{BAT} + q_{3\varphi_i,h}^{DST} C_{O\&M}^{DST} \right) \Delta h \quad (3.7)$$

Donde  $C_{O\&M}^{GD}$ ,  $C_{O\&M}^{BAT}$  y  $C_{O\&M}^{DST}$  representan los costos de operación y mantenimiento de las fuentes de GD, los BESS y los D-STATCOMs, respectivamente. En cuanto a la operación del sistema,  $p_{3\varphi_i,h}^{GD}$  denota la potencia activa inyectada por un generador distribuido instalado en el nodo  $i$  durante la hora  $h$ , mientras que  $p_{3\varphi_i,h}^{BAT}$  representa la potencia activa que un BESS ubicado en el nodo  $i$  puede inyectar o absorber en el mismo periodo. Adicionalmente,  $q_{3\varphi_i,h}^{DST}$  corresponde a la potencia reactiva inyectada por un D-STATCOM instalado en el nodo  $i$  durante la hora  $h$ .

En la Ecuación (3.8) se puede ver la forma de calcular  $f_3$ .

$$f_3 = A_a \sum_{i \in N} \left( C_{GD} P_{3\varphi_i}^{GD} + C_{BAT} P_{3\varphi_i}^{BAT} \right) + \gamma \sum_{i \in N} Q_{3\varphi_i}^{DST} \left( \omega_1 (Q_{3\varphi_i}^{DST})^2 + \omega_2 Q_{3\varphi_i}^{DST} + \omega_3 \right) \quad (3.8)$$

En esta Ecuación  $P_{3\varphi_i}^{GD}$ ,  $P_{3\varphi_i}^{BAT}$  y  $Q_{3\varphi_i}^{DST}$ , representan la capacidad nominal instalada de GD,

BESS y D-STATCOMs en un nodo  $i$ , respectivamente. En términos de costos de instalación,  $C_{GD}$  y  $C_{BAT}$  corresponden al costo promedio de instalación por kWh de energía generada por una fuente de GD y por un BESS, respectivamente. Para la inversión en D-STATCOMs, se introduce el factor de anualización  $\gamma$ , junto con los coeficientes  $\omega_1$ ,  $\omega_2$  y  $\omega_3$ , los cuales representan los términos cúbico, cuadrático y lineal asociados a los costos de inversión en estos dispositivos.

Para el cálculo de  $f_4$ , es importante determinar cuáles de los DERs involucrados serán reemplazados durante el horizonte de planificación del proyecto. En esta investigación, se definió un horizonte de 20 años. Razón por la cual, según la vida útil de los DERs propuestos, solo deberán ser reemplazados los BESS. En la Ecuación (3.9) se puede ver la forma de calcular  $f_4$ .

$$f_4 = C_{BAT} A_a \left( \sum_{i \in N} \sum_{r \in R} P_{3\varphi_i}^{BAT} (1 + t_a)^{-N_{i,r}^{BAT} \cdot vida_i^{BAT}} \right) \quad (3.9)$$

En esta expresión,  $vida_i^{BAT}$  representa la estimación de la vida útil de un BESS ubicado en el nodo  $i$ , mientras que  $N_{i,r}^{BAT}$  denota el número de reemplazos requeridos para un BESS conectado al mismo nodo. Finalmente, el conjunto  $R$  agrupa todos los posibles valores asociados a los reemplazos en el sistema.

La forma de calcular  $N_{i,r}^{BAT}$  se muestra en la Ecuación (3.10). En esta, además, se utiliza la función matemática  $ceil(x)$  para redondear el argumento  $x$  al entero superior.

$$N_{i,r}^{BAT} = ceil \left( \frac{N_t}{vida_i^{BAT}} \right) - 1 \quad (3.10)$$

En las Ecuaciones (3.9) y (3.10) se emplea el término  $vida_i^{BAT}$  para determinar el número de reemplazos y el costo asociado a estos. En la sección 3.3.1.4, se presenta la metodología utilizada para hallarlo.

### 3.3.1.2 Función objetivo para el mejoramiento de aspectos técnicos

Esta función tiene como objetivo maximizar la eficiencia operativa del SED trifásico desbalanceado, un aspecto particularmente relevante en escenarios de integración de DERs. En esta investigación, se definió como función objetivo técnica la reducción de pérdidas de energía (mín *Pérdidas*), dado que es uno de los criterios más estudiados en la literatura especializada en este ámbito [195].

Para representar esta función objetivo, se empleó la Ecuación (3.11).

$$\text{mín. (Pérdidas)} = \text{mín.} \left( \text{real} \left\{ \sum_{f \in \mathcal{F}} \left( \sum_{i \in \mathcal{N}} V_{3\varphi_{i,f}} \left( \sum_{j \in \mathcal{N}} Y_{3\varphi_{ij,f}} V_{3\varphi_{j,f}} \right) \right)^* \right\} \Delta h \right) \quad (3.11)$$

Esta expresión incluye  $V_{3\varphi_{i,f}}$  y  $V_{3\varphi_{j,f}}$ , que representan los voltajes complejos trifásicos de las fases en los nodos  $i$  y  $j$ , respectivamente, y  $Y_{3\varphi_{ij,f}}$ , que denota la admitancia compleja trifásica asociada a la conexión entre los nodos  $i$  y  $j$ . El intervalo de tiempo  $\Delta h$  indica el período durante el cual se supone constante la operación del sistema. Además, se definen los conjuntos  $\mathcal{N}$  y  $\mathcal{F}$  que contienen todos los nodos y todas las fases del sistema (habitualmente fases  $a$ ,  $b$  y  $c$  en sistemas trifásicos), respectivamente.

### 3.3.1.3 Función objetivo para el mejoramiento de aspectos ambientales

Esta función ambiental tiene como propósito disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, reemplazando un porcentaje de la energía generada por fuentes convencionales con energía proveniente de fuentes renovables libres de emisiones, como se detalla en la Ecuación (3.12).

$$\text{mín} (Emisiones_{CO_2}) = \text{mín} \left( EF_{CG} \sum_{h \in \mathcal{H}} \sum_{i \in \mathcal{N}} p_{3\varphi_{i,h}}^{CG} \Delta h \right) \quad (3.12)$$

Donde  $EF_{CG}$  es el factor de emisión de contaminantes asociado con la generación de 1 kWh de energía a partir de fuentes convencionales.

### 3.3.1.4 Estimación de la vida útil de los BESS

Existe una amplia variedad de tecnologías utilizadas en los BESS, cada una con características y aplicaciones específicas. Entre ellas se destacan las baterías de plomo-ácido [196], las baterías de flujo redox de vanadio [197], las baterías de sodio-sulfuro [198] y las baterías de iones de litio (Li-ion) [199].

Las baterías de iones de litio son ampliamente aceptadas en el ámbito de las microrredes debido a sus múltiples ventajas [200]. Se caracterizan por su alta densidad energética, lo que

les permite almacenar grandes cantidades de energía en espacios reducidos. Además, presentan una larga vida útil, una elevada eficiencia de carga y descarga, y una rápida respuesta a las fluctuaciones de la demanda de energía [201]. Estas propiedades las hacen ideales para proporcionar estabilidad y confiabilidad al sistema, así como para facilitar la integración de fuentes de energía renovable intermitentes, como la solar y la eólica. Por estas razones, se seleccionaron las baterías de iones de litio como la tecnología más adecuada en esta investigación.

La vida útil de una batería de iones de litio depende de los ciclos de carga y descarga que experimenta a lo largo de su operación. Para cuantificar esta vida útil, es necesario considerar el fenómeno de degradación asociado al uso de la batería. En este trabajo, se adopta un modelo basado en la curva de Wöhler [202], la cual describe el desgaste de materiales sometidos a esfuerzos cíclicos.

Originalmente, el método de Wöhler se utilizaba para evaluar el fallo de materiales metálicos debido a tensiones mecánicas periódicas, donde la curva representaba el número de ciclos hasta la rotura en función del esfuerzo aplicado [202]. En el contexto de las baterías, esta curva relaciona el número de ciclos de vida útil con la descarga profunda (DoD, por sus siglas en inglés) [203].

Para estimar la vida útil de una batería, primero se contabiliza el número de eventos de DoD, denotados por  $k$ , que ocurren durante su operación. Cada evento contribuye a la degradación de la batería y se puede expresar matemáticamente como lo muestra la Ecuación (3.13).

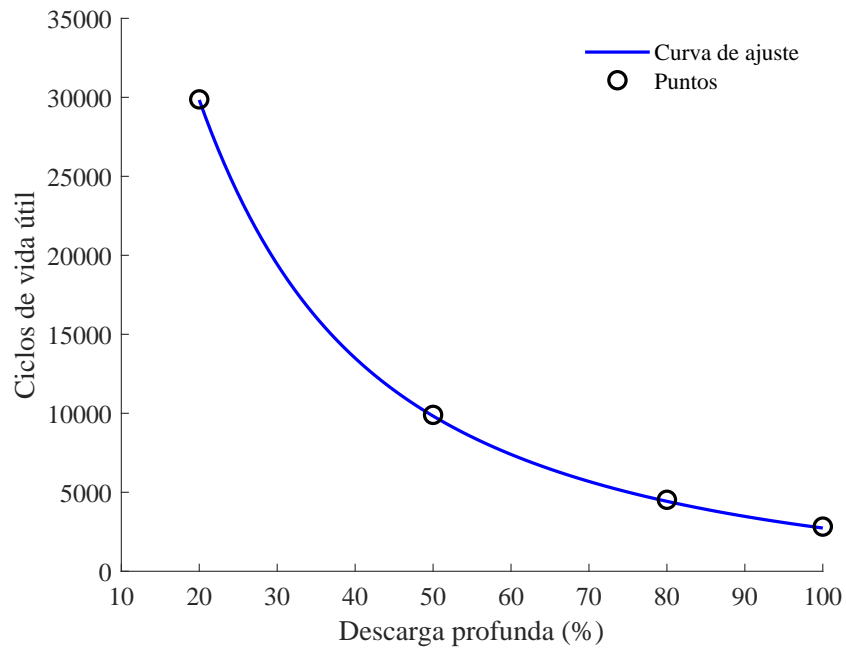
$$LL_k = \frac{NE_k}{NE_k^{\max}} \quad (3.13)$$

Donde  $LL_k$  representa la pérdida de vida útil debido a un evento  $k$ ,  $NE_k^{\max}$  es el número máximo de eventos  $k$  que la batería puede soportar y  $NE_k$  es el número de sucesos registrados.

Para determinar el número máximo de eventos  $NE_k^{\max}$  asociados a cada nivel de DoD, se emplean datos experimentales reportados por Mallon et al. [204]. Estos datos permiten ajustar una curva de comportamiento mediante técnicas de regresión en MATLAB (Curve Fitter), obteniéndose la siguiente expresión:

$$NE_k^{\max}(DoD) = 60\,505,04e^{-0,0790DoD} + 27\,629,56e^{-0,0232DoD} \quad (3.14)$$

La Figura 3.6 ilustra la curva de Wöhler obtenida a partir de estos datos.



**Fig. 3.6.** Curva de Wöhler para una batería de iones de litio.

Como se observa en la Figura 3.6, el número de ciclos de vida útil de la batería disminuye a medida que aumenta la profundidad de descarga. Esto indica que el esfuerzo al que se somete la batería afecta directamente su degradación y, por ende, su duración operativa.

En cuanto al cálculo de  $NE_k$ , es importante mencionar que la cantidad de eventos de DoD registrados se obtiene a partir del estado de carga de la batería (SOC, por sus siglas en inglés) en un intervalo de operación específico. Este conteo de eventos se puede determinar utilizando la función *rainflow* de MATLAB.

La pérdida total de vida útil ( $LL$ ) se obtiene mediante la suma de todas las contribuciones individuales, como se muestra en la Ecuación (3.15).

$$LL = \sum_{k \in K} LL_k \quad (3.15)$$

Finalmente, a partir de  $LL$  se calcula la vida útil efectiva de la batería como el inverso de la degradación acumulada.

$$\text{vida útil} = \frac{1}{T \cdot LL} \quad (3.16)$$

### 3.3.2 Conjunto de restricciones

El presente trabajo integra restricciones operativas relacionadas con las características nominales de los DERs incorporados a los SEDs, así como con las condiciones específicas de funcionamiento propias de este tipo de redes eléctricas. A continuación, se detallan las restricciones incluidas en la formulación matemática.

#### 3.3.2.1 Balances de potencia activa y reactiva en cada nodo

Este balance relaciona la potencia activa y reactiva suministrada por los generadores convencionales y los DERs con la potencia activa y reactiva demandada por las cargas en cada nodo. Además, tiene en cuenta la amplitud y el ángulo de fase del voltaje en los nodos durante un intervalo específico de operación. También se consideran la amplitud y la fase de la admitancia en las líneas de la SED. Las Ecuaciones (3.17) y (3.18) describen las relaciones utilizadas para garantizar estos balances.

$$p_{3\varphi_{i,h}}^{CG} + p_{3\varphi_{i,h}}^{GD} + \sum_{BAT \in \mathcal{B}} p_{3\varphi_{i,h}}^{BAT} - P_{3\varphi_{i,h}}^d = V_{3\varphi_{i,h}} \sum_{j \in \mathcal{N}} Y_{3\varphi_{ij}} V_{3\varphi_{j,h}} \cos(\theta_{3\varphi_{i,h}} - \theta_{3\varphi_{j,h}} - \varphi_{3\varphi_{ij}}), \begin{cases} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{cases}, \quad (3.17)$$

$$q_{3\varphi_{i,h}}^{CG} + q_{3\varphi_{i,h}}^{DST} - Q_{3\varphi_{i,h}}^d = V_{3\varphi_{i,h}} \sum_{j \in \mathcal{N}} Y_{3\varphi_{ij}} V_{3\varphi_{j,h}} \sin(\theta_{3\varphi_{i,h}} - \theta_{3\varphi_{j,h}} - \varphi_{3\varphi_{ij}}), \begin{cases} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{cases}, \quad (3.18)$$

Donde  $P_{3\varphi_{i,h}}^d$  y  $Q_{3\varphi_{i,h}}^d$  representan la potencia trifásica activa y reactiva demandada por el nodo  $i$  durante la hora  $h$ , respectivamente, mientras que  $q_{3\varphi_{i,h}}^{CG}$  corresponde a la potencia trifásica reactiva suministrada por un generador convencional en el mismo nodo e intervalo de tiempo. En cuanto a las variables de voltaje,  $V_{3\varphi_{i,h}}$  y  $V_{3\varphi_{j,h}}$  denotan el voltaje trifásico en los nodos  $i$  y  $j$  durante la hora  $h$ , respectivamente, mientras que  $\theta_{3\varphi_{i,h}}$  y  $\theta_{3\varphi_{j,h}}$  representan sus ángulos. La admitancia trifásica de la línea que conecta los nodos  $i$  y  $j$  está dada por  $Y_{3\varphi_{ij}}$ , y su ángulo de admitancia se denota como  $\varphi_{3\varphi_{ij}}$ . Finalmente, el conjunto  $\mathcal{B}$  contiene todas las baterías conectadas al SED.

### 3.3.2.2 Límites de potencia activa y reactiva de los generadores convencionales

Estas restricciones se derivan de las características constructivas de los generadores convencionales. Las desigualdades (3.19) y (3.20) se emplean para representar estos límites.

$$P_{3\varphi_i}^{CG,mín} \leq p_{3\varphi_i,h}^{CG} \leq P_{3\varphi_i}^{CG,máx}, \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{array} \right\}, \quad (3.19)$$

$$Q_{3\varphi_i}^{CG,mín} \leq q_{3\varphi_i,h}^{CG} \leq Q_{3\varphi_i}^{CG,máx}, \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{array} \right\}, \quad (3.20)$$

En estas desigualdades  $P_{3\varphi_i}^{CG,mín}$  y  $P_{3\varphi_i}^{CG,máx}$  representan los límites mínimo y máximo de la potencia trifásica activa asignada a un generador convencional en el nodo  $i$ , respectivamente. De manera análoga,  $Q_{3\varphi_i}^{CG,mín}$  y  $Q_{3\varphi_i}^{CG,máx}$  corresponden a los límites mínimo y máximo de la potencia trifásica reactiva asignada a dicho generador en el mismo nodo.

Esta restricción también representa el comportamiento del sistema como una red aislada, lo cual se establece a partir de la imposibilidad de que las fuentes convencionales de generación absorban potencia. Esto se logra fijando su límite inferior de operación en cero.

### 3.3.2.3 Límites de potencia activa en las fuentes de GD y en las baterías

En este estudio, la contribución de las fuentes de GD y de las baterías se considera en términos de potencia activa. Por lo tanto, se proponen las desigualdades (3.21) y (3.22) como representación de los límites de potencia activa en estos dispositivos.

$$P_{3\varphi_i}^{GD,mín} \leq p_{3\varphi_i,h}^{GD} \leq P_{3\varphi_i}^{GD,máx} C_h^{GD}, \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{array} \right\}, \quad (3.21)$$

$$P_{3\varphi_i}^{BAT,mín} \leq p_{3\varphi_i,h}^{BAT} \leq P_{3\varphi_i}^{BAT,máx}, \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{array} \right\}, \quad (3.22)$$

Donde  $C_h^{GD}$  representa la curva de generación de energía renovable en el área de interés durante el intervalo de tiempo  $h$ . Además,  $P_{3\varphi_i}^{GD,mín}$  y  $P_{3\varphi_i}^{GD,máx}$  corresponden a los límites mínimo

y máximo de la potencia trifásica activa asignada a la GD en el nodo  $i$ , respectivamente. De manera análoga,  $P_{3\varphi_i}^{BAT,mín}$  y  $P_{3\varphi_i}^{BAT,máx}$  representan los límites mínimo y máximo de la potencia trifásica activa asignada a una batería en el nodo  $i$ .

### 3.3.2.4 Límites de potencia reactiva en los D-STATCOMs

Se propone la desigualdad (3.23) para representar los límites de potencia reactiva, los cuales corresponden a las características nominales de estos dispositivos.

$$Q_{3\varphi_i}^{DST,mín} \leq q_{3\varphi_i,h}^{DST} \leq Q_{3\varphi_i}^{DST,máx}, \quad \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{array} \right\}, \quad (3.23)$$

En esta desigualdad  $Q_{3\varphi_i}^{DST,mín}$  y  $Q_{3\varphi_i}^{DST,máx}$  representan los límites mínimo y máximo de la potencia trifásica reactiva asignada a un D-STATCOM conectado en el nodo  $i$ .

### 3.3.2.5 Límites de tensión en los nodos

Los límites de tensión están sujetos a la regulación específica de la región en la que opere el SED. Este trabajo propone la Ecuación (3.24) para establecer dichos límites.

$$V_{3\varphi_i}^{mín} \leq |v_{3\varphi_i,h}| \leq V_{3\varphi_i}^{máx}, \quad \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{array} \right\}, \quad (3.24)$$

Donde  $V_{3\varphi_i}^{mín}$  y  $V_{3\varphi_i}^{máx}$  representan los voltajes trifásicos mínimos y máximos permitidos, respectivamente.

### 3.3.2.6 Límite de corriente en las líneas

La integración de diferentes DERs modifica la corriente presente en las líneas del SED, por lo que esta restricción suele ser una de las más importantes y permite determinar la viabilidad de las soluciones propuestas. Se propone la desigualdad (3.25) para establecer los límites permitidos de corriente eléctrica.

$$|I_{3\varphi_l,h}| \leq I_{3\varphi}^{m\acute{a}x}, \left\{ \begin{array}{l} \forall l \in \mathcal{L} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{array} \right\}, \quad (3.25)$$

Donde  $I_{3\varphi_l,h}$  representa la corriente trifásica en la línea  $l$  durante la hora  $h$  y  $I_{3\varphi_h}^{m\acute{a}x}$  la corriente trifásica máxima permitida en la línea  $l$  durante la hora  $h$ .

Además de las restricciones anteriores, la integración de baterías requiere restricciones adicionales asociadas principalmente a variables como su SOC y la gestión de la potencia necesaria para la operación del sistema.

### 3.3.2.7 Relación entre el SOC y la gestión de la potencia activa en cada batería

A través de la Ecuación (3.26), se establece una relación lineal entre el SOC de cada batería y la potencia que ésta inyecta o absorbe en el sistema.

$$SOC_{i,h}^{BAT} = SOC_{i,h-1}^{BAT} - \varphi_i^{BAT} p_{3\varphi_i,h}^{BAT} \Delta h, \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N}, \\ \forall_{BAT} \in \mathcal{B}, \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{array} \right\}, \quad (3.26)$$

Donde  $SOC_{i,h}^{BAT}$  representa el estado de carga de una batería en el nodo  $i$  durante la hora  $h$ , mientras que  $\varphi_i^{BAT}$  corresponde al coeficiente de carga y descarga de una batería en el mismo nodo. Para calcular el  $\varphi_i^{BAT}$  de cada batería se tiene en cuenta su potencia trifásica nominal y se utiliza la Ecuación (3.27)

$$\varphi_i^{BAT} = \frac{1}{P_{3\varphi_i}^{BAT}}, \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N}, \\ \forall_{BAT} \in \mathcal{B} \end{array} \right\}, \quad (3.27)$$

### 3.3.2.8 SOC inicial y SOC final para un intervalo de operación

Diferentes estudios reportados en la literatura especializada sugieren utilizar el 50% de la capacidad de cada batería como punto inicial y final del SOC [205, 185, 206]. Las Ecuaciones (3.28) y (3.29) se proponen para definir el SOC inicial y el SOC final, respectivamente.

$$SOC_{i,h_i}^{BAT} = SOC_i^{BAT, inicial}, \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall_{BAT} \in \mathcal{B} \end{array} \right\}, \quad (3.28)$$

$$SOC_{i,h_f}^{BAT} = SOC_i^{BAT, final}, \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall_{BAT} \in \mathcal{B} \end{array} \right\}, \quad (3.29)$$

Donde  $SOC_i^{BAT, inicial}$  y  $SOC_i^{BAT, final}$  representan los estados de carga sugeridos para una batería en el nodo  $i$  al inicio y al final de la operación, respectivamente. Asimismo,  $SOC_{i,h_i}^{BAT}$  y  $SOC_{i,h_f}^{BAT}$  corresponden a los estados de carga reales de la batería en el nodo  $i$  al inicio y al final de la operación.

### 3.3.2.9 Potencia máxima de carga y descarga por batería

La Ecuación (3.30) representa la potencia máxima de carga ( $P_{3\varphi_i}^{BAT, carga}$ ), mientras que la Ecuación (3.31) define la potencia máxima de descarga ( $P_{3\varphi_i}^{BAT, descarga}$ ). Es importante señalar que, durante la carga de la batería, su potencia máxima de carga es negativa. De manera similar, durante la descarga, su potencia máxima de descarga es positiva.

$$P_{3\varphi_i}^{BAT, carga} = -\frac{P_{3\varphi_i}^{BAT}}{tc_i^{BAT}}, \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall_{BAT} \in \mathcal{B} \end{array} \right\}, \quad (3.30)$$

$$P_{3\varphi_i}^{BAT, descarga} = \frac{P_{3\varphi_i}^{BAT}}{td_i^{BAT}}, \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall_{BAT} \in \mathcal{B} \end{array} \right\}, \quad (3.31)$$

El tiempo de carga y el tiempo de descarga de una batería en el nodo  $i$  se denotan como  $tc_i^{BAT}$  y  $td_i^{BAT}$ , respectivamente.

### 3.3.2.10 Límites de operación del SOC

Con el objetivo de evitar la sobrecarga y la descarga profunda de cada batería, se define un SOC mínimo ( $SOC_i^{BAT, min}$ ) del 10% y un SOC máximo ( $SOC_i^{BAT, max}$ ) del 90% de la capacidad nominal de cada batería. Esta restricción se representa mediante la desigualdad (3.32).

$$SOC_i^{BAT,\min} \leq SOC_{i,h}^{BAT} \leq SOC_i^{BAT,\max}, \left\{ \begin{array}{l} \forall i \in \mathcal{N} \\ \forall_{BAT} \in \mathcal{B} \\ \forall h \in \mathcal{H} \end{array} \right\}. \quad (3.32)$$

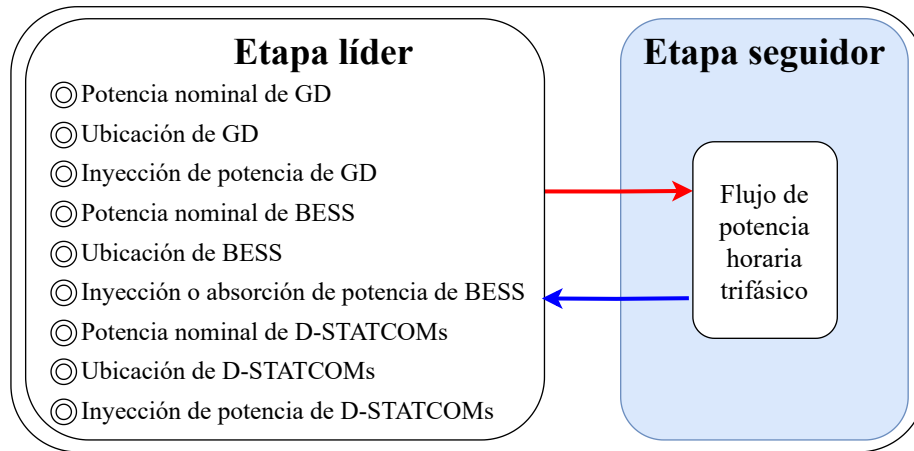
### 3.4 Metodología propuesta para la integración y la gestión de DERs en SEDs de ZNI

Esta investigación propone una metodología líder-seguidor para abordar el problema de integración y operación de diferentes DERs en SEDs de ZNI. En particular, este estudio considera GD, BESS y D-STATCOMs.

Este problema es particularmente complejo debido a que las variables eléctricas de un sistema de esta naturaleza presentan comportamientos no lineales, y algunas de las relaciones utilizadas para determinar su operación son de carácter estocástico. Además, las variables de decisión que definen la operación de los DERs pueden ser discretas, continuas o binarias, como se detalló en la Sección 2.1.5.

La metodología plantea, para cada dispositivo, la optimización de variables de decisión como su potencia nominal, ubicación dentro del SED y la cantidad de potencia que inyecta o absorbe, con el objetivo de mejorar aspectos técnicos, económicos y ambientales del sistema.

La etapa líder se encarga de proponer los valores de las variables de decisión del problema. Esta información es enviada a la etapa seguidor, la cual evalúa el impacto de dichas variables sobre las diferentes funciones objetivo propuestas en el modelo de optimización. Una vez evaluadas las variables de decisión, la etapa seguidor retorna los resultados a la etapa líder, que, siguiendo la naturaleza de un algoritmo de optimización, propone nuevas variables de decisión en busca de mejorar las funciones objetivo propuestas. Este proceso se repite de forma iterativa hasta alcanzar un criterio de convergencia previamente establecido. La Figura 3.7 ilustra el flujo de operación de la metodología propuesta.



**Fig. 3.7.** Flujo de operación de la metodología líder-Seguidor.

### 3.4.1 Etapa líder

En esta etapa se emplea una técnica de optimización metaheurística para generar soluciones, las cuales son evaluadas por la etapa seguidor. Las técnicas metaheurísticas han demostrado ser herramientas eficientes en la resolución de problemas de optimización no lineales, no convexos y de alta complejidad computacional [207]. En este trabajo, se utilizan tres algoritmos metaheurísticos para abordar el problema de integración y operación de DERs en SEDs de ZNI: el Algoritmo Genético de Chu & Beasley, el Algoritmo de Búsqueda de Vórtices y el Algoritmo de Optimización de la Viuda Negra. A continuación, se describe cada uno de estos algoritmos.

#### 3.4.1.1 Algoritmo genético de Chu & Beasley

El Algoritmo Genético de Chu & Beasley (CBGA, por sus siglas en inglés) es una variante del algoritmo genético clásico diseñada para resolver problemas de optimización combinatoria con restricciones [208]. Se ha utilizado en diferentes investigaciones en problemas de ingeniería eléctrica, debido a su rápida convergencia y la buena repetibilidad de las soluciones obtenidas [209, 210, 211]. Este método se basa en la evolución de una población de soluciones candidatas mediante operadores genéticos como selección, cruce y mutación. A continuación, se presenta la descripción de cada una de sus etapas:

- **Inicialización:** Se genera una población inicial aleatoria dentro de los límites definidos del problema y se evalúa la función objetivo (aptitud) de cada individuo para identificar la mejor solución inicial.

- **Selección de padres:** Se utiliza un método de torneo para elegir individuos con mejor aptitud, aumentando la probabilidad de que los mejores contribuyan a la siguiente generación.
- **Cruce:** Se generan descendientes combinando los genes de los padres seleccionados, lo cual promueve la recombinación de soluciones.
- **Mutación:** Se aplica una alteración aleatoria a ciertos individuos de la descendencia, favoreciendo la diversidad y evitando estancamientos en óptimos locales.
- **Selección de la nueva generación:** Se implementa un mecanismo de elitismo, conservando los mejores individuos de la población anterior y completando la nueva generación con los descendientes de mejor aptitud.
- **Actualización de la mejor solución:** Si se encuentra una solución global mejor durante el proceso evolutivo, se actualiza para garantizar el progreso del algoritmo.
- **Finalización:** Tras completar el número de generaciones definidas (iteraciones), se retorna la mejor solución encontrada y su valor de aptitud.

El Algoritmo 1 muestra el detalle del pseudocódigo usado a la hora de implementar la técnica de optimización CBGA.

### 3.4.1.2 Algoritmo de Búsqueda de Vórtices

El Algoritmo de Búsqueda de Vórtices (VSA, por sus siglas en inglés) está inspirado en el comportamiento dinámico de los vórtices en fluidos [212]. Se fundamenta en la exploración y explotación del espacio de búsqueda mediante la generación de soluciones que se actualizan a partir de un patrón de movimiento rotacional, imitando la formación y disipación de vórtices. A continuación, se describen cada una de sus etapas:

- **Inicialización:** Se genera una población inicial aleatoria dentro de los límites definidos del problema y se evalúa la función objetivo (aptitud) de cada solución. Se identifica la mejor solución inicial y se define el radio de búsqueda en función del rango de las variables.
- **Generación de nuevas soluciones:** Se generan nuevas soluciones alrededor de la mejor solución actual. Se verifica que las soluciones se mantengan dentro de los límites y se

---

**Algoritmo 1:** Pseudocódigo del algoritmo genético de Chu & Beasley.
 

---

**Entrada:** Número de variables (*dimensión*), tamaño de la población (*población*), número de generaciones (*generaciones*), límites inferiores y superiores de las variables, probabilidad de cruce (*cruce*), probabilidad de mutación (*mutación*).

**Salida:** Mejor solución encontrada (*mejor\_solución*) y su valor de aptitud (*mejor\_aptitud*).

- 1 **Inicialización:**
- 2 Generar una población inicial aleatoria dentro de los límites.
- 3 Evaluar la función objetivo de cada individuo.
- 4 Identificar la mejor solución inicial.
- 5 **for**  $t = 1$  **to** *generaciones* **do**
- 6     **Selección de padres (torneo):**
- 7     Seleccionar pares de individuos con mejor aptitud.
- 8     **Cruce:**
- 9     **for** *cada par de padres seleccionados* **do**
- 10         **if** *se cumple la probabilidad de cruce* **then**
- 11             └─ Generar descendencia combinando los genes de los padres.
- 12     **Mutación:**
- 13     **for** *cada individuo en la descendencia* **do**
- 14         **if** *se cumple la probabilidad de mutación* **then**
- 15             └─ Aplicar una alteración aleatoria a sus valores.
- 16     **Selección de la nueva generación (elitismo):**
- 17     Mantener los mejores individuos de la población anterior.
- 18     Completar la nueva generación con los mejores descendientes.
- 19     **if** *se encuentra una mejor solución global* **then**
- 20         └─ Actualizar la mejor solución.
- 21 **Retornar:** la mejor solución encontrada y su valor de aptitud.

---

evalúa su función objetivo. Si una nueva solución mejora la existente, se reemplaza en la población.

- **Actualización de la mejor solución:** Se selecciona la mejor solución dentro de la población y, si mejora la mejor solución global encontrada hasta el momento, se actualiza.
- **Reducción del radio de búsqueda:** Se ajusta progresivamente el radio de búsqueda para enfocar la exploración alrededor de la mejor solución encontrada.
- **Finalización:** Una vez completadas las iteraciones definidas, se retorna la mejor solución obtenida junto con su valor de aptitud.

Su estructura permite un balance entre diversificación e intensificación de la búsqueda en el espacio de solución, lo que resulta beneficioso en problemas de optimización no lineales y

no convexos, como la integración de DERs en SEDs de ZNI. Es por esto que ha sido usada en diferentes investigaciones relacionadas con el tema [213, 214, 215].

El Algoritmo 2 muestra el detalle del pseudocódigo usado a la hora de implementar la técnica de optimización VSA.

---

**Algoritmo 2:** Pseudocódigo del algoritmo de optimización de búsqueda de vórtices.

---

**Entrada:** Dimensión del problema (*dimensión*), número de iteraciones (*iteraciones*), tamaño de la población (*población*), límites inferiores (*límite\_inf*) y superiores (*límite\_sup*).

**Salida:** Mejor solución encontrada (*mejor\_solución*) y su valor de aptitud (*mejor\_apitud*).

**1 Inicialización:**

2 Generar una población inicial aleatoria dentro de los límites.

3 Evaluar la función objetivo de cada solución.

4 Identificar la mejor solución inicial y su valor de aptitud.

5 Definir el radio de búsqueda como el rango máximo de las variables.

6 Definir un factor de reducción del radio (*factor\_reducción*).

7 **for**  $t = 1$  **to** *iteraciones* **do**

8     **Generación de nuevas soluciones:**

9     **for**  $i = 1$  **to** *población* **do**

10         Generar una nueva solución perturbando aleatoriamente la mejor solución actual dentro de un radio determinado.

11         Asegurar que la nueva solución esté dentro de los límites.

12         Evaluar la función objetivo de la nueva solución.

13         **if** *su aptitud es mejor que la solución actual en la población* **then**

14             Reemplazar la solución en la población.

15     **Actualización de la mejor solución global:**

16     Determinar la mejor solución de la población y su aptitud.

17     **if** *su aptitud es mejor que la mejor solución global registrada* **then**

18         Actualizar la mejor solución global y su aptitud.

19     **Reducción del radio de búsqueda:**

20     Multiplicar el radio de búsqueda por el *factor\_reducción*.

21     **if** *se alcanza el criterio de convergencia* **then**

22         Terminar el algoritmo.

23 **Retornar:** la mejor solución y su valor de aptitud.

---

### 3.4.1.3 Algoritmo de Optimización de la Viuda Negra

El Algoritmo de Optimización de la Viuda Negra (BWOA, por sus siglas en inglés) es una técnica metaheurística inspirada en el comportamiento reproductivo y de selección natural de las arañas viuda negra [216]. Este algoritmo imita procesos como el apareamiento, la eliminación de crías no viables y la competencia por la supervivencia para mejorar la calidad de las soluciones obtenidas en cada iteración. Su mecanismo de selección agresiva favorece la convergencia rápida, lo que lo hace especialmente útil en la resolución de problemas de optimización con grandes espacios de búsqueda y restricciones complejas. A continuación, se detallan cada una de sus etapas:

- **Inicialización:** Se genera una población inicial aleatoria dentro de los límites definidos del problema y se evalúa la función objetivo (aptitud) de cada individuo. Luego, se ordena la población según su aptitud y se selecciona la mejor solución.
- **Reproducción:** Se seleccionan pares de los mejores individuos como padres y se generan nuevas soluciones mediante cruce.
- **Canibalismo:** Se elimina un porcentaje de la descendencia menos apta, con esto, se logra mantener la calidad de la población y evitar la proliferación de soluciones débiles.
- **Mutación:** Se aplican alteraciones aleatorias a ciertos individuos de la descendencia con una probabilidad definida, favoreciendo una mayor exploración del espacio de búsqueda.
- **Selección de supervivientes:** Se combinan los mejores individuos de la descendencia con la población actual, ordenándolos nuevamente según su aptitud y seleccionando los más aptos para incluirlos en la siguiente iteración.
- **Actualización de la mejor solución:** Si se encuentra una mejor solución global durante el proceso, se actualiza para garantizar la evolución del algoritmo.
- **Finalización:** Tras completar el criterio de convergencia, se retorna la mejor solución encontrada y su valor de aptitud.

Su mecanismo de selección favorece una convergencia rápida hacia soluciones de alta calidad, lo que lo hace útil para la optimización de problemas con grandes espacios de búsqueda y restricciones complejas. Por esta razón, ha sido utilizado por diversos autores en la solución

de problemas de planificación y operación de SEDs en el contexto de la integración de DERs [217, 218, 219].

El Algoritmo 3 muestra el detalle del pseudocódigo usado a la hora de implementar la técnica de optimización BWOA.

---

**Algoritmo 3:** Pseudocódigo del algoritmo de optimización de la viuda negra.

---

**Entrada:** Número de individuos (*población*), número de variables (*dimensión*), número máximo de iteraciones (*iteraciones*), límites inferiores y superiores de las variables, porcentaje de canibalismo (*canibalismo*), tasa de mutación (*mutación*).

**Salida:** Mejor solución encontrada (*mejor\_solución*) y su valor de aptitud (*mejor\_apitud*).

- 1 **Inicialización:**
- 2 Generar una población inicial aleatoria dentro de los límites.
- 3 Evaluar la función objetivo de cada individuo.
- 4 Ordenar la población según su aptitud y seleccionar la mejor solución.
- 5 **for**  $t = 1$  **to** *iteraciones* **do**
- 6     **Reproducción – Generación de descendencia:**
- 7     **for**  $i = 1$  **to**  $población - canibalismo$  **do**
- 8         Seleccionar dos padres de los mejores individuos.
- 9         Generar una nueva solución mediante cruce de los padres.
- 10    **Canibalismo – Eliminación de individuos:**
- 11    Eliminar un porcentaje de la descendencia más débil.
- 12    **Mutación – Introducción de diversidad:**
- 13    **for** *cada individuo en la descendencia* **do**
- 14         **if** *se cumple la probabilidad de mutación* **then**
- 15             Alterar la solución de forma aleatoria.
- 16    **Selección de supervivientes:**
- 17    Combinar la descendencia con la mejor parte de la población actual.
- 18    Ordenar nuevamente y seleccionar los mejores individuos.
- 19    **if** *se encuentra una mejor solución global* **then**
- 20         Actualizar la mejor solución.
- 21 **Retornar:** la mejor solución encontrada y su valor de aptitud.

---

### 3.4.1.4 Sintonización de algoritmos usados etapa en la etapa líder

La etapa líder de la metodología propuesta utilizó los algoritmos CBGA, VSA y BWOA, cada uno con parámetros específicos que desempeñan un papel importante en los resultados obtenidos durante el proceso de optimización. Con el objetivo de ajustar dichos parámetros en cada una de las técnicas seleccionadas, se implementó un algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO, por sus siglas en inglés) [220]. Este algoritmo fue parametrizado con una población de 30 individuos, una inercia mínima de 0,0010, una inercia máxima de 0,7000 y un

valor de 1,4940 para los coeficientes cognitivo y social, todo ello con un número máximo de 100 iteraciones. Estos valores se utilizaron debido a los buenos resultados reportados por diferentes autores que emplearon el algoritmo PSO para ajustar algoritmos de optimización aplicados a problemas de ingeniería eléctrica [144, 221, 222].

La Tabla 3.11 presenta los parámetros y valores obtenidos durante el proceso de ajuste del algoritmo CBGA. Por su parte, la Tabla 3.12 muestra los parámetros ajustados para el algoritmo VSA y, finalmente, la Tabla 3.13 recoge los valores resultantes del proceso de sincronización del algoritmo BWOA.

**Tabla. 3.11.** Parámetros de ajuste del algoritmo CBGA.

Parámetro	Rango	Valor obtenido
Número de individuos	[1-1 000]	752
Número máximo de iteraciones	[1-200 000]	179 981

**Tabla. 3.12.** Parámetros de ajuste del algoritmo VSA.

Parámetro	Rango	Valor obtenido
Número de individuos	[1-1 000]	751
Número máximo de iteraciones	[1-1 000]	213
Factor de reducción del radio	[0-1]	0,9638

**Tabla. 3.13.** Parámetros de ajuste del algoritmo BWOA.

Parámetro	Rango	Valor obtenido
Número de individuos	[0-2 000]	1 429
Número máximo de iteraciones	[0-2 000]	1 508
Tasa de canibalismo	[0-1]	0,2498
Probabilidad de mutación	[0-1]	0,4882

### 3.4.2 Etapa seguidor

Como se mencionó anteriormente, siguiendo el enfoque líder-seguidor, la etapa líder entrega en cada iteración una solución propuesta a la etapa seguidor. En este punto, la etapa seguidor debe evaluar el impacto de la solución sobre las condiciones operativas del sistema y cuantificar el valor de la función objetivo. Para hacerlo, nuestro estudio utilizó el método de aproximaciones sucesivas trifásico (AST) en el cálculo del flujo de potencia. Este método permite calcular las

tensiones trifásicas en cada nodo de demanda de forma iterativa hasta alcanzar un criterio de convergencia.

Una de sus principales ventajas es que permite tratar las variables directamente en su forma compleja, lo cual elimina la necesidad de realizar transformaciones que, en última instancia, se traducen en una mayor complejidad matemática. La Ecuación (3.33) muestra la expresión recursiva utilizada por este método para encontrar las tensiones trifásicas en los nodos.

$$\mathbb{V}_{d3\varphi,h}^{t+1} = -\mathbb{Y}_{dd3\varphi}^{-1} \left( \mathbb{Y}_{dg3\varphi} \mathbb{V}_{g3\varphi,h} - \mathbb{I}_{d3\varphi,h}^t \right) \quad (3.33)$$

Donde  $\mathbb{V}_{d3\varphi,h}^{t+1}$  representa el vector de voltajes trifásicos en los nodos de demanda en un intervalo de tiempo  $h$ , en la iteración  $t + 1$ . Asimismo,  $\mathbb{Y}_{dd3\varphi}$  y  $\mathbb{Y}_{dg3\varphi}$  corresponden a las componentes de la matriz de admitancia trifásica que relacionan, respectivamente, los nodos de demanda entre sí y los nodos de demanda con los nodos de generación. Por otro lado,  $\mathbb{V}_{g3\varphi,h}$  representa el vector de voltajes trifásicos en los nodos de generación en el período de tiempo  $h$ , mientras que  $\mathbb{I}_{d3\varphi,h}^t$  representa el vector de corrientes trifásicas en los nodos de demanda en la iteración  $t$ .

Una vez obtenidas las tensiones trifásicas en los nodos de demanda, es posible determinar las condiciones operativas del sistema. Con ello, se establece si se cumplen o no el conjunto de restricciones asociadas al modelo de optimización propuesto. De no ser así, la solución propuesta por la etapa líder no es factible y el valor cuantificado para la función objetivo es penalizado. Dicha penalización hace que esa solución no sea atractiva para el algoritmo de optimización. Sin embargo, se toma en cuenta, puesto que puede ser el punto de partida para encontrar una solución de mejor calidad que sea factible en términos operativos. La Ecuación (3.34) permite observar la forma de incluir la penalización mencionada ( $\beta$ ). Esto se modela matemáticamente a través de una expresión conocida como función de adaptación ( $F_{fitness}$ ).

$$F_{fitness} = Función\ objetivo + \beta \left( \begin{array}{l} + \max \{0, \mathbb{V}_{d3\varphi,h} - V_{3\varphi_i}^{\max}\} \\ - \min \{0, \mathbb{V}_{d3\varphi,h} - V_{3\varphi_i}^{\min}\} \\ + \max \{0, \mathbb{I}_{ij3\varphi,h} - I_{3\varphi_{ij}}^{\max}\} \\ - \min \{0, p_{3\varphi_i,h}^{CG} - P_{3\varphi_i}^{CG,\min}\} \\ + \max \{0, SOC_{i,h}^{BAT} - SOC_i^{BAT,\max}\} \\ - \min \{0, SOC_{i,h}^{BAT} - SOC_i^{BAT,\min}\} \end{array} \right) \quad (3.34)$$

Donde  $\mathbb{I}_{ij3\varphi,h}$  representa las corrientes trifásicas en la línea entre los nodos  $i$  y  $j$  en el período de tiempo  $h$ . Asimismo,  $\mathbb{V}_{d3\varphi,h}$  denota los voltajes trifásicos en los nodos de demanda en el mismo período de tiempo. Por otro lado,  $V_{3\varphi_i}^{\min}$  corresponde al valor mínimo permitido para el voltaje en el nodo  $i$ , mientras que  $V_{3\varphi_i}^{\max}$  indica el valor máximo permitido en dicho nodo. En cuanto a las corrientes,  $I_{3\varphi_{ij}}^{\max}$  representa el valor máximo permitido para la corriente en la línea entre los nodos  $i$  y  $j$ .

Como se puede observar en la expresión anterior,  $\beta$  impacta el valor de la función objetivo cuando los voltajes trifásicos en los nodos de demanda en el periodo de tiempo  $h$  son menores que el voltaje mínimo permitido. Este impacto también se presenta en escenarios donde las corrientes trifásicas en la línea entre los nodos  $i$  y  $j$  en el periodo de tiempo  $h$  sobrepasan el valor máximo permitido para la corriente en dicha línea. En esta investigación se toma como  $\beta$  un valor de  $1 \times 10^6$ , el cual se determina de forma heurística.

Es importante mencionar que los límites de voltaje están determinados por aspectos regulatorios propios de la región donde opera el sistema eléctrico. Además, los límites de corriente son establecidos por las características propias de los conductores utilizados para la construcción de cada línea. Finalmente, el Algoritmo 4 presenta cada uno de los pasos necesarios para implementar el método de aproximaciones sucesivas en sistemas trifásicos desequilibrados.

---

**Algoritmo 4:** Implementación del método de aproximaciones sucesivas para solucionar el flujo de carga trifásico.

---

**Entrada:** Datos del sistema de distribución trifásico desequilibrado, matriz de admitancia trifásica, potencias de demanda por fase, voltajes y ángulos iniciales en cada nodo, parámetros del algoritmo (número máximo de iteraciones, criterio de convergencia, periodos a analizar).

**Salida:** Valores de voltaje trifásico en cada nodo y valor numérico de la función de adaptación.

**1 Inicialización:**

2 Recopilar los datos del sistema de distribución trifásico desequilibrado.

3 Obtener la matriz de admitancia trifásica y las potencias de demanda por fase.

4 Registrar los voltajes y ángulos iniciales en cada nodo.

5 Definir los parámetros del algoritmo, incluyendo el número máximo de iteraciones, el criterio de convergencia y los periodos a analizar.

6 **for** cada hora  $h$  en un periodo de 24 horas **do**

7     **Inicializar:** los voltajes y ángulos de fase correspondientes a la hora  $h$ .

8     **Realizar:** la evaluación del flujo de potencia trifásico hasta que se alcance la convergencia o se llegue al máximo de iteraciones.

9     **Calcular:** las corrientes de carga (configuraciones estrella o triángulo).

10    **Determinar:** los voltajes trifásicos en cada nodo utilizando una ecuación recursiva.

11    **Evaluar:** el error comparando los voltajes actuales con los de la iteración anterior.

12    Almacenar los valores de voltaje trifásico para la hora  $h$ .

13 **Calcular:** el valor numérico de la función de adaptación, penalizando la función objetivo si se violan las restricciones.

14 **Retornar:** los valores de voltaje trifásico en cada nodo y el valor de la función de adaptación.

---

### 3.4.3 Codificación propuesta para las soluciones

La codificación del problema de optimización permite representar el conjunto de soluciones enviadas desde la etapa líder a la etapa seguidor. En esta investigación, se adoptó una codificación discreto-continua, representada mediante un vector de dimensión  $1 \times 204$ . Cada una de las 204 posiciones desempeña un papel específico dentro del vector de soluciones propuestas, cuya distribución está relacionada con variables como la cantidad de dispositivos de cada tipo de DER empleado y los intervalos de operación de cada dispositivo según su naturaleza.

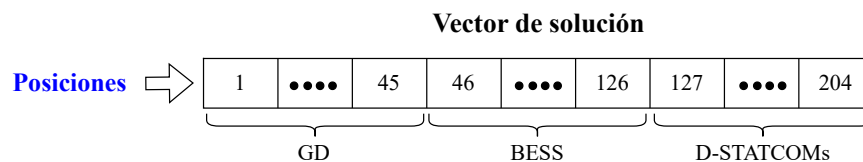
Tal como se describió en la Sección 3.1.4, en esta investigación se utilizaron tres tipos de DERs y tres dispositivos por tipo. Además, se consideraron variables como la ubicación de

los dispositivos dentro del SED, su potencia nominal y los niveles de inyección o absorción de potencia. A continuación, se detallan las cantidades usadas por tipo de DER.

Para las fuentes de GD, considerando que se utilizaron tres dispositivos y que, en las ZNI analizadas, su intervalo de operación se limita a 13 horas (horas del día con potencial de generación fotovoltaica), se emplearon las primeras 45 variables del vector de solución. Las tres primeras posiciones representan la potencia nominal de cada generador, mientras que las posiciones 4 a 6 corresponden a la ubicación de cada GD en el SED. Las posiciones 7 a 45 se destinaron a las variables de operación de las fuentes de GD, con 13 posiciones asignadas por generador.

Para los BESS, se utilizaron las posiciones 46, 47 y 48 para representar la potencia nominal, y las posiciones 49, 50 y 51 para su ubicación dentro del SED. Cada BESS empleó 25 variables para representar el SOC durante la operación del sistema (debido a la necesidad de conocer el estado inicial del SOC y su evolución durante las 24 horas analizadas), por lo cual, para los tres dispositivos, se utilizaron 75 variables distribuidas entre las posiciones 52 y 126 del vector de solución.

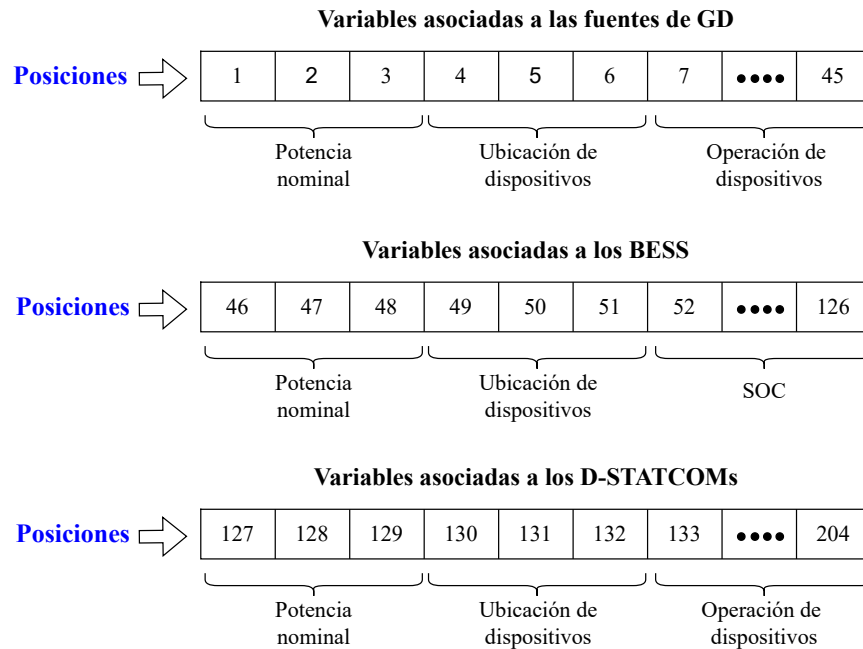
Finalmente, en el caso de los D-STATCOMs, se emplearon las posiciones 127, 128 y 129 para representar la potencia nominal, y las posiciones 130, 131 y 132 para definir su ubicación dentro del sistema. Dado que su análisis operativo abarcó las 24 horas del ciclo diario del SED, se utilizaron 72 variables, correspondientes a las posiciones 133 a 204 del vector de solución. La Figura 3.8 representa el vector de solución y las posiciones asignadas a cada tipo de DER. Asimismo, la Figura 3.9 muestra el detalle de las posiciones utilizadas por cada DER específico.



**Fig. 3.8.** Representación general del vector de solución y asignación de posiciones por tipo de DER.

### 3.4.4 Herramienta utilizada para la resolución de los algoritmos

Esta investigación utilizó MATLAB® como plataforma para la implementación y solución de los algoritmos propuestos, empleando código original desarrollado en su versión académica



**Fig. 3.9.** Detalle de las posiciones del vector de solución utilizadas por cada DER específico.

R2024b. La evaluación de los algoritmos se realizó en una estación de trabajo Dell Precision 3450, equipada con un procesador Intel® Core™ i9-11900 de 11ª generación, con 8 núcleos a 2,5000 GHz y 64 GB de memoria RAM.

### 3.4.5 Evaluación para una hora de las condiciones operativas en los escenarios de implementación propuestos

Tal como se explicó en la Sección 3.1, esta investigación consideró tres escenarios de implementación diferentes: Nuquí, Leticia y la isla de San Andrés, asociados a sistemas de prueba previamente reportados en la literatura, con 8, 25 y 37 nodos, respectivamente. En el trabajo desarrollado por Cortés et al. [164], se evaluaron las condiciones operativas de estos tres sistemas, y para su análisis, se compararon los resultados obtenidos mediante dos herramientas diferentes: MATLAB® y DigSILENT®. En la Tabla 3.14 se pueden ver las pérdidas de potencia activa para cada sistema de prueba.

Como se mencionó anteriormente, esta investigación utilizó la versión R2024b de MATLAB® como herramienta para la resolución de los algoritmos. En consecuencia, el primer paso consistió en programar el flujo de carga trifásico en dicha plataforma, con el fin de evaluar la operación en

**Tabla. 3.14.** Pérdidas de potencia calculadas a través de MATLAB® y DigSILENT® para cada sistema de prueba.

Sistemas de prueba	MATLAB®	DIgSILENT®	Unidades
8 nodos	13,9925	13,9940	kW
25 nodos	75,4207	75,4232	kW
37 nodos	76,1357	76,1386	kW

una hora única de los tres sistemas de prueba utilizados. En esta etapa, los resultados reportados por Cortés et al. [164] sirvieron como referencia para validar el correcto funcionamiento del algoritmo implementado.

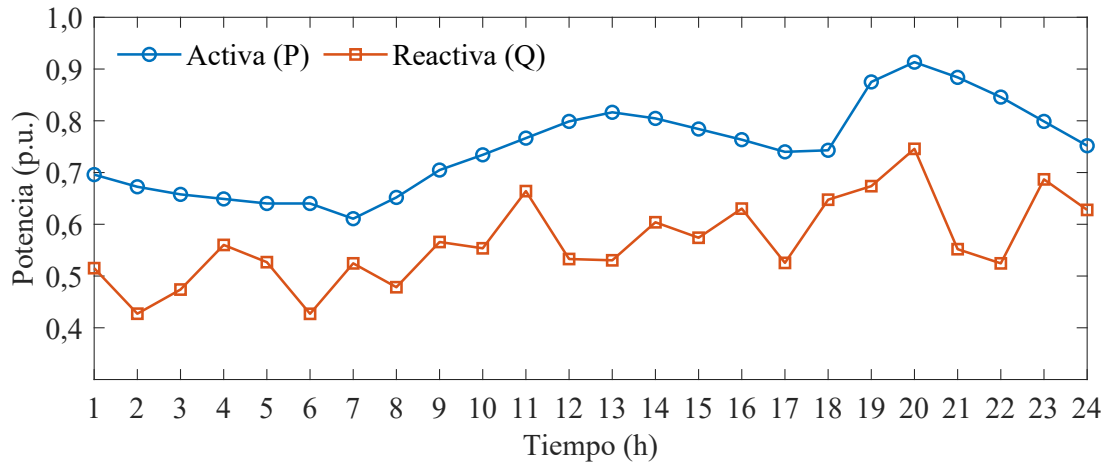
La evaluación del flujo de carga trifásico también permitió determinar la corriente trifásica en cada una de las líneas de los tres sistemas de prueba. Con esta información, y con base en la normativa colombiana vigente para la selección de conductores eléctricos (NTC 2050, tabla 310-16), se determinó un tipo de conductor por línea, y se establecieron los valores máximos de corriente admisible. Esta información se presenta en el Anexo A, en las Tablas A.1, A.2 y A.3, para los sistemas de 8, 25 y 37 nodos, respectivamente.

### 3.4.6 Adaptación y evaluación para 24 horas de las condiciones operativas en los escenarios de implementación propuestos

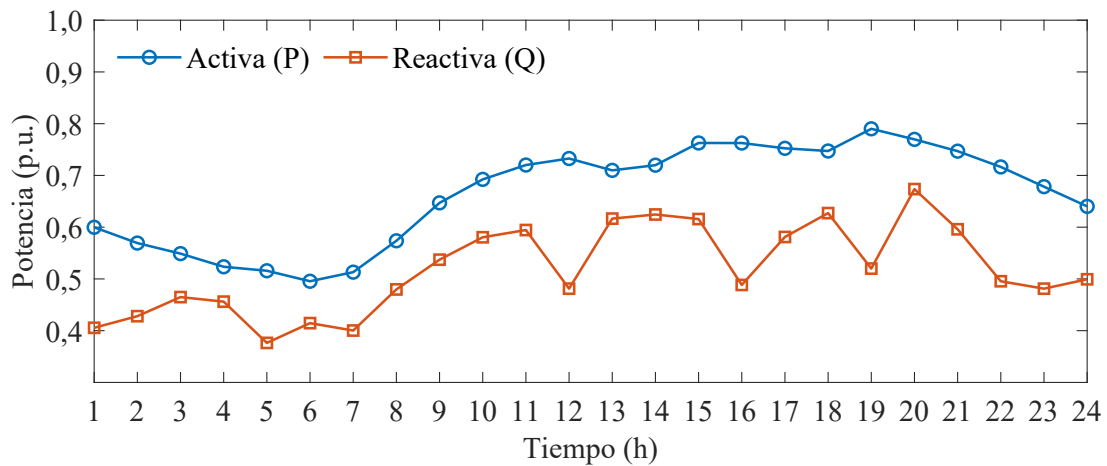
Después de definir los conductores a utilizar, se estableció un período de operación para cada sistema de prueba, el cual se analizó en 24 intervalos de una hora. Para ello, cada sistema fue adaptado conforme a las características particulares de cada ZNI, especialmente en lo relacionado con la demanda de potencia activa y reactiva.

En esta etapa, se empleó la información presentada en la Sección 3.2.2 para ajustar los valores nominales de potencia activa y reactiva, descritos en las Secciones 3.1.1.1, 3.1.2.1 y 3.1.3.1, de acuerdo con la curva de operación de 24 horas correspondiente a cada escenario: Nuquí, Leticia y la isla de San Andrés. Específicamente, el sistema de prueba de 8 nodos utilizó las curvas mostradas en la Figura 3.10; el sistema de 25 nodos, las curvas de la Figura 3.11; y el sistema de 37 nodos, las curvas representadas en la Figura 3.12.

Después de integrar las curvas de potencia activa y reactiva en cada sistema de prueba, y utilizando el flujo de carga trifásico, se calcularon las variables eléctricas correspondientes a un día típico de operación en cada ZNI. El análisis inició con la determinación del porcentaje de



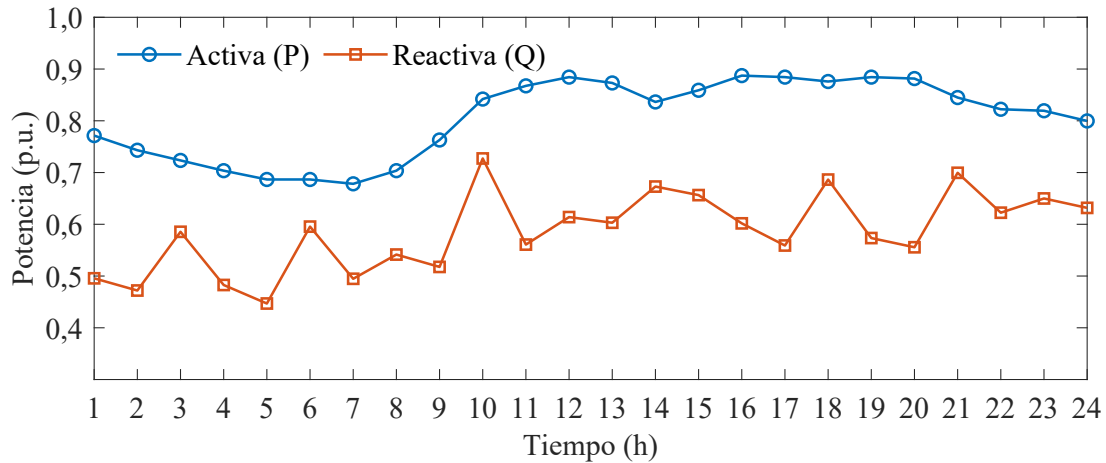
**Fig. 3.10.** Curvas en p.u. de demanda de potencia activa y reactiva para 24 horas de operación en el sistema de prueba de 8 nodos (escenario Nuquí).



**Fig. 3.11.** Curvas en p.u. de demanda de potencia activa y reactiva para 24 horas de operación en el sistema de prueba de 25 nodos (escenario Leticia).

carga eléctrica de cada fase en cada línea. En este caso, el 100% de carga se definió con respecto a los límites establecidos en el Anexo A para cada escenario. Además de lo anterior, también se calcularon los voltajes trifásicos en cada uno de los nodos de cada escenario.

A partir de la información obtenida, fue posible establecer los límites operativos de cada escenario para un día típico de operación. La Tabla 3.15 presenta el mayor porcentaje de carga, junto con la línea, la fase y la hora en que ocurrió, para cada uno de los escenarios. Asimismo, en esta tabla se reportan los valores máximos y mínimos de voltaje en los nodos de demanda, indicando específicamente el nodo, la fase y la hora en que se registraron dichos valores.



**Fig. 3.12.** Curvas en p.u. de demanda de potencia activa y reactiva para 24 horas de operación en el sistema de prueba de 37 nodos (escenario Isla de San Andrés).

**Tabla. 3.15.** Límites operativos por escenario: porcentaje máximo de carga y valores extremos de voltaje para un día típico

Escenario	Corriente máx.			Voltaje máx.				Voltaje mín.				
	%	Línea	Fase	Hora	p.u.	Nodo	Fase	Hora	p.u.	Nodo	Fase	Hora
Nuquí	86,9425	2	C	20	0,9997	8	A	6	0,9932	4	C	20
Leticia	64,5907	8	A	20	0,9941	2	B	5	0,9533	12	A	20
Isla de San Andrés	80,7647	1	C	18	0,9969	22	B	5	0,9486	19	A	18

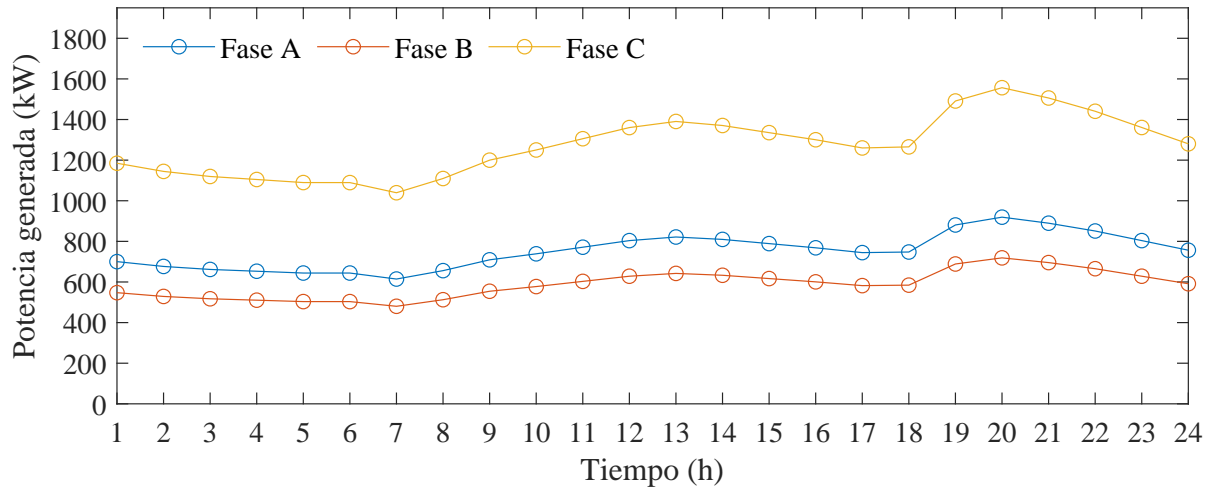
### 3.4.7 Definición de los casos base en cada escenario de implementación propuesto

Una vez conocidas las condiciones operativas de cada escenario, fue posible cuantificar el valor de las tres funciones objetivo propuestas en la Sección 3.3.1. Se calcularon los costos operativos totales, las pérdidas de energía y las emisiones de  $CO_2$  correspondientes a un día típico de operación en cada escenario. Los valores obtenidos en cada caso se pueden ver en la Tabla 3.16. Además, la Figura 3.13 muestra la potencia generada en el nodo de subestación (nodo slack) para satisfacer las cargas en Nuquí; la Figura 3.14 presenta la potencia generada en Leticia; y la Figura 3.15 ilustra la potencia generada para cubrir la demanda en la isla de San Andrés.

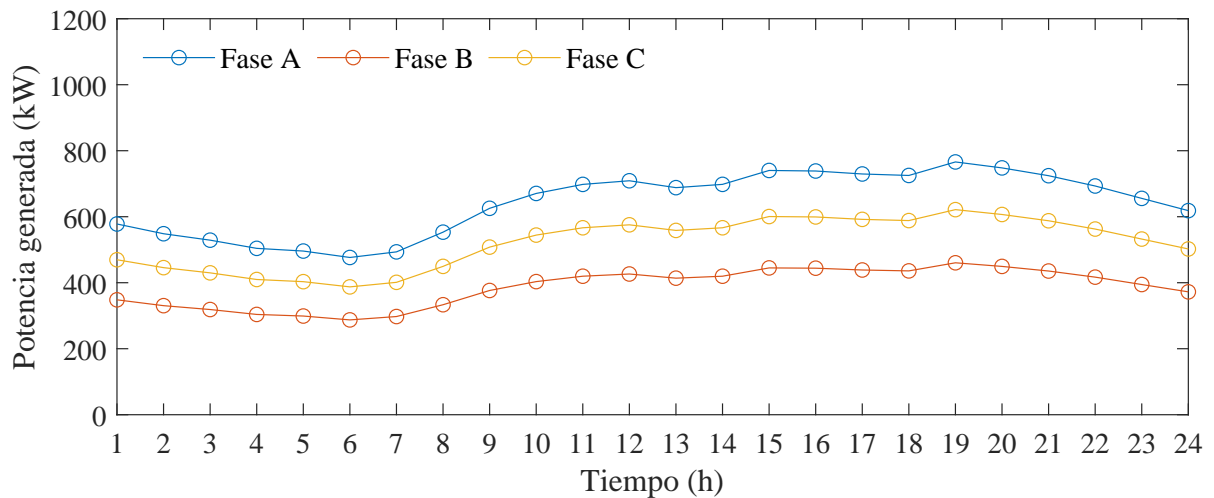
En esta investigación, además de abordar el problema de operación de los diferentes tipos de DERs, también se consideró su integración dentro del SED de cada ZNI. Por lo tanto, el problema general se formuló como un problema de planificación en un horizonte de tiempo determinado, el cual, en este caso, se estableció en 20 años, debido a que es el tiempo de vida

**Tabla. 3.16.** Costos operativos totales, pérdidas de energía y emisiones de  $CO_2$  para un periodo de evaluación de 24 horas en cada escenario.

Escenario	Costos totales de operación (USD)	Pérdidas de energía (kW)	Emisiones de $CO_2$ (kg de $CO_2$ )
Nuquí	19 105,6959	174,2636	16 753,3293
Leticia	11 382,6404	688,2135	9 932,1352
Isla de San Andrés	14 801,0081	1 062,6576	12 964,0061

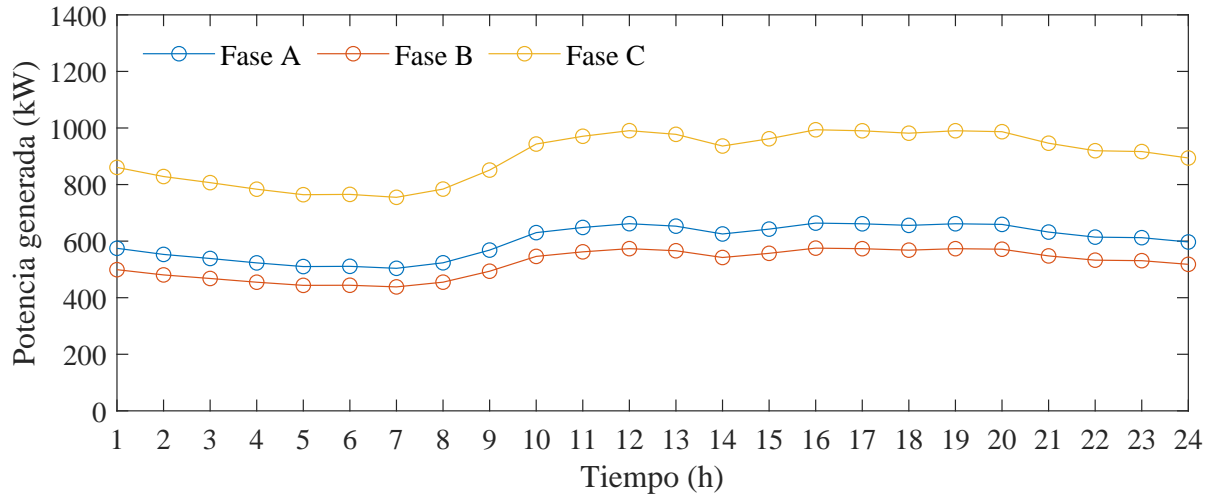


**Fig. 3.13.** Potencia trifásica generada en el nodo de subestación para el caso base propuesto en Nuquí (sistema de 8 nodos).



**Fig. 3.14.** Potencia trifásica generada en el nodo de subestación para el caso base propuesto en Leticia (sistema de 25 nodos).

útil de las fuentes de GD (tecnología más longeva [223, 224]). Razón por la cual fue necesario determinar el valor de cada función objetivo considerando el valor anualizado de los costos de



**Fig. 3.15.** Potencia trifásica generada en el nodo de subestación para el caso base propuesto en Isla de San Andrés (sistema de 37 nodos).

operación del sistema. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 3.17.

**Tabla. 3.17.** Costos operativos totales, pérdidas de energía y emisiones de  $CO_2$  anualizadas, calculadas a partir de un día típico de operación para cada escenario evaluado.

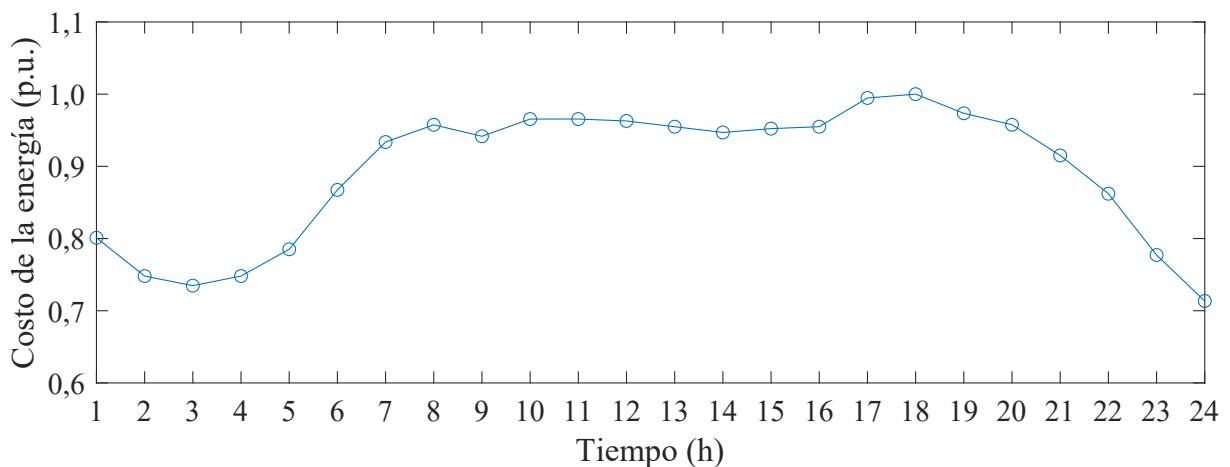
Escenario	Costos totales de operación (USD)	Pérdidas de energía (kW)	Emisiones de $CO_2$ (kg de $CO_2$ )
Nuquí	6 973 578,9895	63 606,2196	6 114 965,1917
Leticia	4 154 663,7330	251 197,9100	3 625 229,3313
Isla de San Andrés	5 402 367,9561	387 870,0244	4 731 862,2152

### 3.4.8 Consideraciones adicionales

Para el cálculo de la función objetivo económica descrita en la Sección 3.3.1.1, se consideraron los siguientes aspectos:

- El precio promedio del kWh en Colombia, correspondiente a las fuentes de generación diésel utilizadas, reportado en [225]. Este valor ha sido empleado en diferentes investigaciones relacionadas con el tema [209, 139, 144].
- Para calcular el factor de incremento del costo de la energía ( $Ac$ ) y el factor de anualidad para pagos periódicos ( $Aa$ ), se utilizaron los siguientes valores: un periodo de planeación ( $N_t$ ) de 20 años; una tasa interna de retorno esperada ( $t_a$ ) del 10%; un porcentaje previsto de crecimiento anual del costo de energía ( $t_e$ ) del 2%. Esta información fue tomada de [205].

- Los costos de operación y mantenimiento de las fuentes de GD ( $C_{O\&M}^{GD}$ ) y los BESS ( $C_{O\&M}^{BAT}$ ), se obtuvieron de la investigación realizada por Cortés et al. [205]. De igual forma, los costos asociados a la operación y mantenimiento de los D-STATCOMs ( $C_{O\&M}^{DST}$ ) fueron tomados de [226].
- El costo de inversión para las fuentes de GD y los BESS se tomó de [227, 186]. Cabe resaltar, tal como se explicó en la Sección 3.3.1.1, que el único tipo de DER susceptible de reemplazo durante el horizonte de planeación son los BESS. Por esta razón, se utilizó el mismo costo de inversión para calcular el costo de reposición de estos dispositivos. Asimismo, para el cálculo del costo de inversión en los D-STATCOMs se empleó un factor de anualización  $\gamma$ , tomado de [186], junto con los coeficientes  $\omega_1$ ,  $\omega_2$  y  $\omega_3$ , obtenidos de [228].
- Con el fin de representar un escenario con variabilidad en el costo de la energía durante un día de operación, se utilizó la curva de costo de energía variable reportada por [229]. La Figura 3.16 muestra dicha curva, expresada en p.u., representando un enfoque de gestión más inteligente de la energía. Esta estrategia permite a los operadores del sistema penalizar con un mayor costo las horas de mayor consumo e incentivar la demanda durante los períodos de baja carga.



**Fig. 3.16.** Curva de variación porcentual del costo de la energía durante un día de operación.

En cuanto a la función objetivo ambiental, se utilizó el factor de emisiones de  $CO_2$  reportado en [230], que está asociado a las fuentes de generación diésel empleadas en los escenarios propuestos.

Asimismo, es importante señalar que se adoptaron como límites de tensión los valores de 0,9000 y 1,0500 p.u., en concordancia con la normativa vigente para el territorio colombiano en

este tipo de redes eléctricas. Estos valores reflejan la variabilidad permitida del +5% y -10% respecto a la tensión nominal del sistema, según lo establecido en la NTC 1340 [221].

En la Tabla 3.18 se presentan todos los parámetros antes mencionados, sus valores y las respectivas fuentes.

**Tabla. 3.18.** Parámetros empleados en el estudio

Fuente	Parámetro	Valor	Unidades
[225]	Precio promedio del kWh (generación diésel)	0,2912	USD/kWh
[205]	Periodo de planeación, $N_t$	20	años
[205]	Tasa interna de retorno, $t_a$	10	%
[205]	Crecimiento anual del costo de energía, $t_e$	2	%
[205]	Costos O&M fuentes GD, $C_{O\&M}^{GD}$	0,0019	USD/kWh
[205]	Costos O&M BESS, $C_{O\&M}^{BAT}$	0,0017	USD/kWh
[226]	Costos O&M D-STATCOMs, $C_{O\&M}^{DST}$	0,0068	USD/kvar
[227]	Costo inversión fuentes GD	1 036,4900	USD/kWh
[186]	Costo inversión BESS	47,9351	USD/kWh
[186]	Factor de anualización, $\gamma$	0,0500	—
[228]	Coefficiente $\omega_1$	0,0003	USD/kvar
[228]	Coefficiente $\omega_2$	0,3051	USD/kvar
[228]	Coefficiente $\omega_3$	127,3800	USD/kvar
[230]	Factor de emisiones de $CO_2$	0,2671	kg de $CO_2$ /kWh
[221]	Límites de tensión	0,9000–1,0500	p.u.

## 4. Resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos tras la evaluación de la metodología descrita en el capítulo anterior. En cada uno de los escenarios de implementación propuestos, se optimizaron las funciones objetivo planteadas en el modelo matemático (ver Sección 3.3.1).

Para ello, se emplearon tres técnicas de optimización diferentes, con el fin de comparar sus resultados en términos de reducción de cada función objetivo. Cada técnica fue evaluada en 100 ejecuciones independientes, lo que permitió identificar la iteración con la mayor reducción en cada función objetivo, de acuerdo con las variables de decisión propuestas. Estas ejecuciones también permitieron realizar un análisis estadístico del desempeño de cada técnica utilizada.

En cada escenario se propuso integrar tres fuentes de GD, tres BESS y tres D-STATCOMs. Además, el problema de optimización consistió en determinar la potencia nominal, la ubicación dentro del SED y la operación de los dispositivos en cada caso. Estas constituyen las variables de decisión del problema, orientadas a reducir los costos totales del sistema, las pérdidas de energía y las emisiones de  $CO_2$ , todo ello para un horizonte de planeación de 20 años, tal como se explicó en la Sección 3.3.1.

Cabe resaltar que, en los escenarios de prueba definidos, la generación eléctrica en el caso base depende exclusivamente de un grupo electrógeno que opera con combustible fósil, lo cual refleja con precisión la situación real de los SEDs en las ZNI seleccionadas. En consecuencia, al integrar los DERs mediante la metodología propuesta, no se eliminó esta fuente convencional, sino que se adoptó un esquema de operación conjunta, en el cual los recursos distribuidos contribuyen a reemplazar en un alto porcentaje el uso de dichos equipos. No obstante, el grupo electrógeno continúa operando junto con los DERs, configurando así un sistema híbrido. Esta disposición permite aprovechar al máximo los recursos renovables y el almacenamiento disponible, manteniendo al generador térmico como respaldo en condiciones operativas exigentes, lo que reduce de forma considerable su participación y, en consecuencia, las pérdidas de energía, los costos y las emisiones asociadas a su uso.

## 4.1 Implementación de la metodología líder-seguidor en el escenario de prueba de Nuquí

La presente sección muestra la evaluación de la metodología líder-seguidor al ser implementada en el escenario de prueba correspondiente a Nuquí. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada función objetivo y sus respectivas variables de decisión. Además, se realiza un análisis de las condiciones operativas del sistema después de implementar las soluciones propuestas.

### 4.1.1 Optimización de la función objetivo económica en Nuquí

En la Sección 3.4.7 se presentaron los valores correspondientes a cada función objetivo evaluada para un año de operación de los diferentes sistemas de prueba. En el caso particular de la función objetivo económica en Nuquí, los costos totales calculados para el sistema fueron de 6 973 578,9900 USD. Tomando este valor como caso base, se implementó la metodología líder-seguidor utilizando los algoritmos de optimización CBGA, VSA y BWOA, cada uno evaluado en 100 ejecuciones independientes.

Es importante señalar que los costos totales consideran cuatro componentes económicos: (i) los costos asociados a la compra de energía proveniente de las fuentes convencionales, (ii) los costos de operación y mantenimiento de cada uno de los DERs integrados, (iii) los costos de inversión inicial en los dispositivos, y (iv) los costos de reemplazo de los dispositivos durante el horizonte de planificación del proyecto, establecido en veinte años (véase la Sección 3.3.1.1). Con base en lo anterior, cabe mencionar que las reducciones obtenidas por cada algoritmo ya consideran todos los costos asociados, por lo que el porcentaje reportado corresponde a un ahorro neto, calculado después de cubrir la totalidad de los costos del proyecto.

A partir de los resultados obtenidos, se seleccionaron las soluciones con el mejor rendimiento en términos de la función objetivo para cada algoritmo. La Tabla 4.1 presenta un resumen de estos resultados.

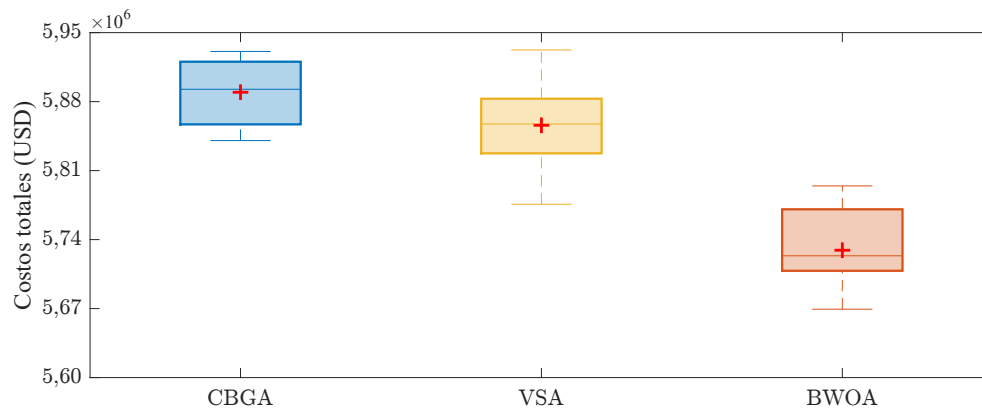
En cuanto a la reducción de los costos totales, el BWOA obtuvo la mejor solución, con una reducción del 18,7021%, seguido por el VSA con un 17,3167% y el CBGA con un 16,2487%. Esto indica que, desde una perspectiva puramente económica, el BWOA fue la técnica con mejor rendimiento. Sin embargo, su tiempo promedio de procesamiento por solución fue mayor en

**Tabla. 4.1.** Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de costos totales, tiempo de procesamiento y repetibilidad en Nuquí.

Algoritmo	Costos caso base (USD)	Costos mejor solución (USD)	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	6 973 578,9895	5 840 462,9355	16,2487	225,5425	0,0054
VSA	6 973 578,9895	5 765 984,9568	17,3167	557,2399	0,0035
BWOA	6 973 578,9895	5 669 369,6990	18,7021	2 674,0614	0,0073

comparación con los demás algoritmos. Aspecto en el que se destaca el CBGA al emplear solo 225,5425 segundos en promedio para encontrar cada solución.

Con respecto a la repetibilidad de las soluciones, los tres algoritmos presentaron desviaciones estándar relativas bajas. El VSA fue el más estable, con un valor de 0,0035, seguido del CBGA y el BWOA. El diagrama de cajas y bigotes de la Figura 4.1 muestra información relevante sobre la dispersión de las soluciones, posibles valores atípicos, así como los valores de la mediana, el mínimo y el máximo obtenidos a partir de las 100 soluciones generadas.



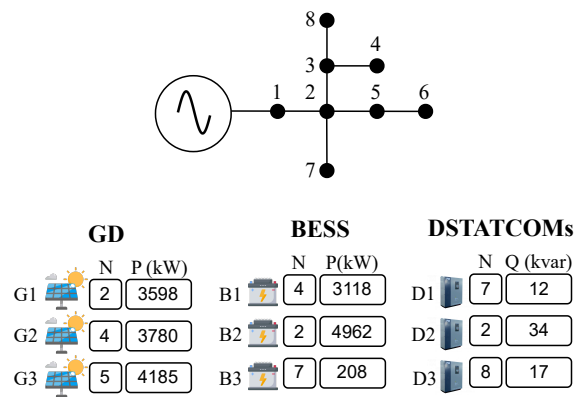
**Fig. 4.1.** Análisis estadístico para los costos totales (USD) obtenidos con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en Nuquí.

Este diagrama muestra un buen desempeño general de los tres algoritmos evaluados, cuyas distribuciones son estables y no presentan valores atípicos. Además, se observa que el BWOA alcanza el menor costo total mediano en comparación con el VSA y el CBGA.

Dado que el objetivo principal de esta investigación fue lograr la mayor reducción posible de los costos totales asociados a la operación del sistema, y considerando que se trata de un problema de planificación a largo plazo, se seleccionó el BWOA para un análisis más detallado, ya que fue el algoritmo que presentó la mayor disminución de costos. En este análisis se tuvieron en cuenta tanto las variables de decisión como las condiciones operativas del sistema tras la implementación de la solución propuesta.

#### 4.1.1.1 Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo económica en Nuquí

Tal como se mencionó en la Sección 3.4.3, cada una de las soluciones enviadas por el algoritmo de optimización desde la etapa líder hacia la etapa seguidora estuvo compuesta por un vector de tamaño  $1 \times 204$ , en el cual la técnica de optimización determinó la potencia nominal, la ubicación y los niveles de operación de cada dispositivo. La Figura 4.2 muestra la ubicación y la potencia nominal asignada a cada uno, información que permitió al algoritmo BWOA alcanzar el mejor valor para la función objetivo económica.



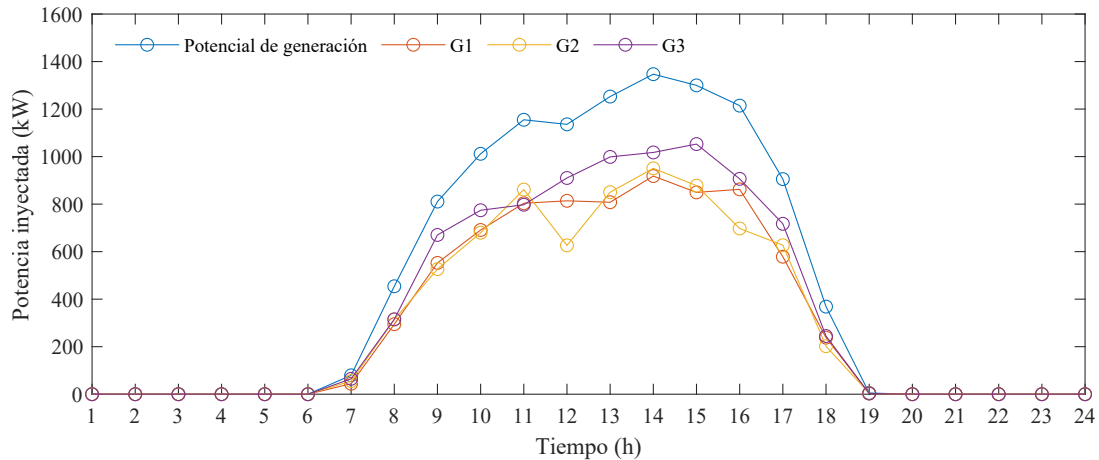
**Fig. 4.2.** Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ ,  $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo económica para Nuquí.

En esta figura se observa que en el nodo 2 se instalaron una fuente de GD, un sistema de BESS y un DSTATCOM, lo cual resalta la importancia de este nodo en el sistema, tanto por su ubicación como por la demanda de potencia que presenta. Asimismo, el algoritmo determinó que los nodos 2 y 4 debían operar de manera conjunta, cada uno con una fuente de GD y un BESS, lo que sugiere una estrategia de respaldo entre dispositivos.

Respecto a las potencias nominales de los equipos, es importante señalar que, si bien la instalación de D-STATCOMs puede ser técnicamente beneficiosa, desde el punto de vista de la optimización económica, estos dispositivos resultan menos convenientes. Esta conclusión se respalda por los bajos niveles de potencia nominal asignados a dichos equipos.

El vector de soluciones también proporcionó el perfil de operación para cada uno de los nueve dispositivos integrados al sistema. Tal como se mencionó en la Sección 3.4.3, se consideraron trece intervalos de operación para cada fuente de GD, veinticinco para el SOC de cada BESS y veinticuatro para cada D-STATCOM. La Tabla B.1 presenta el perfil horario de operación

correspondiente para las fuentes de GD y los D-STATCOMs. Asimismo, el SOC de cada BESS y su respectiva gestión de potencia se puede ver en la Tabla B.2 (tablas disponibles en el Anexo B). Complementariamente, la Figura 4.3 muestra la representación gráfica de la operación diaria de las fuentes de GD.

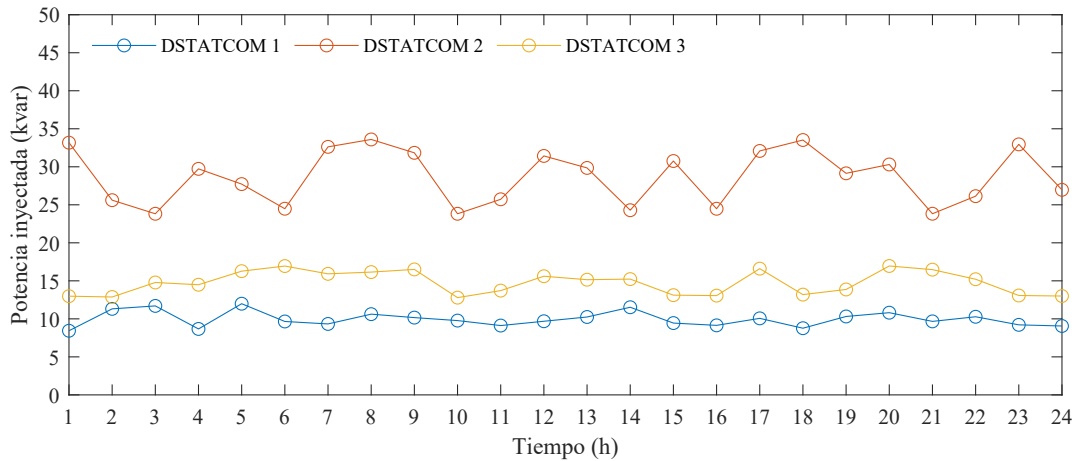


**Fig. 4.3.** Potencial de generación máximo e inyección de potencia propuesta para los generadores G1, G2 y G3 por el BWOA para la función objetivo económica en Nuquí.

En esta figura, la curva de color azul representa el potencial máximo de generación disponible durante el proceso de optimización. Este se obtuvo a partir de la potencia nominal máxima permitida en las fuentes de GD (5 000 kW) y de la curva de potencial de generación correspondiente a Nuquí (véase la Sección 3.2.1.1). Asimismo, las curvas asociadas a cada generador también fueron determinadas por la potencia nominal asignada por el algoritmo a cada dispositivo (3 598 kW, 3 780 kW y 4 185 kW para G1, G2 y G3, respectivamente), así como por la misma curva de potencial de generación antes mencionada. En consecuencia, el BWOA fue el encargado de determinar los niveles de inyección de potencia más convenientes para cada hora de operación de las fuentes de GD.

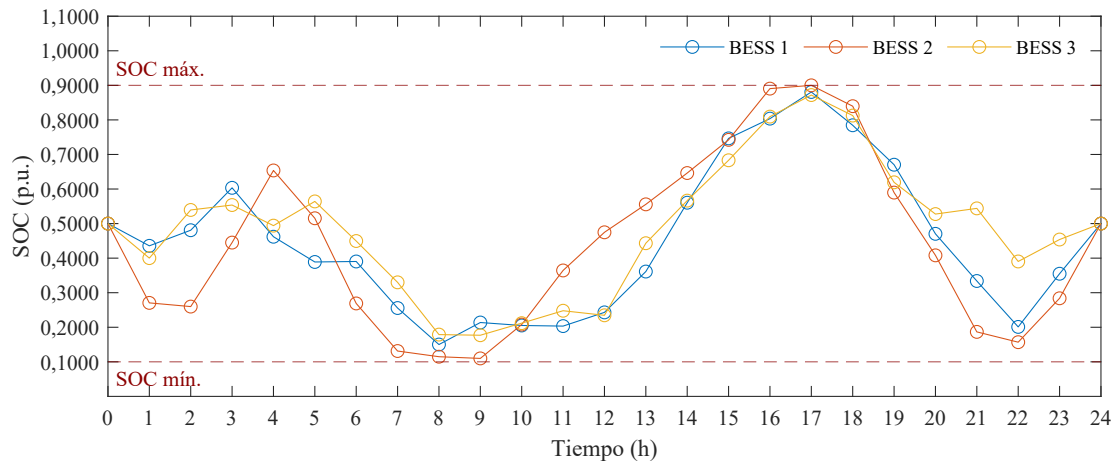
De la misma forma, la Figura 4.4 ilustra el perfil de operación sugerido por el BWOA para los D-STATCOMs.

En esta Figura se puede ver que los tres D-STATCOMs operan con diferentes niveles de inyección y variabilidad: el D-STATCOM 2 presenta una participación más dinámica, mientras que los D-STATCOM 1 y 3 mantienen comportamientos estables con menores inyecciones de potencia reactiva. Tal y como se mencionó anteriormente, los bajos niveles de inyección de estos dispositivos sugieren que, para la función objetivo económica, su instalación resulta menos conveniente.



**Fig. 4.4.** Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en Nuquí.

En cuanto a los BESS, la Figura 4.5 muestra la representación gráfica del SOC correspondiente a cada uno de los dispositivos.



**Fig. 4.5.** Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo económica en Nuquí.

Nótese cómo para cada BESS, el BWOA sugirió un comportamiento alineado con factores como el periodo de inyección de potencia por parte de las fuentes de GD (en el caso de Nuquí, desde las 7 hasta las 19 horas) y la curva variable del costo de la energía, presentada en la Sección 3.4.8. Cada BESS tiende a cargarse en los intervalos donde el costo de la energía es más bajo (desde la hora 1 hasta la hora 3), así como en los períodos en los que hay disponibilidad de potencia proveniente de las fuentes de GD (a partir de la hora 7). Asimismo, cada BESS entrega energía al sistema una vez finalizado el periodo de influencia de las fuentes de GD.

A partir de la información de la Figura 4.5, también fue posible verificar el cumplimiento de

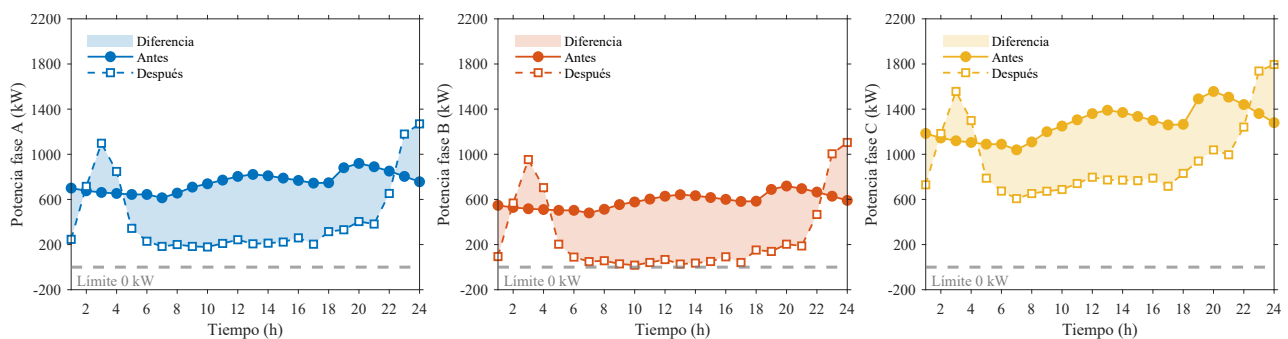
varias restricciones establecidas en el modelo matemático. Por ejemplo, la condición de SOC inicial y final para un día de operación, fijada en 0,5000 p.u. (véase Sección 3.3.2.8), así como los límites operativos del SOC, definidos entre 0,1000 p.u. y 0,9000 p.u. (véase Sección 3.3.2.10). También se pudo verificar el cumplimiento de la restricción asociada al delta de carga y descarga de los BESS, mencionada en la Sección 3.3.2.9.

#### 4.1.1.2 Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en Nuquí

Además del análisis de las funciones objetivo, la evaluación de las condiciones operativas del sistema tras la implementación de la solución propuesta por cada algoritmo resulta fundamental. Aspectos relevantes como los voltajes nodales, la corriente a través de las líneas y los niveles de inyección de potencia de los generadores convencionales deben ser considerados para validar el cumplimiento de las restricciones operativas establecidas en el modelo matemático.

En este contexto, se observó que el menor voltaje fue de 0,9929 p.u. y se presentó en el nodo 4, fase C, durante la hora 23, mientras que el mayor voltaje fue de 1,0013 p.u. y se registró en el nodo 4, fase A, a la hora 11. Por su parte, el mayor porcentaje de carga se presentó en la línea 5, fase C, durante la hora 23, con un valor de 97,9439%. Con estos resultados, se verificó que tanto los niveles de tensión como el flujo de corriente a través de las líneas cumplieron con las restricciones establecidas en el modelo matemático.

También se verificó que la potencia trifásica entregada por el generador convencional no presentara valores negativos al implementar la solución propuesta por el algoritmo BWOA (restricción planteada en la sección 3.3.2.2). La Figura 4.6 muestra esta variable antes y después de la integración y operación en la red de los DERs seleccionados.



**Fig. 4.6.** Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en Nuquí.

En esta figura se observa una reducción significativa en la inyección de potencia desde la hora 5 hasta la hora 22, lo cual evidencia el impacto de las fuentes de GD y su coordinación con los BESS. No obstante, entre la hora 1 y la hora 3, así como entre la hora 21 y la hora 24, se presenta un aumento en la demanda atendida por los generadores convencionales. Este comportamiento puede explicarse por el costo variable de adquisición de energía propuesto para dichos generadores, ya que durante estos intervalos resulta más económico abastecer la demanda con energía proveniente de estas fuentes.

Finalmente, tras evaluar la factibilidad económica de la integración y operación de los diferentes DERs en Nuquí, se encontró que la mejor solución propuesta por el BWOA permitió una reducción de aproximadamente el 18,7021% en los costos anuales de operación del sistema eléctrico. Esto representa un ahorro estimado de 1 304 059,2700 USD por año y de 26 081 185,4200 USD a lo largo de los 20 años considerados en la planificación del proyecto.

Después de esto, se evaluaron las funciones objetivo técnica y ambiental.

#### 4.1.2 Optimización de la Función objetivo técnica en Nuquí

Después de implementar la metodología líder-seguidor utilizando los algoritmos de optimización CBGA, VSA y BWOA, cada uno evaluado en 100 ejecuciones independientes, se seleccionaron las soluciones con mejor desempeño sobre la función objetivo técnica para cada algoritmo. La Tabla 4.2 presenta un análisis comparativo de los resultados obtenidos por cada técnica.

**Tabla. 4.2.** Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de pérdidas de energía, tiempo de procesamiento y repetibilidad en Nuquí.

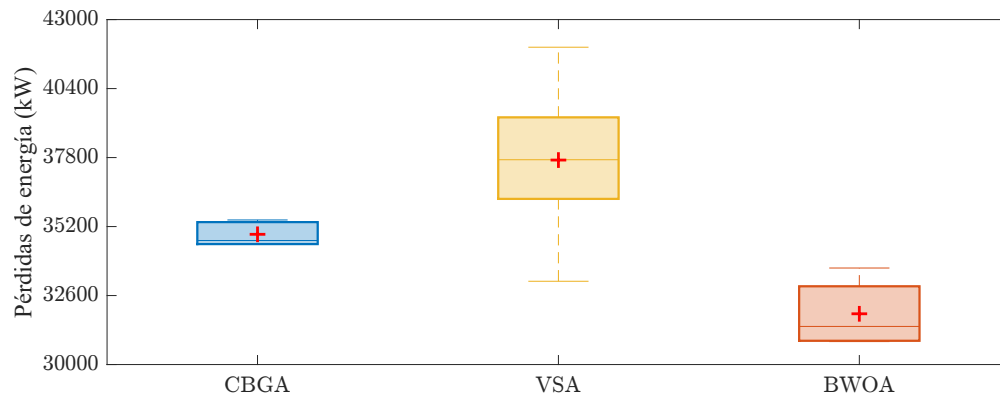
Algoritmo	Pérdidas de energía caso base (kW)	Pérdidas de energía mejor solución (kW)	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	63 606,2196	34 537,6092	45,7008	158,6590	0,0128
VSA	63 606,2196	33 138,8595	47,8999	214,1678	0,0671
BWOA	63 606,2196	30 865,6644	51,4738	2 086,9475	0,0382

Los resultados obtenidos mostraron que las tres técnicas de optimización evaluadas permitieron reducir significativamente las pérdidas de energía en comparación con el caso base, que presentó pérdidas de 63 606,2196 kW. El algoritmo BWOA alcanzó la mayor reducción en cuanto al valor de la función objetivo, con una disminución del 51,4737%, seguido por el VSA con una reducción del 47,8999% y el CBGA, que redujo en un 45,7008% las pérdidas de energía.

En términos de rapidez, el CBGA presentó el menor tiempo promedio por solución con 158,6590 segundos, lo que sugirió una mayor rapidez de convergencia en comparación con el

VSA (214,1678 segundos) y el BWOA (2086,9475 segundos). Sin embargo, el BWOA demostró un mejor desempeño en términos de calidad de la solución, a costa de un mayor tiempo de procesamiento.

En cuanto a la estabilidad de los resultados, medida a través de la desviación estándar relativa, el CBGA mostró la mayor consistencia con un valor de 0,0128, mientras que el VSA obtuvo la mayor variabilidad con una desviación estándar relativa del 0,0671. El diagrama de cajas y bigotes de la Figura 4.7 muestra los valores pico, la mediana y la dispersión de las soluciones encontradas por cada algoritmo.



**Fig. 4.7.** Análisis estadístico para las pérdidas de energía (kW) obtenidas con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en Nuquí.

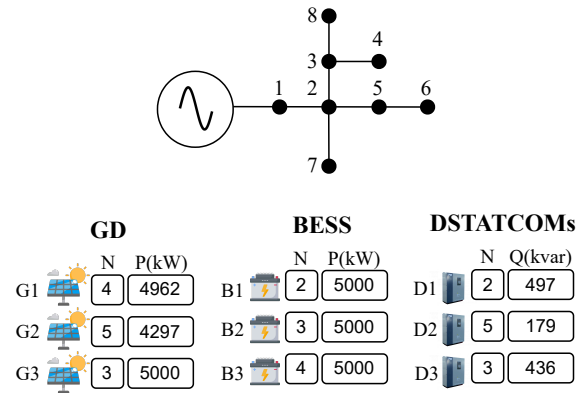
En conjunto, estos resultados permitieron concluir que, si bien el algoritmo CBGA se destacó por su rapidez, el BWOA ofreció el mejor compromiso entre reducción de pérdidas de energía y estabilidad en los resultados.

Debido a que uno de los objetivos de la metodología propuesta es la reducción de las pérdidas de energía, el análisis detallado se centró en la solución obtenida mediante el algoritmo BWOA y en su impacto sobre las condiciones operativas del SED en el escenario de Nuquí.

#### 4.1.2.1 Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo técnica en Nuquí

La Figura 4.8 muestra la ubicación dentro del sistema, así como la potencia nominal asignada a cada fuente de GD, BESS y D-STATCOM, según la solución propuesta por el BWOA.

Se observa que las fuentes de GD (G1, G2 y G3) presentan potencias nominales cercanas a su capacidad máxima de 5 000 kW y se ubican en los nodos 4, 5 y 3, respectivamente. Los BESS



**Fig. 4.8.** Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ ,  $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo técnica para Nuquí.

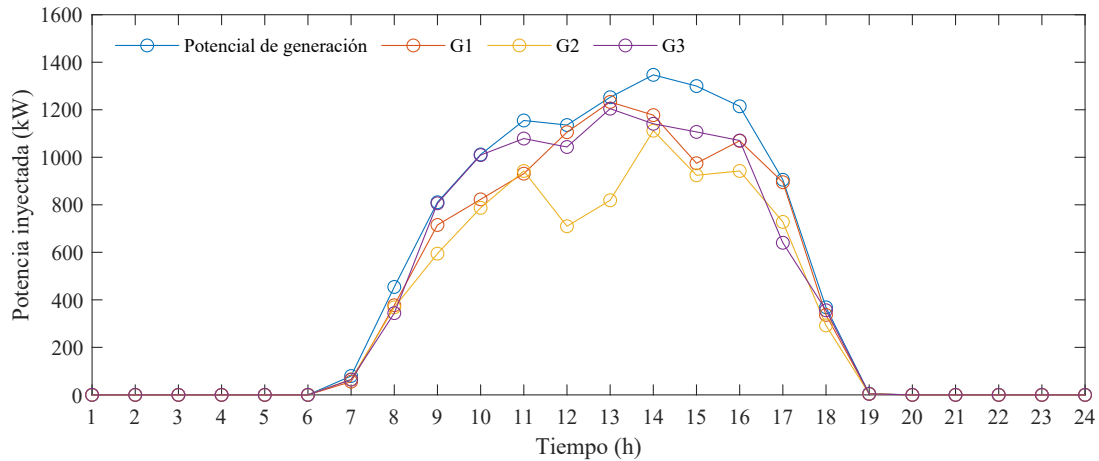
(B1, B2 y B3) también presentan una alta asignación de potencia nominal, alcanzando el 100% del valor permitido. Los nodos 3 y 4 coinciden en la asignación de GD y BESS, lo que sugiere una posible estrategia de soporte local en estos nodos.

A diferencia de lo observado en la función objetivo económica, en esta oportunidad el BWOA sugirió asignar D-STATCOMs con valores cercanos a la capacidad máxima permitida de 500 kvar. Este resultado indica que la instalación de estos dispositivos tiene un impacto directo sobre las variables operativas del sistema, lo cual se ve reflejado en una mayor reducción sobre las pérdidas de energía.

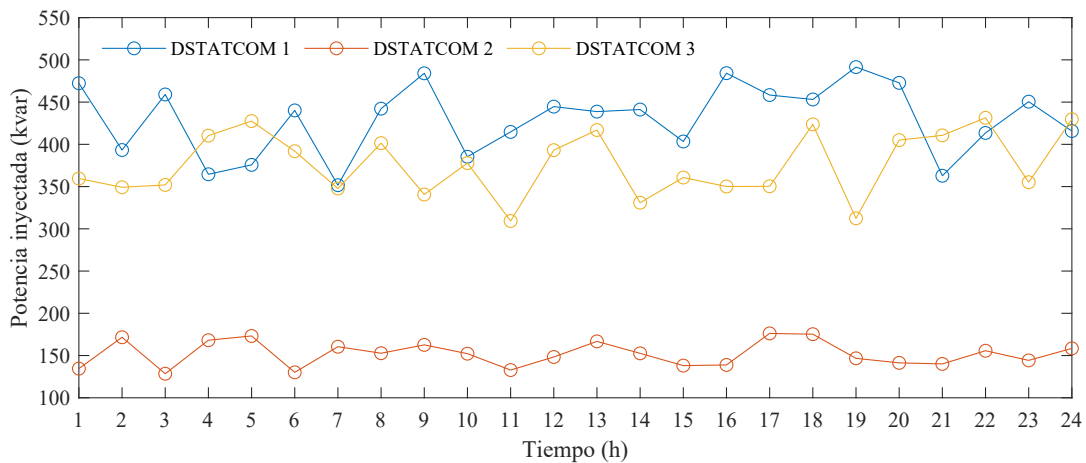
Los perfiles de operación sugeridos por el BWOA para las fuentes de GD y los D-STATCOMs se presentan en la Tabla C.1, disponible en el Anexo C. Asimismo, la Figura 4.9 muestra la representación gráfica de la operación de las fuentes de GD, mientras que la Figura 4.10 presenta los niveles de inyección de potencia reactiva de los D-STATCOMs.

Nótese que, en el caso de la Figura 4.9, los generadores 1 y 3 presentaron un comportamiento cercano al potencial máximo de generación, representado por la curva azul. Lo anterior sugiere que una mayor inyección de potencia en estos generadores contribuyó a una mejor reducción de las pérdidas de energía.

Por su parte, la Figura 4.10 muestra que los D-STATCOMs 1 y 3 presentaron una mayor variabilidad en la gestión de potencia reactiva en comparación con el D-STATCOM 2. lo cual está asociado a mayores requerimientos de compensación en los nodos donde se instalaron estos dispositivos.



**Fig. 4.9.** Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo técnica en Nuquí.

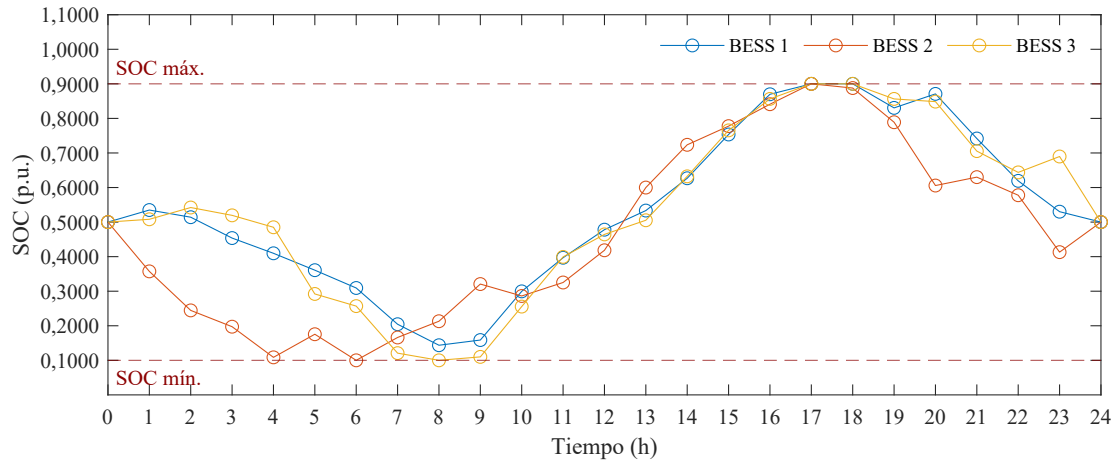


**Fig. 4.10.** Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en Nuquí.

En cuanto a la operación de los BESS, el intervalo de operación de cada dispositivo se representó mediante 25 variables, cada una asociada al SOC, tal como se describe en la Sección 3.4.3. Este perfil de SOC determinó el valor en p.u. que cada BESS debe gestionar con respecto a su potencia nominal. Esta información se presenta en la Tabla C.2 disponible en el Anexo C, y su representación gráfica se muestra en la Figura 4.11.

En esta figura se puede observar que el perfil de SOC propuesto por el BWOA cumple con la condición de coincidencia entre el SOC inicial y final para un día de operación, fijada en 0,5000 p.u. Asimismo, se respetan los límites operativos del SOC, definidos entre 0,1000 p.u. y 0,9000 p.u.

También se puede ver cómo el perfil de SOC presenta un comportamiento alineado con los



**Fig. 4.11.** Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo técnica en Nuquí.

requerimientos del sistema. Los BESS tienden a cargarse durante el período de influencia de las fuentes de GD, es decir, entre las 7:00 y las 19:00 horas. Asimismo, entregan potencia al sistema en los intervalos en los que las fuentes de GD no presentan potencial de generación.

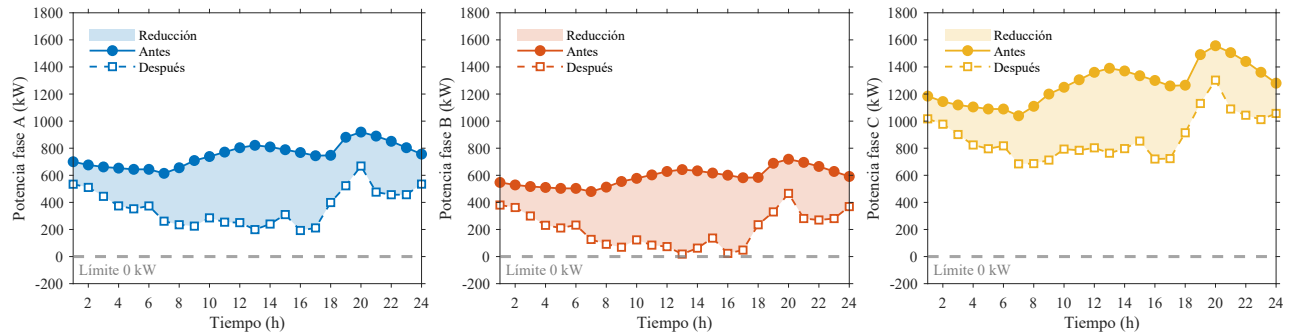
#### 4.1.2.2 Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en Nuquí

Tras la implementación de la solución propuesta por el BWOA, se evaluaron aspectos relevantes como los voltajes nodales, la corriente a través de las líneas y los niveles de inyección de potencia de los generadores convencionales.

El menor voltaje fue de 0,9948 p.u. y se registró en el nodo 4, fase C, durante la hora 20, mientras que el mayor voltaje fue de 1,0023 p.u. y se presentó en el nodo 4, fase A, a la hora 13. El mayor porcentaje de carga se obtuvo en la línea 3, fase A, durante la hora 14, con un valor de 84,1262 %.

La potencia trifásica entregada por el generador convencional no presentó valores negativos al implementar la solución propuesta por el algoritmo BWOA, lo cual se puede ver en la Figura 4.12.

En esta figura también se evidencia que la potencia trifásica entregada por el generador convencional no solo no presenta valores negativos, sino que además experimenta una reducción significativa en comparación con el caso base. Lo anterior permite una disminución en el flujo de corriente desde el nodo de generación hacia los puntos finales de consumo, lo cual se traduce en



**Fig. 4.12.** Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en Nuquí.

una menor carga en las líneas del sistema y, en consecuencia, en una reducción de las pérdidas de energía.

Finalmente, es importante destacar que todo lo anterior permitió validar el cumplimiento de las restricciones operativas definidas en el modelo matemático.

### 4.1.3 Optimización de la Función objetivo ambiental en Nuquí

Al igual que en las dos funciones objetivo anteriores, se implementó la metodología líder-seguidor utilizando los algoritmos de optimización CBGA, VSA y BWOA, cada uno evaluado en 100 oportunidades. A partir de los resultados obtenidos, se seleccionaron las mejores soluciones por algoritmo con respecto a la función objetivo ambiental. La Tabla 4.3 presenta un resumen de los principales resultados en términos de la reducción de la función objetivo, los tiempos de procesamiento y la desviación estándar relativa entre las soluciones.

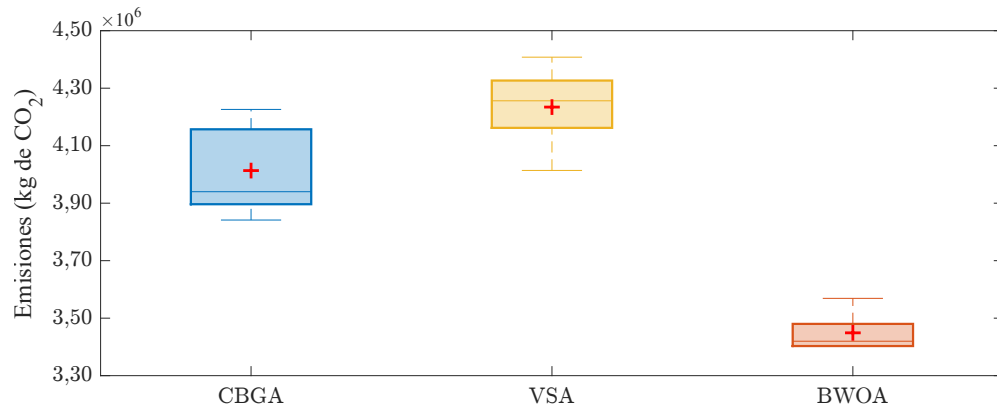
**Tabla. 4.3.** Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de emisiones, tiempo de procesamiento y repetibilidad en Nuquí.

Algoritmo	Emisiones caso base (kg de CO <sub>2</sub> )	Emisiones mejor solución (kg de CO <sub>2</sub> )	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	6 114 965,1917	3 841 370,6608	37,1808	143,3657	0,0365
VSA	6 114 965,1917	4 013 886,9825	34,3596	223,6375	0,0298
BWOA	6 114 965,1917	3 402 457,9187	44,3585	2 050,9317	0,0202

Los resultados muestran que el BWOA obtuvo el mejor desempeño en cuanto a la reducción de la función objetivo, al lograr una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> del 44,3585% con respecto al caso base. Lo anterior con la menor variabilidad entre soluciones (desviación estándar relativa de 0,0202), aunque a costa de un tiempo de procesamiento mayor (2 050,9317 segundos). Por su parte, el CBGA y el VSA alcanzaron reducciones menores (37,1800% y 34,3600%, respectivamente),

pero con tiempos promedio de procesamiento más bajos y una mayor dispersión en los resultados.

La Figura 4.13 muestra un diagrama de cajas y bigotes que representa la dispersión de los datos, los valores máximos y mínimos, y la mediana obtenida por cada algoritmo tras las 100 ejecuciones.



**Fig. 4.13.** Análisis estadístico para las emisiones (kg de  $CO_2$ ) obtenidas con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en Nuquí.

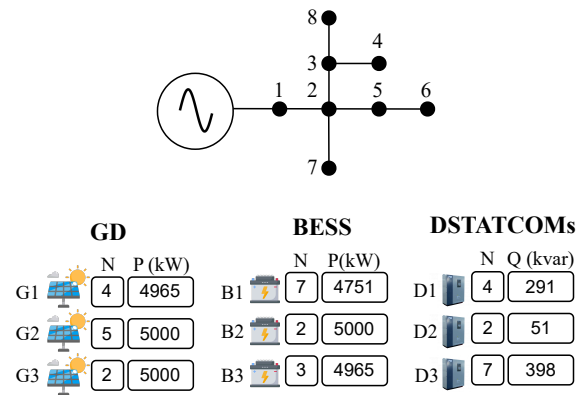
Tal como se hizo en las funciones objetivo anteriores, se realizó un análisis más detallado de la solución propuesta por el algoritmo BWOA, dado que fue la técnica de optimización que obtuvo los mejores resultados en términos de reducción de la función objetivo.

#### 4.1.3.1 Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo ambiental en Nuquí

En la Figura 4.14 se muestran las ubicaciones obtenidas para los nueve dispositivos y la potencia nominal que el BWOA determinó más apropiada para cada uno de ellos.

En esta figura se observa que el BWOA sugirió la instalación de múltiples dispositivos en los nodos 2, 4 y 7. En el nodo 2 se integran una fuente de GD, un BESS y un D-STATCOM, lo que lo convierte en un punto clave de soporte tanto activo como reactivo. El nodo 4, por su parte, presenta una combinación de una fuente de GD y un D-STATCOM, mientras que en el nodo 7 coexisten un BESS y un D-STATCOM. Esta simultaneidad contribuye significativamente a la mejora de las condiciones operativas del sistema, impactando directamente en la reducción de las emisiones de  $CO_2$ .

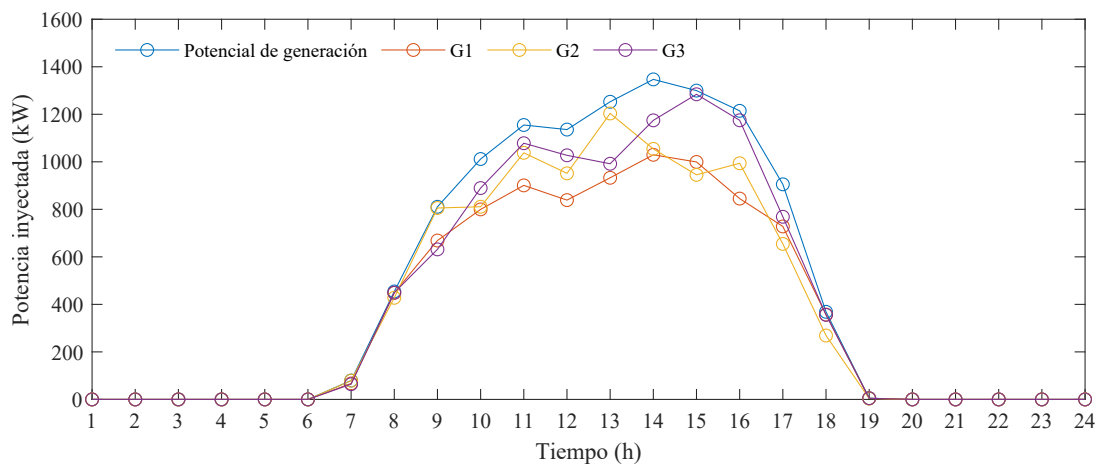
Para la función objetivo ambiental, el BWOA asignó la potencia nominal máxima a dos generadores y a un BESS, mientras que los equipos restantes de estas tecnologías presentaron



**Fig. 4.14.** Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ ,  $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo ambiental para Nuquí.

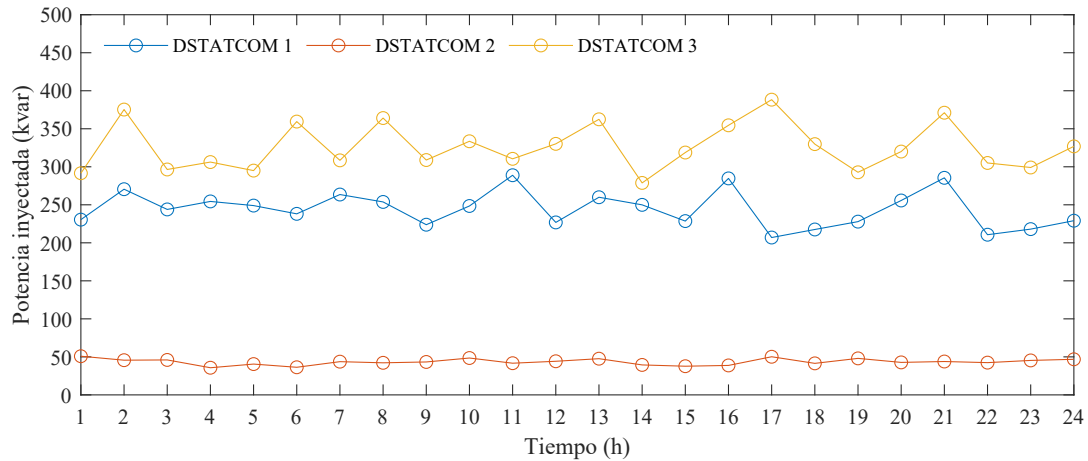
valores cercanos a sus respectivos límites superiores. Asimismo, el algoritmo sugirió el uso de D-STATCOMs, particularmente en los nodos 4, 2 y 7, con potencias nominales alejadas de los límites permitidos.

Los niveles de inyección de potencia para cada hora de operación de las fuentes de GD y los D-STATCOMs se presentan en la Tabla D.1, disponible en el Anexo D. De igual forma, la Figura 4.15 muestra la representación gráfica de la operación propuesta por el BWOA para los generadores, mientras que la Figura 4.16 presenta la operación propuesta para los D-STATCOMs.



**Fig. 4.15.** Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo ambiental en Nuquí.

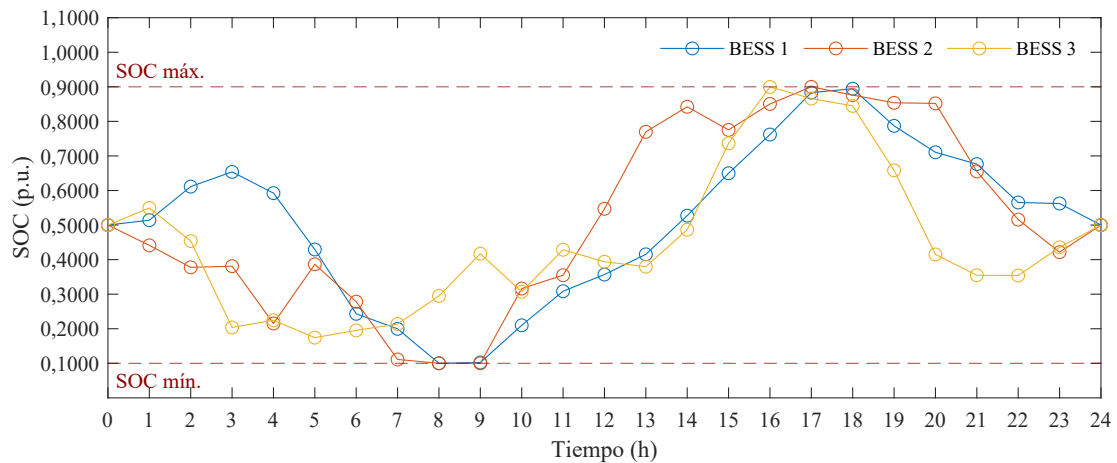
Las Figuras 4.15 y 4.16 muestran comportamientos similares a los obtenidos en la optimización de la función objetivo técnica, lo cual sugiere que ambas funciones dependen de altos niveles de inyección de potencia por parte de las fuentes de GD, así como de una gestión activa de la



**Fig. 4.16.** Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en Nuquí.

compensación de potencia reactiva.

En cuanto a los niveles de operación de los BESS, toda la información correspondiente al SOC y a la potencia gestionada por cada uno de estos dispositivos se presenta en la Tabla D.2, disponible en el Anexo D. Adicionalmente, la representación gráfica del perfil del SOC se encuentra en la Figura 4.17.



**Fig. 4.17.** Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo ambiental en Nuquí.

El perfil de SOC mostrado en la figura anterior proporciona información relevante sobre el cumplimiento de las restricciones planteadas en el modelo matemático, tales como la condición de coincidencia entre los valores inicial y final del SOC, establecidos en 0,5000 p.u., así como los límites máximos y mínimos definidos para cada hora, fijados en 0,9000 p.u. y 0,1000 p.u., respectivamente.

Asimismo, se evidenció que el comportamiento del SOC estuvo alineado con los períodos de incidencia de las fuentes de GD. El BWOA sugirió cargar los dispositivos durante los intervalos en los que las fuentes de GD estaban activas, y descargarlos en los períodos en los que estas no estaban disponibles.

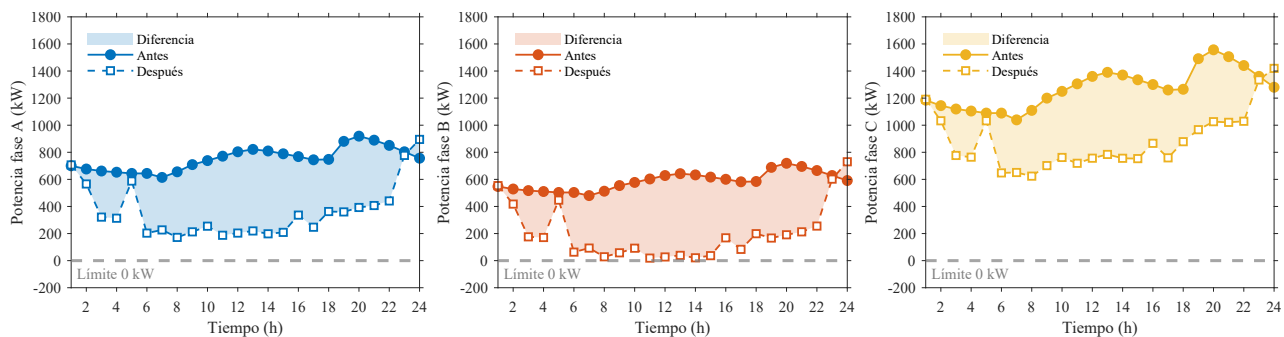
#### 4.1.3.2 Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en Nuquí

Tras la implementación de la solución propuesta por el BWOA, los límites operativos del sistema fueron los siguientes:

- El menor voltaje fue de 0,9939 p.u. y se registró en el nodo 4, fase C, durante la hora 23.
- El mayor voltaje fue de 1,0019 p.u. y se presentó en el nodo 4, fase A, a la hora 10.
- El mayor porcentaje de carga se obtuvo en la línea 4, fase A, durante la hora 15, con un valor de 95,5606 %.

Los límites anteriores permitieron validar el cumplimiento de algunas de las restricciones operativas propuestas en el modelo matemático.

En cuanto a la potencia trifásica entregada por el generador convencional, es importante mencionar que no se presentaron valores negativos al implementar la solución propuesta por el algoritmo BWOA, tal como se muestra en la Figura 4.18.



**Fig. 4.18.** Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en Nuquí.

Tal como lo muestra la figura anterior, la potencia de cada una de las fases del generador convencional experimentó reducciones significativas sin sobrepasar el límite inferior de 0 kW. Esto evidencia el cumplimiento de la restricción correspondiente establecida en el modelo matemático.

Finalmente, la Tabla 4.4 resume los principales resultados obtenidos tras aplicar la metodología líder-seguidor en el escenario de prueba correspondiente al sistema eléctrico de Nuquí. El análisis contempla el comportamiento de los tres algoritmos con relación a las funciones objetivo económica, técnica y ambiental. Además, presenta indicadores adicionales como el tiempo promedio de procesamiento de las soluciones y la desviación estándar relativa de los resultados.

**Tabla. 4.4.** Resumen del desempeño de los algoritmos CBGA, VSA Y BWOA según cada función objetivo en Nuquí

<b>Función objetivo económica</b>					
<b>Algoritmo</b>	Costos caso base (USD)	Costos mejor solución (USD)	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	6 973 578,9895	5 840 462,9355	16,2487	225,5425	0,0054
VSA	6 973 578,9895	5 765 984,9568	17,3167	557,2399	0,0035
BWOA	6 973 578,9895	5 669 369,6990	18,7021	2 674,0614	0,0073
<b>Función objetivo técnica</b>					
<b>Algoritmo</b>	Pérdidas de energía caso base (kW)	Pérdidas mejor solución (kW)	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	63 606,2196	34 537,6092	45,7008	158,6590	0,0128
VSA	63 606,2196	33 138,8595	47,8999	214,1678	0,0671
BWOA	63 606,2196	30 865,6644	51,4738	2 086,9475	0,0382
<b>Función objetivo ambiental</b>					
<b>Algoritmo</b>	Emisiones caso base (kg de CO <sub>2</sub> )	Emisiones mejor solución (kg de CO <sub>2</sub> )	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	6 114 965,1917	3 841 370,6608	37,1808	143,3657	0,0365
VSA	6 114 965,1917	4 013 886,9825	34,3596	223,6375	0,0298
BWOA	6 114 965,1917	3 402 457,9187	44,3585	2 050,9317	0,0202

En esta tabla se puede ver que el BWOA alcanzó los mejores resultados en las tres funciones objetivo evaluadas. Particularmente, logró reducir los costos totales del sistema en un 18,7021%, lo cual representa un ahorro anual de 1 304 209,2905 USD, y un ahorro total de 26 084 185,8100 USD durante los 20 años del horizonte de planificación del proyecto.

En cuanto a la función objetivo técnica, el BWOA logró una reducción en las pérdidas de energía del 51,4738%, lo cual contribuye de manera significativa a la mejora de la eficiencia en la operación del sistema eléctrico.

Respecto al impacto ambiental, se evidenció una reducción del 44,3585% en las emisiones de

$CO_2$ , lo que equivale a 2 712 507,2730 kg de  $CO_2$  que dejaron de emitirse cada año. Esta cifra puede interpretarse como el efecto ambiental positivo equivalente a 56 510 árboles, considerando que un árbol promedio absorbe aproximadamente 48 kg de  $CO_2$  por año [231].

Desde la perspectiva de la consistencia de los resultados, los tres algoritmos presentaron una baja dispersión en las soluciones obtenidas, lo cual valida la estabilidad del comportamiento de las técnicas metaheurísticas aplicadas.

Aunque el BWOA mostró el mejor desempeño en términos de optimización de las funciones objetivo, tanto el CBGA como el VSA generaron soluciones cercanas con tiempos de procesamiento significativamente más bajos. Esto podría representar una ventaja operativa en contextos donde la velocidad de respuesta sea un factor crítico para el operador de la red. No obstante, en problemas de planificación como el abordado en este trabajo, la reducción de las funciones objetivo es fundamental, y las mejores reducciones suelen estar asociadas a una exploración más profunda del espacio de solución, lo cual conlleva un mayor tiempo de procesamiento. Por esta razón, se destacó el BWOA.

Después de este análisis, se presentan los resultados de implementar la metodología Líder-seguidor en el escenario de Prueba de Leticia.

## 4.2 Implementación de la metodología líder-seguidor en el escenario de prueba de Leticia

En esta sección se muestran los resultados de implementar la metodología líder-seguidor en el escenario de prueba correspondiente a Leticia y cómo estos impactaron las funciones objetivo económica, técnica y ambiental.

### 4.2.1 Optimización de la Función objetivo económica en Leticia

Al igual que en el análisis realizado para el escenario de prueba de Nuquí, en este caso se utilizaron los valores correspondientes al caso base reportado en la Sección 3.4.7. Particularmente, para el sistema de prueba de Leticia, se estimaron costos totales de operación de 4 154 663,7329 USD antes de la integración de los diferentes tipos de DERs.

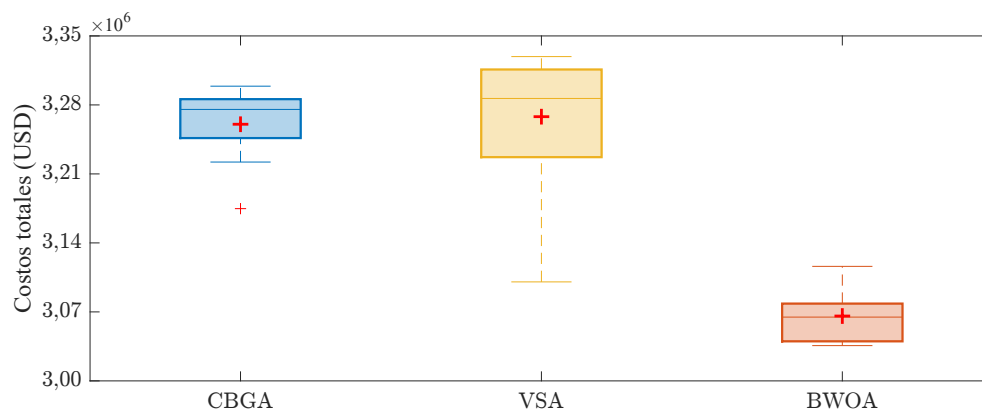
Tomando este valor como caso base, se implementó la metodología líder-seguidor utilizando los algoritmos de optimización CBGA, VSA y BWOA, cada uno evaluado en 100 oportunidades y a partir de los resultados obtenidos, fueron seleccionadas las soluciones con la mayor reducción en la función objetivo para cada algoritmo. La Tabla 4.1 presenta un resumen de estos resultados.

**Tabla. 4.5.** Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de costos totales, tiempo de procesamiento y repetibilidad en Leticia.

Algoritmo	Costos caso base (USD)	Costos mejor solución (USD)	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	4 154 663,7329	3 174 771,0319	23,5853	355,6309	0,0118
VSA	4 154 663,7329	3 100 444,0235	25,3743	320,9495	0,0214
BWOA	4 154 663,7329	3 035 795,1365	26,9304	3 066,6704	0,0088

La información anterior muestra cómo los tres algoritmos lograron reducir el costo total del sistema, destacándose el BWOA, que alcanzó la mayor reducción con un valor de 3 035 795,1365 USD, lo que representa una disminución del 26,9304% respecto al caso base. Estos resultados contrastan con la velocidad del algoritmo, ya que fue la técnica que más tiempo tardó, en promedio, en obtener cada solución. En este aspecto, se destaca el VSA, con un tiempo promedio por solución de 320,9495 segundos.

En cuanto a la repetibilidad de las soluciones, el CBGA presentó una menor desviación estándar relativa en comparación con el BWOA y el VSA. El diagrama de cajas y bigotes mostrado en la Figura 4.19 ilustra el comportamiento estadístico de las soluciones obtenidas. En él se pueden observar aspectos relevantes como la dispersión, los valores máximos y mínimos, y la mediana de las soluciones encontradas.



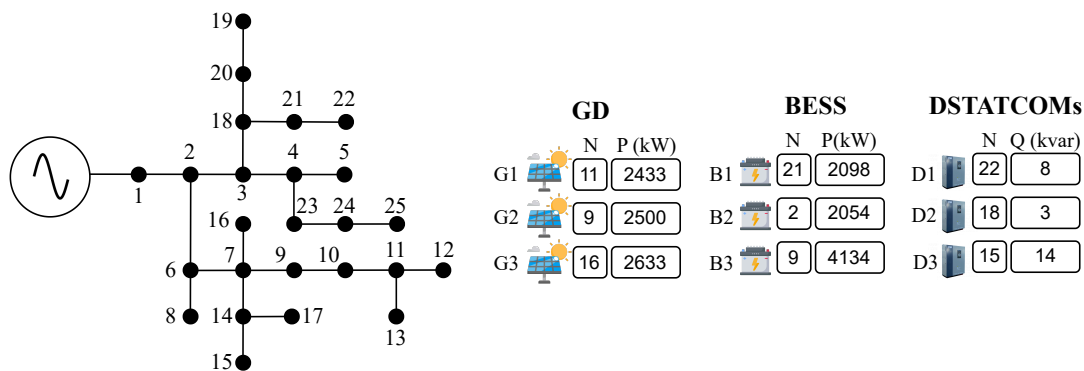
**Fig. 4.19.** Análisis estadístico para los costos totales (USD) obtenidos con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en Leticia.

Con base en estos resultados, y teniendo en cuenta el objetivo principal de esta investigación de reducir los costos totales asociados a la operación del sistema en Leticia, se seleccionó la

solución entregada por el BWOA, la cual permitió obtener los mejores resultados en este aspecto. A esta solución se le realizó un análisis más detallado.

#### 4.2.1.1 Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo económica en Leticia

En la Figura 4.20 se pueden ver las ubicaciones y las potencias nominales sugeridas por el BWOA para cada uno de los 9 dispositivos en la mejor solución encontrada.



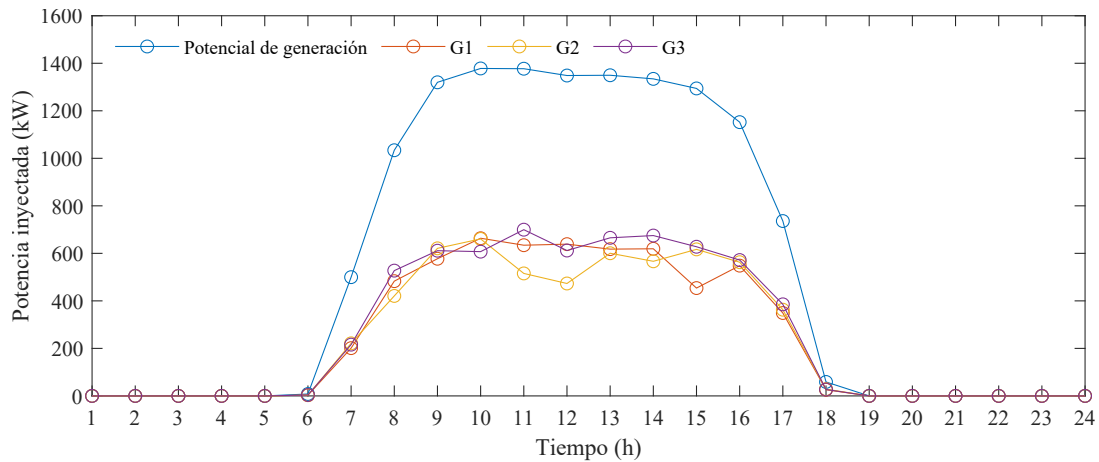
**Fig. 4.20.** Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ ,  $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo económica para Leticia.

Las ubicaciones de las fuentes de GD en los nodos 9, 11 y 16 muestran cómo el BWOA se orienta a suplir la demanda local a través de GD ubicada en nodos intermedios del sistema. Asimismo, la distribución de los BESS en los nodos 2, 9 y 21 sugiere una estrategia de ubicación en diferentes ramas de la red. Además, la localización del BESS 3 (B3) en el nodo 9, que coincide con la ubicación de la fuente de GD 2 (G2), evidencia que, en dicho nodo, la combinación de estas tecnologías permitió alcanzar mejores resultados económicos.

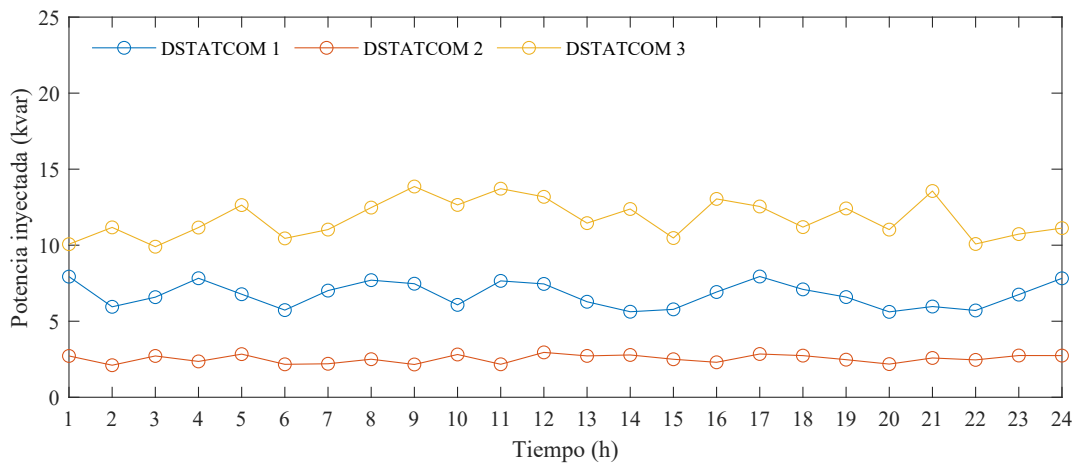
Nótese que, al igual que en la optimización de la función objetivo económica para el escenario de prueba de Nuquí, la potencia nominal determinada por el BWOA para los D-STATCOM fue considerablemente baja. Esto refuerza la hipótesis de que, para esta función objetivo, la integración de dichos dispositivos resulta menos conveniente. Por su parte, la potencia nominal asignada a los generadores y a los BESS se mantuvo en niveles medios respecto al límite máximo establecido de 5 000 kW, lo cual indica que no es necesaria una mayor inyección de potencia al considerar los costos totales del sistema.

Por otra parte, el vector de solución también entregó los niveles de inyección de potencia de

las fuentes de GD y los D-STATCOMs, esta información se puede encontrar en la Tabla E.1 disponible en el Anexo E. Además, la representación gráfica del comportamiento de las fuentes de GD y los D-STATCOMs se muestra en las Figuras 4.21 y 4.22, respectivamente.



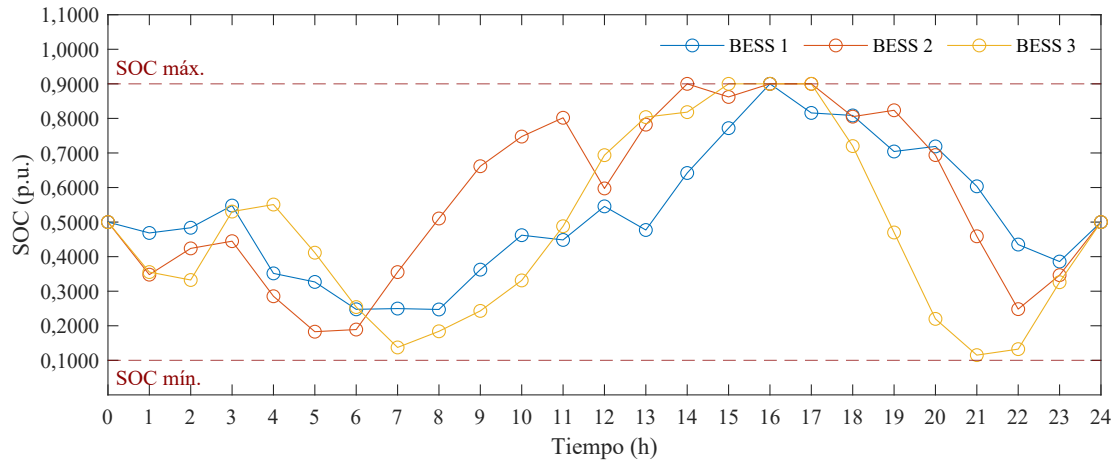
**Fig. 4.21.** Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo económica en Leticia.



**Fig. 4.22.** Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en Leticia.

Para cada una de las fuentes de GD, se observa cómo los niveles de inyección de potencia están relacionados con la potencia nominal indicada en la Figura 4.20. Además, en los tres dispositivos, la potencia inyectada hora a hora se mantuvo muy cercana al límite establecido en función de dicha potencia nominal. En el caso de los D-STATCOM, se evidencian bajos niveles de inyección de potencia reactiva y un comportamiento más dinámico, particularmente en el dispositivo instalado en el nodo 15 (D3).

Por otra parte, se observó que el comportamiento de los BESS se mantuvo dentro de los límites operativos definidos en el modelo matemático, tal como se muestra en la Figura 4.23.



**Fig. 4.23.** Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo económica en Leticia.

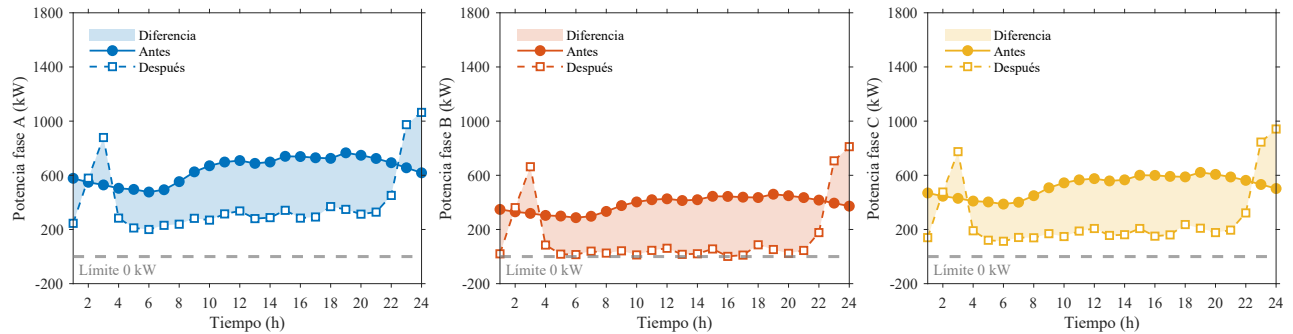
Además, el perfil del SOC responde a las necesidades operativas del sistema de prueba de Leticia, mostrando una tendencia a cargar los BESS durante los intervalos de tiempo en los que el costo de la energía es menor (desde la hora 1 hasta la hora 3) y durante el periodo de influencia de la GD (entre las 7 y las 19 horas).

#### 4.2.1.2 Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en Leticia

Los límites operativos del sistema para la solución propuesta por el BWOA en la optimización de la función objetivo económica de Leticia fueron los siguientes.

- El menor voltaje fue de 0,9433 p.u. y se registró en el nodo 13, fase A, durante la hora 23.
- El mayor voltaje fue de 1,0129 p.u. y se presentó en el nodo 11, fase B, a la hora 14.
- El mayor porcentaje de carga se obtuvo en la línea 8, fase A, durante la hora 23, con un valor de 98,2120%.

Lo anterior demuestra que la solución propuesta por el BWOA respetó los límites de tensión y la corriente máxima a través de cada línea. Además, la potencia entregada por el generador convencional se mantuvo en todo momento por encima del límite mínimo permitido de 0 kW, es decir, nunca presentó valores negativos, tal como se puede observar en la Figura 4.24.



**Fig. 4.24.** Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en Leticia.

El comportamiento de la potencia entregada por el generador convencional, tras la integración de la solución propuesta por el BWOA, también evidencia aspectos particulares, como los picos de consumo de potencia provenientes de esta fuente, especialmente en las horas en las que resulta más económico el kWh generado por este tipo de generación (desde la hora 1 hasta la 3, y desde la hora 20 hasta la 24). Además, se observa una reducción significativa en la potencia suministrada durante el periodo de operación de la GD.

Finalmente, después de evaluar los aspectos económicos del proyecto, se procedió a la evaluación y el análisis de los resultados para las funciones objetivo técnica y ambiental.

## 4.2.2 Optimización de la Función objetivo técnica en Leticia

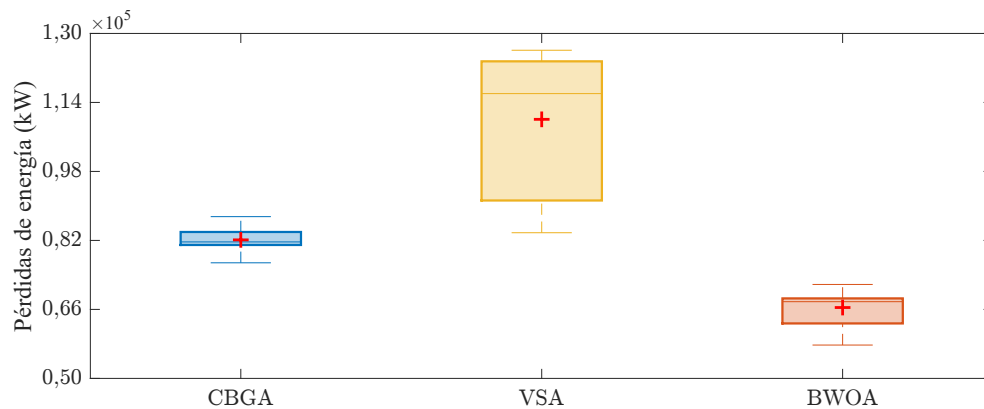
Para la optimización de esta función objetivo, se tomó como caso base la cantidad de pérdidas de energía reportadas en el sistema de prueba de Leticia para un año de operación, equivalente a 251 197,9100 kW. A partir de este valor, se llevó a cabo el proceso de optimización utilizando los algoritmos CBGA, VSA y BWOA, cada uno configurado con cien iteraciones. De cada técnica se seleccionó la solución con el mejor rendimiento en términos de la función objetivo propuesta, y se registraron aspectos importantes como los tiempos promedio de procesamiento y la dispersión del conjunto de soluciones, medida mediante la desviación estándar relativa. Esta información se presenta en la Tabla 4.6.

**Tabla. 4.6.** Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de pérdidas de energía, tiempo de procesamiento y repetibilidad en Leticia

Algoritmo	Pérdidas de energía caso base (kW)	Pérdidas de energía mejor solución (kW)	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	251 197,9100	76 808,1910	69,4232	266,8781	0,0411
VSA	251 197,9100	83 783,5805	66,6463	285,8830	0,1422
BWOA	251 197,9100	57 734,2719	77,0164	2 672,0248	0,0657

El algoritmo BWOA mostró un mejor rendimiento al alcanzar una reducción del 77,0100% en las pérdidas de energía con respecto al caso base. No obstante, los algoritmos CBGA y VSA también se destacan, con reducciones del 69,4234% y 66,6463%, respectivamente. En cuanto a la rapidez para encontrar soluciones, se destaca el CBGA, que empleó solo 266,8781 segundos en promedio por solución.

Con relación al análisis estadístico, la desviación estándar relativa obtenida por las tres técnicas denota consistencia en los resultados. En este aspecto, se destaca nuevamente el algoritmo CBGA al alcanzar la menor desviación. Además, la Figura 4.25 presenta un diagrama de cajas y bigotes que respalda los resultados mostrados en la Tabla 4.6.



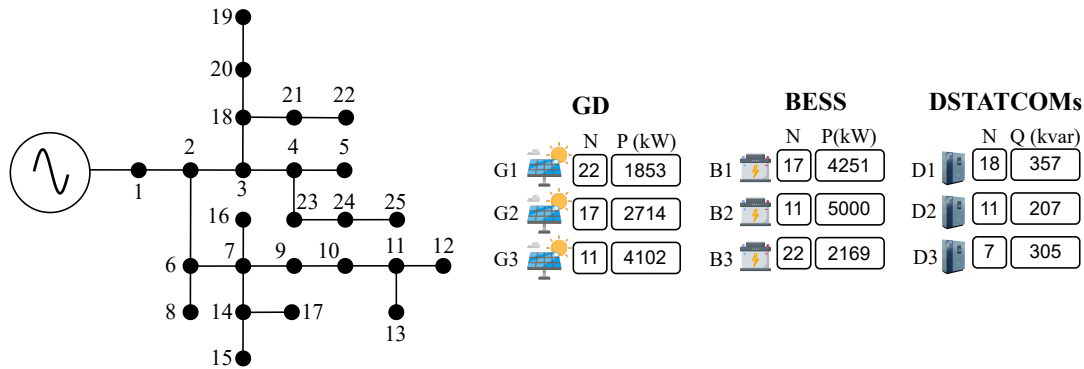
**Fig. 4.25.** Análisis estadístico para las pérdidas de energía (kW) obtenidas con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en Leticia.

Siguiendo el criterio utilizado en los casos anteriores, se seleccionó para un análisis más detallado la solución obtenida por el BWOA, dado que presentó las mayores reducciones en la optimización de la función objetivo.

#### 4.2.2.1 Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo técnica en Leticia

La mejor solución encontrada por el BWOA utilizó un vector que determinó las variables de decisión para cada dispositivo, incluyendo los valores de potencia nominal, la ubicación dentro del sistema y la magnitud de inyección o absorción de potencia. En la Figura 4.26 se presentan las ubicaciones y los valores de potencia nominal asignados a cada equipo.

En cuanto a las ubicaciones de los dispositivos, llama la atención que el BWOA determinó que los generadores y los BESS debían ser instalados en los mismos nodos (11, 22 y 17), los cuales,



**Fig. 4.26.** Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ ,  $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo técnica para Leticia.

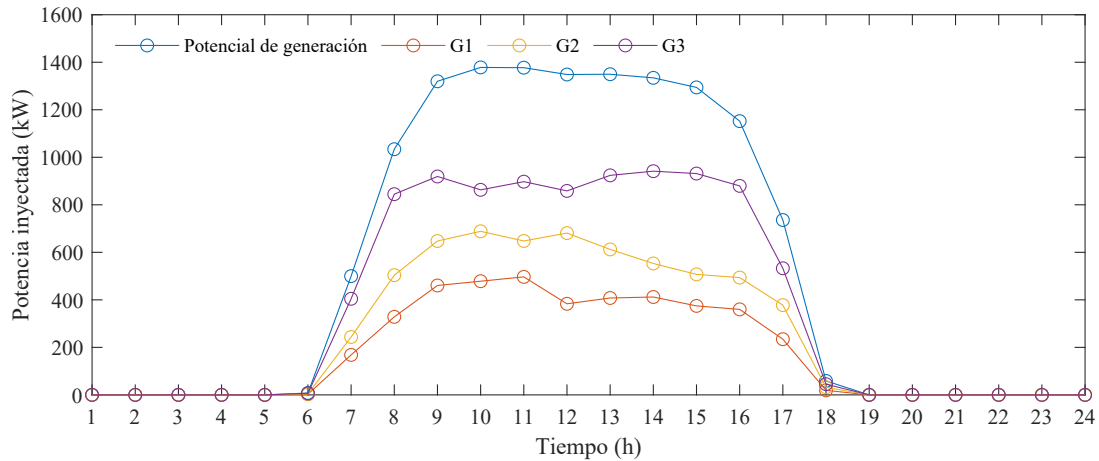
además, se encuentran distribuidos en diferentes ramas del sistema. Esto sugiere una estrategia de respaldo local que incide en los aspectos operativos de la red. Asimismo, el algoritmo propuso la instalación de D-STATCOM con niveles de potencia superiores a los 200 kvar, uno de los cuales fue ubicado en el nodo 11. Es decir, en este nodo el BWOA definió instalar los tres tipos de DERs, lo cual resalta su importancia dentro del sistema en términos de mejora del desempeño técnico. Además, la técnica de optimización definió potencias nominales por debajo del valor máximo permitido en ocho de los nueve dispositivos.

Los valores correspondientes a la operación horaria de los tres dispositivos se encuentran disponibles en el Anexo F, específicamente en la Tabla F.1 para las fuentes de GD y los D-STATCOMs y en la Tabla F.2 para los BESS.

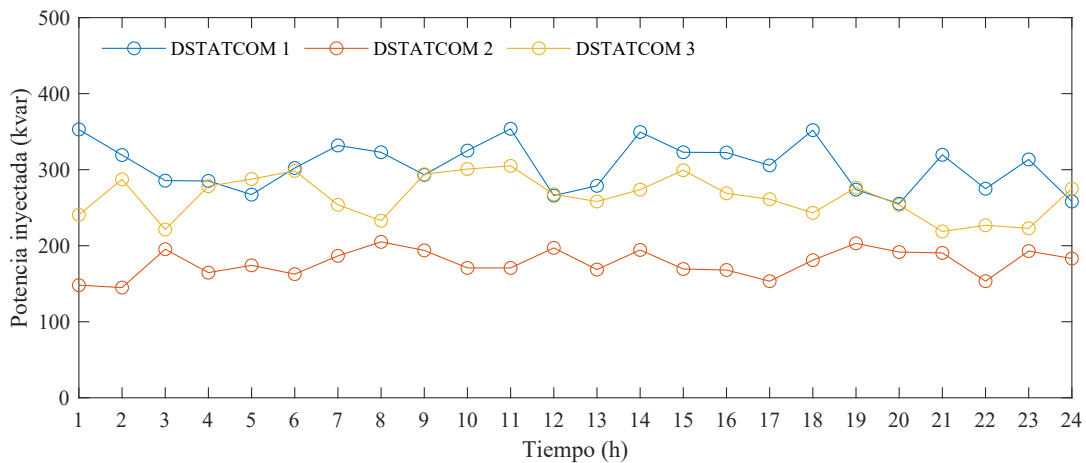
Además, la Figura 4.27 presenta la representación gráfica de esta operación, específicamente para las fuentes de GD, mientras que la Figura 4.28 muestra el comportamiento correspondiente de los D-STATCOM.

Las curvas de operación de los generadores muestran valores cercanos al límite correspondiente de potencia nominal en cada caso, siguiendo la tendencia de la curva que representa el potencial máximo (escenario con 5 000 kW, adaptado según la curva nominal de cada región). Este comportamiento indica que, para optimizar la función objetivo técnica, resulta conveniente mantener niveles moderados de inyección de potencia activa.

En cuanto a la operación de los D-STATCOMs, se observa que dos de los tres dispositivos, específicamente los ubicados en los nodos 7 y 18, presentan una gestión más dinámica de la potencia reactiva. Esto sugiere que dichos nodos enfrentan mayores desafíos operativos para conservar la estabilidad del sistema.



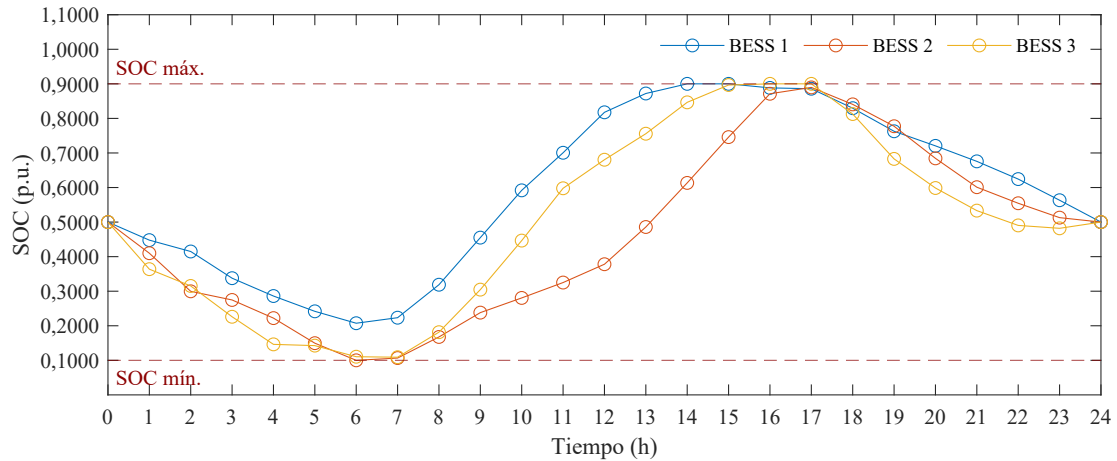
**Fig. 4.27.** Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo técnica en Leticia.



**Fig. 4.28.** Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en Leticia.

El perfil de SOC definido por el BWOA se muestra en la Figura 4.29.

En esta se observa que la operación de los BESS cumple con las restricciones establecidas en el modelo matemático: inicia y finaliza con un 50% de carga, los cambios horarios respetan los incrementos y decrementos máximos permitidos, y el SOC se mantiene dentro de los límites definidos, entre el 10% y el 90%. Además, se evidencia que los BESS se descargan durante las horas en las que no hay inyección de GD, es decir, desde la hora 1 hasta la 6 y desde la hora 18 hasta la 24. Por otro lado, presentan una tendencia a cargarse durante el periodo de operación de la GD, comprendido entre las 6 y las 18 horas.



**Fig. 4.29.** Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo técnica en Leticia.

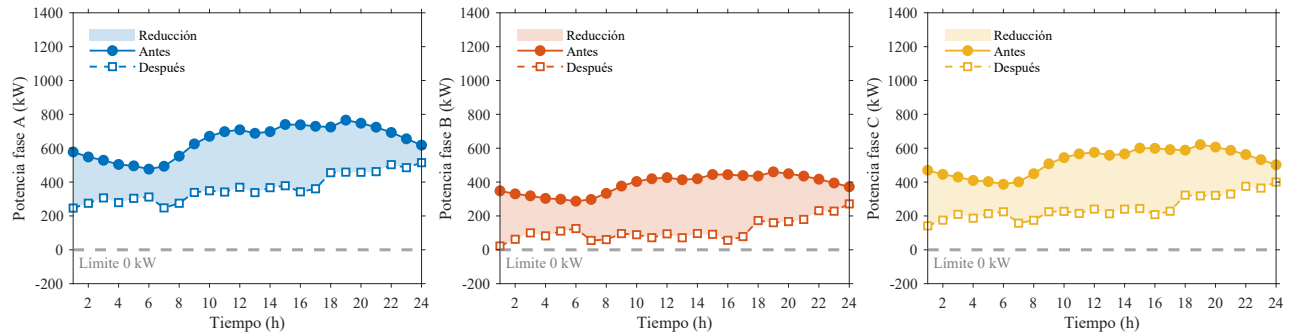
#### 4.2.2.2 Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en Leticia

Tras la implementación de la solución propuesta por el BWOA, se obtuvieron los siguientes límites operativos en el sistema, los cuales permitieron validar el cumplimiento de las restricciones establecidas en el modelo matemático.

- El menor voltaje fue de 0,9793 p.u. y se registró en el nodo 12, fase A, durante la hora 24.
- El mayor voltaje fue de 1,0098 p.u. y se presentó en el nodo 11, fase B, a la hora 11.
- El mayor porcentaje de carga se obtuvo en la línea 2, fase A, durante la hora 20, con un valor de 45,7311%.

Además, los niveles de potencia de los generadores convencionales respetaron el límite mínimo de 0 kW, tal y como lo muestra la Figura 4.30.

En esta figura también es evidente la reducción de la potencia entregada por estos dispositivos tras implementar la solución propuesta. Todo lo anterior respalda la decisión de instalar DERs para mejorar los aspectos técnicos del sistema.



**Fig. 4.30.** Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en Leticia.

### 4.2.3 Optimización de la Función objetivo ambiental en Leticia

Se implementó la metodología líder-seguidor en el escenario de prueba de Leticia, con el objetivo principal de reducir las emisiones de  $CO_2$ . Estas fueron cuantificadas en el caso base en 3 625 229,3312 kg de  $CO_2$  para un año de operación del sistema. Se utilizaron los algoritmos CBGA, VSA y BWOA, cada uno ejecutado en 100 ocasiones.

A partir de los resultados obtenidos, se seleccionaron las mejores soluciones de cada algoritmo en términos de reducción de la función objetivo ambiental, tiempos de procesamiento y repetibilidad de las soluciones encontradas. Un resumen de los principales resultados se presenta en la Tabla 4.7.

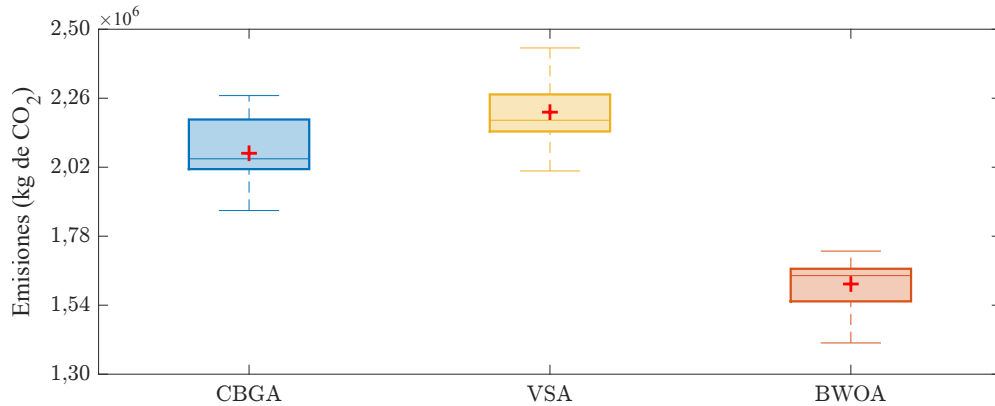
**Tabla. 4.7.** Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de emisiones, tiempo de procesamiento y repetibilidad en Leticia

Algoritmo	Emisiones caso base (kg de $CO_2$ )	Emisiones mejor solución (kg de $CO_2$ )	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	3 625 229,3312	1 869 197,8382	48,4391	262,3496	0,0567
VSA	3 625 229,3312	2 006 822,9784	44,6428	291,6325	0,0544
BWOA	3 625 229,3312	1 408 667,4079	61,1426	2 804,4987	0,0573

Si bien todos los algoritmos lograron reducciones importantes, se destaca el BWOA al obtener la mejor reducción de emisiones, alcanzando una disminución del 61,1400%, aunque a costa de un tiempo de procesamiento considerablemente mayor (2 804,5000 segundos) con relación a los otros algoritmos. En este aspecto se destaca el CBGA con un tiempo promedio de 262,3496 segundos.

En términos de consistencia de los resultados, medida mediante la desviación estándar relativa, se observa que los tres algoritmos presentaron comportamientos similares, con valores de 0,0567, 0,0544 y 0,0573 para el CBGA, el VSA y el BWOA, respectivamente. Esta información

es respaldada por el diagrama de cajas y bigotes incluido en la Figura 4.31.



**Fig. 4.31.** Análisis estadístico para las emisiones (kg de  $CO_2$ ) obtenidas con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en Leticia.

En el diagrama se observó una baja dispersión entre las soluciones encontradas por cada algoritmo; además, ninguno de ellos presentó valores atípicos, lo cual respaldó la consistencia mencionada anteriormente.

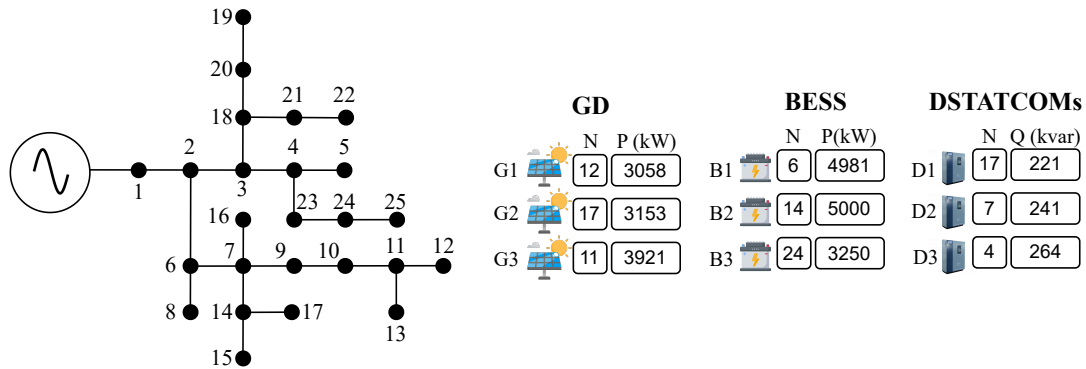
Con base en la información anterior y considerando que el objetivo principal planteado por la metodología fue la minimización de las funciones objetivo, particularmente, en este caso, las emisiones de  $CO_2$ , se seleccionó el resultado obtenido por el algoritmo BWOA para un análisis detallado de variables de decisión y su impacto sobre aspectos operativos del sistema.

#### 4.2.3.1 Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo ambiental en Leticia

El vector de solución entregado por el BWOA presentó información relacionada con la ubicación de los dispositivos y su potencia nominal, tal como se muestra en la Figura 4.32.

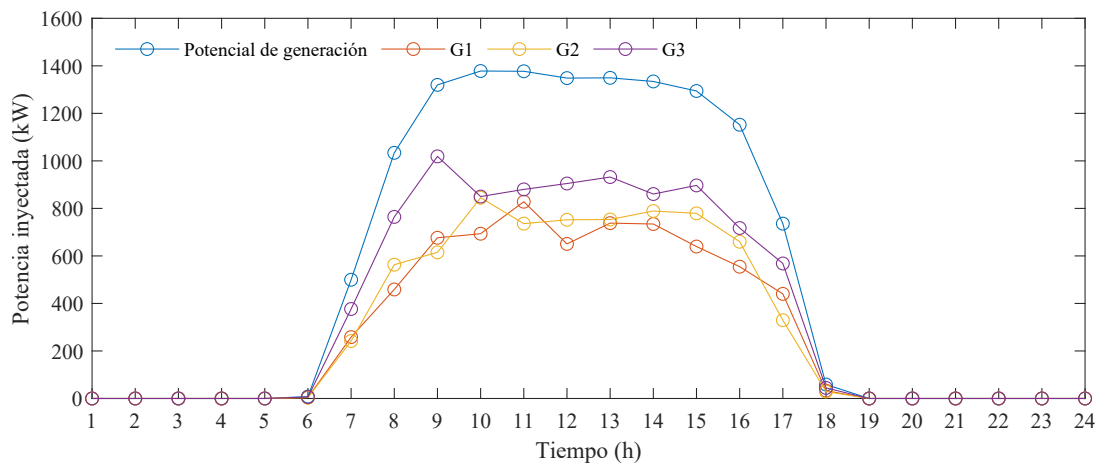
Nótese que, en este caso, el algoritmo determinó que solo el nodo 17 debía integrar más de un tipo de DER de manera simultánea, lo cual evidenció que una distribución más balanceada de los diferentes dispositivos en el sistema repercutió positivamente en la mejora de los aspectos ambientales. Asimismo, únicamente el BESS ubicado en el nodo 14 requirió el uso de la totalidad de su potencia nominal disponible, mientras que los demás dispositivos operaron con una fracción menor de su capacidad.

El detalle de los niveles de inyección y absorción de potencia de los dispositivos se encuentra disponible en las Tablas G.1 y G.2, incluidas en el Anexo G. Asimismo, la representación gráfica



**Fig. 4.32.** Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ ,  $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo ambiental para Leticia.

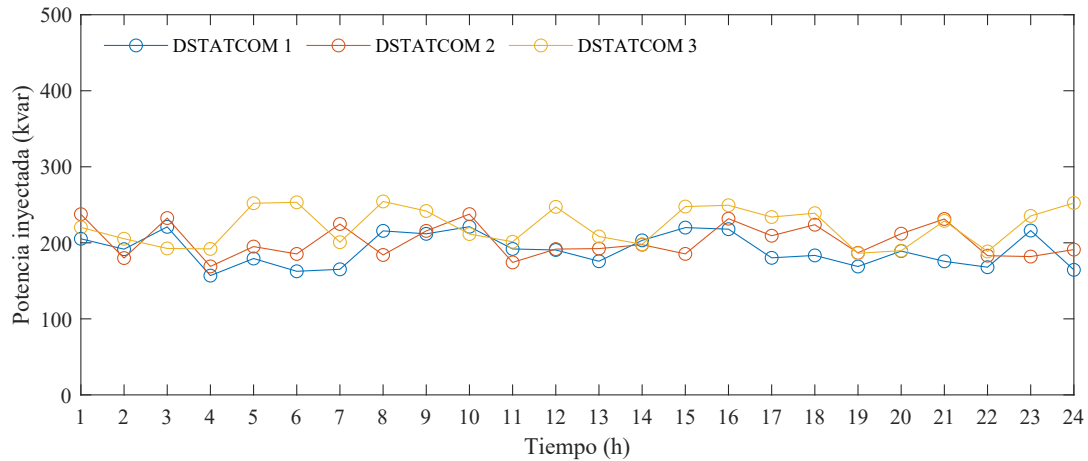
de la operación horaria de los generadores se muestra en la Figura 4.33, y la correspondiente a los D-STATCOM en la Figura 4.34.



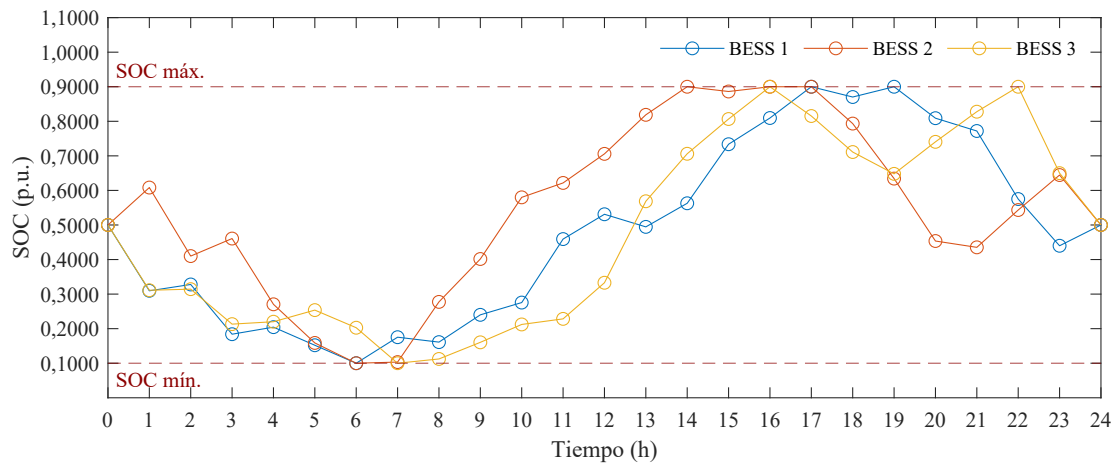
**Fig. 4.33.** Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo ambiental en Leticia.

En cuanto a la operación de las fuentes de GD, el BWOA determinó que inyectar el 100% de la potencia nominal disponible no necesariamente conlleva mejoras ambientales en el sistema. De igual forma, los D-STATCOM operaron de manera equilibrada, con niveles cercanos al 50% de la potencia nominal establecida. El SOC de los BESS se muestra en la Figura 4.35.

Se puede observar que la solución propuesta por el BWOA respetó los límites operativos establecidos, tales como el valor inicial y final del estado de carga (50%), así como los límites mínimos y máximos de operación (10% y 90%, respectivamente). Además, se evidencia una tendencia a cargar los dispositivos durante el periodo de inyección de potencia por parte de las fuentes de GD, lo cual está alineado con los requerimientos del sistema.



**Fig. 4.34.** Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en Leticia.



**Fig. 4.35.** Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo ambiental en Leticia.

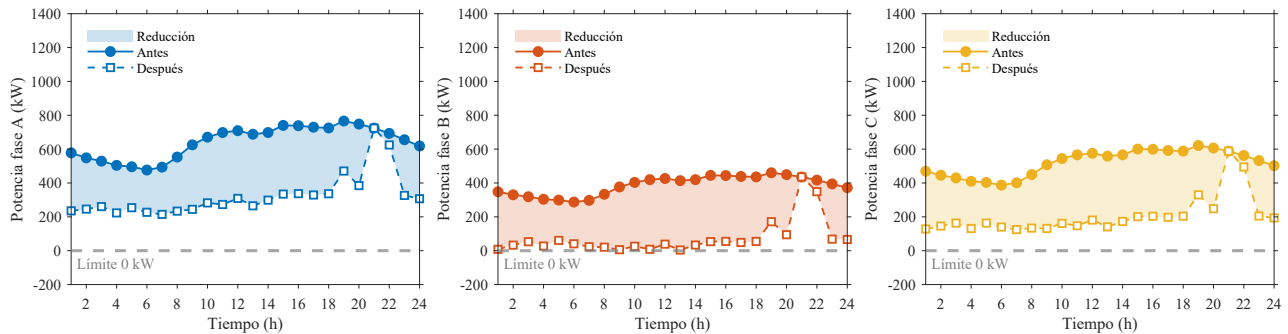
#### 4.2.3.2 Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en Leticia

Los límites operativos del sistema, después de integrar y operar los dispositivos utilizando las variables de decisión sugeridas por el BWOA, fueron los siguientes:

- El menor voltaje fue de 0,9657 p.u. y se registró en el nodo 12, fase A, durante la hora 21.
- El mayor voltaje fue de 1,0341 p.u. y se presentó en el nodo 12, fase B, a la hora 13.
- El mayor porcentaje de carga se obtuvo en la línea 8, fase b, durante la hora 15, con un valor de 92,1414%.

Lo anterior evidencia el cumplimiento de los niveles mínimos y máximos de tensión, establecidos en un rango de +5% y -10% respecto a la tensión nominal, así como el hecho de que ninguna de las líneas del sistema excedió el 100% de su capacidad máxima de carga.

Además, es importante mencionar que los niveles de potencia de los generadores convencionales, tras la implementación de la solución propuesta, respetaron el límite mínimo de 0 kW, tal como se muestra en la Figura 4.36.



**Fig. 4.36.** Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en Leticia.

Además del cumplimiento de la restricción asociada al límite mínimo de potencia, también se observó una reducción significativa en la potencia gestionada por las fuentes convencionales. Cada kWh reemplazado por energía proveniente de fuentes renovables representa una disminución en las emisiones, debido a la diferencia en el factor de emisiones asociado a cada tipo de dispositivo.

En la optimización de esta función objetivo, se destaca que el BWOA no solo logró las mayores reducciones en las emisiones de  $CO_2$ , sino que también cumplió con la totalidad de las restricciones operativas establecidas en el modelo matemático.

Finalmente, la Tabla 4.8 resume los principales resultados obtenidos por la metodología en el escenario de prueba de Leticia. En ella se puede ver el comportamiento de los tres algoritmos con relación a las funciones objetivo propuestas en el problema de optimización. Información respaldada por indicadores adicionales como el tiempo promedio de procesamiento de las soluciones y la desviación estándar relativa de los resultados obtenidos.

En resumen, tal como ocurrió en el escenario de Nuquí, fue el BWOA el algoritmo que logró las mejores reducciones en las tres funciones objetivo. Este algoritmo se destacó por reducir los costos totales del sistema en un 26,9304%, lo que, tomando como referencia el caso base, equivale a un ahorro estimado de 1 118 868,5964 USD anuales, y un ahorro total de 22 377 371,9280 USD para los veinte años de duración del proyecto.

**Tabla. 4.8.** Resumen del desempeño de los algoritmos CBGA, VSA y BWOA según cada función objetivo en Leticia

<b>Función objetivo económica</b>					
<b>Algoritmo</b>	Costos caso base (USD)	Costos mejor solución (USD)	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	4 154 663,7329	3 174 771,0319	23,5853	355,6309	0,0118
VSA	4 154 663,7329	3 100 444,0235	25,3743	320,9495	0,0214
BWOA	4 154 663,7329	3 035 795,1365	26,9304	3 066,6704	0,0088
<b>Función objetivo técnica</b>					
<b>Algoritmo</b>	Pérdidas de energía caso base (kW)	Pérdidas mejor solución (kW)	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	251 197,9100	76 808,1910	69,4232	266,8781	0,0411
VSA	251 197,9100	83 783,5805	66,6463	285,8830	0,1422
BWOA	251 197,9100	57 734,2719	77,0164	2 672,0248	0,0657
<b>Función objetivo ambiental</b>					
<b>Algoritmo</b>	Emisiones caso base (kg de CO <sub>2</sub> )	Emisiones mejor solución (kg de CO <sub>2</sub> )	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	3 625 229,3312	1 869 197,8382	48,4391	262,3496	0,0567
VSA	3 625 229,3312	2 006 822,9784	44,6428	291,6325	0,0544
BWOA	3 625 229,3312	1 408 667,4079	61,1426	2 804,4987	0,0573

Asimismo, el BWOA logró una reducción en las pérdidas de energía del 77,0164%, un porcentaje considerable que impacta directamente en la eficiencia operativa de la red eléctrica.

En cuanto a las emisiones de  $CO_2$ , la reducción del 61,1426% representa que se dejaron de emitir al medio ambiente 2 216 561,9233 kg de  $CO_2$  por año. Este valor equivale, por ejemplo, al impacto ambiental de 46 178 árboles, considerando que un árbol promedio absorbe alrededor de 48 kg de  $CO_2$  por año [231].

En términos de consistencia de los resultados, los tres algoritmos mostraron una baja dispersión en las soluciones obtenidas para las tres funciones objetivo, lo que es un aspecto esencial al emplear técnicas de optimización metaheurísticas.

Finalmente, si bien el BWOA presentó los mejores resultados en términos de las funciones objetivo, los algoritmos CBGA y VSA ofrecieron soluciones de buena calidad con tiempos de procesamiento menores, lo que, en ciertos contextos, puede representar una ventaja operativa relevante para los encargados de la red. Sin embargo, en problemas de planificación predomina

el interés por lograr mejores reducciones en las funciones objetivo, lo cual suele estar asociado a una exploración más profunda del espacio de solución y, de forma inevitable, a un mayor tiempo de procesamiento. Por esta razón, se destacó nuevamente el BWOA.

Por último, se procedió a realizar el mismo análisis sobre el sistema de prueba de la isla de San Andrés.

### **4.3 Implementación de la metodología líder-seguidor en el escenario de prueba de la Isla de San Andrés**

A continuación, se presentan los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología líder-seguidor en el escenario de prueba de la isla de San Andrés. Se evaluaron las funciones objetivo definidas en el modelo matemático y se analizó el impacto de las variables de decisión asociadas a la mejor solución encontrada.

#### **4.3.1 Optimización de la Función objetivo económica en la Isla de San Andrés**

De manera similar a los escenarios de Nuquí y Leticia, en este caso se utilizó la información correspondiente a los costos totales para un año de operación del sistema (véase la Sección 3.4.7). El caso base estimó un costo total de 5 402 367,9560 USD, y el objetivo fue lograr ahorros netos considerando los costos de operación, mantenimiento, inversión inicial y recambio de los equipos.

La metodología líder-seguidor se evaluó utilizando los algoritmos CBGA, VSA y BWOA, cada uno ejecutado en 100 ocasiones, con el fin de analizar la consistencia de los resultados obtenidos por cada técnica.

A partir de los resultados generados por cada algoritmo, se seleccionaron las soluciones con mejor desempeño para la optimización de la función objetivo económica en el escenario de San Andrés. La Tabla 4.9 resume los principales resultados en términos de la función objetivo, los tiempos promedio de procesamiento y la estabilidad de las soluciones, medida mediante la desviación estándar relativa.

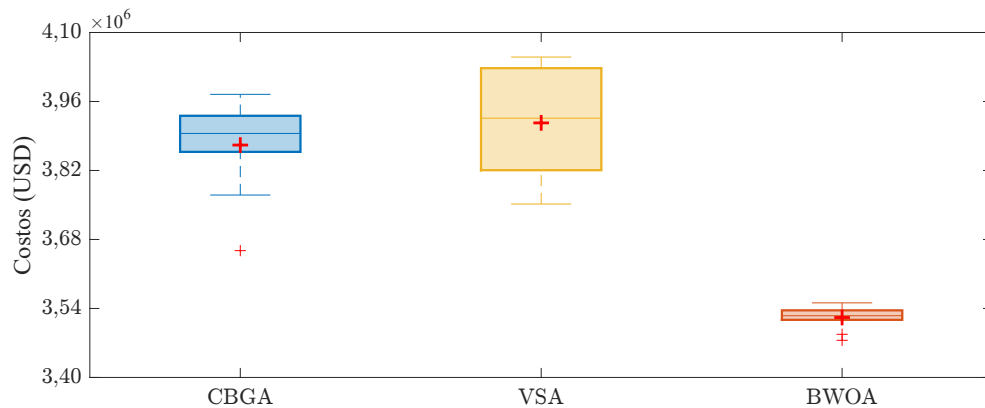
Los tres algoritmos alcanzaron reducciones significativas en la función objetivo económica. Sin

**Tabla. 4.9.** Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de costos totales, tiempo de procesamiento y repetibilidad en la Isla de San Andrés.

Algoritmo	Costos caso base (USD)	Costos mejor solución (USD)	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	5 402 367,9560	3 657 338,0481	32,3012	454,6856	0,0243
VSA	5 402 367,9560	3 751 904,2440	30,5507	379,6148	0,0290
BWOA	5 402 367,9560	3 475 388,4296	35,6691	3 564,5968	0,0067

embargo, al igual que en los escenarios anteriores, se destaca el BWOA, al lograr una reducción del 35,6691% en los costos totales, lo que equivale a un ahorro anual de 1 926 979,5264 USD. Adicionalmente, presentó la menor desviación estándar relativa, lo cual evidencia la consistencia de los resultados obtenidos. Por su parte, el CBGA y el VSA se destacaron por su rapidez, con una dispersión aceptable de las soluciones y niveles adecuados de reducción en los costos.

La Figura 4.37 presenta un diagrama de cajas y bigotes que ofrece información estadística adicional obtenida durante el proceso de optimización.



**Fig. 4.37.** Análisis estadístico para los costos totales (USD) obtenidos con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en la Isla de San Andrés.

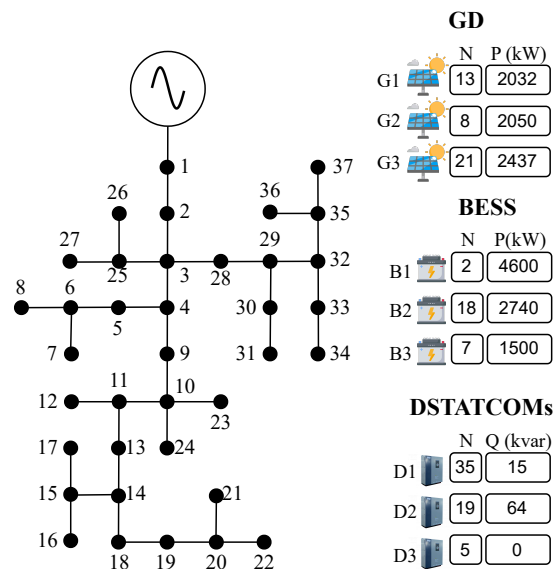
Nótese que, en el caso del CBGA, la mejor solución correspondió a un valor atípico; sin embargo, la dispersión de los resultados fue relativamente baja.

Tal como se realizó en los escenarios anteriores, se seleccionó la solución entregada por el BWOA para llevar a cabo un análisis más detallado del vector de decisión propuesto por el algoritmo y su impacto sobre los aspectos operativos del sistema.

#### 4.3.1.1 Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo económica en la Isla de San Andrés

El vector de solución entregó una configuración específica para las variables de decisión. Como se mencionó anteriormente, este vector, de tamaño  $1 \times 204$ , proporcionó la información correspondiente a las ubicaciones, potencias nominales y niveles de operación de cada dispositivo.

En la Figura 4.38 se presentan las ubicaciones y las potencias nominales sugeridas para cada uno de los dispositivos.

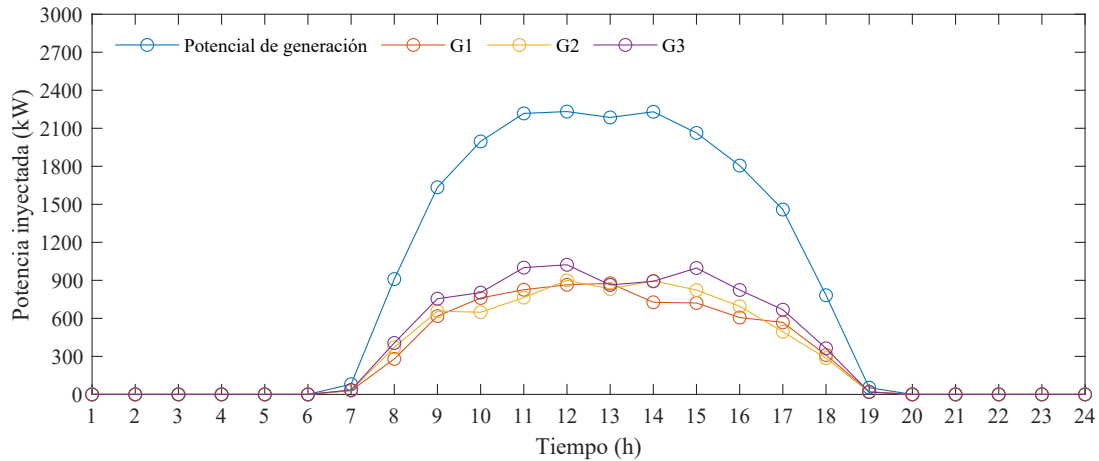


**Fig. 4.38.** Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ ,  $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo económica para la Isla de San Andrés.

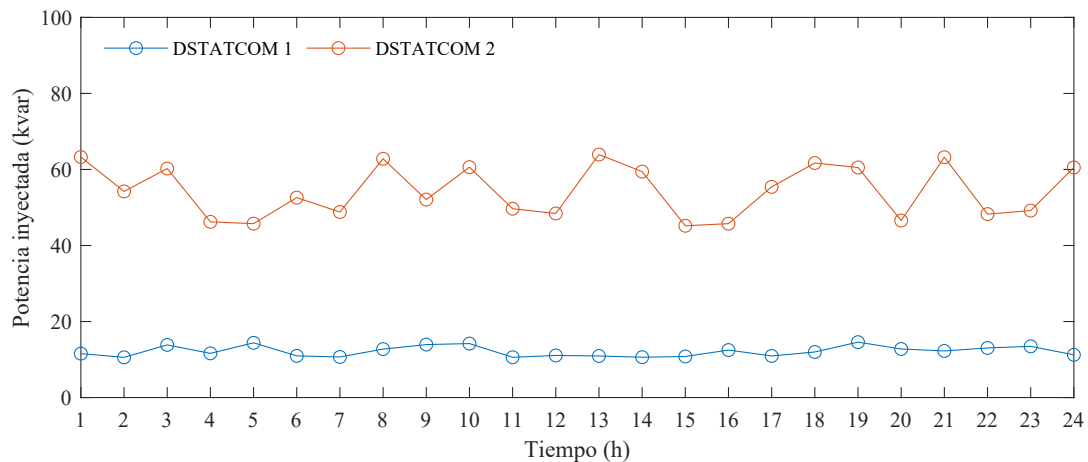
En esta figura se observa que el BWOA determinó que los mejores resultados en la función objetivo económica se alcanzaban al instalar los nueve dispositivos en nodos diferentes del sistema. Además, al tratarse de una función de tipo económico, la instalación de D-STATCOM no resultó tan conveniente, lo cual se refleja en los bajos niveles de potencia nominal asignados a estos dispositivos e, incluso, en la exclusión de uno de ellos.

Por su parte, las fuentes de GD y los BESS presentaron niveles de potencia nominal inferiores al límite máximo establecido durante el proceso de optimización (5 000 kW). Lo anterior indica que una gestión de la potencia cercana a los límites máximos no necesariamente favorece la reducción de los costos totales del sistema.

La información detallada sobre los niveles de inyección de potencia por dispositivo se encuentra disponible en el Anexo H, particularmente en la Tabla H.1 para los generadores y D-STATCOMs, y en la Tabla H.2 para los BESS. Asimismo, se presenta la representación gráfica de la operación de las fuentes de GD en la Figura 4.39 y de los D-STATCOM en la Figura 4.40.



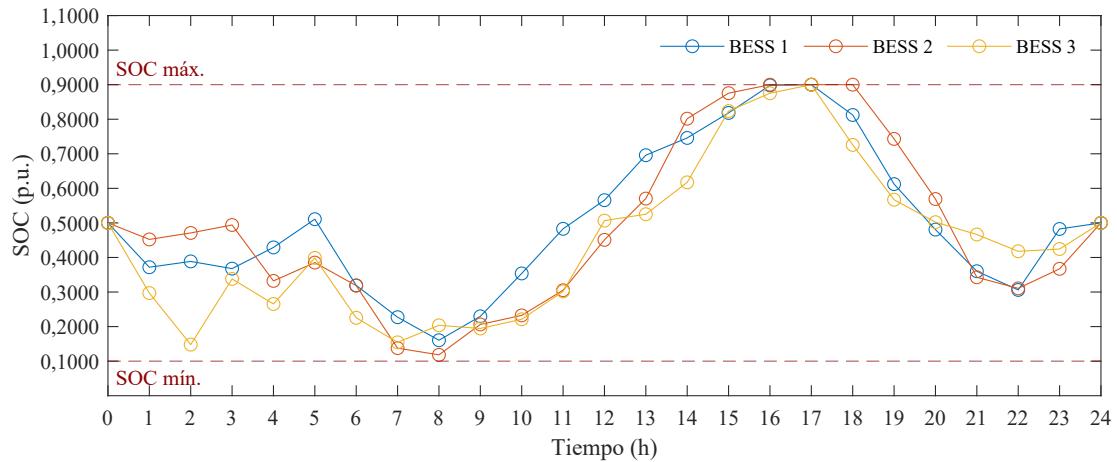
**Fig. 4.39.** Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo económica en la Isla de San Andrés.



**Fig. 4.40.** Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en la Isla de San Andrés.

Nótese que los tres generadores presentaron una inyección horaria inferior al potencial máximo disponible durante el proceso de optimización, lo cual respalda lo mencionado anteriormente respecto a la potencia nominal asignada. Asimismo, los dos D-STATCOM que el algoritmo sugirió instalar mostraron comportamientos distintos, destacándose el D-STATCOM 2 por una gestión más dinámica de la potencia reactiva en el nodo 19, lo que indica mayores exigencias de compensación en esta parte del sistema.

En cuanto a los BESS, la Figura 4.41 ilustra el perfil del SOC para cada hora de un día promedio en la operación del sistema.



**Fig. 4.41.** Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo económica en la Isla de San Andrés.

El SOC de los tres BESS cumplió con las restricciones operativas establecidas y mostró tendencias coherentes con las variables consideradas durante la optimización de la función objetivo económica. Un ejemplo de ello es la estrategia de cargar los BESS en los intervalos donde el costo de la energía es más bajo y donde existe soporte por parte de las fuentes de GD.

Además de lo anterior, se observa que se respetan los valores iniciales y finales de operación, establecidos en 0,5000 p.u., y que no se exceden los límites operativos definidos entre 0,1000 p.u. y 0,9000 p.u.

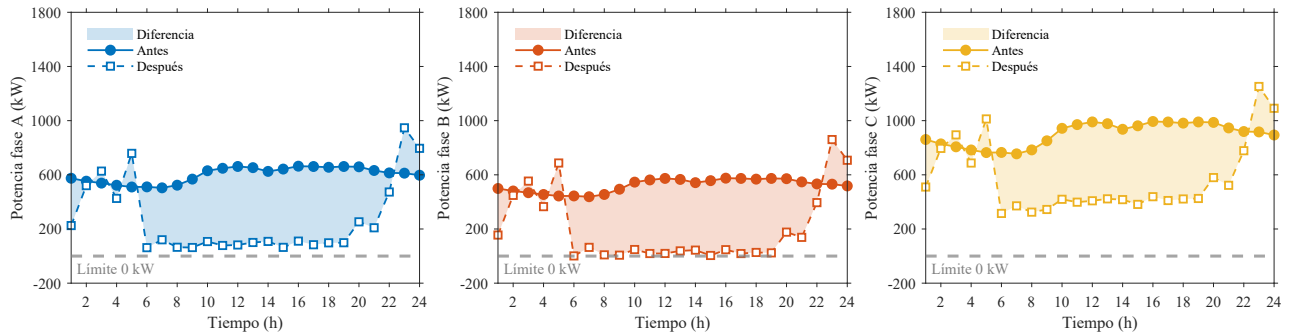
Otro punto fundamental consistió en analizar los límites operativos tras la integración y operación de los DERs.

#### 4.3.1.2 Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en la Isla de San Andrés

A continuación, se presentan los límites operativos del sistema tras la implementación de la solución propuesta por el BWOA:

Se encontró que el menor voltaje registrado fue de 0,9408 p.u. en el nodo 19, fase A, durante la hora 24, mientras que el mayor voltaje fue de 1,0417 p.u. en el nodo 21, fase B, a la hora 11. Por otro lado, el mayor porcentaje de carga se registró en la línea 1, fase C, durante la hora 23, con un valor de 99,6545%.

Estos resultados evidencian el cumplimiento de los niveles de tensión establecidos, así como el hecho de que ninguna línea del sistema superó el 100% de su capacidad máxima de carga. Asimismo, en la Figura 4.42 se presenta el comportamiento de la potencia entregada por el generador convencional, antes y después de implementar la solución propuesta.



**Fig. 4.42.** Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo económica en la Isla de San Andrés.

Se observa que la reducción de potencia de las fuentes convencionales se concentra principalmente durante las horas de operación y respaldo de la GD. Sin embargo, en algunas horas del día en las que el costo del kWh es menor, el BWOA determinó que resultaba más conveniente priorizar el consumo desde las fuentes convencionales.

### 4.3.2 Optimización de la Función objetivo técnica en la Isla de San Andrés

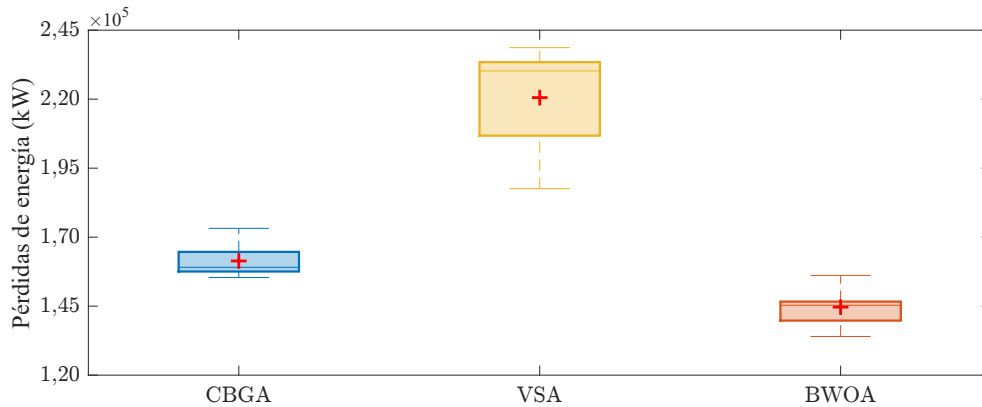
En este escenario, el caso base para la optimización de la función objetivo técnica presentó unas pérdidas de energía anualizadas de 387 870,0243 kW. Los resultados obtenidos por el CBGA, el VSA y el BWOA se resumen en la Tabla 4.10.

**Tabla. 4.10.** Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de pérdidas de energía, tiempo de procesamiento y repetibilidad en la Isla de San Andrés.

Algoritmo	Pérdidas de energía caso base (kW)	Pérdidas de energía mejor solución (kW)	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	387 870,0243	155 384,6824	59,9389	371,5789	0,0347
VSA	387 870,0243	175 642,8623	54,7160	328,6940	0,0858
BWOA	387 870,0243	134 013,1437	65,4489	3 342,9084	0,0446

El BWOA logró la mayor reducción en las pérdidas de energía, con un valor de 253 856,8806 kW. Por su parte, el VSA se destacó por su rapidez, y el CBGA por la consistencia en los resultados obtenidos.

En general, los tres algoritmos mostraron un buen desempeño en términos de repetibilidad de las soluciones. Esto se evidencia en la Figura 4.43, que presenta un diagrama de cajas y bigotes con los límites, la mediana y la dispersión de los datos obtenidos.



**Fig. 4.43.** Análisis estadístico para las pérdidas de energía (kW) obtenidas con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en la Isla de San Andrés.

Teniendo en cuenta que el BWOA mostró las menores pérdidas de energía, se realizó un análisis más detallado de la solución entregada por este algoritmo y de su impacto sobre la operación del sistema de prueba de la isla de San Andrés.

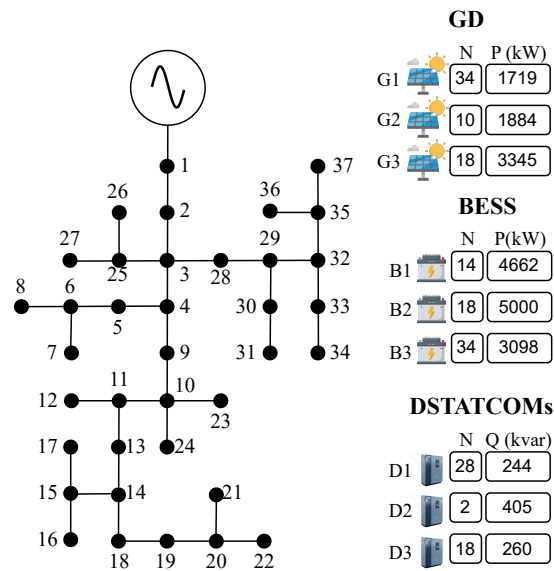
#### 4.3.2.1 Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo técnica en la Isla de San Andrés

La información correspondiente a las ubicaciones y las potencias nominales de los dispositivos se puede ver en la Figura 4.44.

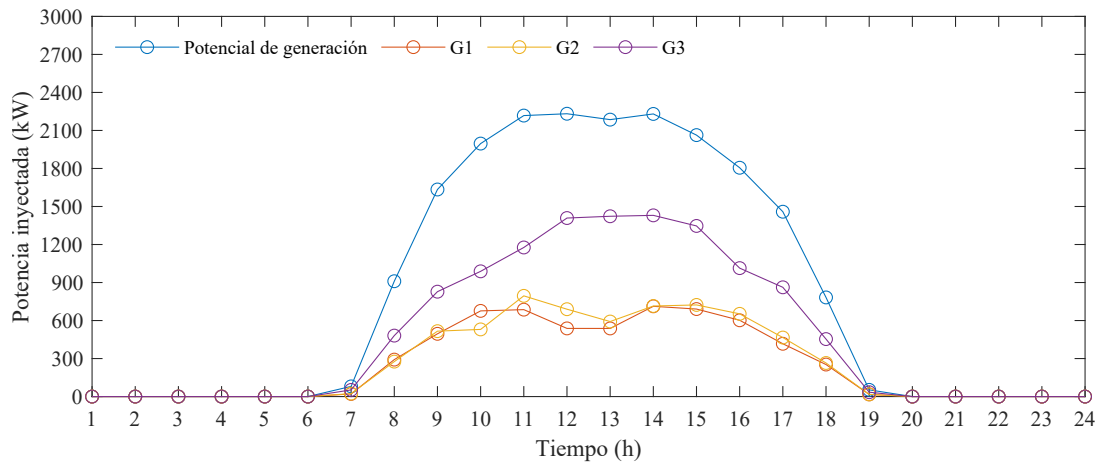
Nótese cómo el BWOA identificó como puntos estratégicos los nodos 18 y 34, ubicados en los extremos del sistema de prueba. En ambos nodos se instalaron un BESS y una fuente de GD, lo que sugiere que estos nodos proporcionan soporte local al sistema e impactan positivamente las condiciones operativas de la red. También se observa que solo el BESS 2 (B2) alcanzó la potencia máxima establecida de 5 000 kW. Además, los D-STATCOM presentaron valores promedio superiores a los 300 kvar, lo cual contribuyó a la reducción de las pérdidas de energía.

Las Figuras 4.45, 4.46 y 4.47 ilustran la operación hora a hora de las fuentes de GD, los BESS y los D-STATCOM, respectivamente. Esta información también se encuentra detallada en el Anexo I, al final de este documento.

En el caso de los generadores, los tres dispositivos inyectan una potencia inferior a la nominal



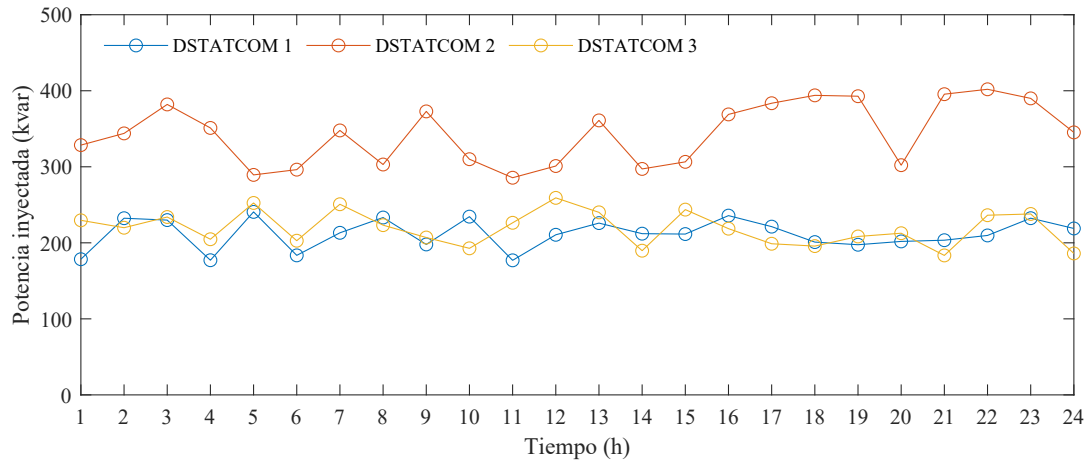
**Fig. 4.44.** Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ ,  $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo técnica para la Isla de San Andrés.



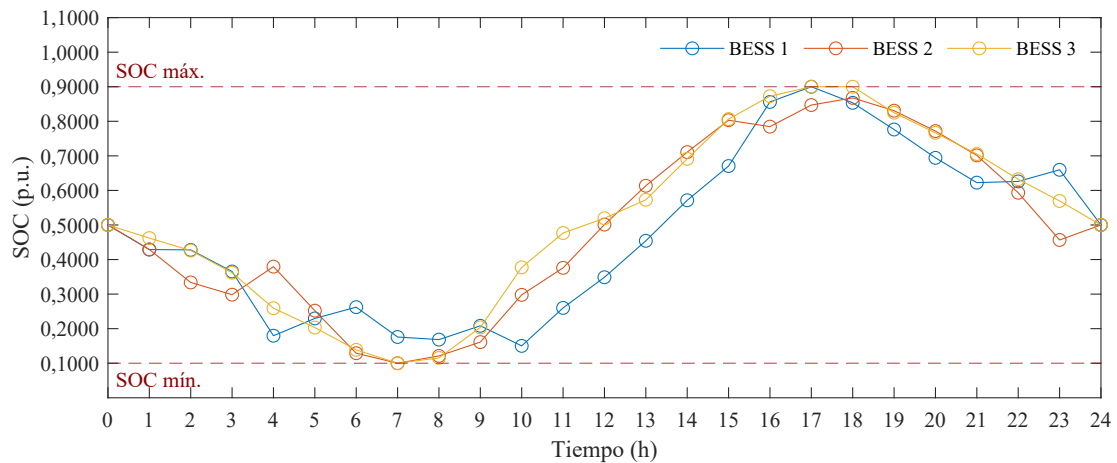
**Fig. 4.45.** Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo técnica en la Isla de San Andrés.

disponible. Asimismo, se observa que los tres D-STATCOM operan de forma dinámica, lo que indica requerimientos de compensación reactiva en los nodos 2, 18 y 28.

El perfil del SOC de los BESS muestra un comportamiento similar al evidenciado en la optimización de la función objetivo técnica en los escenarios de Nuquí y Leticia, con una clara tendencia a cargar los dispositivos cuando existe soporte por parte de las fuentes de GD.



**Fig. 4.46.** Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en la Isla de San Andrés.



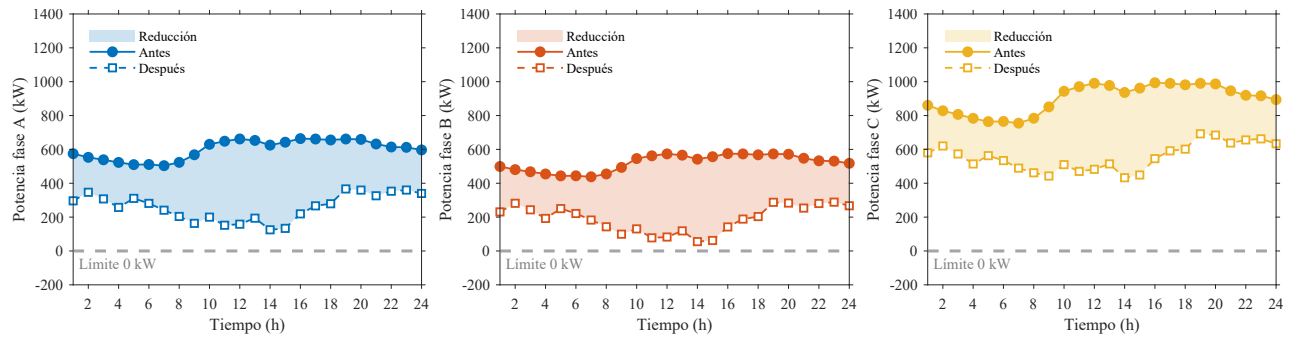
**Fig. 4.47.** Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo técnica en la Isla de San Andrés.

#### 4.3.2.2 Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en la Isla de San Andrés

Los límites operativos del sistema, después de integrar y operar los dispositivos utilizando las variables de decisión sugeridas por el BWOA se presentan a continuación:

- El menor voltaje fue de 0,9736 p.u. y se registró en el nodo 21, fase C, durante la hora 24.
- El mayor voltaje fue de 1,0260 p.u. y se presentó en el nodo 22, fase B, a la hora 15.
- El mayor porcentaje de carga se obtuvo en la línea 17, fase B, durante la hora 16, con un valor de 80,4733%.

Lo anterior evidencia el cumplimiento de los niveles mínimos y máximos de tensión, establecidos en un rango de +5% y -10% respecto a la tensión nominal, así como el hecho de que ninguna de las líneas del sistema excedió el 100% de su capacidad máxima de carga. Además, los niveles de potencia de los generadores convencionales, tras la implementación de la solución propuesta, siempre fueron positivos, tal como se muestra en la Figura 4.48.



**Fig. 4.48.** Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo técnica en la Isla de San Andrés.

También se evidenció una notable disminución de la potencia suministrada por el generador convencional con respecto al caso base, lo cual, además, explica las reducciones obtenidas en las pérdidas de energía. Esto se debe a que una menor necesidad de transportar energía desde el generador hasta los puntos de consumo se traduce en una reducción de dichas pérdidas.

Finalmente, para culminar el análisis, se abordó la optimización de la función objetivo ambiental en el escenario de prueba correspondiente a la Isla de San Andrés.

### 4.3.3 Optimización de la Función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés

Para esta función objetivo se tomó como caso base el escenario inicial, con un total de emisiones anuales de 4 731 862,2151 kg de  $CO_2$ . Se realizó el proceso de optimización de forma independiente para los algoritmos CBGA, VSA y BWOA, cada uno ejecutado con 100 iteraciones.

Se seleccionaron las mejores soluciones de cada algoritmo, así como los tiempos promedio empleados para encontrar dichas soluciones y la repetibilidad de los resultados, medida a través de la desviación estándar relativa. Estos resultados se presentan en la Tabla 4.11.

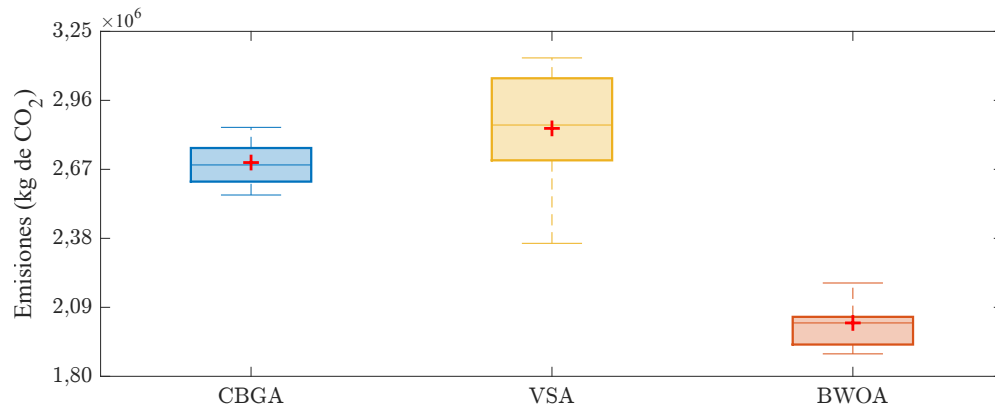
Si bien los tres algoritmos lograron reducciones significativas en las emisiones de  $CO_2$ , se destaca el BWOA, que obtuvo el mejor resultado con una disminución del 59,9654% en las

**Tabla. 4.11.** Comparación del desempeño de las técnicas de optimización en términos de emisiones, tiempo de procesamiento y repetibilidad en la Isla de San Andrés.

Algoritmo	Emisiones caso base (kg de CO <sub>2</sub> )	Emisiones mejor solución (kg de CO <sub>2</sub> )	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	4 731 862,2151	2 562 139,5057	45,8534	374,4212	0,0342
VSA	4 731 862,2151	2 359 021,1604	50,1460	333,6773	0,0833
BWOA	4 731 862,2151	1 894 382,0221	59,9654	3 360,2052	0,0467

emisiones anuales. Por su parte, el VSA se destacó por registrar el menor tiempo promedio de procesamiento, con 333,6773 segundos, mientras que el CBGA mostró la mejor repetibilidad, al presentar la menor desviación estándar relativa, con un valor de 0,0342.

El diagrama de cajas y bigotes de la Figura 4.49 muestra la dispersión de las soluciones obtenidas, los mejores y peores valores, así como la mediana correspondiente a cada uno de los tres algoritmos.



**Fig. 4.49.** Análisis estadístico para las emisiones (kg de CO<sub>2</sub>) obtenidas con los algoritmos CBGA, VSA y BWOA en la Isla de San Andrés.

En esta figura se observa que los tres algoritmos presentaron una baja dispersión en las soluciones encontradas y que no se registraron soluciones atípicas.

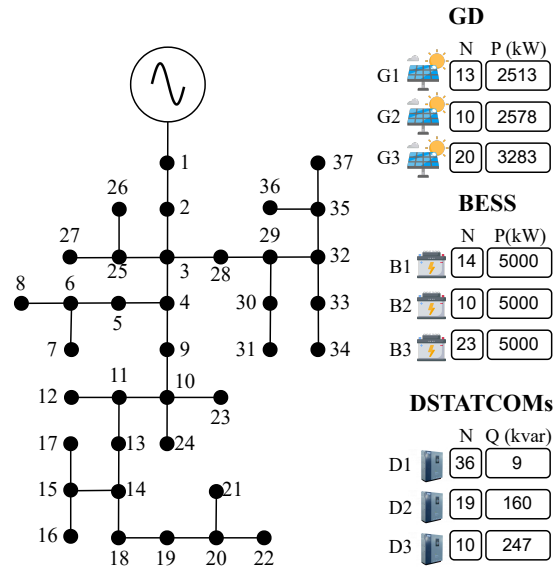
Para evaluar el comportamiento del sistema con base en las variables de decisión, se seleccionó la mejor solución entregada por el BWOA, algoritmo con el mejor rendimiento en la optimización de la función objetivo ambiental.

#### 4.3.3.1 Vector de solución propuesto por el BWOA para la función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés

El BWOA entregó como principal insumo las ubicaciones, las potencias nominales y la gestión de la potencia de los diferentes DERs para un día típico de operación del sistema de prueba de

la isla de San Andrés.

Las posiciones seleccionadas para cada dispositivo y su respectiva potencia nominal se muestran en la Figura 4.50.

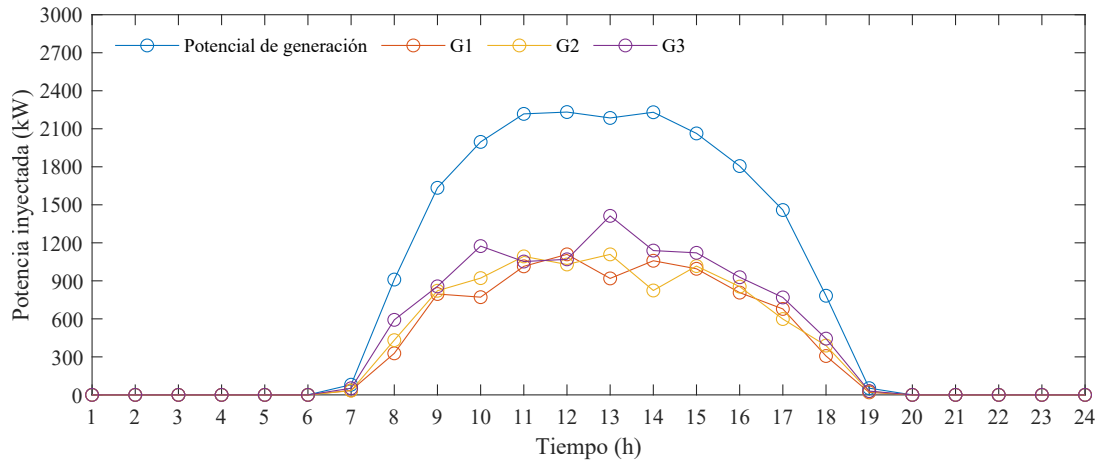


**Fig. 4.50.** Nodo de ubicación ( $N$ ) y potencias nominales ( $P$ ,  $Q$ ) asignadas a cada dispositivo por el BWOA en la función objetivo ambiental para la Isla de San Andrés.

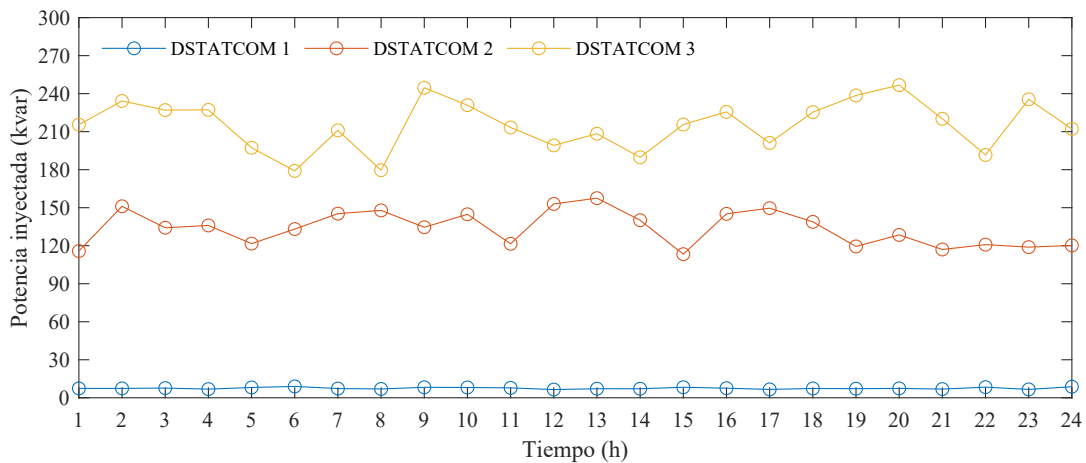
Nótese que el nodo 10 incluye simultáneamente los tres tipos de DERs, lo cual indica que los resultados obtenidos se apalancaron en una estrategia de soporte local entre dispositivos, especialmente entre los instalados en dicho nodo. El BWOA sugirió instalar BESS con la potencia nominal máxima permitida. Asimismo, la solución propuesta consideró la instalación de D-STATCOMs con una potencia nominal promedio de aproximadamente 138 kvar.

La información detallada sobre la operación hora a hora sugerida para estos dispositivos se encuentra disponible en el Anexo J, específicamente en las Tablas J.1 y J.2. De igual forma, la representación gráfica de esta operación se presenta en la Figura 4.51 para los generadores, en la Figura 4.52 para los D-STATCOM, y el perfil del SOC de los BESS se ilustra en la Figura 4.53.

Las fuentes de GD presentaron comportamientos similares tanto en términos de potencia nominal como en la inyección horaria de potencia. Por su parte, los D-STATCOM, en los dos dispositivos con potencias superiores a 150 kvar, mostraron una gestión dinámica de la potencia reactiva, lo que indica mayores desafíos operativos en los nodos 10 y 19 del sistema.



**Fig. 4.51.** Potencial de generación máximo e inyección de potencia de los generadores G1, G2 y G3 propuestos por el BWOA para la función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés.

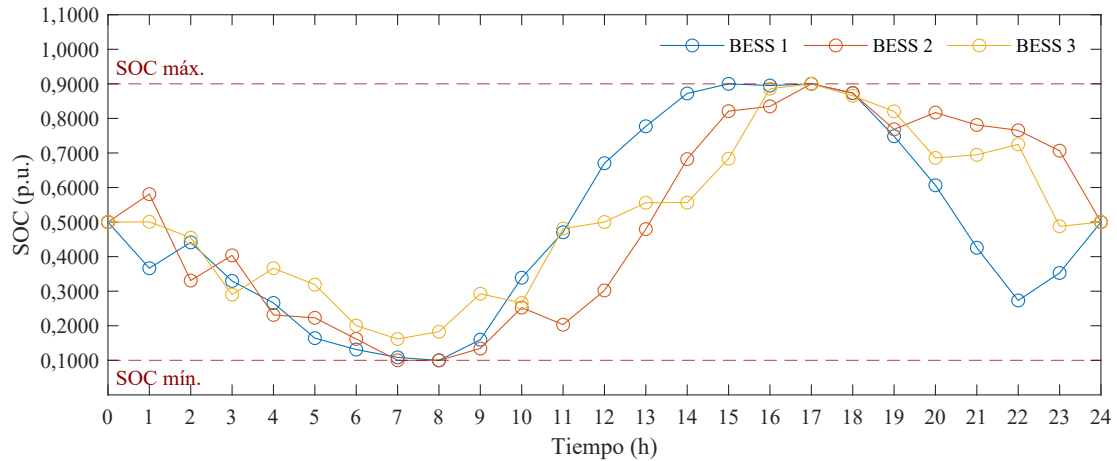


**Fig. 4.52.** Inyección de potencia de los D-STATCOM D1, D2 y D3 propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés.

Los BESS se comportaron de manera similar a lo observado en la optimización de la función objetivo ambiental en los escenarios de Nuquí y Leticia. El perfil de SOC se alinea con los requerimientos del sistema: los dispositivos se cargan en los momentos en que existe potencial de GD y se descargan durante los periodos en los que dicha generación no está disponible.

#### 4.3.3.2 Análisis operativo de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés

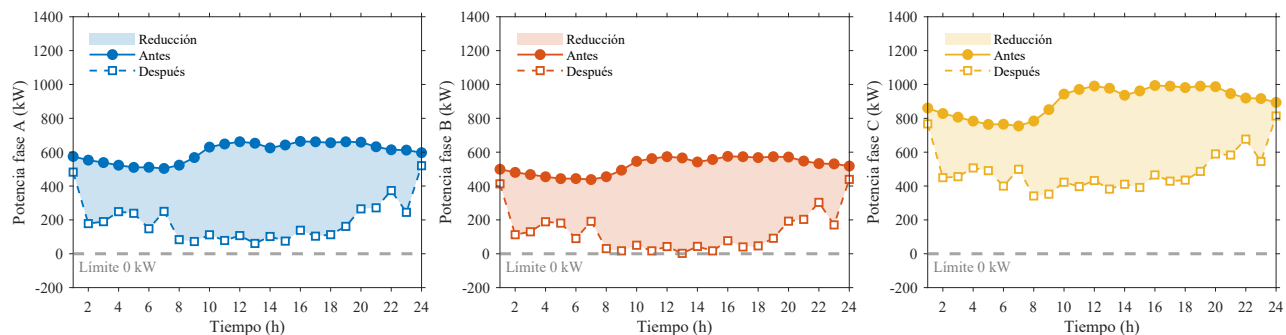
Tras la implementación de la solución sugerida por el BWOA, el sistema de prueba presentó los siguientes límites en su operación.



**Fig. 4.53.** Representación gráfica del SOC propuesto por el BWOA para cada hora en la función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés.

- El menor voltaje fue de 0,9554 p.u. y se registró en el nodo 19, fase A, durante la hora 24.
- El mayor voltaje fue de 1,0467 p.u. y se presentó en el nodo 22, fase B, a la hora 13.
- El mayor porcentaje de carga se obtuvo en la línea 17, fase B, durante la hora 13, con un valor de 98,9834%.

A partir de la información anterior, se pudo constatar que la solución sugerida por el BWOA respetó los niveles de tensión y el porcentaje máximo de carga establecidos como restricciones del modelo matemático. Asimismo, otro de los factores a vigilar fue la inyección de potencia por parte del generador convencional. La Figura 4.54 ilustra el comportamiento de este dispositivo antes y después de la integración de los diferentes DERs.



**Fig. 4.54.** Comparación de la potencia activa del generador convencional antes y después de la solución propuesta por el BWOA para la función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés.

La restricción asociada a este dispositivo estableció que las fuentes de generación convencional no podían presentar niveles negativos en la inyección de potencia. En este sentido, se observa

que dicha restricción se cumplió, y que, además, para cada una de las fases se registraron disminuciones significativas en la potencia tras la integración de la solución propuesta por el BWOA.

Finalmente, la Tabla 4.12 presenta un resumen de los principales resultados obtenidos por cada técnica de optimización al ser aplicada en las funciones objetivo, económica, técnica y ambiental.

**Tabla. 4.12.** Resumen del desempeño de los algoritmos CBGA, VSA y BWOA según cada función objetivo en la Isla de San Andrés

<b>Función objetivo económica</b>					
<b>Algoritmo</b>	Costos caso base (USD)	Costos mejor solución (USD)	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	5 402 367,9560	3 657 338,0481	32,3012	454,6856	0,0243
VSA	5 402 367,9560	3 751 904,2440	30,5507	379,6148	0,0290
BWOA	5 402 367,9560	3 475 388,4296	35,6691	3 564,5968	0,0067
<b>Función objetivo técnica</b>					
<b>Algoritmo</b>	Pérdidas de energía caso base (kW)	Pérdidas mejor solución (kW)	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	387 870,0243	155 384,6824	59,9389	371,5789	0,0347
VSA	387 870,0243	187 570,6280	51,6408	318,3725	0,0831
BWOA	387 870,0243	134 013,1437	65,4489	3 342,9084	0,0446
<b>Función objetivo ambiental</b>					
<b>Algoritmo</b>	Emisiones caso base (kg de CO <sub>2</sub> )	Emisiones mejor solución (kg de CO <sub>2</sub> )	Reducción (%)	Tiempo promedio por solución (s)	Desviación estándar relativa
CBGA	4 731 862,2151	2 562 139,5057	45,8534	374,4212	0,0342
VSA	4 731 862,2151	2 359 021,1604	50,1460	333,6773	0,0833
BWOA	4 731 862,2151	1 894 382,0221	59,9654	3 360,2052	0,0467

En resumen, tal como ocurrió en los escenarios de Nuquí y Leticia, fue el BWOA el algoritmo que logró las mejores reducciones en las tres funciones objetivo. Se destacó por reducir los costos totales del sistema en un 35,6691%, lo que, según el caso base, equivale a un ahorro estimado de 1 926 979,5264 USD anuales, y un ahorro total de 38 539 590,5320 USD durante el horizonte de planificación del proyecto, es decir, en 20 años.

Asimismo, el BWOA logró una reducción en las pérdidas de energía del 65,4489%, un porcentaje significativo si se tiene en cuenta que este aspecto repercute directamente en la

operación eficiente de la red eléctrica.

En cuanto a las emisiones de  $CO_2$ , la reducción del 59,9654% representa que se dejaron de emitir al medio ambiente 2 837 480,1930 kg de  $CO_2$  por año. Este valor equivale, por ejemplo, al impacto ambiental de 59 114 árboles, considerando que un árbol promedio absorbe alrededor de 48 kg de  $CO_2$  por año [231].

En términos de consistencia de los resultados, los 3 algoritmos mostraron una baja dispersión entre las soluciones obtenidas para las tres funciones objetivo, lo cual es un aspecto fundamental al emplearse técnicas de optimización metaheurísticas.

La metodología también mostró que, si bien el BWOA presentó los mejores resultados en términos de las funciones objetivo, los algoritmos CBGA y VSA entregaron soluciones de buena calidad en tiempos de procesamiento reducidos, lo cual, en ciertos contextos, puede representar una ventaja para el operador de la red.

## 5. Conclusiones

Los resultados obtenidos en los escenarios de prueba de Nuquí, Leticia y la Isla de San Andrés muestran que la metodología propuesta en esta investigación cumple con el objetivo general de esta tesis: diseñar una metodología para la integración y la gestión de DERs en sistemas de distribución asimétricos, empleando algoritmos de optimización metaheurística que garanticen la mejora de condiciones técnicas, económicas y ambientales en ZNI.

Asimismo, se logró el cumplimiento de cada uno de los objetivos específicos, los cuales contribuyeron de forma directa a alcanzar los resultados presentados.

En primer lugar, se cumplió el objetivo específico 1, que consistió en analizar la disponibilidad de fuentes de energía renovable y la demanda energética en una ZNI. Este análisis permitió cuantificar el potencial de generación y caracterizar adecuadamente la necesidad energética de tres ZNI del territorio colombiano: Nuquí, Leticia y la Isla de San Andrés. Esta información fue fundamental para establecer escenarios de operación realistas que sirvieron como base para la formulación del modelo matemático y la aplicación de la metodología propuesta.

El objetivo específico 2, orientado a formular un modelo matemático que representara el problema de integración y operación de DERs bajo condiciones dinámicas en la generación y la demanda de energía, se alcanzó mediante el planteamiento de un enfoque de programación no lineal entera mixta de tipo líder-seguidor. Este modelo permitió representar los aspectos operativos de la red, las variables de decisión de los DERs y los impactos económicos, técnicos y ambientales asociados a todo lo anterior.

También se abordó el objetivo específico 3 mediante el desarrollo de una metodología de solución basada en algoritmos metaheurísticos, específicamente el CBGA, el VSA y el BWOA. Estos algoritmos fueron configurados, adaptados y validados para garantizar el cumplimiento de las restricciones operativas del sistema y la convergencia hacia soluciones de buena calidad en un entorno de alta complejidad computacional. El enfoque metaheurístico resultó ser una herramienta adecuada para enfrentar la naturaleza no lineal y no convexa de las diferentes variables del problema.

Finalmente, el objetivo específico 4, relacionado con la validación de la metodología mediante simulaciones en sistemas de prueba reportados en la literatura, se cumplió con éxito. La

metodología fue aplicada a tres casos representativos: Nuquí, Leticia y la Isla de San Andrés, cada uno adaptado a un sistema de prueba diferente (sistema de 8 nodos, sistema de 25 nodos y sistema de 37 nodos, respectivamente). En todos los escenarios se logró una mejora significativa en los indicadores técnicos, económicos y ambientales, con buenos tiempos de procesamiento y una adecuada repetibilidad de las soluciones.

En cada una de las tres funciones objetivo y en los tres escenarios de prueba propuestos, fue el algoritmo BWOA el que alcanzó las mejores reducciones.

En el caso de Nuquí, permitió reducir los costos totales en un 18,7021 %, lo cual equivale a un ahorro estimado de 1 304 209,2905 USD respecto al caso base, y de 26 084 185,8100 USD a lo largo de los 20 años de planificación del proyecto. Asimismo, en este escenario se logró una reducción del 51,4738 % en las pérdidas de energía y del 44,3585 % en las emisiones de  $CO_2$ .

En Leticia, las reducciones alcanzadas fueron del 26,9304 % en los costos totales del sistema, lo que representa un ahorro neto estimado de 1 118 868,5964 USD anuales y de 22 377 371,9280 USD en los 20 años de operación del proyecto. Además, se obtuvieron reducciones significativas del 77,0164 % en las pérdidas de energía y del 61,1426 % en las emisiones de  $CO_2$ .

Para la Isla de San Andrés, se obtuvieron reducciones del 35,6691 % en los costos totales del sistema, lo que equivale a 1 926 979,5264 USD anuales y a 38 539 590,5280 USD en los 20 años de operación del proyecto. Asimismo, se alcanzó una reducción del 65,4489 % en las pérdidas de energía y del 59,9654 % en las emisiones de  $CO_2$ , en comparación con el caso base.

Estos resultados no solo demuestran la efectividad de la metodología, sino también su adaptabilidad a diferentes condiciones geográficas y operativas. Se destaca que, en cada caso, la integración de diferentes DERs no solo fue económicamente viable, sino que además se logró un ahorro neto respecto al caso base.

Es importante mencionar que, en todos los casos, los algoritmos presentaron baja dispersión en los resultados, lo que confirma la consistencia y estabilidad del enfoque propuesto. Si bien el BWOA mostró el mejor desempeño global, los algoritmos CBGA y VSA ofrecieron soluciones competitivas con menores tiempos de procesamiento, lo que podría ser relevante en contextos donde el tiempo de cómputo sea una restricción crítica.

Los resultados presentados también evidencian que la metodología propuesta no solo es técnicamente efectiva, sino que posee un alto potencial de aplicabilidad en contextos reales de ZNI. La selección de tres escenarios contrastantes permitió validar la versatilidad de la

herramienta frente a distintas condiciones topográficas, climáticas y de infraestructura energética. La posibilidad de integrar distintas fuentes renovables y sistemas de soporte, junto con la flexibilidad para adaptarse a restricciones locales, demuestra que este enfoque puede ser utilizado por entidades responsables de la planificación energética en zonas rurales y apartadas. En consecuencia, esta tesis no solo contribuye al desarrollo científico, sino que también aporta una solución concreta para reducir brechas de energización rural, al ofrecer alternativas sostenibles, rentables y replicables en territorios con acceso limitado a redes eléctricas convencionales.

Finalmente, el cumplimiento articulado de los cuatro objetivos específicos permitió abordar de manera integral el problema de integración y gestión de DERs en ZNI. Por lo cual, esta tesis doctoral contribuye no solo con una herramienta de planificación robusta y replicable, sino también con evidencia cuantitativa sobre los beneficios técnicos, económicos y ambientales que pueden obtenerse utilizando técnicas de optimización metaheurística en la resolución de este tipo de problemas eléctricos.

## 6. Trabajos futuros

El desarrollo de esta tesis permitió identificar múltiples oportunidades de profundización que pueden orientar futuras líneas de investigación. Estas oportunidades surgen, en parte, de las decisiones metodológicas adoptadas para delimitar el alcance del estudio, así como de los retos observados durante la implementación y validación de la propuesta.

En primer lugar, uno de los principales limitantes fue la consideración de perfiles determinísticos para la generación renovable y la demanda eléctrica. Si bien esta decisión permitió reducir la complejidad computacional del modelo, no representa con precisión la naturaleza incierta y variable de estos parámetros. Por ello, se sugiere incorporar modelos de predicción y escenarios probabilísticos que consideren la estocasticidad de la irradiancia solar, el comportamiento de la demanda y otros factores externos. Esta línea permitiría fortalecer la robustez y aplicabilidad práctica de la metodología ante condiciones reales de operación.

Otra limitación radica en el enfoque mono-objetivo utilizado en la formulación matemática, el cual priorizó la mejora de indicadores técnicos, económicos y ambientales de forma individual. Una extensión natural consiste en la formulación de un modelo multi-objetivo que permita representar explícitamente las compensaciones entre distintos criterios. A través de técnicas como la optimización por Pareto o el uso de funciones de ponderación, se podrían generar soluciones más flexibles, adaptadas a las prioridades específicas de cada operador o región.

Finalmente, una línea de investigación prometedora consiste en desarrollar plataformas de software basadas en la metodología propuesta, que integren interfaces gráficas, módulos de entrada de datos y motores de optimización automatizados. Esta línea facilitaría la transferencia de conocimiento hacia agentes públicos, comunidades rurales y empresas prestadoras del servicio, promoviendo la apropiación de herramientas avanzadas para la planificación energética en zonas no interconectadas.

# Anexo A: Corriente por fase de cada línea y selección de conductores para los sistemas de prueba de 8, 25 y 37 nodos.

**Tabla. A.1.** Corriente por fase de cada línea y selección de conductor según NTC2050, tabla 310-16, 60°C, TW, UF, para el sistema de 8 nodos.

Línea	Fase	Corriente por fase (A)	Corriente máx. fase (A)	Tipo de conductor seleccionado	Corriente máx. conductor (A)
1	A	176,0658	298,4212	Kcmils 500	320
	B	137,7086			
	C	298,4212			
2	A	0,0000	142,7629	2/0	145
	B	92,3154			
	C	142,7629			
3	A	0,0000	65,1608	AWG 4	70
	B	0,0000			
	C	65,1608			
4	A	85,2041	85,2041	AWG 2	95
	B	0,0000			
	C	0,0000			
5	A	0,0000	57,1295	AWG 4	70
	B	0,0000			
	C	57,1295			
6	A	0,0000	46,8411	AWG 6	55
	B	46,8411			
	C	0,0000			
7	A	0,0000	25,4752	AWG 10	30
	B	0,0000			

*Continúa en la siguiente página*

*Continuación de la página anterior*

Línea	Fase	Corriente por fase (A)	Corriente máx. fase (A)	Tipo de conductor seleccionado	Corriente máx. conductor (A)
	C	25,4752			

**Tabla. A.2.** Corriente por fase de cada línea y selección de conductor según NTC2050, tabla 310-16, 60°C, TW, UF, para el sistema de 25 nodos.

Línea	Fase	Corriente por fase (A)	Corriente máx. fase (A)	Tipo de conductor seleccionado	Corriente máx. conductor (A)
1	A	94,8797	94,8797	AGW 1	110
	B	58,0709			
	C	77,7182			
2	A	21,4828	21,4828	AGW 12	25
	B	12,7867			
	C	18,3730			
3	A	26,1788	26,1788	AGW 10	30
	B	16,2523			
	C	20,4870			
4	A	10,0565	10,0565	AGW 14	20
	B	4,2251			
	C	7,5453			
5	A	9,8353	9,8353	AGW 14	20
	B	7,1770			
	C	8,8344			
6	A	2,1212	2,1212	AGW 14	20
	B	1,3894			
	C	1,7516			
7	A	4,1524	4,1524	AGW 14	20
	B	2,0801			
	C	2,8049			
8	A	21,9306	21,9306	AGW 12	25
	B	13,1995			
	C	18,6110			
9	A	4,2675	4,2675	AGW 14	20
	B	2,7912			
	C	0,3514			

*Continúa en la siguiente página*

*Continuación de la página anterior*

Línea	Fase	Corriente por fase (A)	Corriente máx. fase (A)	Tipo de conductor seleccionado	Corriente máx. conductor (A)
10	A	13,6099			
	B	8,5264	13,6099	AGW 14	20
	C	10,1184			
11	A	6,1700			
	B	3,8540	6,1700	AGW 14	20
	C	6,0299			
12	A	2,3974			
	B	1,1778	2,4638	AGW 14	20
	C	2,4638			
13	A	9,9581			
	B	6,5760	9,9581	AGW 14	20
	C	7,7896			
14	A	4,9186			
	B	3,0978	4,9186	AGW 14	20
	C	3,6462			
15	A	1,1455			
	B	0,9591	1,1455	AGW 14	20
	C	0,9961			
16	A	1,1519			
	B	0,6493	1,1519	AGW 14	20
	C	0,7181			
17	A	0,2094			
	B	0,1366	0,2094	AGW 14	20
	C	0,1727			
18	A	1,8006			
	B	1,0070	1,8006	AGW 14	20
	C	1,6381			
19	A	2,9788			
	B	2,1694	3,0027	AGW 14	20

*Continúa en la siguiente página*

*Continuación de la página anterior*

Línea	Fase	Corriente por fase (A)	Corriente máx. fase (A)	Tipo de conductor seleccionado	Corriente máx. conductor (A)
	C	3,0027			
20	A	3,1300			
	B	2,4616	3,1300	AGW 14	20
	C	2,7202			
21	A	0,3534			
	B	0,1895	0,3534	AGW 14	20
	C	0,2497			
22	A	2,8931			
	B	2,3275	2,8931	AGW 14	20
	C	2,5058			
23	A	2,3824			
	B	1,8838	2,3824	AGW 14	20
	C	0,4318			
24	A	0,3533			
	B	0,1803	0,3533	AGW 14	20
	C	0,2374			

**Tabla. A.3.** Corriente por fase de cada línea y selección de conductor según NTC2050, tabla 310-16, 60°C, TW, UF, para el sistema de 37 nodos.

Línea	Fase	Corriente por fase (A)	Corriente máx. fase (A)	Tipo de conductor seleccionado	Corriente máx. conductor (A)
1	A	106,8193			
	B	91,9216	159,1620	3/0	165
	C	159,1620			
2	A	45,0237			
	B	37,3528	56,4185	AWG 4	70
	C	56,4185			
3	A	0,2497			
	B	2,6079	2,6520	AWG 14	20
	C	2,6520			
4	A	2,8454			
	B	6,9732	6,9732	AWG 14	20
	C	5,3678			
5	A	50,6535			
	B	17,1871	50,6535	AWG 6	55
	C	49,1422			
6	A	2,3940			
	B	0,7807	2,3940	AWG 14	20
	C	1,6001			
7	A	17,0394			
	B	5,8608	18,3378	AWG 14	20
	C	18,3378			
8	A	2,7930			
	B	0,9108	2,7930	AWG 14	20
	C	0,9336			
9	A	0,6650			
	B	0,6506	0,6669	AWG 14	20
	C	0,6669			

*Continúa en la siguiente página*

*Continuación de la página anterior*

Línea	Fase	Corriente por fase (A)	Corriente máx. fase (A)	Tipo de conductor seleccionado	Corriente máx. conductor (A)
10	A	0,9313			
	B	0,0000	0,9313	AWG 14	20
	C	0,0000			
11	A	5,6798			
	B	1,9536	5,6798	AWG 14	20
	C	4,7704			
12	A	0,0000			
	B	3,9090	3,9090	AWG 14	20
	C	0,0000			
13	A	9,0877			
	B	1,0412	9,0877	AWG 14	20
	C	7,6326			
14	A	9,0877			
	B	1,0412	9,0877	AWG 14	20
	C	6,5530			
15	A	0,0000			
	B	0,0000	1,0797	AWG 14	20
	C	1,0797			
16	A	12,1223			
	B	1,8220	12,1223	AWG 14	20
	C	11,4678			
17	A	13,8540			
	B	0,0000	13,8540	AWG 14	20
	C	6,5679			
18	A	0,0000			
	B	1,6919	3,5468	AWG 14	20
	C	3,5468			
19	A	0,0000			
	B	0,0000	1,3641	AWG 14	20

*Continúa en la siguiente página*

*Continuación de la página anterior*

Línea	Fase	Corriente por fase (A)	Corriente máx. fase (A)	Tipo de conductor seleccionado	Corriente máx. conductor (A)
	C	1,3641			
20	A	0,0000			
	B	4,1646	4,1646	AWG 14	20
	C	0,0000			
21	A	4,0990			
	B	0,0000	4,1050	AWG 14	20
	C	4,1050			
22	A	0,0000			
	B	0,0000	4,1050	AWG 14	20
	C	4,1050			
23	A	0,0000			
	B	0,0000	1,3678	AWG 14	20
	C	1,3678			
24	A	0,0000			
	B	0,0000	1,3687	AWG 14	20
	C	1,3687			
25	A	0,1998			
	B	2,0863	2,0863	AWG 14	20
	C	0,0000			
26	A	0,0000			
	B	0,0000	1,5912	AWG 14	20
	C	1,5912			
27	A	4,1101			
	B	10,0724	10,0724	AWG 14	20
	C	4,3100			
28	A	0,6323			
	B	0,1296	0,6323	AWG 14	20
	C	0,0000			

*Continúa en la siguiente página*

*Continuación de la página anterior*

Línea	Fase	Corriente por fase (A)	Corriente máx. fase (A)	Tipo de conductor seleccionado	Corriente máx. conductor (A)
29	A	0,0000			
	B	14,1997	14,1997	AWG 14	20
	C	6,6308			
30	A	3,4267			
	B	0,0000	3,4267	AWG 14	20
	C	0,0000			
31	A	0,0000			
	B	13,2934	13,2934	AWG 14	20
	C	1,5130			
32	A	0,0000			
	B	1,9802	1,9802	AWG 14	20
	C	0,0000			
33	A	0,0000			
	B	0,9241	0,9241	AWG 14	20
	C	0,0000			
34	A	0,0000			
	B	2,5362	2,5362	AWG 14	20
	C	0,0000			
35	A	0,0000			
	B	1,3335	1,3335	AWG 14	20
	C	0,1973			

# Anexo B: Asignación de potencia a los DERs en Nuquí mediante BWOA para la función objetivo económica

**Tabla. B.1.** Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución económica en Nuquí.

Hora	Potencia fuentes de GD (kW)			Potencia D-STATCOMs (kvar)		
	G1	G2	G3	D1	D2	D3
1	0,0000	0,0000	0,0000	8,4358	33,1730	12,9815
2	0,0000	0,0000	0,0000	11,3150	25,6099	12,8753
3	0,0000	0,0000	0,0000	11,7026	23,8216	14,7835
4	0,0000	0,0000	0,0000	8,6734	29,7287	14,4865
5	0,0000	0,0000	0,0000	11,9922	27,7244	16,2741
6	0,0000	0,0000	0,0000	9,6557	24,4840	16,9440
7	43,9686	55,1628	64,6970	9,3320	32,6230	15,9208
8	294,5500	313,9557	315,2137	10,6180	33,5952	16,1508
9	552,5423	526,3733	670,2120	10,1650	31,8373	16,5018
10	691,1220	679,7240	774,1641	9,7723	23,8213	12,7911
11	803,6468	861,1718	797,3437	9,1193	25,7248	13,7147
12	813,8821	626,3533	909,9561	9,6838	31,4287	15,6041
13	807,8563	850,1269	998,6558	10,2444	29,8514	15,1503
14	918,0979	950,5817	1 017,4745	11,5257	24,2891	15,2293
15	849,2729	877,8766	1 052,6920	9,4453	30,7593	13,1160
16	862,1475	697,4777	906,3208	9,1450	24,4808	13,0574
17	578,6290	626,9600	717,1637	10,0655	32,0848	16,6038
18	237,9938	202,0237	244,7929	8,7694	33,5212	13,1890
19	3,0054	3,5061	3,1010	10,3127	29,1400	13,8650
20	0,0000	0,0000	0,0000	10,8110	30,3032	16,9531
21	0,0000	0,0000	0,0000	9,6674	23,8258	16,4732
22	0,0000	0,0000	0,0000	10,2749	26,1370	15,2110
23	0,0000	0,0000	0,0000	9,2125	32,9489	13,0727
24	0,0000	0,0000	0,0000	9,0603	26,9704	13,0013

**Tabla. B.2.** SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo económica en Nuquí.

Intervalo	SOC [p.u.]			Potencia [kW]		
	B1	B2	B3	B1	B2	B3
1	0,5000	0,5000	0,5000	1 559,0000	2 481,0000	104,0000
2	0,4356	0,2705	0,4001	1 357,5846	1 342,4710	83,2200
3	0,4808	0,2599	0,5394	1 499,2894	1 290,1247	112,1955
4	0,6035	0,4450	0,5537	1 881,6945	2 207,4870	115,9730
5	0,4620	0,6537	0,4941	1 439,3833	3 243,5316	102,7873
6	0,3889	0,5154	0,5641	1 211,6196	2 555,4607	117,3333
7	0,3903	0,2689	0,4495	1 217,0360	1 333,8986	93,4966
8	0,2557	0,1312	0,3300	797,0145	651,3742	68,6400
9	0,1500	0,1148	0,1788	467,7000	569,5266	37,1904
10	0,2137	0,1099	0,1769	666,0895	545,0924	36,3955
11	0,2052	0,2079	0,2119	639,8035	1 032,8855	44,0752
12	0,2034	0,3644	0,2478	633,7601	1 808,5690	51,5424
13	0,2431	0,4748	0,2346	758,5936	2 353,6386	48,7968
14	0,3612	0,5557	0,4432	1 126,7866	2 754,7870	92,1856
15	0,5604	0,6463	0,5664	1 747,4447	3 207,6281	117,8112
16	0,7466	0,7423	0,6832	2 327,4301	3 682,9463	142,1056
17	0,8037	0,8905	0,8095	2 505,1477	4 418,9285	168,3760
18	0,8808	0,9000	0,8719	2 747,2006	4 465,8000	181,3472
19	0,7845	0,8878	0,8126	2 447,7096	4 403,7165	169,0208
20	0,6703	0,5897	0,6194	2 089,1855	2 925,1731	128,8272
21	0,4703	0,4081	0,5275	1 466,0493	2 025,2252	109,7200
22	0,3339	0,1866	0,5440	1 040,0720	925,4869	113,1520
23	0,2010	0,1568	0,3904	627,3180	778,3620	81,2032
24	0,3549	0,2838	0,4539	1 106,8858	1 407,9700	94,4112
25	0,5000	0,5000	0,5000	1 559,0000	2 481,0000	104,0000

# Anexo C: Asignación de potencia a los DERs en Nuquí mediante BWOA para la función objetivo técnica

**Tabla. C.1.** Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución técnica en Nuquí.

Hora	Potencia fuentes de GD (kW)			Potencia D-STATCOMs (kvar)		
	G1	G2	G3	D1	D2	D3
1	0,0000	0,0000	0,0000	472,3191	134,5330	359,5231
2	0,0000	0,0000	0,0000	393,2738	171,6329	349,1600
3	0,0000	0,0000	0,0000	459,0432	128,4690	351,9759
4	0,0000	0,0000	0,0000	364,5593	168,1536	410,2946
5	0,0000	0,0000	0,0000	375,7103	173,1637	427,5363
6	0,0000	0,0000	0,0000	440,1814	130,1013	391,8830
7	55,6487	65,2124	64,2782	351,6229	160,4551	347,7258
8	377,1045	368,1931	344,0517	442,2257	152,7392	401,4161
9	715,1083	594,4970	806,2451	484,0881	162,6203	340,6063
10	822,8981	787,1868	1 009,3026	385,3336	152,2134	377,8284
11	931,0962	942,4422	1 078,8663	414,7099	132,8003	309,2744
12	1 105,6676	709,7033	1 043,2490	444,6480	148,2911	393,1169
13	1 232,8867	819,0375	1 204,5169	438,7558	166,7392	416,9449
14	1 177,4301	1 111,7980	1 140,9960	441,1940	152,5899	330,9465
15	974,8210	924,1360	1 106,7448	403,3745	138,0730	360,7030
16	1 069,3123	942,4749	1 070,6327	484,2492	138,8644	350,0890
17	894,9197	728,0385	640,2286	458,3474	176,1880	350,3234
18	336,4936	292,2783	356,0677	453,0975	175,2650	423,6434
19	4,6244	4,0792	4,0233	491,4766	146,6783	312,3959
20	0,0000	0,0000	0,0000	472,7914	141,3457	405,0263
21	0,0000	0,0000	0,0000	362,7984	140,0779	410,6275
22	0,0000	0,0000	0,0000	413,4797	155,6879	431,4477
23	0,0000	0,0000	0,0000	450,5196	144,2651	355,1947
24	0,0000	0,0000	0,0000	415,7315	158,4618	429,7131

**Tabla. C.2.** SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo técnica en Nuquí.

Intervalo	SOC [p.u.]			Potencia [kW]		
	B1	B2	B3	B1	B2	B3
1	0,5000	0,5000	0,5000	2 500,0000	2 500,0000	2 500,0000
2	0,5349	0,3574	0,5081	2 674,3466	1 787,0177	2 540,4866
3	0,5141	0,2445	0,5421	2 570,7090	1 222,4815	2 710,7454
4	0,4538	0,1973	0,5195	2 268,8281	986,6073	2 597,4242
5	0,4097	0,1086	0,4850	2 048,4744	543,1153	2 424,9537
6	0,3608	0,1755	0,2921	1 804,1592	877,4535	1 460,2961
7	0,3093	0,1000	0,2569	1 546,5599	500,0000	1 284,4037
8	0,2044	0,1661	0,1208	1 022,2179	830,6950	604,0067
9	0,1437	0,2131	0,1000	718,2655	1 065,5969	500,0000
10	0,1587	0,3207	0,1100	793,4196	1 603,4409	549,8859
11	0,2995	0,2862	0,2555	1 497,7140	1 430,9163	1 277,5017
12	0,3968	0,3252	0,3992	1 984,1530	1 626,0423	1 996,1884
13	0,4780	0,4184	0,4644	2 390,2139	2 092,0790	2 322,0329
14	0,5333	0,5999	0,5053	2 666,6458	2 999,5332	2 526,3358
15	0,6268	0,7236	0,6324	3 134,1623	3 618,0384	3 161,9457
16	0,7535	0,7777	0,7654	3 767,3515	3 888,3568	3 826,8249
17	0,8698	0,8411	0,8565	4 348,9852	4 205,3296	4 282,2518
18	0,9000	0,9000	0,9000	4 500,0000	4 500,0000	4 500,0000
19	0,9000	0,8878	0,9000	4 500,0000	4 439,2273	4 500,0000
20	0,8304	0,7889	0,8564	4 152,1157	3 944,7306	4 281,9745
21	0,8709	0,6057	0,8486	4 354,6099	3 028,6985	4 242,8629
22	0,7418	0,6301	0,7054	3 709,0597	3 150,3855	3 527,7108
23	0,6193	0,5777	0,6438	3 096,4498	2 888,5506	3 218,9149
24	0,5301	0,4130	0,6898	2 650,4837	2 065,0265	3 448,8283
25	0,5000	0,5000	0,5000	2 500,0000	2 500,0000	2 500,0000

# Anexo D: Asignación de potencia a los DERs en Nuquí mediante BWOA para la función objetivo ambiental

**Tabla. D.1.** Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución ambiental en Nuquí.

Hora	Potencia fuentes de GD (kW)			Potencia D-STATCOMs (kvar)		
	G1	G2	G3	D1	D2	D3
1	0,0000	0,0000	0,0000	230,4932	50,8579	291,5359
2	0,0000	0,0000	0,0000	270,5175	45,6343	375,2827
3	0,0000	0,0000	0,0000	243,9251	45,9753	296,4624
4	0,0000	0,0000	0,0000	254,4473	35,7102	306,2128
5	0,0000	0,0000	0,0000	248,9762	40,5235	294,9951
6	0,0000	0,0000	0,0000	238,1144	36,3130	359,4730
7	67,0433	79,1017	64,0377	263,5117	43,7006	308,4672
8	448,3610	427,7023	449,2948	253,7768	42,1811	364,1086
9	668,7015	805,5503	631,5049	223,8243	43,3050	308,8638
10	799,7666	810,8992	889,5095	248,4561	48,4845	333,5613
11	900,7977	1 037,9022	1 078,2462	288,8902	41,6691	310,4739
12	838,7950	951,5037	1 027,3677	226,8314	44,2096	330,1623
13	932,8120	1 203,4725	991,8072	259,9414	47,6177	362,4431
14	1 029,5061	1 054,3432	1 174,5263	249,9392	39,4120	278,7953
15	999,3763	945,1930	1 284,2283	228,5855	37,7121	318,7557
16	845,1968	993,8804	1 174,7283	284,7355	38,7494	354,5531
17	727,9440	654,5278	768,6720	206,9653	50,1537	388,2957
18	356,8393	268,8070	355,8880	217,5424	41,4675	329,8187
19	4,6527	3,7921	4,7526	227,8732	48,0206	292,7581
20	0,0000	0,0000	0,0000	255,6778	42,7317	320,0373
21	0,0000	0,0000	0,0000	285,4912	43,8900	371,1254
22	0,0000	0,0000	0,0000	210,6678	42,4245	305,0344
23	0,0000	0,0000	0,0000	218,0249	45,3283	299,0703
24	0,0000	0,0000	0,0000	229,1133	46,8102	326,8444

**Tabla. D.2.** SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo ambiental en Nuquí.

Intervalo	SOC [p.u.]			Potencia [kW]		
	B1	B2	B3	B1	B2	B3
1	0,5000	0,5000	0,5000	2 375,5000	2 500,0000	2 482,5000
2	0,5141	0,4413	0,5495	2 442,1945	2 206,6376	2 727,3261
3	0,6113	0,3776	0,4538	2 903,2202	1 888,2255	2 252,3869
4	0,6539	0,3810	0,2038	3 105,2954	1 904,8559	1 011,6279
5	0,5924	0,2153	0,2245	2 813,7630	1 076,4558	1 113,9051
6	0,4293	0,3864	0,1742	2 039,2563	1 932,1833	864,7178
7	0,2432	0,2782	0,1953	1 155,9314	1 391,1485	969,9792
8	0,1997	0,1111	0,2136	948,3582	555,4843	1 059,5529
9	0,1000	0,1000	0,2948	475,1000	500,0000	1 463,5226
10	0,1021	0,1000	0,4171	485,6801	500,0000	2 071,0811
11	0,2099	0,3163	0,3069	996,4282	1 581,5452	1 523,9986
12	0,3085	0,3549	0,4287	1 465,9060	1 774,3959	2 127,1592
13	0,3569	0,5470	0,3938	1 694,8654	2 735,0741	1 953,9806
14	0,4153	0,7698	0,3796	1 971,6543	3 848,8404	1 884,4286
15	0,5272	0,8422	0,4865	2 502,2608	4 211,1994	2 415,5956
16	0,6499	0,7753	0,7365	3 087,9547	3 876,4333	3 655,2736
17	0,7619	0,8504	0,8997	3 617,3096	4 252,0845	4 465,3613
18	0,8832	0,9000	0,8661	4 195,0628	4 500,0000	4 297,5801
19	0,8944	0,8761	0,8447	4 250,2973	4 380,6382	4 191,6394
20	0,7870	0,8537	0,6583	3 737,5214	4 268,5374	3 268,9619
21	0,7106	0,8521	0,4150	3 373,1653	4 260,4362	2 059,7369
22	0,6764	0,6552	0,3547	3 209,7924	3 276,0288	1 759,8685
23	0,5653	0,5158	0,3540	2 685,7870	2 579,2402	1 756,2914
24	0,5623	0,4216	0,4357	2 672,2084	2 107,9260	2 161,9310
25	0,5000	0,5000	0,5000	2 375,5000	2 500,0000	2 482,5000

# Anexo E: Asignación de potencia a los DERs en Leticia mediante BWOA para la función objetivo económica

**Tabla. E.1.** Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución económica en Leticia.

Hora	Potencia fuentes de GD (kW)			Potencia D-STATCOMs (kvar)		
	G1	G2	G3	D1	D2	D3
1	0,0000	0,0000	0,0000	7,9332	2,7167	10,0667
2	0,0000	0,0000	0,0000	5,9483	2,1070	11,1710
3	0,0000	0,0000	0,0000	6,5825	2,7167	9,9003
4	0,0000	0,0000	0,0000	7,8271	2,3566	11,1611
5	0,0000	0,0000	0,0000	6,7760	2,8363	12,6384
6	3,1802	3,3621	3,7614	5,7319	2,1662	10,4473
7	201,1130	221,2457	215,8102	7,0146	2,2026	11,0267
8	482,9819	420,8326	527,3155	7,7013	2,5026	12,4734
9	577,3284	621,1103	611,1965	7,4670	2,1558	13,8584
10	663,6375	660,7368	607,2200	6,0758	2,8124	12,6489
11	634,2858	515,5179	699,6196	7,6530	2,1683	13,7170
12	638,7141	473,1518	611,9313	7,4531	2,9512	13,1807
13	617,7631	600,4844	665,4131	6,2805	2,7199	11,4506
14	619,2734	566,5509	674,8975	5,6242	2,7821	12,3807
15	453,8460	616,8014	627,8264	5,7806	2,4990	10,4704
16	548,3074	562,7163	571,8175	6,9210	2,2993	13,0436
17	348,9475	362,9161	385,4128	7,9412	2,8453	12,5460
18	26,0050	28,5532	27,1187	7,0943	2,7383	11,1894
19	0,0000	0,0000	0,0000	6,5888	2,4723	12,4176
20	0,0000	0,0000	0,0000	5,6156	2,1808	11,0248
21	0,0000	0,0000	0,0000	5,9665	2,5840	13,5638
22	0,0000	0,0000	0,0000	5,7079	2,4575	10,0793
23	0,0000	0,0000	0,0000	6,7520	2,7447	10,7305
24	0,0000	0,0000	0,0000	7,8216	2,7401	11,1229

**Tabla. E.2.** SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo económica en Leticia.

Intervalo	SOC [p.u.]			Potencia [kW]		
	B1	B2	B3	B1	B2	B3
1	0,5000	0,5000	0,5000	1 049,0000	1 027,0000	1 567,0000
2	0,4685	0,3479	0,3554	982,3874	714,4861	1 113,9645
3	0,4836	0,4239	0,3324	1 014,9602	871,0026	1 042,1252
4	0,5478	0,4448	0,5304	1 149,4313	913,5872	1 662,1481
5	0,3516	0,2854	0,5508	737,9246	586,2145	1 726,3062
6	0,3268	0,1828	0,4114	686,0526	375,5912	1 289,8876
7	0,2476	0,1891	0,2541	518,9078	388,4569	796,1610
8	0,2498	0,3553	0,1373	523,6243	730,2365	430,1556
9	0,2472	0,5104	0,1840	518,3177	1 049,6638	576,7574
10	0,3624	0,6616	0,2430	760,3644	1 359,4898	761,5724
11	0,4621	0,7474	0,3312	969,2497	1 535,9322	1 037,1825
12	0,4484	0,8019	0,4880	939,5202	1 647,0112	1 529,1118
13	0,5455	0,5974	0,6936	1 143,4012	1 227,8434	2 173,6089
14	0,4771	0,7820	0,8038	1 000,2876	1 606,2764	2 517,7199
15	0,6420	0,9000	0,8181	1 346,6711	1 848,6000	2 562,8167
16	0,7718	0,8621	0,9000	1 619,2496	1 771,7696	2 820,6000
17	0,9000	0,9000	0,9000	1 888,2000	1 848,6000	2 820,6000
18	0,8158	0,9000	0,9000	1 710,5375	1 848,6000	2 820,6000
19	0,8086	0,8051	0,7199	1 695,5617	1 653,2170	2 256,6675
20	0,7042	0,8235	0,4699	1 475,3595	1 691,3774	1 471,3753
21	0,7189	0,6939	0,2199	1 506,1403	1 424,9901	688,7601
22	0,6035	0,4589	0,1151	1 265,2502	942,6409	360,7682
23	0,4350	0,2482	0,1324	912,7325	509,6779	414,4481
24	0,3858	0,3465	0,3260	809,4986	711,7497	1 021,1166
25	0,5000	0,5000	0,5000	1 049,0000	1 027,0000	1 567,0000

# Anexo F: Asignación de potencia a los DERs en Leticia mediante BWOA para la función objetivo técnica

**Tabla. F.1.** Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución técnica en Leticia.

Hora	Potencia fuentes de GD (kW)			Potencia D-STATCOMs (kvar)		
	G1	G2	G3	D1	D2	D3
1	0,0000	0,0000	0,0000	352,8674	148,1312	240,6860
2	0,0000	0,0000	0,0000	319,2366	144,9254	287,2529
3	0,0000	0,0000	0,0000	285,5733	195,3530	221,2623
4	0,0000	0,0000	0,0000	285,2232	164,5811	278,2594
5	0,0000	0,0000	0,0000	267,1873	174,1960	287,6532
6	2,9256	4,0416	6,2801	302,1731	162,6288	298,4060
7	168,2301	243,7712	404,4716	331,8915	186,6618	253,8443
8	328,5110	503,8571	844,8098	322,9189	205,0511	232,8900
9	460,4584	647,6405	919,2708	293,1660	193,8314	293,9535
10	478,4709	688,4636	862,9577	325,0910	170,7887	300,8556
11	496,6521	647,8280	897,4092	353,7529	170,8013	305,0000
12	383,3849	681,0463	858,4643	265,9483	197,1462	267,6147
13	407,7730	612,2700	923,9179	278,7887	168,6229	258,1268
14	411,9553	553,1558	941,5262	349,5284	194,4416	273,7024
15	374,5271	507,1881	931,5098	322,9222	169,3463	299,3375
16	359,8897	493,7452	879,6179	322,5111	168,0340	268,9161
17	234,4655	377,6849	532,8590	305,6374	153,3331	261,1489
18	19,1279	31,7837	45,0186	351,9912	181,0102	243,1569
19	0,0000	0,0000	0,0000	273,7089	203,1144	276,3851
20	0,0000	0,0000	0,0000	255,3150	191,6610	253,5684
21	0,0000	0,0000	0,0000	319,5977	190,5166	218,7204
22	0,0000	0,0000	0,0000	274,9438	153,3613	226,9026
23	0,0000	0,0000	0,0000	313,4693	192,9349	222,8596
24	0,0000	0,0000	0,0000	258,1297	183,1799	275,0921

**Tabla. F.2.** SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo técnica en Leticia.

Intervalo	SOC [p.u.]			Potencia [kW]		
	B1	B2	B3	B1	B2	B3
1	0,5000	0,5000	0,5000	2 125,5000	2 500,0000	1 084,5000
2	0,4478	0,4099	0,3638	1 901,5668	2 049,7408	789,3796
3	0,4149	0,2997	0,3152	1 764,4306	1 498,3163	683,3065
4	0,3377	0,2747	0,2260	1 435,6155	1 373,3412	490,7480
5	0,2860	0,2222	0,1462	1 215,8928	1 110,7625	317,0722
6	0,2418	0,1496	0,1426	1 027,7196	748,2462	309,3803
7	0,2073	0,1000	0,1104	881,0076	500,0000	239,4610
8	0,2234	0,1066	0,1090	949,4886	532,7577	236,9902
9	0,3188	0,1676	0,1814	1 354,3956	838,1435	393,3230
10	0,4550	0,2380	0,3046	1 933,1558	1 190,1292	660,6973
11	0,5918	0,2806	0,4465	2 514,6704	1 402,7889	968,2191
12	0,7006	0,3250	0,5978	2 977,9888	1 625,2403	1 296,6653
13	0,8176	0,3781	0,6804	3 474,0107	1 890,2651	1 475,9718
14	0,8721	0,4858	0,7557	3 708,8326	2 428,8209	1 639,8139
15	0,9000	0,6134	0,8465	3 825,9000	3 066,8014	1 836,7387
16	0,9000	0,7459	0,8966	3 825,9000	3 729,4606	1 944,6004
17	0,8883	0,8713	0,9000	3 773,6996	4 356,6756	1 952,1000
18	0,8858	0,8897	0,9000	3 763,9056	4 448,5049	1 952,1000
19	0,8296	0,8406	0,8126	3 523,6333	4 203,1381	1 762,8747
20	0,7628	0,7773	0,6828	3 242,8302	3 886,6498	1 480,0522
21	0,7205	0,6844	0,5986	3 063,0959	3 422,1468	1 297,2123
22	0,6757	0,6010	0,5332	2 870,7647	3 004,8391	1 155,2175
23	0,6244	0,5545	0,4904	2 654,9083	2 772,4721	1 062,3790
24	0,5632	0,5129	0,4820	2 394,2587	2 564,2955	1 044,6712
25	0,5000	0,5000	0,5000	2 125,5000	2 500,0000	1 084,5000

# Anexo G: Asignación de potencia a los DERs en Leticia mediante BWOA para la función objetivo ambiental

**Tabla. G.1.** Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución ambiental en Leticia.

Hora	Potencia fuentes de GD (kW)			Potencia D-STATCOMs (kvar)		
	G1	G2	G3	D1	D2	D3
1	0,0000	0,0000	0,0000	205,3025	237,6199	220,3251
2	0,0000	0,0000	0,0000	191,6371	179,9452	205,3706
3	0,0000	0,0000	0,0000	221,0254	232,5826	192,5992
4	0,0000	0,0000	0,0000	156,8819	168,9566	191,9782
5	0,0000	0,0000	0,0000	179,3562	195,0592	252,0538
6	4,1214	4,0256	6,0330	162,5460	185,3768	253,2922
7	258,3040	241,8158	376,6510	165,1657	224,7703	200,8034
8	458,8170	563,0324	764,2132	215,7098	184,0150	254,4090
9	676,3378	615,0737	1 019,0123	211,8286	215,6884	241,8470
10	693,4731	844,9977	849,9080	221,2023	237,7312	211,5041
11	828,1845	735,9220	879,9965	191,9289	174,2531	201,4248
12	650,5899	752,1053	904,7419	190,5683	191,7523	247,3184
13	738,0794	753,3628	932,0212	175,7645	192,4161	208,3170
14	734,3246	789,1203	860,4414	203,2381	197,5552	198,1329
15	639,5252	779,1365	896,7905	220,0247	185,4388	247,6957
16	554,6347	659,7750	717,3551	217,9544	231,7571	249,3921
17	440,3084	329,4480	568,2313	180,2627	209,3190	233,9215
18	32,8593	29,3245	44,5243	183,4356	223,8040	238,9695
19	0,0000	0,0000	0,0000	168,8416	186,8566	186,2738
20	0,0000	0,0000	0,0000	189,1511	212,0131	189,6712
21	0,0000	0,0000	0,0000	175,6752	231,3489	228,8488
22	0,0000	0,0000	0,0000	167,9108	183,1012	188,6271
23	0,0000	0,0000	0,0000	216,1560	181,9164	235,3643
24	0,0000	0,0000	0,0000	164,4879	191,1104	252,4095

**Tabla. G.2.** SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo ambiental en Leticia.

Intervalo	SOC [p.u.]			Potencia [kW]		
	B1	B2	B3	B1	B2	B3
1	0,5000	0,5000	0,5000	2 490,5000	2 500,0000	1 625,0000
2	0,3096	0,6083	0,3111	1 540,5091	3 041,4422	1 011,1890
3	0,3278	0,4100	0,3143	1 633,2227	2 050,0219	1 021,9133
4	0,1840	0,4607	0,2131	915,5842	2 303,6444	692,6389
5	0,2044	0,2705	0,2201	1 017,9892	1 352,3269	715,1832
6	0,1520	0,1587	0,2537	757,3837	793,5286	824,5193
7	0,1000	0,1000	0,2027	498,1000	500,0000	659,8159
8	0,1753	0,1033	0,1000	872,7807	516,4461	325,0000
9	0,1611	0,2774	0,1123	802,3526	1 387,2479	365,1032
10	0,2400	0,4016	0,1604	1 195,9984	2 007,7653	521,4100
11	0,2755	0,5800	0,2122	1 372,9706	2 899,8605	690,1169
12	0,4592	0,6217	0,2283	2 286,3216	3 108,3546	742,5752
13	0,5310	0,7058	0,3328	2 645,6480	3 528,9122	1 081,7330
14	0,4945	0,8187	0,5686	2 461,7294	4 093,7214	1 843,5181
15	0,5628	0,9000	0,7060	2 801,3360	4 500,0000	2 294,5867
16	0,7336	0,8862	0,8066	3 654,1028	4 431,2039	2 621,4607
17	0,8095	0,9000	0,9000	4 029,5426	4 500,0000	2 925,0000
18	0,9000	0,9000	0,8153	4 482,9000	4 500,0000	2 659,1347
19	0,8702	0,7934	0,7111	4 333,9672	3 967,9584	2 311,9938
20	0,9000	0,6342	0,6479	4 482,9000	3 171,0669	2 104,9194
21	0,8090	0,4536	0,7406	4 027,7710	2 267,8927	2 406,8434
22	0,7719	0,4353	0,8278	3 844,6930	2 176,4842	2 690,3117
23	0,5751	0,5433	0,9000	2 863,2281	2 716,4976	2 925,0000
24	0,4398	0,6445	0,6500	2 189,7590	3 222,4799	2 112,5000
25	0,5000	0,5000	0,5000	2 490,5000	2 500,0000	1 625,0000

# Anexo H: Asignación de potencia a los DERs en la Isla de San Andrés mediante BWOA para la función objetivo económica

**Tabla. H.1.** Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución económica en la Isla de San Andrés.

Hora	Potencia fuentes de GD (kW)			Potencia D-STATCOMs (kvar)		
	G1	G2	G3	D1	D2	D3
1	0,0000	0,0000	0,0000	11,5591	63,2699	0,0000
2	0,0000	0,0000	0,0000	10,5786	54,2270	0,0000
3	0,0000	0,0000	0,0000	13,8513	60,2363	0,0000
4	0,0000	0,0000	0,0000	11,6290	46,2232	0,0000
5	0,0000	0,0000	0,0000	14,4027	45,7449	0,0000
6	0,0000	0,0000	0,0000	10,9713	52,5931	0,0000
7	29,6154	32,5161	34,8132	10,6799	48,8078	0,0000
8	279,9439	370,9682	406,0405	12,7492	62,8113	0,0000
9	617,9161	657,0984	754,8532	13,9351	52,0786	0,0000
10	760,8474	648,2092	803,1625	14,2016	60,6079	0,0000
11	826,0492	764,0731	1 000,4515	10,5950	49,6664	0,0000
12	864,8629	900,2289	1 022,8630	11,0822	48,4200	0,0000
13	876,8646	832,0227	863,8398	10,9386	63,9271	0,0000
14	726,9618	897,1032	892,3554	10,6137	59,4350	0,0000
15	721,4826	823,2111	997,2514	10,8025	45,1905	0,0000
16	606,6392	695,6666	824,0780	12,5015	45,7451	0,0000
17	568,0108	494,3891	668,3314	10,9447	55,4240	0,0000
18	310,7219	286,0048	363,6470	11,9926	61,6965	0,0000
19	20,9932	17,6362	18,1240	14,5794	60,5259	0,0000
20	0,0000	0,0000	0,0000	12,7761	46,5670	0,0000
21	0,0000	0,0000	0,0000	12,2601	63,2203	0,0000
22	0,0000	0,0000	0,0000	13,0522	48,2616	0,0000
23	0,0000	0,0000	0,0000	13,4739	49,1808	0,0000
24	0,0000	0,0000	0,0000	11,2361	60,5310	0,0000

**Tabla. H.2.** SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo económica en la Isla de San Andrés.

Intervalo	SOC [p.u.]			Potencia [kW]		
	B1	B2	B3	B1	B2	B3
1	0,5000	0,5000	0,5000	2 300,0000	1 370,0000	750,0000
2	0,3718	0,4523	0,2970	1 710,0815	1 239,1862	445,5352
3	0,3886	0,4710	0,1479	1 787,5119	1 290,5411	221,8393
4	0,3677	0,4940	0,3379	1 691,6308	1 353,4916	506,8777
5	0,4290	0,3322	0,2654	1 973,5591	910,2261	398,0739
6	0,5108	0,3852	0,3988	2 349,4799	1 055,7159	598,2171
7	0,3192	0,3185	0,2255	1 468,3100	872,2854	338,2252
8	0,2272	0,1376	0,1544	1 045,0514	376,9022	231,5897
9	0,1605	0,1182	0,2037	738,1966	323,9813	305,6248
10	0,2297	0,2062	0,1946	1 056,4265	564,3048	291,8579
11	0,3538	0,2325	0,2212	1 627,4333	637,7285	331,7843
12	0,4829	0,3053	0,3018	2 221,5055	836,8152	452,6856
13	0,5658	0,4510	0,5066	2 602,7051	1 239,7143	759,8567
14	0,6959	0,5704	0,5251	3 201,2077	1 562,9585	787,6639
15	0,7459	0,8016	0,6174	3 431,1647	2 196,3796	926,0600
16	0,8183	0,8754	0,8237	3 764,9916	2 398,5965	1 235,5695
17	0,8980	0,9000	0,8752	4 130,6561	2 466,0000	1 312,7563
18	0,9000	0,9000	0,9000	4 140,0000	2 466,0000	1 350,0000
19	0,8123	0,9000	0,7257	3 736,4218	2 466,0000	1 088,5813
20	0,6123	0,7431	0,5671	2 816,4218	2 035,0042	850,6916
21	0,4806	0,5691	0,5022	2 210,9206	1 559,4776	753,2270
22	0,3602	0,3427	0,4665	1 656,9739	939,0802	699,7843
23	0,3061	0,3106	0,4179	1 407,8394	851,0532	626,8205
24	0,4825	0,3671	0,4244	2 219,5197	1 005,5291	636,6415
25	0,5000	0,5000	0,5000	2 300,0000	1 370,0000	750,0000

# Anexo I: Asignación de potencia a los DERs en la Isla de San Andrés mediante BWOA para la función objetivo técnica

**Tabla. I.1.** Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución técnica en la Isla de San Andrés.

Hora	Potencia fuentes de GD (kW)			Potencia D-STATCOMs (kvar)		
	G1	G2	G3	D1	D2	D3
1	0,0000	0,0000	0,0000	178,4306	328,5215	229,5990
2	0,0000	0,0000	0,0000	232,3565	343,9163	219,8677
3	0,0000	0,0000	0,0000	229,8858	382,0162	233,9483
4	0,0000	0,0000	0,0000	177,1130	351,1005	204,7030
5	0,0000	0,0000	0,0000	240,6868	289,3357	252,4389
6	0,0000	0,0000	0,0000	183,5004	296,2535	202,7638
7	20,7069	23,2060	52,5282	213,1691	347,8114	250,7364
8	291,6913	275,8796	481,1050	233,2651	302,9912	223,2395
9	495,2307	516,1894	827,7520	197,8720	372,8461	206,9699
10	676,1676	530,0591	988,3182	234,4450	309,9860	192,7634
11	686,0651	794,8162	1 176,5587	176,9691	285,6139	226,3437
12	537,9284	689,4765	1 408,8436	210,5691	301,0000	259,1403
13	537,6788	592,0556	1 422,8684	225,9496	361,0063	240,0821
14	712,2326	714,5573	1 430,0735	212,0372	297,1802	189,6548
15	690,6576	723,2380	1 346,5670	211,5146	306,4949	243,6857
16	602,0828	652,8195	1 013,6535	235,7798	368,8955	218,6235
17	416,6653	465,8153	862,2031	221,2903	383,6012	198,7753
18	252,7537	264,9714	453,6212	200,9723	393,9539	195,6942
19	17,0921	17,6071	34,3639	197,4931	392,8235	208,3520
20	0,0000	0,0000	0,0000	201,8495	302,1185	212,6194
21	0,0000	0,0000	0,0000	203,4368	395,4868	183,4230
22	0,0000	0,0000	0,0000	209,7046	401,9356	236,3035
23	0,0000	0,0000	0,0000	232,4019	389,9705	237,9558
24	0,0000	0,0000	0,0000	218,8836	345,2503	186,0507

**Tabla. I.2.** SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo técnica en la Isla de San Andrés.

Intervalo	SOC [p.u.]			Potencia [kW]		
	B1	B2	B3	B1	B2	B3
1	0,5000	0,5000	0,5000	2 331,0000	2 500,0000	1 549,0000
2	0,4289	0,4292	0,4621	1 999,5153	2 146,0580	1 431,5413
3	0,4280	0,3337	0,4261	1 995,2601	1 668,5376	1 320,0468
4	0,3654	0,2983	0,3620	1 703,3629	1 491,6557	1 121,4081
5	0,1796	0,3795	0,2591	837,2078	1 897,4204	802,8124
6	0,2296	0,2521	0,2032	1 070,6278	1 260,6164	629,5064
7	0,2623	0,1290	0,1387	1 222,6815	644,7629	429,6988
8	0,1759	0,1000	0,1000	819,4319	500,0000	309,8000
9	0,1683	0,1212	0,1154	784,4331	605,8893	357,5837
10	0,2082	0,1611	0,2036	970,8464	805,5654	630,6866
11	0,1502	0,2978	0,3773	699,1547	1 489,1006	1 168,6421
12	0,2601	0,3760	0,4768	1 212,0584	1 879,9106	1 476,9207
13	0,3487	0,5012	0,5195	1 625,8281	2 505,7970	1 609,6879
14	0,4542	0,6135	0,5730	2 117,6026	3 067,3455	1 772,0339
15	0,5715	0,7108	0,6914	2 664,1387	3 553,9999	2 142,0084
16	0,6706	0,8031	0,8064	3 126,3667	4 015,5783	2 498,2815
17	0,8561	0,7845	0,8727	3 992,6074	3 922,6779	2 703,5104
18	0,9000	0,8470	0,9000	4 195,8000	4 235,1645	2 788,2000
19	0,8535	0,8677	0,9000	3 978,6130	4 338,4444	2 788,2000
20	0,7763	0,8307	0,8249	3 618,1779	4 153,5422	2 555,4188
21	0,6942	0,7717	0,7665	3 235,1659	3 858,4259	2 374,3385
22	0,6225	0,7013	0,7053	2 900,0326	3 506,4699	2 184,9301
23	0,6261	0,5933	0,6324	2 916,6811	2 966,6989	1 958,6608
24	0,6597	0,4566	0,5695	3 073,3900	2 283,1859	1 764,1057
25	0,5000	0,5000	0,5000	2 331,0000	2 500,0000	1 549,0000

# Anexo J: Asignación de potencia a los DERs en la Isla de San Andrés mediante BWOA para la función objetivo ambiental

**Tabla. J.1.** Perfil horario de operación de fuentes de GD (G1, G2 y G3) y D-STATCOMs (D1, D2 y D3) entregado por la mejor solución ambiental en la Isla de San Andrés.

Hora	Potencia fuentes de GD (kW)			Potencia D-STATCOMs (kvar)		
	G1	G2	G3	D1	D2	D3
1	0,0000	0,0000	0,0000	7,3874	115,8033	215,5433
2	0,0000	0,0000	0,0000	7,4063	151,0990	234,2153
3	0,0000	0,0000	0,0000	7,6578	134,1773	227,0207
4	0,0000	0,0000	0,0000	6,8309	136,0001	227,2008
5	0,0000	0,0000	0,0000	8,1195	121,6565	197,3064
6	0,0000	0,0000	0,0000	8,9672	133,1321	179,0451
7	35,6509	33,0870	52,4901	7,2741	145,3084	211,0429
8	327,8462	431,8282	592,1889	6,9666	147,8656	179,5760
9	796,0688	821,7578	856,5096	8,2766	134,5775	244,6607
10	771,1310	921,4896	1 174,1691	8,1128	144,7876	230,9206
11	1 014,3830	1 092,8643	1 052,1896	7,8276	121,5114	213,3096
12	1 108,9489	1 029,1155	1 069,7424	6,4804	152,9726	199,1838
13	919,0806	1 108,8072	1 412,6925	7,1570	157,5161	208,3811
14	1 058,4658	823,7661	1 138,8089	7,1206	140,1127	189,7823
15	995,0938	1 016,6209	1 120,9763	8,2952	113,3217	215,6175
16	806,9483	854,4459	928,3903	7,5582	145,1582	225,6205
17	678,2216	598,5111	768,9849	6,5977	149,6283	201,1135
18	306,7783	389,0016	443,9667	7,3543	138,8495	225,4253
19	19,7007	26,2010	30,0405	7,1719	119,4269	238,5706
20	0,0000	0,0000	0,0000	7,4107	128,5116	246,7446
21	0,0000	0,0000	0,0000	6,8570	117,0293	220,1786
22	0,0000	0,0000	0,0000	8,3966	120,8591	191,6246
23	0,0000	0,0000	0,0000	6,6041	118,8861	235,5040
24	0,0000	0,0000	0,0000	8,7312	120,2339	212,1982

**Tabla. J.2.** SOC y potencia entregada por los BESS para la función objetivo ambiental en la Isla de San Andrés.

Intervalo	SOC [p.u.]			Potencia [kW]		
	B1	B2	B3	B1	B2	B3
1	0,5000	0,5000	0,5000	2 500,0000	2 500,0000	2 500,0000
2	0,3665	0,5809	0,5008	1 832,2902	2 904,4923	2 503,8155
3	0,4413	0,3309	0,4549	2 206,4835	1 654,4923	2 274,7427
4	0,3296	0,4037	0,2902	1 648,2365	2 018,3827	1 451,0031
5	0,2660	0,2314	0,3666	1 329,8221	1 156,9314	1 832,9366
6	0,1642	0,2231	0,3190	821,2381	1 115,2954	1 595,0457
7	0,1312	0,1619	0,2005	656,1938	809,3775	1 002,4276
8	0,1085	0,1000	0,1618	542,3516	500,0000	808,7616
9	0,1000	0,1000	0,1828	500,0000	500,0000	914,0674
10	0,1597	0,1341	0,2926	798,6901	670,6512	1 463,1602
11	0,3391	0,2526	0,2658	1 695,2819	1 263,0703	1 328,8848
12	0,4706	0,2031	0,4811	2 352,9154	1 015,7362	2 405,4399
13	0,6703	0,3021	0,5002	3 351,7127	1 510,5809	2 500,9245
14	0,7772	0,4796	0,5561	3 885,9683	2 397,9973	2 780,2703
15	0,8721	0,6823	0,5565	4 360,4948	3 411,3413	2 782,7326
16	0,9000	0,8210	0,6835	4 500,0000	4 104,7543	3 417,3544
17	0,8951	0,8348	0,8859	4 475,3006	4 174,0665	4 429,6323
18	0,9000	0,9000	0,9000	4 500,0000	4 500,0000	4 500,0000
19	0,8733	0,8733	0,8657	4 366,5678	4 366,4461	4 328,4317
20	0,7483	0,7684	0,8203	3 741,6851	3 841,9452	4 101,3984
21	0,6065	0,8169	0,6856	3 032,6913	4 084,6007	3 428,2158
22	0,4258	0,7810	0,6946	2 128,8436	3 904,8269	3 473,0982
23	0,2732	0,7655	0,7249	1 365,9561	3 827,7288	3 624,4943
24	0,3528	0,7065	0,4879	1 763,8762	3 532,2882	2 439,3555
25	0,5000	0,5000	0,5000	2 500,0000	2 500,0000	2 500,0000

# Bibliografía

- [1] A. Azarpour, O. Mohammadzadeh, N. Rezaei, and S. Zendehboudi, “Current status and future prospects of renewable and sustainable energy in north america: Progress and challenges,” *Energy Conversion and Management*, vol. 269, p. 115945, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422007415>
- [2] H. Li, Z. Ren, M. Fan, W. Li, Y. Xu, Y. Jiang, and W. Xia, “A review of scenario analysis methods in planning and operation of modern power systems: Methodologies, applications, and challenges,” *Electric Power Systems Research*, vol. 205, p. 107722, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779621007033>
- [3] S.-M. Razavi, M.-R. Haghifam, S. Arefizadeh, S. Larimi, and M. Shafie-khah, “Operation of distribution network: Challenges and opportunities in the era of peer-to-peer trading,” *Energy Reports*, vol. 11, pp. 4982–4997, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484724002610>
- [4] V. Zdraveski, J. Vuletic, J. Angelov, and M. Todorovski, “Radial distribution network planning under uncertainty by implementing robust optimization,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 149, p. 109043, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206152300100X>
- [5] A. Kumar, S. Kumar, U. K. Sinha, A. K. Bohre, and A. K. Saha, “Optimal clean energy resource allocation in balanced and unbalanced operation of sustainable electrical energy distribution networks,” *Energies*, vol. 17, no. 18, 2024. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/18/4572>
- [6] N.-C. Yang, S.-T. Zeng, and W.-C. Tseng, “Three-phase power flow using binary tree search algorithm for unbalanced distribution networks,” *Electric Power Systems Research*, vol. 237, p. 111019, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779624009052>
- [7] M. O. Dioha, M. Montgomery, R. Almada, P. Dato, and L. Abrahams, “Beyond dollars and cents: why socio-political factors matter in energy system modeling,” *Environmental Research Letters*, vol. 18, no. 12, p. 121002, nov 2023. [Online]. Available: <https://dx.doi.org/10.1088/1748-9326/ad0a54>

- [8] M. Katzen and G. W. Leslie, "Siting and operating incentives in electrical networks: A study of mispricing in zonal markets," *International Journal of Industrial Organization*, vol. 94, p. 103069, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167718724000249>
- [9] Y. Rivera-Durán, C. Berna-Escriche, Y. Córdova-Chávez, and J. L. Muñoz-Cobo, "Assessment of a fully renewable generation system with storage to cost-effectively cover the electricity demand of standalone grids: The case of the canary archipelago by 2040," *Machines*, vol. 11, no. 1, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2075-1702/11/1/101>
- [10] H. Zhang, Y. Zhai, Q. Zhuo, W. Liu, J. Wang, F. Xu, and L. Yang, "A study on compensation strategy for distributed inertia in a novel power system," in *2024 10th International Conference on Power Electronics Systems and Applications (PESA)*, 2024, pp. 1–6.
- [11] A. A. Kebede, T. Kalogiannis, J. Van Mierlo, and M. Berecibar, "A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 159, p. 112213, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122001368>
- [12] W. Zheng, H. Lu, M. Zhang, Q. Wu, Y. Hou, and J. Zhu, "Distributed energy management of multi-entity integrated electricity and heat systems: A review of architectures, optimization algorithms, and prospects," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 15, no. 2, pp. 1544–1561, 2024.
- [13] M. Moafi, R. R. Ardeshiri, M. W. Mudiyansele, M. Marzband, A. Abusorrah, M. Rawa, and J. M. Guerrero, "Optimal coalition formation and maximum profit allocation for distributed energy resources in smart grids based on cooperative game theory," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 144, p. 108492, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061522004975>
- [14] S. Paul, A. Poudyal, S. Poudel, A. Dubey, and Z. Wang, "Resilience assessment and planning in power distribution systems: Past and future considerations," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 189, p. 113991, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123008493>
- [15] H. Li, Z. Ren, M. Fan, W. Li, Y. Xu, Y. Jiang, and W. Xia, "A review of scenario analysis methods in planning and operation of modern power systems: Methodologies, applications, and challenges," *Electric Power Systems Research*, vol. 205, p. 107722, 2022.

- [16] W. S. Jr and J. Grainger, *Power system analysis*. McGraw-Hill Education, 1994.
- [17] S. Vadari, *Electric system operations: evolving to the modern grid*. Artech House, 2020.
- [18] C. Eid, P. Codani, Y. Perez, J. Reneses, and R. Hakvoort, “Managing electric flexibility from distributed energy resources: A review of incentives for market design,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 237–247, 2016.
- [19] C. Francis, R. D. Trevizan, M. J. Reno, and V. Rao, “Enhancing topology identification of distribution power systems using multi-rate voltage measurements,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 59, pp. 412–421, 2023.
- [20] O. Eth, V. Vai, L. Bun, S. Eng, and K. Khon, “Optimal radial topology with phase balancing in lv distribution system considering energy loss reduction: A case study in cambodia,” *2022 4th International Conference on Electrical, Control and Instrumentation Engineering (ICECIE)*, pp. 1–6, 2022.
- [21] W. Mariño, J. Muñoz, M. Jaramillo, C. Barrera-Singaña, and W. Pavón, “Distribution system reconfiguration for voltage profile improvement using enhanced particle swarm optimization,” *2023 IEEE IAS Global Conference on Renewable Energy and Hydrogen Technologies (GlobConHT)*, pp. 1–6, 2023.
- [22] A. Silos-Sanchez, R. Villafafila-Robles, and P. Lloret-Gallego, “Novel fault location algorithm for meshed distribution networks with ders,” *Electric Power Systems Research*, 2020.
- [23] S. Carneiro, D. R. R. Penido, and L. R. de Araujo, “Power flow algorithms for three-phase unbalanced distribution systems,” in *Encyclopedia of Electrical and Electronic Power Engineering*, J. García, Ed. Oxford: Elsevier, 2023, pp. 548–561. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128212042000787>
- [24] M. A. Toledo, C. M. Álvarez, D. X. Morales, and C. E. Arias, “Errors in the measurement systems with the inclusion of single-phase loads at 220v in three-phase distribution networks,” *2019 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*, pp. 1–7, 2019.
- [25] V. A. Jimenez, A. L. E. Will, and D. F. Lizondo, “Phase reassignment for load balance in low-voltage distribution networks,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 137, p. 107691, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061521009200>

- [26] C. Zhang, P. Nie, H. Zhang, and K. Ji, "Research on three-phase imbalance control strategy of low-voltage distribution station area," *2022 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, pp. 941–946, 2022.
- [27] M. Kisuule, I. Hernando-Gil, J. Serugunda, J. Namaganda-Kiyimba, and M. B. Ndawula, "Stochastic planning and operational constraint assessment of system-customer power supply risks in electricity distribution networks," *Sustainability*, vol. 13, no. 17, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/17/9579>
- [28] X. Cui, G. Ruan, F. Vallée, J.-F. Toubeau, and Y. Wang, "A two-level coordination strategy for distribution network balancing," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 15, no. 1, pp. 529–544, Jan. 2024.
- [29] B. Liu, K. Meng, Z. Y. Dong, P. K. C. Wong, and X. Li, "Load balancing in low-voltage distribution network via phase reconfiguration: An efficient sensitivity-based approach," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 4, pp. 2174–2185, 2021.
- [30] J. A. Vega-Forero, J. S. Ramos-Castellanos, and O. D. Montoya, "Application of the generalized normal distribution optimization algorithm to the optimal selection of conductors in three-phase asymmetric distribution networks," *Energies*, vol. 16, no. 3, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/3/1311>
- [31] A. M. Elkholy, D. I. Panfilov, and A. E. ELGebaly, "Comparative analysis of fact devices for optimal improvement of power quality in unbalanced distribution systems," *Scientific Reports*, vol. 15, no. 1, p. 2672, 2025. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-57331-4>
- [32] J. Wang, W. Wang, and Z. Yuan, "Operation optimization adapting to active distribution networks under three-phase unbalanced conditions: Parametric linear relaxation programming," *IEEE Systems Journal*, vol. 17, no. 3, pp. 4324–4335, 2023.
- [33] A. Berdygozhin and D. Campos-Gaona, "Asymmetric operation of power networks, state of the art, challenges, and opportunities," *Energies*, vol. 17, no. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/20/5021>
- [34] B. Cortés-Caicedo, J. A. Guzmán-Henao, O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, and R. I. Bolaños, "Optimized conductor selection and phase balancing in unbalanced distribution networks: Economic optimization via the vortex search algorithm," *Results in Control and Optimization*, vol. 20, p. 100578, 2025. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666720725000645>

- [35] W. H. Kersting, "Distribution system modeling and analysis," in *Electric power generation, transmission, and distribution*. CRC press, 2018, pp. 26–1.
- [36] A. S. Abbas, R. A. El-Sehiemy, A. Abou El-Ela, E. S. Ali, K. Mahmoud, M. Lehtonen, and M. M. F. Darwish, "Optimal harmonic mitigation in distribution systems with inverter based distributed generation," *Applied Sciences*, vol. 11, no. 2, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2076-3417/11/2/774>
- [37] S. Bahramara, A. Mazza, G. Chicco, M. Shafie-khah, and J. P. S. Catalão, "Comprehensive review on the decision-making frameworks referring to the distribution network operation problem in the presence of distributed energy resources and microgrids," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 115, p. 105466, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518325493>
- [38] F. Bignucolo, G. Pavoni, R. Turri, P. D. Ronco, A. Scala, and N. Sempereboni, "Characterization of residential users' behaviour and influence on distribution network planning," *2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, pp. 1–6, 2020.
- [39] I.-M. Mindreanu and A.-M. Morega, "Monitoring power flow in end-user consumption systems," *2023 13th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)*, pp. 1–6, 2023.
- [40] J. Liu, "Cluster analysis of electricity consumption characteristics and electricity consumption behavior of typical industry users," *2023 5th Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES)*, pp. 1389–1395, 2023.
- [41] P. D. B. Montani, L. da Luz, B. A. Thomé, R. G. Bento, L. E. R. Nepomuceno, D. P. Bernardon, and L. N. Canha, "Intelligent energy management in public institutions," *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, pp. 1–5, 2019.
- [42] R. Seminario-Córdova and R. Rojas-Ortega, "Renewable energy sources and energy production: A bibliometric analysis of the last five years," *Sustainability*, vol. 15, no. 13, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/15/13/10499>
- [43] H. Yamamoto, J. Kondoh, and D. Kodaira, "Assessing the impact of features on probabilistic modeling of photovoltaic power generation," *Energies*, vol. 15, no. 15, 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/15/5337>

- [44] I. Calero, C. A. Cañizares, K. Bhattacharya, and R. Baldick, “Duck-curve mitigation in power grids with high penetration of pv generation,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 1, pp. 314–329, 2022.
- [45] Q. Wang, P. Chang, R. Bai, W. Liu, J. Dai, and Y. Tang, “Mitigation strategy for duck curve in high photovoltaic penetration power system using concentrating solar power station,” *Energies*, vol. 12, no. 18, 2019. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/18/3521>
- [46] J. A. P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, “Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities,” *Electric Power Systems Research*, vol. 77, pp. 1189–1203, 2007, distributed Generation. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779606001908>
- [47] N. Voropai, S. Podkovalnikov, and L. Chudinova, “The evolution of interstate power grid formation,” *Global Energy Interconnection*, vol. 4, pp. 335–353, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2096511721000864>
- [48] M. Rosenberg, T. French, M. Reynolds, and L. While, “Finding an optimised infrastructure for electricity distribution networks in rural areas - a comparison of different approaches,” *Swarm and Evolutionary Computation*, vol. 68, p. 101018, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210650221001802>
- [49] N. Patankar, X. Sarkela-Basset, G. Schivley, E. Leslie, and J. Jenkins, “Land use trade-offs in decarbonization of electricity generation in the american west,” *Energy and Climate Change*, vol. 4, p. 100107, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666278723000144>
- [50] M. Nykyri, T. J. Kärkkäinen, S. Levikari, S. Annala, S. Honkapuro, and P. Silventoinen, “The impact of intracommunal network service pricing on the economic feasibility of an energy community,” *2023 19th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 1–6, 2023.
- [51] G. Winter-Althaus, A. Pulido-Alonso, L. Trujillo, and E. Rosales-Asensio, *Review of Research Projects that Promote EU Islands’ Energy Systems Transition*. Cham: Springer International Publishing, 2023, pp. 1–7. [Online]. Available: [https://doi.org/10.1007/978-3-031-23066-0\\_1](https://doi.org/10.1007/978-3-031-23066-0_1)

- [52] L. You, V. Vai, D. Eam, S. Heang, P. Hem, S. Eng, and C. Chhlonh, "Optimal topology of lvac in a rural village using water cycle algorithm," *2022 IEEE International Conference on Power Systems Technology (POWERCON)*, pp. 1–5, 2022.
- [53] O. Saad and C. Abdeljebbar, "Historical literature review of optimal placement of electrical devices in power systems: Critical analysis of renewable distributed generation efforts," *IEEE Systems Journal*, vol. 15, pp. 3820–3831, 2021.
- [54] M. C. Das, S. C. Swain, C. K. Nayak, and R. Dash, "Energy management for a res-powered dc microgrid under variable load," *2023 International Conference on Power Electronics and Energy (ICPEE)*, pp. 1–6, 2023.
- [55] L. Gumilar, D. Monika, S. N. Rumokov, and D. E. Cahyani, "Implementation of fcl in hybrid ac/dc distribution network system," *2022 5th International Seminar on Research of Information Technology and Intelligent Systems (ISRITI)*, pp. 1–5, 2022.
- [56] M. Q. Duong, T. D. Pham, T. T. Nguyen, A. T. Doan, and H. V. Tran, "Determination of optimal location and sizing of solar photovoltaic distribution generation units in radial distribution systems," *Energies*, vol. 12, 2019. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/1/174>
- [57] Z. Azani, H. Shahinzadeh, S. Azani, G. B. Gharehpetian, E. Kabalci, and M. Benbouzid, "An aggregated revenue-driven vpp model based on marginal price tracking for profit maximization," *2022 9th Iranian Joint Congress on Fuzzy and Intelligent Systems (CFIS)*, pp. 1–7, 2022.
- [58] S. S. M. Isa, M. N. Ibrahim, A. Mohamad, N. Y. Dahlan, and S. Nordin, "A review of optimization approaches for optimal sizing and placement of battery energy storage system (bess)," *2023 IEEE 3rd International Conference in Power Engineering Applications (ICPEA)*, pp. 258–262, 2023.
- [59] B. Cortés-Caicedo, L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, and R. I. Bolaños, "Optimization of bess placement, technology selection, and operation in microgrids for minimizing energy losses and co2 emissions: A hybrid approach," *Journal of Energy Storage*, vol. 73, p. 108975, 12 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23023733><https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X23023733>
- [60] L. Strezoski, H. Padullaparti, F. Ding, and M. Baggu, "Integration of utility distributed energy resource management system and aggregators for evolving distribution system

- operators,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 277–285, 2022.
- [61] S. Ullah, F. Ahmad, M. Hussain, and A. Khan, “Development of a cnn-based time-varying reactive power forecast model for power systems,” *2022 International Conference on Recent Advances in Electrical Engineering & Computer Sciences (RAEE & CS)*, pp. 1–7, 2022.
- [62] W. Rohouma, M. Metry, R. S. Balog, A. A. Peerzada, M. M. Begovic, and D. Zhou, “Analysis of the capacitor-less d-statcom for voltage profile improvement in distribution network with high pv penetration,” *IEEE Open Journal of Power Electronics*, vol. 3, pp. 255–270, 2022.
- [63] M. T. Gayatri, A. M. Parimi, and A. V. P. Kumar, “A review of reactive power compensation techniques in microgrids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1030–1036, 2018.
- [64] L. F. Azeredo, I. Yahyaoui, R. Fiorotti, J. F. Fardin, H. Garcia-Pereira, and H. R. Rocha, “Study of reducing losses, short-circuit currents and harmonics by allocation of distributed generation, capacitor banks and fault current limiters in distribution grids,” *Applied Energy*, vol. 350, 2023.
- [65] F. Fardinfar and M. J. K. Pour, “Optimal placement of d-statcom and pv solar in distribution system using probabilistic load models,” *2023 10th Iranian Conference on Renewable Energy & Distributed Generation (ICREDG)*, pp. 1–5, 2023.
- [66] A. Komijani, M. Sedighizadeh, and M. Kheradmandi, “Improving fault ride-through in meshed microgrids with wind and pv by virtual synchronous generator with sfcl and smes,” *Journal of Energy Storage*, vol. 50, p. 103952, 2022.
- [67] C. R. Sarimuthu, V. K. Ramachandaramurthy, K. R. Agileswari, and H. Mokhlis, “A review on voltage control methods using on-load tap changer transformers for networks with renewable energy sources,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 1154–1161, 2016.
- [68] P. Kgori, D. E. Okojie, and U. B. Akuru, “Design and analysis of a proposed multistage capacitor bank compensation scheme,” *2022 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, pp. 1–5, 2022.
- [69] M. Ayala-Chauvin, B. S. Kavrakov, J. Buele, and J. Varela-Aldás, “Static reactive power compensator design, based on three-phase voltage converter,” *Energies*, vol. 14, no. 8, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/8/2198>

- [70] G. S. Chawda and A. G. Shaik, "A reactive power-based adaptive approach for synchronization of dfig into the weak grid to support existing we infrastructure," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 157, p. 109850, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061524000711>
- [71] G. Li, F. Ma, Y. Wang, M. Weng, Z. Chen, and X. Li, "Design and operation analysis of virtual synchronous compensator," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, no. 4, pp. 3835–3845, 2020.
- [72] H. Zhai, F. Zhuo, C. Zhu, H. Yi, Z. Wang, R. Tao, and T. Wei, "An optimal compensation method of shunt active power filters for system-wide voltage quality improvement," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 67, no. 2, pp. 1270–1281, 2020.
- [73] Prashant, A. S. Siddiqui, M. Sarwar, A. Althobaiti, and S. S. M. Ghoneim, "Optimal location and sizing of distributed generators in power system network with power quality enhancement using fuzzy logic controlled d-statcom," *Sustainability*, vol. 14, no. 6, 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/6/3305>
- [74] O. D. Montoya, O. D. Florez-Cediel, and W. Gil-González, "Efficient day-ahead scheduling of pv-statcoms in medium-voltage distribution networks using a second-order cone relaxation," *Computers*, vol. 12, no. 7, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2073-431X/12/7/142>
- [75] A. S. P. Babu and S. P R, "Power oscillation damping by utilizing pv-statcom," *2022 IEEE Delhi Section Conference (DELCON)*, pp. 1–6, 2022.
- [76] A. M. Shaheen, R. A. El-Sehiemy, A. Ginidi, A. M. Elsayed, and S. F. Al-Gahtani, "Optimal allocation of pv-statcom devices in distribution systems for energy losses minimization and voltage profile improvement via hunter-prey-based algorithm," *Energies*, vol. 16, no. 6, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/6/2790>
- [77] F. H. Gandoman, A. Ahmadi, A. M. Sharaf, P. Siano, J. Pou, B. Hredzak, and V. G. Agelidis, "Review of facts technologies and applications for power quality in smart grids with renewable energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 502–514, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117313151>
- [78] R. S. R. Akshay and R. J. Abraham, "Bilateral load following with a statcom and battery energy storage," *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy (PESGRE2020)*, pp. 1–6, 2020.

- [79] A. C. Duman, H. S. Erden, Ömer Gönül, and Önder Güler, “Optimal sizing of pv-bess units for home energy management system-equipped households considering day-ahead load scheduling for demand response and self-consumption,” *Energy and Buildings*, vol. 267, p. 112164, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778822003358>
- [80] A. Paaso, N. Burica, and R. Burg, “Realizing the value of ders: A utility perspective,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 20, no. 2, pp. 39–46, 2022.
- [81] J. Shi, L. Ma, C. Li, N. Liu, and J. Zhang, “A comprehensive review of standards for distributed energy resource grid-integration and microgrid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 170, p. 112957, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122008383>
- [82] K. Hargroves, B. James, J. Lane, and P. Newman, “The role of distributed energy resources and associated business models in the decentralised energy transition: A review,” *Energies*, vol. 16, no. 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/10/4231>
- [83] Congreso de la República de Colombia, “Ley 1715 de 2014: Por medio de la cual se fomenta la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional,” 2014, diario Oficial 49.150 de 28 de mayo de 2014. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>
- [84] —, “Ley 2099 de 2021: Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones,” 2021, diario Oficial 51.727 de 10 de julio de 2021. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326>
- [85] —, “Ley 2294 de 2023: Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 “Colombia Potencia Mundial de la Vida”,” 2023, diario Oficial No. 52.392, 19 de mayo de 2023. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=209510>
- [86] Ministerio de Minas y Energía de Colombia, “DECRETO 1073 DE 2015: por la cual medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía,” 2015, diario Oficial 49.523 de 26 de mayo de 2015. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=77887>
- [87] —, “Decreto 348 de 2017: Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de

- gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala,” 2017, diario Oficial 50.158 de 01 de marzo de 2017. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=79793>
- [88] —, “Decreto 929 de 2023: Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica,” 2023, diario Oficial 52.417 de 09 de junio de 2023. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=211910>
- [89] —, “Decreto 2236 de 2023: Por el cual se adiciona al Decreto 1073 de 2015 con el fin de reglamentar parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022 - 2026 en lo relacionado con las Comunidades Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia,” 2023, diario Oficial 52.607 de 22 de diciembre de 2023. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=227230>
- [90] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución CREG 030 de 2018: Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional,” 2018, diario Oficial 50.522 de 01 de marzo de 2018. Derogada por la Resolución CREG 174 de 2021. [Online]. Available: [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0030\\_2018.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm)
- [91] —, “Resolución CREG 174 de 2021: Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional,” 2021, diario Oficial 51.867 de 23 de noviembre de 2021. Deroga la Resolución CREG 030 de 2018. [Online]. Available: [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0174\\_2021.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm)
- [92] Celsia S.A., “Solicitud de conexión para autogeneradores – información regulatoria creg 174-2021,” 2022, accedido: julio 2025. [Online]. Available: <https://www.celsia.com/es/informacion-regulatoria-y-res-creg-080/solicitud-de-conexion-para-autogeneradores/>
- [93] Empresas Públicas de Medellín (EPM), “Usuarios autogeneradores y generadores distribuidos (agpe y gd),” 2023, accedido: julio 2025. [Online]. Available: <https://www.epm.com.co/content/epm/clientesyusuarios/autogeneradores.html>

- [94] Enel Colombia, “Pilotos de microrredes y soluciones der en bogotá y cundinamarca,” 2023, accedido: julio 2025. [Online]. Available: <https://www.enel.com.co/es/historias/a202303-pilotos-microrredes-enel.html>
- [95] pv magazine Latinoamérica, “Colombia sumó 215 mw adicionales de der en 2024: totalizó 487 mw y más de 8.800 proyectos,” 2025, accedido: julio 2025. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2025/02/10/colombia-sumo-1-625-mw-de-nueva-capacidad-fotovoltaica-en-2024-entre-centralizada-y-distribuida/>
- [96] Colombiacheck, “La estrecha: la primera comunidad energética de colombia,” 2024, accedido: julio 2025. [Online]. Available: <https://colombiacheck.com/investigaciones/la-estrecha-la-primer-comunidad-energetica-de-colombia-que-traza-el-camino-para>
- [97] L. A. G. Pareja, J. M. López-Lezama, and O. G. Carmona, “A mixed-integer linear programming model for the simultaneous optimal distribution network reconfiguration and optimal placement of distributed generation,” *Energies*, vol. 15, 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/9/3063>
- [98] P. Nikolaidis and A. Poullikkas, “Evolutionary priority-based dynamic programming for the adaptive integration of intermittent distributed energy resources in low-inertia power systems,” *Eng*, vol. 2, pp. 643–660, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2673-4117/2/4/41>
- [99] D. Mendoza Osorio, J. Rosero Garcia *et al.*, “Optimization of distributed energy resources in distribution networks: applications of convex optimal power flow formulations in distribution networks,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 2023, 2023.
- [100] O. D. Montoya, W. Gil-González, and A. Garces, “Optimal power flow on dc microgrids: A quadratic convex approximation,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, vol. 66, no. 6, pp. 1018–1022, 2019.
- [101] A. Sunil and C. Venkaiah, “Multi-objective adaptive fuzzy campus placement based optimization algorithm for optimal integration of ders and dstatcoms,” *Journal of Energy Storage*, vol. 75, p. 109682, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23030803>
- [102] T. Kavvathas and G. C. Konstantopoulos, “Resilient distributed control for power systems with multiple synchronous generators and ders satisfying capability curve requirements,” *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–13, 2024.

- [103] L. F. Grisales-Noreña, B. J. Restrepo-Cuestas, B. Cortés-Caicedo, J. Montano, A. A. Rosales-Muñoz, and M. Rivera, “Optimal location and sizing of distributed generators and energy storage systems in microgrids: A review,” *Energies*, vol. 16, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/1/106>
- [104] P. Aaslid, F. Geth, M. Korpås, M. M. Belsnes, and O. B. Fosso, “Non-linear charge-based battery storage optimization model with bi-variate cubic spline constraints,” *Journal of Energy Storage*, vol. 32, p. 101979, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X20318144>
- [105] O. D. Montoya, W. Gil-González, and J. C. Hernández, “Efficient integration of fixed-step capacitor banks and d-statcoms in radial and meshed distribution networks considering daily operation curves,” *Energies*, vol. 16, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/8/3532>
- [106] S.-E. Razavi, E. Rahimi, M. S. Javadi, A. E. Nezhad, M. Lotfi, M. Shafie-khah, and J. P. S. Catalão, “Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 105, pp. 157–167, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119300668>
- [107] F. Ren, Z. Wei, and X. Zhai, “A review on the integration and optimization of distributed energy systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 162, p. 112440, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212200346X>
- [108] N. Gupta, K. S. Joshal, and A. Tomar, “Chapter 9 - environmental and technoeconomic aspects of distributed generation,” in *Advances in Smart Grid Power System*, A. Tomar and R. Kandari, Eds. Academic Press, 2021, pp. 237–263. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128243374000096>
- [109] L. Grisales-Noreña, B. Cortés-Caicedo, O. D. Montoya, D. Sanin-Villa, and W. Gil-González, “Integration of bess in grid connected networks for reducing the power losses and co2 emissions: A parallel master-stage methodology based on pdvsa and pso,” *Journal of Energy Storage*, vol. 87, p. 111355, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X2400940X>
- [110] L. F. Grisales-Noreña, D. Sanin-Villa, and O. D. Montoya, “Optimal integration of pv generators and d-statcoms into the electrical distribution system to reduce the annual investment and operational cost: A multiverse optimization

- algorithm and matrix power flow approach,” *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 9, p. 100747, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772671124003279>
- [111] L. F. Grisales, B. J. R. Cuestas, and F. E. Jaramillo\*\*\*, “Ubicación y dimensionamiento de generación distribuida: una revisión,” *Ciencia e Ingeniería Neogranadina*, vol. 27, pp. 157–176, 2017.
- [112] J. A. Guzmán-Henao, R. I. Bolaños, B. Cortés-Caicedo, L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, and J. C. Hernández, “A multi-objective master–slave methodology for optimally integrating and operating photovoltaic generators in urban and rural electrical networks,” *Results in Engineering*, vol. 24, p. 103059, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590123024013148>
- [113] E. H. Nezhad, R. Ebrahimi, and M. Ghanbari, “Fuzzy multi-objective allocation of photovoltaic energy resources in unbalanced network using improved manta ray foraging optimization algorithm,” *Expert Systems with Applications*, vol. 234, p. 121048, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957417423015506>
- [114] T. V. Kumar and S. K. Injeti, “Probabilistic optimal planning of dispatchable distributed generator units in distribution systems using a multi-objective velocity-based butterfly optimization algorithm,” *Renewable Energy Focus*, vol. 43, pp. 191–209, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1755008422000813>
- [115] S. Sharma, K. R. Niazi, K. Verma, and T. Rawat, “Coordination of different dgs, bess and demand response for multi-objective optimization of distribution network with special reference to indian power sector,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 121, p. 106074, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061519327322>
- [116] S. K. Wankhede, P. Paliwal, and M. K. Kirar, “Bi-level multi-objective planning model of solar pv-battery storage-based ders in smart grid distribution system,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 14 897–14 913, 2022.
- [117] J. Guerrero, D. Gebbran, S. Mhanna, A. C. Chapman, and G. Verbič, “Towards a transactive energy system for integration of distributed energy resources: Home energy management, distributed optimal power flow, and peer-to-peer energy trading,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 132, p. 110000, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120302914>

- [118] O. D. Montoya and W. Gil-González, “On the numerical analysis based on successive approximations for power flow problems in ac distribution systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 187, p. 106454, 2020.
- [119] F. BARRERO GONZALEZ, *Sistemas de energía eléctrica*. Ediciones Paraninfo, SA, 2004.
- [120] Z. Liu, R. Liu, X. Zhang, M. Su, Y. Sun, H. Han, and P. Wang, “Further results on newton-raphson method in feasible power-flow for dc distribution networks,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, pp. 1348–1351, 2022.
- [121] L. A. Alnabi, A. K. Dhaher, and M. B. Essa, “Optimal allocation of distributed generation with reconfiguration by genetic algorithm using both newton raphson and gauss seidel methods for power losses minimizing.” *International Journal of Intelligent Engineering & Systems*, vol. 15, 2022.
- [122] O. D. Montoya, W. Gil-González, and A. Garces, “Numerical methods for power flow analysis in dc networks: State of the art, methods and challenges,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 123, p. 106299, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151933577X>
- [123] L. Grisales-Noreña, J. Morales-Duran, S. Velez-Garcia, O. D. Montoya, and W. Gil-González, “Power flow methods used in ac distribution networks: An analysis of convergence and processing times in radial and meshed grid configurations,” *Results in Engineering*, vol. 17, p. 100915, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590123023000427>
- [124] S. Mishra and Y. S. Brar, “Load flow analysis using matlab,” *2022 IEEE International Students’ Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS)*, pp. 1–4, 2022.
- [125] E. A. Almabsout, N. Elnaily, M. Majidi, and A. A. Nazeri, “Optimum allocation and sizing of multi-distributed generations: Step-by-step injection,” *2022 International Conference on Engineering & MIS (ICEMIS)*, pp. 1–6, 2022.
- [126] N. Kharlamova and S. Hashemi, “Evaluating machine-learning-based methods for modeling a digital twin of battery systems providing frequency regulation,” *IEEE Systems Journal*, vol. 17, pp. 2698–2708, 2023.

- [127] J. Salazar, D. Carrión, and M. Jaramillo, “Reactive compensation planning in unbalanced electrical power systems,” *Energies*, vol. 15, 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/21/8048>
- [128] L. P. García-Pineda and O. D. Montoya, “Optimal reactive power compensation via d-statcoms in electrical distribution systems by applying the generalized normal distribution optimizer,” *Algorithms*, vol. 16, no. 1, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1999-4893/16/1/29>
- [129] A. Ehsan and Q. Yang, “Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques,” *Applied Energy*, vol. 210, pp. 44–59, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917315519>
- [130] Y. Sun, C. Yang, H. Cui, M. Wu, J. Shao, B. Zhao, and K. He, “Optimization methods for optimal power flow problems in distribution networks: A brief review,” *2023 8th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*, pp. 1400–1406, 2023.
- [131] P. S. Georgilakis and N. D. Hatziargyriou, “A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research,” *Electric Power Systems Research*, vol. 121, pp. 89–100, 2015. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779614004490>
- [132] K. E. Adetunji, I. W. Hofsajer, A. M. Abu-Mahfouz, and L. Cheng, “A review of metaheuristic techniques for optimal integration of electrical units in distribution networks,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 5046–5068, 2021.
- [133] M. Purlu and B. E. Turkay, “Optimal allocation of renewable distributed generations using heuristic methods to minimize annual energy losses and voltage deviation index,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 21 455–21 474, 2022.
- [134] T. Gu, P. Wang, F. Liang, G. Xie, L. Guo, X.-P. Zhang, and F. Shi, “Placement and capacity selection of battery energy storage system in the distributed generation integrated distribution network based on improved nsga-ii optimization,” *Journal of Energy Storage*, vol. 52, p. 104716, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X22007290>
- [135] A. M. Nassef, E. H. Houssein, H. Rezk, and A. Fathy, “Optimal allocation of biomass distributed generators using modified hunger games search to reduce co2

- emissions,” *Journal of Marine Science and Engineering*, vol. 11, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2077-1312/11/2/308>
- [136] M. Cikan and N. N. Cikan, “Optimum allocation of multiple type and number of dg units based on ieee 123-bus unbalanced multi-phase power distribution system,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 144, p. 108564, 2023.
- [137] M. C. Barla and D. Sarkar, “Optimal placement and sizing of bess in res integrated distribution systems,” *International Journal of System Assurance Engineering and Management*, vol. 14, pp. 1866–1876, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s13198-023-02016-w>
- [138] E. S. Ali, R. A. El-Sehiemy, A. A. A. El-Ela, S. Kamel, and B. Khan, “Optimal planning of uncertain renewable energy sources in unbalanced distribution systems by a multi-objective hybrid pso–sco algorithm,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 16, pp. 2111–2124, 2022. [Online]. Available: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/rpg2.12499>
- [139] L. F. Grisales-Noreña, B. Cortés-Caicedo, O. D. Montoya, R. I. Bolaños, and C. A. M. Moreno, “Nonlinear programming for bess operation for the improvement of economic, technical and environmental indices by considering grid-connected and stand-alone networks: An application to the territory of colombia,” *Journal of Energy Storage*, vol. 98, p. 112856, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X24024423>
- [140] R. I. Bolaños, C. E. Torres-Mancilla, L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, and J. C. Hernández, “Optimal d-statcom operation in power distribution systems to minimize energy losses and co2 emissions: A master–slave methodology based on metaheuristic techniques,” *Sci*, vol. 7, no. 3, 2025. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2413-4155/7/3/98>
- [141] G. S. Chawda and A. G. Shaik, “Power quality improvement in rural grid using adaptive control algorithm to enhance wind energy penetration levels,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 14, no. 3, pp. 2075–2084, 2023.
- [142] A. S. C. Martins, L. R. de Araujo, and D. R. R. Penido, “Sensibility analysis with genetic algorithm to allocate distributed generation and capacitor banks in unbalanced distribution systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 209, p. 107962, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622001924>
- [143] R. Leng, Z. Li, and Y. Xu, “Two-stage stochastic programming for coordinated operation of distributed energy resources in unbalanced active distribution networks with diverse

- correlated uncertainties,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 11, pp. 120–131, 2023.
- [144] L. F. Grisales-Noreña, B. Cortés-Caicedo, O. D. Montoya, J. C. Hernández, and G. Alcalá, “A battery energy management system to improve the financial, technical, and environmental indicators of colombian urban and rural networks,” *Journal of Energy Storage*, vol. 65, p. 107199, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23005960>
- [145] R. Ray and A. R. Gupta, “Analysis of radial unbalanced distribution network for different loading conditions with dg and d-statcom placement,” *2022 IEEE Delhi Section Conference (DELCON)*, pp. 1–8, 2022.
- [146] J. Radosavljević, A. Ktena, M. Gajić, M. Milovanović, and J. Živić, “Dynamic optimal power dispatch in unbalanced distribution networks with single-phase solar pv units and bess,” *Energies*, vol. 16, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/11/4356>
- [147] M. Kandasamy, R. Thangavel, T. Arumugam, S. Kumaravel, S. Aruchamy, W. W. Kim, and Z. W. Geem, “Strategic incorporation of dstatcom and distributed generations in balanced and unbalanced radial power distribution networks considering time varying loads,” *Energy Reports*, vol. 9, pp. 4345–4359, 2023.
- [148] G. Tahiliani and A. R. Gupta, “Electrical distribution system analysis with atom search optimization based dg and dstatcom allocation,” *2022 IEEE Delhi Section Conference (DELCON)*, pp. 1–6, 2022.
- [149] M. S. Giridhar, K. R. Rani, P. S. Rani, and V. Janamala, “Mayfly algorithm for optimal integration of hybrid photovoltaic/battery energy storage/d-statcom system for islanding operation.” *International Journal of Intelligent Engineering & Systems*, vol. 15, pp. 225–232, 2022.
- [150] K. Wichitkrailat, S. Premrudeepreechacharn, A. Siritaratiwat, and S. Khunkitti, “Optimal sizing and locations of multiple besss in distribution systems using crayfish optimization algorithm,” *IEEE Access*, vol. 12, pp. 94 733–94 752, 2024.
- [151] B. Trivić and A. Savić, “Optimal allocation and sizing of bess in a distribution network with high pv production using nsga-ii and lp optimization methods,” *Energies*, vol. 18, no. 5, 2025. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/18/5/1076>

- [152] J. Hernández, C. L. Trujillo, and F. Santamaría, “Photovoltaic projects developed in non-interconnected zones in colombia,” in *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2015, pp. 1–6.
- [153] C. M. Arias, B. I. V. Villar, A. R. Álvarez, and O. F. B. Chaves, “Estudio socio-técnico del uso de energías renovables como alternativa de iluminación en las comunidades de las zonas no interconectadas,” *Revista UIS ingenierías*, vol. 21, no. 1, pp. 15–28, 2022.
- [154] IPSE, “Informe mensual de telemetría – mayo 2025,” IPSE, Centro Nacional de Monitoreo, Tech. Rep., 2025. [Online]. Available: [https://ipse.gov.co/documentos\\_cmn/documentos/informes\\_mensuales\\_de\\_telemetria/2025/INFORME\\_MENSUAL\\_DE\\_TELEMETRIA\\_MAYO%202025.pdf](https://ipse.gov.co/documentos_cmn/documentos/informes_mensuales_de_telemetria/2025/INFORME_MENSUAL_DE_TELEMETRIA_MAYO%202025.pdf)
- [155] Ministerio de Minas y Energía de Colombia, “Formato memoria justificativa: Distribución y subsidios para zonas no interconectadas,” MinMinas, 2022. [Online]. Available: [https://www.minenergia.gov.co/documents/11809/MEMORIA\\_JUSTIFICATIVA\\_1.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/11809/MEMORIA_JUSTIFICATIVA_1.pdf)
- [156] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Avances en la regulación de comunidades energéticas en el amazonas: visita a leticia,” CREG, Tech. Rep., julio 2025, reporta la revisión de regulaciones para energía comunitaria en Leticia, destacando su condición de zona de triple frontera y los desafíos de racionamiento energético, vulnerabilidad ecológica y necesidad de soluciones distribuidas y sostenibles. [Online]. Available: <https://creg.gov.co/publicaciones/15876/creg-visito-leticia-para-socializar-avances-de-regulacion-de-comunidades-energeticas-en-el-amazonas/>
- [157] AFP / SwissInfo, “Leticia, aislada por la sequía del amazonas en frontera colombiana con Perú y Brasil,” *SwissInfo*, septiembre 2024, describe el impacto de la sequía en Leticia—ubicada en la triple frontera—con racionamientos de agua y energía y la fragilidad del entorno amazónico. [Online]. Available: <https://www.swissinfo.ch/spa/leticia%2C-aislada-por-la-sequ%C3%ADa-del-amazonas-en-frontera-colombiana-con-per%C3%BA-y-brasil/87580994>
- [158] D. Rodríguez-Urrego, B. González-Díaz, L. Rodríguez-Urrego, O. García-Afonso, and R. Guerrero-Lemus, “Safeguarding biodiversity and promoting sustainable development: Assessing the energy–water nexus of San Andrés Island, Colombia,” *Energies*, vol. 16, no. 14, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/14/5448>
- [159] M. Howard, E. Connolly, E. Taylor, and J. M. Mow, “Community-based development of multiple-use marine protected areas: Promoting stewardship and sharing responsibility

- for conservation in the san andrés archipelago, colombia,” *Gulf and Caribbean Research*, vol. 14, no. 2, pp. 155–162, 2003. [Online]. Available: <https://doi.org/10.18785/gcr.1402.12>
- [160] A. Acero P., J. J. Tavera J., A. Polanco F., and B.-C. N., “Fish biodiversity in three northern islands of the seaflower biosphere reserve (colombian caribbean),” *Frontiers in Marine Science*, vol. 6, p. 113, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3389/fmars.2019.00113>
- [161] Defensoría del Pueblo de Colombia, “Cuatro municipios costeros del Chocó en riesgo de crisis humanitaria por falta de energía eléctrica,” 2023, Último acceso: 7 de febrero de 2025. [Online]. Available: <https://www.defensoria.gov.co/en/-/cuatro-municipios-costeros-del-choc%C3%B3-en-riesgo-de-crisis-humanitaria-por-falta-de-energ%C3%ADa-el%C3%A9ctrica>
- [162] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de Colombia, “Informe sectorial de la prestación del servicio de energía eléctrica - Vigencia 2023 (Zonas No Interconectadas),” 2023, Último acceso: 7 de febrero de 2025. [Online]. Available: <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-sectorial-de-la-prestacion-del-servicio-de-energia-electrica-vigencia-2023-ZNI.pdf>
- [163] R. Broadwater, A. Chandrasekaran, C. Huddleston, and A. Khan, “Power flow analysis of unbalanced multiphase radial distribution systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 14, no. 1, pp. 23–33, 1988. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0378779688900442>
- [164] B. Cortés-Caicedo, L. S. Avellaneda-Gómez, O. D. Montoya, L. Alvarado-Barrios, and H. R. Chamorro, “Application of the vortex search algorithm to the phase-balancing problem in distribution systems,” *Energies*, vol. 14, no. 5, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/5/1282>
- [165] J. A. Guzmán-Henao, B. Cortés-Caicedo, R. I. Bolaños, L. F. Grisales-Noreña, and O. D. Montoya, “Optimal conductor selection and phase balancing in three-phase distribution systems: An integrative approach,” *Results in Engineering*, vol. 24, p. 103416, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590123024016682>
- [166] O. D. Montoya, J. S. Giraldo, L. F. Grisales-Noreña, H. R. Chamorro, and L. Alvarado-Barrios, “Accurate and efficient derivative-free three-phase power flow method for unbalanced distribution networks,” *Computation*, vol. 9, no. 6, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2079-3197/9/6/61>

- [167] Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), “Informe estadístico Leticia,” 2022, Último acceso: 7 de febrero de 2025. [Online]. Available: <https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/planes-departamentos-ciudades/220502-InfoDane-Leticia-Amazonas-fin.pdf>
- [168] Ministerio de Comercio, Industria y Turismo de Colombia (MinCIT), “Informe sobre Amazonas,” 2024, Último acceso: 7 de febrero de 2025. [Online]. Available: <https://www.mincit.gov.co/getattachment/d590efc5-9b03-4943-9255-929554b8f45b/Amazonas>
- [169] T. Ramana, V. Ganesh, and S. Sivanagaraju, “Distributed generator placement and sizing in unbalanced radial distribution system,” *Cogeneration & Distributed Generation Journal*, vol. 25, no. 1, pp. 52–71, 2010.
- [170] Agencia de Noticias - Universidad Nacional de Colombia, “Con energía solar, San Andrés ahorraría hasta 60.000 millones de pesos al año,” 2023, Último acceso: 7 de febrero de 2025. [Online]. Available: <https://agenciadenoticias.unal.edu.co/detalle/con-energia-solar-san-andres-ahorraria-hasta-60000-millones-de-pesos-al-ano>
- [171] Departamento Nacional de Planeación de Colombia (DNP), “Documento CONPES 3855 - Crédito San Andrés,” 2016, Último acceso: 7 de febrero de 2025. [Online]. Available: [https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3855\\_Credito\\_San\\_Andres\\_VPublicaci%C3%B3n.pdf](https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3855_Credito_San_Andres_VPublicaci%C3%B3n.pdf)
- [172] Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), “Título oficial del documento,” 2017, Último acceso: 7 de febrero de 2025. [Online]. Available: <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/e00955b2-08d8-4a5a-8a17-50cf8eb82af6/content>
- [173] W. Kersting, “Radial distribution test feeders,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 975–985, 1991.
- [174] M. Granada Echeverri, R. A. Gallego Rendón, and J. M. López Lezama, “Optimal phase balancing planning for loss reduction in distribution systems using a specialized genetic algorithm,” *Ingeniería y Ciencia*, vol. 8, no. 15, pp. 121–140, 2012. [Online]. Available: <https://doi.org/10.17230/ingciencia.8.15.6>
- [175] O. D. Montoya, J. A. Alarcon-Villamil, and J. C. Hernández, “Operating cost reduction in distribution networks based on the optimal phase-swapping including the costs of the working groups and energy losses,” *Energies*, vol. 14, no. 15, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/15/4535>

- [176] L. M. Riaño-Enciso, O. Danilo Montoya, and W. Gil-González, “Implementation of broyden’s method to compute the three-phase power flow in electrical distribution networks with asymmetric loading,” in *2023 IEEE Colombian Caribbean Conference (C3)*, 2023, pp. 1–6.
- [177] L. O. Shobayo and C. D. Dao, “Smart integration of renewable energy sources employing setpoint frequency control—an analysis on the grid cost of balancing,” *Sustainability*, vol. 16, no. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/16/22/9906>
- [178] M. Ikram, M. Aslam, K. Aurangzeb, S. Ahmed, S. N. K. Marwat, S. I. Haider, and M. Alhussein, “Integrating renewable energy sources for optimal demand-side management using decentralized multi-agent control,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 36, p. 101193, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467723002011>
- [179] A. K. ALAhmad, R. Verayiah, H. Shareef, A. Ramasamy, and S. Ba-swaimi, “Optimizing renewable energy and green technologies in distribution systems through stochastic planning of distributed energy resources,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 25, p. 100834, 2025. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S259017452400312X>
- [180] G. Carpinelli, A. Di Fazio, S. Perna, A. Russo, and M. Russo, “A-priori multi-objective optimization for the short-term dispatch of distributed energy resources,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 164, p. 110410, 2025. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061524006331>
- [181] A. P. A. Amorim, K. V. Pontes, B. Dorneanu, and H. Arellano-Garcia, “Optimizing microgrid design and operation: A decision-making framework for residential distributed energy systems in brazil,” *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 214, pp. 251–268, 2025. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263876224007123>
- [182] M. Kiasari, M. Ghaffari, and H. H. Aly, “A comprehensive review of the current status of smart grid technologies for renewable energies integration and future trends: The role of machine learning and energy storage systems,” *Energies*, vol. 17, no. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/16/4128>

- [183] C. P. Ohanu, S. A. Rufai, and U. C. Oluchi, “A comprehensive review of recent developments in smart grid through renewable energy resources integration,” *Heliyon*, vol. 10, no. 3, p. e25705, 2024. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25705>
- [184] O. D. Montoya, W. Gil-González, and L. Grisales-Noreña, “An exact minlp model for optimal location and sizing of dgs in distribution networks: A general algebraic modeling system approach,” *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 11, no. 2, pp. 409–418, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447919301200>
- [185] B. Cortés-Caicedo, L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, R. I. Bolaños, and J. Muñoz, “A multi-objective optimization approach based on the non-dominated sorting genetic algorithm ii for power coordination in battery energy storage systems for dc distribution network applications,” *Journal of Energy Storage*, vol. 113, p. 115430, 2025. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X25001434>
- [186] O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, and W. Gil-González, “Simultaneous siting and sizing of pvs and d-statcoms in medium-voltage grids using the cauchy-based distribution optimizer,” *Results in Engineering*, vol. 25, p. 104407, 2025. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590123025004876>
- [187] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2025) Gestor normativo de la creg. [Online]. Available: [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0030\\_2018.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm)
- [188] Y. Wang, C. Deng, D. Liu, Y. Xu, and J. Dai, “Unified real power sharing of generator and storage in islanded microgrid via distributed dynamic event-triggered control,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 3, pp. 1713–1724, 2021.
- [189] L. S. Avellaneda-Gómez, B. Cortés-Caicedo, and O. D. Montoya, “Minimizing energy losses in unbalanced distribution networks via the optimal integration of pv sources and d-statcoms,” in *2024 IEEE Colombian Conference on Applications of Computational Intelligence (ColCACI)*, 2024, pp. 1–6.
- [190] Q. Hassan, M. Jaszczur, E. Przenzak, and J. Abdulateef, “The pv cell temperature effect on the energy production and module efficiency,” *Contemporary Problems of Power Engineering and Environmental Protection*, vol. 33, p. 1, 2016.
- [191] NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER), “NASA POWER Data Access Viewer,” 2025, Último acceso: 7 de febrero de 2025. [Online]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/>

- [192] Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas. (2025) Ipse - instituto de planificación y promoción de soluciones energéticas. Consultado el 10 de febrero de 2025. [Online]. Available: <https://ipse.gov.co/>
- [193] ——. (2023) Informe mensual de telemetría - diciembre 2023. Consultado el 10 de febrero de 2025. [Online]. Available: [https://ipse.gov.co/documentos\\_cmn/documentos/informes\\_mensuales\\_de\\_telemetria/2023/diciembre/INFORME\\_MENSUAL\\_TELEMETRIA\\_DICIEMBRE\\_DE\\_2023.pdf](https://ipse.gov.co/documentos_cmn/documentos/informes_mensuales_de_telemetria/2023/diciembre/INFORME_MENSUAL_TELEMETRIA_DICIEMBRE_DE_2023.pdf)
- [194] A. A. Eras-Almeida, T. Vásquez-Hernández, M. J. Hurtado-Moncada, and M. A. Egido-Aguilera, “A comprehensive evaluation of off-grid photovoltaic experiences in non-interconnected zones of colombia: Integrating a sustainable perspective,” *Energies*, vol. 16, no. 5, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/5/2292>
- [195] J. Guzman-Henao, L. F. Grisales-Noreña, B. J. Restrepo-Cuestas, and O. D. Montoya, “Optimal integration of photovoltaic systems in distribution networks from a technical, financial, and environmental perspective,” *Energies*, vol. 16, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/1/562>
- [196] N. Vangapally, T. R. Penki, Y. Elias, S. Muduli, S. Maddukuri, S. Luski, D. Aurbach, and S. K. Martha, “Lead-acid batteries and lead-carbon hybrid systems: A review,” *Journal of Power Sources*, vol. 579, p. 233312, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775323006882>
- [197] C. Doetsch and J. Burfeind, “Chapter 12 - vanadium redox flow batteries,” in *Storing Energy*, T. M. Letcher, Ed. Oxford: Elsevier, 2016, pp. 227–246. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128034408000129>
- [198] P. Zhang, J. Wu, X. Jiang, L. Jiang, S. han Lu, X. Zhao, and Z. Yin, “First-principles investigation on multi-sodium sulfide and sodium sulfide clusters in sodium-sulfide batteries,” *Journal of The Electrochemical Society*, 2023.
- [199] S. Som, S. Chakrabarti, S. R. Sahoo, A. Ghosh, and X. Liang, “Bess reserve-based frequency support during emergency in islanded residential microgrids,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 14, no. 3, pp. 1702–1713, 2023.
- [200] C. Zhao, P. B. Andersen, C. Træholt, and S. Hashemi, “Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 182, p. 113400, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123002575>

- [201] M. Eskandari, A. Rajabi, A. V. Savkin, M. H. Moradi, and Z. Y. Dong, “Battery energy storage systems (besss) and the economy-dynamics of microgrids: Review, analysis, and classification for standardization of besss applications,” *Journal of Energy Storage*, vol. 55, p. 105627, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X22016152>
- [202] E. Martinez-Laserna, V. I. Herrera, I. Gandiaga, A. Milo, E. Sarasketa-Zabala, and H. Gaztañaga, “Li-ion battery lifetime model’s influence on the economic assessment of a hybrid electric bus’s operation,” *World Electric Vehicle Journal*, vol. 9, no. 2, 2018. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2032-6653/9/2/28>
- [203] Q. Badey, G. Cherouvrier, Y. Reynier, J.-M. Duffault, and S. Franger, “Ageing forecast of lithium-ion batteries for electric and hybrid vehicles,” *Curr. Top. Electrochem*, vol. 16, pp. 65–79, 2011.
- [204] K. R. Mallon, F. Assadian, and B. Fu, “Analysis of on-board photovoltaics for a battery electric bus and their impact on battery lifespan,” *Energies*, vol. 10, no. 7, 2017. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/7/943>
- [205] B. Cortés-Caicedo, L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, and R. I. Bolaños, “Minimizing the annual costs in ac distribution microgrids through optimal bess location, selection, and operation using a hybrid approach,” *Journal of Energy Storage*, vol. 84, p. 110894, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X2400478X>
- [206] V. M. Garrido-Arévalo, O. D. Montoya, W. Gil-González, L. F. Grisales-Noreña, and J. C. Hernández, “An sdp relaxation in the complex domain for the efficient coordination of bess and dgs in single-phase distribution grids while considering reactive power capabilities,” *Journal of Energy Storage*, vol. 90, p. 111913, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X24014981>
- [207] E. H. Houssein, M. K. Saeed, G. Hu, and et al., “Metaheuristics for solving global and engineering optimization problems: Review, applications, open issues and challenges,” *Arch Computat Methods Eng*, vol. 31, pp. 4485–4519, 2024.
- [208] P. C. Chu and J. E. Beasley, “A genetic algorithm for the multidimensional knapsack problem,” *Journal of heuristics*, vol. 4, pp. 63–86, 1998.
- [209] J. A. Guzmán-Henao, B. Cortés-Caicedo, B. J. Restrepo-Cuestas, R. I. Bolaños, and L. F. Grisales-Noreña, “Optimal integration of photovoltaic generators into urban and rural

- power distribution systems,” *Solar Energy*, vol. 270, p. 112400, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X2400094X>
- [210] N. I. Labra-Cáceres, L. F. Grisales-Noreña, R. I. Bolaños, J. A. Guzmán-Henao, and O. D. Montoya, “Energy management system for pv-based distributed generators in ac microgrids using an adapted jaya optimizer to minimize operational costs, energy losses, and co2 emissions,” *Results in Engineering*, vol. 25, p. 104397, 2025. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590123025004773>
- [211] D. H. Huanca and D. M. Falcão, “Transmission expansion planning considering storage and intraday time constraints to integrate wind power,” *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 19, no. 7, pp. 3985–3998, 2024. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s42835-024-01882-z>
- [212] B. Doğan and T. Ölmez, “A new metaheuristic for numerical function optimization: Vortex search algorithm,” *Information Sciences*, vol. 293, pp. 125–145, 2015. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0020025514008585>
- [213] L. F. Grisales-Noreña, A. A. Rosales-Muñoz, B. Cortés-Caicedo, O. D. Montoya, and F. Andrade, “Optimal operation of pv sources in dc grids for improving technical, economical, and environmental conditions by using vortex search algorithm and a matrix hourly power flow,” *Mathematics*, vol. 11, no. 1, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2227-7390/11/1/93>
- [214] A. Paz-Rodríguez, J. F. Castro-Ordoñez, O. D. Montoya, and D. A. Giral-Ramírez, “Optimal integration of photovoltaic sources in distribution networks for daily energy losses minimization using the vortex search algorithm,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 10, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2076-3417/11/10/4418>
- [215] W. Gil-González, O. D. Montoya, A. Rajagopalan, L. F. Grisales-Noreña, and J. C. Hernández, “Optimal selection and location of fixed-step capacitor banks in distribution networks using a discrete version of the vortex search algorithm,” *Energies*, vol. 13, no. 18, 2020. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/18/4914>
- [216] V. Hayyolalam and A. A. Pourhaji Kazem, “Black widow optimization algorithm: A novel meta-heuristic approach for solving engineering optimization problems,” *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 87, p. 103249, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0952197619302283>

- [217] R. Shaikh, A. Stojcevski, M. Seyedmahmoudian, and J. Chandran, “A multi-objective approach for optimal sizing and placement of distributed generators and distribution static compensators in a distribution network using the black widow optimization algorithm,” *Sustainability*, vol. 16, no. 11, 2024. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/16/11/4577>
- [218] S. A. Salimon, I. G. Adebayo, G. A. Adepoju, and O. B. Adewuyi, “Optimal allocation of distribution static synchronous compensators in distribution networks considering various load models using the black widow optimization algorithm,” *Sustainability*, vol. 15, no. 21, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/15/21/15623>
- [219] D. Xu and J. Yin, “An improved black widow optimization algorithm for engineering constrained optimization problems,” *IEEE Access*, vol. 11, pp. 32 476–32 495, 2023.
- [220] R. Eberhart and J. Kennedy, “A new optimizer using particle swarm theory,” in *MHS’95. Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science*, 1995, pp. 39–43.
- [221] B. Cortés-Caicedo, L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, M. A. Rodríguez-Cabal, and J. A. Rosero, “Energy management system for the optimal operation of pv generators in distribution systems using the antlion optimizer: A colombian urban and rural case study,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 14, 12 2022.
- [222] L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, J. C. Hernández, C. A. Ramos-Paja, and A.-J. Perea-Moreno, “A discrete-continuous pso for the optimal integration of d-statcoms into electrical distribution systems by considering annual power loss and investment costs,” *Mathematics*, vol. 10, no. 14, 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2227-7390/10/14/2453>
- [223] Q. Liu, Q. Hu, J. Zhou, D. Yu, and H. Mo, “Remaining useful life prediction of pv systems under dynamic environmental conditions,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 13, no. 4, pp. 590–602, 2023.
- [224] V. Tan, P. R. Dias, N. Chang, and R. Deng, “Estimating the lifetime of solar photovoltaic modules in australia,” *Sustainability*, vol. 14, no. 9, 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/9/5336>
- [225] Sistema de Servicios Públicos, “Consolidado de información técnica operativa zni,” <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-delsector/Energia/Reportes-comerciales/Consolidado-de-informacion-tecnicaoperativa-ZNI>, 2023, accedido: 09-marzo-2024.

- [226] S. K. Dash, S. Mishra, and A. Y. Abdelaziz, “A critical analysis of modeling aspects of d-statcoms for optimal reactive power compensation in power distribution networks,” *Energies*, vol. 15, no. 19, 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/19/6908>
- [227] B. Cortés-Caicedo, S. Bustamante-Mesa, D. L. Rodríguez-Salazar, O. D. Montoya, and M. Rico-García, “Integration and operation of energy storage systems in active distribution networks: Economic optimization via salp swarm optimization,” *Electricity*, vol. 6, no. 1, 2025. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2673-4826/6/1/11>
- [228] L. Cai, I. Erlich, and G. Stamtzis, “Optimal choice and allocation of facts devices in deregulated electricity market using genetic algorithms,” in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, 2004, pp. 201–207 vol.1.
- [229] W. Gil-González, O. D. Montoya, E. Holguín, A. Garces, and L. F. Grisales-Noreña, “Economic dispatch of energy storage systems in dc microgrids employing a semidefinite programming model,” *Journal of Energy Storage*, vol. 21, pp. 1–8, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X18302962>
- [230] Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, “Factores de emisión de los combustibles colombianos,” <https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/handle/001/1285/17%20Factores%20de%20emision%20de%20combustibles.pdf>, 2016, accedido: 09-May-2023.
- [231] D. Skrzypczak, K. Gorazda, K. Mikula, M. Mironiuk, H. Kominko, K. Sawska, D. Evrard, K. Trzaska, K. Moustakas, and K. Chojnacka, “Towards carbon neutrality: Enhancing co2 sequestration by plants to reduce carbon footprint,” *Science of The Total Environment*, vol. 966, p. 178763, 2025. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969725003985>